



**Anuario
Fotovoltaico
2023/2024**

ÍNDICE

A N U A R I O
FOTOVOLTAICO

2023/2024



Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

CONTENIDOS

PÁGINA

CAPÍTULO 1		INTRODUCCIÓN	6
1.1	Artículo de Miguel Martínez-Aroca - Presidente de Anpier		8
1.2	Artículo de Fernando Ferrando - Presidente Fundación Renovables		12
1.3	Artículo de Javier García Brea - Asesor en modelos de negocios energéticos		14
CAPÍTULO 2		ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL	16
2.1	Cambio climático, descarbonización de la economía para 2050 y acuerdos inter.		18
2.2	Derechos de emisión de CO2		22
2.3	Datos macroeconómicos. Potencia total instalada		26
2.4	Principales mercados fotovoltaicos internacionales		30
2.5	Perspectivas internacionales para los próximos años		34
CAPÍTULO 3		ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO	38
3.1	Directivas europeas		40
3.2	Datos macroeconómicos. Potencia total instalada		46
3.3	Principales mercados fotovoltaicos europeos		50
3.4	Efecto de la Guerra en Ucrania		54
CAPÍTULO 4		ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL ESTATAL	56
4.1	La regulación sectorial como factor clave	Derechos de emisión de CO2	58
4.2	PNIEC y hojas de ruta nacionales		76
4.3	Novedades regulatorias		88
4.4	Parámetros retributivos 2023-2025		94
4.5	Funcionamiento del sistema eléctrico		106
4.6	Análisis del sector eléctrico español desde el punto de vista técnico		116
4.7	Mercado eléctrico español		124
4.8	Instalaciones fotovol. de generación e inyección de energía al sist. eléctrico nacional		132
4.9	Autoconsumo		142
4.10	Las comunidades ciudadanas de energía		160
4.11	informe PWC		172
CAPÍTULO 5		ANPIER, UNA ASOCIACIÓN COMPROMETIDA	280

INTRODUCCIÓN





1

LOS LAUDOS DE LA VERGÜENZA

Mucho se habla de las catastróficas consecuencias que va a provocar el cambio climático, ya notamos sus primeros efectos y con ellos ha llegado, por fin, el silencio definitivo de los negacionistas. Los escenarios que se dibujaban hace años como nefastos empiezan a ser cuestionados, porque se están quedando cortos en la severidad de los daños esperados y desajustados en los plazos previstos, que se acortan de manera alarmante.



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

El cambio climático es un mal planetario y si la reacción no es global, del conjunto de la comunidad internacional, las generaciones venideras tendrán que vivir de una manera muy diferente a la nuestra. España es una muy pequeña porción de territorio y humanidad, pero esto no debe llevarnos a no actuar de manera decidida en la trascendental misión de descarbonizar nuestras vidas.

Más allá de las palabras, debemos pasar a la acción, y la acción efectiva es electrificar nuestros consumos, no cabe otra respuesta frente al cambio climático que electrificar urgentemente todos nuestros consumos, porque no hay energía verdaderamente limpia que no sea eléctrica. Sin embargo, la electrificación no se está produciendo, tenemos la oferta, el sector renovable ha cumplido, primero madurando las tecnologías y luego implantándolas de manera suficiente; pero no se atisba la demanda, la implantación de la movilidad de personas y el transporte de mercancías electrificado, sobre raíles, no avanza a la velocidad que debieran, y los sistemas de climatización por bomba de calor tampoco se imponen, por citar tres vectores clave en la electrificación.

Por este motivo, en España nos encontramos con desajustes preocupantes: la

penetración de producción renovable excede con mucho la esperada, mientras que la electrificación de los consumos va en franco retroceso. El éxito de la expansión renovable puede resultar también un fracaso, multiplicar la potencia renovable disponible en el sistema eléctrico es condición necesaria, pero no suficiente, si los consumos no se electrifican, la descarbonización no se produce, con independencia de los GW verdes que se instalen. El número de GW renovables instalados no debe tomarse, como se hace en ocasiones, como un indicador de éxito; la clave está en reducir nuestro consumo de combustibles fósiles.

Es necesario establecer un orden en un proceso de descarbonización que, para culminarse con éxito, debe albergar una razonable sincronía entre la oferta y la demanda, de tal forma que la sostenibilidad económica de los generadores y del propio sistema sea también una garantía para alcanzar nuestra meta común: la sostenibilidad medioambiental. Es el momento de que vayan saliendo las tecnologías contaminantes del sistema energético, de forma progresiva y ordenada, para que, mediante la electrificación de los consumos, vayan ocupando ese lugar las fuentes eléctrico-renovables. También es de sentido común descarbonizar el propio

“En España nos encontramos con desajustes preocupantes: la penetración de producción renovable excede con mucho la esperada, mientras que la electrificación de los consumos va en franco retroceso”

sistema eléctrico y no sobredimensionar la oferta renovable disponible.

Como conclusión, ya podemos afirmar que la penetración de fuentes de generación renovable se ha ido aplicando de forma torpe, puesto que la oferta se encuentra disponible, mientras que no se atisba un incremento de demanda de electricidad y, sin el cambio de paradigma en los consumos de energías, de fósil a eléctrica/renovable, no hay avance en descarbonización.

Pero de todos los desajustes que estamos soportando, de todas las torpezas que se han ido materializando, hay una que brilla con luz propia: Los laudos de la vergüenza.

Anpier, la Asociación Nacional de Productores Fotovoltaicos, insta a nuestro Gobierno a que ponga fin al ridículo internacional y al vergonzoso escarnio que sufren las 65.000 familias pioneras de la producción fotovoltaica en España. Tanto los grandes inversores internacionales, como las decenas de miles de familias españolas están unidos a unas inversiones en renovables que fueron pedidas en el año 2007 por el Estado español, con

la finalidad de alcanzar el objetivo europeo de renovables para España, madurar la tecnología fotovoltaica, crear un tejido empresarial en este sector y abaratar los costes energéticos.

Todos estos objetivos se alcanzaron con éxito, pero el Estado decidió cercenar los ingresos de estas instalaciones, tan solo a los dos años de estar operativas, con recortes de hasta un 50%, el más sórdido de los episodios que jamás ha experimentado un sector regulado en un país del primer mundo, puesto que la seguridad jurídica es una máxima que habría de ser inquebrantable.

La suerte de los inversores nacionales y los internacionales se separa en el momento de reclamar las lógicas compensaciones por los daños causados. A los nacionales se les estigmatizó ante la sociedad para justificar abusivos recortes retroactivos, que les llevaron a la ruina, atribuyéndoles incluso el déficit de tarifa del sector eléctrico, que ya estaba en cotas insostenible antes de que se desplegaran estas instalaciones.

La justicia española, sobre la base de estos argumentos y considerando que



estos cambios deberían de haber sido previstos por estas familias, a pesar de que en las campañas y detallados materiales que realizó el IDAE para captar las inversiones de estas familias, como era lógico, por impensable, jamás se consideraba un escenario de esta naturaleza.

Por su parte, los inversores internacionales, posiblemente previendo escenarios tan inverosímiles como los que, efectivamente, vivieron las familias españolas, no acudieron a los tribunales españoles, ni siquiera en la mayoría de los casos europeos, sino que -facultados por las normas de competencia de la Carta de la Energía- pidieron justicia en el CIADI, el órgano de resolución de conflictos del Banco Mundial, donde se van conociendo unos laudos que otorgan la razón a los demandantes e imponen al Reino de España la obligación de compensar el daño causado a estos inversores.

Ante la actitud del Ministerio español, de mantenerla y no enmendarla, los acreedores ya han elaborado una lista de bienes del Estado embargables entre los que figuran

los aviones Falcon, la indemnización del Prestige o, como se ha conocido en el día de hoy, las cuentas del Instituto Cervantes. España ya ha entrado en la lista de países más morosos del mundo situándose en el segundo lugar, tras Venezuela, y que podría colocarse en el primer puesto una vez vayan conociéndose los laudos que están pendientes de resolución.

Por ello entendemos que la situación exige sentar en una mesa de negociación a los dañados, nacionales e internacionales, por los injustos recortes, y restaurar una situación de justicia; Así se reconoció en el pasado acuerdo de Gobierno (punto 3.5); aunque no se cumplió. Es preciso reconocer los errores y dejar de confundir a la sociedad, en un juego que a nadie beneficia porque daña la credibilidad del Estado español frente a sus compromisos internacionales y frente a la obligación de velar por sus propios inversores nacionales, especialmente cuando se trata de miles de familias con recursos económicos limitados que entraron en este sector de buena fe y llamados por el propio Estado. ■



LA FOTOVOLTAICA NOS HACE LIBRES

Si de algo podemos tener constancia es de que los consumidores hemos llegado a la conclusión de que es posible asumir roles que, hasta ahora, no podíamos imaginar en cuanto a nuestras capacidades reales de actuar de forma activa y directa en la cobertura de nuestras necesidades energéticas. El autoconsumo y las iniciativas de generación distribuida están mostrando una nueva realidad en la que es posible otra forma de entender la energía y de actuar y validar nuestras iniciativas como consumidores.



Fernando Ferrando

PRESIDENTE FUNDACIÓN RENOVABLES

Estamos todavía a una gran distancia de las posibilidades que la tecnología renovable ha puesto en nuestras manos, entre otras razones porque quiénes tienen la capacidad de regular y exigir el cumplimiento de lo legislado no lo hacen. Parece que están más preocupados de encontrar equilibrios con un sector energético que, desde un pretendido rol paternalista, controla toda la cadena de suministro de electricidad. Vivimos en una cultura de la energía que confunde la protección del consumidor en un suministro esencial con la ausencia de compromiso para avanzar en el consumo responsable, al tratarse de un bien escaso y con externalidades medioambientales implícitas.

En este proceso de cambio, lo que no es discutible es que la fotovoltaica se ha convertido en un elemento de ampliación de los ámbitos de libertad de la ciudadanía, además de permitirnos acotar los costes de la cobertura de nuestras necesidades para que estén más acordes con la realidad de cada consumidor.

En 2022 se realizaron más de 217.000 instalaciones de autoconsumo doméstico, de las que el 99% eran instalaciones individuales, a pesar de que el 67% de la población vivimos en bloques de viviendas. Somos conscientes de que su desarrollo es mejorable, sobre todo si atendemos a las dificultades y trabas que tiene, por ejemplo, el desarrollo del autoconsumo colectivo o al deficiente apoyo a las

comunidades energéticas y al desarrollo limitado del autoconsumo ligado a la industria o al sector servicios.

No podemos estar satisfechos sabiendo que, por dificultades administrativas o por miedo a la complejidad que no temen en otros países vecinos, algo más de un 1 millón de MWh de la energía autoproducida no se aprovecha (supone un 0,4% de la demanda total de electricidad), o que el 83% de las instalaciones de más de 100 kW, según la patronal de la distribución, se realizaron sin considerar la posibilidad de verter excedentes a la red eléctrica. Es decir, la inoperancia de nuestro marco normativo implica que cuatro de cada cinco instalaciones estén subdimensionadas y no optimizadas energéticamente.

La avidez de los grandes proyectos, derivada de las facilidades regulatorias y del poder real de los que los proponen, a veces rompe las bondades implícitas de nuestra apuesta por las renovables. La ambición forma parte de la naturaleza humana, pero no debería asociarse al desarrollo renovable, pilar básico de la lucha contra el cambio climático.

La responsabilidad que tenemos con el futuro, tanto en la consecución de nuestros derechos y libertades como en el cuidado del medio ambiente, nos exige seguir apostando de forma sostenible por las renovables, en general, y por la energía solar fotovoltaica ligada al consumo, en particular. ■

"Vivimos en una cultura de la energía que confunde la protección del consumidor en un suministro esencial con la ausencia de compromiso para avanzar en el consumo responsable, al tratarse de un bien escaso y con externalidades medioambientales implícitas"

LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL CONSUMIDOR FINAL

La fotovoltaica supera todos los récords en España y en el mundo. La previsión de convertirse en la primera fuente de energía se va a cumplir antes de lo que se pensaba. Compite con la eólica, supera a la nuclear y es objeto de deseo de las operaciones corporativas de compra venta de activos renovables, que en España superan hoy los 23.000 millones de euros. Es tal la euforia inversora en energía solar que su competitividad encierra los problemas que pueden llevarla a morir de éxito.



**Javier
García-Breva**

Asesor en nuevos Modelos
de Negocios Energéticos

La fotovoltaica supera todos los récords en España y en el mundo. La previsión de convertirse en la primera fuente de energía se va a cumplir antes de lo que se pensaba. Compite con la eólica, supera a la nuclear y es objeto de deseo de las operaciones corporativas de compra venta de activos renovables, que en España superan hoy los 23.000 millones de euros. Es tal la euforia inversora en energía solar que su competitividad encierra los problemas que pueden llevarla a morir de éxito.

Es la paradoja de la economía especulativa que contamina la industria renovable de la mano de los grandes inversores, las compañías integradas verticalmente y las regulaciones laxas. Abandonar el modelo eficiente de las renovables por la codicia especuladora puede conducir a un gran fracaso si no se decide un diseño del mercado eléctrico que sitúe al consumidor comprometido activamente en el centro del sistema y priorice la demanda sobre la oferta.

El modelo eficiente de las renovables es el de la proximidad de la generación a los centros de consumo. Es el modelo de la generación distribuida y de los instrumentos de eficiencia energética, como el autoconsumo, almacenamiento, agregadores, comunidades energéticas y edificios de energía positiva con recarga de vehículos eléctricos. La fotovoltaica es la tecnología idónea para desarrollar un modelo eficiente de energías renovables basado en el cliente o consumidor activo, verdadero dueño de la flexibilidad.

La fotovoltaica hace posible la más alta eficiencia a través de la energía de proximidad para ofrecer la máxima protección al consumidor final. Las grandes energéticas y las administraciones públicas mantienen las barreras regulatorias y no regulatorias a la eficiencia energética que impiden la participación directa o mediante agregadores de los consumidores en los mercados energéticos.

La denuncia de la Alianza por el Autoconsumo sobre los obstáculos de las grandes distribuidoras al autoconsumo colectivo, la investigación de la CNMC a las eléctricas por presuntas irregularidades con el autoconsumo solar y la falta de regulación de las comunidades energéticas, el autoconsumo y la agregación delatan las intenciones de no aplicar los derechos que reconoce la directiva de renovables de 2018 al consumidor activo y dar tiempo al desarrollo del modelo especulativo e ineficiente de renovables y al control de la generación distribuida por las grandes eléctricas, incumpliendo las directivas europeas.

La nueva directiva de eficiencia energética no dedica un solo artículo a la gestión de la demanda ni al consumidor final, del que depende la descarbonización de la economía; pero deja bien atado el impulso a la demanda de gas hasta 2030. La regulación de la eficiencia energética se deja a los gestores de las redes y a las autoridades nacionales, regionales y locales. Cuanto más se cita la protección de los consumidores más desprotegidos quedan. Porque la eficiencia energética beneficia más a la sociedad que a los inversores. ■

“La fotovoltaica hace posible la más alta eficiencia a través de la energía de proximidad para ofrecer la máxima protección al consumidor final”

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL



ENERGY

2

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

En 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 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, dura-

dero, 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 reducirlas un 60% antes de 2050 con respecto a las de 2010.

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:

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.

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 (CO₂) 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.

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.

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 climático. Porque el Cambio Climático también es una herramienta para luchar contra desigualdades.

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.

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 Carbono Neutralidad 2050.

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 4 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 cum-

plimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Así lo ratificó el Informe anual de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2021 de la ONU, que ha alertado 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, avisando que los próximos 18 meses serán cruciales.

En 2022, fuimos testigos del drama de la guerra, con la invasión de Ucrania por Rusia, que ha provocado graves consecuencias sociales y económicas, un aumento del precio de la energía y la inflación por las nubes, lo que ha aumentado e intensificado 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 hemos vuelto a vivir un conflicto bélico, en este caso entre Israel y Hamás, que además generar nuevas tensiones en los mercados energéticos, vuelve 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. ■

DERECHOS DE EMISIÓN CO₂

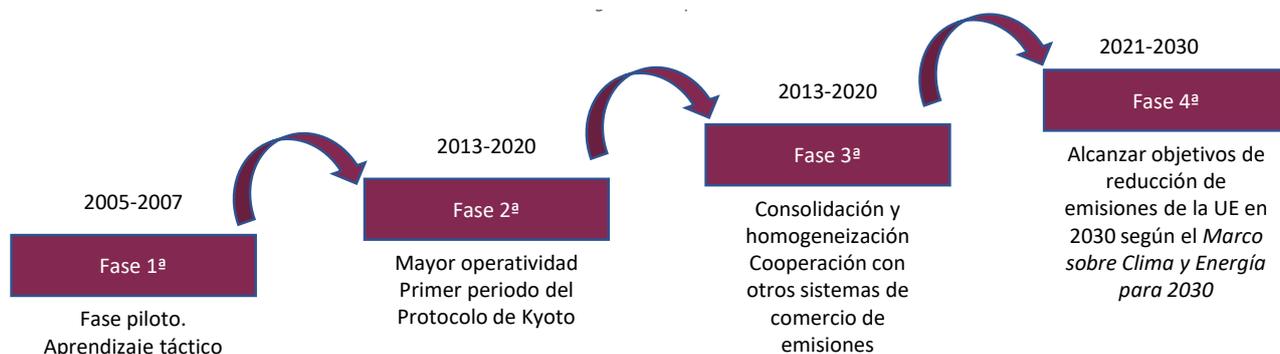
Con el objetivo de rebajar las emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero, el 1 de enero de 2005 la Unión Europea puso en marcha el sistema de derechos de emisión. Se pretendía fomentar un régimen para el comercio de derechos de emisión de CO₂ por parte de los sectores de producción más contaminantes.

Las industrias que se rigen por este mecanismo disponen de un límite anual de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Cuando dicho límite es excedido, como consecuencia de su actividad ordinaria, deben acudir al mercado a comprar los derechos de emisión que necesitan para ajustarlos a su producción. Este derecho de emisión se trata de un crédito transferible, pudiendo ser comprados o vendidos por los distintos agentes que participan en este mercado. De manera que, en función de sus necesidades, las empresas cuentan con un instrumento por el que obrar medioambientalmente de forma más sostenible evitando la imposición de fuertes sanciones.

El Sistema de Comercio de Emisiones es el esquema insignia de la Unión Europea para reducir las emisiones de unas 12.000 centrales eléctricas, fábricas y aerolíneas.

En el año 2005, como consecuencia de la aplicación de la *Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 13 de octubre de 2003*, se puso en marcha el primer y mayor Régimen Internacional de Comercio de Derechos de Emisión del mundo, que representa más de tres cuartas partes del comercio internacional de carbono.

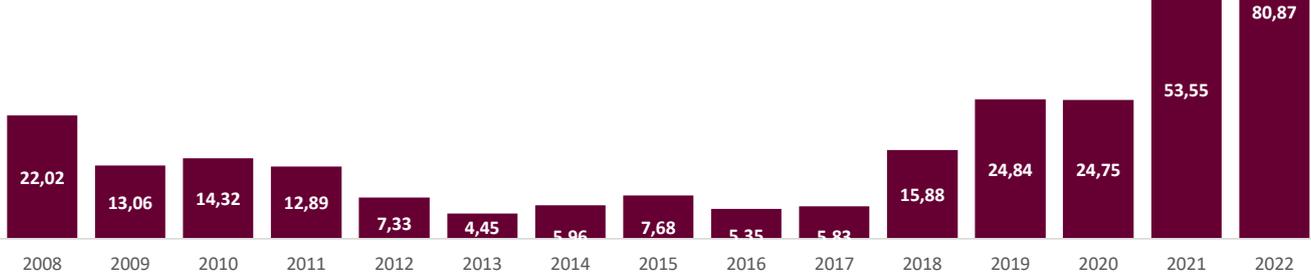
La directiva establece un primer periodo de tres años, del 2005 al 2007, como fase piloto y de preparación para la segunda fase, del 2008 al 2012, cuando los derechos de emisión europeos deberían funcionar ya de manera efectiva, ayudando a cumplir los objetivos propuestos en el Protocolo de Kyoto. La tercera fase consolida las medidas fijadas y, por último, una cuarta fase orientada a la determinación de los objetivos a alcanzar para cumplir con las reducciones de emisiones de CO₂ acordada para 2030.



Fases del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión. Fuente: European Commission

En la tercera fase, se introducen cambios significativos en cuanto al límite de emisiones y su homogeneización. También se introducen nuevos sectores y gases de aplicación, así como la utilización de la subasta como mecanismo de asignación de los derechos.

Es destacable la dotación de 300 millones de derechos de emisión con el fin de financiar el despliegue de tecnologías innovadoras de energías renovables, captura y almacenamiento de carbono mediante el programa NER300.



Evolución de los precios del CO2: 2008-2021 (€/TCO2). Fuente: Sendeco 2

La Comisión Europea decidió reducir las asignaciones a los Estados Miembros al comienzo de la segunda fase, a diferencia del período inicial. Lo que dio lugar a una reducción de los derechos de emisión en circulación elevando el precio del CO2 hasta los 22 €/t. Por otro lado, en el periodo de la crisis financiera se redujo notablemente la actividad económica de empresas e industrias partícipes en los sectores del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones [EU ETS], provocando una asignación excedentaria que ocasionó una repentina caída de los precios en dicho periodo. En el año 2009, la reducción de la actividad económica trajo consigo una disminución del 15% del índice de Producción Industrial (IPI) de los países incluidos en el EU ETS para ese periodo.

La incertidumbre sobre la continuidad del protocolo de Kyoto, los cambios en la normativa aplicable en la tercera fase y el aplazamiento de la retirada de derechos de

mercado hasta finales de 2013 ocasionaron una disminución sustancial de los precios.

Durante el comienzo de la Fase tres, fueron añadidas una serie de reformas importantes que, no obstante, no consiguieron elevar los precios, manteniéndose estos durante el 2013 en el intervalo de los 3-5 €/t. Con el objeto de revertir esta situación, a finales de año el Parlamento Europeo aprobó la retirada temporal de 900 toneladas de CO2 entre 2013 y 2015, lo que originó un ligero incremento del precio de los derechos.

A pesar de los objetivos de reducción de emisiones de la cumbre de París, en el año 2016 el precio volvió a disminuir. Esto se debió a tres factores: (i) la caída del precio del gas natural, lo que generó una menor demanda de derechos de emisión por parte de las empresas de generación eléctrica; (ii) la caída del precio de la electricidad en Alemania, que provocó que las compañías eléctricas recompraran la electricidad

que habían vendido en forma de futuros, vendiendo los derechos anteriormente comprados; y (iii) por los temores de una recesión global derivados de la desaceleración de la economía China y de los países emergentes que conllevó en una disminución del volumen de compras.

En 2017, las emisiones aumentaron ligeramente en comparación con 2016, poniendo fin a la tendencia de precios en decrecimiento que comenzó al principio de la tercera fase. Esto se debió al aumento del sector industrial, reduciéndose por cuarto año consecutivo las emisiones en el sector eléctrico.

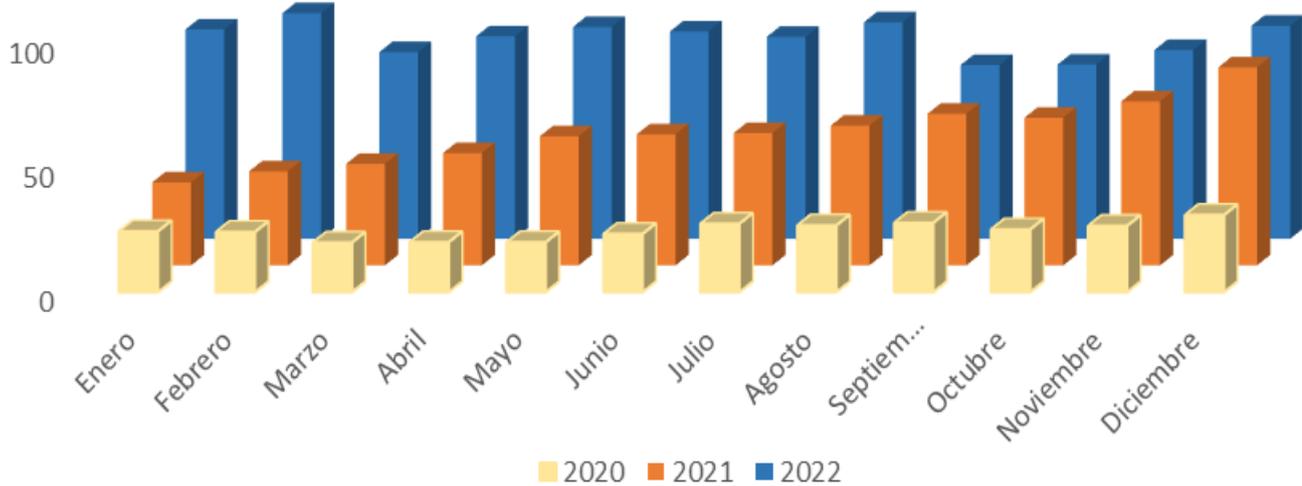
La Directiva del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) revisada, publicada en marzo de 2018 (con entrada en vigor el 8 de abril), reforma el régimen para 2020, con el objetivo de reducir las emisiones de GEI de los sectores incluidos en el RCDE EU 2030 en un 43%, además de salvaguardar la competitividad industrial y fomentar la modernización e innovación hipo carbónica.

Los precios de 2019 se incrementaron considerablemente respecto a los años anteriores, esta subida se relaciona con la forma en que está diseñado el sistema. En la cuarta 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.

Esta revisión de la Fase 4, ha elevado las expectativas de los analistas en cuanto al pronóstico para los últimos años de la Fase 3 y Fase 4. En octubre de 2020 continuaba el crecimiento de las previsiones para 2022 respecto a las anteriores un 34,6%. Sin embargo, en enero de 2021 el precio se situó en entornos de 33,4€/t – es decir un incremento superior al 40%-. Y lo que es aún peor, de media en 2021 la tonelada de CO₂ se ha cotizado en 53,55€, con puntas en diciembre superiores a los 79,72€/t.

En 2022, aumentó significativamente el coste de la emisión de gases de efecto invernadero en los sistemas de comercio de emisiones globales. Los derechos de emisión de la Unión Europea aumentaron hasta más de 80 euros/tonelada, un 50% más que en 2021. Estos elevados precios se deben en gran medida a la guerra en Ucrania, situación que se vio agravada con la destrucción de los gaseoductos Nord Stream 1 y 2, lo que produjo un gran aumento del precio gas y problemas en su disponibilidad de forma que se trató de disminuir el consumo de gas natural aumentando el de otros combustibles fósiles como el carbón, afectando directamente al mercado energético europeo, que alberga el Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea, responsable de la mayoría de las transacciones en el mercado global de CO₂.

Las Metas Climáticas más ambiciosas también están contribuyendo a la elevación de los precios, a medida que los países y las regiones reducen sus límites de emisión en busca del cumplimiento de esos objetivos.



Comparación mensual del precio de la Tonelada de CO2 entre 2020, 2021 y 2022 (€/TCO2).

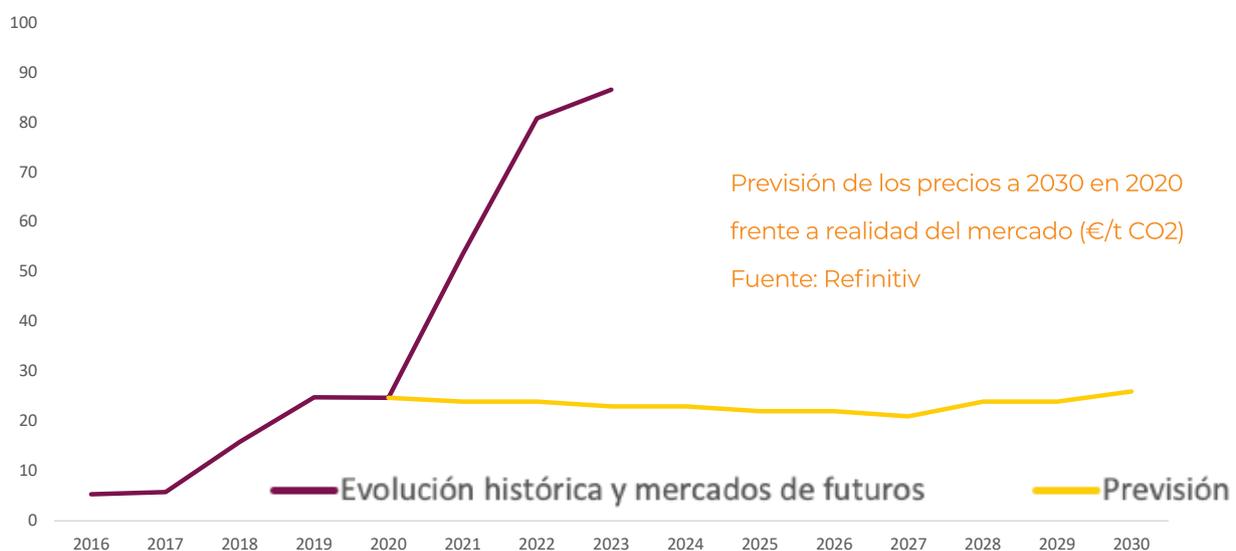
Fuente: Reuters e investing

Debido a la situación en la que se encontraba el gas natural en Europa con el gran aumento en sus precios cuando la Unión Europea dejó de importar combustible de Rusia, resultaba relativamente más barato hacer funcionar plantas de quema de carbón para generar electricidad. Esto provocó un aumento de las emisiones de CO2 por unidad de energía generada, aumentando la demanda de licencias de emisión y encareciéndolas.

Con la continuación de la guerra y la certeza de que se endurecerán los límites de emisión de CO2 en Europa, los precios de los derechos de emisión que se mantuvie-

ron altos a lo largo de 2022 (con un promedio de más de 80 euros/t frente a los 54 euros/t de 2021) han seguido subiendo durante 2023, donde han llegado a alcanzar un máximo de 97,28 euros/t, presentando un promedio anual al cierre del presente informe de 85,76 euros/t.

Además, la inestabilidad actual, agravada con el conflicto entre Israel y Hamas, no permite trabajar con escenarios 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. ■

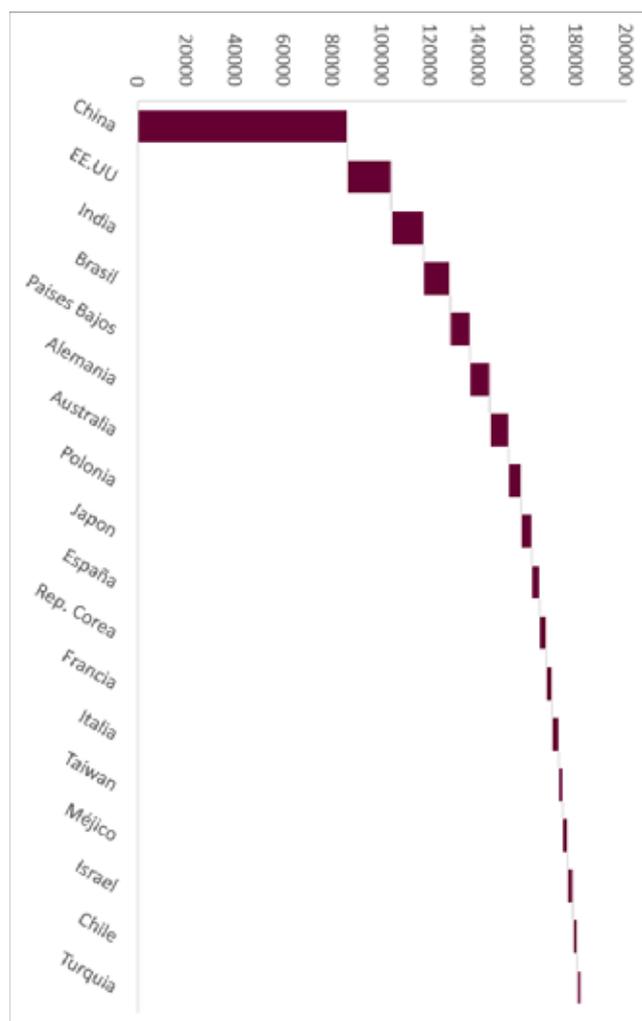


DATOS MACROECONÓMICOS POTENCIA TOTAL INSTALADA

La potencia instalada en todo el mundo en equipos y centrales de energía fotovoltaica creció un 22% en 2022 respecto al año anterior, superando el crecimiento del año 2021 que fue de un 19%. Además, en términos absolutos es el crecimiento más elevado de la historia, con más de 204 GW instalados en un año. De forma estadística, cabe señalar que, en 2022 se puso en marcha prácticamente la misma potencia acumulada existente en 2015.

En este sentido, y detallando el crecimiento a nivel país, cabe destacar que, nuevamente China lideró el crecimiento con un aumento de un 28% sobre la potencia total instalada respecto a 2021. A esta le siguieron Estados Unidos, India y Brasil.

País	MW instalados en 2022
China	86.024
Estados Unidos	17.822
India	13.107
Brasil	11.024
Países Bajos	8.341
Alemania	8.093
Australia	7.715
Polonia	4.910
Japón	4.642
España	2.891
Rep. Corea	2.814
Francia	2.538
Italia	2.385
Taiwán	2.024
Méjico	1.983
Israel	1.856
Chile	1.782
Turquía	1.610



Potencia instalada en 2022 (MW)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada en los principales mercados en 2022 (MW).

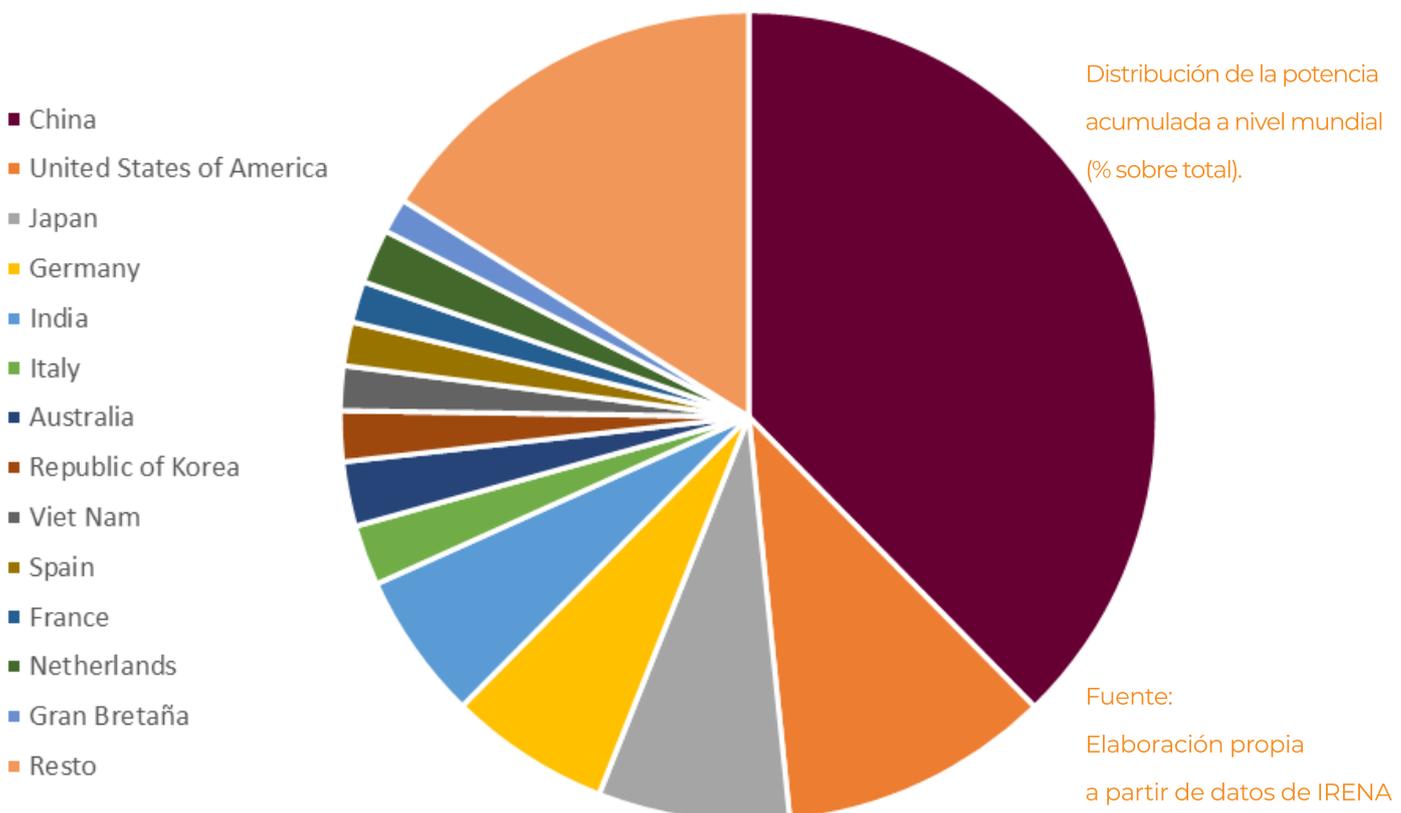
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

El país más destacado a nivel mundial tanto en capacidad anual instalada en 2022 como en potencia acumulada es China. Alcanzando una cifra récord con 86 GW instalados en solo un año, lo que la sitúa a la cabeza en potencia total instalada con 392 GW acumulados. En ambos se sitúa bastante por delante de la suma de los países que integran la UE, Estados Unidos y la India. Uno de los datos más relevantes este 2022 es que la potencia total instalada fotovoltaica a nivel mundial ha llegado a 1 TW aportando entre China y Estados Unidos prácticamente el 50% de esta potencia.

País	MW acumulados en 2022	Variación 2022 Vs 2021
China	392.014	28%
Estados Unidos	111.535	19%
Japón	78.833	6%
Alemania	66.552	14%
India	61.081	27%
Australia	26.789	40%
Italia	25.077	11%
Brasil	24.072	84%
Países Bajos	22.590	59%
Rep. Corea	20.975	15%
Vietnam	18.470	11%
España	18.177	19%
Francia	17.037	18%
Reino Unido	14.412	5%
Taiwán	9.724	26%
Turquía	9.425	21%
México	9.009	28%
Ucrania	8.062	0%

Países con mayor potencia fotovoltaica acumulada en 2022 (MW)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA



A nivel general, seguimos observando como la distribución de la potencia mundial acumulada se reparte de forma desigual en los cinco continentes. Europa continúa destacando por la cantidad de pequeños y medianos mercados repartidos a lo largo de todo su territorio, situándose en su conjunto

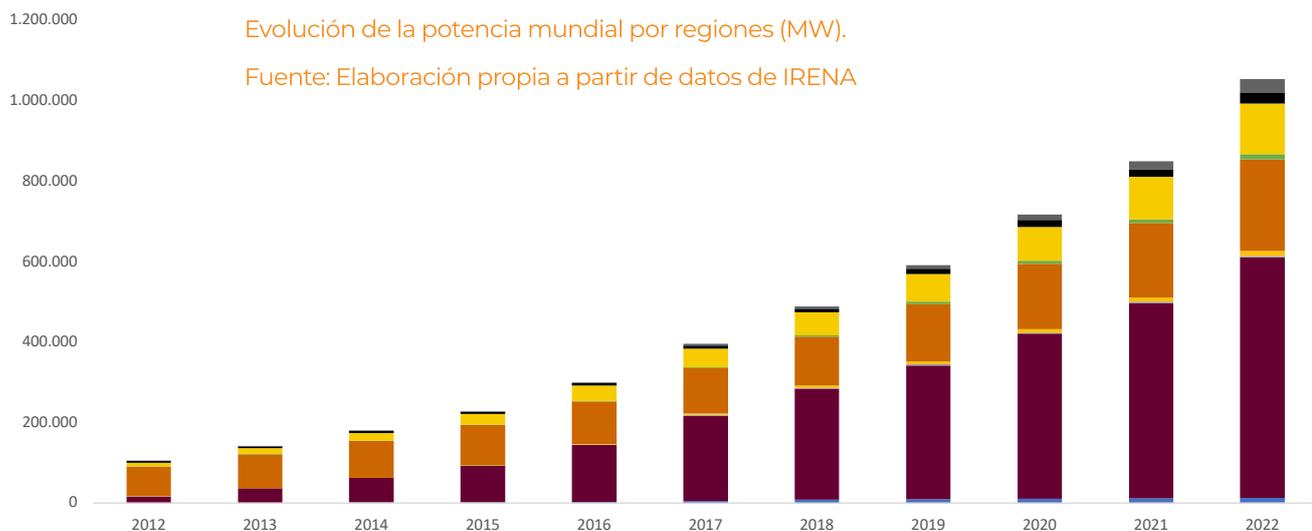
como un gran mercado fotovoltaico. De igual forma, Asia sigue dominando el mercado fotovoltaico mundial, con China como líder destacado. En América destaca Estados Unidos como el mercado más grande seguido de Brasil que en el último año ha aumentado notablemente su potencia fotovoltaica.

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

Tabla. Potencia anual instalada por regiones (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

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

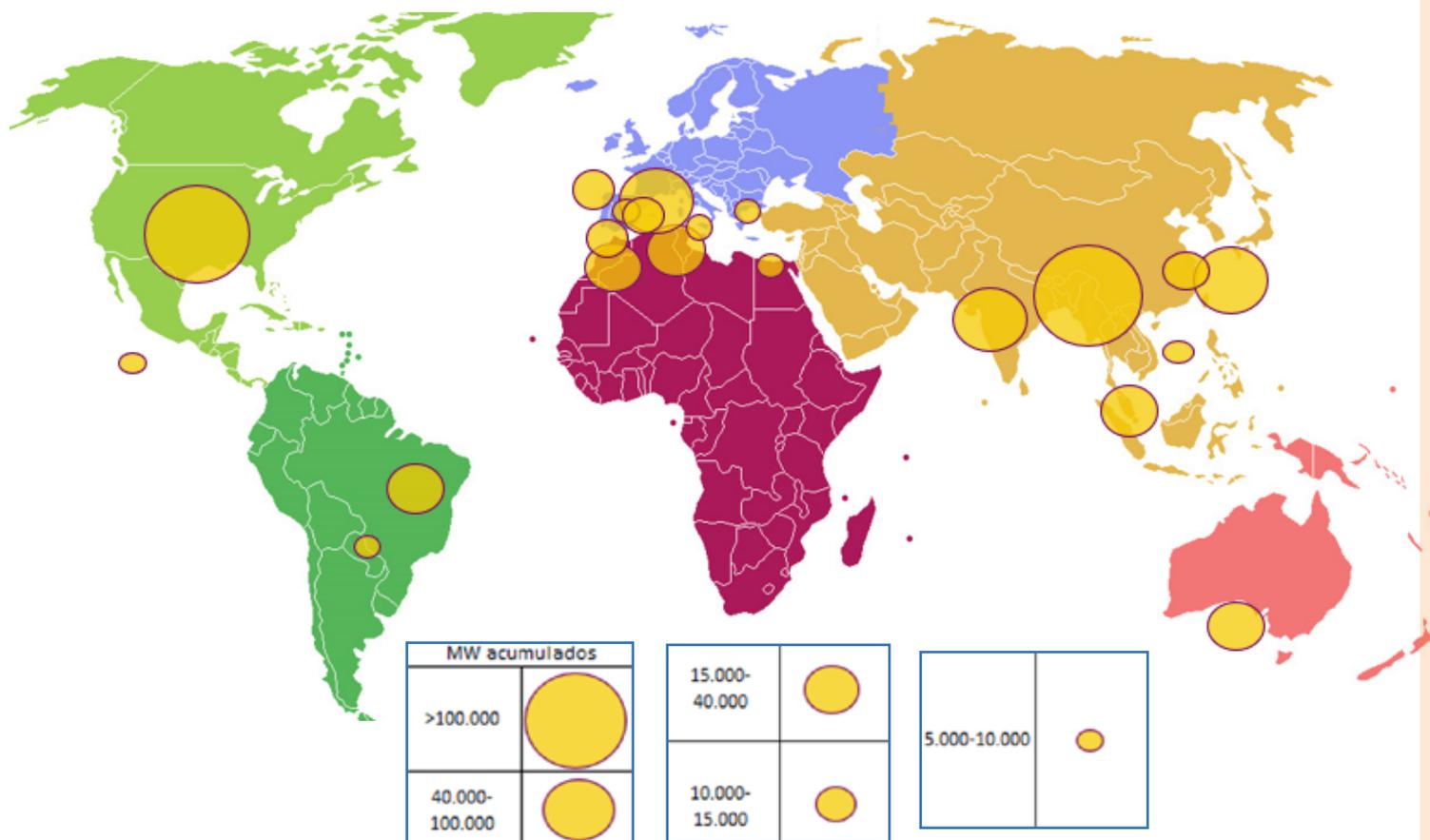
Tabla. Potencia acumulada por regiones (MW) Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA



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

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 mostraremos la evolución anual de cada región, tomando datos para 2022 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. ■

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada (MW)			
	2018	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
Sudáfrica	4.401	4.403	5.488	5.719	5.821	2	1.085	232	101
Egipto	700	1.597	1.629	1.629	1.638	897	32	0	9
Argelia	423	423	423	423	322	0	0	0	-101
Senegal	143	143	143	231	256	0	0	88	25
Islas Reunión	190	190	190	216	223	0	0	26	7
Marruecos	181	181	181	211	295	0	0	30	84
Namibia	71	121	121	121	153	51	0	0	32
Kenia	56	57	57	97	205	1	0	40	108
Zambia		89	89	89	89	89	0	0	0
Túnez	62	73	88	88	190	11	15	0	102
Mauricio	67	83	83	83	106	16	0	0	23
Ghana	55	55	62	72	91	0	7	10	19
Mauritania	66	66	66	66	68	1	0	0	2
Uganda		54	54	64	66	54	0	10	2
Malawi	0	0	0	61	61	0	0	61	0
Togo	0	0	0	51	51	0	0	51	0
Malí	0	0	0	50	190	0	0	50	140

Potencia instalada anual y acumulada Africa (MW).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

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

Potencia instalada anual y acumulada Asia (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

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

Potencia instalada anual y acumulada Centroamérica y Caribe (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA

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

Potencia instalada anual y acumulada Euroasia (MW)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada (MW)			
	2018	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
Alemania	45.156	49.045	53.781	58.459	66.552	3.889	4.736	4.678	8.093
Italia	20.108	20.865	21.594	22.692	25.077	758	729	1.098	2.385
España	4.714	8.893	11.705	15.286	18.177	4.178	2.812	3.581	2.891
Francia	9.691	10.795	11.724	14.499	17.037	1.104	929	2.775	2.538
Países Bajos	4.608	7.177	10.213	14.249	22.590	2.569	3.036	4.036	8.341
Gran Bretaña	13.073	13.346	13.563	13.689	14.412	273	217	126	723
Ucrania	2.003	5.936	7.331	8.062	8.062	3.933	1.395	731	0
Bélgica	4.000	4.637	5.646	6.585	6.898	637	1.010	938	314
Polonia	562	1.539	3.936	6.257	11.167	977	2.396	2.321	4.910
Grecia	2.652	2.834	3.247	3.530	5.557	182	413	283	2.027
Suiza	2.203	2.589	3.118	3.449	4.134	386	529	330	685
Austria	1.448	1.694	2.212	2.683	3.539	246	518	471	856
Hungría	728	1.400	1.953	2.131	2.988	672	553	178	857
Rep. Checa	2.075	2.086	2.073	2.119	2.627	11	-13	46	508
Portugal	618	901	1.025	1.711	2.365	284	124	686	654
Dinamarca	998	1.080	1.300	1.625	2.490	82	220	325	865
Suecia	411	698	1.401	1.560	2.587	287	703	159	1.027
Rumania	1.386	1.398	1.387	1.398	1.414	12	-11	11	16
Bulgaria	1.033	1.048	1.073	1.186	1.948	15	25	113	762
Eslovaquia	472	590	593	535	537	118	3	-58	2
Estonia	50	121	130	414	535	71	10	284	121
Finlandia	140	222	391	404	591	82	169	13	187
Eslovenia	247	264	267	368	632	17	3	101	264
Chipre	118	151	200	316	464	33	49	116	148
Bielorrusia	157	157	159	269	269	0	2	110	0
Lituania	72	72	138	254	397	0	66	116	143
Luxemburgo	131	160	195	209	319	29	35	14	110
Noruega	68	118	150	207	303	50	32	57	96
Malta	131	154	184	196	206	22	30	12	10
Croacia	68	85	85	109	182	17	0	24	73
Macedonia	20	30	94	94	94	10	64	0	0

Potencia instalada anual y acumulada Europa (MW)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

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

Potencia instalada anual y acumulada Oriente Medio (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

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

Potencia instalada anual y acumulada Norteamérica (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

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

Potencia instalada anual y acumulada Oceanía (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

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

Potencia instalada anual y acumulada Sudamérica (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

PERSPECTIVAS INTERNACIONALES PARA LOS PRÓXIMOS AÑOS

El año 2022 fue un año récord en cuanto a instalación fotovoltaica con 239 GW instalados a nivel mundial, lo que ha supuesto un crecimiento de un 45% respecto al año anterior que fueron 165 GW.

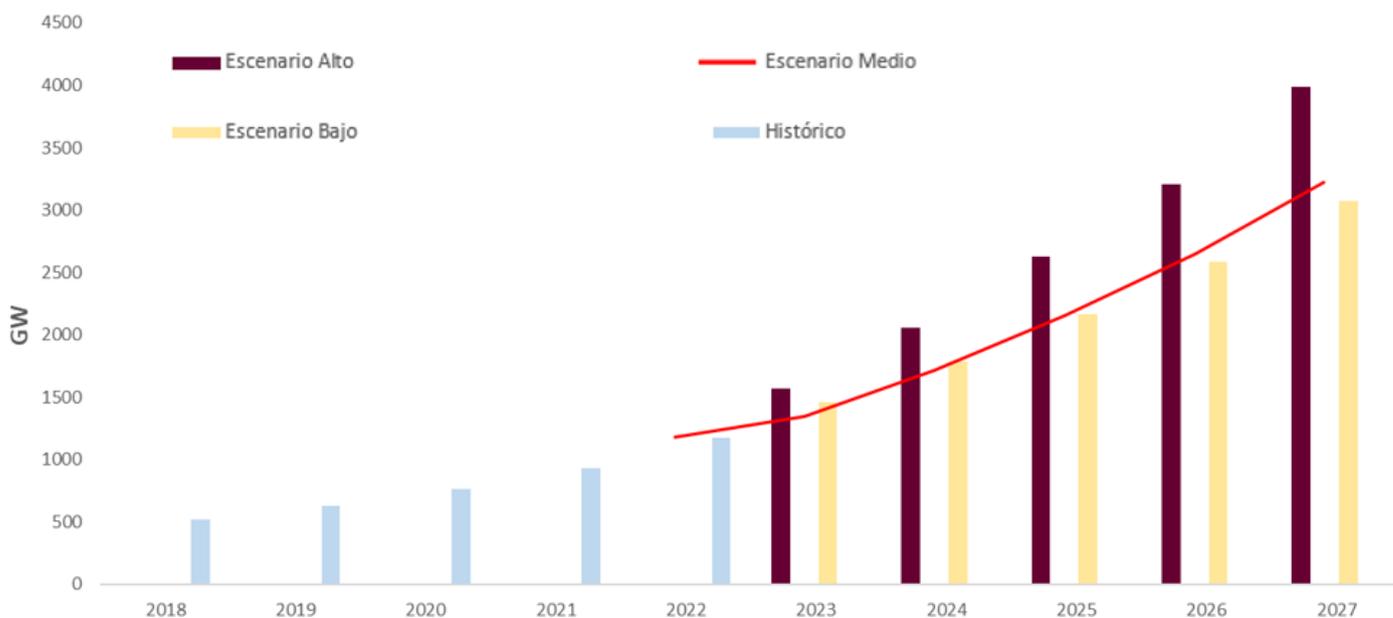
Este éxito fue debido principalmente a que los países continúan tomando conciencia respecto a los combustibles fósiles por el cambio climático, por eso aquellos que son dependientes de estos están realizando profundos cambios respecto de su "mix" energético. Además, esto se ha visto favorecido por la gran reducción del coste de la tecnología fotovoltaica durante la última década, aunque durante este último año se han producido interrupciones significativas en el suministro global provocando aumentos de precios. Este inusual aumento se ha producido por los todavía presentes efectos de la pandemia, el bloqueo de Shanghái en 2022 que llevó a un aumento en los gastos de envío y la guerra de Ucrania que provocó un aumento de la inflación a nivel mundial y el exceso de demanda sobre la oferta que ha hecho que los principales componentes se hayan encarecido sustancialmente. Así mismo durante 2022 continuo con la carestía de chips de inversores (que compiten con la industria automovilística) y de las tarjetas. Todo ello llevo a una menor producción que se ha trasladado a los precios.

Aun así, la energía solar se ha mantenido significativamente más barata que cualquier combustible fósil y nuclear, sin embargo, mientras que la energía solar se había vuelto más barata que la energía eólica en 2021, la relación se ha

invertido en 2023. A pesar de la situación actual, los analistas pronostican un crecimiento significativo para la energía fotovoltaica en los próximos años, especialmente en Europa, donde los compromisos de descarbonización futuros "obligan" al desarrollo masivo de esta tecnología.

A principios de 2022, la demanda se mostraba optimista respecto de la reducción de precios. Sin embargo, hasta la segunda mitad de 2022 no se pudo ver una estabilización de los precios de la energía solar. A partir de entonces los precios disminuyeron lentamente hacia noviembre y diciembre de 2022.

Aunque los precios del silicio, las obleas, las células y los módulos todavía son más altos que hace un par de años, los precios han disminuido notablemente durante los primeros meses de 2023, lo cual fue un alivio para la industria después de una tendencia alcista de casi 18 meses. Muchos analistas esperan que los precios sigan bajando, ya que se están incrementando las capacidades de producción, concentradas principalmente en China. Además, la predicción de que muchos promotores habrían pospuesto sus proyectos hasta 2023 parece haberse cumplido. Las primeras cifras trimestrales de 2023 solo de China indican un aumento del 155% de capacidad de producción en comparación con el primer trimestre de 2022.



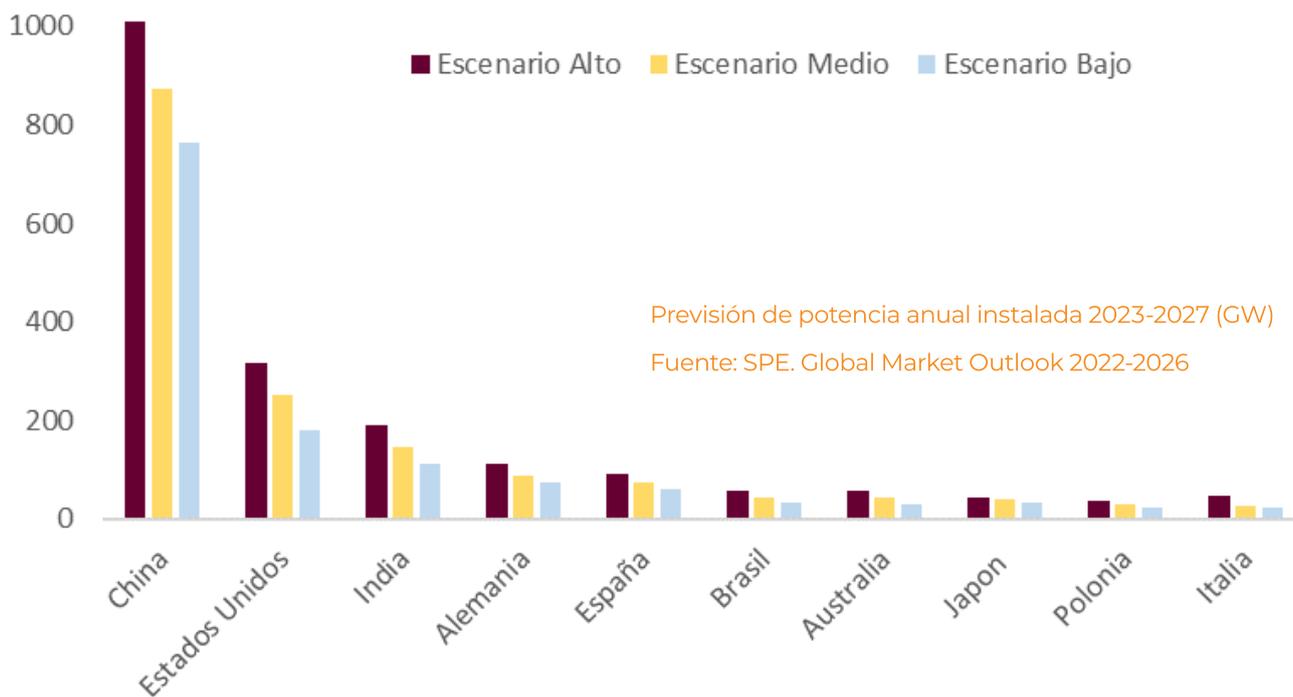
Escenario mercado global fotovoltaico 2023-2027 (GW).

Fuente: SPE. Global Market Outlook 2023-2027

Las perspectivas económicas mundiales a medio plazo son inciertas y están sujetas a factores como las turbulencias del sector financiero, el nivel de inflación y el desarrollo del conflicto en Ucrania. Según las perspectivas de la Economía Mundial del Fondo Monetario Internacional (FMI), se espera una desaceleración del crecimiento mundial debido a la "recuperación rocosa" después de 3 años de la pandemia de COVID-19, proyectándose un crecimiento muy limitado para el año 2024. Aunque se prevé que la inflación global disminuya debido a la baja de los precios de las materias primas, el FMI considera que la inflación subyacente descenderá más lentamente y es poco probable que vuelva a alcanzar la meta antes de 2025.

A pesar de estos desafíos económicos, se espera una fuerte demanda de energía solar

fotovoltaica en los próximos años debido a la significativa reducción de los precios y los múltiples beneficios que ofrece esta tecnología. Mientras la emergencia sigue estando en el radar de los gobiernos y una y otra vez recordada a través de catástrofes climáticas, la seguridad energética es un argumento bastante a favor de la energía solar. Por lo tanto, las proyecciones de crecimiento para la energía solar fotovoltaica a partir de 2024 han experimentado un aumento notable. Se espera que el mercado solar siga expandiéndose después del impulso extraordinario observado en 2022 y 2023. Según el escenario medio, se estima que la capacidad solar mundial alcanzará los 400 GW en 2024, lo que representa un crecimiento del 17% en comparación con los 341 GW que se agregarán en 2023.



Perspectivas en Europa

Respecto al mercado europeo de energía solar se espera un crecimiento significativo en 2023. En 2022, se agregaron 46,1 GW, lo que representa un aumento de 14,1 GW en comparación con el año anterior. Para este año, se proyecta que se añadirán 62,4 GW, lo que equivale a un aumento del 35% anual. A pesar de ello, la cuota de mercado europea se mantiene en un 18% debido al dominio de China en este sector. La Unión Europea (UE) está promoviendo el crecimiento de la energía solar a través de iniciativas como el Green Deal y el REPowerEU, con el objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050. La reciente invasión de Ucrania por parte de Rusia ha llevado a varios países europeos a priorizar la energía solar como una medida para reducir la dependencia del gas ruso y mejorar la seguridad energética.

En la UE-27, se espera que todos los países, excepto Dinamarca, instalen una mayor capacidad solar en comparación con el año

anterior. Alemania y España presentan perspectivas especialmente optimistas, ya que se planea conectar a la red 11,8 GW y 11,4 GW respectivamente en 2023. Alemania está experimentando un fuerte despliegue en el primer trimestre del año, proyectando un mercado casi 3 GW por encima del objetivo y superando por primera vez la instalación anual de 10 GW. Además, se espera un aumento en la capacidad solar de Italia, que pasará de 2,5 GW en 2022 a poco más de 4 GW en 2023.

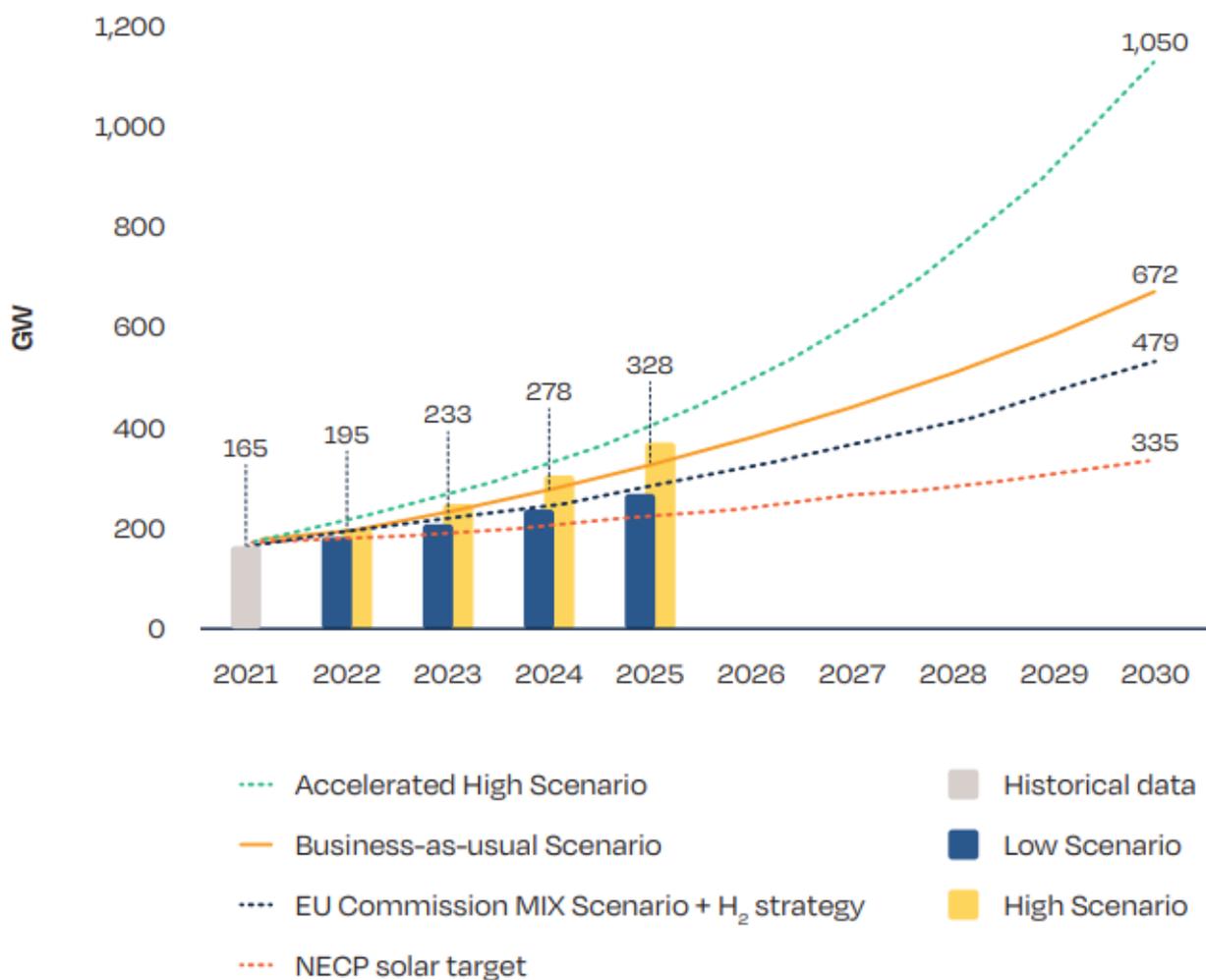
La energía solar fotovoltaica es sin duda la fuente de energía que más rápido ha crecido en la Unión Europea. Se espera que este patrón de crecimiento exponencial continúe en los próximos años, con tendencias de "business as usual" que esperan alcanzar una implementación solar anual de alrededor de 50 GW en 2025.

No obstante, nuestro sistema político y administrativo aún no está preparado para este crecimiento exponencial y requiere

una reorganización significativa para adaptarse a la era de la energía solar. Persisten obstáculos importantes que obstaculizan o dificultan las inversiones. Acceder a terrenos para desarrollar nuevos proyectos es complicado y los procedimientos de permisos no se ajustan a la cantidad y velocidad de los proyectos. Los costos de conexión a la red se vuelven prohibitivos para que los nuevos proyectos se conecten, y las redes no se están adaptando a sistemas con altos niveles de energías renovables.

La actual crisis redefine la situación. Se necesitan medidas decisivas y extraordinarias

por parte de los gobiernos de la Unión Europea en el corto y mediano plazo, a fin de brindar a nuestras sociedades y economías un nuevo horizonte para el sistema energético futuro. Además de la emergencia climática y la urgencia de reducir las emisiones de metano, los elevados precios de los combustibles fósiles y la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles de Rusia resaltan la necesidad de eliminar de manera urgente el consumo de energía proveniente de fuentes fósiles, en beneficio de la asequibilidad energética para los consumidores y la seguridad de nuestro continente. ■



Previsión de escenarios totales del mercado solar fotovoltaico de la UE27 2022-2030

Fuente: Raising Solar Ambition for the European Union's Energy Independence

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 regulatorias;

- 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.

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 CO₂ 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". Fuente: Consejo de la Unión Europea.

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 considera-

dos claves para lograr la meta de reducción de emisiones establecida

Plan REPowerEU

A lo largo de 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 m² para 2026.

Todos los edificios públicos y comerciales existentes con una superficie útil superior a 250 m² 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.

Dichos objetivos han vuelto a modificarse en 2023, con la aprobación en el mes de octu-

bre, por el Consejo de la Unión Europea de una nueva Directiva sobre energías renovables, la Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, que aumenta la cuota de energías renovables en el consumo total de energía de la UE hasta el 42,5% de aquí a 2030, con un complemento indicativo adicional del 2,5% que permitirá alcanzar el objetivo del 45%. Asimismo, la nueva Directiva establece que la industria deberá aumentar el uso de energía renovable anualmente en un 1,6%.

Otro aspecto a destacar es la agilización de los procedimientos de concesión de permisos para proyectos de energías renovables, a cuyo efecto se establece que los Estados miembros designarán zonas de aceleración de las energías renovables en las que se simplificarán y agilizarán los procesos de concesión de permisos de estas energías. También se presumirá que la implantación de energías renovables es de 'interés público prioritario', lo que limitará los motivos para plantear objeciones jurídicas a las nuevas instalaciones.

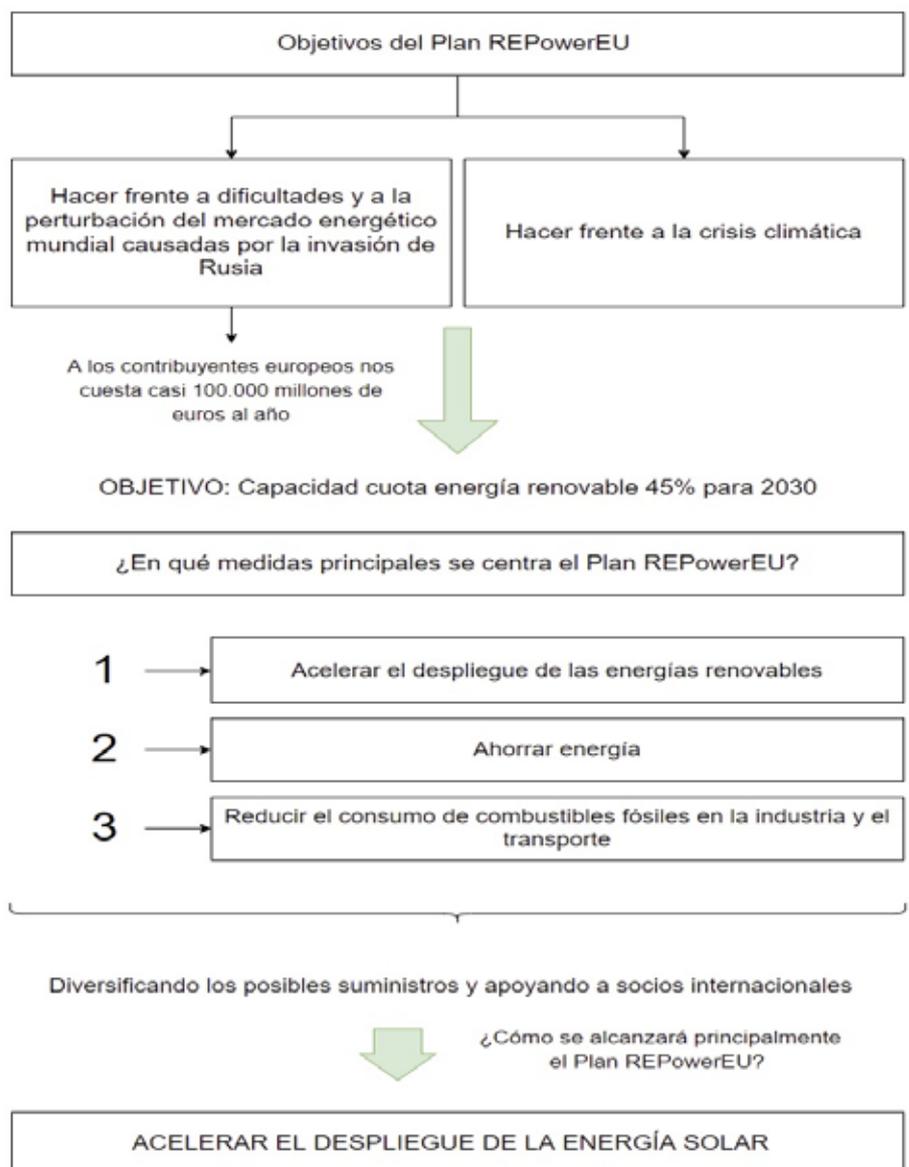
La nueva directiva también hace mucha incidencia en la eficiencia, fijando un objetivo indicativo de al menos un porcentaje del 49% de energía renovables para los edificios en 2030, y además Los objetivos en materia de energías renovables para la calefacción y la refrigeración aumentarán gradualmente, con un aumento vinculante del 0,8% anual a escala nacional hasta 2026 y del 1,1% de 2026 a 2030.

Los Estados miembros disponen de un plazo de 18 meses desde la publicación de la Directiva en el Diario Oficial de la UE para incorporarla a su Derecho interno. ■

DATOS MACROECONÓMICOS. POTENCIA TOTAL INSTALADA

2022 fue un año clave en el mercado energético europeo, ya que se caracterizó por la necesidad de los países de acelerar la transición energética en la región. Esta situación se ha visto reflejada en la potencia fotovoltaica instalada, siendo un año récord con 41,4 GW instalados lo que representa un 47% más que el año anterior.

Respecto a los 41,4 GW instalados, Alemania vuelve a encabezar el ranking de nueva capacidad instalada, con la incorporación de 8 GW, seguida de España con 4,5 GW, Polonia con 4,9 GW, Países Bajos con 4,3 GW y Francia con 2,7 GW. Este gran crecimiento se ha debido 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.



Plan REPowerEU Fuente: Ovacen



La evolución de Alemania se caracterizó por la revisión de su feed-in law (EEG) en la que se eliminó el impuesto al autoconsumo para instalaciones de hasta 30 kW, pero introduciendo cargas financieras a las instalaciones de mayor tamaño, además de que ha empezado a cubrir sus minas abandonadas con placas solares. Así, la ventaja de Alemania es su “política estable” desde hace años y las ayudas a la instalación de potencia solar. Por su lado, el principal mercado de los Países Bajos ha continuado siendo las instalaciones comerciales sobre cubierta, que representan algo más de un 40% del mercado, seguido del segmento residencial con aproxi-

madamente un 33% y de las instalaciones sobre suelo con un 20%.

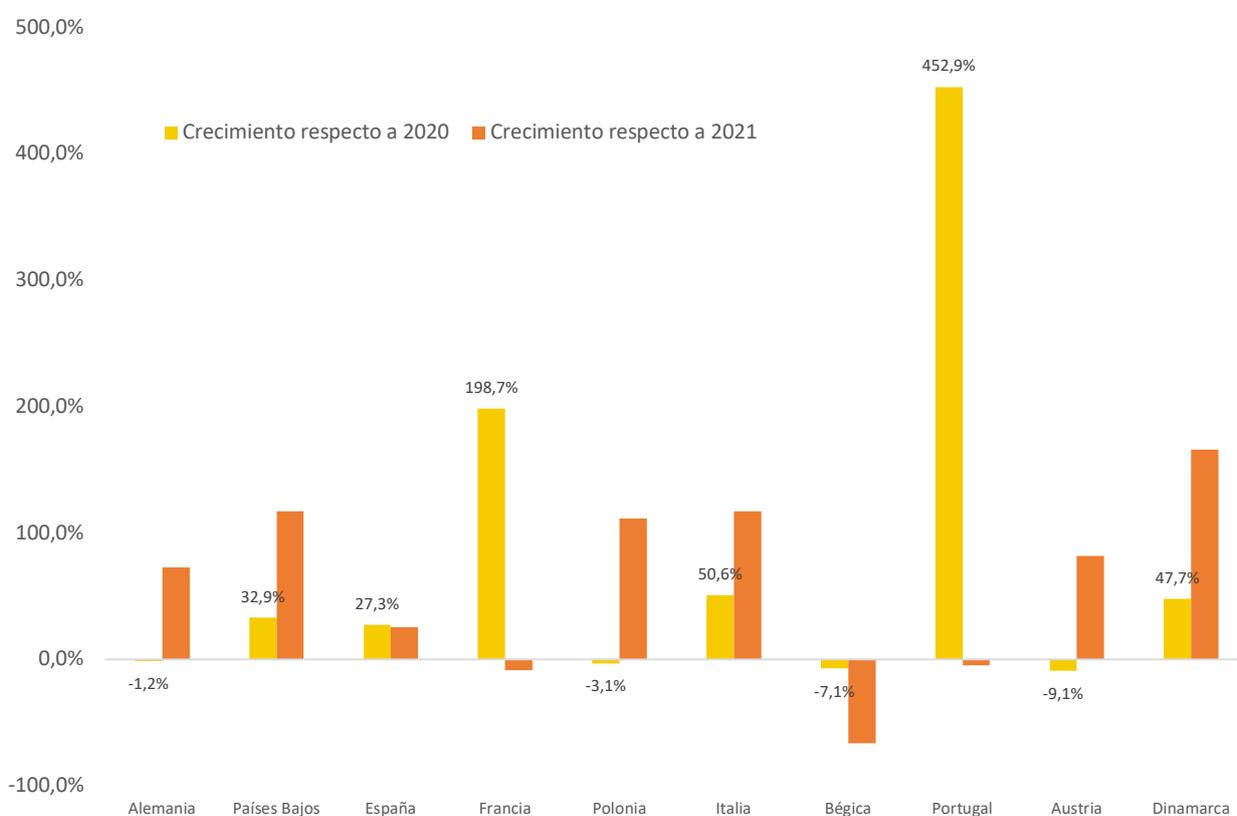
El gran crecimiento de España en la energía fotovoltaica como veremos en más detalle en los próximos capítulos, responde principalmente a sistemas basados en financiación (principalmente PPAs) y a un emergente mercado de autoconsumo. Francia ha logrado mantener la misma potencia instalada que en 2021, siendo este un año récord, lo cual son buenas noticias debido a la complejidad de su sistema administrativo y la dificultad que hay para las instalaciones fotovoltaicas. Situación que se plantea totalmente distinta en el futuro ya que en este 2023 se ha pro-

movido la energía fotovoltaica para así reducir su dependencia con la energía nuclear. Por ello el senado francés ha aprobado una nueva legislación donde obligará a que todos los aparcamientos al aire libre con un mínimo de 80 plazas instalen paneles solares. Tanto los nuevos como los ya existentes.

Polonia, por su parte, ha instalado 4,9 GW lo que supone un crecimiento sin precedentes, que ha llegado a duplicar la potencia instalada en 2021. Debido a un contexto favorable al autoconsumo, gracias a un sistema de balance neto complementado con un esquema de reembolso para el sector residencial y tasas e impuestos reducidos llegando a reducir

el IVA aplicado a la energía fotovoltaica del 23% a un 8%. Por eso, actualmente el país está aumentando considerablemente los proyectos solares no subvencionados en su camino hacia su objetivo de capacidad solar, ya que Polonia en 2020 producía el 90% de la hulla de la UE.

El top 10 se completa con Italia (2,4 GW), Grecia (2 GW), Suecia (1 GW), Hungría (0,8 GW) y Dinamarca (0,8 GW), que no han alcanzado el gigavatio en este año. De entre estos países, aunque en términos generales no destaque, es muy significativo el aumento de Italia que ha rebasado con creces sus marcas de 2019 y 2020, en los que había instalado 1 GW y 0,7 GW, respectivamente.



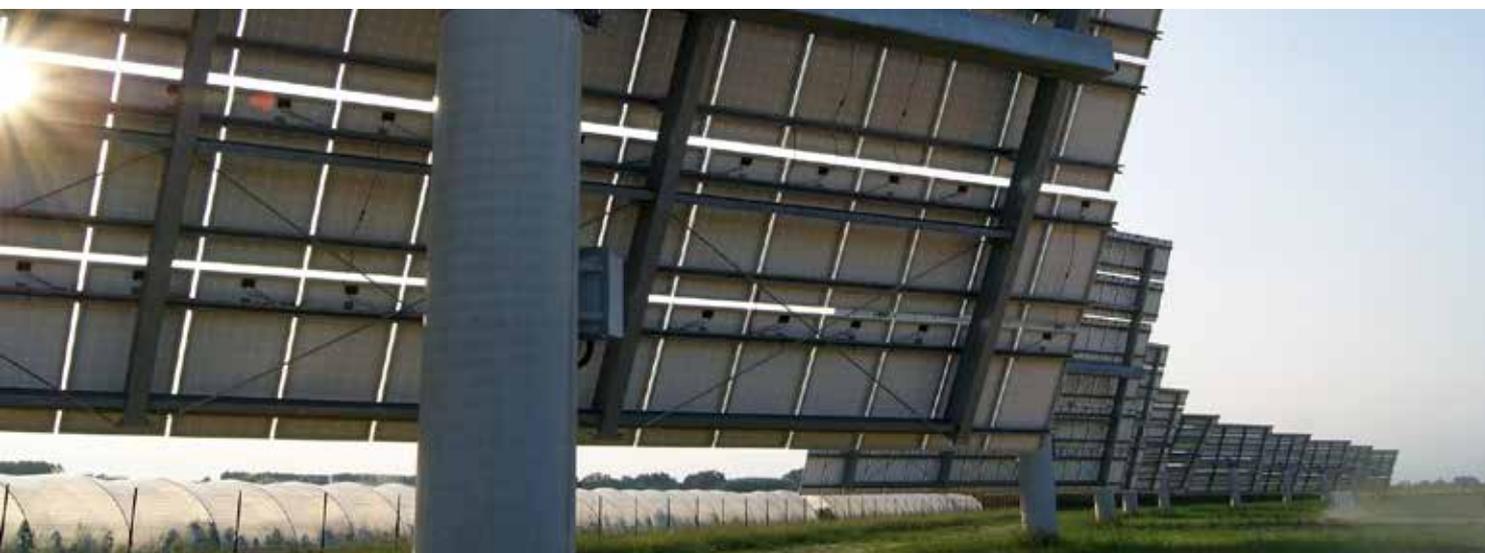
Evolución del crecimiento en la potencia anual instalada. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Estos incrementos anuales han originado pocas variaciones en el top 10 de países europeos con mayor potencia fotovoltaica acumulada, salvo por la entrada de

Hungría, que se sitúa en el décimo puesto en sustitución de la República Checa, que apenas ha incrementado su capacidad en los últimos años. ■

Países	Potencia Acumulada (MW)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Alemania	45.156	49.045	53.781	58.459	66.552
Italia	20.108	20.865	21.594	22.692	25.077
España	4.714	8.893	11.705	15.286	18.177
Francia	9.691	10.795	11.724	14.499	17.037
Países Bajos	4.608	7.177	10.213	14.249	22.590
Gran Bretaña	13.073	13.346	13.563	13.689	14.412
Ucrania	2.003	5.936	7.331	8.062	8.062
Bélgica	4.000	4.637	5.646	6.585	6.898
Polonia	562	1.539	3.936	6.257	11.167
Grecia	2.652	2.834	3.247	3.530	5.557

Países de la UE con más potencia fotovoltaica acumulada. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA



PRINCIPALES MERCADOS FOTOVOLTAICOS EUROPEOS

La importancia de las energías renovables en el Mix europeo

La energía fotovoltaica y la energía eólica se están posicionando como la única alternativa viable a la dependencia energética de los países europeos y el único camino para una descarbonización efectiva. Dentro del mercado europeo, la principal fuente de generación no renovable es la tecnología hidráulica. Sin embargo, su peso relativo está disminuyendo paulatinamente por el auge de la fotovoltaica y eólica. Así, mientras que en el año 2000

la tecnología hidráulica representaba el 90% del total de generación renovable en Europa, actualmente su peso ha descendido hasta el 35%. Por el contrario, la eólica y fotovoltaica han pasado de unos exiguos 3 y 0,02% en el año 2002 a representar actualmente el 38 y 15%, respectivamente. La siguiente tabla muestra cómo ha evolucionado la generación fotovoltaica y eólica durante los últimos 20 años y el peso relativo que estas tecnologías tienen sobre el total.

Año	Generación renovable GWh				% sobre total	
	Eólica	FV	Resto	Total	Eólica	FV
2000	22.264	131	619.319	641.714	3%	0%
2001	26.752	201	624.095	651.048	4%	0%
2002	36.422	290	570.557	607.269	6%	0%
2003	44.851	443	544.677	589.971	8%	0%
2004	59.762	720	584.853	645.334	9%	0%
2005	71.554	1.495	606.024	679.073	11%	0%
2006	83.638	2.532	602.235	688.406	12%	0%
2007	106.152	3.818	621.344	731.313	15%	1%
2008	121.348	7.485	662.295	791.128	15%	1%
2009	134.896	14.086	666.763	815.745	17%	2%
2010	151.110	22.609	725.691	899.411	17%	3%
2011	182.769	45.785	656.784	885.339	21%	5%
2012	209.250	68.407	726.584	1.004.242	21%	7%
2013	240.516	82.445	771.353	1.094.315	22%	8%
2014	258.133	94.530	783.005	1.135.667	23%	8%
2015	307.629	104.913	760.592	1.173.134	26%	9%
2016	307.641	108.231	779.746	1.195.617	26%	9%
2017	367.186	116.560	726.896	1.210.643	30%	10%
2018	383.631	124.770	789.214	1.297.615	30%	10%
2019	441.360	137.259	753.393	1.332.012	33%	10%
2020	488.412	162.584	797.020	1.448.016	34%	11%

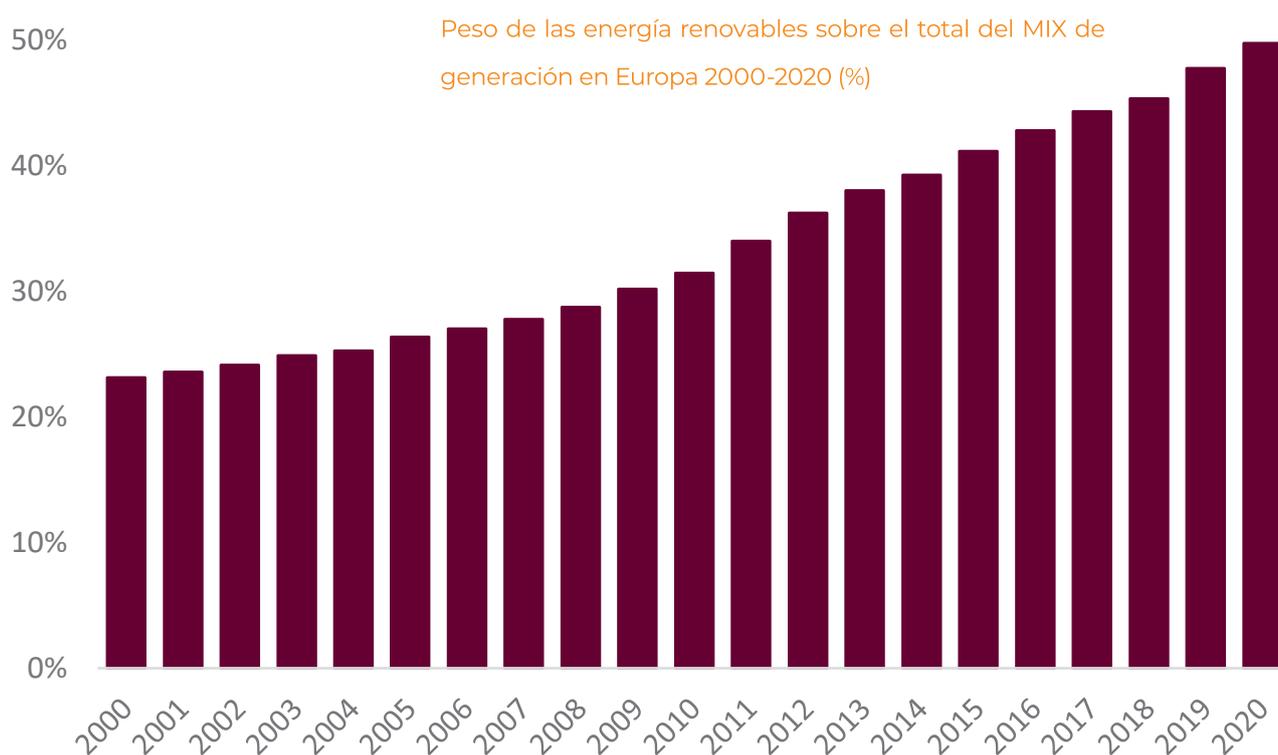
Evolución de la generación fotovoltaica y eólica periodo 2000-2021 (GWh). Fuente: Irena

Como indicábamos la energía solar y eólica han potenciado el salto de las renovables en Europa, máxime teniendo en cuenta que solo estas dos tecnologías representaron aproximadamente el 20% de la electricidad generada en Europa en 2020. En este sentido, la energía eólica supuso un 14% del total de la electricidad en 2020, cuando en 2015 suponía solo el 9%, mientras que, por su parte la solar fotovoltaica representó el 5% (frente al 3% del año 2015). Por su parte, y en relación con otras tecnologías renovables, el crecimiento de la biomasa se ha estancado la última década y la generación hidroeléctrica no incrementa su peso en el mix de generación.

Mientras que algunos países continúan rezagados a pesar del excelente recurso solar y las condiciones del viento, los líderes en energía eólica y solar demuestran

que es posible una transición energética si existe una voluntad de hacer política sostenible. Dinamarca generó el 62% de su electricidad eólica y solar en 2020, que fue casi el doble que Irlanda, que le sigue de cerca con un 35%. Asimismo, Alemania fue tercero, y España superó a Portugal en cuarto puesto.

Ahora bien, para alcanzar los objetivos del Pacto Verde Europeo ("Green Deal") el crecimiento de la generación eólica y solar debe casi triplicarse para 2030. Así, para conseguir disminuir las emisiones de efecto invernadero en un 55% es preciso que la generación se eleve hasta los 100 TWh/anuales. En todo caso, lo que no se puede negar es que el peso de las renovables en el Mix de generación europeo se ha incrementado exponencialmente en los últimos 20 años, hasta el punto de suponer el 50% en 2020.



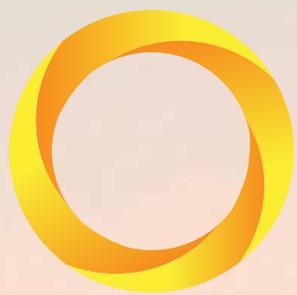
Tendencias fotovoltaicas en los principales mercados europeos. Horizonte 2030

El crecimiento de la fotovoltaica no parece tener fin. De hecho, en el presente apartado se expondrán las previsiones a 2030 de los principales mercado europeos en relación con la nueva potencia de fotovoltaica. El caso español no se expone, dado que las previsiones han sido detalladas en el capítulo sobre el PNIEC.

País	MW 2021	Objetivo 2030	Incremento
Austria	2.683	14.271	11.588
Bélgica	6.585	7.624	1.040
Bulgaria	1.186	2.921	1.735
Croacia	109	414	305
Chipre	316	1.029	713
Republica Checa	2.119	3.736	1.616
Dinamarca	1.625	4.489	2.864
Estonia	414	545	131
Finlandia	404	1.209	805
Francia	14.499	43.820	29.321
Alemania	58.459	195.156	136.697
Grecia	3.530	5.575	2.045
Hungría	2.131	4.634	2.503
Italia	22.692	73.363	50.671
Países Bajos	14.249	29.348	15.099
Polonia	6.257	6.422	165
Portugal	1.711	10.178	8.467

Previsión objetivo de nueva potencia en los principales países europeos (MW)

Fuente: Irena (estadísticas) y Solar Power Europe (EU Market Outlook)



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica



EFECTO DE LA GUERRA EN UCRANIA

La invasión de Ucrania por parte de las fuerzas rusas está provocando importantes consecuencias en todos los aspectos, desde el humanitario, con bajas civiles, ataques contra los derechos humanos y miles de desplazamientos, hasta el meramente económico.



En lo que se refiere al meramente económico y para poner el contexto el impacto, se debe partir de la crisis que sufre la economía europea desde mediados de 2021. A partir de esta fecha, y como consecuencia de la escalada de los precios del gas natural, los precios del mercado eléctrico fueron incrementándose de forma exponencial. Además, el inicio de la invasión añadió a la ya de por sí inestable situación una elevada incertidumbre.

En Europa, el precio final de la electricidad depende de forma relevante del coste del gas natural. Este último llegó a multiplicarse por

cinco durante 2022, subiendo un 25% desde el inicio de la invasión. Baste señalar que, cuando se inició el conflicto bélico y debido a la inestabilidad de la situación, la cotización del gas natural en los principales mercados cotizados se situó en niveles históricos.

Además, la invasión se acompañó de restricciones en el flujo normal de gas ruso hacia Europa que culminaron con la clausura total del gasoducto Nord-Stream I el 2 de septiembre de 2022. Esta disminución de las entradas de gas tubo un reflejo en el incremento del coste del gas natural en el mercado nacional MIBGAS, donde el gas natural con entrega

al día siguiente llegó a cerrar el 27 de agosto de 2022 con un valor de 240,00 €/MWh, su máximo histórico.

Obviamente, esto tuvo un impacto directo en el mercado eléctrico. Así, por ejemplo, el 8 de marzo de 2022, el precio medio de la electricidad del mercado diario en España ascendió a 544,98 €/MWh, alcanzando ese mismo día su valor horario máximo de 700 €/MWh.

Por su parte, el petróleo también ha dobló su precio en los últimos años, con incrementos de más de un 20% durante 2022, mientras el precio del trigo también aumentó el 30 % en el mismo periodo. Se produjo así un aumento abrupto y generalizado de costes de las materias primas y los bienes intermedios, añadido al que ya se venía produciendo como consecuencia de los cuellos de botella en las cadenas de producción debidos a las fricciones generadas por la rápida recuperación económica tras la pandemia. Las consecuencias económicas de esta evolución son un aumento de la tasa de inflación y una ralentización del ritmo de crecimiento.

España, al igual que el resto países europeos, sufrió de forma directa los efectos económicos de la invasión. Asimismo, también se dieron diversos efectos indirectos, sobre todo a través del aumento de los precios del gas y del petróleo. Este factor unido a la escalada de los precios de la energía, redundó en una crisis como las del petróleo acaecidas en la década de los 70 del siglo pasado.

Y todo esto está se reflejó en unos niveles de inflación que no se habían visto en nuestro país desde hace décadas.

Aún con los datos anteriores, la situación española es mejor que la del resto de nuestros vecinos europeos. De hecho, la tasa de inflación interanual de la eurozona hasta finales de septiembre se situó en 2022, en el 10,6%, la más elevada desde que existen registros. Por encima de la media de inflación, se situaron países como Grecia, Bélgica o Alemania, mientras que Reino Unido marcó un récord con el 14,9%. Los países por debajo de la media fueron Portugal, Italia, España y Francia. En comparación con la Unión Europea, la tasa de inflación de Estados Unidos se situó en el 8,1%.

La situación en 2023, ha seguido siendo sumamente incierta, habiendo la actividad económica en Europa continuado con un tenue avance, debido a las repercusiones continuas de la invasión de Rusia a Ucrania, sin embargo, este año, la tasa de inflación interanual de la eurozona ha descendido considerablemente, situándose en octubre en el 2,9%, lo que ha supuesto la cifra más baja desde julio de 2021.

En nuestro país, la inflación se ha mantenido elevada durante 2023, entre otros motivos, por el repunte del precio del petróleo en el tercer trimestre, y el anuncio del final de las medidas antiinflacionistas a final de año (como reducción del IVA alimentos o medidas sobre la electricidad o bonificaciones al transporte), sin embargo, ha bajado en el último trimestre, y estando prevista que la media anual cierre en torno al 4%, tendencia a la baja que se prevé continúe durante 2024 y 2025. ■

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL ESTATAL



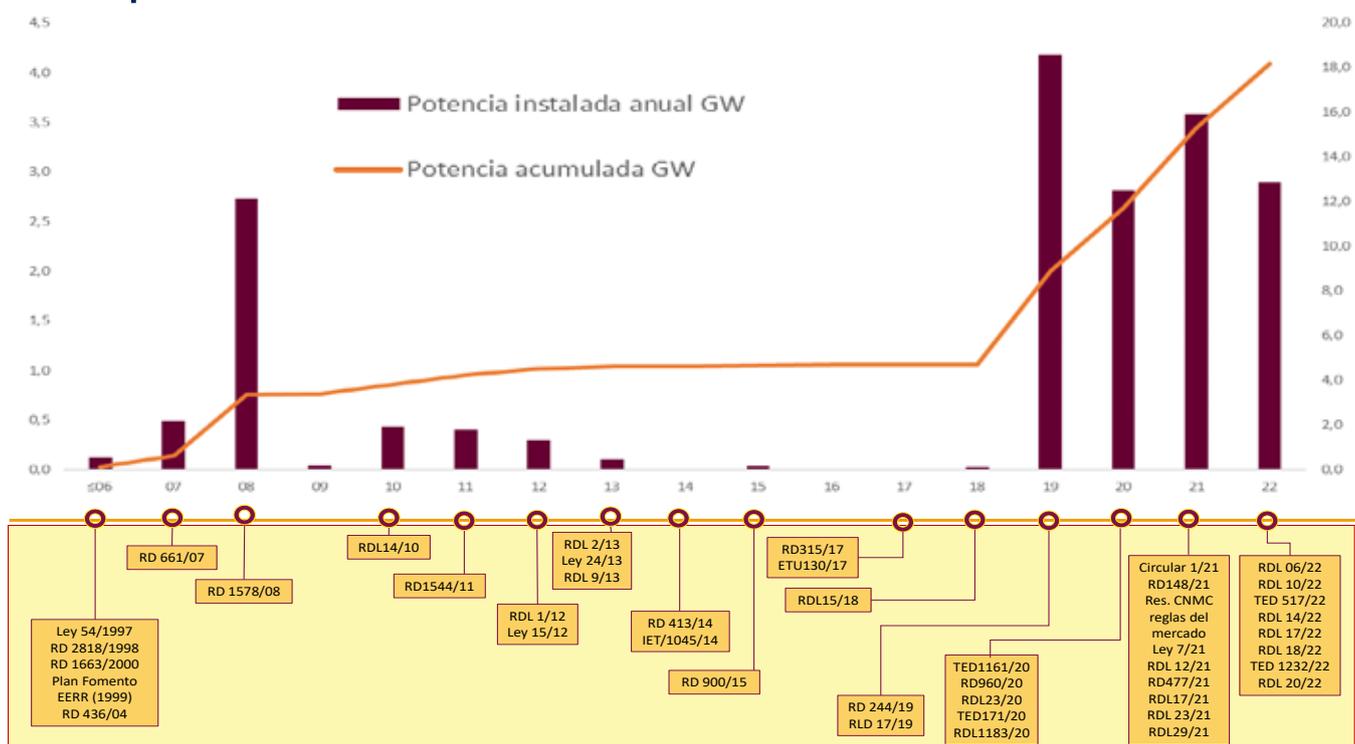
4



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.

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 1999¹, que preveía, entre 1999 y 2010, la instalación de 11.000 MW renovables.

Tecnología	1998	Prev 2010	Var.
Mini hidráulica (Potencia <10MW)	1.510	2.230	720
Hidráulica (Potencia entre 10 y 50MW)	2.801	3.151	350
Hidráulica (Potencia >50MW)	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

Objetivos de potencia 1998-2010 Fuente: Plan de fomento de Energías Renovables en España

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 RD 436/2004 pudo reflejar las exigencias que, por parte del mercado, se venían reclamando acerca del establecimiento

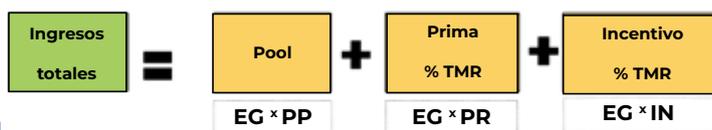
de una normativa retributiva estable que creara una mayor seguridad. En el *Real Decreto*, además de una desgravación fiscal para las instalaciones conectadas a la red, se establecían tarifas y primas para un periodo de más de 25 años.

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.

Opción 1: Tarifa Regulada



Opción 2: Venta a mercado



Donde: EG: Energía generada, en MWh
 PP: Precio del "pool", en €/MWh
 PR: Prima, en €/MWh
 IN: Incentivo, en €/MWh

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

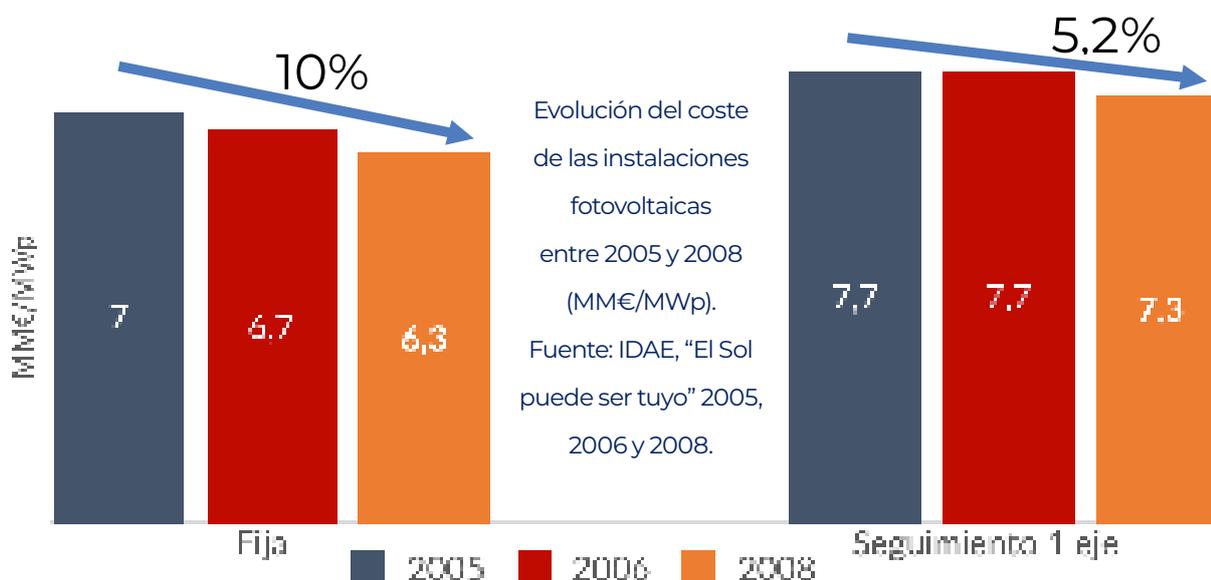
se imputaba a los consumidores en aras de cubrir los costes del sistema.

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

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



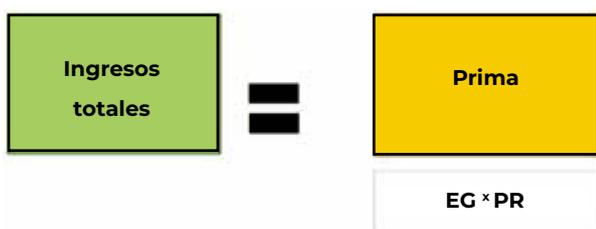
En sustitución al anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables, se publicaba en 2005 el primer Plan de Energías Renovables (PER). En él quedan recogidos los objetivos de crecimiento y desarrollo de las renovables hasta el año 2010, siguiendo las directrices marcadas a nivel europeo. La fotovoltaica comienza entonces a considerarse como una fuente energética a tener en cuenta en la composición del mix energético futuro.

Tecnología	2004	Prevision 2010	Var.
Hidráulica (Potencia >50MW)	13.521	13.521	0
Hidráulica (Potencia entre 10 y 50MW)	2.897	3.257	360
Minihidráulica (Potencia <10MW)	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

Objetivos de potencia 2005-2010. PER. Fuente: PER 2005-2010

2007-2010. La gran expansión de la fotovoltaica

Con la finalidad de cumplir con los objetivos marcados y observando que algunas tecnologías no conseguían desarrollarse del todo, se redactó en 2007 el *RD 661/2007* que derogaba el *RD 436/2004*. En este nuevo marco se estableció un sistema de incentivos que conllevaría el desarrollo definitivo de la fotovoltaica.



Donde:

EG Energía generada, en MWh

PP: Prima, en €/MWh

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. 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%.

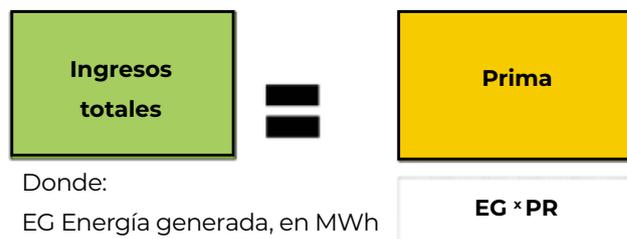
Además, para evitar el bloqueo administrativo de peticiones carentes de un proyecto real, el *RD* también estableció la obligatoriedad de aportar una garantía de 500 €/kW para las instalaciones fotovoltaicas.

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 se 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 *RD 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 *RD 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.



Donde:

EG Energía generada, en MWh

PP: Prima, en €/MWh

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

Instalaciones tipo I: todas aquellas ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones.

Instalaciones tipo II: aquellas ubicadas en suelo.

Este nuevo régimen económico del *RD 1578/2008* supuso una reducción global de las primas del 29%, mientras que, en fun-

ción 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 al 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 *RD-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 2011-2013	
Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Fija	1250
Seguimiento 1 eje	1644
Seguimiento 2 eje	1707

Limitación de horas coyuntural 2011-2013. 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 *RD 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 *RD-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 *RD-Ley* fue la paralización de todo nuevo proyecto de plantas sobre suelo hasta la celebración de las primeras subastas a mediados de 2017.

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% 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.



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
Solar Fotovoltaica	3.787	5.416	7.250
Solar Termoeléctrica	632	3.001	4.800
Residuos Sólidos	177	220	400
Total	39.214	50.996	63.761

Objetivos de potencia 2011-2020. PER. Fuente: PER 2011-2020

Además, a finales de 2012 quedó aprobada la *Ley 15/2012* que establecía un impuesto que gravaba con una tasa del 7% 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 *RD-L 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.

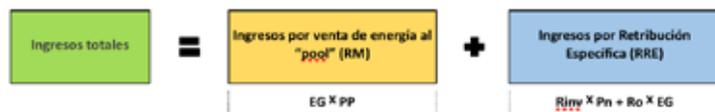
2013 en adelante. La reforma energética

En julio de 2013 se publicó el *RD-L 9/2013* que habilitaba al Gobierno para aprobar un nuevo régimen económico y jurídico –instrumentado posteriormente en el *RD 413/2014-*

reemplazando el sistema de tarifas reguladas del *RD 661/2007*. Del 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 *RD-L 9/2013*.

Un año más tarde, se publica el *RD 413/2014* y su orden *IET 1045/2014* de acompañamiento. En el este *RD* se explica el concepto de rentabilidad razonable, introducido en el *RD-L 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%.

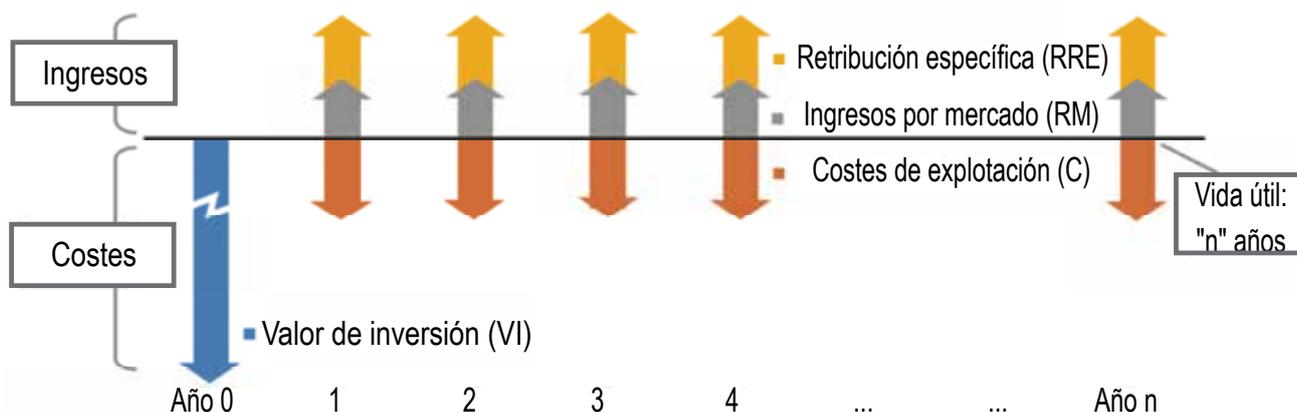
La tasa de rentabilidad razonable es, en términos financieros, el valor de la tasa interna de retorno (TIR), con la que los flujos de los fondos quedan descontados durante la vida del proyecto para que el valor actual neto (VAN) de los mismos –incluyendo el coste de inversión inicial– sea nulo. En el 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 posi-



bilidad 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 que 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 partícipes 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 han celebrado. La fecha límite para que la potencia adjudicada esté operativa se ha fijado para antes de la finalización de 2020:

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

Convocatoria de subastas renovables realizadas en 2016, 2017 y 2018 (MW) 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* abrió de forma relevante esta alternativa energética dado ya favorece y desarrolla 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 *RDL17/2019* por el cual se mantiene en el 7,4% 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, mantengan o prevean 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 está 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 tramitativa 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 5 MW 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 *RDL23/2020* 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 *RD1183/2020*.

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 *RD 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 *RD960/2020* 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 *RD960/2020* 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 (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 Termoléctrica	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

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

Fuente: 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 y 2022 han sido los años de mayor actividad regulatoria hasta la fecha. Esto ha respondido 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 han derivado 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 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 *RD1183/2020* de permisos de acceso y conexión. Esta circular introducía la obligación a 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 al *RD1183/2020* 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 obje-

tivos 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 TED371/2021*) 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:

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

Esquemas de peajes eléctricos. 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. también contemplaba 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 Reducción CO2, renovables y eficiencia energética				
Objetivo 2030				Objetivo 2050
Reducción total de emisiones ¹	Penetración de renovables en el consumo final	Penetración de renovables en el sistema eléctrico	Reducción del consumo de energía primaria ²	
23%	42%	74%	39,50%	Neutralidad climática

¹ Reducción respecto de 1990

² Respecto de la línea de base conforme a normativa europea

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

Toda estos 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 *RDL 12/2021*. Este 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 3er trimestre de 2021.

Sin embargo, pese a estas medidas, el precio continuaba su escalada incontrolable de precio por lo que el Ministerio, publicó diversos *Reales Decreto* y otra normativa para combatir contra esta problemática.

En este sentido, inicialmente se publicó el *RDL17/2021* que, aparte de extender al 4 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 es bastante genérica, el Ministerio tuvo que

matizar que 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 *RDL 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 *RDL6/2022*. 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 *RDL* afectaba sustancialmente a los productores renovables con derecho a Régimen Retributivo Específico. Por un lado, ampliaba la suspensión del IPVEE hasta junio de 2022 (luego extendido hasta final de 2022 en el *RDL 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 7,4%.

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 superó el 11%. A modo de ejemplo se pone el impacto que la medida tuvo sobre varias instalaciones tipo:

Datos de la instalación			Ingresos regulados 2022 antes de ajuste (miles de euros)			Ingresos regulados 2022 después de ajuste (miles de euros)			Ajuste	
IT	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%

Impacto del ajuste extraordinario del RRE en 2022. Fuente: Elaboración propia

A pesar de las medidas adoptadas en el *RDL6/2022*, 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 *RDL 10/2022*, que establecía el mecanismo del tope del gas, el cual se explica más en detalle en el apartado “la excepcionalidad ibérica. El impacto del tope del gas sobre el mercado eléctrico” del capítulo 4.7. A los efectos de este apartado del informe, únicamente se debe 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 *RDL18/2022* lo amplió hasta el 31 de diciembre de 2023.

Adicionalmente, este *Real Decreto* incluía medidas de impacto para los productores renovables. En concreto, modifica, a partir de 2023, el “mecanismo del ajuste por desviaciones del mercado”; parámetro crítico para la cuantificación del R_{inv} y R_o en cada semiperiodo regulatorio.

De forma paralela a esta regulación, el Ministerio ha seguido 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 exige 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 *RDL 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 *RDL* estableció un mecanismo de defensa de los consumidores ante las compañías distribuidoras actuando contra la impunidad que estas tenían en relación a las activaciones de los autoconsumos. 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 *RDL 18/2022*, introdujo notables mejoras en la regulación. Así, se eximió de autorizaciones administrativas previa y de construcción a las instalaciones de poten-

cia igual o inferior a 500kW y simplificó ciertos trámites aplicables a las comunidades energéticas. De igual forma, el *RDL 20/2022* amplió a 2.000 metros la distancia permitida en autoconsumo a través de red para ciertos tipos de instalaciones. Finalmente, el *RDL18/2022* estableció la libertad de amortización en el Impuesto sobre Sociedades para inversiones en autoconsumo que hayan entrado 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, el *RDL17/2022*, *RDL 18/2022* y *RDL 20/2022*, actuaron con medidas sobre estas problemáticas.

De forma conjunta, los aspectos mas 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 *RDL 20/2022* amplió para todo 2023 la suspensión del IPVEE.

Así, en su conjunto el 2023 ha sido 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 ha visto contenido (aunque siga por encima de los 100€/MWh) y 2022 fue un año record en términos de potencia total instalada, como se comenta en este informe. ■



PNIEC Y HOJAS DE RUTA NACIONALES

En 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).

Recientemente, la Comisión Europea presentó el Plan "REPowerEU", el cual fue aprobado en mayo de 2022. Este plan tiene 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 propone incrementar los objetivos actuales de energías renovables para el año 2030, al mismo tiempo que destaca que el ahorro energético es la forma más rápida y económica de enfrentar la actual crisis energética. En este sentido, también se plantea 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 ha elaborado esta actualización del PNIEC 2023-2030, que incluye unos objetivos coherentes con la reducción de emisiones adoptada a nivel europeo, y que se concretarán en los siguientes resultados en 2030:

32% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.

48% de renovables sobre el uso final de la energía.

44% de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final.

81% de energía renovable en la generación eléctrica.

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:

	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

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

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

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

Que las energías 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, es decir, infraestructuras eléctricas que posibiliten el intercambio de energía entre países próximos.

El PNIEC tendrá, por tanto, que adaptarse a esta ambiciosa revisión de las metas establecidas por la Comisión Europea.

Principales objetivos del PNIEC vigente

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.

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

Comparativa de objetivos y resultados entre el PNIEC 2020-2030 y PNIEC 2023-2030. 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. también se prevén ayudas públicas para abordar estos cambios en las viviendas que mejoraran la certificación energética aumentando el valor de estas. Se tratará de mejorar las instalaciones de transporte de los fluidos o los sistemas de control energéticos.

Por último, 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 con baja ocupación, 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.

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 en España.

La Hoja de Ruta del Biogás.

La Hoja de ruta para la gestión sostenible de Materias Primas Minerales.

(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.

Como se puede observar, una de las características de estos sistemas que permiten transformar y conservar la energía para uso posterior es su carácter multitecnológico, coexistiendo tecnologías en distintos grados de madurez, así como con distintos tiempos de respuesta y de operación. Esta diversidad de tipologías provee de una amplia gama de servicios orientados a diversos usos finales (servicios de balance, servicios de flexibilidad, movilidad, industria, etc.).

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

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 híbridas 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 que el almacenamiento esté presente 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 funcionan 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 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 incentivos 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.
 - 10.3 Análisis del ciclo de vida: impacto medioambiental y social del almacenamiento energético.

Todas estas medidas van enfocadas en el impulso del desarrollo y la implementación

del almacenamiento energético como elemento clave para alcanzar la neutralidad climática que, además de reportar beneficios para el sector energético, podrá suponer una palanca de generación de empleo y la creación de nuevos modelos de negocio.

Por otro lado, pero de manera muy interrelacionada, 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

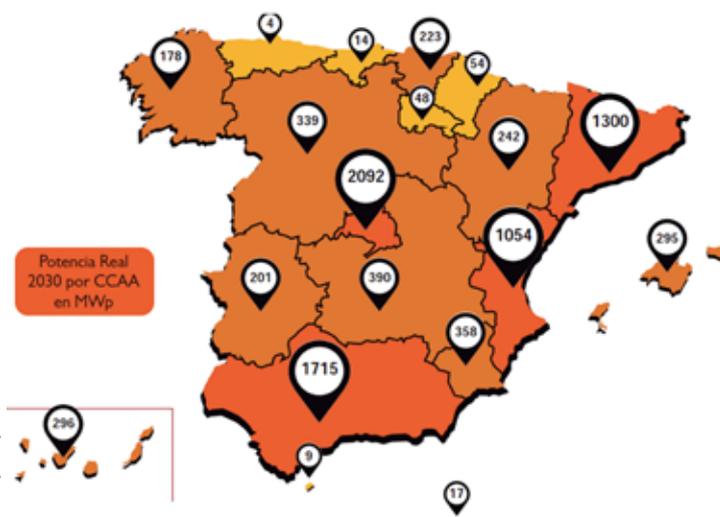
que generan esta tipología de instalaciones.

Los análisis de potencial realizados en los que se basa la Hoja de Ruta 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, que se podría alcanzar aunando el despliegue del paquete de medidas definidas con la movilización de la sociedad en general y del sector en particular. 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:

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
TOTAL NACIONAL	8,83	14,01

Escenarios de penetración del autoconsumo a 2030. Fuente: Hoja de Ruta del Autoconsumo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a partir del informe de potencial IDAE.

Asimismo, la distribución geográfica de dicho potencial se repartiría de manera desigual entre las distintas Comunidades Autónomas, siendo Madrid, Andalucía y Cataluña, respectivamente, las CCAA con mayor potencial de implantación:



Fuente: Hoja de Ruta del Autoconsumo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a partir del informe de potencial IDAE.

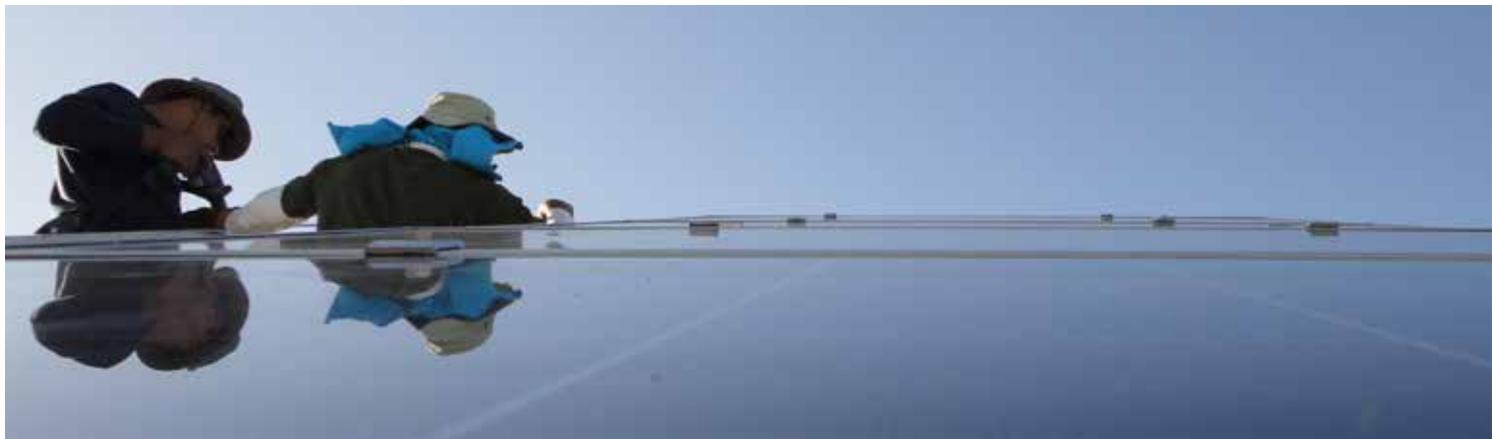
Asimismo, en el marco de elaboración de la Hoja de Ruta, se detectan los siguientes retos a los que se enfrenta el sector del autoconsumo:

- o Barreras económicas y administrativas.
- o Información y sensibilización.
- o Capacitación y cadena de valor.
- o Autoconsumo colectivo y participación ciudadana.
- o Gestión del autoconsumo.
- o Desarrollo en ámbitos prioritarios de despliegue.
- o Almacenamiento y agregación.
- o Acceso a información energética.
- o Digitalización y seguridad.
- o Reciclaje.

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

- Programas de ayudas al autoconsumo para la reactivación del sector.
- Mesa Nacional de Autoconsumo para la coordinación entre administraciones.
- Grupo de trabajo con Entidades Locales.
- Publicación de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo.
- Publicación de orientaciones técnicas.
- Difusión, mejora del conocimiento y sensibilización.
- Oficina de autoconsumo.
- Formación para mejorar las competencias técnicas en EE.RR. para autoconsumo.
- Inclusión de la perspectiva de género en la formación especializada.
- Adaptación de la formación y planes de estudio.
- Puesta en valor de la cadena de valor existente.
- Fortalecer la cadena de valor del autoconsumo.
- Actualización de la *Ley de Propiedad Horizontal*.
- Grupo de trabajo sobre autoconsumo en comunidades de propietarios.
- Mayor flexibilidad en la actualización de los autoconsumos colectivos.
- Gestor de autoconsumo colectivo.
- Autoconsumo a través de red en cualquier nivel de tensión.
- Reparto variable y dinámico de la energía en autoconsumos colectivos.
- Impulso a las comunidades energéticas.
- Actualización y adaptación de los protocolos y formatos.

Mejora de las comunicaciones con compañías eléctricas.
 Adecuación de procedimientos de acceso y conexión.
 Transparencia de los costes de acceso y conexión.
 Medidas correctivas ante incumplimientos.
 Actualización y adaptación de la normativa y reglamentos técnicos.
 Impulsar el autoconsumo en las zonas de transición justa.
 Autoconsumo colectivo de carácter social.
 I+D+i en zonas aisladas y de baja interconexión.
 Impulso al autoconsumo con almacenamiento.
 Promover la figura del agregador independiente.
 Impulsar el acceso del ciudadano a sus datos energéticos.
 La ciberseguridad en el autoconsumo.
 Mejorar la gestión de residuos y economía circular.
 Impulsar la incorporación de baterías de segunda vida en el autoconsumo.
 Promover modelos de negocio orientados a la valorización de los residuos procedentes del autoconsumo.
 Observatorio IDAE del Autoconsumo.
 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 2022

Como se ha ido trasladando a lo largo de todo este informe anual, el año 2022 fue, en términos regulatorios, uno de los más intensos de los últimos 20 años.



Factores como la escalada sin igual de precios del mercado eléctrico, la necesidad de acelerar la transición energética y el imparable desarrollo del autoconsumo doméstico e industrial, entre otros aspectos claves, derivaron en una espiral normativa que no paró en todo el año 2022..

Así, desde mediados de 2022, el sector se encuentra en una continua situación cambiante que impide que los distintos agentes, desde productores hasta administraciones públicas, pasando por compañías distribuidoras y comercializadoras, tengan problemas para conocer correctamente la regulación y, sobre todo, para adaptarse a los cambios en los plazos establecidos.

A tal efecto, en el informe de este año se

adjunta este capítulo que tiene por objeto explicar de forma somera cuales han fueron las principales novedades en materia normativa y en que afecta a los agentes del sector eléctrico. Las novedades expuestas se refieren a aspectos generales de contención de precios y otras medidas que hayan podido afectar a los productores renovables. Las novedades regulatorias referentes al autoconsumo se han analizado en el apartado 4.9 de este informe.

Real Decreto Ley 6/2022

Aprobado a finales de marzo de 2022, este *Real Decreto* contiene medidas para contener la escalada de precios del mercado eléctrico, así como otras para las instalaciones de autoconsumo y las de venta a red.

Las principales medidas para las instalaciones renovables con Régimen Retributivo Específico fueron las siguientes:

Actualización excepcional del Régimen Retributivo específico (Rinv y Ro) para 2022

- * De forma excepcional se establecen dos semiperiodos regulatorios dentro del semiperiodo 2020-2022. El 1º va de 2020 a 2021 (inclusive) y el segundo solo para 2022.
- * Este ajuste se realiza sobre el precio real del mercado Vs el estimado inicialmente, que era muy inferior.
- * Se actualiza el coeficiente de apuntamiento a la realidad de 2021 y 2022.

Se mantiene la suspensión del IPVEE hasta junio de 2022.

En lo respecta a las instalaciones de venta a red, las principales novedades fueron las siguientes:

Se establece un procedimiento ambiental acelerado para fotovoltaicas de P<150MW y parques eólicos de P<75MW que se ubiquen fuera de la Red Natura 2000 y en áreas de sensibilidad baja o moderada. Importante esta medida es transitoria y estará en vigor hasta el 31/12/2024.

Se modifica la *Ley de Aguas*, para introducir fotovoltaica flotante en masas de agua del dominio público

hidráulico.

Se establecen medidas para impulsar el despliegue de plantas dedicadas exclusivamente al almacenamiento eléctrico.

Finalmente, dentro de las medidas para contener el precio del mercado eléctrico, se extendió la regla de reducción de los beneficios extraordinarios, establecida en el *RDL 17/2021*.

RD Ley 10/2022. Mecanismo del tope del gas

A lo largo de este informe se ha comentado el mecanismo del tope del gas y su relevancia para con la contención del precio del sistema eléctrico. Por ello, y sin perjuicio de lo indicado en el capítulo 4.7, en este apartado se detallan los aspectos técnicos de dicho mecanismo.

Principales características del mecanismo del gas:

El ajuste se realizará sobre el coste de producción de las tecnologías fósiles. Si este coste de producción disminuye, también disminuye el precio al que estas centrales ofertan su energía en el mercado. Como el mercado es marginalista y la última oferta marca el precio de todas las tecnologías, con la medida se espera bajar el precio final de casación.

El valor de ajuste se calculará como el resultado de multiplicar 1,81 por la diferencia entre el precio efectivo del mercado spot del gas natural en cada día y un precio de referencia del gas.

•El precio de referencia será de 40€/

MWh durante 6 meses y, a partir de ahí, se incrementará en 5€/MWh mensuales hasta alcanzar los 70€/MWh.

El mecanismo estará en vigor durante 12 meses.

La medida será financiada por los consumidores que se benefician de la reducción (consumidores indexados al pool).

Al respecto de este mecanismo, cabe indicar que su inicio de aplicación se estableció en la *Orden TED 517/2022* de 9 de junio, tras la aprobación del mismo por parte de la Comisión Europea.

Finalmente, el *RDL* también incluía otras medidas tales como incluir el coste del bono social dentro de los costes reconocidos utilizados para calcular el Régimen Retributivo Específico.

Real Decreto Ley 14/2022

Aunque este *Real Decreto* está enfocado, principalmente, al autoconsumo, también, incluye medidas relevantes para las instalaciones renovables y para la eficiencia energética. De forma somera, las principales medidas destacables (excluyendo las asociadas a autoconsumo) son las siguientes:

Se introduce la posibilidad que las instalaciones con Régimen Retributivo específico se hibriden con almacenamiento.

Medidas de eficiencia energética

- * Se limita la temperatura máxima de ciertos establecimientos oscilando entre los 19° y 27° depen-

diendo del tipo de recinto (calefaccionado o refrigerados).

- * Las administraciones públicas podrán negociar ciertos contratos (rehabilitación, autoconsumo, sustitución de alumbrado, refrigeración o ACS) sin someter estos a licitación.

Modificación del *Real Decreto 1955/2000*. Medidas para simplificar trámites administrativos de puesta en marcha de instalaciones de transporte y distribución.

En hidráulicas, la inclusión de nuevas etapas de electrónica de potencia para que las instalaciones sea reversibles no tendrá la consideración de modificación a los efectos de solicitar permisos de acceso y conexión.

Real Decreto Ley 17/2022.

Este *Real Decreto* contenía principalmente medidas tendentes a agilizar administrativamente la ejecución de instalaciones renovables. En este sentido, realizó notables modificaciones en el *Real Decreto 1955/2000* de distribución, destacándose, entre otras las siguientes:

No se considerará modificación sustancial, cambios del proyecto de hasta el 10% de la potencia (anteriormente, 5%).

Si se obtiene la Autorización Administrativa Previa ("AAP") de un proyecto con una potencia determinada y, posteriormente, cuando se ejecuta el proyecto,

la potencia final resultante es hasta un 15% superior a la reflejada en dicha AAP, no hace falta volver a pedir la AAP.

Modificación del artículo 127.6 “Información a otras Administraciones públicas”. Esta modificación simplifica sustancialmente los plazos administrativos. Hasta ahora, el expediente de autorización debía pasar informe preceptivo por parte de la CNMC y no existían plazos (había una simplificación y plazos para instalaciones de transporte). Con esta modificación, la CNMC tiene un plazo de 15 días para emitir el informe y, si no lo emite en dicho plazo, se considera silencio positivo, de forma que se entiende que el informe es favorable. Además, para renovables, el informe que en su caso emitan, no tiene por qué ser exhaustivo.

Modificación del artículo 131.1 “Condiciones y aprobación de proyecto”. Con excepciones, si se ha obtenido la AAP y la Administración ha remitido separatas a otras administraciones, estas disponen de un plazo de respuesta de 15 días (antes 30).

Por otro lado, el *Real Decreto-ley* modifica el artículo 39.1 del *Real Decreto 413/2014* relativo a la inscripción previa de instalaciones. Con la nueva modificación, a la hora de hacer la inscripción previa de la instalación se aceptarán modificaciones de hasta el 5% de la potencia respecto de la que figuraba en los permisos de acceso y conexión y la Autorización Administrativa de Cons-

trucción. Ahora bien, es cierto que para la inscripción definitiva se deberán subsanar estos documentos.

Real Decreto Ley 18/2022

Esta norma, que incluía medidas de toda índole sobre la economía española, en lo que respecta al sector eléctrico trabajaba sobre varios grandes bloques: (i) autoconsumo; (ii) permisos de acceso; (iii) gases renovables; y (iv) otras medidas. Nuevamente, en este capítulo nos referiremos a aquellas novedades no relacionadas con el autoconsumo.

Medidas sobre permisos de acceso y conexión:

- o De forma excepcional, se podrá 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.

Medidas sobre gases renovables.

- o Las líneas directas quedarán exentas de planificación y se declararán de utilidad pública.

Otras medidas:

- o Ampliación hasta el 31/12/2023 del “mecanismo del tope del gas”
- o Medidas para contener la tarifa de último recurso del gas.
- o Las Comunidades de propietarios con consumos superiores a 50MWh pueden acogerse a un nuevo tipo de tarifa regulada.

- o Se permite que, en el caso de autónomos, se cambie la potencia contratada, aunque se hubiera solicitado en los 12 meses anteriores.
- o Se amplía el espectro del bono social para que mas consumidores puedan accederse.

Orden TED 1232/2022

Esta Orden dio cumplimiento a lo establecido en el *Real Decreto-ley 6/2022* (30 de marzo) que establecía una Actualización excepcional del Régimen Retributivo específico (Rinv y Ro) para 2022.

Actualización excepcional del Régimen Retributivo específico (Rinv y Ro) para 2022. Este ajuste se realizó sobre el precio real del mercado Vs el estimado inicialmente. La siguiente tabla muestra cual era el precio anterior frente al real de 2020 y 2021 y la previsión para los ejercicios 2022 en adelante (basada en los mercados de futuros).

Año	Precio mercado eléctrico		Diferencia	
	Antigua orden de parámetros	Orden TED 1232/22	Absoluta	Relativa
2020	54,42 €/MWh	33,94 €/MWh	-20,48 €/MWh	-38%
2021	52,12 €/MWh	111,90 €/MWh	59,78 €/MWh	115%
2022	48,82 €/MWh	121,92 €/MWh	73,10 €/MWh	150%
2023	48,82 €/MWh	71,10 €/MWh	22,28 €/MWh	46%
2024 en ad.	48,82 €/MWh	56,29 €/MWh	7,47 €/MWh	15%

Tabla. Variación del precio del mercado de la Orden TED 123/22 Vs antiguos parámetros retributivos
Fuente: Elaboración propia a partir de normativa sectorial.

Se actualizaron, asimismo, los límites superiores e inferiores que se utiliza para el valor de ajuste del mercado.

	año 2022
Precio estimado del mercado	121,92 €/MWh
LS2	129,73 €/MWh
LS1	125,83 €/MWh
LI1	118,01 €/MWh
LI2	114,11 €/MWh

Tabla. Variación del precio del mercado de la Orden TED 123/22 Vs antiguos parámetros retributivos
Fuente: TED 1232/2022

Finalmente, también se actualizaron los coeficientes de apuntamiento teniendo en cuenta la realidad de los años 2020 y 2021.

Tecnología	Antiguo coeficiente de apuntamiento	Coeficiente de apuntamiento ajustado		
		2020	2021	2022
Fotovoltaica	1,004	0,956	0,907	0,907
termoeléctrica	1,004	0,956	0,907	0,907
eólica	0,939	0,943	0,930	0,930
varias	0,887	0,986	1,010	1,010
Hidroeléctrica	0,972	0,974	0,859	0,859

Tabla. Variación coeficientes de apuntamiento *TED1232* Vs parámetros anteriores

Fuente: Elaboración propia a partir de normativa sectorial.

Real Decreto Ley 20/2022

El último gran *Real Decreto* de 2022 afectaba a todo el sector eléctrico y contenía medidas muy relevantes para los distintos agentes de este. En este sentido, las principales medidas son las siguientes:

Se establece un procedimiento excepcional de determinación de afecciones ambientales. En todo caso, el procedimiento NO se aplicará a los siguientes proyectos (que seguirán tramitándose de acuerdo a la *Ley 21/2013*): (i) ubicados en red natura; (ii) ubicados en espacios naturales protegidos; (iii) ubicados en el medio marino y; (iv) construcción de líneas aéreas de energía eléctrica con voltaje > 220kV y longitud > 15 km.

Se establece un procedimiento simplificado de autorización de proyectos renovables:

- o Se efectuará de forma conjunta la tramitación y resolución de las autorizaciones previa y de construcción
- o Si se solicita “declaración de utilidad pública” deberá presentarse

junto a las solicitudes de autorización administrativa previa y de construcción. En este caso, ciertos trámites también se unifican y los plazos se reducen a la mitad.

Durante todo el año 2023, el impuesto del 7% y los pagos fraccionados se presentarán con base 0.

Para garantizar el equilibrio del sistema eléctrico en 2023, se destinarán 2.000M€ correspondientes al ejercicio 2022.

Se amplía hasta el 31/12/2023 la medida que permite que el IVA de la tarifa eléctrica se reduzca al 5%, aunque con matices.

Se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2023, el del tipo impositivo del 0,5% para el Impuesto Especial sobre la Electricidad (antes 5,11%).

Se amplía hasta el 30 de junio de 2023, la medida que permite a la administración pública (previa redacción de una memoria justificativa) adjudicar contratos de eficiencia energética adjudicar contratos sin licitación establecido el artículo 30 del *Real Decreto-ley 14/2022*. ■

PARÁMETROS RETRIBUTIVOS 2023-2025



Antecedentes y situación en 2022

El año 2022 fue un ejercicio muy convulso. Diversos factores exógenos y geopolíticos, tal y como la invasión de Ucrania, afectó significativamente a las economías mundiales y, especialmente, a las europeas. Los mercados eléctricos de la eurozona vieron una escalada exponencial de precios, llegando a máximos de casi 600€/MWh diarios con puntas horarias superiores a los 700€/MWh. Ante la gravedad de la situación, en marzo de 2022, el Gobierno aprobó el *Real Decreto-ley 6/2022*. Este *Real Decreto*, afectó sustancialmente a los productores renovables, puesto que acordó la actualización excepcional de los parámetros retributivos para el año 2022.

La actualización de los parámetros retributivos para el 2º periodo regulatorio (2020-2025) se hizo sobre la premisa de unos ingresos por venta de energía en el mercado basado en unos precios de 54,42 €/MWh, 52,12 €/MWh y 48,82 €/MWh, para los ejercicios 2020 a 2022, respectivamente. Frente a estos precios la realidad del mercado fue la siguiente: 33,94; 111,9; y 121,92 €/MWh para los ejercicios 2020, 2021 y 2022. Como en su conjunto el precio era muy superior al estimado inicialmente, el Ministerio decidió, revisar

la estimación del precio medio del mercado eléctrico que se tiene en cuenta para el cálculo del régimen retributivo específico.

Así pues, se procedió a revisar el Régimen Retributivo específico para el ejercicio 2022, aplicando el ajuste en las 4 primeras liquidaciones producidas tras la aprobación de la norma (desde la L11/2022 hasta la L14/2022).

Los nuevos parámetros establecidos supusieron una minoración significativa en los ingresos previstos para el ejercicio 2022. Ahora bien, también se debe señalar que efectivamente, en el ejercicio 2021 los ingresos de las plantas fotovoltaicas (sin que mediasen factores que disminuyesen su producción) fueron superiores a lo esperado y que respecto de 2022, se han obtenido ingresos relevantes por la venta de energía.

Situación en 2023

En julio de 2023, tras más de 6 meses de espera, el Ministerio aprobó los nuevos parámetros retributivos para 2023. Dada la volatilidad actual del mercado, que confronta algunas horas a precio 0 (incluyendo horas solares debido a la elevada penetración de las renovables en los últimos años) con puntas de más

de 300€/MWh, se decidió cambiar la metodología de cálculo del precio del mercado. Así, el *Real Decreto 5/2023*, modifico la metodología anterior por la siguiente:

Para el semiperiodo regulatorio comprendido entre el 01/01/23 y 31/12/2025, la estimación del precio del mercado eléctrico para el año 2023 se realizará considerando la media aritmética del mercado diario entre el 01/01/23 al 31/05/23, las cotizaciones de contratos a futuro para mes de junio entre el 1 y el 31 de mayo y la media de cotizaciones de futuros para la energía entregada en el tercer y cuarto trimestre de 2023 negociada entre el 1 de enero y el 31 de mayo. Por otro lado, la estimación del precio del mercado eléctrico para el año 2024 y 2025 se realizará a partir de los mercados de futuros negociados en el periodo entre enero y mayo de 2023. Para los años 2026 y siguientes se considerará el mismo valor que para el año 2025.

Con esto, los valores estimados del precio del mercado para los años 2023 en adelante serán los siguientes: (i) Año 2023: 109,31 €/MWh; (ii) Año 2024: 108,86 €/MWh; (iii) Año 2025 y siguientes: 89,37€/MWh.

En la medida en que se parte de un precio del mercado elevado para los próximos tres años, los parámetros retributivos que conforman el Régimen Retributivo Específico se han visto notablemente reducidos respecto de los percibidos en el trienio comprendido entre 2020 y 2022. En la siguiente gráfica se exponen la evolución de la Rinv y Ro de los últimos años, en diversas IT representativas del sector fotovoltaico:

Tabla. Impacto de la evolución del RRE sobre las Instalaciones tipo

Datos			Rinv (€/MW)			Ro (€/MWh)				Ajuste %		
IT	MW		2020/2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023	Rinv 2021Vs2023	Ro 2021Vs2023	
48	Fija	P≤2	566.105	556.711	542.896	24,67	27,84	-	-	-4%	-2%	-100%
53	SE1	P≤2	670.038	658.088	640.914	24,80	28,00	-	-	-4%	-3%	-100%
58	SE2	P≤2	676.029	663.910	646.476	24,57	27,77	-	-	-4%	-3%	-100%
62	Fija	2<P≤10	510.145	500.244	485.562	21,23	24,38	-	-	-5%	-3%	-100%
65	SE1	2<P≤10	585.822	573.138	554.701	20,88	24,06	-	-	-5%	-3%	-100%
68	SE2	2<P≤10	614.183	601.482	583.131	21,50	24,68	-	-	-5%	-3%	-100%
69	Fija	P>10	454.628	443.987	427.182	18,61	21,76	-	-	-6%	-4%	-100%
72	SE1	P>10	488.195	474.835	453.393	17,28	20,44	-	-	-7%	-5%	-100%
73	SE2	P>10	503.600	490.136	468.617	17,47	20,62	-	-	-7%	-4%	-100%

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, y de cara al 3er periodo regulatorio que empieza en 2026, también se modificará el cálculo del “Valor de Ajuste por desviaciones de precios de mercado” 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.

En el siguiente apartado de este capítulo, se detallan los parámetros retributivos aprobados, para que los productores renovables puedan situar cual es el impacto de la medida y cómo afecta a los ingresos en el conjunto de los 3 últimos años. ■

Parámetros retributivos 2023/2025 vs. parámetros retributivos 2022

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv €/MW	Ro €/MWh	Rinv €/MW 2023/25	Ro €/MWh 2023	Ro €/MWh 2024	Ro €/MWh 2025	Rinv €/MW	Ro €/MWh 2022Vs 2023
IT-00001	811.290	-	789.754	-	-	-	(21.536)	-
IT-00002	764.630	-	743.361	-	-	-	(21.269)	-
IT-00003	687.536	-	663.985	-	-	-	(23.551)	-
IT-00004	673.843	-	650.720	-	-	-	(23.123)	-
IT-00005	620.729	-	595.390	-	-	-	(25.339)	-
IT-00006	619.323	-	594.934	-	-	-	(24.389)	-
IT-00007	623.274	-	600.027	-	-	-	(23.247)	-
IT-00008	575.323	-	519.189	-	-	-	(56.134)	-
IT-00009	615.275	-	563.872	-	-	-	(51.403)	-
IT-00010	611.424	-	561.859	-	-	-	(49.565)	-
IT-00011	703.205	-	661.478	-	-	-	(41.727)	-
IT-00012	659.196	-	616.197	-	-	-	(42.999)	-
IT-00013	665.979	-	624.873	-	-	-	(41.106)	-
IT-00014	782.437	-	750.416	-	-	-	(32.021)	-
IT-00015	712.715	-	677.227	-	-	-	(35.488)	-
IT-00016	722.025	-	673.975	-	-	-	(48.050)	-
IT-00017	588.741	-	534.831	-	-	-	(53.910)	-
IT-00018	629.190	-	579.831	-	-	-	(49.359)	-
IT-00019	625.073	-	577.280	-	-	-	(47.793)	-
IT-00020	618.211	-	571.580	-	-	-	(46.631)	-
IT-00021	642.815	-	599.259	-	-	-	(43.556)	-
IT-00022	695.893	-	657.189	-	-	-	(38.704)	-
IT-00023	753.375	-	719.729	-	-	-	(33.646)	-
IT-00024	682.622	-	655.551	-	-	-	(27.071)	-
IT-00025	608.656	-	578.542	-	-	-	(30.114)	-
IT-00026	596.227	-	566.789	-	-	-	(29.438)	-
IT-00027	589.255	-	560.662	-	-	-	(28.593)	-
IT-00028	573.376	-	544.888	-	-	-	(28.488)	-
IT-00029	565.787	-	537.828	-	-	-	(27.959)	-
IT-00030	562.150	-	534.887	-	-	-	(27.263)	-
IT-00031	762.623	-	724.797	-	-	-	(37.826)	-
IT-00032	684.296	-	642.957	-	-	-	(41.339)	-
IT-00033	623.865	-	579.958	-	-	-	(43.907)	-
IT-00034	630.948	-	588.800	-	-	-	(42.148)	-
IT-00035	700.108	-	663.773	-	-	-	(36.335)	-
IT-00036	840.212	-	799.683	-	-	-	(40.529)	-
IT-00037	728.250	-	685.341	-	-	-	(42.909)	-
IT-00038	663.895	-	618.650	-	-	-	(45.245)	-
IT-00039	634.207	-	588.633	-	-	-	(45.574)	-
IT-00040	637.124	-	593.189	-	-	-	(43.935)	-
IT-00041	651.439	-	609.762	-	-	-	(41.677)	-
IT-00042	665.931	-	626.414	-	-	-	(39.517)	-
IT-00043	580.970	-	563.852	-	-	3,15	(17.118)	-
IT-00044	573.684	-	557.451	-	-	2,84	(16.233)	-
IT-00045	571.566	-	556.108	-	-	2,78	(15.458)	-
IT-00046	527.838	-	512.738	-	-	0,69	(15.100)	-
IT-00047	541.924	-	527.508	-	-	1,40	(14.416)	-
IT-00048	556.711	-	542.896	-	-	2,14	(13.815)	-
IT-00049	606.324	-	585.571	-	-	0,31	(20.753)	-
IT-00050	542.618	-	521.789	-	-	-	(20.829)	-
IT-00051	521.479	-	501.016	-	-	-	(20.463)	-
IT-00052	621.408	-	603.361	-	-	0,98	(18.047)	-
IT-00053	658.088	-	640.914	-	-	2,40	(17.174)	-
IT-00054	613.312	-	592.259	-	-	0,12	(21.053)	-
IT-00055	666.693	-	647.065	-	-	2,17	(19.628)	-
IT-00056	657.307	-	638.465	-	-	1,85	(18.842)	-
IT-00057	665.756	-	647.704	-	-	2,20	(18.052)	-
IT-00058	663.910	-	646.476	-	-	2,15	(17.434)	-
IT-00059	556.051	-	540.206	-	-	1,16	(15.845)	-
IT-00060	476.094	-	459.660	-	-	-	(16.434)	-
IT-00061	488.395	-	472.921	-	-	-	(15.474)	-
IT-00062	500.244	-	485.562	-	-	-	(14.682)	-
IT-00063	491.696	-	469.234	-	-	-	(22.462)	-
IT-00064	548.702	-	529.002	-	-	-	(19.700)	-
IT-00065	573.138	-	554.701	-	-	-	(18.437)	-
IT-00066	578.870	-	558.600	-	-	-	(20.270)	-
IT-00067	611.387	-	592.517	-	-	-	(18.870)	-
IT-00068	601.482	-	583.131	-	-	-	(18.351)	-
IT-00069	443.987	-	427.182	-	-	-	(16.805)	-
IT-00070	414.626	-	397.316	-	-	-	(17.310)	-
IT-00071	446.130	-	422.622	-	-	-	(23.508)	-
IT-00072	474.835	-	453.393	-	-	-	(21.442)	-
IT-00073	490.136	-	468.617	-	-	-	(21.519)	-
IT-00074	852.086	-	836.233	-	-	16,30	(15.853)	-

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv €/MW	Ro €/MWh	Rinv €/MW 2023/25	Ro €/MWh 2023	Ro €/MWh 2024	Ro €/MWh 2025	Rinv €/MW	Ro €/MWh 2022Vs 2023
IT-00075	712.885	-	697.746	-	-	9,61	(15.139)	-
IT-00076	660.061	-	645.265	-	-	7,08	(14.796)	-
IT-00077	595.185	-	581.136	-	-	3,99	(14.049)	-
IT-00078	585.040	-	571.414	-	-	3,52	(13.626)	-
IT-00079	717.876	-	699.790	-	-	4,63	(18.086)	-
IT-00080	707.947	-	691.105	-	-	4,30	(16.842)	-
IT-00081	696.418	-	677.855	-	-	3,33	(18.563)	-
IT-00082	713.375	-	695.650	-	-	3,99	(17.725)	-
IT-00083	714.421	-	697.322	-	-	4,06	(17.099)	-
IT-00084	560.208	-	545.669	-	-	1,43	(14.539)	-
IT-00085	539.192	-	525.021	-	-	0,43	(14.171)	-
IT-00086	784.421	-	763.557	-	-	6,19	(20.864)	-
IT-00087	615.123	-	597.342	-	-	-	(17.781)	-
IT-00088	554.541	-	534.459	-	-	-	(20.082)	-
IT-00089	706.283	-	688.820	-	-	2,89	(17.463)	-
IT-00090	449.398	-	433.382	-	-	-	(16.016)	-
IT-00091	535.452	-	515.522	-	-	-	(19.930)	-
IT-00092	427.473	-	392.270	-	-	-	(35.203)	-
IT-00093	398.955	-	362.777	-	-	-	(36.178)	-
IT-00094	378.553	-	340.411	-	-	-	(38.142)	-
IT-00095	378.400	-	340.978	-	-	-	(37.422)	-
IT-00096	375.557	-	337.236	-	-	-	(38.321)	-
IT-00097	364.138	-	325.853	-	-	-	(38.285)	-
IT-00098	353.402	-	313.750	-	-	-	(39.652)	-
IT-00099	385.439	-	348.443	-	-	-	(36.996)	-
IT-00100	366.658	-	327.802	-	-	-	(38.856)	-
IT-00101	361.016	-	322.542	-	-	-	(38.474)	-
IT-00102	407.182	-	370.760	-	-	-	(36.422)	-
IT-00103	411.379	-	375.952	-	-	-	(35.427)	-
IT-00104	372.654	-	334.158	-	-	-	(38.496)	-
IT-00105	377.396	-	339.913	-	-	-	(37.483)	-
IT-00106	365.378	-	326.446	-	-	-	(38.932)	-
IT-00107	402.329	-	366.354	-	-	-	(35.975)	-
IT-00108	354.337	-	314.741	-	-	-	(39.596)	-
IT-00109	367.673	-	329.602	-	-	-	(38.071)	-
IT-00110	350.335	-	310.499	-	-	-	(39.836)	-
IT-00111	359.599	-	321.040	-	-	-	(38.559)	-
IT-00112	389.121	-	351.615	-	-	-	(37.506)	-
IT-00113	402.032	-	366.040	-	-	-	(35.992)	-
IT-00114	394.772	-	359.022	-	-	-	(35.750)	-
IT-00115	379.857	-	341.794	-	-	-	(38.063)	-
IT-00116	381.294	-	344.047	-	-	-	(37.247)	-
IT-00117	353.397	-	313.744	-	-	-	(39.653)	-
IT-00118	367.977	-	329.925	-	-	-	(38.052)	-
IT-00119	370.439	-	331.810	-	-	-	(38.629)	-
IT-00120	369.597	-	331.643	-	-	-	(37.954)	-
IT-00121	350.600	-	310.779	-	-	-	(39.821)	-
IT-00122	351.457	-	312.405	-	-	-	(39.052)	-
IT-00123	412.923	-	376.847	-	-	-	(36.076)	-
IT-00124	394.265	-	357.803	-	-	-	(36.462)	-
IT-00125	404.468	-	369.308	-	-	-	(35.160)	-
IT-00126	375.885	-	337.583	-	-	-	(38.302)	-
IT-00127	378.665	-	341.259	-	-	-	(37.406)	-
IT-00128	380.051	-	343.405	-	-	-	(36.646)	-
IT-00129	381.545	-	343.583	-	-	-	(37.962)	-
IT-00130	367.455	-	329.370	-	-	-	(38.085)	-
IT-00131	375.497	-	338.574	-	-	-	(36.923)	-
IT-00132	376.241	-	337.961	-	-	-	(38.280)	-
IT-00133	362.203	-	323.801	-	-	-	(38.402)	-
IT-00134	372.315	-	335.198	-	-	-	(37.117)	-
IT-00135	351.484	-	311.716	-	-	-	(39.768)	-
IT-00136	357.918	-	319.257	-	-	-	(38.661)	-
IT-00137	369.291	-	331.989	-	-	-	(37.302)	-
IT-00138	393.909	-	357.426	-	-	-	(36.483)	-
IT-00139	395.291	-	359.573	-	-	-	(35.718)	-
IT-00140	377.192	-	339.697	-	-	-	(37.495)	-

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv	Ro	Rinv	Ro	Ro	Ro	Rinv	Ro €/MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh 2023/25	€/MWh 2023	€/MWh 2024	€/MWh 2025	€/MWh	2022Vs 2023
IT-00141	382.701	-	346.216	-	-	-	(36.485)	-
IT-00142	367.522	-	329.442	-	-	-	(38.080)	-
IT-00143	379.910	-	343.256	-	-	-	(36.654)	-
IT-00144	364.647	-	326.393	-	-	-	(38.254)	-
IT-00145	371.663	-	334.506	-	-	-	(37.157)	-
IT-00146	358.472	-	319.845	-	-	-	(38.627)	-
IT-00147	368.663	-	331.323	-	-	-	(37.340)	-
IT-00148	389.398	-	352.641	-	-	-	(36.757)	-
IT-00149	388.722	-	352.604	-	-	-	(36.118)	-
IT-00150	371.974	-	334.163	-	-	-	(37.811)	-
IT-00151	374.469	-	337.483	-	-	-	(36.986)	-
IT-00152	359.333	-	320.758	-	-	-	(38.575)	-
IT-00153	370.208	-	332.963	-	-	-	(37.245)	-
IT-00154	362.881	-	324.520	-	-	-	(38.361)	-
IT-00155	367.361	-	329.943	-	-	-	(37.418)	-
IT-00156	353.852	-	314.945	-	-	-	(38.907)	-
IT-00157	363.994	-	326.371	-	-	-	(37.623)	-
IT-00158	382.410	-	345.230	-	-	-	(37.180)	-
IT-00159	377.803	-	341.020	-	-	-	(36.783)	-
IT-00160	365.011	-	326.779	-	-	-	(38.232)	-
IT-00161	371.384	-	334.211	-	-	-	(37.173)	-
IT-00162	356.724	-	317.990	-	-	-	(38.734)	-
IT-00163	363.306	-	325.640	-	-	-	(37.666)	-
IT-00164	371.184	-	333.325	-	-	-	(37.859)	-
IT-00165	360.165	-	322.308	-	-	-	(37.857)	-
IT-00166	353.918	-	315.015	-	-	-	(38.903)	-
IT-00167	356.242	-	318.147	-	-	-	(38.095)	-
IT-00168	375.153	-	337.534	-	-	-	(37.619)	-
IT-00169	374.825	-	337.860	-	-	-	(36.965)	-
IT-00170	363.083	-	326.027	-	-	-	(37.056)	-
IT-00171	374.449	-	336.788	-	-	-	(37.661)	-
IT-00172	361.503	-	323.728	-	-	-	(37.775)	-
IT-00173	364.959	-	328.018	-	-	-	(36.941)	-
IT-00174	352.888	-	313.923	-	-	-	(38.965)	-
IT-00175	354.673	-	316.482	-	-	-	(38.191)	-
IT-00176	362.014	-	324.893	-	-	-	(37.121)	-
IT-00177	357.306	-	318.608	-	-	-	(38.698)	-
IT-00178	352.945	-	314.649	-	-	-	(38.296)	-
IT-00179	361.349	-	324.187	-	-	-	(37.162)	-
IT-00180	341.648	-	302.002	-	-	-	(39.646)	-
IT-00181	345.981	-	307.261	-	-	-	(38.720)	-
IT-00182	361.620	-	324.475	-	-	-	(37.145)	-
IT-00183	362.984	-	325.299	-	-	-	(37.685)	-
IT-00184	358.933	-	321.623	-	-	-	(37.310)	-
IT-00185	357.091	-	319.048	-	-	-	(38.043)	-
IT-00186	353.198	-	315.538	-	-	-	(37.660)	-
IT-00187	347.627	-	309.007	-	-	-	(38.620)	-
IT-00188	352.517	-	314.815	-	-	-	(37.702)	-
IT-00189	345.378	-	306.621	-	-	-	(38.757)	-
IT-00190	353.223	-	315.564	-	-	-	(37.659)	-
IT-00191	339.605	-	300.496	-	-	-	(39.109)	-
IT-00192	349.980	-	312.123	-	-	-	(37.857)	-
IT-00193	334.443	-	295.020	-	-	-	(39.423)	-
IT-00194	329.597	-	290.492	-	-	-	(39.105)	-
IT-00195	324.415	-	284.383	-	-	-	(40.032)	-
IT-00196	325.166	-	285.790	-	-	-	(39.376)	-
IT-00197	322.176	-	282.007	-	-	-	(40.169)	-
IT-00198	323.238	-	283.743	-	-	-	(39.495)	-
IT-00199	318.738	-	278.360	-	-	-	(40.378)	-
IT-00200	323.369	-	283.882	-	-	-	(39.487)	-
IT-00201	315.243	-	274.652	-	-	-	(40.591)	-
IT-00202	321.888	-	282.311	-	-	-	(39.577)	-
IT-00203	331.489	-	291.887	-	-	-	(39.602)	-
IT-00204	318.471	-	278.685	-	-	-	(39.786)	-
IT-00205	319.507	-	279.175	-	-	-	(40.332)	-
IT-00206	316.253	-	276.331	-	-	-	(39.922)	-

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv €/MWh	Ro €/MWh	Rinv €/MWh 2023/25	Ro €/MWh 2023	Ro €/MWh 2024	Ro €/MWh 2025	Rinv €/MWh	Ro €/MWh 2022Vs 2023
IT-00207	316.879	-	277.564	-	-	-	(39.315)	-
IT-00208	317.107	-	276.629	-	-	-	(40.478)	-
IT-00209	314.683	-	274.664	-	-	-	(40.019)	-
IT-00210	316.879	-	277.564	-	-	-	(39.315)	-
IT-00211	316.591	-	276.082	-	-	-	(40.509)	-
IT-00212	314.935	-	274.933	-	-	-	(40.002)	-
IT-00213	316.879	-	277.564	-	-	-	(39.315)	-
IT-00214	313.237	-	272.523	-	-	-	(40.714)	-
IT-00215	311.692	-	271.491	-	-	-	(40.201)	-
IT-00216	316.879	-	277.564	-	-	-	(39.315)	-
IT-00217	314.059	-	273.396	-	-	-	(40.663)	-
IT-00218	310.793	-	270.537	-	-	-	(40.256)	-
IT-00219	307.989	-	268.127	-	-	-	(39.862)	-
IT-00220	308.163	-	267.746	-	-	-	(40.417)	-
IT-00221	307.989	-	268.127	-	-	-	(39.862)	-
IT-00222	300.257	-	258.754	-	-	-	(41.503)	-
IT-00223	306.270	-	265.737	-	-	-	(40.533)	-
IT-00224	307.989	-	268.127	-	-	-	(39.862)	-
IT-00225	303.187	-	261.862	-	-	-	(41.325)	-
IT-00226	304.847	-	264.227	-	-	-	(40.620)	-
IT-00227	307.989	-	268.127	-	-	-	(39.862)	-
IT-00228	332.503	-	292.963	-	-	-	(39.540)	-
IT-00229	304.373	-	263.724	-	-	-	(40.649)	-
IT-00230	307.989	-	268.127	-	-	-	(39.862)	-
IT-00231	394.592	-	377.875	-	-	-	(16.717)	-
IT-00232	400.521	-	384.521	-	-	-	(16.000)	-
IT-00233	354.370	-	335.860	-	-	-	(18.510)	-
IT-00234	375.048	-	358.020	-	-	-	(17.028)	-
IT-00235	354.836	-	336.348	-	-	-	(18.488)	-
IT-00236	356.220	-	338.347	-	-	-	(17.873)	-
IT-00237	348.733	-	329.942	-	-	-	(18.791)	-
IT-00238	340.075	-	321.424	-	-	-	(18.651)	-
IT-00239	331.495	-	311.823	-	-	-	(19.672)	-
IT-00240	353.482	-	335.477	-	-	-	(18.005)	-
IT-00241	399.733	-	383.219	-	-	-	(16.514)	-
IT-00242	358.478	-	340.711	-	-	-	(17.767)	-
IT-00243	358.831	-	340.539	-	-	-	(18.292)	-
IT-00244	364.953	-	347.475	-	-	-	(17.478)	-
IT-00245	357.464	-	339.107	-	-	-	(18.357)	-
IT-00246	356.188	-	338.314	-	-	-	(17.874)	-
IT-00247	335.035	-	315.551	-	-	-	(19.484)	-
IT-00248	350.771	-	332.635	-	-	-	(18.136)	-
IT-00249	384.827	-	368.649	-	-	-	(16.178)	-
IT-00250	343.292	-	324.231	-	-	-	(19.061)	-
IT-00251	343.360	-	324.868	-	-	-	(18.492)	-
IT-00252	358.924	-	341.652	-	-	-	(17.272)	-
IT-00253	371.620	-	353.916	-	-	-	(17.704)	-
IT-00254	380.287	-	363.479	-	-	-	(16.808)	-
IT-00255	363.664	-	345.594	-	-	-	(18.070)	-
IT-00256	361.837	-	344.220	-	-	-	(17.617)	-
IT-00257	346.404	-	327.497	-	-	-	(18.907)	-
IT-00258	352.942	-	334.911	-	-	-	(18.031)	-
IT-00259	357.815	-	339.475	-	-	-	(18.340)	-
IT-00260	347.803	-	329.525	-	-	-	(18.278)	-
IT-00261	332.362	-	312.735	-	-	-	(19.627)	-
IT-00262	343.674	-	325.197	-	-	-	(18.477)	-
IT-00263	367.210	-	349.832	-	-	-	(17.378)	-
IT-00264	370.225	-	352.457	-	-	-	(17.768)	-
IT-00265	359.096	-	341.356	-	-	-	(17.740)	-
IT-00266	353.891	-	336.390	-	-	-	(17.501)	-
IT-00267	350.873	-	332.189	-	-	-	(18.684)	-
IT-00268	349.210	-	331.000	-	-	-	(18.210)	-
IT-00269	354.287	-	336.805	-	-	-	(17.482)	-
IT-00270	342.599	-	323.503	-	-	-	(19.096)	-
IT-00271	345.383	-	326.988	-	-	-	(18.395)	-
IT-00272	356.575	-	339.200	-	-	-	(17.375)	-

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv €/MW	Ro €/MWh	Rinv €/MW 2023/25	Ro €/MWh 2023	Ro €/MWh 2024	Ro €/MWh 2025	Rinv €/MW	Ro €/MWh 2022Vs 2023
IT-00273	328.713	-	308.893	-	-	-	(19.820)	-
IT-00274	337.586	-	318.814	-	-	-	(18.772)	-
IT-00275	344.649	-	326.715	-	-	-	(17.934)	-
IT-00276	361.179	-	343.532	-	-	-	(17.647)	-
IT-00277	360.073	-	342.851	-	-	-	(17.222)	-
IT-00278	350.140	-	331.974	-	-	-	(18.166)	-
IT-00279	351.419	-	333.802	-	-	-	(17.617)	-
IT-00280	347.835	-	329.558	-	-	-	(18.277)	-
IT-00281	356.285	-	338.896	-	-	-	(17.389)	-
IT-00282	340.132	-	321.485	-	-	-	(18.647)	-
IT-00283	343.529	-	325.541	-	-	-	(17.988)	-
IT-00284	336.135	-	317.288	-	-	-	(18.847)	-
IT-00285	343.552	-	325.566	-	-	-	(17.986)	-
IT-00286	356.437	-	338.575	-	-	-	(17.862)	-
IT-00287	343.457	-	325.467	-	-	-	(17.990)	-
IT-00288	342.178	-	323.629	-	-	-	(18.549)	-
IT-00289	344.101	-	326.141	-	-	-	(17.960)	-
IT-00290	335.665	-	316.794	-	-	-	(18.871)	-
IT-00291	341.940	-	323.878	-	-	-	(18.062)	-
IT-00292	332.627	-	313.599	-	-	-	(19.028)	-
IT-00293	336.862	-	318.559	-	-	-	(18.303)	-
IT-00294	328.104	-	308.842	-	-	-	(19.262)	-
IT-00295	337.832	-	319.578	-	-	-	(18.254)	-
IT-00296	342.326	-	323.784	-	-	-	(18.542)	-
IT-00297	337.819	-	319.564	-	-	-	(18.255)	-
IT-00298	330.393	-	311.250	-	-	-	(19.143)	-
IT-00299	334.052	-	315.609	-	-	-	(18.443)	-
IT-00300	331.021	-	311.910	-	-	-	(19.111)	-
IT-00301	329.643	-	310.979	-	-	-	(18.664)	-
IT-00302	322.501	-	302.951	-	-	-	(19.550)	-
IT-00303	328.109	-	309.367	-	-	-	(18.742)	-
IT-00304	318.645	-	298.895	-	-	-	(19.750)	-
IT-00305	324.478	-	305.554	-	-	-	(18.924)	-
IT-00306	341.462	-	322.878	-	-	-	(18.584)	-
IT-00307	339.325	-	321.140	-	-	-	(18.185)	-
IT-00308	327.680	-	308.397	-	-	-	(19.283)	-
IT-00309	322.048	-	303.002	-	-	-	(19.046)	-
IT-00310	328.361	-	310.091	-	-	-	(18.270)	-
IT-00311	319.395	-	299.685	-	-	-	(19.710)	-
IT-00312	317.315	-	298.028	-	-	-	(19.287)	-
IT-00313	326.482	-	308.120	-	-	-	(18.362)	-
IT-00314	327.206	-	307.899	-	-	-	(19.307)	-
IT-00315	317.221	-	297.930	-	-	-	(19.291)	-
IT-00316	323.520	-	305.013	-	-	-	(18.507)	-
IT-00317	318.652	-	298.902	-	-	-	(19.750)	-
IT-00318	312.490	-	292.946	-	-	-	(19.544)	-
IT-00319	323.862	-	305.371	-	-	-	(18.491)	-
IT-00320	323.338	-	304.357	-	-	-	(18.981)	-
IT-00321	321.266	-	302.648	-	-	-	(18.618)	-
IT-00322	321.498	-	302.425	-	-	-	(19.073)	-
IT-00323	318.183	-	299.414	-	-	-	(18.769)	-
IT-00324	313.827	-	294.354	-	-	-	(19.473)	-
IT-00325	314.955	-	296.019	-	-	-	(18.936)	-
IT-00326	309.688	-	289.996	-	-	-	(19.692)	-
IT-00327	314.654	-	295.704	-	-	-	(18.950)	-
IT-00328	306.425	-	286.560	-	-	-	(19.865)	-
IT-00329	313.609	-	294.604	-	-	-	(19.005)	-
IT-00330	233.212	-	209.053	-	-	-	(24.159)	-
IT-00331	232.659	-	209.064	-	-	-	(23.595)	-
IT-00332	234.300	-	210.210	-	-	-	(24.090)	-
IT-00333	228.143	-	204.269	-	-	-	(23.874)	-
IT-00334	227.133	-	202.587	-	-	-	(24.546)	-
IT-00335	229.152	-	205.340	-	-	-	(23.812)	-
IT-00336	226.142	-	201.533	-	-	-	(24.609)	-
IT-00337	226.465	-	202.487	-	-	-	(23.978)	-
IT-00338	227.641	-	203.128	-	-	-	(24.513)	-

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv €/MW	Ro €/MWh	Rinv €/MW 2023/25	Ro €/MWh 2023	Ro €/MWh 2024	Ro €/MWh 2025	Rinv €/MW	Ro €/MWh 2022Vs 2023
IT-00339	226.103	-	202.102	-	-	-	(24.001)	-
IT-00340	234.227	-	210.133	-	-	-	(24.094)	-
IT-00341	223.461	-	199.296	-	-	-	(24.165)	-
IT-00342	220.702	-	196.916	-	-	-	(23.786)	-
IT-00343	230.240	-	205.892	-	-	-	(24.348)	-
IT-00344	221.877	-	197.614	-	-	-	(24.263)	-
IT-00345	220.702	-	196.916	-	-	-	(23.786)	-
IT-00346	240.064	-	216.341	-	-	-	(23.723)	-
IT-00347	221.565	-	197.282	-	-	-	(24.283)	-
IT-00348	220.702	-	196.916	-	-	-	(23.786)	-
IT-00349	225.954	-	201.333	-	-	-	(24.621)	-
IT-00350	222.219	-	197.977	-	-	-	(24.242)	-
IT-00351	220.702	-	196.916	-	-	-	(23.786)	-
IT-00352	226.307	-	201.709	-	-	-	(24.598)	-
IT-00353	219.815	-	195.422	-	-	-	(24.393)	-
IT-00354	220.702	-	196.916	-	-	-	(23.786)	-
IT-00355	223.223	-	198.429	-	-	-	(24.794)	-
IT-00356	216.982	-	192.407	-	-	-	(24.575)	-
IT-00357	214.567	-	190.397	-	-	-	(24.170)	-
IT-00358	215.492	-	190.821	-	-	-	(24.671)	-
IT-00359	214.567	-	190.397	-	-	-	(24.170)	-
IT-00360	215.453	-	190.151	-	-	-	(25.302)	-
IT-00361	215.829	-	191.181	-	-	-	(24.648)	-
IT-00362	214.567	-	190.397	-	-	-	(24.170)	-
IT-00363	237.140	-	213.231	-	-	-	(23.909)	-
IT-00364	214.670	-	189.947	-	-	-	(24.723)	-
IT-00365	214.567	-	190.397	-	-	-	(24.170)	-
IT-00366	213.419	-	188.616	-	-	-	(24.803)	-
IT-00367	214.567	-	190.397	-	-	-	(24.170)	-
IT-00368	340.348	-	320.674	-	-	-	(19.674)	-
IT-00369	322.892	-	302.273	-	-	-	(20.619)	-
IT-00370	327.514	-	307.148	-	-	-	(20.366)	-
IT-00371	317.491	-	295.929	-	-	-	(21.562)	-
IT-00372	325.096	-	304.598	-	-	-	(20.498)	-
IT-00373	318.193	-	297.317	-	-	-	(20.876)	-
IT-00374	350.140	-	330.972	-	-	-	(19.168)	-
IT-00375	325.305	-	304.819	-	-	-	(20.486)	-
IT-00376	337.419	-	317.595	-	-	-	(19.824)	-
IT-00377	334.810	-	314.843	-	-	-	(19.967)	-
IT-00378	324.674	-	304.153	-	-	-	(20.521)	-
IT-00379	314.743	-	293.669	-	-	-	(21.074)	-
IT-00380	338.717	-	319.493	-	-	-	(19.224)	-
IT-00381	331.779	-	312.191	-	-	-	(19.588)	-
IT-00382	330.833	-	311.194	-	-	-	(19.639)	-
IT-00383	338.233	-	319.456	-	-	-	(18.777)	-
IT-00384	326.468	-	306.597	-	-	-	(19.871)	-
IT-00385	328.816	-	308.522	-	-	-	(20.294)	-
IT-00386	333.334	-	313.828	-	-	-	(19.506)	-
IT-00387	327.728	-	307.924	-	-	-	(19.804)	-
IT-00388	307.078	-	285.562	-	-	-	(21.516)	-
IT-00389	322.789	-	302.723	-	-	-	(20.066)	-
IT-00390	331.061	-	311.917	-	-	-	(19.144)	-
IT-00391	318.249	-	297.941	-	-	-	(20.308)	-
IT-00392	327.690	-	307.884	-	-	-	(19.806)	-
IT-00393	317.163	-	296.795	-	-	-	(20.368)	-
IT-00394	318.476	-	298.180	-	-	-	(20.296)	-
IT-00395	308.289	-	287.424	-	-	-	(20.865)	-
IT-00396	306.856	-	285.911	-	-	-	(20.945)	-
IT-00397	316.353	-	296.443	-	-	-	(19.910)	-
IT-00398	298.467	-	277.052	-	-	-	(21.415)	-
IT-00399	310.793	-	290.579	-	-	-	(20.214)	-
IT-00400	307.468	-	287.072	-	-	-	(20.396)	-
IT-00401	308.063	-	287.700	-	-	-	(20.363)	-
IT-00402	304.665	-	284.116	-	-	-	(20.549)	-
IT-00403	329.941	-	310.255	-	-	-	(19.686)	-
IT-00404	306.322	-	285.863	-	-	-	(20.459)	-

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv €/MW	Ro €/MWh	Rinv €/MW 2023/25	Ro €/MWh 2023	Ro €/MWh 2024	Ro €/MWh 2025	Rinv €/MW	Ro €/MWh 2022Vs 2023
IT-00405	222.575	-	197.084	-	-	-	(25.491)	-
IT-00406	232.243	-	207.372	-	-	-	(24.871)	-
IT-00407	218.294	-	191.867	-	-	-	(26.427)	-
IT-00408	224.467	-	199.098	-	-	-	(25.369)	-
IT-00409	220.915	-	195.318	-	-	-	(25.597)	-
IT-00410	215.597	-	189.649	-	-	-	(25.948)	-
IT-00411	215.964	-	190.041	-	-	-	(25.923)	-
IT-00412	216.728	-	191.441	-	-	-	(25.287)	-
IT-00413	216.728	-	191.441	-	-	-	(25.287)	-
IT-00414	210.463	-	184.176	-	-	-	(26.287)	-
IT-00415	209.512	-	183.162	-	-	-	(26.350)	-
IT-00416	210.891	-	185.228	-	-	-	(25.663)	-
IT-00417	335.693	-	315.162	-	-	-	(20.531)	-
IT-00418	309.470	-	287.432	-	-	-	(22.038)	-
IT-00419	329.722	-	309.477	-	-	-	(20.245)	-
IT-00420	330.367	-	309.535	-	-	-	(20.832)	-
IT-00421	327.203	-	306.820	-	-	-	(20.383)	-
IT-00422	320.058	-	298.645	-	-	-	(21.413)	-
IT-00423	316.435	-	295.458	-	-	-	(20.977)	-
IT-00424	312.816	-	290.977	-	-	-	(21.839)	-
IT-00425	308.466	-	287.030	-	-	-	(21.436)	-
IT-00426	333.071	-	313.008	-	-	-	(20.063)	-
IT-00427	322.264	-	300.975	-	-	-	(21.289)	-
IT-00428	291.260	-	268.117	-	-	-	(23.143)	-
IT-00429	311.745	-	290.498	-	-	-	(21.247)	-
IT-00430	304.876	-	282.565	-	-	-	(22.311)	-
IT-00431	303.762	-	282.055	-	-	-	(21.707)	-
IT-00432	334.587	-	315.148	-	-	-	(19.439)	-
IT-00433	312.009	-	290.122	-	-	-	(21.887)	-
IT-00434	302.313	-	280.522	-	-	-	(21.791)	-
IT-00435	304.888	-	283.245	-	-	-	(21.643)	-
IT-00436	284.757	-	261.208	-	-	-	(23.549)	-
IT-00437	296.437	-	274.301	-	-	-	(22.136)	-
IT-00438	266.171	-	241.428	-	-	-	(24.743)	-
IT-00439	288.254	-	265.624	-	-	-	(22.630)	-
IT-00440	305.617	-	284.016	-	-	-	(21.601)	-
IT-00441	304.911	-	283.857	-	-	-	(21.054)	-
IT-00442	288.930	-	266.341	-	-	-	(22.589)	-
IT-00443	299.466	-	278.107	-	-	-	(21.359)	-
IT-00444	286.896	-	264.183	-	-	-	(22.713)	-
IT-00445	300.109	-	278.786	-	-	-	(21.323)	-
IT-00446	281.755	-	258.732	-	-	-	(23.023)	-
IT-00447	290.718	-	268.847	-	-	-	(21.871)	-
IT-00448	294.710	-	273.074	-	-	-	(21.636)	-
IT-00449	289.904	-	267.373	-	-	-	(22.531)	-
IT-00450	297.553	-	276.084	-	-	-	(21.469)	-
IT-00451	290.268	-	268.371	-	-	-	(21.897)	-
IT-00452	281.572	-	258.538	-	-	-	(23.034)	-
IT-00453	285.582	-	263.409	-	-	-	(22.173)	-
IT-00454	295.152	-	272.938	-	-	-	(22.214)	-
IT-00455	296.211	-	274.664	-	-	-	(21.547)	-
IT-00456	280.279	-	257.167	-	-	-	(23.112)	-
IT-00457	290.554	-	268.674	-	-	-	(21.880)	-
IT-00458	284.254	-	262.004	-	-	-	(22.250)	-
IT-00459	276.195	-	252.827	-	-	-	(23.368)	-
IT-00460	279.276	-	256.734	-	-	-	(22.542)	-
IT-00461	280.228	-	257.741	-	-	-	(22.487)	-
IT-00462	273.970	-	250.462	-	-	-	(23.508)	-
IT-00463	280.453	-	257.979	-	-	-	(22.474)	-
IT-00464	275.504	-	252.731	-	-	-	(22.773)	-
IT-00465	271.732	-	248.728	-	-	-	(23.004)	-
IT-00466	274.785	-	251.968	-	-	-	(22.817)	-
IT-00467	274.277	-	251.429	-	-	-	(22.848)	-
IT-00468	276.715	-	254.577	-	-	-	(22.138)	-
IT-00469	263.146	-	239.616	-	-	-	(23.530)	-
IT-00470	276.373	-	254.215	-	-	-	(22.158)	-

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv €/MW	Ro €/MWh	Rinv €/MW 2023/25	Ro €/MWh 2023	Ro €/MWh 2024	Ro €/MWh 2025	Rinv €/MW	Ro €/MWh 2022Vs 2023
IT-00471	299.129	-	277.751	-	-	-	(21.378)	-
IT-00472	274.786	-	252.534	-	-	-	(22.252)	-
IT-00473	268.858	-	246.251	-	-	-	(22.607)	-
IT-00474	258.943	-	235.154	-	-	-	(23.789)	-
IT-00475	269.118	-	246.527	-	-	-	(22.591)	-
IT-00476	267.406	-	244.712	-	-	-	(22.694)	-
IT-00477	138.590	-	107.181	-	-	-	(31.409)	-
IT-00478	131.184	-	99.988	-	-	-	(31.196)	-
IT-00479	132.597	-	101.488	-	-	-	(31.109)	-
IT-00480	132.434	-	101.315	-	-	-	(31.119)	-
IT-00481	127.703	-	96.919	-	-	-	(30.784)	-
IT-00482	127.703	-	96.919	-	-	-	(30.784)	-
IT-00483	127.703	-	96.919	-	-	-	(30.784)	-
IT-00484	122.164	-	91.039	-	-	-	(31.125)	-
IT-00485	126.692	-	95.222	-	-	-	(31.470)	-
IT-00486	123.553	-	91.890	-	-	-	(31.663)	-
IT-00487	128.183	-	96.141	-	-	-	(32.042)	-
IT-00488	122.164	-	91.039	-	-	-	(31.125)	-
IT-00489	464.935	-	443.806	-	-	-	(21.129)	-
IT-00490	412.617	-	389.160	-	-	-	(23.457)	-
IT-00491	377.588	-	352.343	-	-	-	(25.245)	-
IT-00492	403.617	-	379.713	-	-	-	(23.904)	-
IT-00493	382.101	-	357.841	-	-	-	(24.260)	-
IT-00494	362.274	-	336.980	-	-	-	(25.294)	-
IT-00495	390.644	-	366.824	-	-	-	(23.820)	-
IT-00496	372.521	-	347.767	-	-	-	(24.754)	-
IT-00497	360.016	-	334.598	-	-	-	(25.418)	-
IT-00498	353.303	-	326.725	-	-	-	(26.578)	-
IT-00499	360.243	-	334.838	-	-	-	(25.405)	-
IT-00500	372.848	-	348.778	-	-	-	(24.070)	-
IT-00501	367.177	-	342.822	-	-	-	(24.355)	-
IT-00502	360.036	-	334.620	-	-	-	(25.416)	-
IT-00503	355.837	-	330.884	-	-	-	(24.953)	-
IT-00504	349.383	-	324.088	-	-	-	(25.295)	-
IT-00505	351.192	-	325.993	-	-	-	(25.199)	-
IT-00506	347.917	-	322.543	-	-	-	(25.374)	-
IT-00507	381.948	-	358.334	-	-	-	(23.614)	-
IT-00508	353.783	-	328.722	-	-	-	(25.061)	-
IT-00509	332.048	-	305.807	-	-	-	(26.241)	-
IT-00510	341.398	-	315.677	-	-	-	(25.721)	-
IT-00511	330.806	-	304.495	-	-	-	(26.311)	-
IT-00512	160.241	-	124.234	-	-	-	(36.007)	-
IT-00513	156.092	-	120.647	-	-	-	(35.445)	-
IT-00514	152.193	-	115.693	-	-	-	(36.500)	-
IT-00515	148.207	-	111.464	-	-	-	(36.743)	-
IT-00516	149.239	-	113.373	-	-	-	(35.866)	-
IT-00517	488.939	-	468.073	-	-	-	(20.866)	-
IT-00518	467.292	-	445.565	-	-	-	(21.727)	-
IT-00519	448.640	-	426.780	-	-	-	(21.860)	-
IT-00520	434.809	-	411.647	-	-	-	(23.162)	-
IT-00521	431.157	-	407.828	-	-	-	(23.329)	-
IT-00522	406.536	-	382.727	-	-	-	(23.809)	-
IT-00523	445.732	-	423.073	-	-	-	(22.659)	-
IT-00524	390.760	-	366.157	-	-	-	(24.603)	-
IT-00525	386.913	-	361.351	-	-	-	(25.562)	-
IT-00526	391.988	-	367.449	-	-	-	(24.539)	-
IT-00527	358.750	-	331.634	-	-	-	(27.116)	-
IT-00528	376.557	-	351.222	-	-	-	(25.335)	-
IT-00529	365.792	-	339.871	-	-	-	(25.921)	-
IT-00530	408.680	-	385.613	-	-	-	(23.067)	-
IT-00531	403.091	-	379.117	-	-	-	(23.974)	-
IT-00532	376.900	-	351.583	-	-	-	(25.317)	-
IT-00533	414.440	-	391.642	-	-	-	(22.798)	-
IT-00534	357.630	-	331.263	-	-	-	(26.367)	-
IT-00535	378.379	-	353.818	-	-	-	(24.561)	-
IT-00536	356.119	-	329.669	-	-	-	(26.450)	-

IT	Parámetros retributivos 2022		Parámetros Retributivos 2023/2025				Variación actual Vs 2022	
	Rinv €/MW	Ro €/MWh	Rinv €/MW 2023/25	Ro €/MWh 2023	Ro €/MWh 2024	Ro €/MWh 2025	Rinv €/MW	Ro €/MWh 2022Vs 2023
IT-00537	379.684	-	355.189	-	-	-	(24.495)	-
IT-00538	411.028	-	388.070	-	-	-	(22.958)	-
IT-00539	373.597	-	348.793	-	-	-	(24.804)	-
IT-00540	370.670	-	345.016	-	-	-	(25.654)	-
IT-00541	368.618	-	343.548	-	-	-	(25.070)	-
IT-00542	356.197	-	329.752	-	-	-	(26.445)	-
IT-00543	368.601	-	343.530	-	-	-	(25.071)	-
IT-00544	394.976	-	370.591	-	-	-	(24.385)	-
IT-00545	362.851	-	337.475	-	-	-	(25.376)	-
IT-00546	362.161	-	336.748	-	-	-	(25.413)	-
IT-00547	385.609	-	360.741	-	-	-	(24.868)	-
IT-00548	351.568	-	325.591	-	-	-	(25.977)	-
IT-00549	359.417	-	334.486	-	-	-	(24.931)	-
IT-00550	168.435	-	132.881	-	-	-	(35.554)	-
IT-00551	183.086	-	146.721	-	-	-	(36.365)	-
IT-00552	168.724	-	132.363	-	-	-	(36.361)	-
IT-00553	168.418	-	132.038	-	-	-	(36.380)	-
IT-00554	162.755	-	126.852	-	-	-	(35.903)	-
IT-00555	162.755	-	126.852	-	-	-	(35.903)	-
IT-00556	155.618	-	119.276	-	-	-	(36.342)	-
IT-00557	156.941	-	119.859	-	-	-	(37.082)	-
IT-00558	155.125	-	117.932	-	-	-	(37.193)	-
IT-00559	142.125	-	87.722	-	-	-	(54.403)	-
IT-00560	136.667	-	105.914	-	-	-	(30.753)	-
IT-00561	129.462	-	94.550	-	-	-	(34.912)	-
IT-00562	108.757	-	71.259	-	-	-	(37.498)	-
IT-00563	133.544	-	89.655	-	-	-	(43.889)	-
IT-00564	139.267	-	94.788	-	-	-	(44.479)	-
IT-00565	126.071	-	71.559	-	-	-	(54.512)	-
IT-00566	121.713	-	90.527	-	-	-	(31.186)	-
IT-00567	115.177	-	79.856	-	-	-	(35.321)	-
IT-00568	102.765	-	65.362	-	-	-	(37.403)	-
IT-00569	126.630	-	82.926	-	-	-	(43.704)	-
IT-00570	132.057	-	87.751	-	-	-	(44.306)	-
IT-00571	118.343	-	63.964	-	-	-	(54.379)	-
IT-00572	114.335	-	83.153	-	-	-	(31.182)	-
IT-00573	113.723	-	78.759	-	-	-	(34.964)	-
IT-00574	96.308	-	58.943	-	-	-	(37.365)	-
IT-00575	119.088	-	75.493	-	-	-	(43.595)	-
IT-00576	124.224	-	80.013	-	-	-	(44.211)	-
IT-00577	332.631	-	307.069	-	-	-	(25.562)	-
IT-00578	354.975	-	329.814	-	-	-	(25.161)	-
IT-00579	349.734	-	324.301	-	-	-	(25.433)	-
IT-00580	332.840	-	313.789	-	-	-	(19.051)	-
IT-00581	315.918	-	296.431	-	-	-	(19.487)	-
IT-00582	122.164	-	91.039	-	-	-	(31.125)	-
IT-00583	112.121	-	79.759	-	-	-	(32.362)	-
IT-00584	381.869	-	356.852	-	-	-	(25.017)	-
IT-00585	134.104	-	96.498	-	-	-	(37.606)	-
IT-00586	377.062	-	352.436	-	-	-	(24.626)	-
IT-00587	360.088	-	335.191	-	-	-	(24.897)	-
IT-00588	153.270	-	116.784	-	-	-	(36.486)	-
IT-00589	226.956	-	202.316	-	-	-	(24.640)	-
IT-00590	746.055	-	702.112	-	-	-	(43.943)	-
IT-00591	307.415	-	287.474	-	-	-	(19.941)	-
IT-00592	103.626	-	72.298	-	-	-	(31.328)	-
IT-00593	100.798	-	69.022	-	-	-	(31.776)	-
IT-00594	98.412	-	64.815	-	-	-	(33.597)	-
IT-00595	364.341	-	339.666	-	-	-	(24.675)	-

Fuente: Elaboración propia sobre datos de Ordenes ministeriales

Asóciate a anpier

LA DEFENSA DE LOS FOTOVOLTAICOS



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

C/ Agustín de Betancourt, 17 - 8º.
28003 Madrid - Tel. 91 133 68 77
e-mail: secretaria@anpier.org
www.anpier.org

 ANPERasociacion  ANPIER_Asoc



**ASISTENCIA
JURÍDICA**



**ASISTENCIA
TÉCNICA**



**ASISTENCIA
FISCAL**



**DESCUENTOS EN
PROVEEDORES**



**INFORMACIÓN
SECTORIAL**



**JORNADAS
SECTORIALES**

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Entendimiento del mercado

El mercado eléctrico español (en adelante “pool”) se caracteriza por la complejidad de las operaciones que se realizan a lo largo del día. Ello redunda en un desconocimiento profundo por la mayor parte de los sujetos consumidores, e incluso, de un elevado número de agentes que operan en el sector eléctrico. Para comprender su funcionamiento es importante entender que existen varios mercados, donde la energía es intercambiada.



Esquema del mercado eléctrico español. . Fuente: Energía y Sociedad.

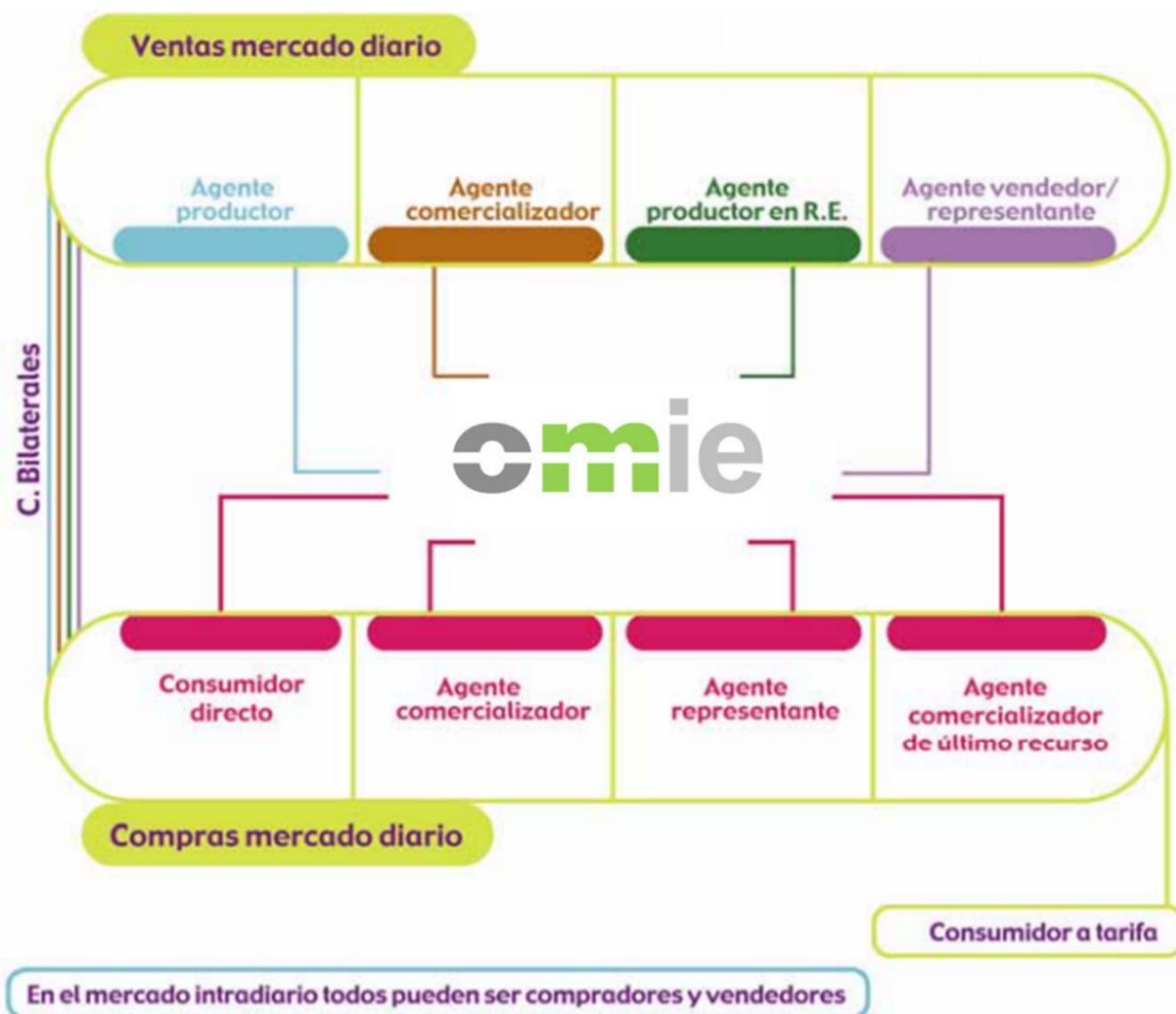
En primer lugar, se encuentran los mercados a plazo, gestionados por OMIP (Operador del Mercado Eléctrico Polo Español), donde los agentes implicados (generadores y comercializadoras o grandes consumidores) intercambian contratos futuros de energía (días, meses y años) con diferentes periodos de entrega de distinta duración (mensual, trimestral, anual, etc.). Estos contratos tienen el objetivo de que ambos agentes aseguren el precio futuro y limiten

sus riesgos. Por un lado, los compradores intentarán asegurar un precio más bajo del que previsiblemente se cerrará el día de la entrega de la energía. Por otro, los generadores cerrarán un importe estable que les evite el riesgo de que en el momento de la entrega el precio sea más bajo.

Asimismo, existe el mercado diario: Este mercado está organizado de acuerdo con lo dispuesto en la *Ley 24/2013 del Sector Eléctrico*. Sus reglas de funcionamiento están

recogidas en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción. Está gestionado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), entidad privada que cuenta entre otros en su accionariado con bancos, fondos de inversión, comercializadoras y empresas energéticas. La principal función de OMIE reside en llevar a cabo la gestión del mercado y garantizar que la contratación en el mismo se lleva a cabo en condiciones de transparencia, objetividad e independencia.

Su funcionamiento se articula de la siguiente manera: Un día antes de que la energía se genere y consuma, los compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las 24 horas del día siguiente. Los compradores son, principalmente, comercializadoras, consumidores finales y “traders” que presentan ofertas de compra. Por su parte, los vendedores son generadores o “traders” que presentan ofertas de venta al OMIE.



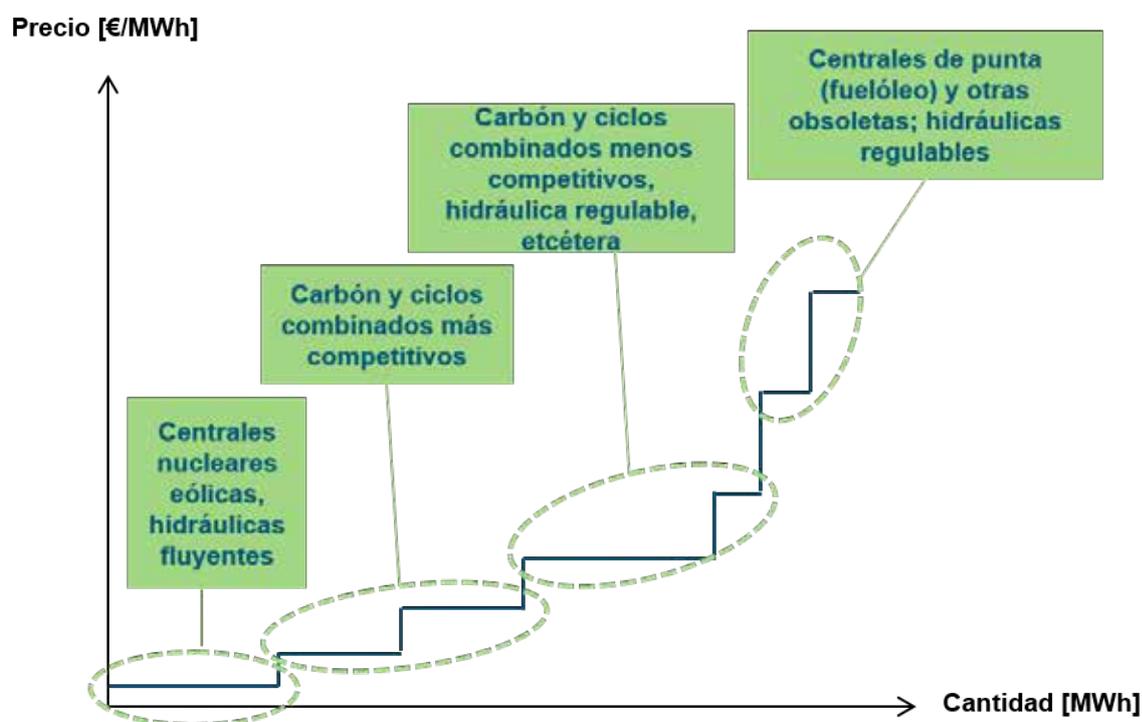
Agentes del mercado eléctrico. Fuente: Energía y Sociedad.

Sobre la base de estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente, ordenando las ofertas de compra de mayor a menor precio y las de venta a la inversa (de menor a mayor).

En lo que respecta a las ofertas, se debe destacar que, en primer lugar, entran las centrales nucleares y las instalaciones renovables (incluida la hidráulica fluyente). Esto se debe a que al tratarse de centrales no gestionables (es decir, que no pueden modular el momento en el que producen) ofertan su energía a precio "0", es lo que se conoce como centrales "precio-aceptante". Posteriormente, entran el resto de tecnologías que sí pueden balancear su producción (inyectando o quitando potencia de generación). Estas centrales

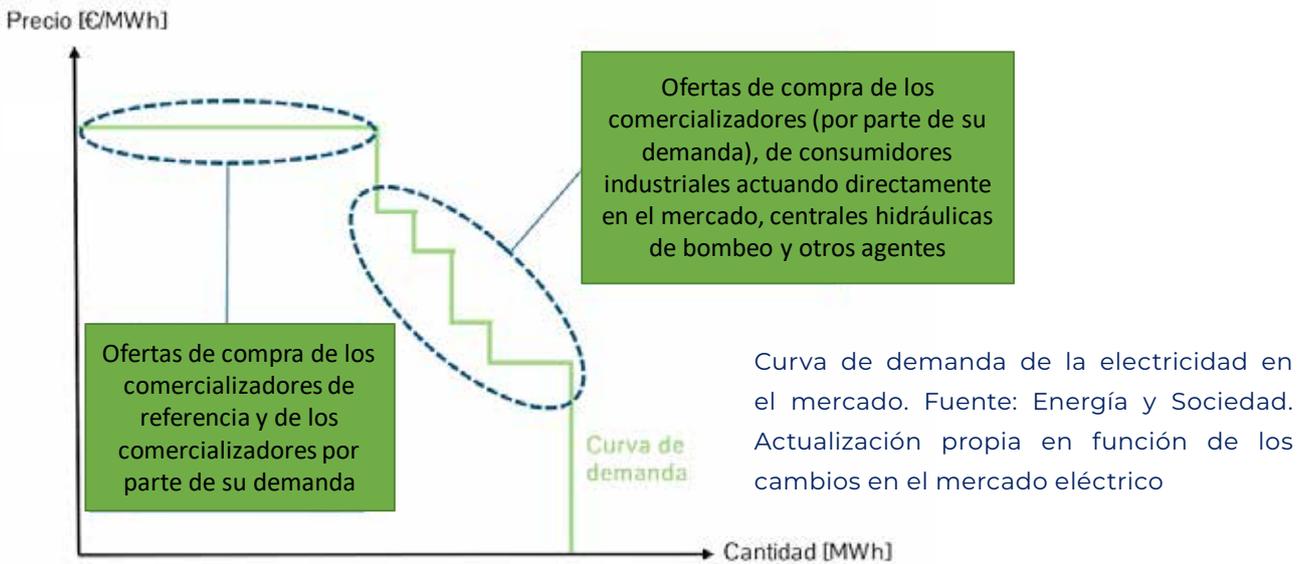
ofertan, al menos, a su coste variable de producción, puesto que, a precios inferiores no les interesa producir energía y les resulta más económico parar la instalación o acudir a los "mercados de ajuste".

Al respecto de la entrada de tecnologías en el mercado es importante recalcar que, el hecho de que históricamente siempre entren las renovables no se debe a que tengan preferencia de mercado. Entran por el mero hecho de ser tecnologías precio aceptante y ofertar su energía a precio "0". En este sentido, el artículo 26 de la ley del sector eléctrico establece que las tecnologías renovables tendrán "prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado". Es decir, que solo tendrán prioridad sobre las ofertas de mayor o igual precio.



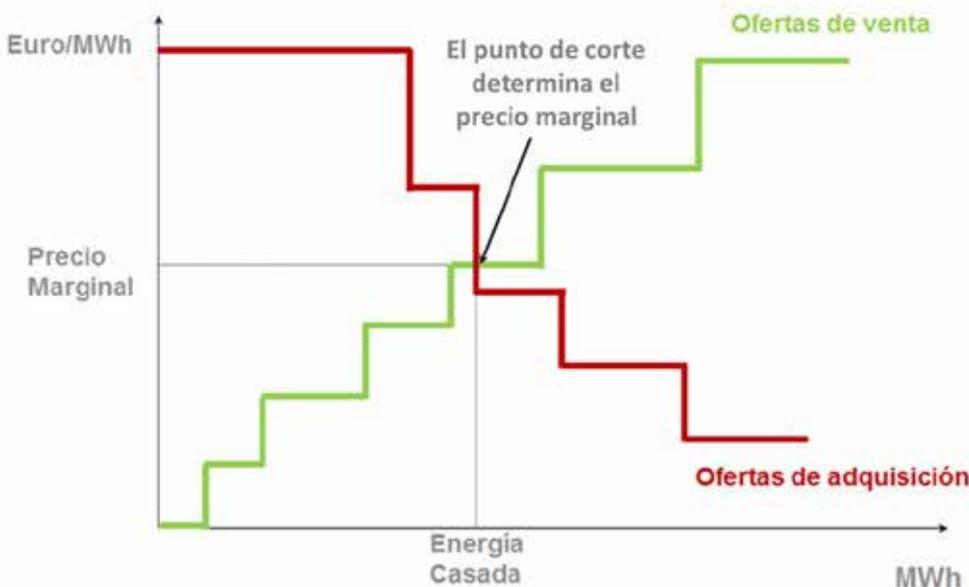
Curva de oferta de la electricidad en el mercado. Fuente: Energía y Sociedad.

Por su parte, en lo que respecta a los compradores, los primeros en entrar son los comercializadores de referencia y el resto de comercializadores. Posteriormente, entran nuevamente estos comercializadores para cubrir el resto de su demanda y los consumidores directos que solo adquieren energía cuando esta se encuentra en un precio bajo.



En el punto en el que las ofertas de compra y venta se cruzan o casan se establece el precio horario para toda la energía que ha entrado dentro de esa casación. A este respecto, se debe señalar que el mercado español tiene la consideración de "mercado marginalista", dado que el precio horario del "pool" queda determinado por el precio

de la última oferta aceptada. Todas aquellas ofertas de venta que no entren dentro de la casación, no serán retribuidas. Por su parte, los compradores que no entren en la casación, deberán adquirir su energía en los mercados intradiarios o asumir el coste de un desvío entre la energía que preveían adquirir y la que realmente necesitan.



nte: OMIE.

En lo que a las ofertas se refiere, los vendedores presentan dos tipos de ofertas: Simples y complejas.

Las ofertas simples (las que presentan las instalaciones fotovoltaicas, eólicas y pequeña hidráulica) consisten en ofertar un precio por la cantidad energía a generar.

Por su parte, las ofertas complejas dependen, no solo del precio y la cantidad, sino de las condiciones especiales que se hayan pactado:

- o Indivisibilidad: si un tramo horario de la oferta resulta casado, éste debe serlo para la totalidad de la energía ofertada y no una fracción de esta.
- o Ingresos mínimos: que dicha oferta sólo se entenderá casada si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación.
- o Parada programada: La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declara la condición.
- o Gradiente de carga: se establece una diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja, entre dos periodos de programación consecutivos.

Finalmente, se encuentran los mercados a corto, que son mercados de gestión a tiempo real, o con un margen escaso de tiempo. Dentro de este se encuentran los siguientes:

- o Mercado intradiario. Es un mercado en el que se permite a los compradores y vendedores realizar ofertas para ajustar sus programas de producción y consumo a sus mejores previsiones de lo que van a necesitar en el tiempo real. El objetivo de este mercado es que los agentes puedan corregir los desvíos existentes sobre las ofertas que realizaron el día anterior. El mercado intradiario se compone de 6 sesiones cada uno con una duración diferente (por ejemplo, el intradiario 1 se abre a las 17 horas y tiene un horizonte de programación de 27 horas, mientras que el intradiario 2 se abre a las 21 horas y tiene un horizonte de programación de 24 horas). Dentro de este mercado se pueden realizar varios tipos de ofertas. El agente comprador podrá adquirir energía cuando se haya quedado corto en su programación y vender cuando se haya excedido respecto de su previsión. El agente vendedor, puede, por su parte, comprar energía cuando estima que no va a ser capaz de producir lo que había comprometido, o vender en aquellos en los que prevé que va a producir más energía.
- o Mercado de restricciones técnicas: La razón de la existencia de este mercado es que existen circunstancias dentro del sistema eléctrico que pueden afectar a la calidad o seguridad del suministro, de forma que, Red Eléctrica de España (REE), para paliar

este evento puede modificar los programas de energía comprometidos. Estas incidencias se pueden deber a un exceso de demanda que impida garantizar su cobertura o a la necesidad de cubrir las variaciones de consumo.

Una vez se ha realizado la casación del mercado diario, se abre este mercado, en el que los agentes pueden introducir ofertas para aumentar o disminuir sus niveles, tanto de producción como de consumo. Se trata por tanto de un mercado en el que pueden actuar generadores y consumidores. Tras el envío de las ofertas, el mercado se instrumenta mediante dos fases:

La primera consiste en modificar el programa existente de forma que esas posibles incidencias puedan ser subsanadas antes de que se produzcan a tiempo real. En esta fase, se seleccionan las soluciones técnicamente válidas sin importar el precio de la oferta introducida.

La segunda fase consiste en el reequilibrio de producción y demanda, es decir, se igualan los niveles de generación y consumo, que se desequilibraron en la fase anterior. En esta fase, sí que se eligen las ofertas más económicas, siempre y cuando sean técnicamente válidas.

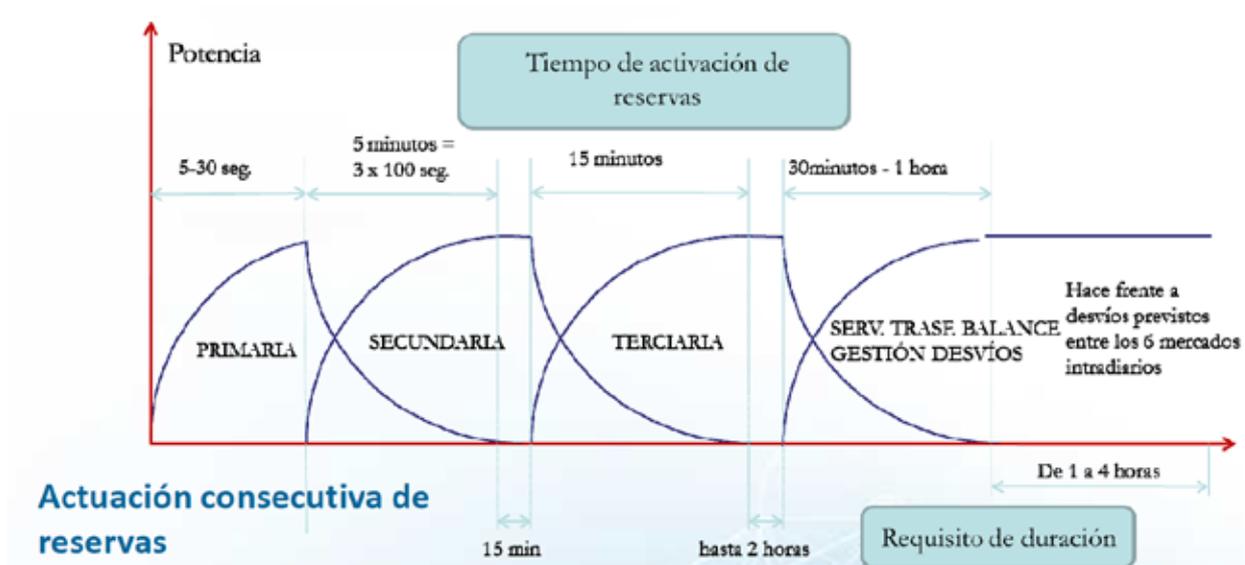
- o Gestión de los servicios complementarios. Nuevamente, el objetivo de este mecanismo es garantizar que el

suministro se realice en condiciones de seguridad en todo momento. Para ello, se articulan tres servicios:

- o **Regulación primaria:** En todo momento, el sistema debe mantener la frecuencia dentro de un rango de calidad. Para ello, los productores deben contar con equipos que permitan una regulación automática de su producción. Su objetivo es la regulación casi instantánea (respuesta máxima en 30 segundos) de dichos desequilibrios y con la obligación de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que entre la regulación secundaria.
- o **Regulación secundaria:** Es un servicio complementario de regulación frecuencia-potencia centralizado que actúa entre los 20 segundos y 15 minutos del desbalance, y que tiene como misión mantener la frecuencia objetivo de la red y los intercambios de energía programados en las interconexiones internacionales con otros países. Este servicio es de habilitación potestativa y oferta obligatoria por las instalaciones de generación que cumplen con los requisitos de habilitación. El día anterior al suministro y tras el mercado diario y el proceso de restricciones técnicas, los productores habilitados ofertan su banda de fluctuación de potencia dispo-

- nible, obteniendo una retribución por ella.
- o **Regulación terciaria:** Es el tercer nivel de restitución del balance generación-demanda, actuando en el horizonte de 15 minutos desde que se da orden a los generadores que participan en el servicio. Es un sistema en el que participan las instalaciones mediante ofertas obligatorias, en caso de estar habilitadas en el servicio, el cual es potestativo. Los productores son retribuidos según el precio de la última oferta tomada.
 - o **Gestión de desvíos.** Es un sistema que el Operador del Sistema (REE) utiliza tras la celebración de cada mercado intradiario (15 minutos antes del despacho), para resolver los desequilibrios entre la oferta y demanda que se pueden detectar

pocas horas antes del despacho. Durante la operación normal del sistema, los agentes informan de sus previsiones de desvíos (ya sea de producción o consumo) y, a estas se le añaden la previsión de variación de producción renovable. El funcionamiento del sistema consiste en pedir ofertas en sentido contrario a los desvíos previstos en el sistema. Es decir, si existe un exceso de oferta, se pide a los generadores que disminuyan su demanda, y a la inversa. El sobrecoste horario generado por los desvíos es posteriormente repercutido a los agentes que lo han provocado derivado de previsiones erróneas de ofertas de compra y venta. Por eso, los agentes utilizan los mercados intradiarios, para ajustar sus ofertas del día anterior a la realidad del momento.



Funcionamiento del sistema de reservas. Fuente: REE

Proceso de casación

La casación de ofertas se realiza a través del algoritmo EUPHEMIA que tiene como objeto buscar la optimización del sistema (la suma para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte de programación del beneficio de las ofertas de compra, mas las de venta y la renta de congestión).

En su guía “Funcionamiento del mercado diario” OMIE indica textualmente lo siguiente:

“[...] el algoritmo Euphemia considera curvas agregadas en escalón, que corresponden con las curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía es coincidente, y con curvas agregadas interpoladas, que son aquellas que corresponden con curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía difieren al menos en el salto mínimo entre precios de oferta. Para el tratamiento de ambos tipos de curvas el algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión en los valores de precios y en los valores de energía, superior al límite de decimales establecido para la presentación de ofertas. Una vez realizado el proceso de casación se realiza para cada mercado el redondeo de los valores de energías y precios, a la precisión establecida en cada mercado. La precisión establecida para el mercado ibérico es de dos decimales para los precios, establecidos en euros por MWh, y de un decimal para las energías, establecidas en MWh [...]”

Precios máximos y mínimos del mercado

El sistema de fijación de precios en el mercado mayorista de electricidad establece que el costo del último kilovatio hora (kWh) necesario para casar la oferta y la demanda determina el precio de la totalidad de la energía. Esto significa que cuando se debe recurrir a tecnologías costosas, como el gas, ese impacto se refleja en el precio de toda la energía negociada en ese periodo. Si el volumen de energía gestionado en dicho mercado fuera pequeño, este precio tendría menos relevancia. Sin embargo, en España, una gran parte de la energía se gestiona en este mercado y una proporción adicional tiene precios vinculados a él. Por lo tanto, el precio fijado en este mercado es fundamental para determinar el importe de nuestra factura eléctrica.

Respecto de la oscilación de precios máximos y mínimos en los que se puede situar el mercado conviene destacar el cambio habido en 2021, el cual resulta de vital importancia para entender la situación actual de los precios diarios de la energía.

Históricamente, y a diferencia de otros mercados europeos como, por ejemplo, Alemania (cuyos precios podían oscilar entre -500€/MWh y 3.000 €/MWh), en el caso español los precios de casación solo podían oscilar entre los 0€/MWh y los 180€/MWh.

Sin embargo, con la “Resolución de 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 diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos” estos límites se eliminaron.

Dicha resolución vino condicionada por la Unión Europea que amenazaba con expedientar a España dado que la normativa estatal era contraria a lo establecido en el *Reglamento UE 2019/943* que indicaba que, a partir de 2020, no podían existir límites para los precios máximos y mínimos pudiendo estos últimos ser incluso negativos, al objeto de desincentivar a los productores cuando la generación superase la demanda.

La realidad es que esta liberalización ha redundado en un efecto contrario al buscado por el regulador. Puesto que se ha pasado de un mercado con precios estables a otro inflactado de forma exponencial y descontrolado, hasta el punto de suponer un serio problema para la economía nacional.

En efecto, se ha pasado de un mercado con un precio medio de 33,96€/MWh en 2020 a otro de 111,93€/MWh en 2021. Esta situación se vio agravada en 2022 donde el precio medio del mercado prácticamente se ha duplicado respecto al año anterior llegando a 209,4€/MWh. Además, en el transcurso de 2022 se registró el mes con el precio más caro de toda la serie histórica, siendo este el pasado agosto cuando se alcanzaron los 307,8€/MWh de media. Asimismo, el pasado 8 de marzo fue el día en el que se alcanzó el precio más elevado en el mercado eléctrico español, llegando a los 544,98€/MWh.

Estos costes históricos se han debido principalmente a las consecuencias de la invasión rusa de Ucrania, que, aunque comenzó el pasado 24 de febrero los efectos sobre el precio del gas natural en los mercados internacionales se notaba desde los meses previos. De esta forma en agosto cuando se alcanzaron los niveles máximos en el precio del gas natural, se debió al

recorte de suministro por parte de la compañía rusa Gazprom en el suministro de gas a Europa, situación que se vio agravada con el sabotaje de los gasoductos Nord Stream 1 y 2, que alimentan parcialmente la demanda europea.

De esta forma, se produjo una falta de abastecimiento de gas natural en Europa y teniendo en cuenta que los insumos de gas son críticos para el funcionamiento de los ciclos combinados, se incrementaron directamente sus costos de producción expresados en €/MWh. A ello se unieron otros factores, como la sequía que tuvo lugar el pasado verano y la falta de viento, por lo que la producción de las principales fuentes de energía renovable en España se redujo. Además, cabe destacar las condiciones climáticas extremas, como las olas de calor y los episodios de frío intenso, del año pasado que impulsaron una mayor demanda de electricidad. Esta demanda adicional generó un aumento en el consumo eléctrico, lo cual contribuyó al aumento general de los precios.

Sin embargo, en el pasado junio, con el propósito de disminuir el efecto del aumento del costo del gas natural en el mercado eléctrico mayorista, el Gobierno adoptó diversas acciones. Entre ellas se encuentran la disminución del IVA en la factura de electricidad al 5% y la introducción del denominado 'mecanismo ibérico' o 'tope de gas', el cual se implementa tanto en España como en Portugal. Este mecanismo fue implementado con el propósito de limitar el impacto de los aumentos excesivos en el precio del gas utilizado en la generación de electricidad.

Cuando el precio del gas en el mercado internacional se dispara, el mecanismo del Tope del Gas establece un límite máximo en dicho precio. Esta regulación ayuda a evitar que los costos

de producción de energía eléctrica se eleven de manera desmedida y, por ende, limita el impacto directo en el precio final de la electricidad. En este sentido, y según estimaciones, el mecanismo del tope al gas supuso una reducción del precio medio del mercado cifrada en el 17%.

Participación de los nuevos agentes en los servicios de ajuste.

En la actualidad, la participación del almacenamiento en los mercados de energía y servicios de ajuste se reduce al almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y al almacenamiento térmico asociado a las plantas de energía solar termoeléctrica.

Sin embargo, existe la voluntad de que el almacenamiento participe en el mercado como agente activo. En este sentido, la modificación de los procedimientos de operación 3.3, 7.2 y 7.3 y la publicación del *Real Decreto 1183/2020* han supuesto avances significativos para facilitar que el almacenamiento pueda participar, cuando se culmine el desarrollo reglamentario correspondiente, en los servicios de ajuste del sistema.

Asimismo, en los próximos estadios de analizará la viabilidad de otros posibles servicios que pueda proporcionar el almacenamiento como pueda ser el control de tensión y arranque (“black-start”), así como la forma en que el almacenamiento, y otros recursos distribuidos, podrían dar servicios de flexibilidad a los operadores de la red de distribución.

Finalmente, y a futuro, es previsible que cobre fuerza dentro del mercado la figura del agregador independiente. Los agregadores independientes, tal y como están definidos en la hoja de ruta del autoconsumo, son participantes en

el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente. Asimismo, se entiende por agregación la combinación de múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica. Según se defina y articule esta figura su participación en los distintos mercados irá cobrando más fuerza.

Migración de la comunicación de la telemedida en tiempo real, a vía IP.

En el presente año 2023, y como consecuencia de la modificación del Protocolo de comunicaciones, dentro del marco del Reglamento de puntos de medida, llevada a cabo en mayo de 2022, ante la obsolescencia de las redes de comunicación analógicas por par de cobre, todos los puntos de medida de los que Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema, es el encargado de la lectura y que comunican directamente con el Concentrador Principal, se han visto obligados a cumplir su obligación de enviar telemedida en tiempo real, mediante comunicación vía IP, es decir, mediante un protocolo de internet.

Los puntos de medida cuyo encargado de su lectura es Red Eléctrica de España, y que, por tanto, se han visto afectados por esta obligación, son aquellos cuya potencia contratada sea superior a 450 kW. También se han visto afectados por esta medida, en las agrupaciones, los contadores totalizadores ubicados en el punto frontera, que realizan un reparto de medida en los diferentes módulos de generación que formen parte de tal agrupación. ■

ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO

Demanda de energía eléctrica en España

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2.022
Hidráulica	2.086	1.175	1.765	1.782	1.922	1.191	1.044	973	1.154	718	1.309	2.745	17.864
Eólica	5.415	4.713	6.528	5.656	4.688	3.807	4.566	4.259	4.191	5.100	6.683	5.570	61.176
Solar fotovoltaica	1.569	1.693	1.455	2.581	3.381	3.216	3.381	3.240	2.694	2.005	1.533	1.116	27.864
Solar térmica	171	208	121	413	621	534	667	620	437	166	105	60	4.123
Hidroeólica	1	1	2	2	2	2	4	4	2	1	1	-	22
Otras renovables	429	375	424	430	397	416	409	383	341	367	365	320	4.656
Residuos renovables	79	73	82	73	80	77	76	65	60	72	68	73	878
Generación renovable	9.750	8.238	10.377	10.937	11.091	9.243	10.147	9.544	8.879	8.429	10.063	9.884	116.582
Turbinación bombeo	216	285	274	337	300	271	217	339	305	386	362	485	3.777
Nuclear	5.048	4.771	4.767	4.415	4.066	4.459	5.073	5.122	4.847	4.021	4.232	5.161	55.982
Ciclo combinado	5.898	4.671	3.873	3.147	3.714	6.479	8.460	8.082	7.705	7.067	4.672	4.369	68.137
Carbón	710	569	705	691	527	833	882	820	632	381	321	694	7.765
Motores diésel	210	186	207	205	216	225	243	246	216	202	192	200	2.548
Turbina de gas	34	34	39	35	42	48	80	86	84	79	47	49	657
Turbina de vapor	117	103	114	104	87	61	73	102	111	119	94	123	1.208
Fuel + Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cogeneración	2.148	2.119	2.217	1.710	1.871	1.467	1.054	779	739	1.102	1.453	1.098	17.757
Residuos no renovables	170	145	184	172	171	156	181	165	140	155	128	135	1.902
Generación no renovable	14.552	12.882	12.381	10.814	10.993	13.999	16.263	15.741	14.780	13.512	11.501	12.313	159.731
Consumos en bombeo	(393)	(485)	(411)	(597)	(443)	(467)	(366)	(478)	(478)	(561)	(587)	(826)	(6.092)
Saldo Internacionales	(1.180)	(468)	(880)	(1.587)	(1.314)	(1.459)	(2.423)	(2.798)	(2.877)	(2.065)	(1.634)	(1.117)	(19.802)
Demanda en b.c.	22.729	20.168	21.467	19.568	20.327	21.316	23.620	22.009	20.304	19.315	19.343	20.254	250.420

Balance energético mensual nacional (GWh).

Fuente: Red Eléctrica de España, "Balance Eléctrico mensual nacional"

En 2022, la demanda de energía eléctrica en España disminuyó un 2,4% respecto al año anterior. Concretamente, en 2022 se alcanzaron 250.420 GWh demandados, volviendo a valores muy similares a los registrados durante el año de la pandemia en 2020. Esta situación difiere enormemente de las expectativas que había,

ya que se esperaba seguir con la recuperación de la actividad perdida en la pandemia. Sin embargo, el inicio de la guerra de Ucrania en las primeras semanas de 2022 supuso un aumento del coste de las materias primas, debido a la incertidumbre creada por la situación, lo que produjo una disminución de la actividad, principalmente industrial.

En este sentido, cabe destacar que la potencia máxima instantánea peninsular (registrada el 14 de julio a las 14:19 horas) se situó en 38.284 MW, un 1,32% 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 14 y 15 horas, con 38.003 MWh, valor superior en un 2,93% a la máxima horaria del 2021.

La demanda de energía eléctrica en Baleares finalizó 2022 en 6.039 GWh, lo que supone un ascenso de 9,2 % respecto al año anterior. Por su parte en las Islas Canarias finalizó el año con 8.531 GWh, lo que supone un ascenso del 5,83% respecto a 2021. En los sistemas eléctricos de Ceuta y Melilla los descensos de la demanda no han sido tan acusados, registrando variaciones negativas del 1,2% y del 5,77% respectivamente.

La disminución de la actividad a principios de 2022 supuso un descenso importante en la demanda de energía en el sector de la industria, finalizando así el año con un 7,7% menos respecto 2021, mientras que en ese año se produjo un aumento en la industria de un 4,2% respecto a 2020. Sin embargo, el sector servicios sí que ha experimentado un aumento de

la demanda final terminando el año con un ascenso del 5,57%. Lo que supone un considerable aumento respecto a 2021 en el que se registró una variación de 1,41% respecto al año anterior.

Con relación a los intercambios internacionales de energía con Francia, Marruecos, Portugal y Andorra, en los últimos cinco años España se había caracterizado por ser un país importador de energía, con un saldo importador neto alcanzado en 2021 de 895 GW. En cambio, en 2022 se produjo un gran cambio exportando 19.769 GWh, de los cuales 1.429 GWh se exportaron a Marruecos, 285 GWh a Andorra y 9.225 GWh a Portugal.

Por último, respecto a Francia, España se había caracterizado por ser importador de energía gracias al bajo coste del kWh de la producción nuclear, sin embargo, este último año se consiguió exportar 8.830 GWh. Esta tendencia de energía se ha visto modificada por tres razones: debido al auge de las renovables en nuestro país, por las indisponibilidades de la nuclear en el país vecino y por la introducción del mecanismo “tope del gas” que, al disminuir el precio medio del mercado ibérico, derivó en que a nuestro país vecino le saliese más barato adquirirnos la energía en lugar de producirla.

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)

Nota Saldo positivo: importador Saldo negativo; exportador

SalDOS de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)
Fuente: Red Eléctrica de España

Generación de energía eléctrica en España

En cuanto al parque total de potencia instalada nacional se situó en 119.295 MW en 2022, un ascenso de un 5,3% 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 15,3 GW a 20 GW.

Por el contrario, gran parte de los combustibles fósiles han reducido su potencia, como se observa en los datos de Red Eléctrica, sobre todo en la térmica de Carbón, con el cierre de diversas centrales, promoviendo la reducción de las emisiones de efecto invernadero que tanto se persigue en la actualidad.

La potencia instalada de los sistemas no peninsulares se ha mantenido estable, aumentando ligeramente en el caso de Baleares, Canarias y manteniéndose igual en Ceuta y en Melilla.

Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica	17.050	17.054	17.064	17.099	17.098	17.094	17.094
Turbinación bombeo	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
Carbón	10.030	10.030	10.030	9.683	5.733	3.764	3.464
Fuel + Gas	8	8	8	8	8	8	8
Motores diésel	811	811	811	769	769	769	769
Turbina de gas	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Turbina de vapor	483	483	483	483	483	483	483
Ciclo combinado	26.636	26.636	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11	11	11
Eólica	22.971	23.064	23.429	25.680	27.491	28.530	30.037
Solar fotovoltaica	4.687	4.689	4.768	8.750	11.669	15.286	19.946
Solar térmica	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
Cogeneración	6.021	5.855	5.842	5.719	5.703	5.652	5.643
Residuos no renovables	440	444	444	438	428	441	426
Residuos renovables	153	157	157	157	157	1	170
Total	104.547	104.030	104.092	109.990	110.794	113.283	119.295

Fuente: Red Eléctrica de España

Cobertura de la demanda

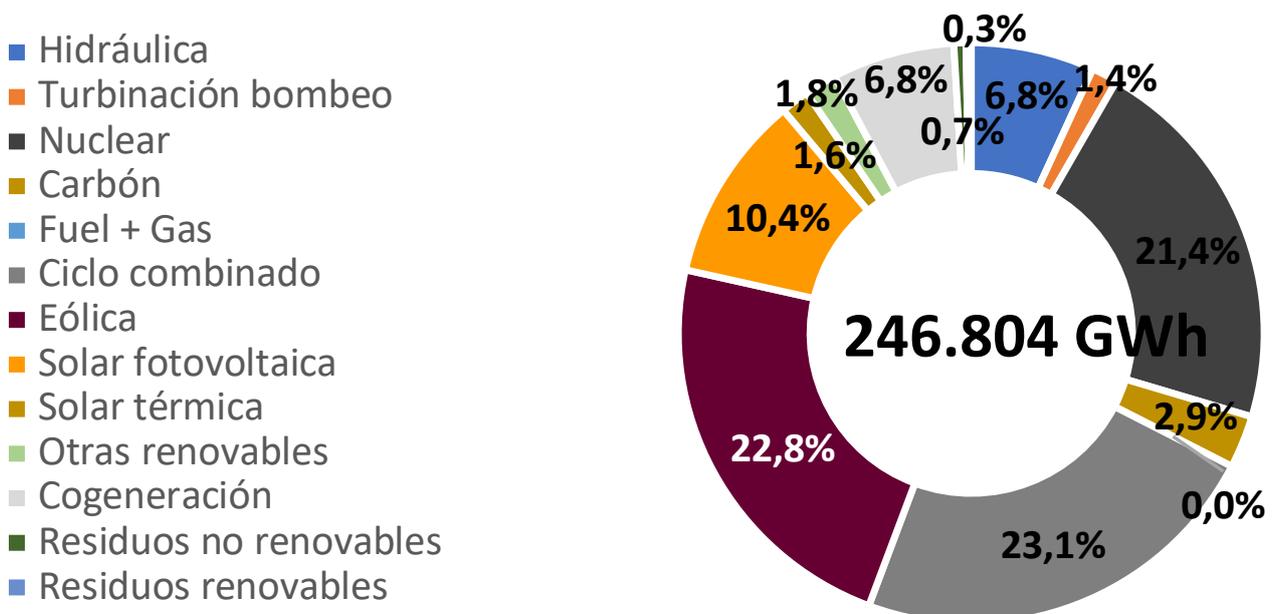
Respecto a la cobertura de la demanda peninsular (que representa más del 96% de la demanda nacional) se mantienen las tecnologías por excelencia, como son la tecnología nuclear, la energía eólica y los ciclos combinados, aportando el 67,3% de la demanda total. Esta cifra ha disminuido respecto al año pasado un 1,1%.

Debido al gran descenso de la generación hidráulica no se ha conseguido incrementar la aportación de las tecnologías libres de CO₂ (si se ha conseguido mantener en valores similares a los del año pasado). En este sentido, la nuclear con una aportación del 21,4% (21,9% en 2021) se sitúa por detrás de la energía eólica, que se sitúa en el primer lugar de

las tecnologías libres de CO₂ con un porcentaje de generación del 22,8% (24% en 2021). Así mismo, cabe destacar la aportación de la energía solar fotovoltaica situándose en una cobertura de un 10,4%.

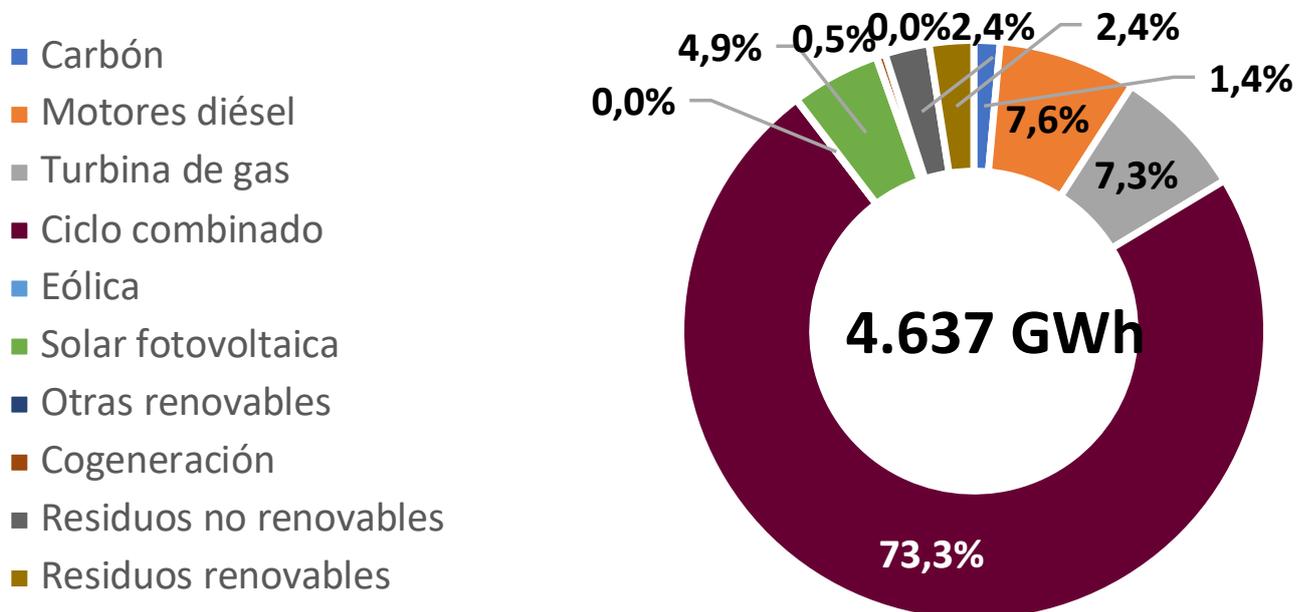
En cuanto a los sistemas no peninsulares, en Baleares destaca que se mantiene la cuota del carbón, situándose en un 1,4% (1% en 2021) y el fuerte incremento de la aportación de los ciclos combinados que han alcanzado un 73,3% (75% en 2021). El descenso del carbón se ha visto motivado por la limitación de horas de funcionamiento establecida para los Grupos 3 y 4 de la central térmica de Alcudia. En Canarias las energías renovables han cubierto el 19,7% de la demanda, valor máximo hasta la fecha y significativo para un sistema eléctrico aislado.

Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2022



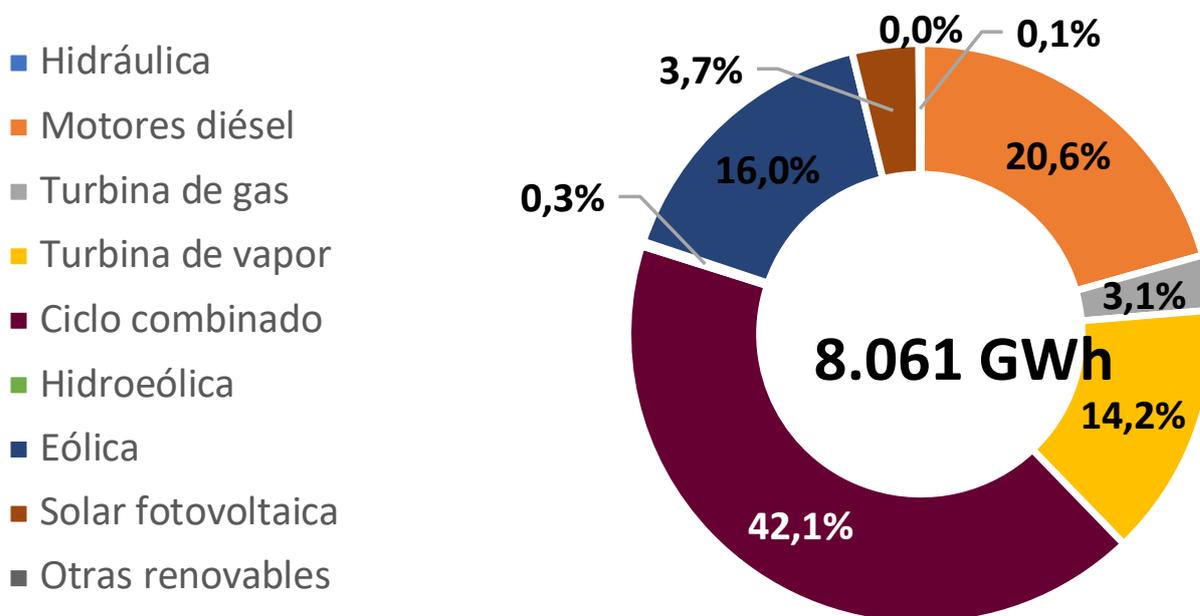
Fuente: Red Eléctrica de España

Cobertura de la demanda eléctrica Baleares. Año 2022



Fuente: Red Eléctrica de España

Cobertura de la demanda eléctrica Canarias. Año 2022



Fuente: Red Eléctrica de España

La distribución y el transporte de la energía

La distribución eléctrica en España está formada por el conjunto de elementos en tensión inferior a los 220kV, siempre que no se consideren parte integrante de la red de transporte. Todos los anteriores elementos mencionados tienen la funcionalidad de transmitir la energía eléctrica hasta el consumidor final. Las líneas de distribución a su vez están conectadas con líneas de transporte o también llamadas líneas de alta tensión, que son las encargadas de realizar la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias.

Los titulares de las redes de transporte deben mantener las mismas, operarlas y garantizar su seguridad. Además, deben garantizar el mantenimiento de una capacidad eléctrica que sea capaz de asumir, a largo plazo una demanda razonable.

A pesar de que en España existen más de 300 distribuidoras, el mercado se concentra en cinco operadores dominantes que se reparten por todo el territorio nacional. Seguidamente, se muestra un mapa por colores de España, donde se definen la presencia de estas distribuidoras.

Mapa de distribuidores de energía eléctrica en España



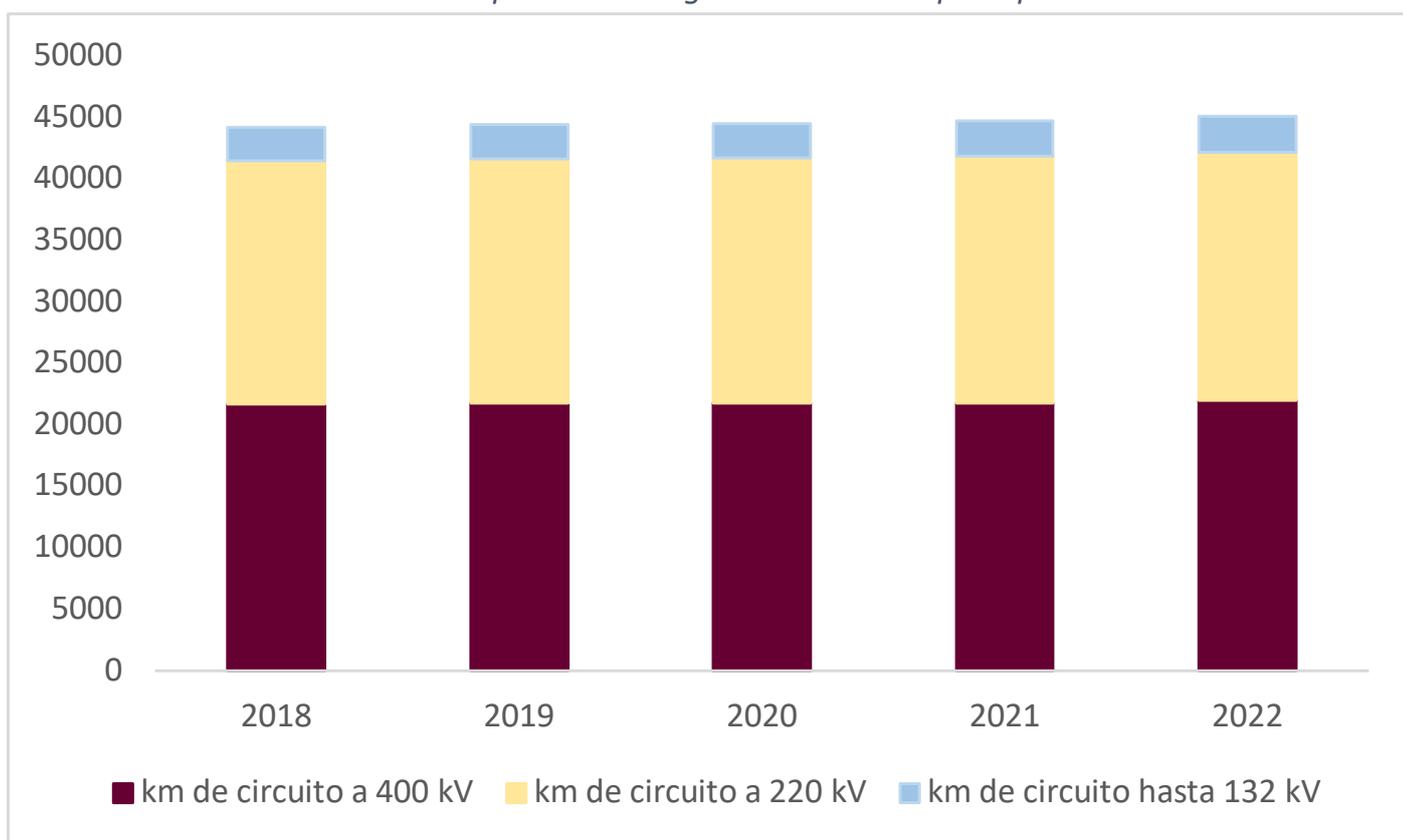
Fuente: Red Eléctrica de España

Además de garantizar el transporte, estas empresas son las encargadas de digitalizar y automatizar las redes. Un ejemplo de ello sería la instalación de contadores inteligentes, capaces de registrar consumos horarios, realizar lecturas remotas y localizar averías.

En cuanto, al transporte de la red eléctrica, el encargado es Red Eléctrica de España (REE), cuya principal labor es garantizar el transporte y el mantenimiento de la red. Además, gestiona los intercambios eléctricos con otros países y garantiza el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

El desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica en España se continuó potenciando en 2022 con un aumento de 306 kilómetros de circuito y 109 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud total de circuitos de la red de transporte nacional en 45.101 kilómetros, experimentando un incremento del 0,7% respecto al año anterior. Respecto a la capacidad de transformación, aumentó en 725 MVA, elevando el total de la capacidad de transformación nacional a 94.221 MVA (0,8% superior frente a 2021). ■

Evolución de red de transporte de energía eléctrica en España por km de circuito.



Fuente: Red Eléctrica de España. "Informe del sistema eléctrico español 2021"

El futuro renovable en tus manos



**ASISTENCIA
JURÍDICA**



**ASISTENCIA
TÉCNICA**



**ASISTENCIA
FISCAL**



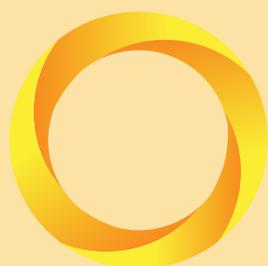
**DESCUENTOS EN
PROVEEDORES**



**INFORMACIÓN
SECTORIAL**



**JORNADAS
SECTORIALES**



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

C/ Agustín de Betancourt, 17 - 8º. 28003 Madrid - Tel. 91 133 68 77 - www.anpier.org

MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Mix de producción y su evolución nacional en los últimos años

En 2022 la estructura de generación sufrió bastantes cambios respecto a 2021. Lo más destacable fue la gran reducción de generación hidráulica, esto se ha debido a que 2022 fue el año del siglo XXI que menos porcentaje de agua ha habido en los embalses de España, cerrando el año con un 44,5 % de su capacidad total. Esta reducción de generación hidráulica se ha cubierto con el aumento de la generación mediante combustibles fósiles, particularmente

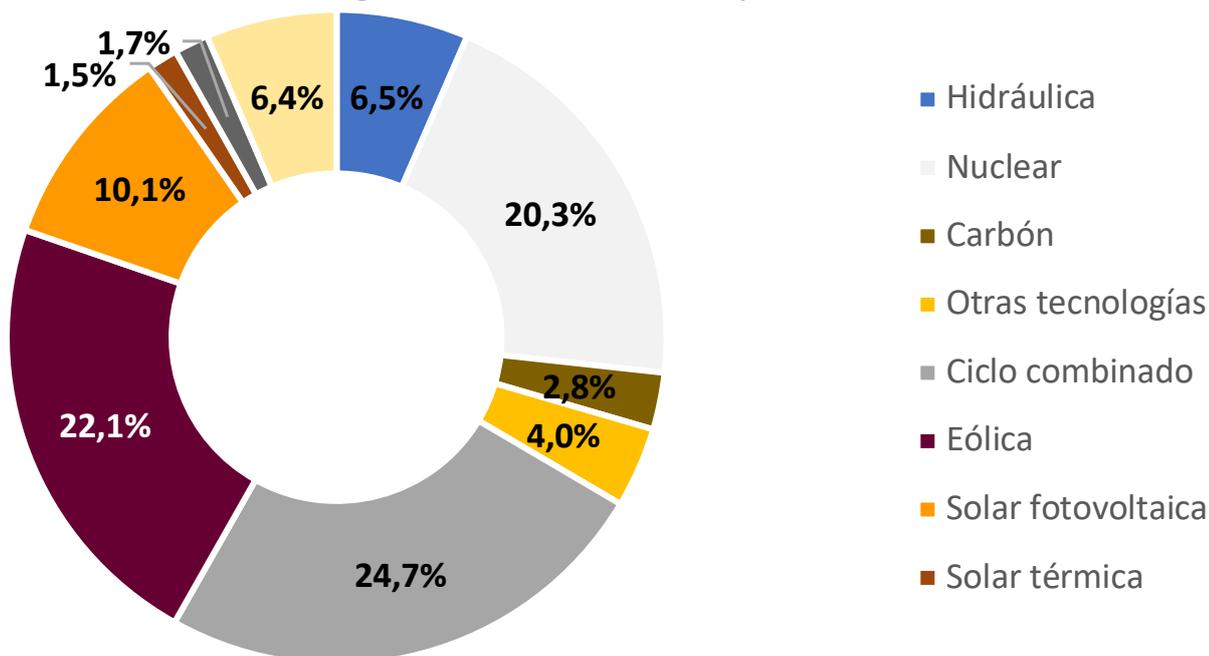
el ciclo combinado y el carbón. Lo más destacado es el caso del carbón ya que pese a haber cerrado la mayoría de las centrales en los últimos cinco años, en 2022 se vio incrementado su producción un 5,6%. Por otro lado, la energía nuclear sigue consolidada como una de las tecnologías principales de generación con una producción de 56 TWh detrás de la energía eólica (61,1 TWh) y el ciclo combinado (68,1 TWh) que entre las tres representan el 67 % de la energía generada.

Mix de generación eléctrica en España 2022 (GWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica	18.451	34.117	24.719	30.632	29.595	17.863
Turbinación bombeo	2.249	1.994	1.646	2.751	2.649	3.776
Nuclear	55.539	53.198	55.824	55.758	54.041	55.984
Carbón	45.019	37.277	12.671	5.021	4.986	7.765
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0
Motores diésel	3.456	3.178	2.836	2.399	2.517	2.548
Turbina de gas	871	1.049	671	407	424	657
Turbina de vapor	2.674	2.455	2.189	1.388	1.108	1.207
Ciclo combinado	37.066	30.044	55.242	44.023	44.493	68.138
Hidroeléctrica	20	24	23	20	23	23
Eólica	47.907	49.581	54.245	54.906	60.496	61.176
Solar fotovoltaica	8.398	7.766	9.252	15.302	20.954	27.864
Solar térmica	5.348	4.424	5.166	4.538	4.706	4.123
Otras renovables	3.610	3.557	3.618	4.482	4.719	4.656
Cogeneración	28.212	29.007	29.615	27.030	26.078	17.758
Residuos no renovables	2.608	2.435	2.222	2.016	2.238	1.900
Residuos renovables	877	874	890	726	878	878
Generación total	262.306	260.982	260.829	251.399	259.905	276.315

Fuente: Red Eléctrica de España

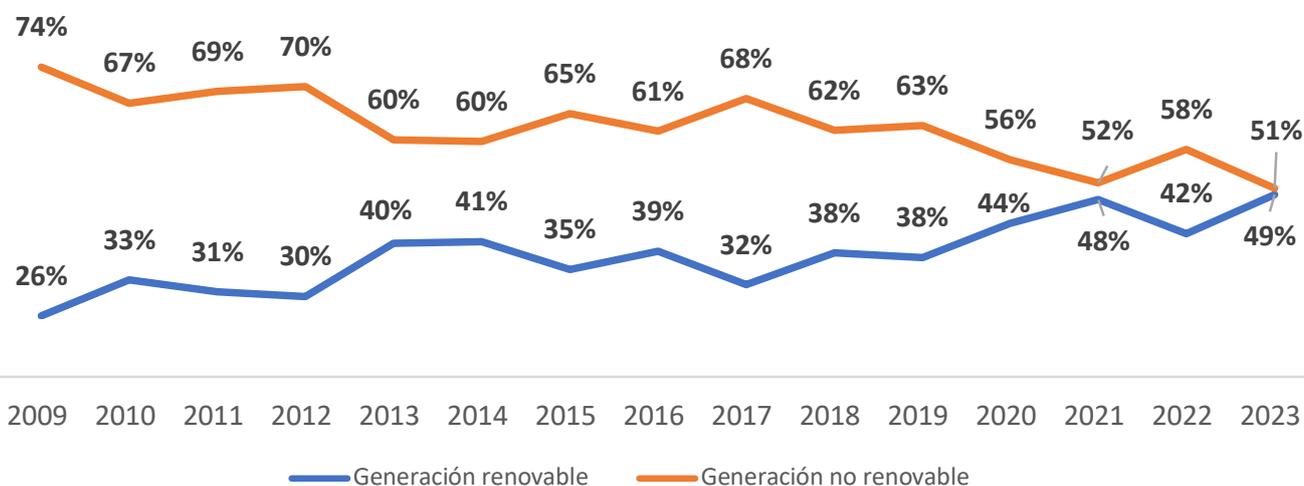
Mix de generación eléctrica en España 2022



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

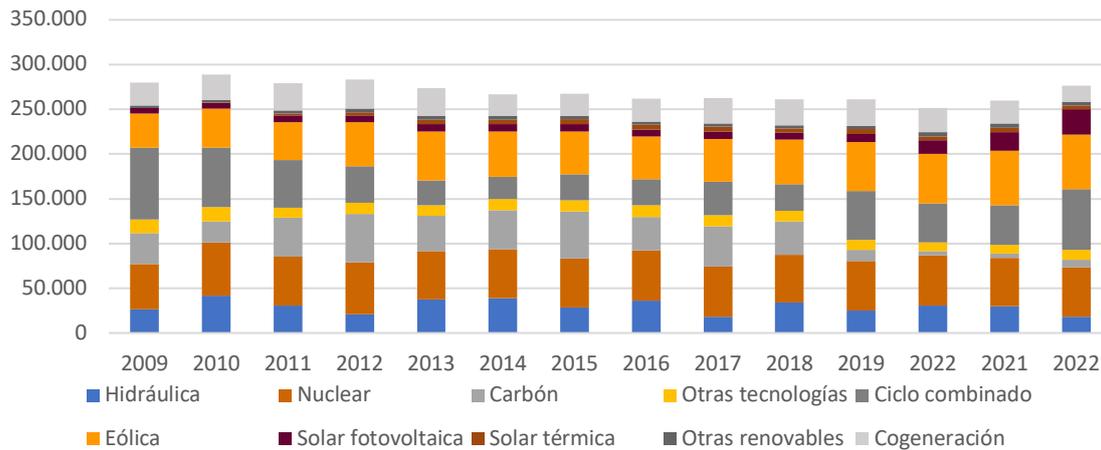
La evolución de la estructura de generación en los últimos diez años ha estado marcada por la introducción y desarrollo de las nuevas energías renovables, sobresaliendo la solar fotovoltaica y la eólica. En el gráfico siguiente se puede observar una tendencia alcista de este tipo de energías que han pasado de representar en 2009 el 26,4% de la generación en 2009, al 42 % en 2022, estando en 2023 en caminos de superar el 50%. Pero en todo caso se debe resaltar que la generación renovable por primera vez en los últimos años decrece en porcentaje respecto a las no renovables. Esto se debe principalmente al gran descenso de la generación hidráulica debido a la situación de sequía existente.

Porcentaje de generación renovable y no renovable de 2009 a 2023 (octubre)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

Energía anual aportada por las distintas fuentes de generación de 2009 a 2022 (GWh)



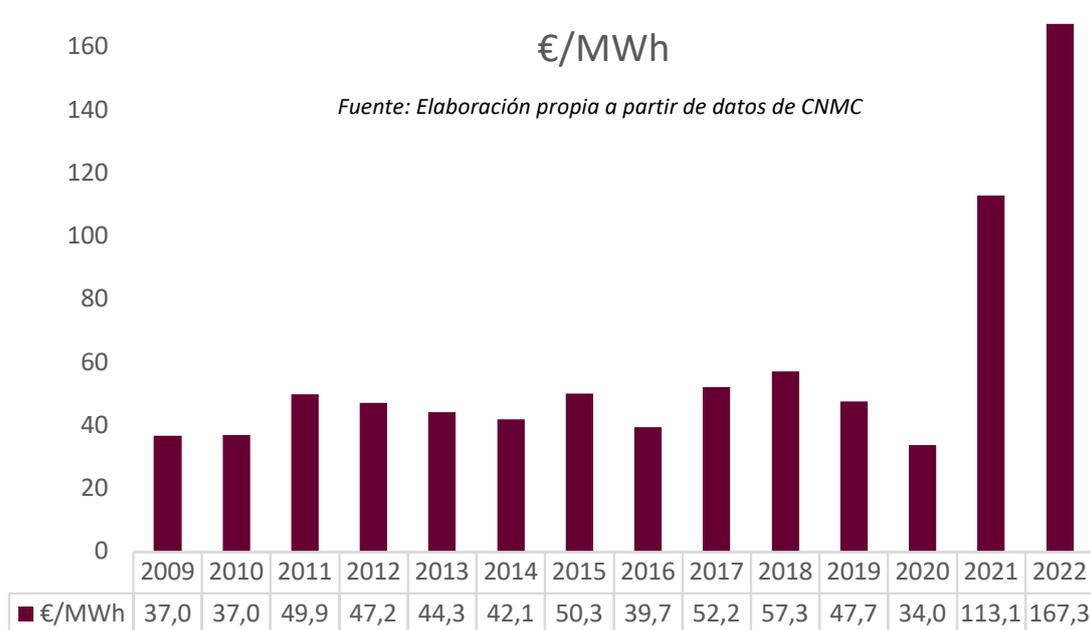
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

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.

Evolución precio medio anual del mercado eléctrico de 2009 a 2022 (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CNMC

Al respecto de la evolución del precio del mercado, y como se observa en el gráfico anterior, se puede observar una subida exponencial del mismo respecto de la tendencia del periodo comprendido entre 2009 y 2020 (con un precio medio global inferior a 50€/MWh). Como se comentaba en el informe anual del ejercicio 2021, el precio del mercado se elevó debido a diversos factores exógenos, entre los que se destaca el cierre del gasoducto Magreb-Europa derivado del conflicto entre Marruecos y Argelia.

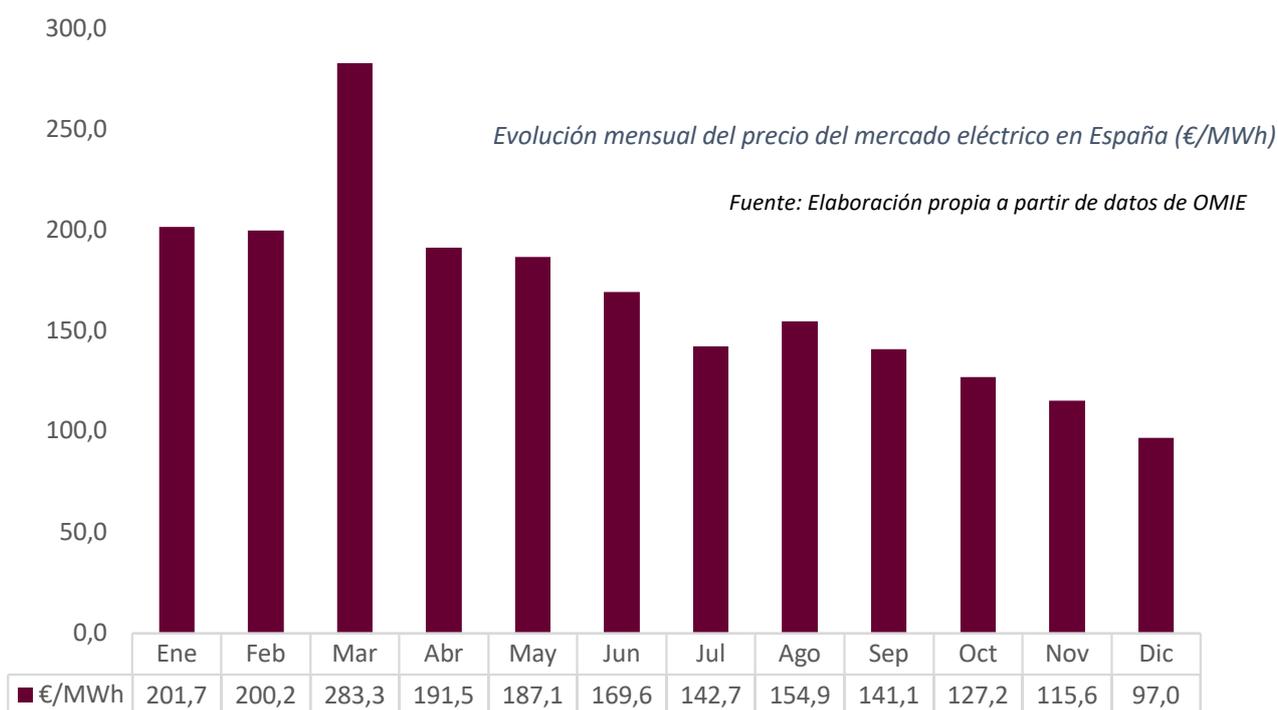
La tendencia de crecimiento se mantuvo durante el ejercicio 2022, debido a diversos factores interrelacionados. En primer lugar, se ha observado un aumento significativo en los costos de producción de electricidad debido al encarecimiento de los combustibles fósiles, especialmente el gas natural por el sabotaje de los gasoductos Nord Stream 1 y 2, que alimentan parcialmente la demanda europea. Se debe tener en cuenta que los insumos de gas son críticos para el funcionamiento de los ciclos combinados, incrementado directamente sus

costos de producción expresados en €/kWh.

Además, durante el mismo período, y tal como se ha comentado anteriormente, en 2022 la producción a través de energía renovable disminuyó considerablemente, especialmente en el caso de la energía hidroeléctrica por las condiciones climáticas adversas. Esta reducción en la oferta de energía limpia llevó a una mayor dependencia de fuentes de energía más costosas, lo que a su vez ejerció presión al alza sobre los precios del mercado eléctrico.

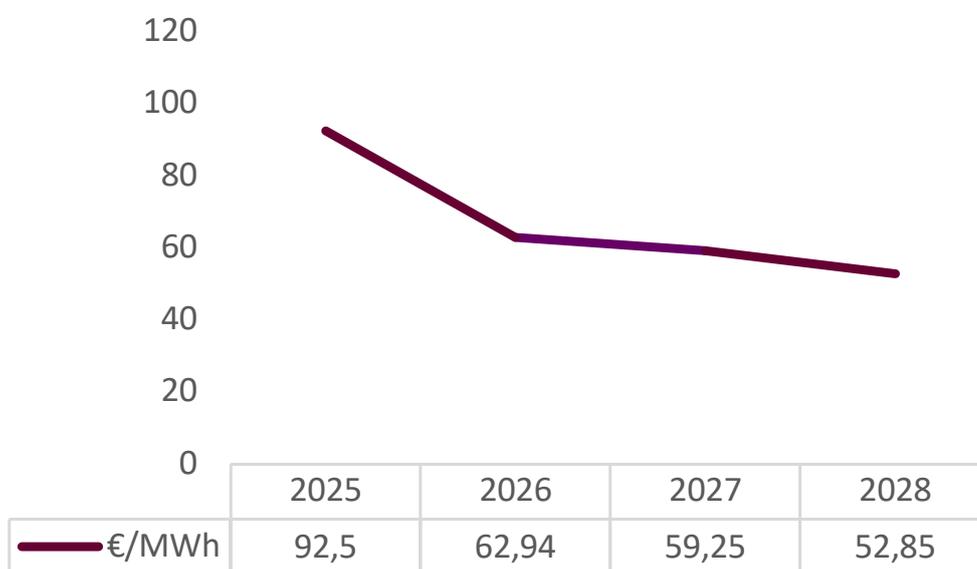
Asimismo, es importante destacar que las condiciones climáticas extremas, como las olas de calor y los episodios de frío intenso, impulsaron una mayor demanda de electricidad. Esta demanda adicional generó un aumento en el consumo eléctrico, lo cual contribuyó al aumento general de los precios.

Además, dentro de la “tormenta perfecta” vivida por el mercado eléctrico en 2022, se debe añadir el incremento de los precios de emisión de CO₂, que pasaron de cotizar 24,75 € en 2020; a 53,55 € en 2021; 80,87 € en 2022; y, 85,76 euros/t hasta noviembre de 2023.



Adicionalmente, la inflación existente y el temor a una nueva recesión ha llevado a un incremento histórico y sin igual del precio del mercado. La tendencia actual invita a pensar que el precio del mercado se seguirá situando por encima de 100 euros/MWh. A pesar de eso, los mercados de futuros sitúan el precio para el 2023 por debajo de los 100 euros/MWh, debido al gran crecimiento de las renovables y su barato coste. En todo caso, cabe destacar que los mercados de futuro son poco líquidos (y aún menos cuanto más largo es el plazo), por lo que la previsión real es que el mercado se situó notablemente por encima de estos precios.

Previsión de precios futuros del mercado eléctrico (€/MWh)

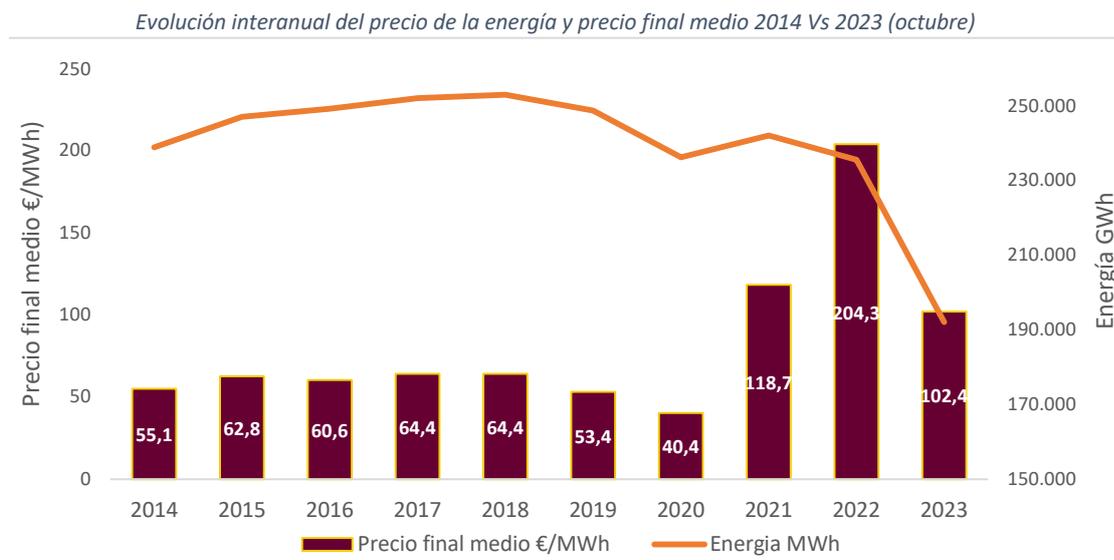


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP a junio de 2023 y OMIE

Precio de la energía y la comercialización

En un principio la tendencia del precio medio de la energía creció hasta 2019, posteriormente frenó en los 53,42 euros/MWh. En el año 2020 debido a la pandemia el precio de la energía eléctrica sufrió un descenso moderado con respecto al 2019 (53,42 euros/MWh) llegando a los 40,4 euros/MWh. Este descenso se debe a la declaración del estado de alarma y la paralización económica. Con la caída de la demanda, la oferta también cae y con ello el precio. Sin embargo, desde entonces este precio se incrementó exponencialmente situándose durante 2022 en 204,3 euros/MWh.

Por el contrario, durante 2023, el precio medio del mercado eléctrico ha confirmado una tendencia a la baja, situándose en el mes de junio 2023 en 93,02 €/MWh, un 25,35 % por encima del mes anterior, pero un 45,16% por debajo del precio marcado en junio de 2022, y presentando un valor medio en lo que llevamos de año 2023 de 88,95 €/MWh, cantidad en torno a la cual, es previsible que cerrará definitivamente el año.



Fuente: Red Eléctrica de España

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
Mercado diario	38,46	50,97	40,88	46,23	43,46	51,67	40,63	53,41	58,12	48,58	35,21	113,12	170,00	91,99
Mercado intradiario	(0,02)	(0,06)	(0,04)	(0,06)	(0,04)	-	-	-	(0,03)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,20)	(0,08)
Servicio de interrumpibilidad	-	-	-	-	-	1,89	1,93	2,05	1,23	0,74	0,02	-	-	-
Pagos por capacidad	3,63	6,10	6,10	6,04	5,93	5,02	2,76	2,71	2,71	2,64	2,63	1,31	0,33	0,24
Servicios de ajuste del sistema	3,76	3,21	4,63	5,58	5,70	4,26	3,10	2,38	2,35	1,47	2,54	4,27	7,28	9,96
Restricciones técnicas PDBF	2,29	1,85	2,11	2,83	3,39	2,79	2,07	1,46	1,47	0,96	1,79	1,83	2,01	3,79
Banda de regulación secundaria	0,70	0,76	1,37	1,45	1,13	0,91	0,71	0,53	0,55	0,37	0,40	1,08	2,37	2,4
Reserva de potencia adicional a subir	-	-	0,25	0,44	0,59	0,19	0,15	0,11	0,23	0,06	-	-	-	-
Restricciones técnicas en tiempo real	0,26	0,24	0,48	0,46	0,37	0,18	0,12	0,09	0,07	0,04	0,33	1,17	2,63	3,43
Restricciones intradiario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incumplimiento de energía de balance	-	-	-	-	-	-	(0,02)	(0,03)	(0,03)	(0,02)	(0,02)	(0,07)	(0,31)	(0,23)
Coste desvíos	0,38	0,33	0,28	0,30	0,25	0,26	0,19	0,25	0,15	0,18	0,17	0,47	0,84	0,6
Saldo desvíos	0,13	0,03	0,14	0,10	(0,01)	(0,02)	(0,07)	(0,08)	(0,04)	(0,07)	(0,07)	(0,18)	(0,24)	-
Control del factor de potencia	-	-	-	-	(0,03)	(0,06)	(0,06)	(0,06)	(0,06)	(0,06)	(0,07)	(0,06)	(0,07)	(0,07)
Saldo PO 14.6	-	-	-	-	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,05	0,04
Fallo nominación UPG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Precio total (€/MWh)	43,83	60,22	59,57	57,79	55,05	62,84	48,42	60,55	64,38	53,41	40,38	118,68	204,30	102,35
Energía de cierre (TWh)	259,6	253,1	247,5	240,6	239	247,3	249,4	252,3	253,2	249	236,4	242,3	235,7	192,2

Fuente: Red Eléctrica de España

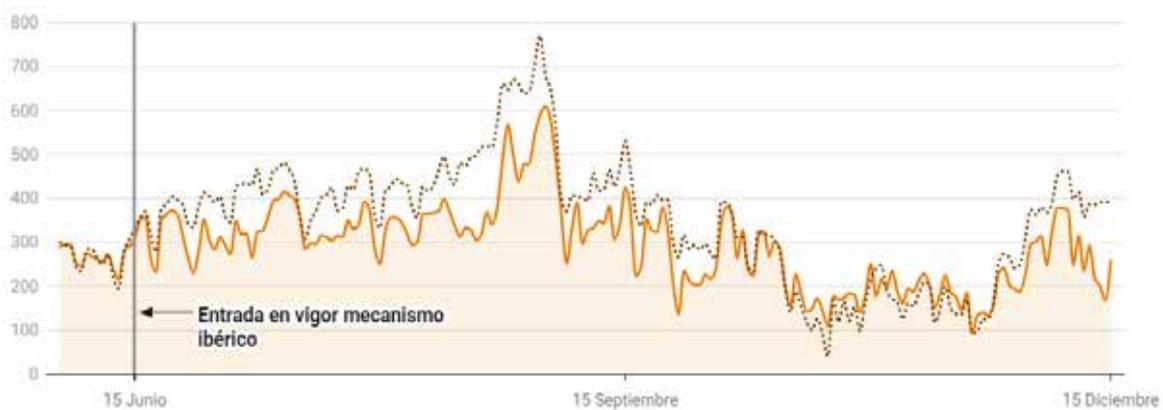
Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del año pasado, se observa una reducción exponencial del 75% en el servicio de pago por capacidad, mientras que los servicios de ajuste se incrementaron un 70%. La disminución del precio correspondiente al servicio de interrumpibilidad ha sido debida a las reducciones de precio conseguida en la subasta y al haber estado solo activo el primer semestre del año.

La excepcionalidad ibérica. El impacto del mecanismo del tope del gas sobre el mercado eléctrico.

En medio de este escenario de incremento en los precios del mercado eléctrico, es relevante mencionar la aprobación del mecanismo regulatorio conocido como el "Tope del Gas". El "tope de gas" es una medida que ha aplicado el Gobierno, de manera temporal, que consiste en poner un "tope" o "límite" al precio máximo del gas utilizado en

las centrales de generación eléctrica con el objetivo de que así se pueda abaratar el precio de la luz. De forma que cuando el precio del gas en el mercado internacional se dispara, el mecanismo del Tope del Gas establece un límite máximo en dicho precio. Esta regulación ayuda a evitar que los costos de producción de energía eléctrica se eleven de manera desmedida y, por ende, limita el impacto directo en el precio final de la electricidad. En este sentido, y según estimaciones, el mecanismo del tope al gas supuso una reducción del precio medio del mercado cifrada en el 17%.

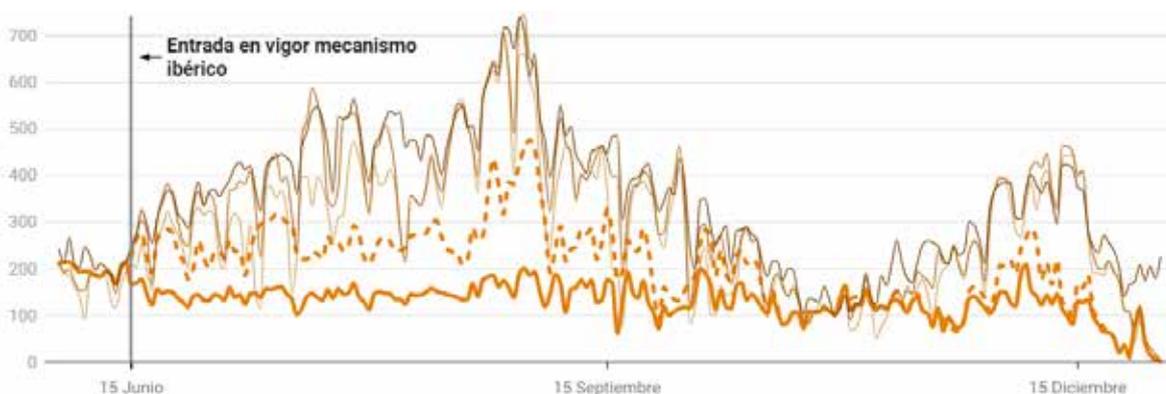
Evolución del coste de la electricidad en el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC) y estimación del PVPC sin el tope al gas, en euros por megavatio/hora (€/MWh)



Fuente PVPC: Red Eléctrica Española || PVPC sin tope al gas: Instituto Complutense de Análisis Económico (Rafael Salas, Miguel Jerez y Francisco Álvarez)

Finalmente, cabe destacar que la aplicación de este mecanismo ha supuesto en nuestro país, un precio mayorista de la electricidad consistentemente más reducido que en las principales economías europeas (apreciándose mayor diferencia en el mes de agosto de 2022) lo que ha elevado notablemente la exportación de energía hacia Francia. ■

Evolución del precio de casación de la electricidad en los mercados mayoristas de España, Francia, Italia y Alemania, en euros por megavatio/hora (€/MWh)



Fuente: Ministerio de Transición Ecológica

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

El presente apartado, tiene como objeto mostrar en un mapa la distribución de la potencia fotovoltaica instalada con venta a red en cada comunidad autónoma. En este sentido, se debe destacar que los datos aportados no incluyen ni la potencia ni la generación de autoconsumo.



Potencia fotovoltaica acumulada por CCAA en 2022(MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

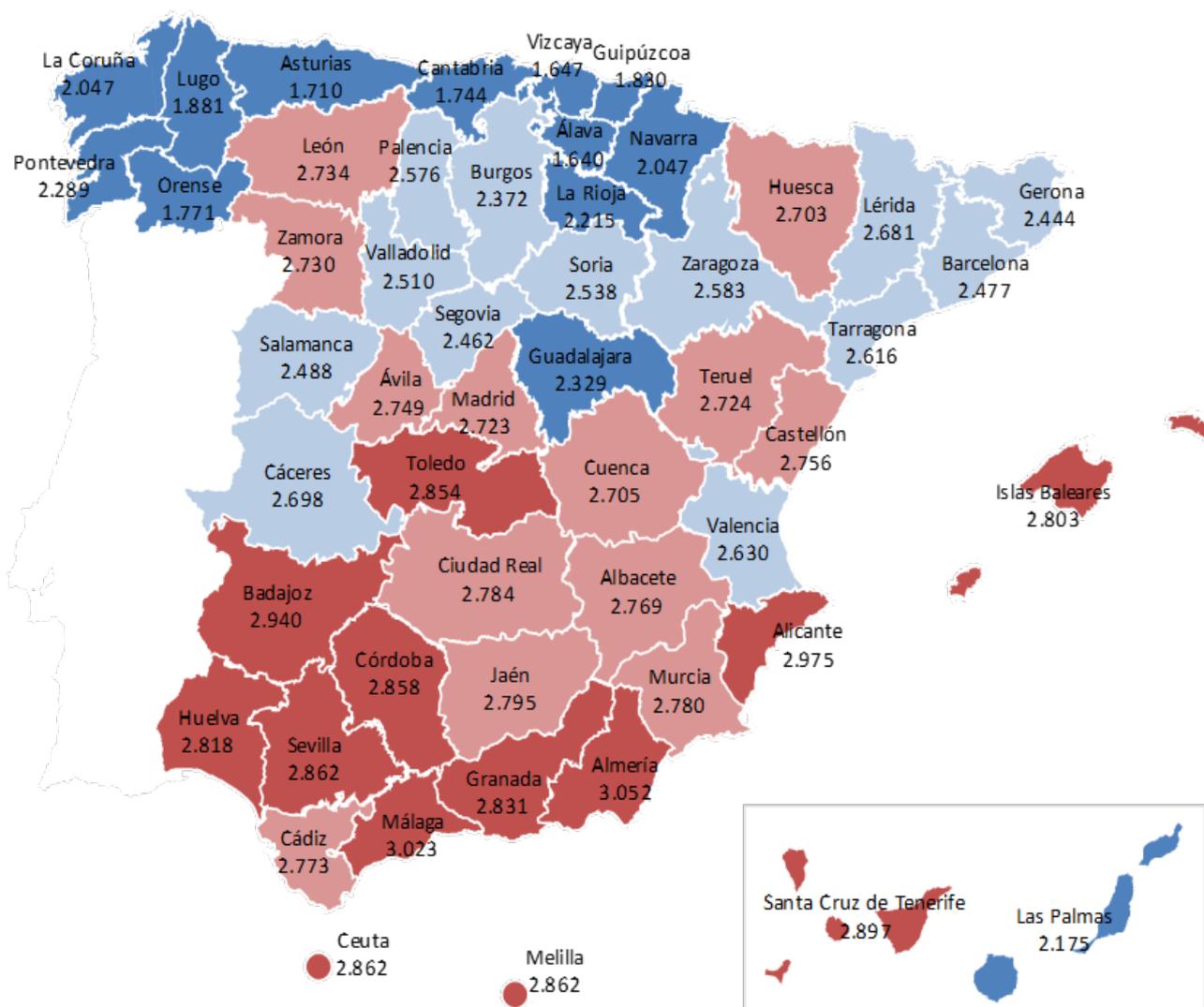
En España, la potencia fotovoltaica total instalada en el conjunto de las comunidades autónomas ha aumentado un 29,4% más de GW en el sistema nacional que el año anterior, llegando a 19.784 GW instalados. En concreto, la potencia fotovoltaica supone el 16,7% de la potencia total instalada a nivel nacional. Tras unos años de crecimiento asimétrico a causa de los cam-

bios en las diferentes regulaciones, la energía fotovoltaica vivió un gran auge en 2019, llegando a duplicar la potencia instalada hasta ese momento. Todo ello debido a la realización de los casi 4 GW de proyectos adjudicados en las subastas de 2017, cuya construcción finalizó en 2019. Todo ello hasta a llegar a 2022 que fue un año récord en cuanto a instalación de solar fotovoltaica con 4.660

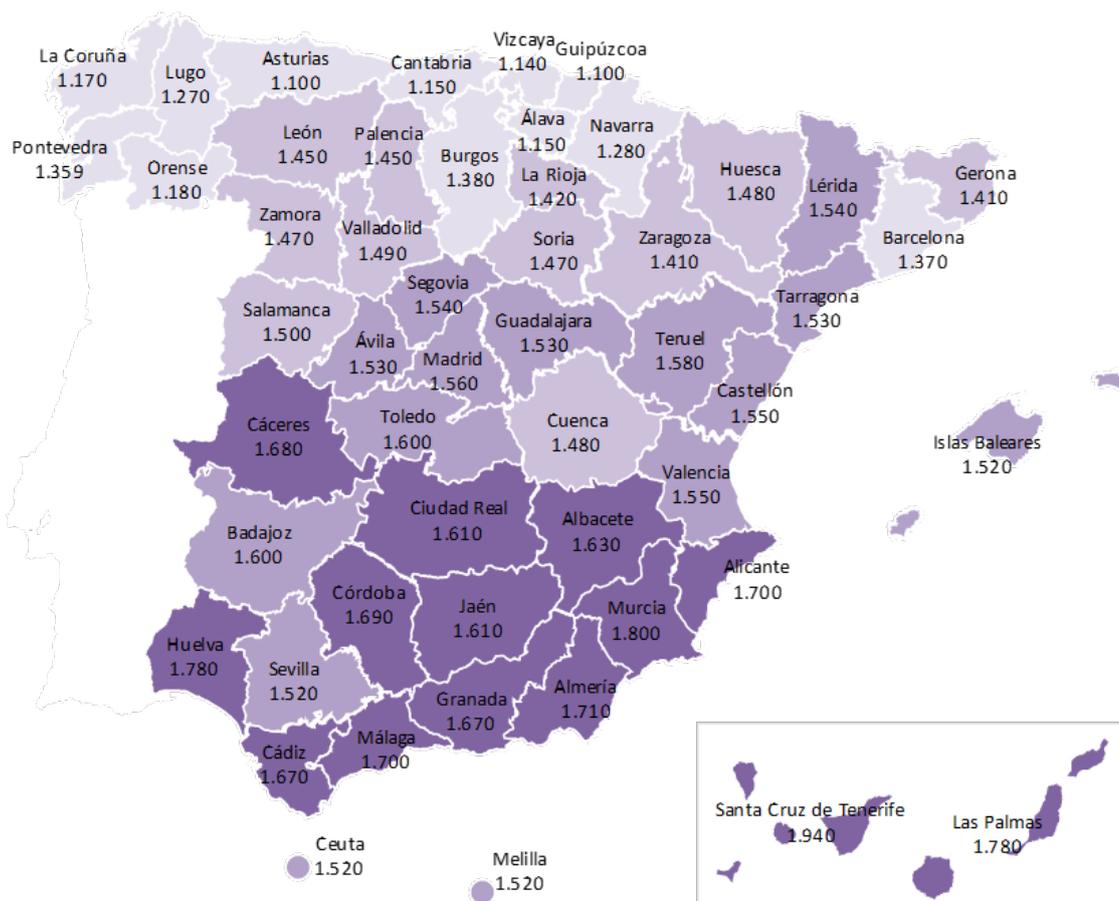
GW instalados, como resultado del auge de las subvenciones públicas y como alternativa a combatir a los altos precios de la electricidad. Tal ha sido el crecimiento en los 2 últimos años que prácticamente se ha duplicado la potencia total instalada respecto a la de 2020. Adicionalmente la apuesta europea por la descarbonización, la reducción de los costes de instalación, los planes del PNIEC y los elevados precios del mercado, entre otros factores han permitido esta tendencia anual a término de GW/año instalado.

En todo caso cabe destacar que la distribución de la potencia y la generación foto-

voltaica en el territorio es desigual, sobre todo a causa del desequilibrio del recurso solar que se concentra sobre todo en el sur del país. Con el crecimiento de las instalaciones estas desigualdades se han acentuado. Así, encontramos las provincias con un mayor número de horas de sol en las comunidades de Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha, Valencia, Islas Canarias, Islas Baleares, así como Ceuta y Melilla, llegando a rebasar incluso las 2.800 horas anuales de sol. Mientras que comunidades como Asturias o País Vasco se sitúan por debajo de las 1.800 horas.



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)

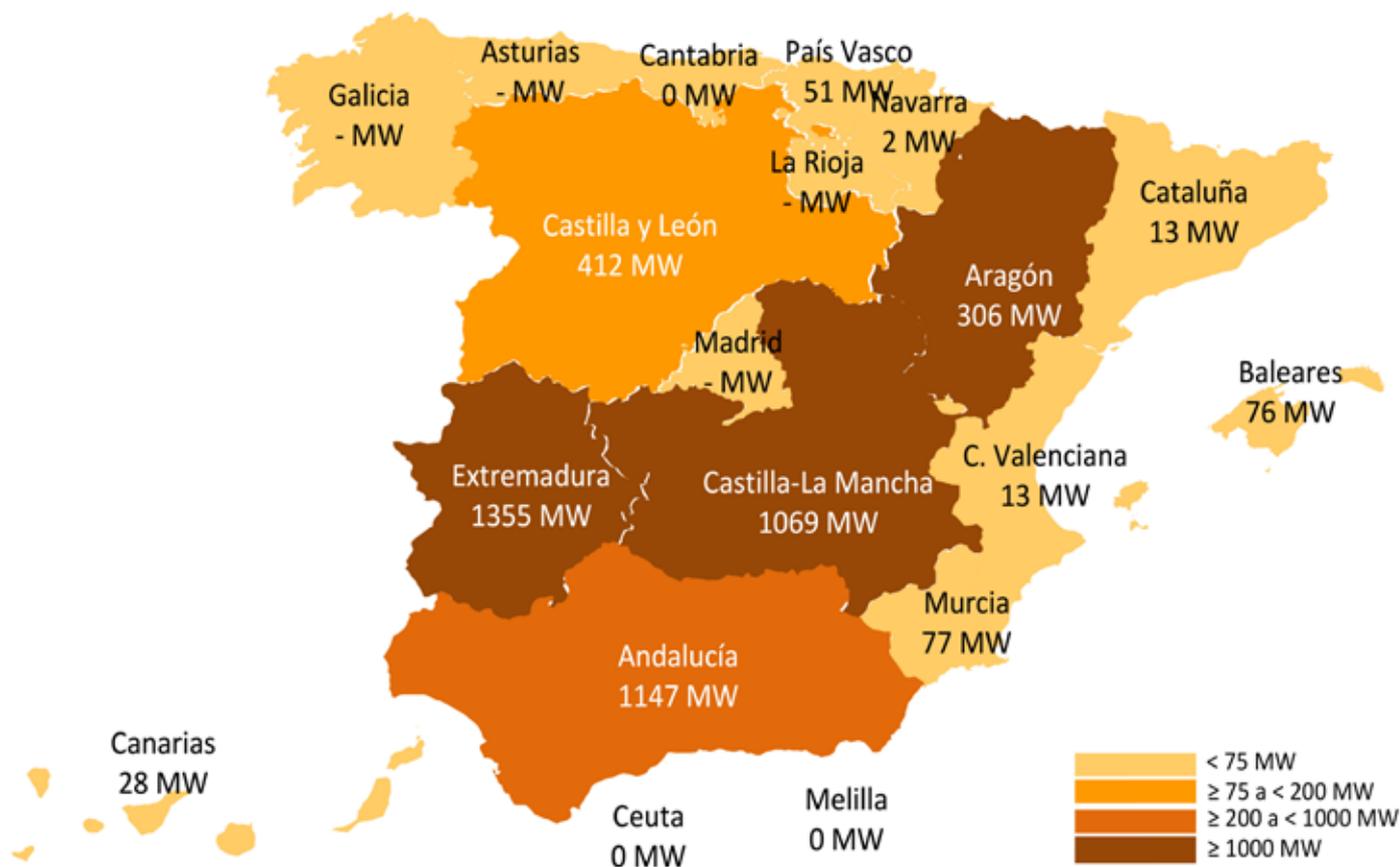
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

En lo que respecta a la potencia instalada, Extremadura es nuevamente la comunidad que mayor potencia fotovoltaica ha instalado en 2022, en concreto 1.355 MW. Le sigue Castilla- La Mancha con 1069 MW, en conjunto ambas suman un total de 2.424 MW. Es decir, Castilla- La Mancha y Extremadura albergan más de un 53% de la potencia fotovoltaica total instalada en España durante el 2022. Por su parte, son destacables la aportación de Andalucía, Aragón y Castilla y León que pusieron en marcha 1147, 306 y 412 MW respectivamente.

En contraposición encontramos regiones, como País Vasco y Navarra, que a pesar de tener fuertes incentivos fiscales para la promoción la fotovoltaica apenas han experi-

mentado crecimiento. Ello se debe a diversos factores, como pueda ser la protección del terreno, la apuesta por otras tecnologías de generación y sobre todo la menor radiación del emplazamiento.

Por su parte, la Comunidad Valenciana, a pesar de tener un buen recurso solar, este año únicamente han instalado 13 MW. El caso valenciano es digno de estudio, puesto que su escasa aportación al parque nacional se debe a la burocracia. En efecto, el exceso y la complicación de los procedimientos de tramitación de las instalaciones para venta a red, dilata en el tiempo la ejecución de los parques fotovoltaicos, desincentivando su ejecución en favor de otras comunidades autónomas.



Potencia fotovoltaica instalada en 2022 (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

La evolución histórica de la potencia instalada a nivel nacional se mantiene para las CCAA, desarrollándose de forma exponencial en el año 2008, gracias a los favorables marcos regulatorios vigentes en ese año, entre ellos el *Real Decreto-ley 661/2007*. Sin embargo, fue en 2012 cuando el sector de la solar fotovoltaica se paralizó debido a la moratoria renovables bajo el marco del *Real Decreto-ley 1/2012*.

De 2013 a 2016 apenas se registraron cambios en la estructura fotovoltaica del país, con la instalación de escasos 213 MW correspondientes al *RD1578/2008*. Sin embargo, el año 2017 supuso un hito gracias a las dos subastas de 4GW de energía

solar cuya puesta en marcha tenía como fecha límite 2019.

Continuando con 2018, se pusieron en marcha en España 187 MW. Este aumento de potencia, con respecto a años anteriores se debió a la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo que de forma somera iba haciéndose hueco en el sector.

El resurgimiento de la energía fotovoltaica no se produjo hasta 2019 cuando se instalaron más de 4 GW, superando los niveles de instalación de 2008. Este aumento de potencia se debe a la ejecución de proyectos aprobados en las subastas de 2017, y las instalaciones sin régimen de primas alentadas por las reducciones en los costes de ejecución.

El año 2020 se caracterizó por varios aspectos: tener una fuerte actividad regulatoria. En junio se aprobó el *Real Decreto-ley 23/2020*, que introdujo cambios en la administración de los titulares de los permisos de acceso, además de la introducción de un marco de retribución para las energías renovables y la hibridación con otras instalaciones. Asimismo, se realizó una reforma completa del marco regulatorio de acceso y conexión.

De igual forma, en noviembre de 2020 se publicó el *Real Decreto 960/2020* por el que se desarrolló básicamente el marco de nuevas subastas de instalaciones de energías renovables que se han ido desarrollando hasta la fecha.

Además, se introdujo un nuevo diseño de la tarifa eléctrica con nuevos peajes y cargos mediante la publicación de la Circular 3/2020, que entró en vigor el 1 de junio de 2020, y posteriormente el *Real Decreto 148/2021*.

La situación excepcional provocada por el COVID-2020. La actividad industrial en nuestro país se paró de forma drástica entre los meses de marzo y mayo, ambos incluidos, afectando a todos los sectores productivos de la economía. Si bien, la instalación de nuevas plantas no paró, el ritmo sí que se vio afectado y no se recuperó hasta entrado el mes de septiembre de dicho año. Todo ello justifica el porqué de la reducción de la nueva potencia ins-

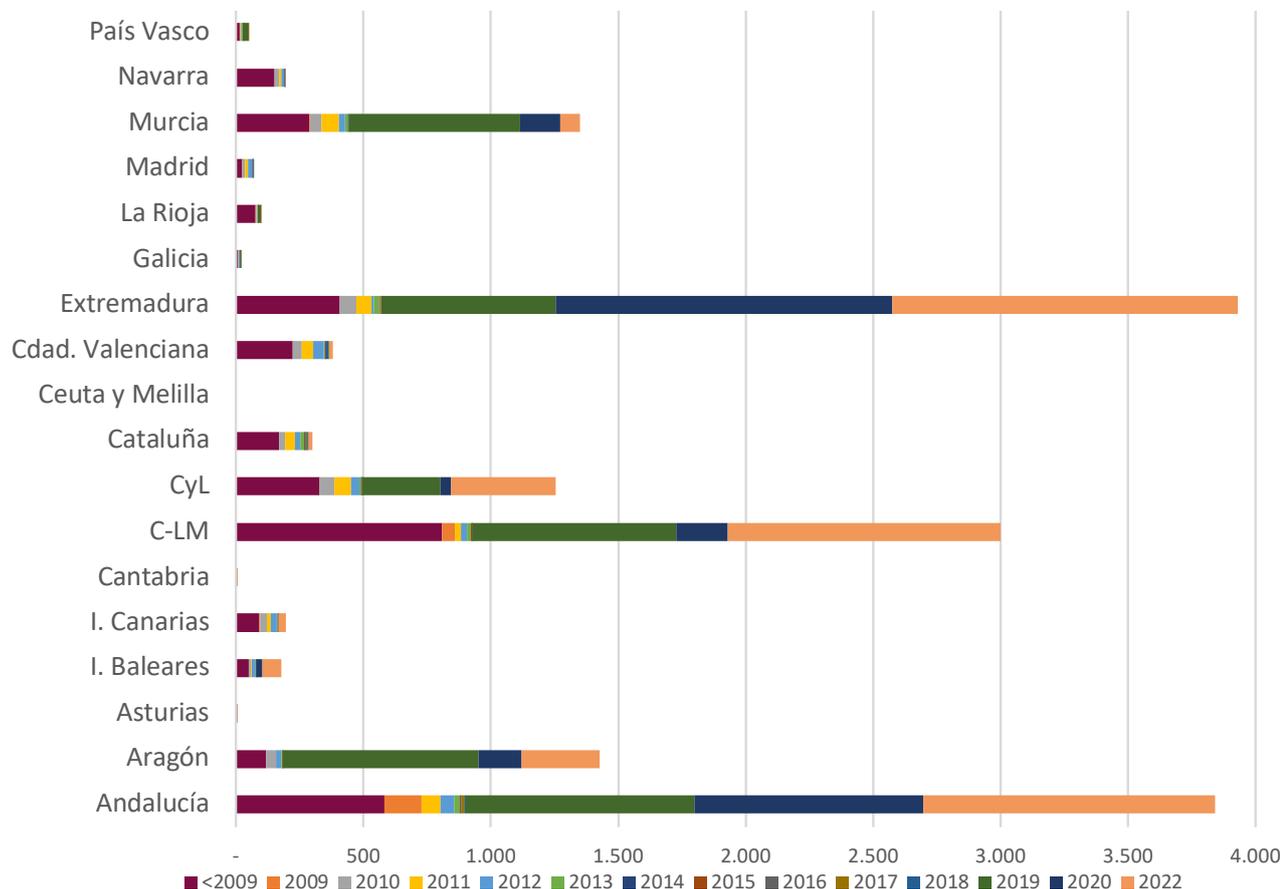
talada en dicho año frente al ejercicio precedente que, en todo caso no deja de ser excepcional si se compara con el periodo de 2010-2015.

Continuando con la pandemia, los líderes de la Unión Europea plantearon la financiación de la recuperación económica a través de paquetes de medidas. En 2021 España presentó el 'Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia', articulado en varios ejes, que pretendía el despliegue masivo del parque renovable junto con el almacenamiento energético.

Asimismo, en 2021 se publicó la versión definitiva del PNIEC, así como la *Ley 7/2021* de Cambio Climático y Transición Energética. Esta ley establece los objetivos clave para cumplir con el acuerdo de París y acelerar la descarbonización de la economía. Destacan algunos puntos como son: la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de un 23% hasta 2030 respecto a 1990, el objetivo de lograr la neutralidad climática a más tardar en 2050, y se propone alcanzar un 35% renovables en consumo de energía final.

Todo ello se ejecutará mediante subastas de 60 GW que se irán publicando progresivamente entre 2021 y 2030. Adicionalmente, se ha publicado normativa que tiene como objetivo incentivar la puesta en marcha de nuevas instalaciones para venta a red y generación distribuida.

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)

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

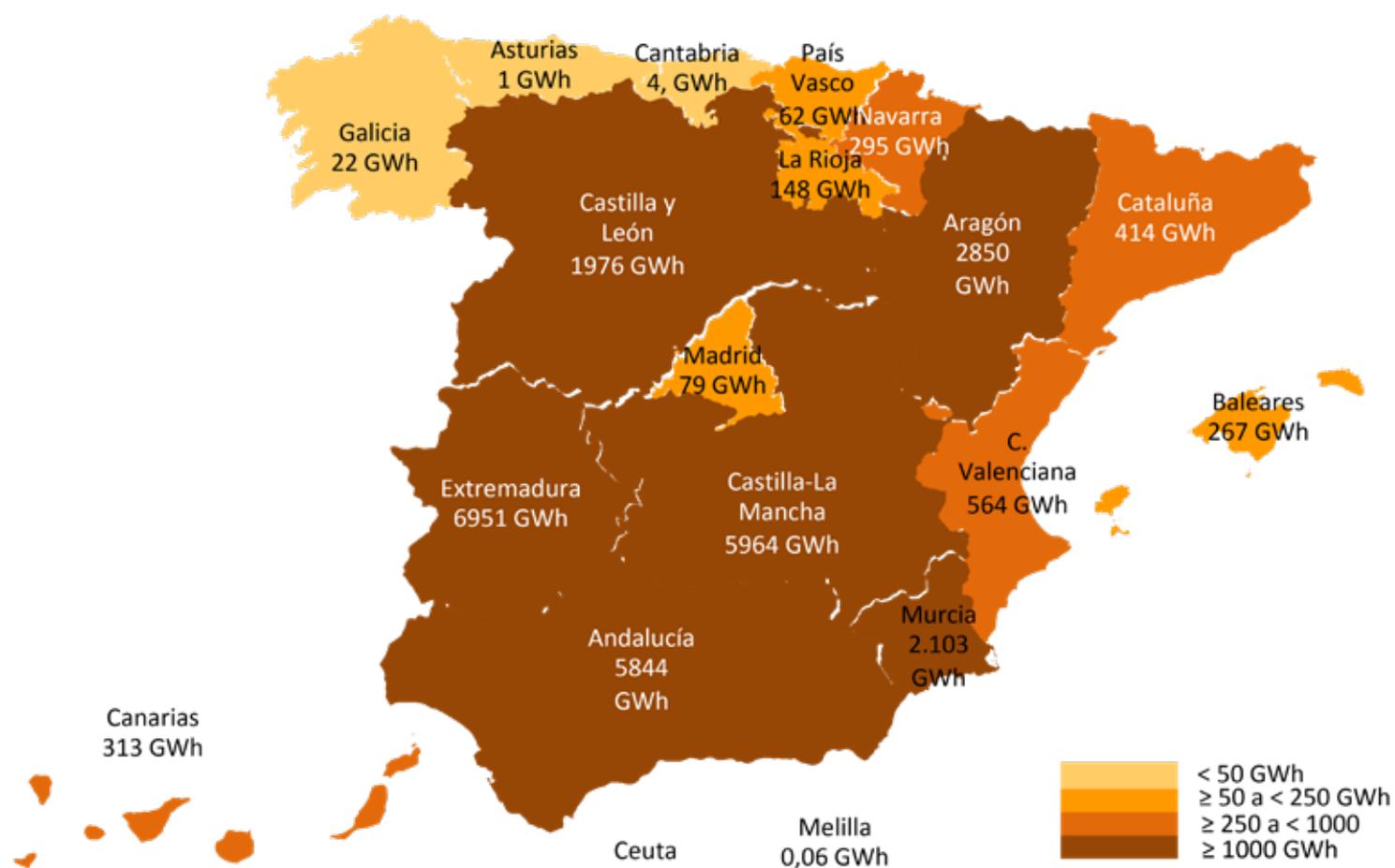
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASIF y Red Eléctrica de España

En el ámbito peninsular, las comunidades que más destacan son Extremadura y Andalucía que juntas producen más del 46% de la energía fotovoltaica generada en España. Seguidamente se sitúan Castilla la Mancha y Murcia generando sobre el total un 20% y un 10% respectivamente. De manera que Extremadura ha sido la comunidad autónoma líder en la producción con 6951 GWh, seguida de Andalucía con 5.964 GWh y Castilla la

Mancha con 5.844 GWh. El resto de las comunidades situadas al norte, aunque también han presentado un aumento en la generación esta es menos destacable.

Por último, cabe mencionar las comunidades autónomas que han presentado un mayor crecimiento en la generación respecto al año anterior, siendo estas: Aragón con un 48%, Castilla y la Mancha con un 59% y por último Extremadura con un 41%.

Producción fotovoltaica por CC.AA en 2022 (GWh)



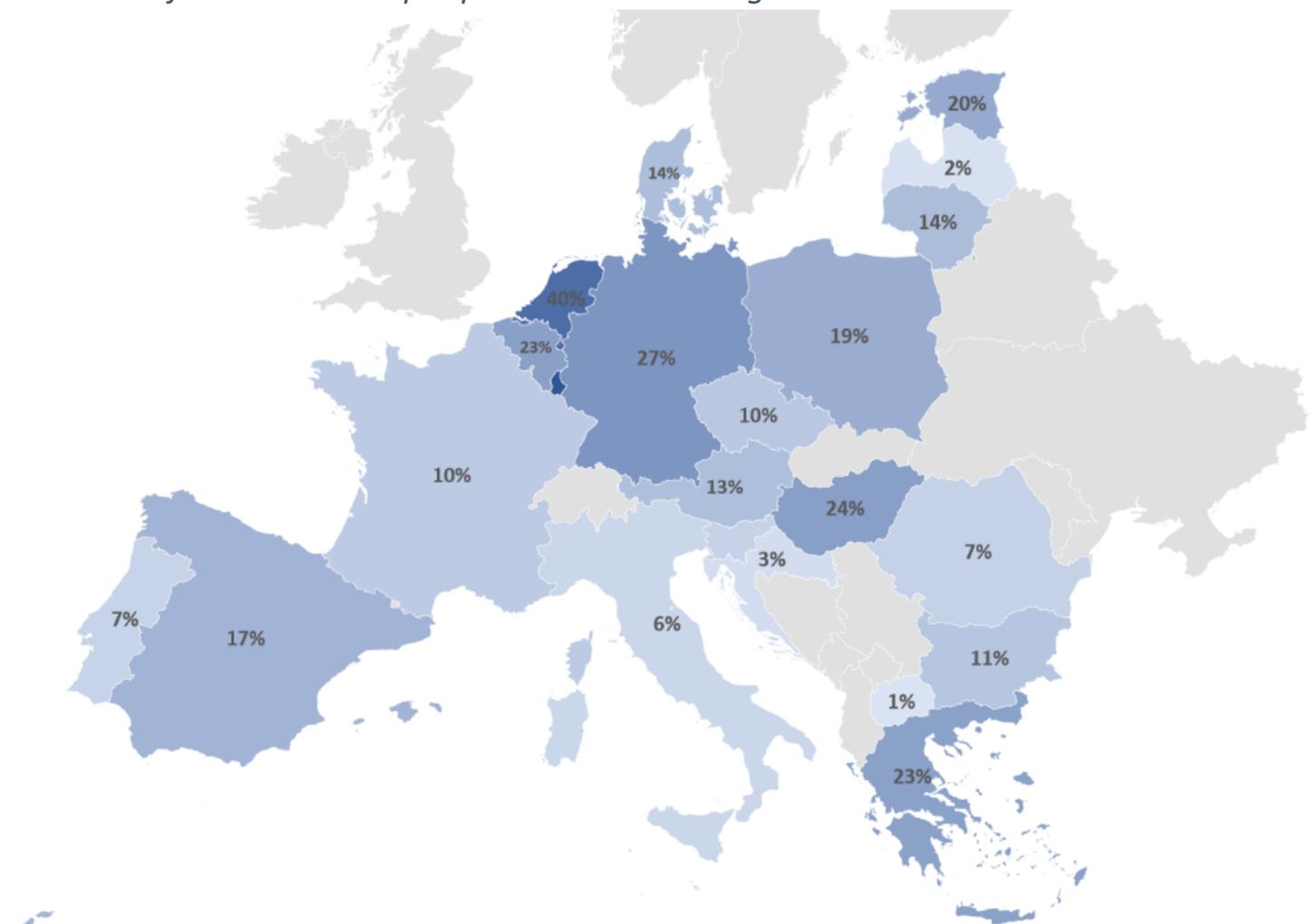
Fuente: Informe sobre el sistema eléctrico 2023. Red Eléctrica de España

La importancia de la tecnología fotovoltaica se puede medir en comparación a los países de nuestro entorno. Esto se puede comparar a través de dos comparativas distintas. una primera que compara la potencia solar sobre la potencia total instalada y una segunda que compara el porcentaje de generación solar sobre la generación total.

En relación con la potencia solar, Luxem-

burgo es claramente el país líder con más porcentaje de solar instalada, con un valor del 48,2%. España con un porcentaje de 16,7% se sitúa en noveno lugar, por encima de la media de los países miembros de ENTSO-E, que a 31 de diciembre de 2022 fue de un 15,7 %. Si nos fijamos solo en los MW de potencia instalada, España se sitúa en tercer lugar, tras Alemania y Holanda.

Porcentaje de utilización por países de la tecnología solar en 2022

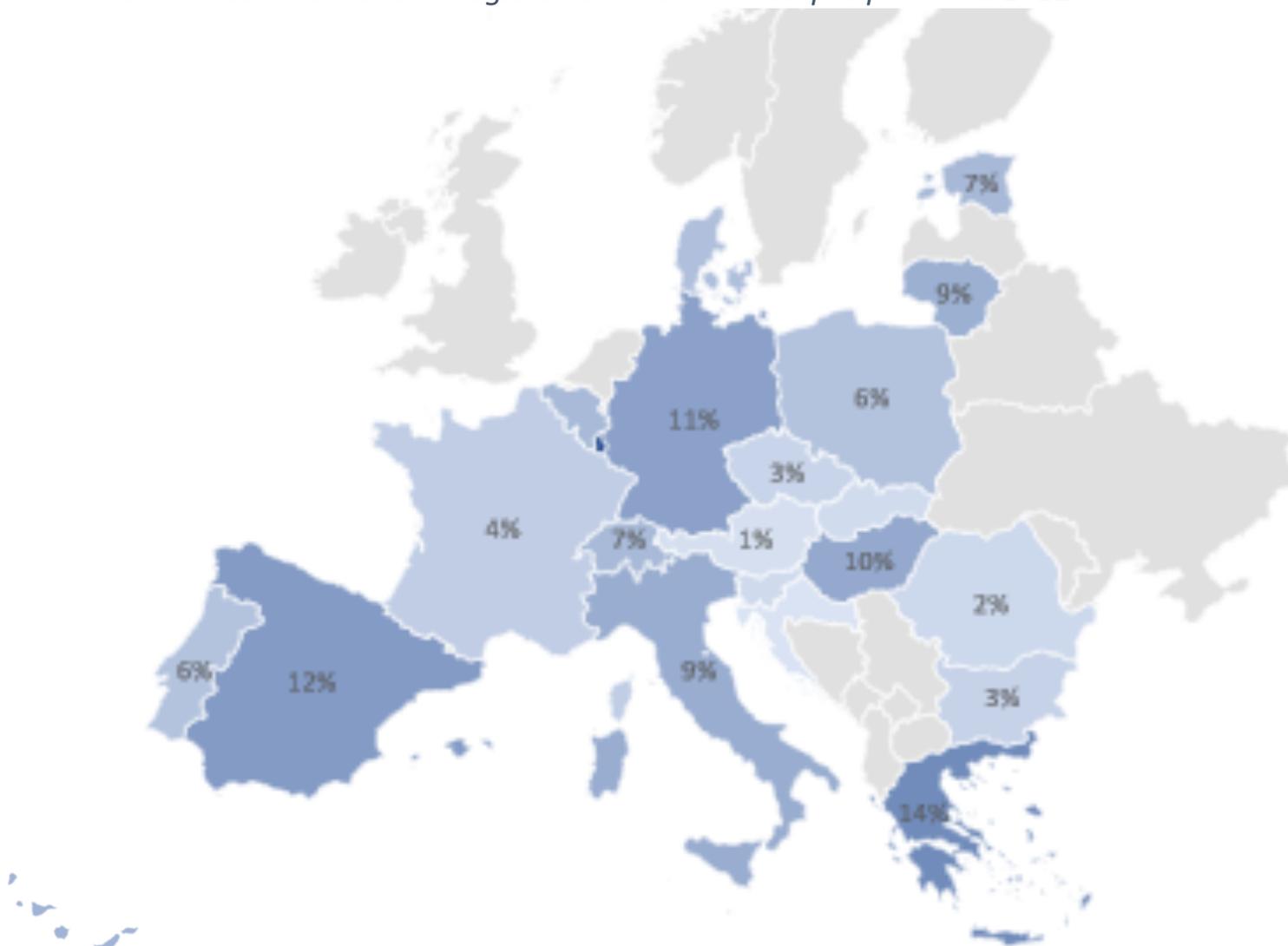


Fuente: Informe de energías renovables 2022. Red Eléctrica de España

En cuanto a la contribución de esta fuente respecto al total de la generación, en primer lugar, esta Luxemburgo con el 22,8 % de su producción procedente del sol, estando España en el tercer lugar con un 12%, tras Grecia con un 14% y precediendo a Alemania. Si nos fijamos en los GWh generados, España se sitúa en

segundo lugar, tras Alemania, estando en los primeros puestos los países mediterráneos. Finalmente, y entre los países con menor generación fotovoltaica destacan Eslovenia, Eslovaquia, Austria, Croacia y Holanda. En dichos países la contribución de la tecnología fotovoltaica en el mix energético se sitúa por debajo del 2%. ■

Contribución de la tecnología en el total nacional por países en 2022



Fuente: Informe de energías renovables 2022. Red Eléctrica de España

AUTOCONSUMO

Introducción y marco normativo

Hablar de autoconsumo ya no es hablar de pasado, sino de presente y de expectativas. Atrás queda el tiempo en el que continuamente surgían conceptos y mensajes tales como “impuesto al sol”, sanciones desproporcionadas o se aprobaban medidas que frenaban el despliegue de la tecnología. La realidad actual es que el autoconsumo es imparable y hasta los agentes que en su día lo demonizaron y le pusieron palos en las ruedas para evitar su desarrollo, no han tenido más remedio que sumarse a la marea y ofrecer a sus clientes este tipo de soluciones.

El desarrollo, como pasa en cualquier sector regulado, ha venido acompañado de una normativa propicia. El desarrollo de cualquier vector económico precisa de un marco regulatorio claro, amplio, que permita la competencia entre los distintos actores y que defina el rol de cada uno de estos dentro del mercado. Así, a nivel legislativo, el desarrollo del autoconsumo ha sido posible gracias al entorno normativo existente. Las *Leyes y Reales Decretos* que han servido de base son:

- o *RD1955/2000 y RD1699/2011*: 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..

- o *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.

La primera normativa exclusiva que reguló el autoconsumo fotovoltaico fue el *RD 900/2015*, de 9 de octubre de 2015, por el que se regulan las condiciones técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo, y de producción con autoconsumo.

La norma estableció distintos requisitos generales en lo referente a la potencia contratada e instalada, los titulares de la instalación y del consumo, al vertido de excedentes y al régimen económico de la energía producida y consumida.

Asimismo, este *Real Decreto* es conocido por el denominado “impuesto al sol” que grababa con cargos por la potencia

instalada en el caso de contar con baterías y a la energía autoconsumida, exceptuando las instalaciones con una potencia igual o inferior a 10kW y las ubicadas en las islas Canarias, Ceuta y Melilla.

Tras varios años de reivindicaciones a la administración por parte de los profesionales del sector y por potenciales consumidores, el gobierno aprobó el *RDL 15/2018*, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Una de las principales características de la norma fue la eliminación de los cargos por potencia instalada y energía autoconsumida. Otras de las novedades recogidas en *Real Decreto Ley* fueron:

- o Reconoce el derecho al autoconsumo compartido.
- o Introduce el principio de simplificación administrativa y técnica.
- o Reduce las sanciones por una mala práctica de este tipo de instalaciones
- o Recoge la posibilidad de compensar excedentes para las instalaciones con una potencia igual o inferior a 100 kWn.
- o Establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, como normativa de referencia para la realización de instalaciones sin vertido a red de hasta 100 kWn.

Este *Real Decreto Ley* fue desarrollado a través del *RD244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, que es el marco normativo vigente en la actualidad.

Tras la publicación de dicho *Real Decreto*, en 2020 se aprobó el *Real Decreto 1183/2020* de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que regula los permisos de acceso y conexión. Las características más relevantes, son las siguientes :

- Las distribuidoras deberán habilitar una plataforma online con información sobre sus redes y la capacidad disponible en cada nudo.
- Mantiene la moratoria para la solicitud de nuevos permisos de acceso hasta que las plataformas se encuentren operativas (desde el 1 de julio de 2021 ya no existe dicha moratoria).
- Nueva definición de potencia para fotovoltaica, que será la menor de la suma de los módulos y los inversores
- 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.
- Se establece un procedimiento abreviado de conexión para determinadas instalaciones.
- Se autorizan los permisos de acceso y conexión para instalaciones híbridas (al menos una debe incorporar renovables o sistemas de almacenamiento).
- Se permite la hibridación con instalaciones con derecho a régimen retributivo específico, sin que se pierda tal derecho, así como la hibridación de cogeneración.

Durante todo este periodo, en base a la experiencia adquirida, la falta de desarrollo normativo de ciertas tipologías de autoconsumo, o las trabas administrativas, la normativa ha experimentado notables cambios. En los siguientes apartados se desarrollan las novedades de estos últimos años y el resumen actualizado de la normativa.

Novedades regulatorias en 2021

Las primeras novedades del autoconsumo se dieron con la publicación del *Real Decreto-ley 19/2021* de 5 de octubre, del que cabe destacar que modifica 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).

Por otro lado, el 21 de diciembre se aprobó el *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 (el texto original del *Real Decreto 244/2019* limitaba esta posibilidad a baja tensión).

Finalmente cabe destacar la publicación de la orden *TED 1247/2021 por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autocon-*

sumo colectivo, el anexo I del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica 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 en base a 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.

Novedades regulatorias en 2022

La problemática situación energética derivó en una oleada normativa tendente a potenciar el autoconsumo, como solución a la espiral inflacionista de precios. En este sentido, la principal normativa aprobada para el desarrollo del autoconsumo fue la siguiente:

Real Decreto-ley 6/2022 aprobado el 31 de marzo de 2023, el cual estableció que, en aquellos nudos en los que se haya resuelto la celebración de un concurso de capacidad, el 10% se deberá liberar para instalaciones de autoconsumo. A través de esta medida se estimaba que se podrían instalar 7GW adicionales de autoconsumo.

El 1 de agosto se publicó el *Real Decreto-ley 14/2012*, que, principalmente protegía a los autoconsumidores de las compañías distribuidoras. Para ello, se instrumentaron las siguientes medidas:

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

El plazo para activar autoconsumos con excedentes por parte de comercializadoras y distribuidoras pasa a ser de 2 meses a contar desde el momento en que la distribuidora recibe la información para modificar el contrato de acceso. En caso de incumplimiento imputable a distribuidora o comercializadora, se deberá compensar al autoconsumidor con un descuento en la factura en concepto de “retardo de autoconsumo”.

Por su parte, el *Real Decreto-ley 18/2022*, de mediados de octubre, amplió las medidas al autoconsumo:

Exención de autorizaciones administrativas previa y de construcción para instalaciones de hasta 500kW.

Ampliación a 1.000 metros la distancia permitida en autoconsumo a través de red, siempre que se trate de cubierta fotovoltaica.

Se permite que, en Comunidades energéticas, esta actúe como representante de los miembros de esta.

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.

Finalmente, en diciembre se aprobó el *Real Decreto-ley 20/2022* que amplió has-

ta 2.000 metros el autoconsumo colectivo, permitiendo también que esta distancia se aplique a instalaciones en suelo industrial y/o sobre marquesinas.

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 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.

- * Para instalaciones de hasta 100kW conectadas a baja tensión el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.

Establece los equipos de medida a instalar:

- * De forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera.
- * 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.
- * 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.

Inscripción automática en el Registro de Autoconsumo para ciertos casos.

Estadísticas sectoriales. Potencia instalada

El autoconsumo fotovoltaico ha experimentado un importante crecimiento en los últimos años, gracias a las políticas de promoción y fomento de este tipo de generación, así

como al crecimiento exponencial del precio de la electricidad en España. El incremento de potencia instalada ha sido tal que, a día de hoy, la potencia acumulada se sitúa en niveles similares a los de otras tecnologías más asentadas en el panorama eléctrico nacional.

Son muchas las razones que explican este cambio de percepción por parte de la sociedad. Entre ellas, se destacan las siguientes:

En primer lugar, La aprobación del *Real Decreto 244/2019*, marcó un nuevo escenario para el desarrollo del autoconsumo y, posteriormente, las nuevas normativas, han propiciado que las principales barreras existentes para el desarrollo del autoconsumo se hayan minimizado.

En segundo lugar, está la percepción de la sociedad en su conjunto a los costes eléctricos. Los consumidores actuales están bien informados, y son muy sensibles ante los cambios sustanciales en el precio del mercado eléctrico. La posibilidad de cubrir su coste energético, no depender de la volatilidad del mercado diario de la electricidad, máxime en un escenario inaudito de continua escalada de precios de la electricidad, suponen un “plus” de motivación para poner en marcha una instalación de microgeneración.

En tercer lugar, está el precio y el retorno de las inversiones. Los sistemas de autoconsumo tienen unos costes muy ajustados, aunque actualmente se han incrementado como consecuencia de la crisis de materias primas y productos asiáticos, así como al exceso de demanda sobre oferta. Eso, junto con los sistemas de ayudas directas que ofrecen ciertos ayuntamientos (rebajas en el “Impuesto sobre Bienes Inmuebles, “Impuesto

sobre Actividades Económicas” o “Impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras”) y los precios actuales de la electricidad hace que, para un elevado número de autoconsumidores el periodo de retorno de las inversiones se llegue a situar por debajo de los 4 años. Teniendo en cuenta que las instalaciones tienen una vida útil superior a los 30 años, la rentabilidad de las inversiones se establece muy por encima de lo que ofrece actualmente cualquier producto financiero.

Todas estas razones, así como otras de menor calibre, son las que explican la situación actual del autoconsumo y la evolución del parque de generación.

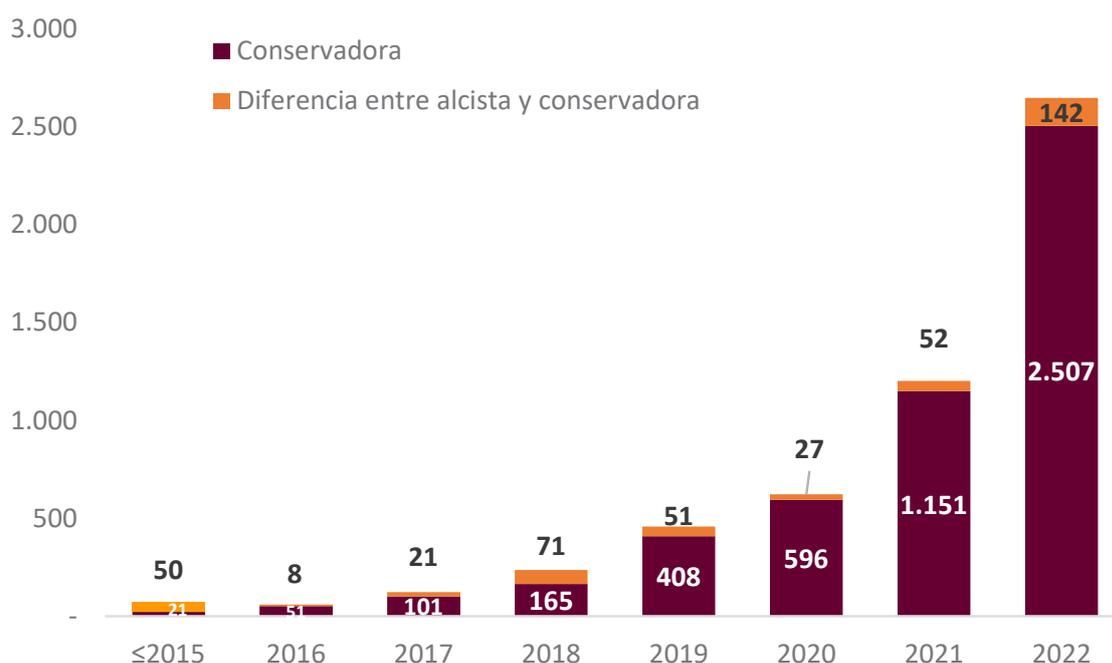
En lo que respecta a la potencia instalada, pese a todos los desarrollos normativos y el fomento a nivel estatal del autoconsumo, en la actualidad sigue sin haber datos públicos sobre las instalaciones puestas en marcha a nivel estatal y autonómico. La propia administración incumple la normativa (concretamente 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.

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

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

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

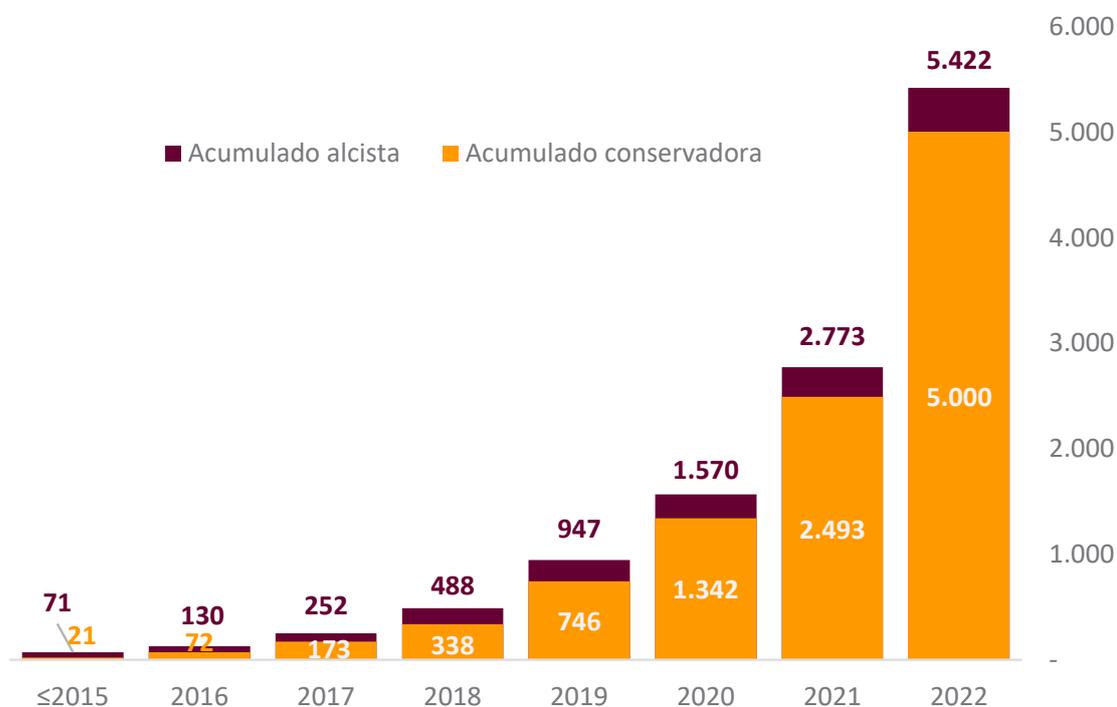
Estimación de potencia instalada anual bajo escenarios conservadores y alcistas (MW).



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

De forma acumulada la potencia instalada a 2021 sería la siguiente:

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

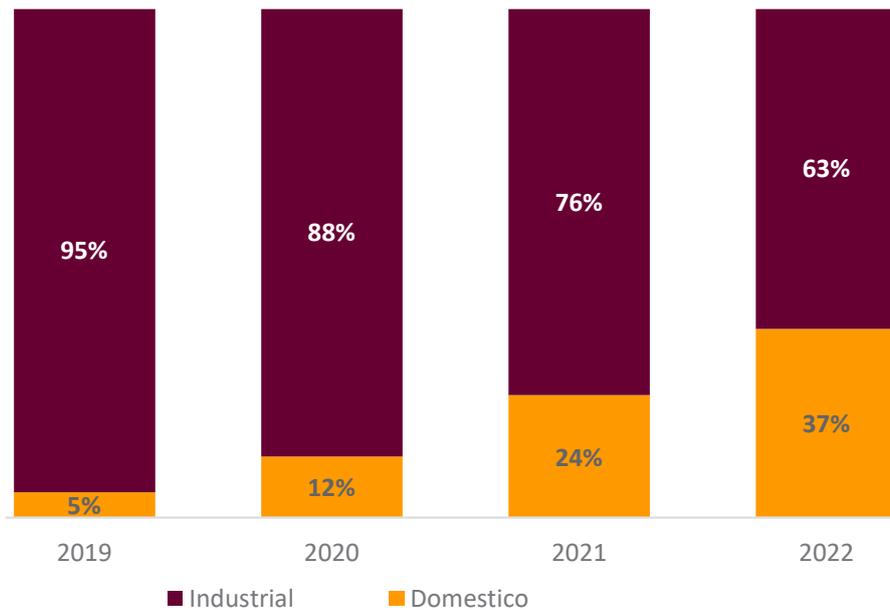


En lo que respecta a la tipología de clientes, conviene resaltar que la casuística de cliente industrial es muy amplia y abarca desde el nicho PYME, hasta la gran industria, pasando por todos los sectores económicos. Sin embargo, resulta muy complicado segregar entre las distintas subcategorías, por lo que a efectos prácticos la diferenciación se realiza entre cliente industrial y doméstico, como grandes sectores del autoconsumo.

En este sentido, según los datos internos del sector aproximadamente el 63% de la potencia instalada en 2022 se corresponde con instalaciones industriales (76% en 2021). Asimismo, llama poderosamente la atención la evolución del consumo doméstico.

Cuando se aprobó el *Real Decreto 244/2019* la tendencia de instalaciones de autoconsumo doméstico apenas representaba el 5% del total de potencia instalada. En 2022 las instalaciones domésticas han supuesto el 36% del total instalado (24% en 2021). Es decir, en términos absolutos, se ha pasado de menos de 25MW instalados en 2019 a, prácticamente, 980 MW en 2022, o lo que es lo mismo más de 200.000 instalaciones si utilizamos una media de potencia de 5kW. Todo ello se ha debido a la combinación de las ayudas al autoconsumo y el elevado precio del mercado eléctrico que ha hecho que el periodo de retorno de las instalaciones prácticamente se redujese a una quinta parte.

Reparto de la potencia instalada por tipo de cliente (%).

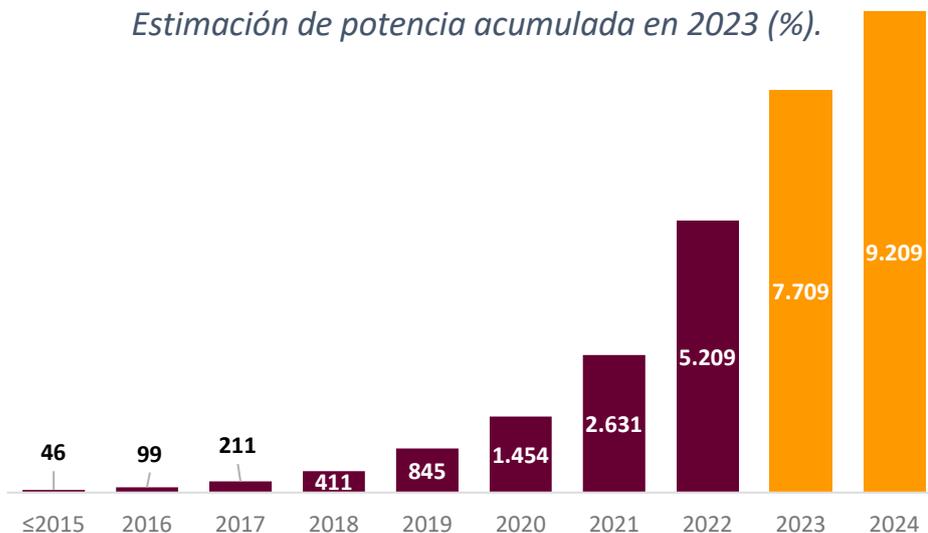


Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, los datos del autoconsumo son espectaculares y en términos agregados, la potencia total instalada hasta la fecha comienza a ser relevante, puesto que supone casi un 4,7% del total del parque de generación en España. Además, las previsiones para los próximos años mantienen la senda actual. Según las previsiones del sector la potencia instalada en el año 2023 terminará situándose en el entorno de los 2,5GW. Para el ejercicio

2024 la tendencia apunta a una corrección de la potencia hasta el 1,4GW. De hecho, de cumplirse dichas expectativas, a finales de 2023 la potencia acumulada podría superar los 7,5GW de potencia y los 9GW en 2024. O lo que es lo mismo, alcanzar los objetivos conservadores del PNIEC. Dicho de otra forma, el autoconsumo como tecnología propia ya superaría a otras tecnologías más asentadas como la biomasa o la solar termoeléctrica.

Estimación de potencia acumulada en 2023 (%).



Fuente: Elaboración propia

Hoja de Ruta del Autoconsumo. La previsión oficial para 2030.

Mirando hacia el futuro, cabe destacar que en diciembre de 2021 se aprobó la “Hoja de Ruta del Autoconsumo” documento realizado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y revisado por el IDAE. Dicho documento tiene como objeto abordar y mejorar las ineficiencias detectadas en el autoconsumo, dado que a lo largo de los últimos años se han detectado algunas ineficiencias que han impedido una masiva implantación del autoconsumo y su diseminación a todos los sectores de la población.

Los objetivos perseguidos el Ministerio y expresados en este documento son los siguientes: (i) establecer el potencial de penetración del autoconsumo por tipo de consumidor; (ii) establecer las líneas de actuación para su promoción; (iii) Desarrollar instrumentos para promover su uso compartido; (vi) Desarrollo del autoconsumo como palanca para la generación rápida de actividad y empleo.

Para poder cumplir los objetivos anteriores, se deberán tomar una serie de medidas que se detallan en la siguiente infografía.

Medidas de la hoja de ruta del autoconsumo



Fuente: MITECO. Hoja de Ruta del autoconsumo

Todo ello, persigue que en los próximos años el número de instalaciones de autoconsumo puestas en marcha se incrementen sustancialmente hasta alcanzar dos escenarios posibles: (i) escenario objetivo y (ii) escenario de alta penetración. En la siguiente tabla se muestran los escenarios propuestos por el Ministerio:

Escenarios de penetración del autoconsumo perseguidos por el MITECO

2030		
Tipo de consumidor (GW)	Escenario OBJETIVO	Escenario ALTA PENETRACIÓN
Comercial	5,8	7,7
Residencial plurifamiliar	1,9	3,8
Residencial unifamiliar	0,1	0,9
Industrial	1,1	1,6
TOTAL NACIONAL¹⁶	9	14

Fuente: MITECO. Hoja de Ruta del autoconsumo

A priori, dichos objetivos podrían parecer ambiciosos y de complicado cumplimiento. Sin embargo, tal y como hemos comentado antes, solo para los años 2023 y 2024 está prevista la puesta en marcha de, al menos, 3,5GW de potencia de autoconsumo. Es decir que, de mantenerse este ritmo de instalación, antes de 2025 (cinco años antes de lo previsto) se podría haber ejecutado toda la potencia prevista en la Hoja de Ruta del Autoconsumo.

Además, los números anteriores pueden verse notablemente sobrepasados si se produce el despliegue real del autoconsumo colectivo. En este sentido, se debe tener en cuenta que en nuestro país un porcentaje superior al 70% de la población reside en edificios de viviendas. Además, según datos del Instituto Nacional de Estadísticas, en España hay más de 18 millones de viviendas principales. Teniendo en cuenta las estadísticas poblacionales anteriores, el parque estatal de edificios de viviendas se sitúa por encima de 10 millones. Así, solo con poner instalaciones de autoconsumo en un 20% de dichos edificios, y teniendo en cuenta que la potencia media de los colectivos se sitúa entre 30-50kWp, la potencia acumulada en comunidades de propietarios podría situarse en una horquilla de entre 6-12GW. O lo que es lo mismo, los autoconsumos colectivos en comunidades de propietarios podrían cumplir por sí mismos la totalidad de la hoja de ruta del autoconsumo.



En lo que respecta a los principales nichos de desarrollo del autoconsumo, desarrollados en el apartado siguiente, su evolución depende de varios factores, tales como el tipo de tarifa al que está sujeto el consumidor, la actividad empresarial y los hábitos de consumo.

En términos generales, son los pequeños clientes industriales y las pymes los mayores beneficiarios del autoconsumo, ya que presentan una serie de características que permiten reducir los plazos de amortización de las instalaciones. No obstante, las grandes industrias, el sector agrario, las administraciones públicas o los inmuebles residenciales de todo tipo, también se ven favorecidos por el autoconsumo fotovoltaico, ya que, como se comentaba anteriormente, su larga vida útil repercute en una elevada rentabilidad total y una mayor independencia de la volatilidad de los precios futuros, aunque el periodo de retorno sea un poco mayor en algunos proyectos.

Guía de tramitación de instalaciones de autoconsumo

A raíz de la aprobación del *Real Decreto 244/2019*, surge la necesidad de elaborar una guía específica para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en autoconsumo tanto individuales como colectivas.

En este sentido, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) publicó 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 clarificar los procedimientos administrativos ante las administraciones públicas y las empresas distribuidoras en cada una de las modalidades de autoconsumo descritas en el *Real Decreto 244/2019*. Está dirigida al público en general, pero más específicamente a las empresas instaladoras de sistemas de autoconsumo.

En primera instancia, 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.

Todas estas tipologías y diferencias entre las modalidades de autoconsumo y los actores en cada combinación de tipología son recogidos por el IDAE en un cuadro resumen.

Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
		SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción $\leq 100\text{kW}$. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo PROPIETARIO Puede ser diferente
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo $< 500\text{ m}$. Misma referencia catastral (14dígitos).	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente

Fuente: Guía IDAE.

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 serán de aplicación 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 potencia menor o igual a 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 producción no superior a 100 kW quedan excluidas de esta autorización. Para instalaciones con potencia superior a 100 KW es potestad de la comunidad autónoma su solicitud y autorización.

Licencia de obras: La normativa municipal determinará el tipo de licencia que es necesario solicitar en cada municipio. Las tramitaciones urbanísticas más comunes son; comunicación previa, declaración responsable y licencia de obra menor.

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 (OCA). Por norma general las instalaciones con potencia superior a 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 competen-

cia 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 potencia superior a 100 KW siempre y cuando la Comunidad Autónoma lo requiera.

Inscripción en el registro de autoconsumo: Solo lo realizarán las instalaciones con potencia superior a 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 potencia inferior o igual a 15 kW ubicadas en suelo urbanizado están exentas de solicitud. El resto de las instalaciones deberán solicitar a la empresa distribuidora un permiso de conexión y por norma general constituir una garantía de 10 €/kW. Los sistemas que se ubiquen en suelo no urbanizable independientemente de la potencia instalada deberán solicitar permiso de acceso y conexión y constituir una garantía o aval cuando la potencia sea superior a 100 kW.

Autorización ambiental y de utilidad pública: Con carácter general, las instalaciones en autoconsumo con excedente y con potencia menor o igual a 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 con potencia menor o igual a 100 KW conecta-

das en Baja Tensión (BT) están exentas de autorización previa, de construcción y aprobación de proyecto. El resto de las instalaciones deberán solicitar las autorizaciones y aprobación de proyecto.

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 potencia inferior o igual a 25 kW no precisan de una inspección inicial. Las potencias superiores a las indicadas, si precisarán 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: Depen-

derá 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 potencia es inferior o igual a 100 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 comunidad autónoma para instalaciones inferiores e iguales a 50 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 de autoconsumo.

Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares: Solo las instalaciones que no sean instalaciones próximas a red, con una potencia inferior a 100 kW y que la energía consumida sea inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación, necesitaran 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 potencia superior a 100 kW y todas las potencias conectadas en AT 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. Este trámite ha de llevarse a cabo por las administraciones.

Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica (RAIPRE): Las instalaciones con excedentes con potencia igual o inferior a 100 KW no precisan de la inscripción en RAIPRE, será la Dirección General de Política Energética y minas del Ministerio quien realice la inscripción. Sin embargo, los sistemas con potencia superior a 100 KW de-

berán solicitar la inscripción en este registro.

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 aspectos de índole urbanística, ambiental, administrativos y fiscales entre otros.

La mayoría de las Comunidades Autónomas que integran el estado español 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.

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

Fuente: Elaboración propia.

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

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

³ De entre los 110 municipios consultados.

⁴ Probabilidad basada en los 110 municipios consultados.

La bonificación del ICIO, la más frecuente, llega a cubrir en muchas ocasiones la práctica totalidad de la cuantía del impuesto, 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). En el supuesto de que este periodo no se especifique, se entiende que el propietario del inmueble podrá acogerse a ella año tras año, mientras la instalación siga reuniendo los requisitos solicitados y la bonificación continúe estando presente

en las ordenanzas fiscales del municipio.

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-.

Además de a través de estos impuestos, la promoción de la fotovoltaica para autoconsumo se canaliza en algunos municipios por medio de bonificaciones en el Impuesto sobre Actividades Económicas, dirigidas, por tanto, al segmento empresarial. Este es el caso de Guadalajara, por ejemplo, con una intensidad de la deducción del 50%.. ■

El futuro renovable en tus manos



**ASISTENCIA
JURÍDICA**



**ASISTENCIA
TÉCNICA**



**ASISTENCIA
FISCAL**



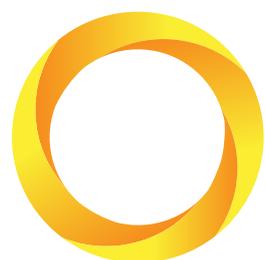
**DESCUENTOS EN
PROVEEDORES**



**INFORMACIÓN
SECTORIAL**



**JORNADAS
SECTORIALES**



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

C/ Agustín de Betancourt, 17 - 8º. 28003 Madrid - Tel. 91 133 68 77 - www.anpier.org

LAS COMUNIDADES CIUDADANAS DE ENERGÍA

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 de 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.

Introducción y marco normativo actual

En todo caso, aunque como se verá a lo largo de este capítulo está en fase de desarrollo una reglamentación estatal, 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. Art. 16: "Comunidad ciudadana de energía":

Los Estados miembros ofrecerán un marco jurídico favorable para las comunidades ciudadanas de energías 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 clientes domésticos o clientes activos;*
- d) 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;*
- e) 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 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.*

- Directiva UE 2018 / 2001, fomento uso de energía procedente de fuentes renovables, Art. 22: “Comunidad de energías renovables”:
1. 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.
 2. Los Estados miembros garantizarán que las comunidades de energías renovables tengan 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 condi-
- ción 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;
- c) Acceder a todos los mercados de la energía adecuados tanto directamente como mediante agregación de manera no discriminatoria. [...]
4. 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:
 - 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, [...], garantizando que contribuyen, de forma adecuada, justa y equilibrada, al reparto del coste global del sistema de acuerdo con un análisis;
- e) 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 añadiendo 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.

Propuesta 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. No obstante, en la actualidad se está trabajando en un marco normativo que dé cobertura legal a las comunidades energéticas. En este sentido, el pasado 20 de abril de 2023, se publicó en el portal de participación pública del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el “Proyecto de real decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía”. Este proyecto define las distintas figuras jurídicas de las Comunidades de Energías Renovables y las Comunidades Ciudadanas de Energía, así como sus derechos y obligaciones. De forma resumida se procede a describir el principal contenido de esta propuesta normativa.

· Principales aspectos

Comunidades de energías renovables (CER): Se definen como entidades jurídicas basadas en la participación abierta de sus miembros, que deben estar situados próximos a los proyectos renovables (propiedad de la CER) y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios económicos o sociales a los miembros, en lugar de las ganancias financieras.

Comunidades ciudadanas de energía (CCE): Se definen como entidades jurídicas basadas en la participación abierta de sus miembros y controladas por estos, cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios económicos o sociales a los miembros, en lugar de las ganancias financieras.

Principales características

	CER	CCE
1. Forma jurídica	Permitidas las que tengan personalidad jurídica propia. Los estatutos dependen de la forma jurídica y el objeto social debe ser acorde a la definición de CER/CCE	
2. ¿Quiénes pueden ser miembros o socios?		
Persona física	Si	Si
Microempresa	Si	Si
Pequeña empresa	Si	Si
Mediana empresa	Si	No
Autoridades locales (incluido municipio)	Si	Si
3. ¿Es necesario un proyecto de energías renovables	Si	Opcional
4. ¿la actividad debe estar vinculada al sector eléctrico?	Opcional	Obligatoria
5. ¿los socios deben tener control efectivo de la CER/CCE?	Opcional	Si
6. ¿Qué requisitos deben cumplir?		
Miembros o socios	Al menos 5	
Participación abierta	Si	
Pertenencia libre y voluntaria	Si	
Autonomía (incumplimiento)	1 socio tenga el 51% de los votos o posición de dominio 1 socio pueda nombrar o destituir al órgano de administración	
Proximidad	Si	No aplica
Control por parte de los miembros	No especificado	Controlada por personas físicas, pequeñas empresas o autoridades locales

Fuente: Elaboración propia

Comunidad de Energías Renovables (CER)

Concepto y forma jurídica

“Una comunidad de energías renovables es una entidad jurídica basada en la participación abierta y voluntaria, autónoma y efectivamente controlada por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dicha entidad jurídica y que esta haya 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”.

Nota importante derivada de la redacción: (i) el propietario de la instalación renovable debe ser la CER; (ii) debe haber un proyecto renovable y debe ser propio -no se permite la adquisición de uno ya ejecutado-; (iii) los socios deben estar próximos a la CER y (iv) se permite la participación de micropymes, pequeñas y medianas empresas.

Se permite cualquier forma jurídica del ordenamiento, siempre y cuando esta disponga de personalidad jurídica propia.

Los estatutos deben cumplir con lo que establezca la normativa respecto de la forma jurídica adoptada. El Objeto social debe ser acorde a la definición de CER. Las CER deberán firmar y presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas una declaración responsable sobre el cumplimiento de los derechos, obligaciones, estatutos, requisitos, etc. En la web de la Dirección General de Política Energética y Minas se publicará el modelo.

Requisitos de las CER

Deben estar constituidas por, al menos, 5 socios o miembros. Participación abierta: Puede participar cualquier persona física/jurídica que cumpla con los estatutos -no pueden ser discriminatorios-.

Pertenencia libre y voluntaria, pudiendo abandonarse en cada momento, pero atendiendo a lo que establecen los estatutos y la normativa.

Autonomía: Se entiende que NO se cumple este requisito cuando 1 socio: (i) tenga más del 51% de los votos o exista

posición de dominio de ciertos socios; o (ii) pueda nombrar o destituir a la mayoría de los miembros del órgano de administración.

Proximidad de los socios respecto del proyecto. Podrán ser socios las personas que sean propietarias de bienes inmuebles o tengan su residencia habitual o sean titulares del punto de suministro donde se desarrolla el proyecto. Dependiendo del tamaño del municipio se considera próximo lo siguiente:

Hab. ≤ 5.000 : Los titulares pueden estar en municipios directamente colindantes con este, cuando este no sea superior a 50.000 habitantes, y la suma del municipio del proyecto y del del titular tampoco sea superior a 50.000 habitantes.

$5001 < \text{hab.} \leq 50.000$: Los titulares deben estar en el municipio del proyecto.

Hab. > 50.000 : Los titulares deben estar en un radio de 5km del emplazamiento del primer proyecto finalizado de la CER.

No se permite la fragmentación artificial de los pro-

yectos para “saltar” los criterios anteriores. Tampoco se permite que estos se hagan en diversos municipios, debiendo constituirse, en ese caso, comunidades independientes.

Derechos y obligaciones

Producir, consumir, compartir, vender y almacenar energía renovable.

Actuar como representantes de los consumidores en autoconsumos colectivos.

Acceder a los mercados energéticos de forma directa o agregada.

Los socios podrán tener derecho de uso o explotación sobre los activos energéticos de los socios que estos hayan cedido, vendido o aportado a la CER.

La participación será accesible a todos los consumidores -incluidos vulnerables-.

Derecho a trato equitativo y a participar en decisiones.

Los socios podrán abandonar libremente la CER, respetando lo establecido en los estatutos y con los derechos que ahí se establezcan -por ejemplo, devolución de aportaciones en las inversiones realizadas-.

Comunidad ciudadana de energía (CCE)

Concepto y forma jurídica:

“Una comunidad ciudadana de energía es una entidad jurídica basada 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”

Nota importante derivada de la redacción: (i) no se permite la participación de medianas empresas; (ii) los socios deben tener el control. En resumen, no hace falta un proyecto renovable, la CCE puede ser un agregador de demanda, comercializadora, etc.

Se permite cualquier forma jurídica del ordenamiento, siempre y cuando esta disponga de personalidad jurídica propia.

Los estatutos deben cumplir con lo que establezca la normativa respecto de la forma jurídica adoptada. El objeto social debe ser acorde a la definición de CCE. El ámbito de actuación se circuns-

cribirá exclusivamente al sector eléctrico.

Requisitos de las CCE

Deben estar constituidas por, al menos, 5 socios.

Participación abierta: Puede participar cualquier persona física/jurídica que cumpla con los estatutos -no pueden ser discriminatorios-.

Pertenencia libre y voluntaria, pudiendo abandonarse en cada momento, pero atendiendo a lo que establecen los estatutos y la normativa.

Autonomía: Se entiende que NO se cumple este requisito cuando: (i) Un socio tenga más del 51% de los votos o exista posición de dominio de ciertos socios; (ii) 1 socio pueda nombrar o destituir a la mayoría de los miembros del órgano de administración.

Control efectivo por parte de personas físicas, pequeñas empresas o autoridades locales. Esto NO ocurre cuando los socios o miembros que no sean personas físicas, pequeñas empresas o autoridades locales: (i) tienen más del 51% de los votos o exista posición de dominio en estos casos o (ii) pueden nombrar o desti-

tuir a la mayoría de los miembros del órgano de administración.

Derechos y obligaciones

Acceso a los mercados de producción de energía.

Podrán ejercer la actividad de comercialización en las mismas condiciones que las comercializadoras.

Actuar como representantes de los consumidores en autoconsumo colectivo.

La participación será accesible a todos los consumidores. En el caso de empresas, la CCE no puede significar su actividad principal.

Mantener sus derechos y obligaciones como consumidores finales.

Los consumidores de la CCE podrán hacer autoconsumo individual o colectivo y la CCE actuar como representante.

Derecho a trato equitativo y a participar en decisiones.

Podrán abandonar libremente la CER, respetando lo establecido en los estatutos y con los derechos que ahí se establezcan -por ejemplo, devolución de aportaciones en las inversiones realizadas.

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 este presupuesto se vertebra en tres convocatorias destinadas al fomento de tres fases necesarias en la constitución y ejecución de la Comunidad Energética:

CE-Aprende: pensado para la divulgación de las características de estos proyectos y sus beneficios económicos y sociales. En esta línea se subvencionarán gastos asociados a la dinamización, promoción y publicidad de la comunidad entre los futuros socios o miembros.

CE-Planifica: cuyo objetivo es aliviar los gastos asociados al planteamiento y constitución de la comunidad energética como entidad. En este programa se contemplan los gastos de los estudios y modelos de contrato, así como la asistencia técnica especializada y el asesoramiento jurídico.

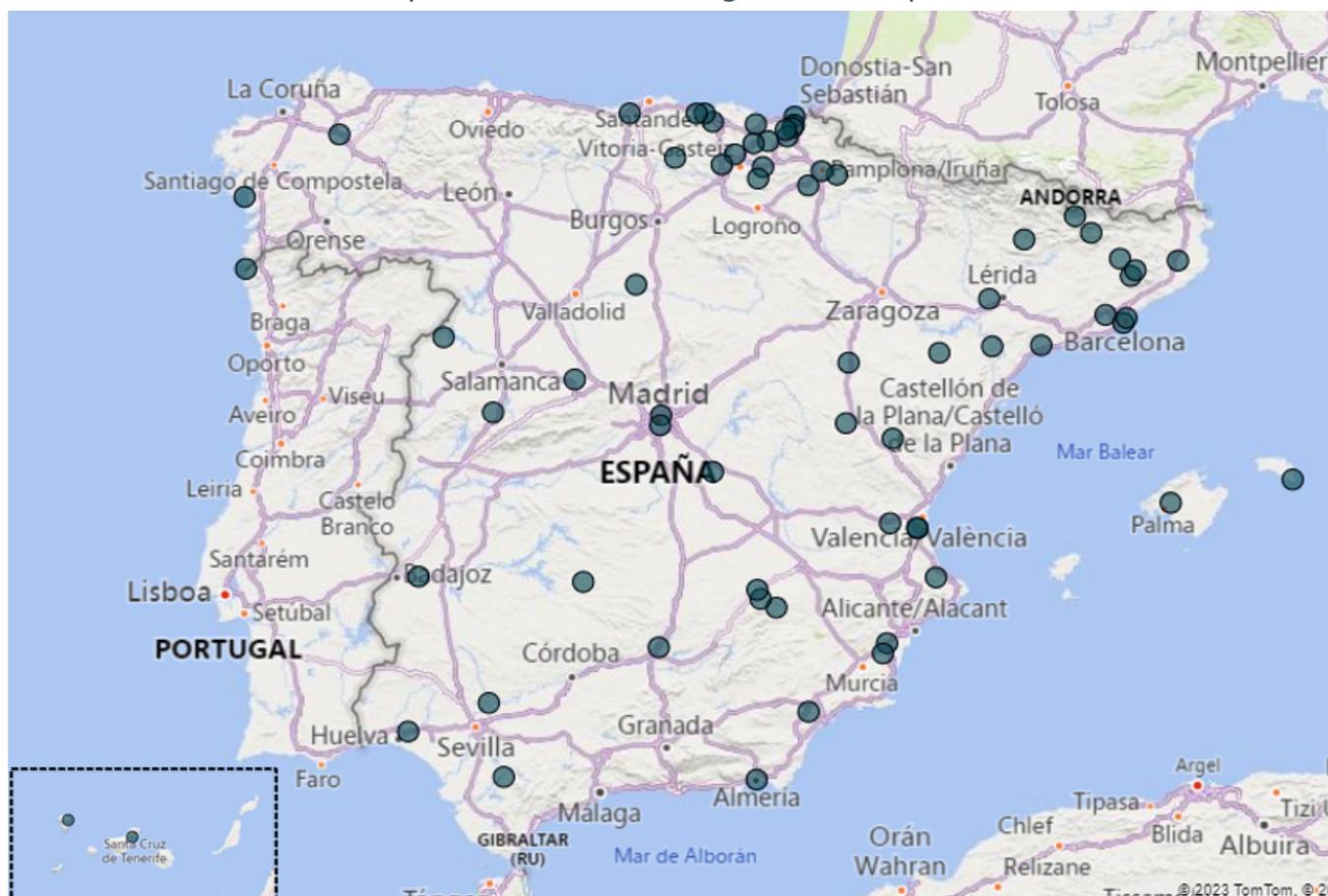
CE-Implementa: orientado a la subvención de proyectos integrales en el ámbito de la energía renovable eléctrica y térmica, la eficiencia energética o la movilidad eléctrica.

El IDAE ya ha publicado cuatro convocatorias del programa CE IMPLEMENTA

para apoyar proyectos piloto singulares de comunidades energéticas. En las dos primeras, ya resueltas, se han otorgado ayudas por valor de 40 millones de euros a 73 comunidades energéticas, que han movilizado más de 90 millones de euros de inversión y a más de 95.000 socios. Las dos últimas, con otros 40 millones de euros en ayudas, no están resueltas a la fecha de este informe.

Paralelamente, el IDAE tiene publicado en su página web la primera fase del mapa de comunidades energéticas, en el que se muestra información relevante acerca de los 73 proyectos de comunidades energéticas seleccionados en las dos primeras convocatorias del programa CE Implementa.

Mapa comunidades energéticas en España



Fuente: IDAE, "Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía"

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 prove-

chamiento 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 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 figu-

ra, 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 entes locales.

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

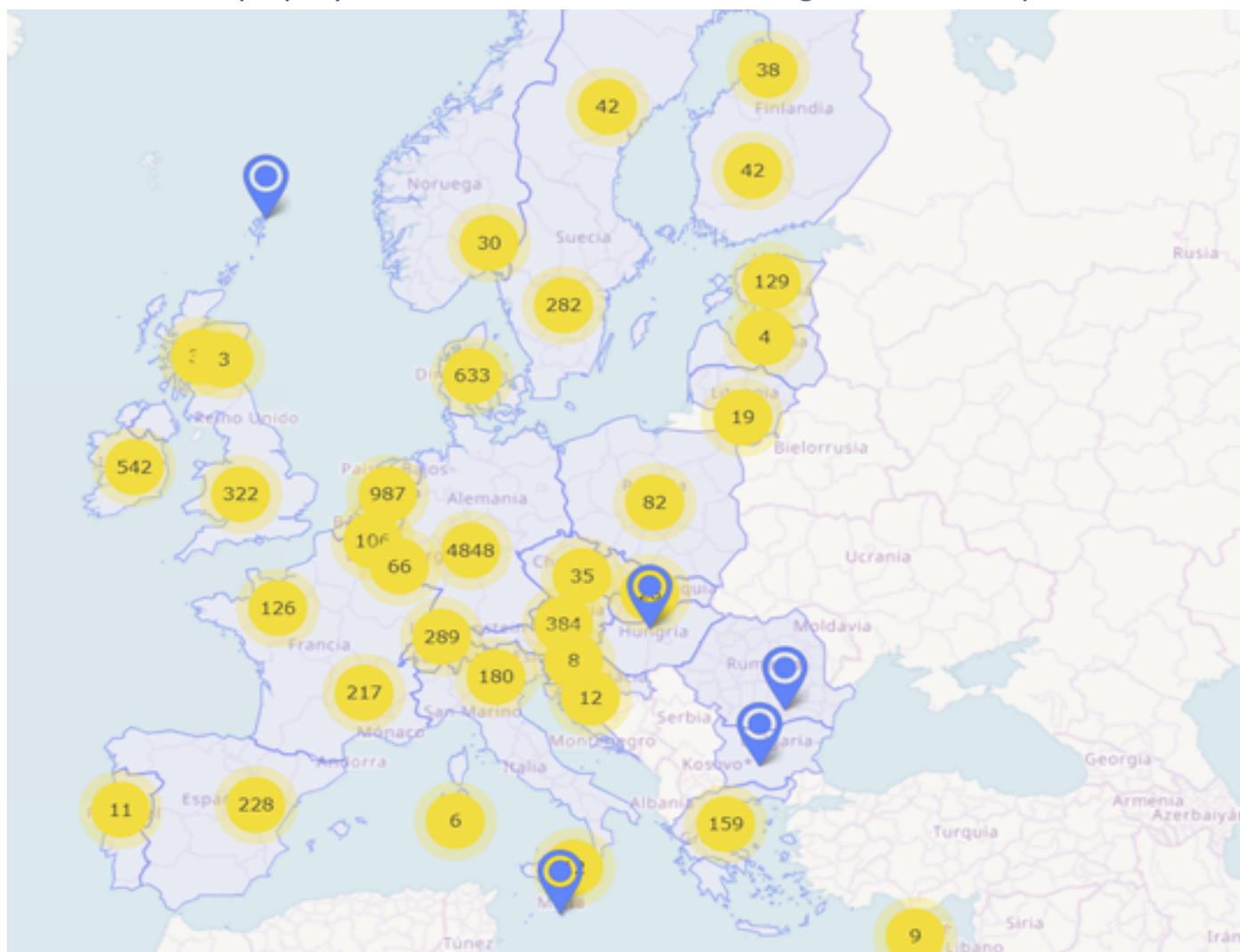
‘Freiburg’ en Alemania, una ciudad que cuenta con una instalación de 445 kW de energía fotovoltaica, lo que supone una producción cuatro veces superior a la energía que los vecinos de la ciudad usan en un año. ‘Schoonschip’ en Países Bajos, una comunidad de casas flotantes ubicada en Ámsterdam que conforma 46 viviendas con 46 instalaciones fo-

tovoltaicas, 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 esta-

ción de energía solar de 37,24 kWp en el techo de Elmore House en Loughborough Estate en Brixton, Londres.

En este último año, el Repositorio de Comunidades Energéticas de la Comisión Europea ha lanzado un mapa interactivo de comunidades energéticas que hay en Europa. ■

Mapa proyectos de las comunidades energéticas en Europa



Fuente: Energy Communities Repository





Contribución económica y social de las pequeñas instalaciones fotovoltaicas en España



Informe elaborado para:





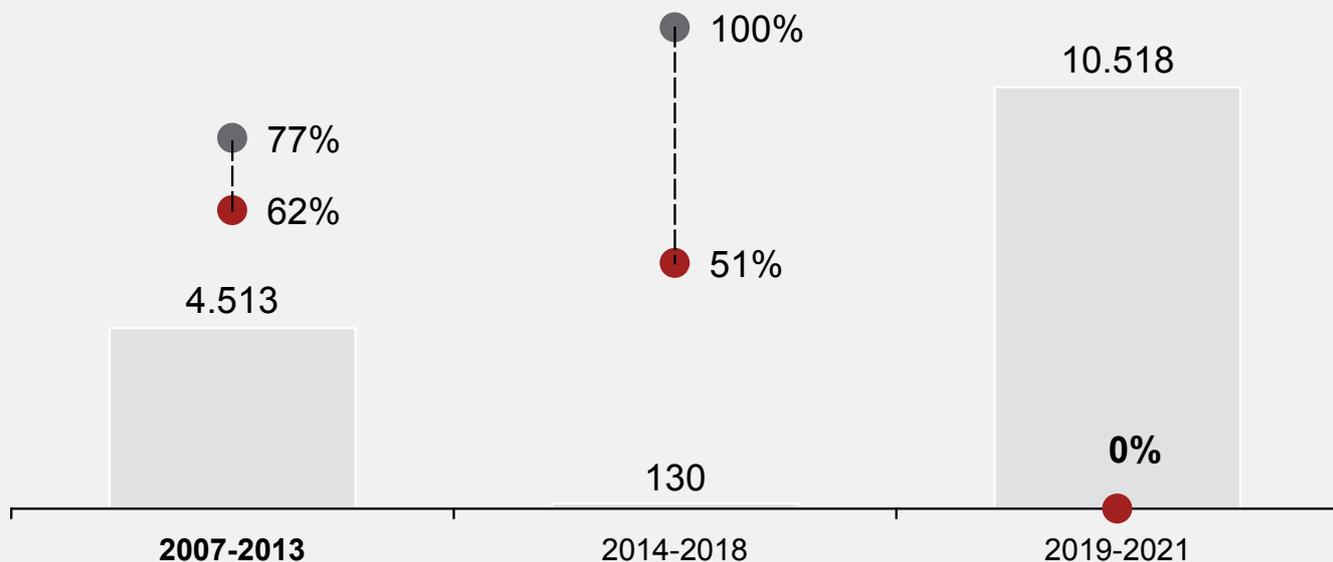
RESUMEN EJECUTIVO

LOS PIONEROS DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Casi un **30%** de la potencia fotovoltaica instalada actual se materializó antes de 2013 con una participación mayoritaria de los pequeños productores. Pese a la pérdida de presencia de estos en las nuevas subastas de energía renovable, las instalaciones de menos de 100 kW representan aún hoy día el **21%** de toda la potencia instalada.

Potencia instalada fotovoltaica por periodo temporal 2007-2021

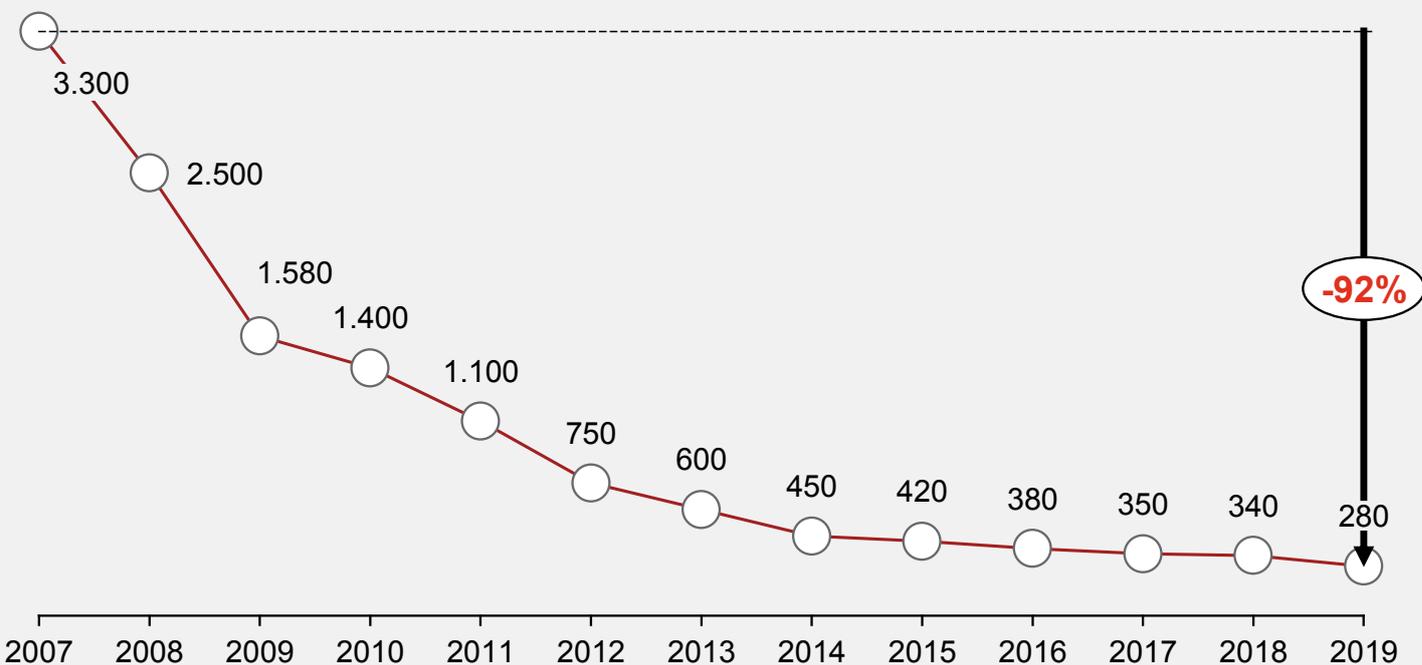
- % de instalaciones menores o iguales a 3 MW
- % de instalaciones menores o iguales a 100 kW
- Potencia instalada (MW)



Los pequeños productores fueron los pioneros de la fotovoltaica en nuestro país hace 15 años, iniciando el desarrollo de la tecnología y asumiendo para ello unos costes de inversión más elevados que los actuales

Además, la **tecnología fotovoltaica ha reducido drásticamente su coste medio de inversión** en los últimos años. Para llegar a este nivel de madurez en la tecnología, **las primeras instalaciones tuvieron que asumir costes mucho más elevados.**

Evolución del coste de los paneles solares (€/kW)



RESUMEN EJECUTIVO

COMPARATIVA REGULATORIA

Italia recortó en 2014 los *FiT* garantizados a los productores fotovoltaicos, exceptuando aquellos con una potencia instalada ≤ 200 kW.



Grecia redujo retroactivamente las cuantías debidas a los productores para el año 2013, aunque estableció recortes menores para pequeñas plantas fotovoltaicas (≤ 100 kW).



Francia acordó para 2021 la reducción retroactiva de los *FiT* garantizados a las plantas que firmaron un *PPA* entre 2006 y 2010, exceptuando aquellas con una potencia ≤ 250 kW.



República Checa impuso tasas a los ingresos recibidos por las plantas fotovoltaicas, aunque éstas no fueron aplicadas a instalaciones con una capacidad instalada ≤ 30 kW.



Bulgaria realizó cambios en los modelos *FiT* a través de la imposición de tasas de conexión a la red, cuyo tipo impositivo dependía, entre otros, de la potencia instalada.



España ha recortado la retribución fijada en el RD 661/2007 a la tecnología fotovoltaica. Otros países hicieron ajustes en las retribuciones; pero no con carácter retroactivo ni, en tal caso, en la misma magnitud, estableciendo siempre excepción para los pequeños productores



El caso español

■ Cambios retroactivos ■ Cambios no retroactivos

RD 14/2010: Limitación a las horas equivalentes para plantas solares acogidas al RD 661/2007

RD 1544/2011: Peaje de acceso a las redes para todos los productores de energía de 0,5 €/MWh

Ley 15/2012: Impuesto sobre el Valor de Producción de la Energía Eléctrica del 7% sobre el total de ingresos de cualquier planta de producción, independientemente de la tecnología

RD 9/2013: Cambio retroactivo en los regímenes retributivos garantizados a las renovables para todas las plantas

Nueva Ley del Sector Eléctrico y RD 413/2014: Nuevo esquema retributivo de las renovables que pretende garantizar una rentabilidad razonable para distintas “plantas tipo”

RESUMEN EJECUTIVO

IMPACTO ECONÓMICO DE LOS PEQUEÑOS PRODUCTORES

Contribución directa (VAB, empleos y recaudación generados directamente por la operación de pequeñas plantas fotovoltaicas)

VAB

**982**

M€ VAB (2021)

Empleos

**2.370**

Empleos equivalentes a tiempo completo (2021)

Recaudación fiscal

**234**

M€ (2021)

Las pequeñas plantas fotovoltaicas – inferiores o iguales a 100 kW - contribuyeron con casi 2.200 millones de euros al PIB nacional durante el año 2021, lo que les permitió además mantener alrededor de 20.000 puestos de trabajo

Contribución total (incorpora los efectos generados en el resto de sectores económicos y por el aumento del consumo)

2.199
M€ VAB (2021)

22%

La **contribución total al PIB** de los pequeños productores equivale al **22%** de la aportación de todo el sector fotovoltaico español

20.015

Empleos equivalentes a tiempo completo (2021)

1/10

1 de cada 10 empleos directos del sector fotovoltaico en España están vinculados con los pequeños productores

534

M€ (2021)

14%

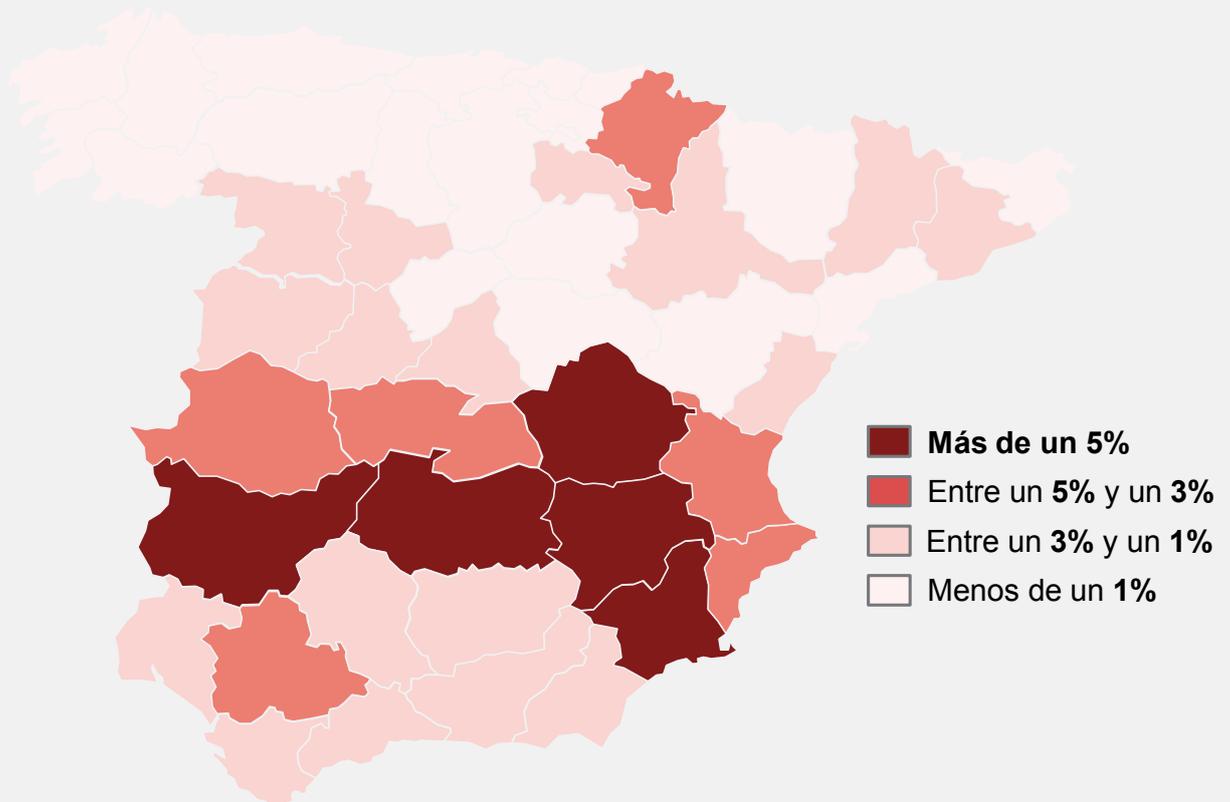
El **IVPEE** representa el **14%** de toda la **contribución fiscal** atribuible a los pequeños productores

RESUMEN EJECUTIVO

CONTRIBUCIÓN AL MUNDO RURAL DE LOS PEQUEÑOS PRODUCTORES

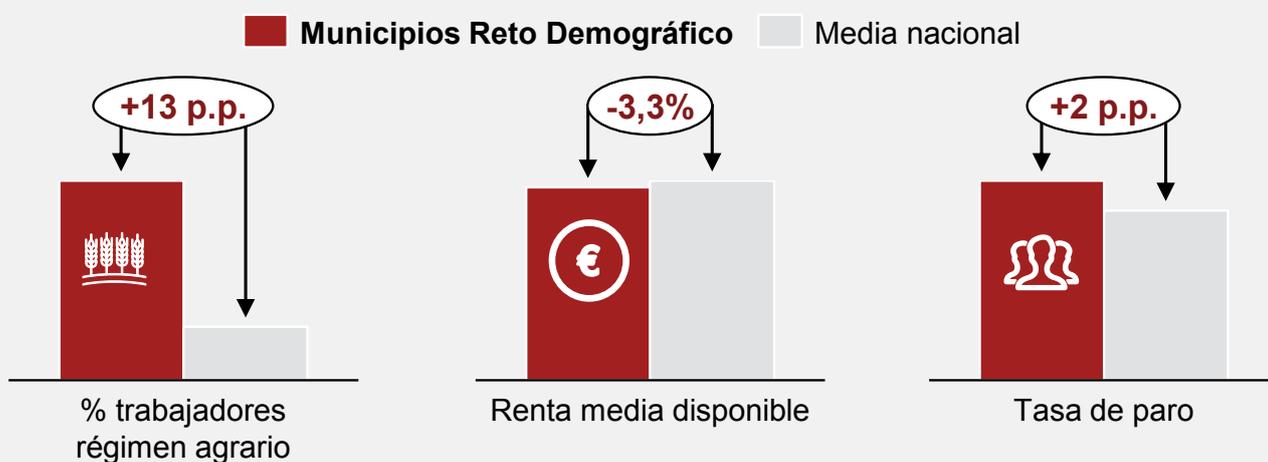
Las pequeñas plantas fotovoltaicas (≤ 100 kW) se reparten a lo largo de todo el territorio nacional, aunque buena parte de estas se concentran en las provincias de Albacete, Murcia, Cuenca, Ciudad Real o Badajoz.

Distribución de la potencia instalada de pequeñas plantas fotovoltaicas (% sobre total)



Estas instalaciones se reparten a lo largo del territorio nacional, concentrándose casi la mitad de la potencia instalada que representan en municipios del “Reto Demográfico”, caracterizados por una economía agraria, con menor renta y mayor desempleo

El Reto Demográfico en España



El **49%** de la capacidad instalada de todas las pequeñas plantas fotovoltaicas se localiza en municipios del Reto Demográfico, contribuyendo a la creación de empleo y a su desarrollo socioeconómico.

Contribución directa de las pequeñas plantas en municipios del Reto Demográfico


477
M€ en VAB


1.150
empleos FTE


33
M€ en salarios

RESUMEN EJECUTIVO

CONTRIBUCIÓN A LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA DE LOS PEQUEÑOS PRODUCTORES

¿Cómo contribuyen los pequeños productores a la transición ecológica de nuestra economía?



Reduciendo el precio de la energía...

La generación renovable, como la **fotovoltaica**, tiene un **coste marginal** (el coste de producir una unidad adicional) **nulo**, de tal forma que al entrar en el mercado mayorista **desplaza a otras tecnologías más caras**, como los CCGT o el carbón, **reduciendo el precio final**.



3 M€

El efecto de eliminar la energía vertida por las **pequeñas plantas** hubiera incrementado unos **3 M€** el coste total mayorista de la electricidad durante el 2021.



...las pérdidas del transporte...

La mayoría de las **pequeñas plantas fotovoltaicas** están **conectadas directamente a la red de distribución**. Esto permite **reducir la distancia a los puntos de demanda** (hogares y comercios), evitando de esta manera las **pérdidas vinculadas al transporte**.



96 GWh

Las pérdidas del transporte evitadas por los **pequeños productores** conectados a la red de distribución alcanzan los **96 GWh**, lo que equivale al **suministro de casi 23.000 hogares** al año y un ahorro de unos **9 M€** en el **coste total mayorista** de la electricidad en 2021.

La producción de estas plantas contribuye además a la descarbonización del sistema eléctrico, la reducción de las pérdidas de transporte de energía y la minoración de los costes mayoristas de la electricidad



...y las emisiones de CO₂

La descarbonización del sistema energético es una de las prioridades establecidas en el PNIEC 2021-2030 para el sistema energético. En este sentido, las pequeñas plantas fotovoltaicas llevan contribuyendo muchos años a estos objetivos.



2,3 millones de toneladas de CO₂ evitadas durante el año 2021



123 millones de euros de ahorro en derechos de emisión EUA durante el año 2021

1

El desarrollo de la fotovoltaica en España



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.1 MARCO REGULATORIO

>> El inicio: el Real Decreto 661/2007

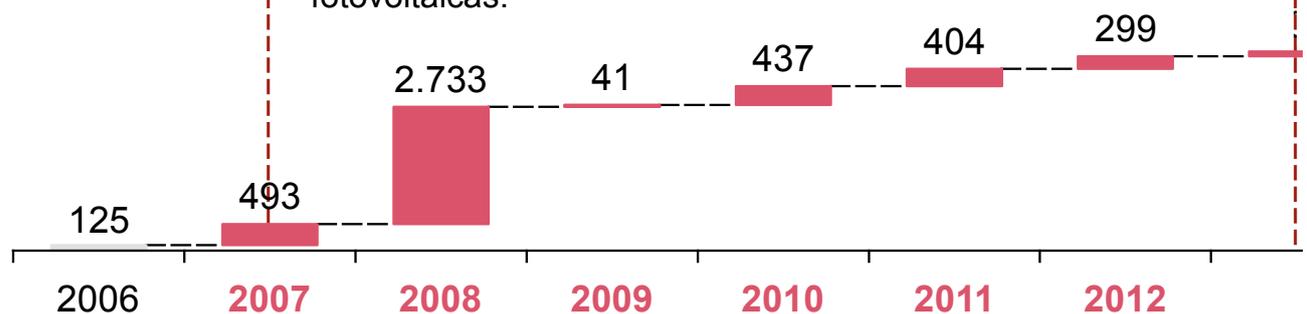
Real Decreto 661/2007

Real Decreto 1578/2008

El **Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010** propuso elevar los objetivos de nueva potencia instalada fotovoltaica hasta los 400 MW.

El **Real Decreto 661/2007** estableció, para las plantas inferiores a 50 MW, un sistema de *Feed-in-Tariff*, con **un precio fijo garantizado por MWh producido durante toda la vida útil de las instalaciones**, permitiendo la recuperación de la inversión y una rentabilidad razonable.

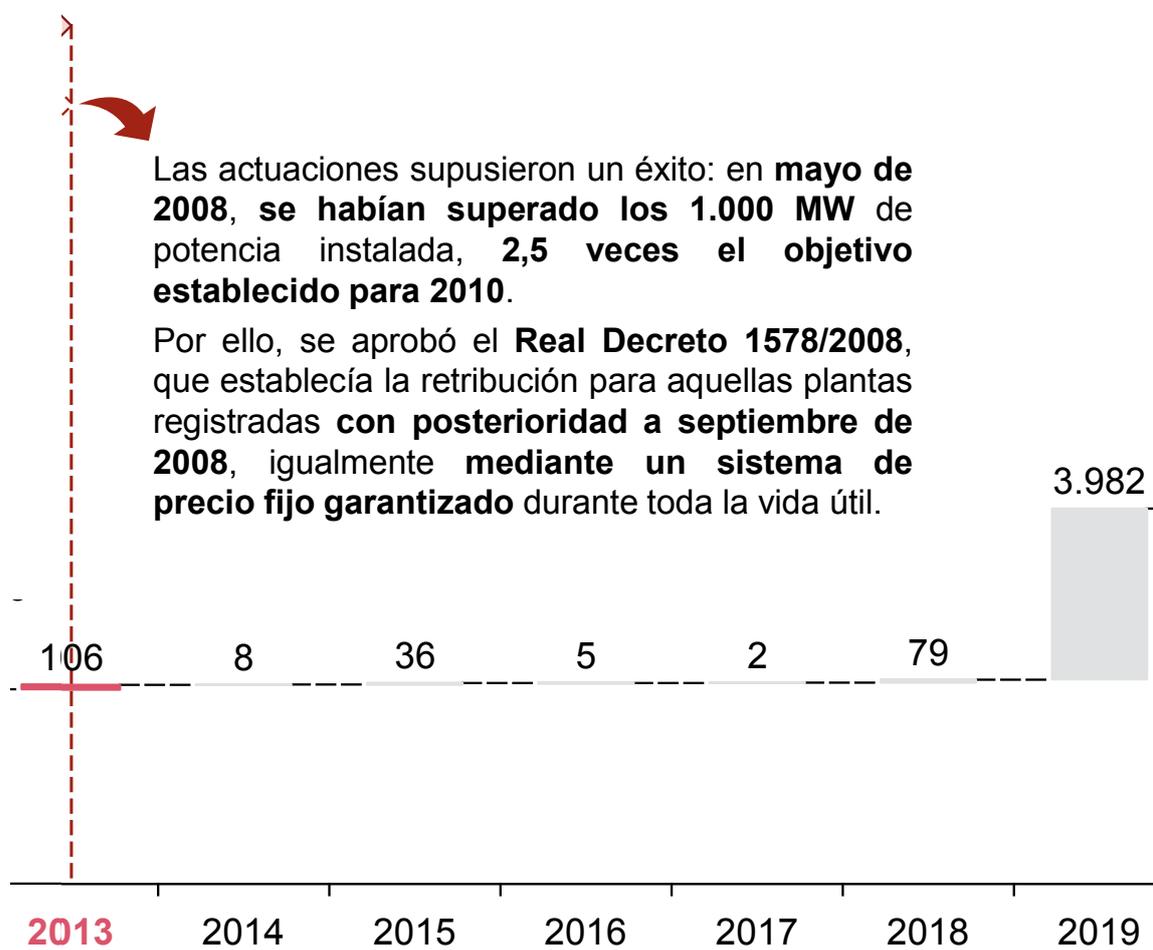
Este marco regulatorio vino acompañado por la **campaña del IDAE «El Sol puede ser suyo»** para **fomentar la participación de pequeños inversores** en nuevas plantas fotovoltaicas.



Evolución de la potencia instalada fotovoltaica (MW)

Fuente: Análisis PwC a partir de información del Boletín Oficial del Estado (BOE) y Red Eléctrica de España (REE)

El sistema de Feed-in-Tariff (FIT) para instalaciones fotovoltaicas del RD 661/2007 , junto con la campaña del IDAE «El Sol puede ser suyo», supuso el despegue de la tecnología en España y la superación de los objetivos de potencia instalada para todo el lustro en tan solo un año



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.1 MARCO REGULATORIO

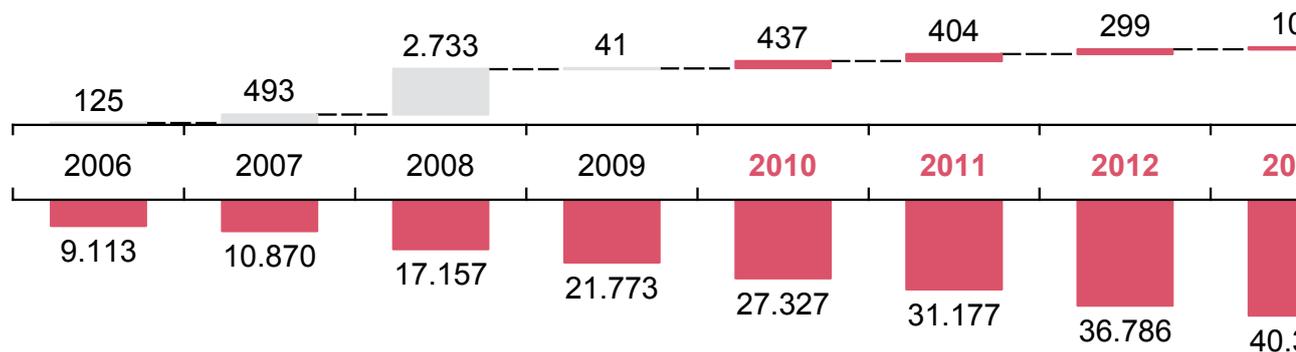
>> Primeros recortes: el Real Decreto 14/2010 y la Ley 15/2012

En 2002, el Gobierno puso un **límite a la subida del precio de la luz**, generando un desfase entre los ingresos y costes del sistema eléctrico conocido como el **déficit de tarifa**.

Este déficit no dejó de aumentar durante los siguientes años, acumulando ya en **2008** una **deuda de casi 20.000 M€** que se acabaría **doblando en tan solo 4 años**. En consecuencia, el Gobierno, con el objetivo de reducir el déficit de tarifa, realizó varias **actuaciones que afectaron a los ingresos garantizados de las plantas fotovoltaicas**.

Real Decreto 14/2010

El **Real Decreto 14/2010** estableció un **límite de horas equivalentes con derecho a la retribución fija** para las plantas solares acogidas al RD 661/2007, sin distinguir por tamaño de la instalación.



Evolución de la potencia instalada fotovoltaica (MW) y déficit de tarifa acumulado (M€)

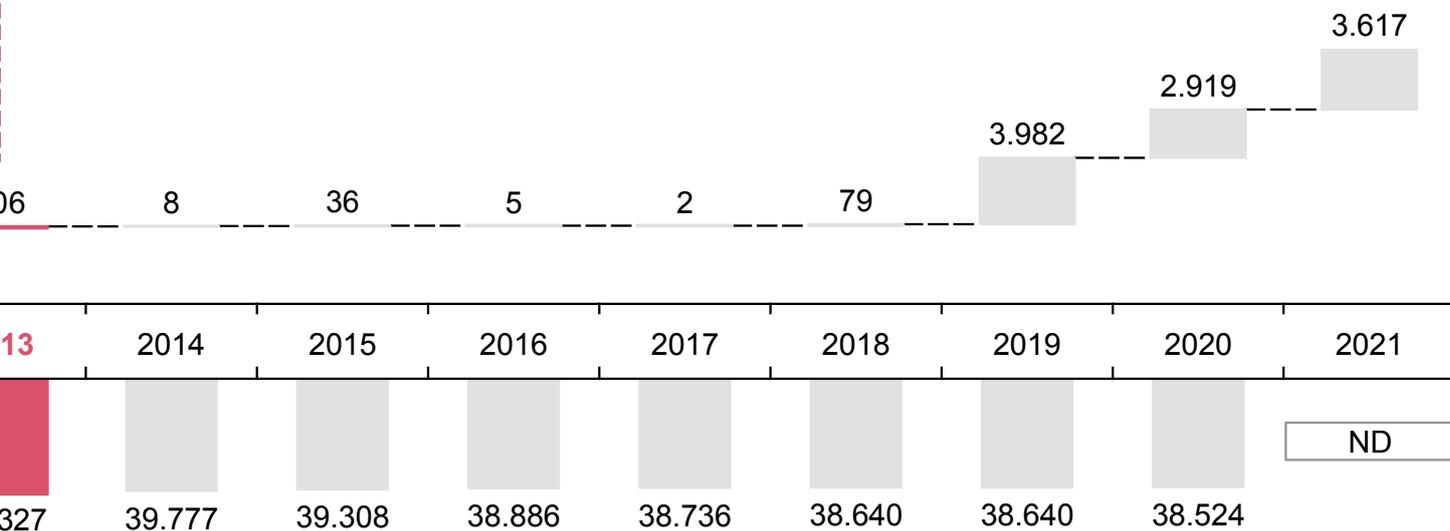
Fuente: Análisis PwC a partir de información del BOE, REE y CNMC (2020 último año con información disponible)

Ante el incremento en el déficit tarifario del sistema eléctrico, el Gobierno aprobó en 2010 una limitación de horas retribuidas a las instalaciones fotovoltaicas y un impuesto en 2012 sobre la producción de electricidad de todas las tecnologías

RD 1544/2011 (Peajes de acceso) y Ley 15/2012 (IVPEE)

Entre 2011 y 2012, se sucedieron dos cambios normativos que afectaron a los titulares de cualquier instalación eléctrica:

- El RD 1544/2011 estableció un **peaje de acceso** a las redes para todos los productores de energía de 0,5 €/MWh.
- La Ley 15/2012 estableció un **impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE)** que **grava con un 7% el importe total** que percibe cada instalación por la producción de energía, **independientemente de la tecnología**.



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.1 MARCO REGULATORIO

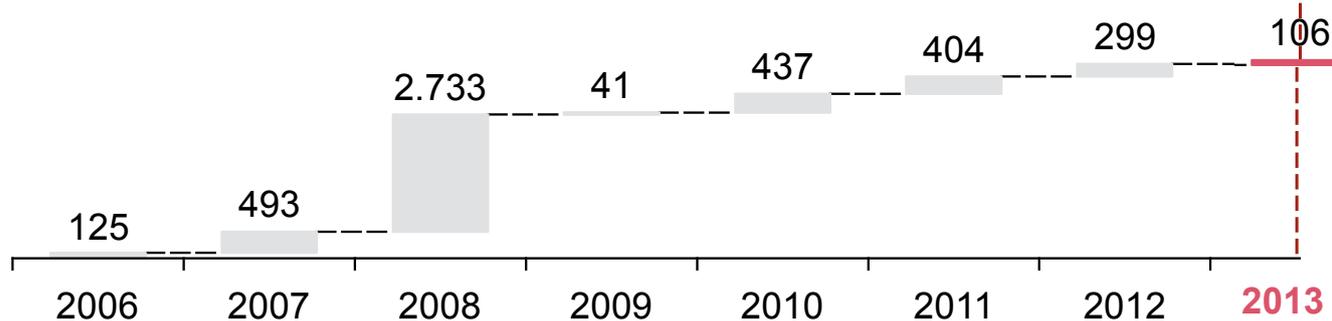
>> Cambio del sistema retributivo: la Ley 24/2013 y el Real Decreto 413/2014

Real Decreto 9/2013

A partir del año 2013, se suceden una serie de cambios normativos encaminados a **modificar de forma retroactiva el régimen retributivo de las renovables**.

Este proceso comienza con la aprobación del **Real Decreto 9/2013**, que establece la **derogación de los modelos de retribución previstos en el RD 661/2007 y RD 1578/2008**.

A partir de mediados de 2013, **todas las instalaciones acogidas a estos dos reales decretos vieron modificada su retribución** hasta el final de su vida útil.



Evolución de la potencia instalada fotovoltaica (MW)

Fuente: Análisis PwC a partir de información del BOE y REE

En 2013 se derogan los regímenes retributivos de las renovables vigentes hasta la fecha, y en 2014 se modifican de forma retroactiva mediante un nuevo sistema que debería garantizar, en teoría, una rentabilidad razonable en base a unas «instalaciones tipo»

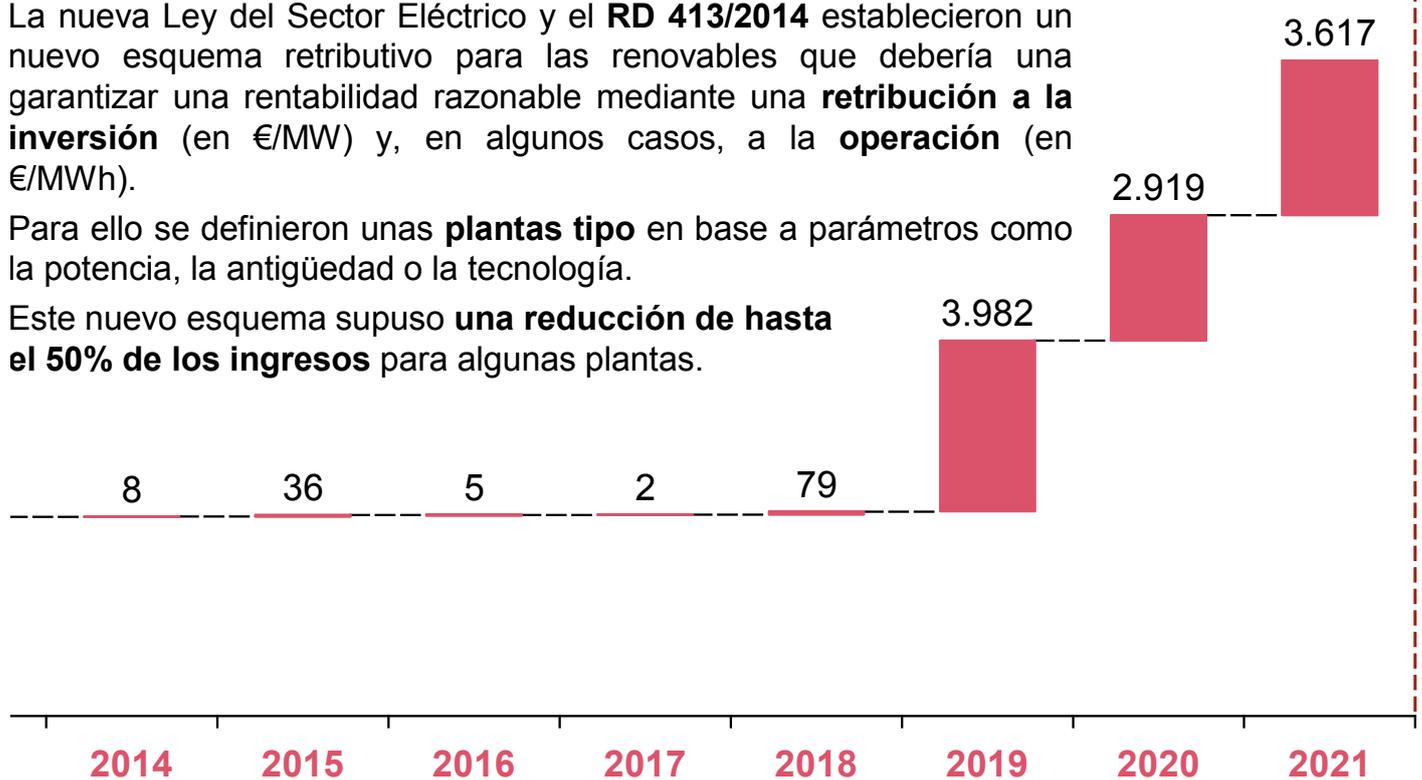
Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

Real Decreto 413/2014

La nueva Ley del Sector Eléctrico y el **RD 413/2014** establecieron un nuevo esquema retributivo para las renovables que debería una garantizar una rentabilidad razonable mediante una **retribución a la inversión** (en €/MW) y, en algunos casos, a la **operación** (en €/MWh).

Para ello se definieron unas **plantas tipo** en base a parámetros como la potencia, la antigüedad o la tecnología.

Este nuevo esquema supuso **una reducción de hasta el 50% de los ingresos** para algunas plantas.



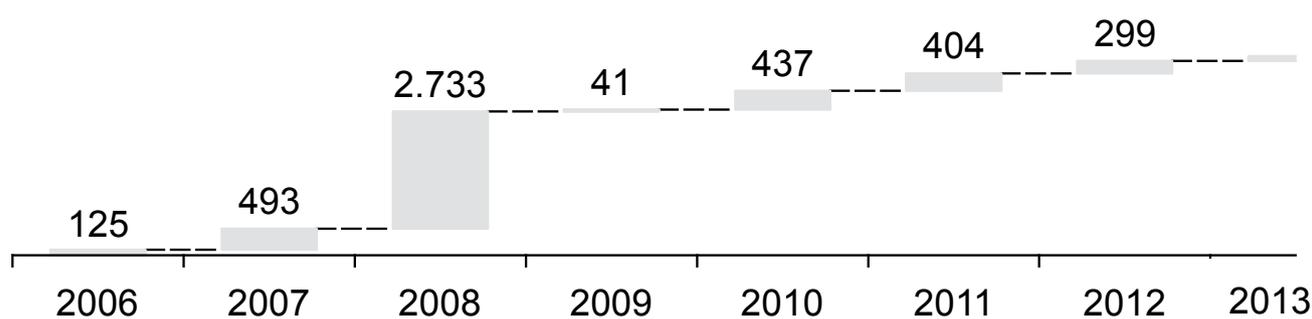
EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.1 MARCO REGULATORIO



15.286 MW

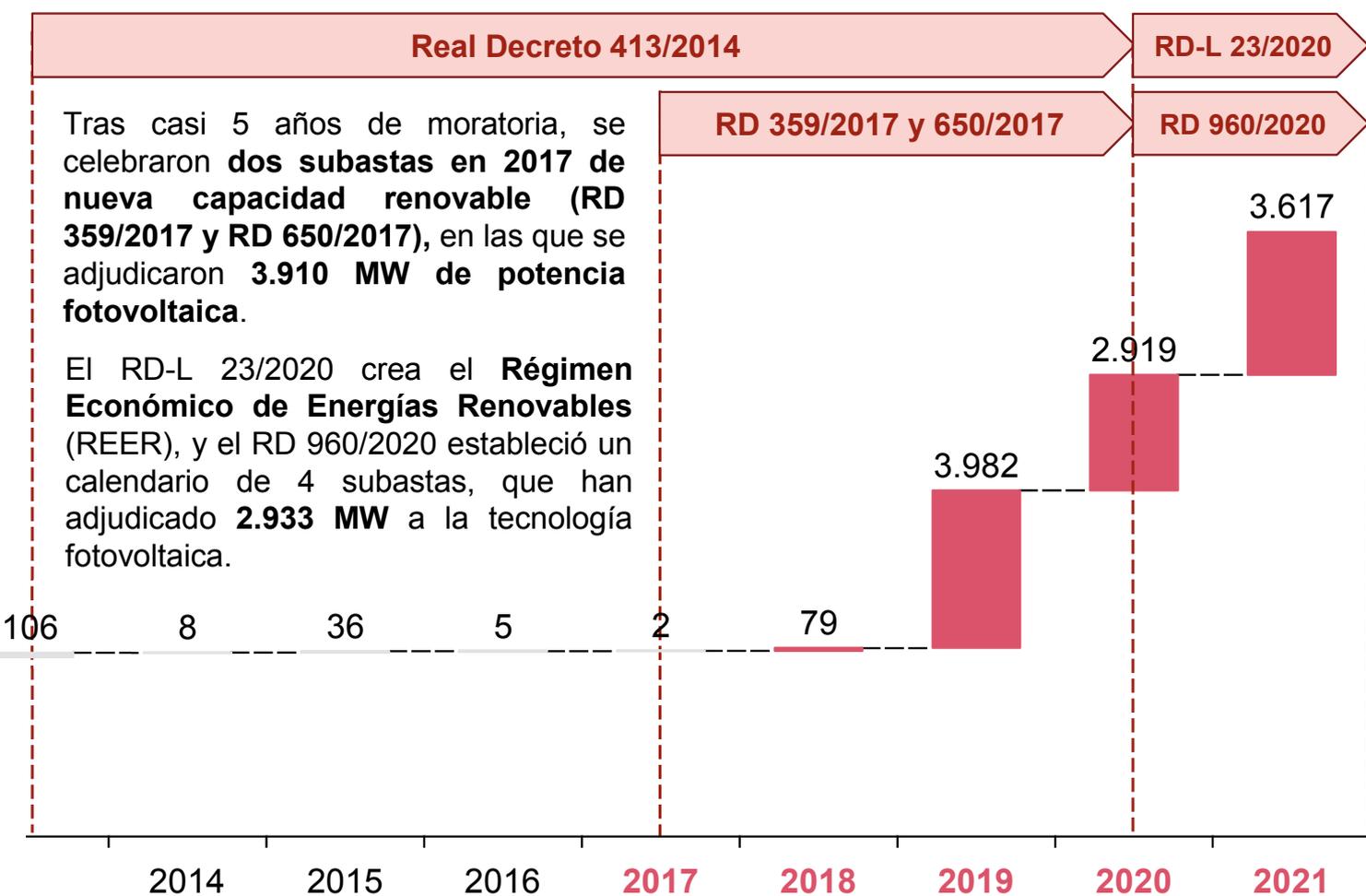
Pese a los múltiples cambios regulatorios que se concentraron entre 2010 y 2014, la potencia fotovoltaica instalada a cierre de 2021 consiguió alcanzar los **15.286 MW**.



Evolución de la potencia instalada fotovoltaica (MW)

Fuente: Análisis PwC a partir de información del BOE y REE

Tras casi 5 años de moratoria, en 2017 comienzan las subastas de nueva capacidad renovable, cuyos efectos empiezan a notarse a partir de 2019, ahora ya sin apenas presencia de pequeños productores en las nuevas instalaciones adjudicatarias



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.2 PROPUESTA REGULATORIA DE ANPIER

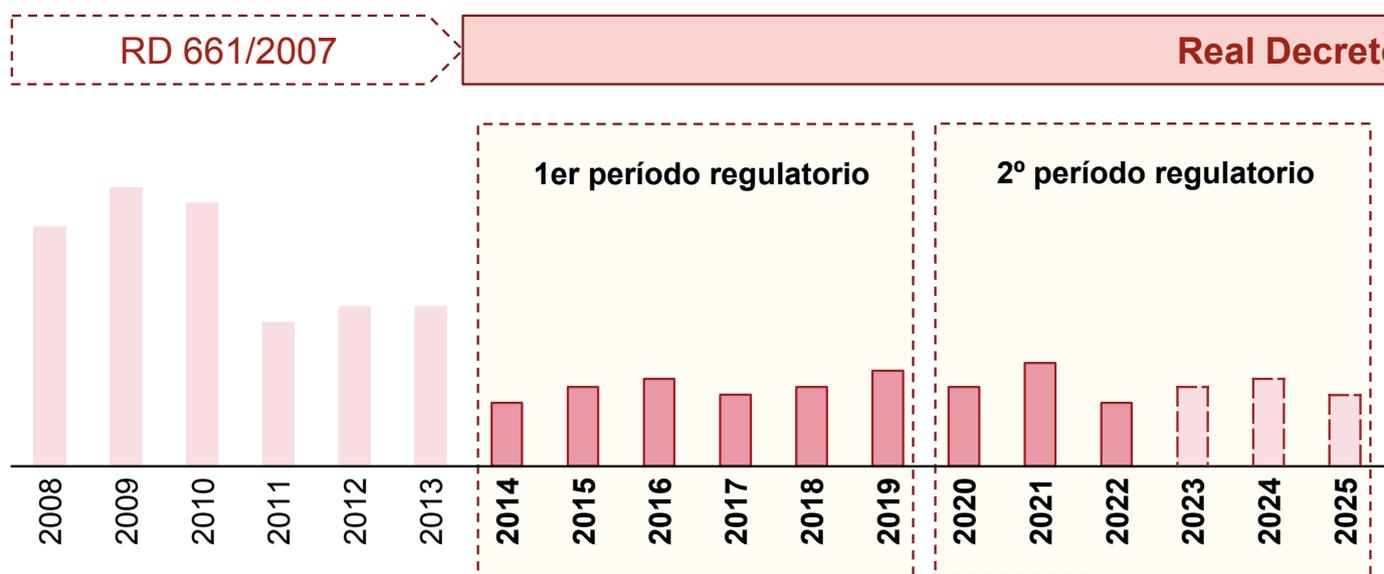
>> Extensión de la vida útil regulatoria



La extensión de la vida útil regulatoria de las plantas fotovoltaicas ANPIER como fórmula de compensación de los ingresos perdidos por la propuesta - de entre todas las posibles - válida, pues implicaría ampliar la vida útil de las plantas solares, cifrada actualmente en 30 años. Esta extensión supondría una mayor capacidad operativa y generando un efecto económico positivo en el sector.



Esto supondría, por ejemplo para una planta tipo cuya vida útil regulatoria hasta el año 2043.



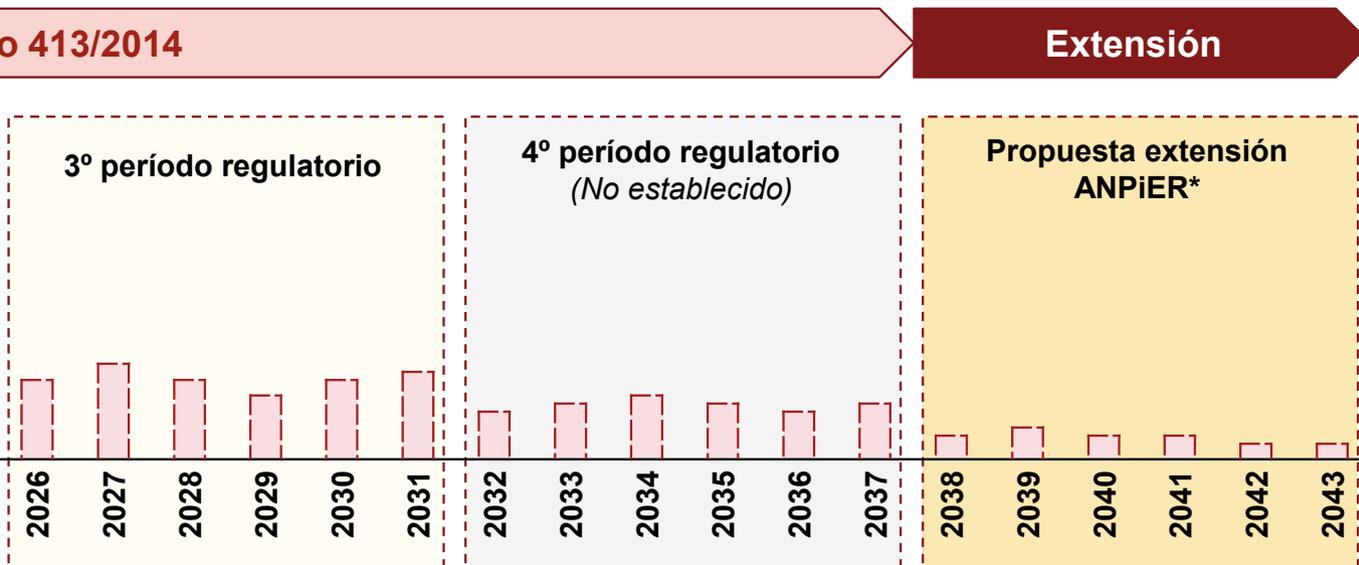
Nota: La propuesta de extensión de ANPIER supondría un pago por potencia instalada a precios del año 2022. La retribución representaría el 100% de los ingresos por potencia instalada.

Fuente: ANPIER

Una fórmula que podría ayudar a los productores fotovoltaicos a recuperar una parte de las pérdidas por el daño soportado sería la extensión de la vida útil regulatoria de las plantas fotovoltaicas tipo que proponen desde ANPIER

Este tipo recogidas en el RD 413/2014 es una **propuesta que está impulsando** por los productores tras los sucesivos cambios regulatorios. Esta es una **propuesta para un período regulatorio adicional (6 años) la vida útil de los huertos** para la **materialización de reinversiones en estas plantas, manteniendo su** en la economía.

Desde la entrada en operación se produjo en 2008, una ampliación de la vida útil



La información contenida en el gráfico para una planta tipo con entrada en operación en 2008 es orientativa y no se corresponde con ninguna IT.

EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.3 ROL DE LOS PEQUEÑOS PRODUCTORES

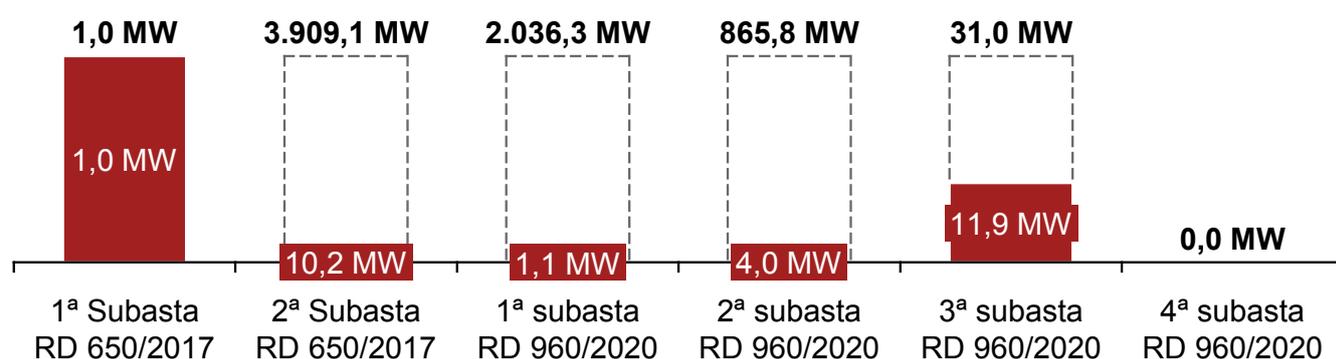
>> Los «pioneros» de la tecnología

En España han existido **dos períodos de crecimiento de la tecnología fotovoltaica**, que suman entre ambos el 98% de la capacidad total instalada hasta la fecha: **2007-2013** (~4,500 MW) y **2019-2021** (~10.500 MW).

El tamaño medio de las nuevas instalaciones rondaba los **103 kW en el período 2007-2013**, mientras que las adjudicatarias de las **subastas más recientes (2017-2021) tienen de media 46 MW**. En la actualidad podemos considerar el tamaño medio de un pequeño productor en unos 3 MW, aunque en sus inicios era mucho menor, generalmente inferior a los 100 kW.

Mientras que **entre 2007-2013 las plantas de ≤ 100 kW representaron alrededor del 62%** de la nueva capacidad instalada, **en el período 2019-2021 los pequeños productores no llegan al 0,5%**, incluyendo en este caso también las de menos de 3 MW.

Potencia adjudicada en las subastas 2017-2022 a instalaciones ≤ 3 MW

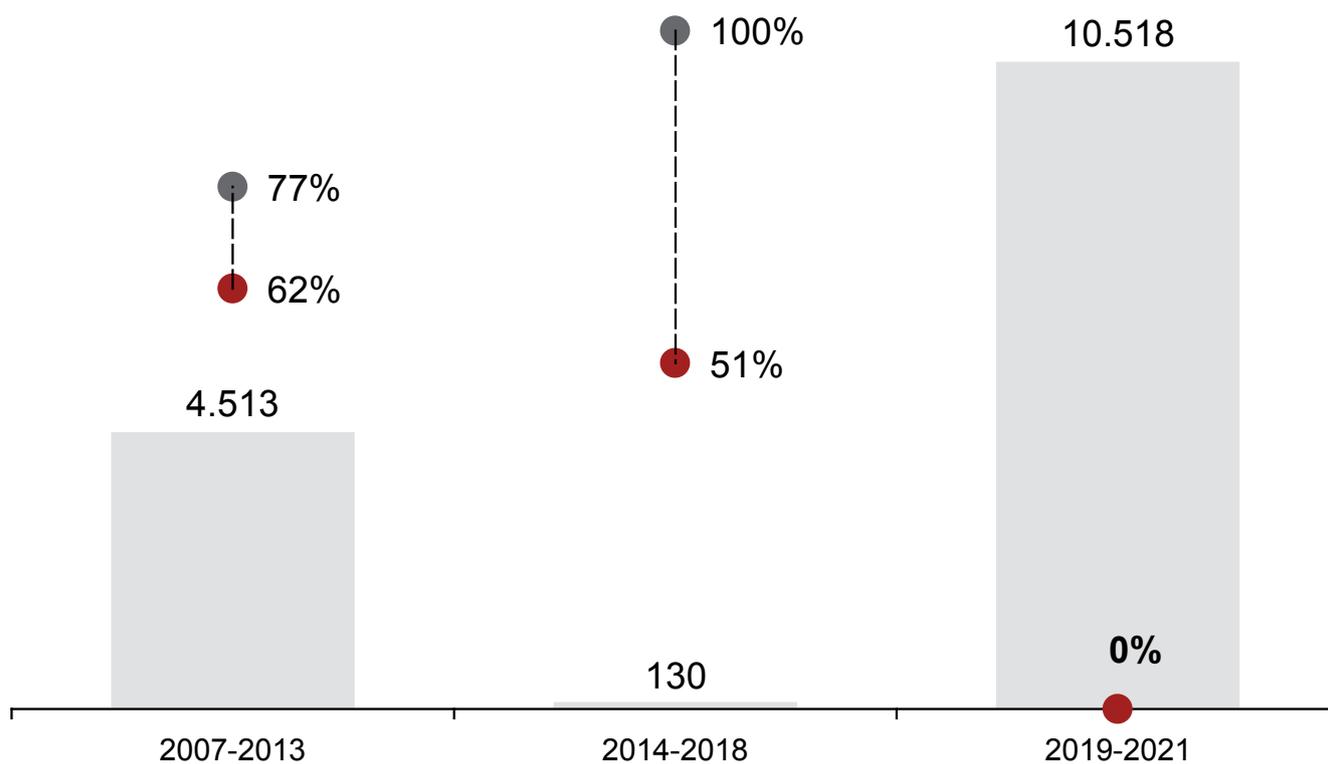


Nota: Para el cálculo de los tamaños medios en el período 2007-2013, se ha utilizado una muestra de 16.596 plantas de PRETOR por resoluciones oficiales del BOE de las 4 subastas realizadas hasta 2021. Para el % de la capacidad instalada de instalaciones ≤ 100 kW

Casi un 30% de la potencia fotovoltaica instalada actual se materializó antes de 2013 con una participación mayoritaria de las pequeñas instalaciones, que realizaron un esfuerzo inversor inicial que permitió el despegue de la tecnología

Potencia instalada fotovoltaica por periodo temporal 2007-2021

- % de instalaciones menores o iguales a 3 MW
- % de instalaciones menores o iguales a 100 kW
- Potencia instalada (MW)



Se ha aproximado la fecha de puesta en marcha a partir de la fecha de registro. Para el periodo 2019-2021 se han utilizado las metodologías de los periodos anteriores. Fuente: Análisis PwC a partir de REE, PRETOR y BOE

EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.3 ROL DE LOS PEQUEÑOS PRODUCTORES

>> Los pequeños productores

Aunque el tamaño medio de las plantas solares ha crecido de forma notable, sobre todo en el periodo 2017-2021, **las pequeñas instalaciones suponen aún hoy la inmensa mayoría del parque de generación fotovoltaica.**

Casi el **98% de las instalaciones** de esta tecnología inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica tienen **un tamaño igual o inferior a 100 kW**, y casi la mitad están entre los 50 y los 100 kW.

En términos de potencia instalada, estas instalaciones suponen el **21% de la capacidad total de generación fotovoltaica**, algo más de 1 de cada 5 MW instalados.

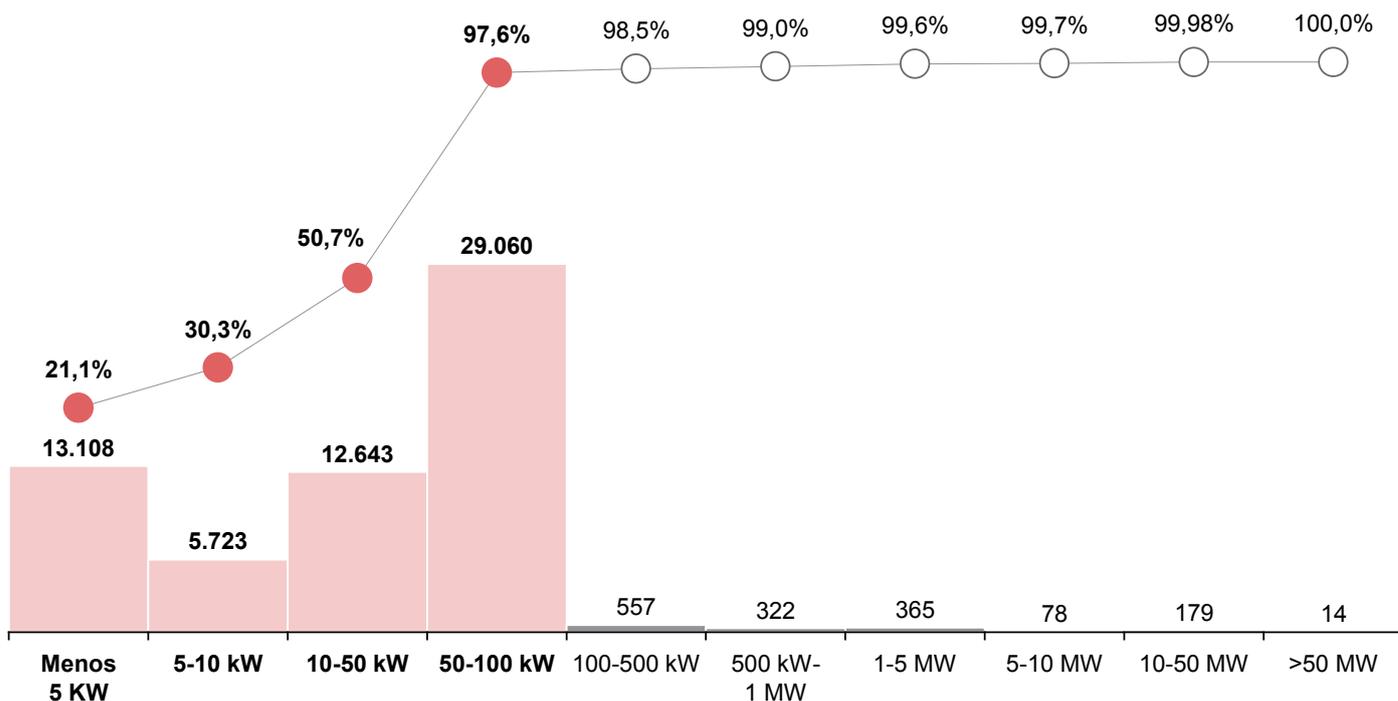
Las plantas de tamaño igual o inferior a 100 kW suponen el **21% de la capacidad fotovoltaica nacional.**



Fuente: Análisis PwC a partir de información del MITECO

Apesar del incremento en el tamaño de las nuevas plantas, casi el 98% de todas las instalaciones fotovoltaicas actualmente en operación en España tienen un tamaño igual o inferior a 100 kW, y representan 1 de cada 5 MW instalados

N.º de plantas FV por tamaño de la instalación (% acumulado sobre el total)



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

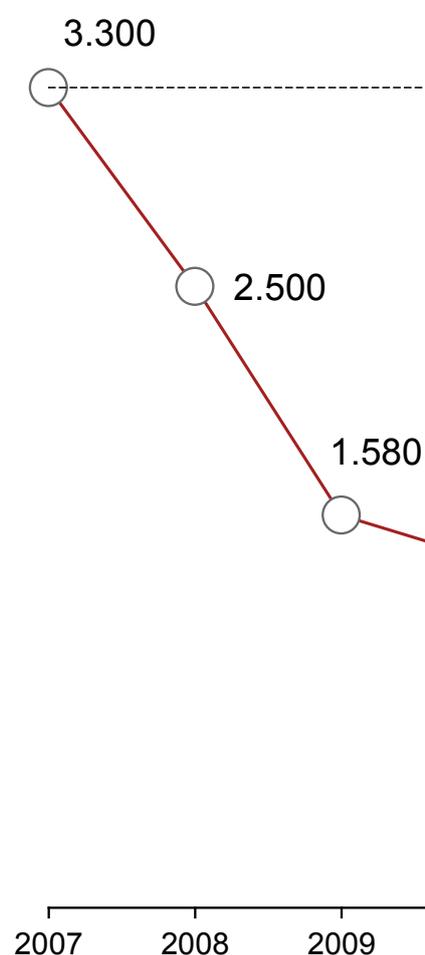
1.3 ROL DE LOS PEQUEÑOS PRODUCTORES

>> Curva de aprendizaje de la tecnología

Los costes de inversión en las instalaciones fotovoltaicas no han dejado de caer en los últimos 15 años, haciendo que la tecnología sea cada vez más competitiva comercialmente. Así, por ejemplo, el precio de los módulos solares (que suponían alrededor del 67% del coste total de la inversión¹) era en 2019 de 280 €/kW, un 92% más barato que en el año 2007, cuando éste alcanzaba los 3.300 €/kW.

Tal y como vimos en la diapositiva 17, la inmensa mayoría de los pequeños productores fotovoltaicos realizaron la inversión entre 2007 y 2008, cuando su coste era mucho más alto al actual. Estas inversiones buscaban no sólo una rentabilidad económica sino también contribuir al desarrollo de la tecnología y los objetivos ambientales (Kyoto y H2020).

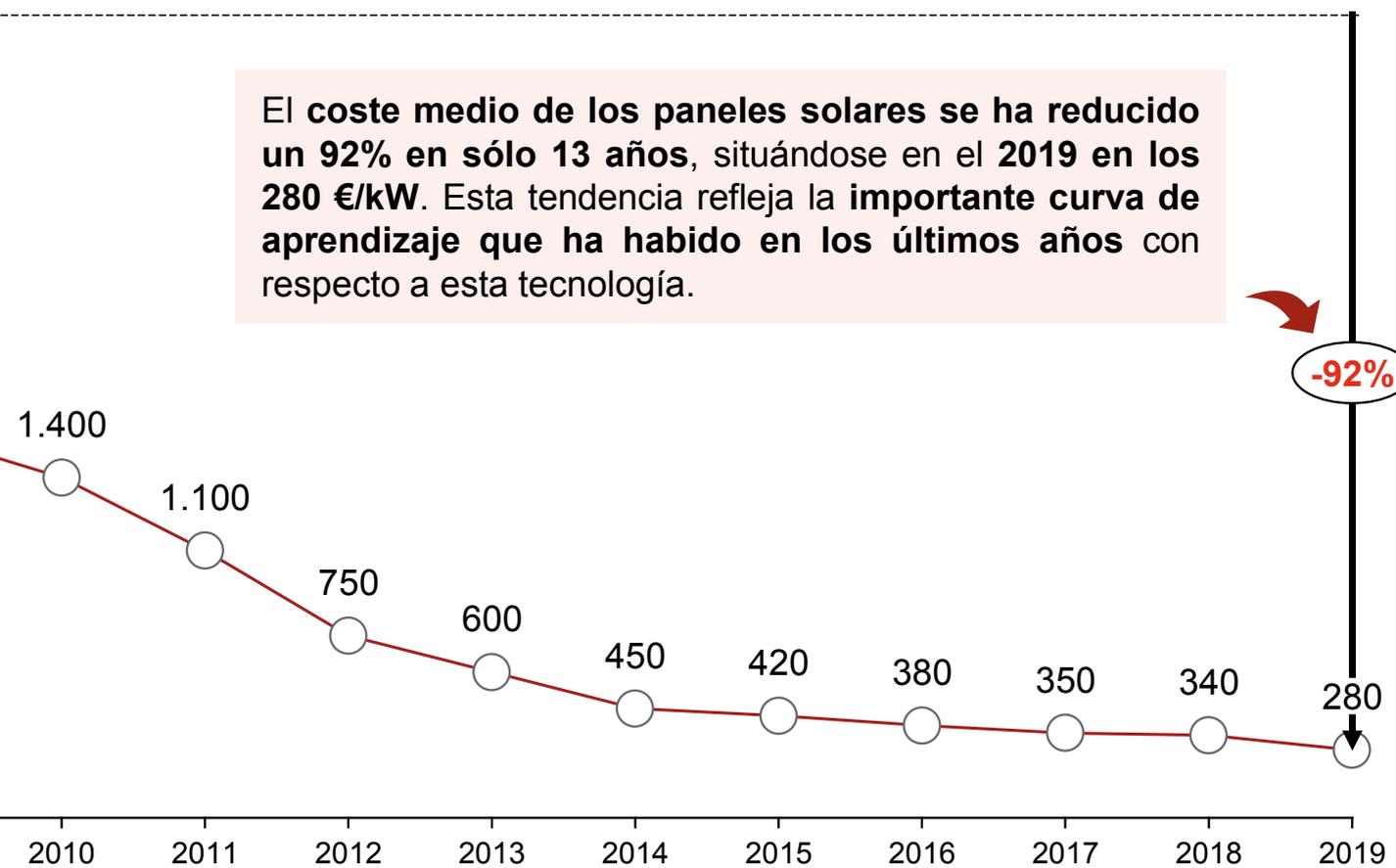
Así, los titulares de estas plantas - generalmente pequeños ahorradores de entornos rurales - realizaron la inversión bajo un sistema de tarifa que garantizaba la cobertura de la misma y, con ello, una rentabilidad razonable.



¹ Cálculos realizados a partir de los datos incluidos en el documento "Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables".
Fuente: Análisis PwC a partir de ANPIER e IDAE

La tecnología fotovoltaica ha reducido drásticamente su coste medio de inversión desde 2007, y el aumento paulatino del tamaño de las plantas ha generado economías de escala. Para recorrer este camino, las primeras instalaciones tuvieron que asumir costes mucho más elevados

Evolución del coste de los paneles solares (€/kW)



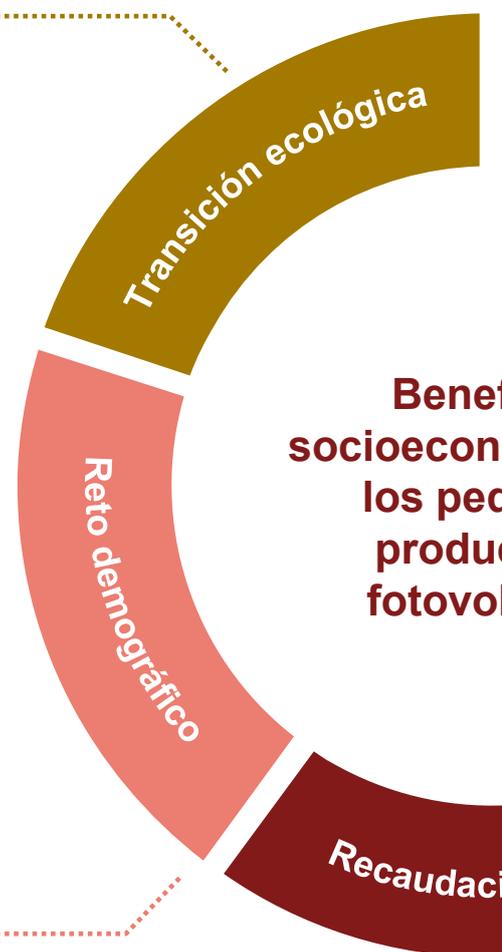
“Energías renovables”

EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.3 ROL DE LOS PEQUEÑOS PRODUCTORES

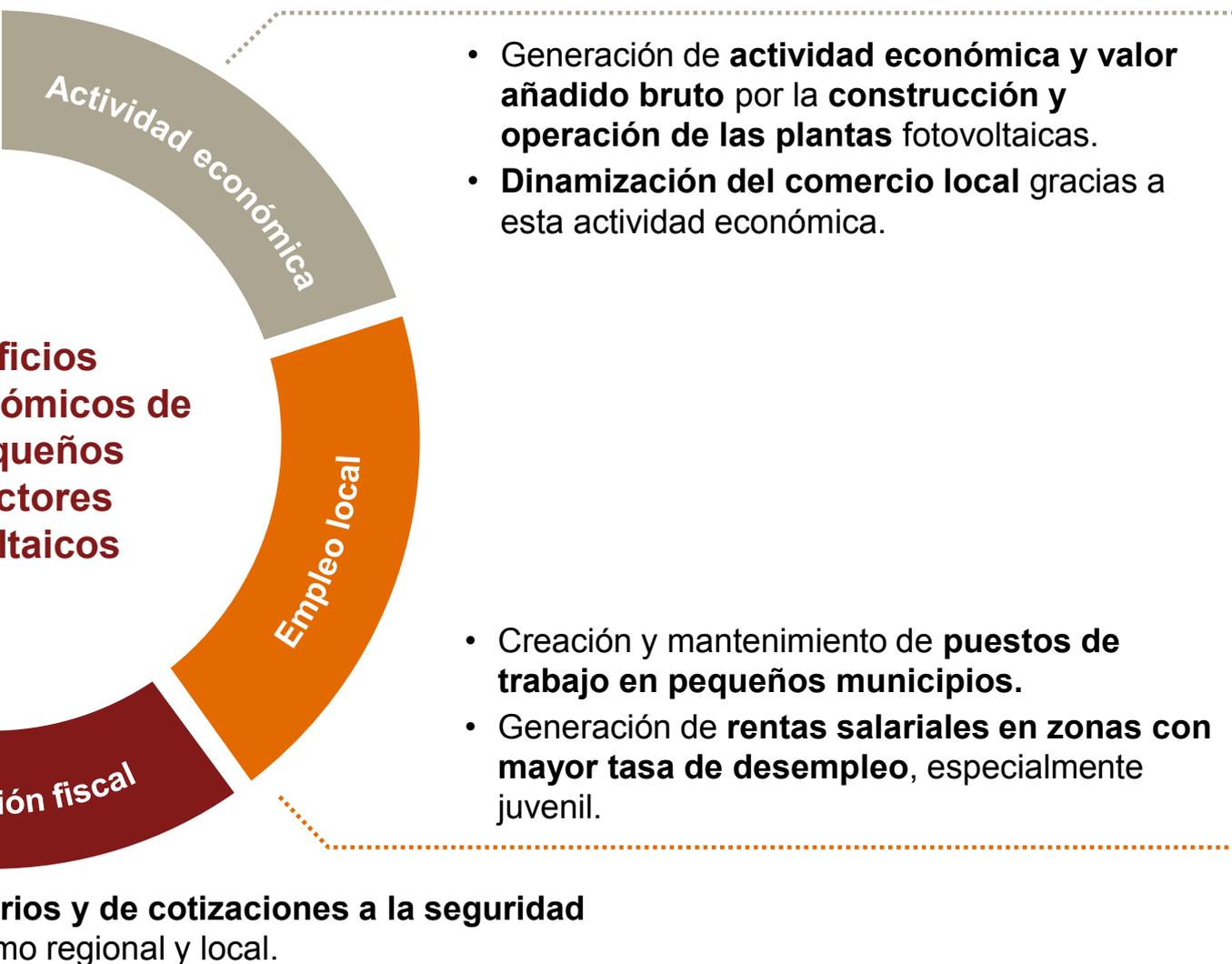
>> Beneficios sociales y económicos de los pequeños productores

- Como toda generación de origen renovable, contribuye a conseguir los **objetivos de descarbonización** de la generación de electricidad, **evitando emisiones de CO₂**.
- Plantas conectadas generalmente a las redes de distribución (generación distribuida), **evitando las pérdidas de transporte**.
- La generación distribuida contribuye también a **garantizar la seguridad en el suministro eléctrico**, ya que permite **atomizar** la producción eléctrica a lo largo del territorio.
- Localización de las plantas en **entornos rurales**, generalmente más despoblados, ayudando a mantener la **equidad territorial**.
- Producción social: **ingresos complementarios para pequeños agricultores** y jubilados.
- Las pequeñas plantas fotovoltaicas permiten la **socialización de la producción eléctrica**.



- Generación de **ingresos tributarios y sociales**, tanto a nivel nacional como

Aún hoy, los pequeños productores de energía renovable juegan un rol relevante complementario al de las plantas «utility scale» con unos beneficios sociales y económicos alineados con las estrategias de transición justa y reto demográfico



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.4 COMPARATIVA EUROPEA

>> Recomendaciones de la CE

La **seguridad jurídica** es un principio fundamental para garantizar el atractivo inversor de cualquier actividad económica.

En el caso de la inversión en tecnologías renovables, los **riesgos provocados por la inestabilidad regulatoria** tienen un efecto directo en los **costes de financiación y del desarrollo de un proyecto**, tal y como señala la Comisión Europea.

Para evitar que los cambios en los sistemas de apoyo a las renovables afecten a los inversores, la Comisión recomienda que éstos siempre cumplan con **un amplio y transparente proceso de consulta pública** para evitar alterar tanto las **expectativas de negocio y la confianza** de los inversores.

Fuente: Guía de la Comisión Europea para el diseño de los esquemas de apoyo a las renovables (EU Guidance Document (SWD(2013)-439)

La estabilidad regulatoria, la expectativa de ingresos suficientes y la minimización de los riesgos financieros son fundamentales para impulsar el desarrollo de nuevas tecnologías de generación eléctrica, como en su día lo fue la fotovoltaica

Buenas prácticas en el diseño y reforma de los esquemas de apoyo a las renovables



1. Compromisos a largo plazo en los tiempos de eliminación de las ayudas



2. Diseño de las ayudas flexible que se adapte a la evolución de los costes y de la tecnología



3. Anuncio de sistemas de reducción automática de ayudas en función de topes/suelos o los costes de la tecnología



4. Periodos de revisión planificados y sin cambios intermedios no anunciados



5. Compromisos claros que eviten alterar la rentabilidad de las inversiones ya realizadas y que socaven las legítimas expectativas de los inversores



6. Financiación estable de los sistemas de apoyo en consonancia con el marco europeo y extrapresupuestaria para evitar el impacto fiscal y la incertidumbre



7. Consulta amplia y pública sobre el diseño del régimen



8. Mantenimiento de los costes de apoyo transparentes y separados de otros costes del sistema

EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.4 COMPARATIVA EUROPEA

>> Retroactividad y pequeños productores

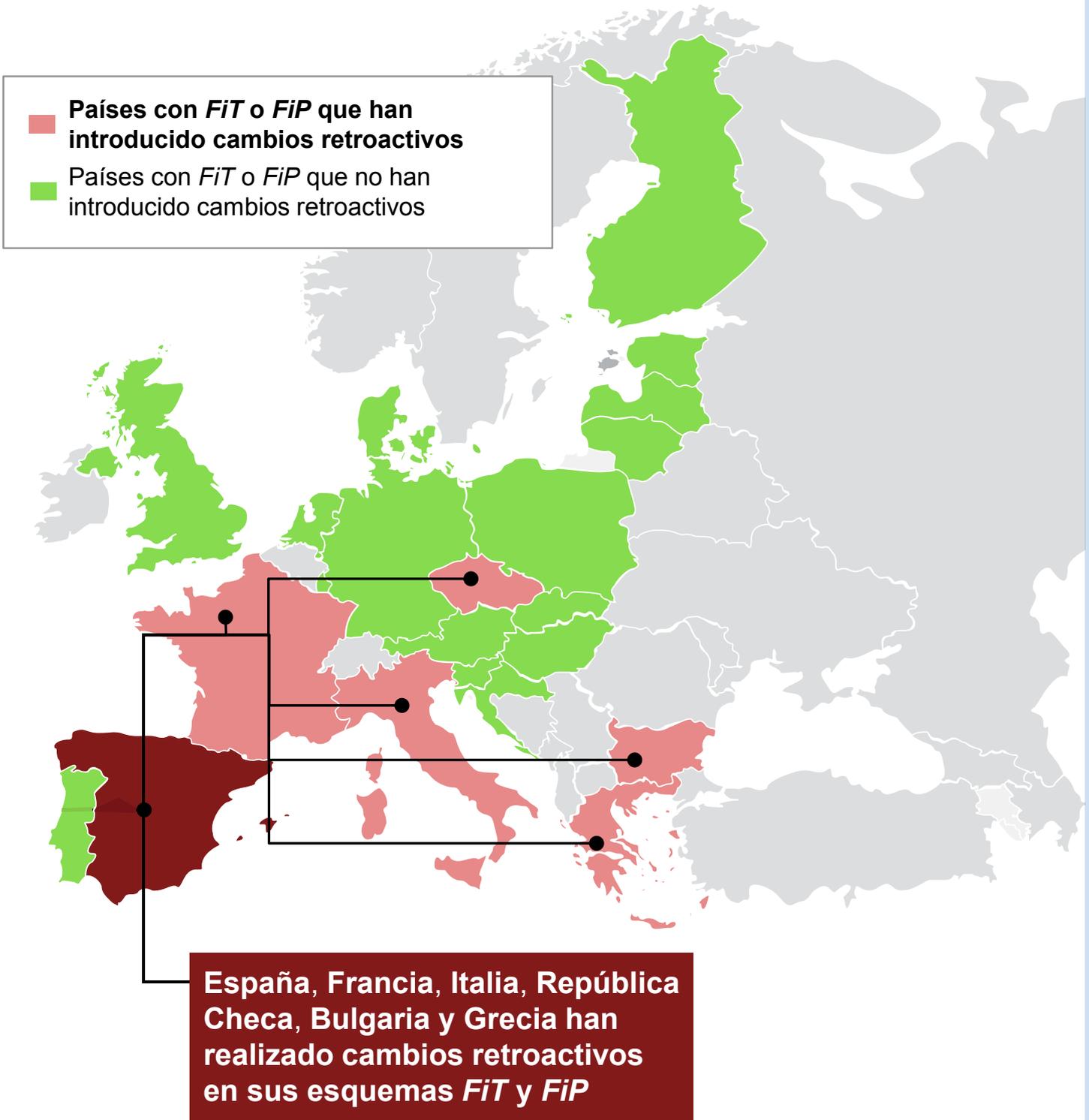
La mayor parte de países de la Unión Europea han realizado en los últimos años **cambios en sus modelos *FiT* y *FiP* con el objetivo de adaptar estos sistemas a las necesidades cambiantes** de sus sistemas eléctricos. Sin embargo, **estas modificaciones no han supuesto**, en la mayor parte de los casos, **un incumplimiento de las obligaciones asumidas años atrás con los inversores**.

Así, sólo **6 países en la UE** han realizado **cambios retroactivos en sus *FiT* y *FiP*** vinculados a la tecnología fotovoltaica: **España, Francia, Italia, República Checa, Bulgaria y Grecia**. Estos cambios han supuesto, en la práctica, **una reducción efectiva de los ingresos garantizados a los productores** para una serie de años, aunque **su materialización jurídica ha variado según el país concreto**.

Nota: *FiT* relativos a la tecnología fotovoltaica

Fuente: Análisis PwC a partir de legislación nacional y otras fuentes secundarias (ver

La estabilidad regulatoria, la expectativa de ingresos suficientes y la minimización de los riesgos financieros son fundamentales para impulsar el desarrollo de nuevas tecnologías de generación eléctrica, como en su día lo fue la fotovoltaica



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.4 COMPARATIVA EUROPEA

>> Retroactividad y pequeños productores

Italia recortó en 2014 los *FiT* garantizados a los productores fotovoltaicos, exceptuando aquellos con una potencia instalada ≤ 200 kW.



Grecia redujo retroactivamente las cuantías debidas a los productores para el año 2013, aunque estableció recortes menores para pequeñas plantas fotovoltaicas (≤ 100 kW).



Francia acordó para 2021 la reducción retroactiva de los *FiT* garantizados a las plantas que firmaron un *PPA* entre 2006 y 2010, exceptuando aquellas con una potencia ≤ 250 kW.



República Checa impuso tasas a los ingresos recibidos por las plantas fotovoltaicas, aunque éstas no fueron aplicadas a instalaciones con una capacidad instalada ≤ 30 kW.



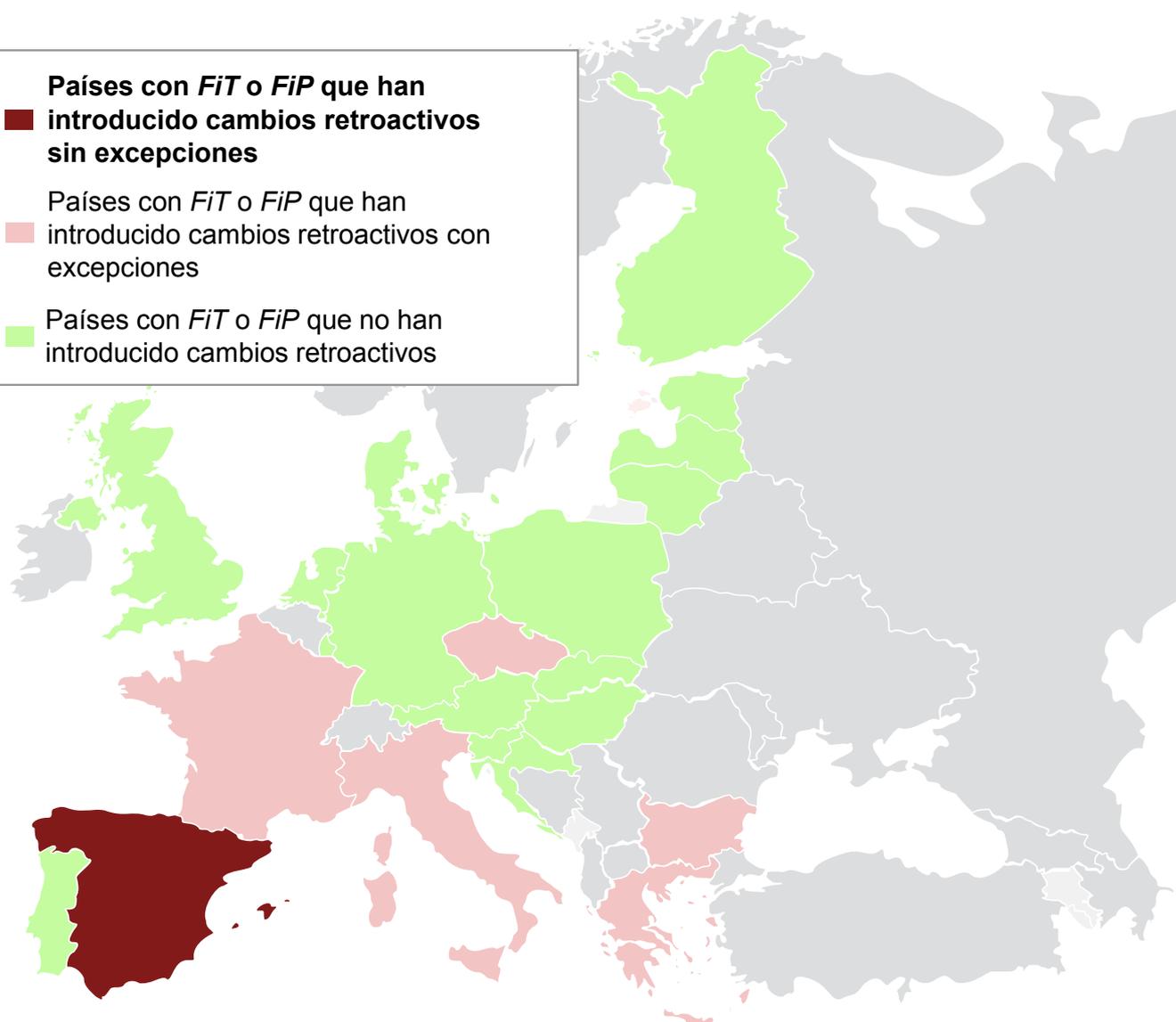
Bulgaria realizó cambios en los modelos *FiT* a través de la imposición de tasas de conexión a la red, cuyo tipo impositivo dependía, entre otros, de la potencia instalada.



Nota: *FiT* relativos a la tecnología fotovoltaica

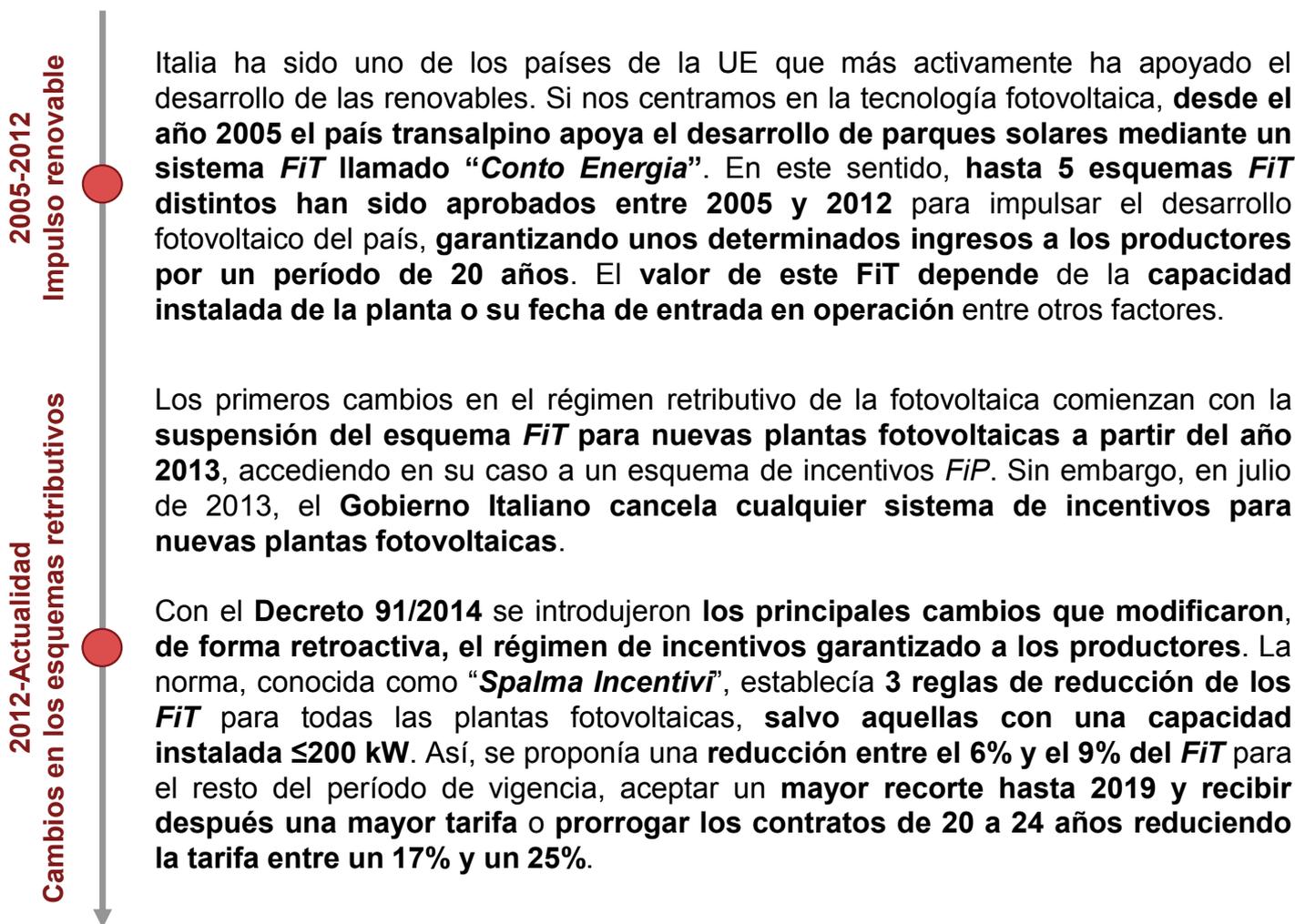
Fuente: Análisis PwC a partir de legislación nacional y otras fuentes secundarias (ver Anexo II)

Aquellos países que sí han realizado cambios de carácter retroactivo, mayoritariamente han establecido excepciones o al menos reducciones menores o temporales para las plantas más pequeñas, como es el caso de Italia, Grecia, Francia, República Checa y Bulgaria



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.4 COMPARATIVA EUROPEA

>> Italia 

Fuente: Análisis PwC a partir de legislación nacional y otras fuentes secundarias (ver Anexo II)

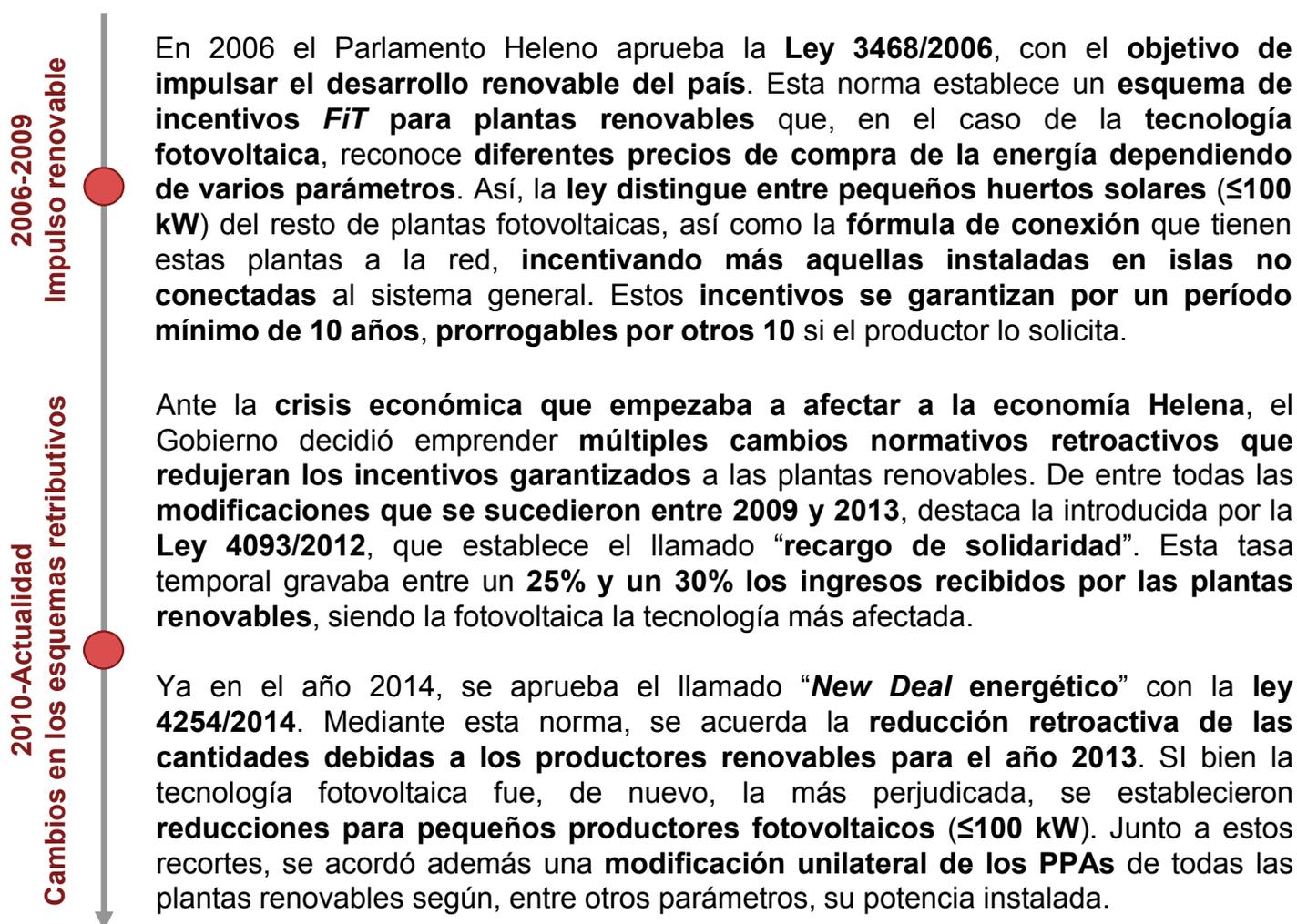
Italia decidió en 2014 realizar ajustes retroactivos en los ingresos garantizados de las plantas fotovoltaicas, con excepciones para los pequeños huertos solares con una capacidad instalada inferior a 200 kW



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.4 COMPARATIVA EUROPEA

>> Grecia



Fuente: Análisis PwC a partir de legislación nacional y otras fuentes secundarias (ver Anexo II)

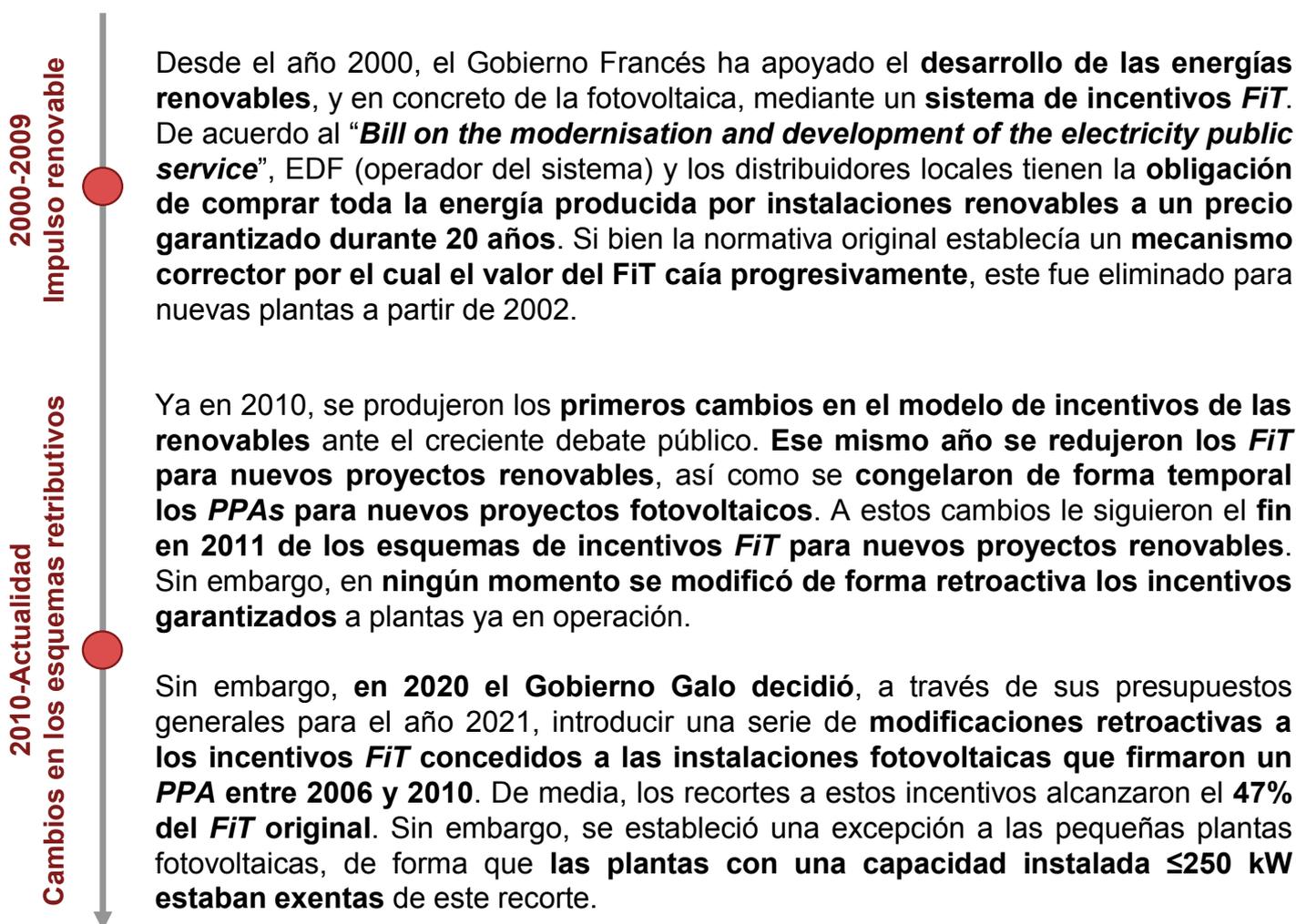
Grecia, en medio de la mayor crisis económica en la historia reciente del país, decidió recortar de forma retroactiva los incentivos de las renovables, aunque acordó reducciones menores para las plantas más pequeñas



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.4 COMPARATIVA EUROPEA

>> Francia



Fuente: Análisis PwC a partir de legislación nacional y otras fuentes secundarias (ver Anexo II)

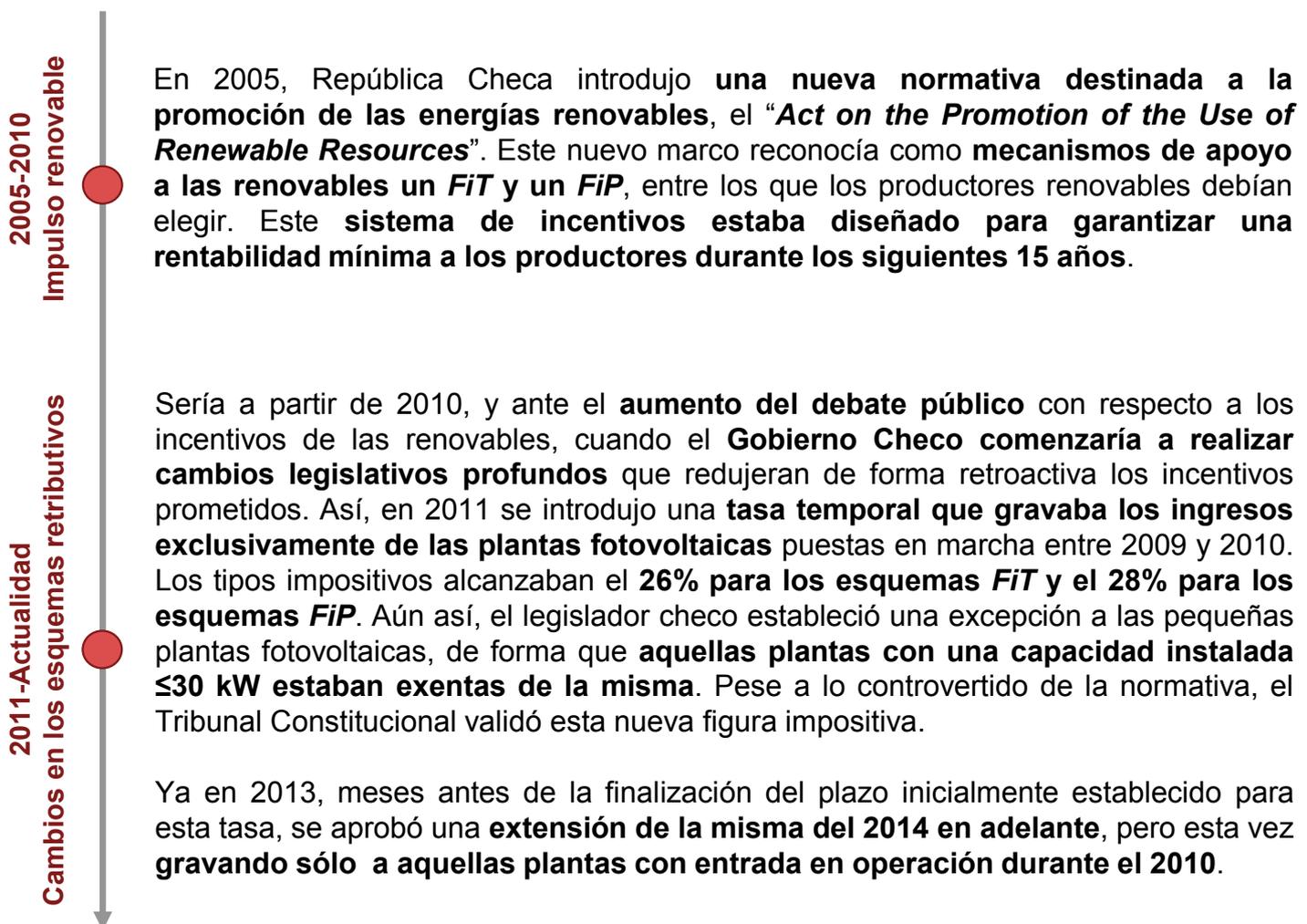
En el año 2020 el Gobierno francés decidió reconsiderar los mecanismos FiT concedidos a plantas fotovoltaicas entre 2006 y 2010 aunque, de nuevo, no aplicaría estos cambios a pequeños productores



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.4 COMPARATIVA EUROPEA

>> República Checa



Fuente: Análisis PwC a partir de legislación nacional y otras fuentes secundarias (ver Anexo II)

República Checa fue uno de los pioneros en el impulso de la fotovoltaica en la UE, pero en el año 2011 comenzó a modificar su régimen retributivo de forma retroactiva mediante impuestos que gravaban los ingresos de las plantas aunque con excepciones para pequeños productores



EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

1.4 COMPARATIVA EUROPEA

>> Bulgaria 
 2007-2011
Impulso renovable

En el año 2007, Bulgaria aprueba el ***Renewable and Alternative Energy Sources and Biofuels Act***, con el objetivo de crear un **clima apropiado para la inversión renovable** en el país. Esta normativa aprueba unos **mecanismos de apoyo *FiT*** para distintas tecnologías renovables, además de **obligar a las compañías eléctricas a comprar toda la energía producida** por estas plantas. Ya en el 2011, se aprueba el ***Energy from Renewables Sources Act*** que va un paso más allá en el desarrollo de estos incentivos a las renovables, garantizando a los productores, y en concreto a los solares, **hasta 20 años del esquema *FiT* al que accedieran**.

 2012-Actualidad
Cambios en los esquemas retributivos

Pese al éxito de estos incentivos, **entre 2012 y 2015** Bulgaria comenzó a realizar diferentes **cambios legislativos que afectaban a estos incentivos**. En el 2012, se introdujo una **tasa temporal de acceso a la red sólo para productores renovables**, lo que **reducía de forma retroactiva la retribución efectiva** de los mismos. Esta tasa, **revocada un año más tarde por el Tribunal Supremo**, era calculada teniendo en cuenta el ***FiT* que recibiera la planta***. En la misma línea, el Parlamento intentó aprobar en 2014 **un impuesto que gravaba el 20% de los ingresos de los parques solares y eólicos**, siendo **revocado un año más tarde por el Tribunal Constitucional**. Junto a estos cambios, el Gobierno búlgaro introdujo otros como una **limitación a la energía máxima retribuida** de plantas renovables.

Finalmente, en 2018, el **Gobierno obligó a los productores renovables con acuerdo *FiT*, salvo los más pequeños (<4 MW), a abandonar estos esquemas y adoptar un *FiP***, compensando la potencial diferencia que pudiera haber entre ambos.

Nota: El valor del *FiT* depende del año de entrada en operación de la planta y su capacidad de generación asociada.

Fuente: Análisis PwC a partir de legislación nacional y otras fuentes secundarias (ver Anexo II)

Bulgaria apostó de forma muy decidida por la energía fotovoltaica desde su entrada en la UE, pero desde 2012 comenzó a desarrollar varios cambios regulatorios que afectaban a los esquemas retributivos garantizados, algunos incluso rebatidos en los tribunales



2

Impacto económico de los pequeños productores de FV



2. IMPACTO ECONÓMICO

>> Alcance de la estimación del impacto económico

Actividad

Hemos estimado el impacto económico de la **operación y mantenimiento de las plantas fotovoltaicas con potencia instalada ≤ 100 kW.**

Alcance geográfico

El **perímetro geográfico de cálculo es nacional**, se excluye por tanto cualquier impacto generado en otros países (por la importación de componentes, por ejemplo).

Alcance temporal

La estimación la hemos realizado para el **año 2021**. Los datos en euros están expresados, por tanto, en **euros corrientes de ese mismo año**.



En esta sección presentamos la estimación de la contribución económica de los pequeños productores fotovoltaicos en España durante el año 2021 en términos de Producto Interior Bruto (PIB), empleo y recaudación fiscal



2. IMPACTO ECONÓMICO

>> Marco metodológico

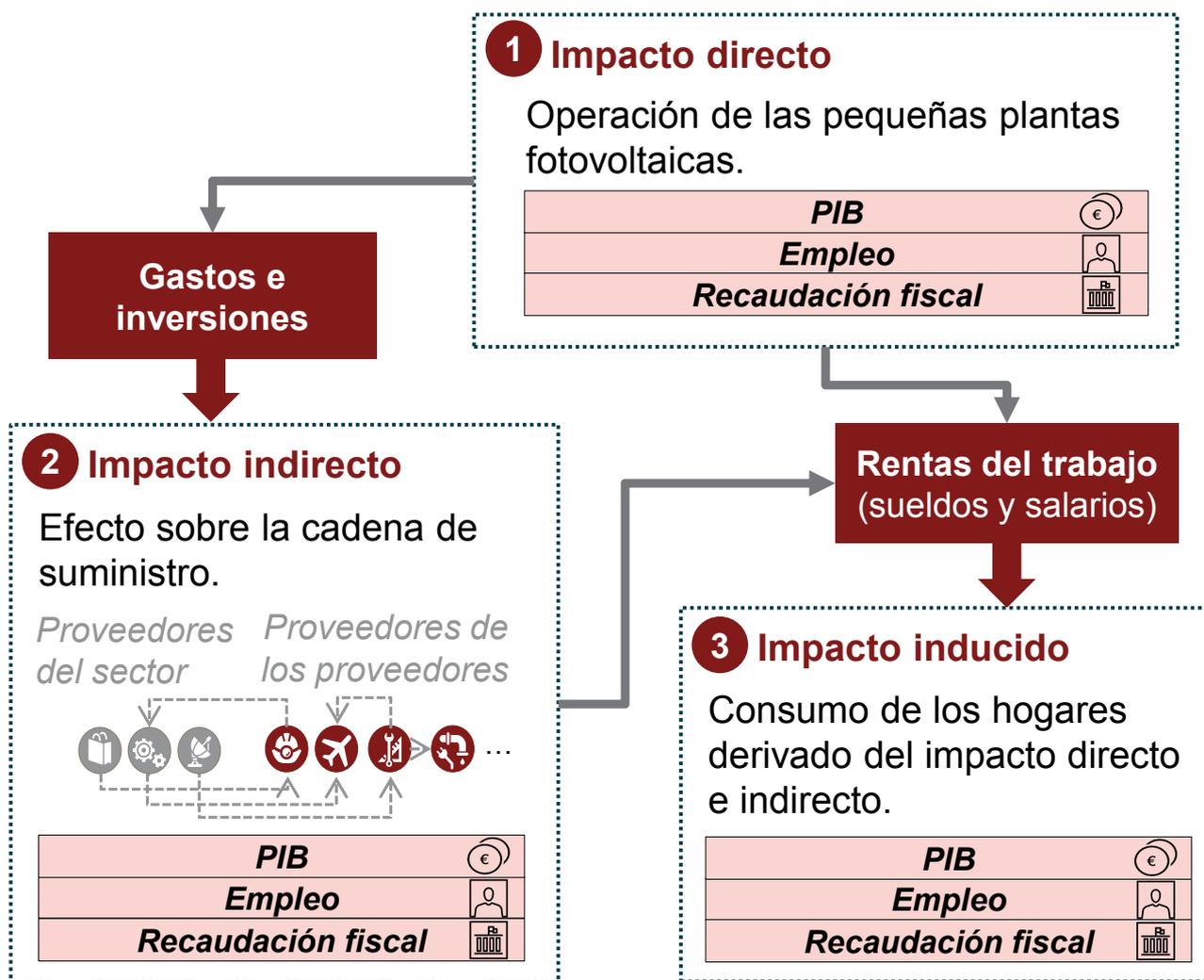
Para medir el impacto en PIB, empleo y recaudación fiscal de las pequeñas plantas FV en España, hemos aplicado la **metodología input-output**, una técnica estándar y ampliamente utilizada y aceptada para la evaluación de impactos socioeconómicos, que permite cuantificar:

- **Impacto directo.** Es el impacto directamente atribuible a la operación de las pequeñas plantas FV.
- **Impacto indirecto.** Es el impacto generado por los gastos e inversiones realizados de toda la cadena de suministro (proveedores de las pequeñas plantas FV).
- **Impacto inducido.** Es el impacto por el consumo de bienes y servicios de los hogares derivado de las rentas del trabajo generadas de forma directa e indirecta.

El alcance de la medición es a **nivel nacional** y los **datos empleados** para la cuantificación son relativos al año 2021, último año con información disponible.

Nota: En el Anexo se puede encontrar mayor detalle sobre la metodología Input-Output utilizada.

La cuantificación incluye no solo el impacto generado directamente, sino también el indirecto e inducido, para lo que utilizamos la metodología Input Output, ampliamente usada y aceptada para este tipo de mediciones



2 IMPACTO ECONÓMICO

2.1. PIB

Contribución total al PIB
(2021)



2.199 millones de euros



Cada **MW** de potencia instalada vinculado a los **pequeños productores fotovoltaicos** (≤ 100 kW) contribuyó de forma directa al PIB en unos **300.000 €**



La **contribución total al PIB nacional** de los pequeños productores fotovoltaicos, **2.199 M€**, es equivalente a casi el **22%** de la **contribución de todo el sector fotovoltaico en España***

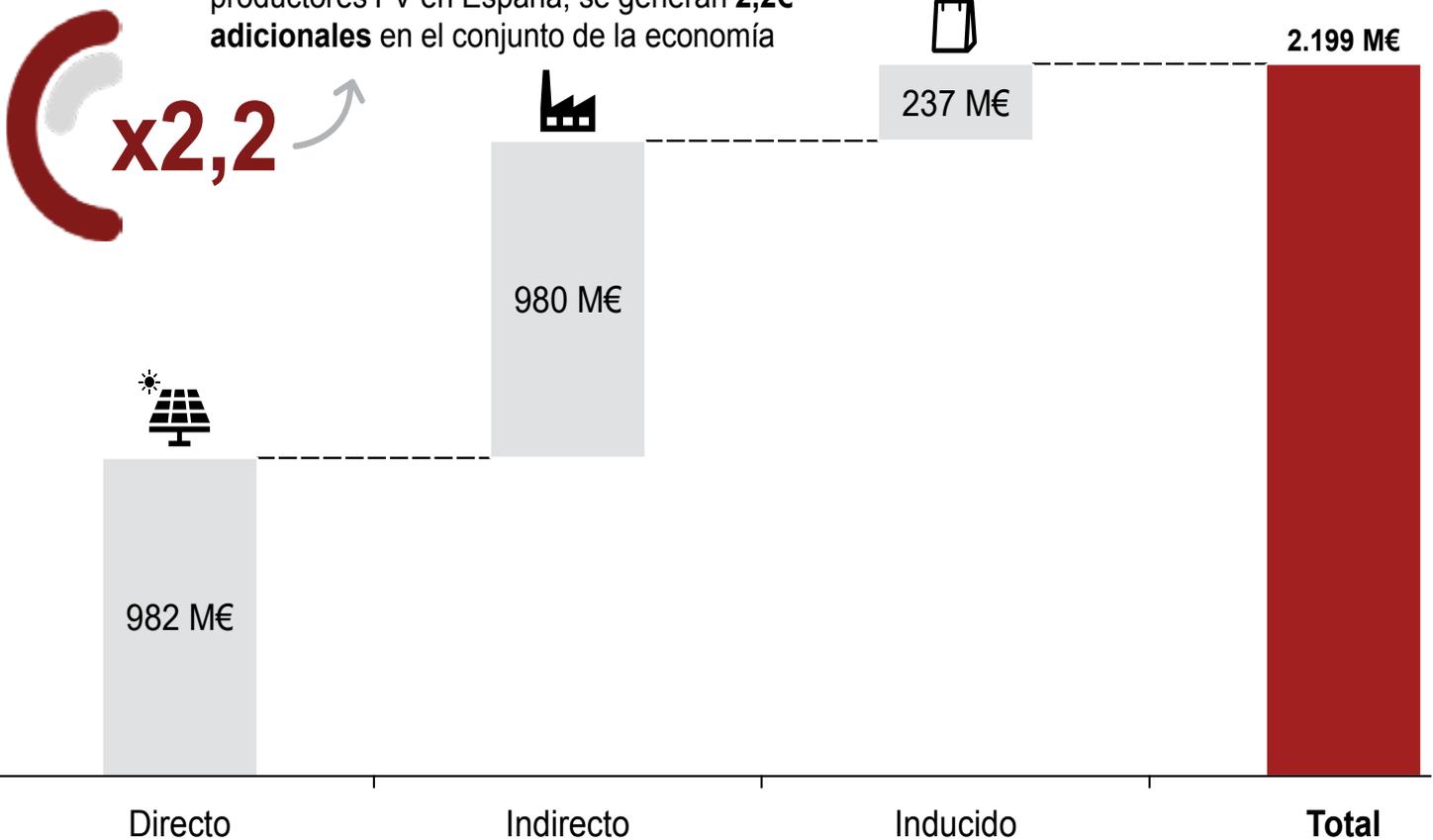
Nota: La comparativa con respecto al PIB del sector fotovoltaico español se ha realizado a partir del informe anual que publica UNEF. Se ha considerado únicamente la aportación que realiza el sector al PIB nacional, excluyendo el "PIB importado"

Fuente: Análisis PwC, INE y UNEF

La operación de las plantas fotovoltaicas inferiores a 100 kW contribuyó con casi 2.200 millones de euros al PIB nacional en 2021, incluyendo no solo el impacto directo, sino también los efectos indirectos e inducidos

Contribución total al PIB de los pequeños productores fotovoltaicos (≤ 100 kW) en España (2021)

Por cada **€ de PIB** que generan los pequeños productores FV en España, se generan **2,2€ adicionales** en el conjunto de la economía



2. IMPACTO ECONÓMICO

2.2 EMPLEO

Contribución total al
empleo (2021)



20.015 empleos FTE

1 de cada 10 empleos directos del sector fotovoltaico en España están vinculados con los pequeños productores

La contribución total al empleo de los pequeños productores fotovoltaicos en España, **20.015**, es equivalente al **22%** de todo el empleo vinculado al sector fotovoltaico en España

Nota: Las comparativas se han realizado utilizando el dato de empleo FTE incluido en este informe con el dato en empleos totales del informe de UNEF.

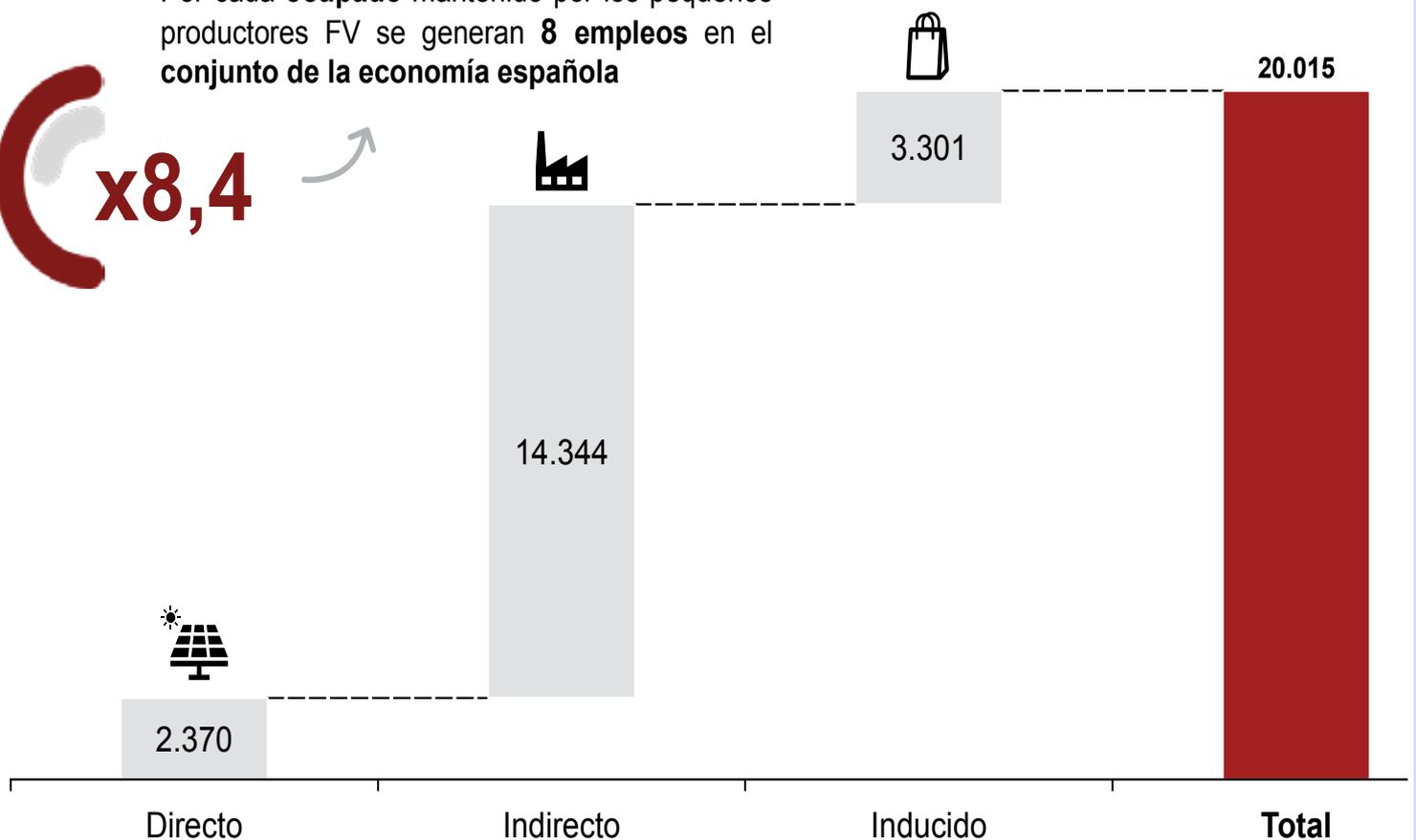
Fuente: Análisis PwC, INE y UNEF

Esta actividad permitió el mantenimiento de alrededor de 20.000 puestos de trabajo equivalentes a tiempo completo, de los que unos 2.300 fueron empleos directos, de tal forma que 1 de cada 10 empleos del sector fotovoltaico están vinculados directamente con las pequeñas instalaciones

Contribución total al empleo de los pequeños productores fotovoltaicos (≤ 100 kW) en España (empleos FTE, 2021)

Por cada **ocupado** mantenido por los pequeños productores FV se generan **8 empleos** en el conjunto de la economía española

x8,4



2. IMPACTO ECONÓMICO

2.3 RECAUDACIÓN FISCAL



La aportación de los pequeños productores FV a la recaudación fiscal por **impuestos soportados** (Impuesto de Sociedades y IVPEE) y **recaudación indirecta** (Impuesto sobre el Valor Añadido, Impuesto sobre el Consumo, etc.) **directamente por el** **impuesto sobre el Valor Añadido** y **recaudación indirecta** (Impuesto sobre el Consumo, etc.) **directamente por el** actividad económica vinculada (**impactos indirectos e inducidos**).



Esquema del impacto fiscal generado por los pequeños productores FV en

Actividad de los pequeños productores

↑ Producción

↑ Ingresos

↑ Beneficios

↑ Recaudación IVPEE

↑ Recaudación Impuesto
de Sociedades

↑ Cotizaciones
Seguridad Social

La actividad económica vinculada a las pequeñas instalaciones fotovoltaicas y generada por empresas, hogares y pequeños inversores, permitió además la recaudación de impuestos y cotizaciones sociales para las Administraciones Públicas

viene tanto de los
los (IRPF de los
sector, como de la



España

Factores FV (producción)



2. IMPACTO ECONÓMICO

2.3 RECAUDACIÓN FISCAL

Contribución fiscal total
(2021)



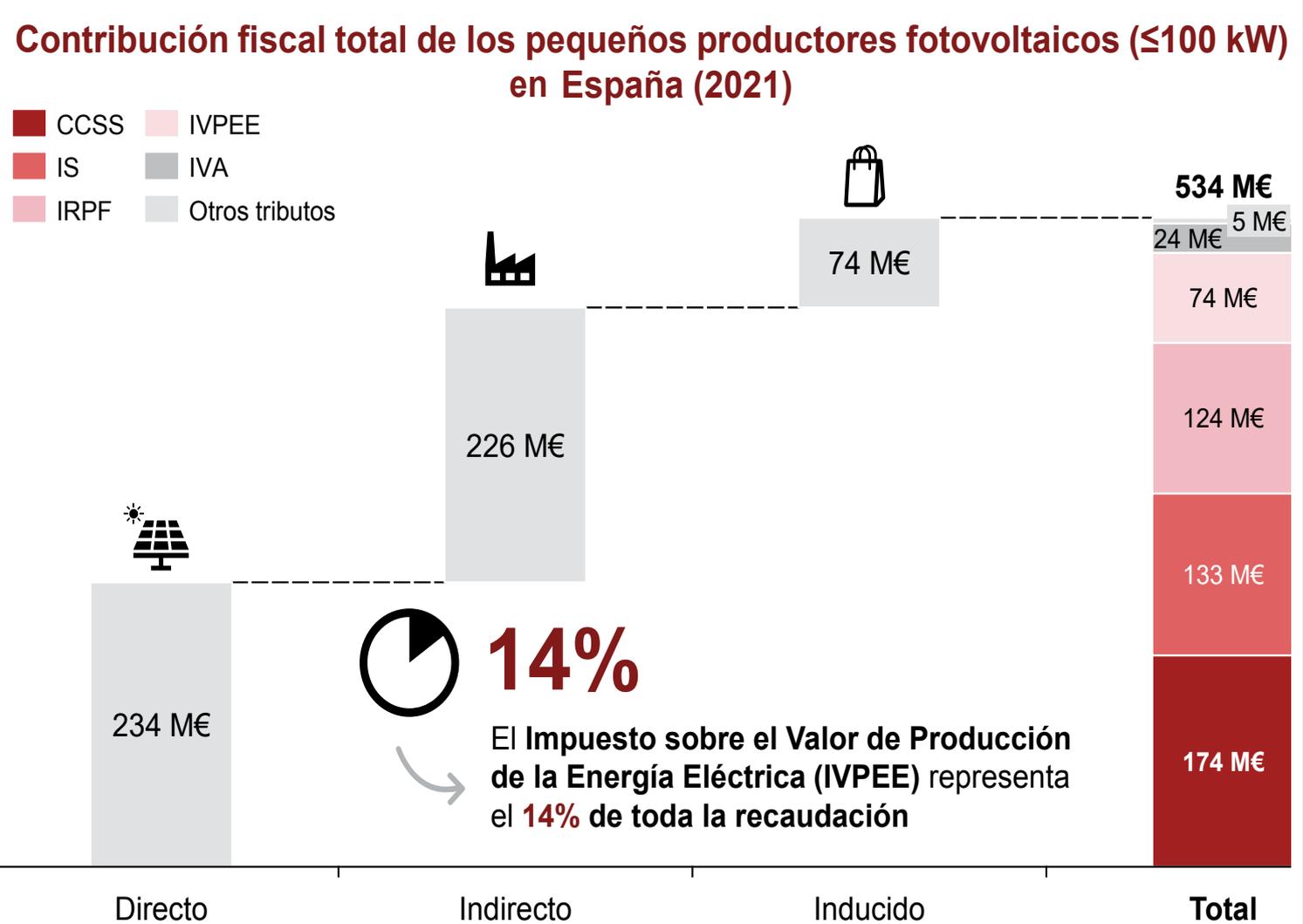
534 millones de euros

Por cada **€** que recauda la **Hacienda Pública** directamente de los **pequeños productores FV**, se recaudan otros **2€** adicionales en **impuestos y Cotizaciones Sociales**

Las **Cotizaciones Sociales (33%)** son las que **mayor recaudación generan a la Hacienda Pública**, seguido del **IS (25%)**, el **IRPF (23%)** y el **IVPEE (14%)**

Fuente: Análisis PwC y INE

Teniendo en cuenta los impuestos soportados y recaudados tanto de forma directa, como indirecta e inducida, los pequeños productores contribuyeron a la recaudación de alrededor de 530 millones de euros de ingresos para la Hacienda Pública y la Seguridad Social



2. IMPACTO ECONÓMICO

2.3 RECAUDACIÓN FISCAL

Contribución fiscal directa de los pequeños productores (2021)



234 millones de euros



Los **pequeños productores fotovoltaicos** (empresas + inversores) **soportan el 94%** del total de los impuestos directos

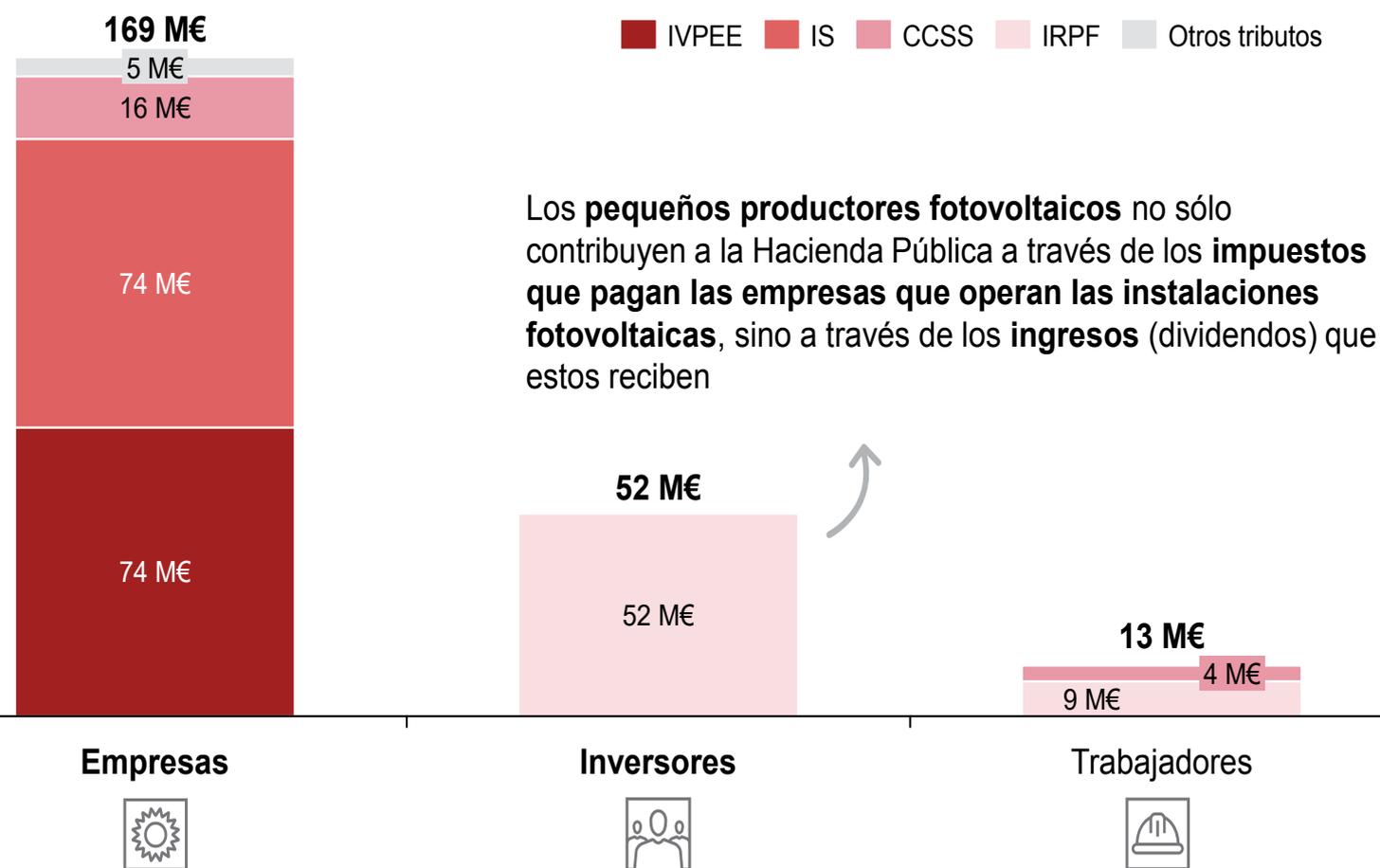


Del total de impuestos soportados directamente por los **pequeños productores** (empresas + inversores), el **IVPEE representa el 33%**

Fuente: Análisis PwC y INE

De los 234 millones de euros de contribución directa, unos 220 millones de euros fueron soportados por las sociedades jurídicas titulares de las instalaciones y los inversores de las mismas, siendo el IVPEE y el impuesto de sociedades los dos principales tributos pagados

Contribución fiscal directa por tipología de impuesto y sujeto pasivo (2021) en



3

Impacto social y medioambiental



3. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

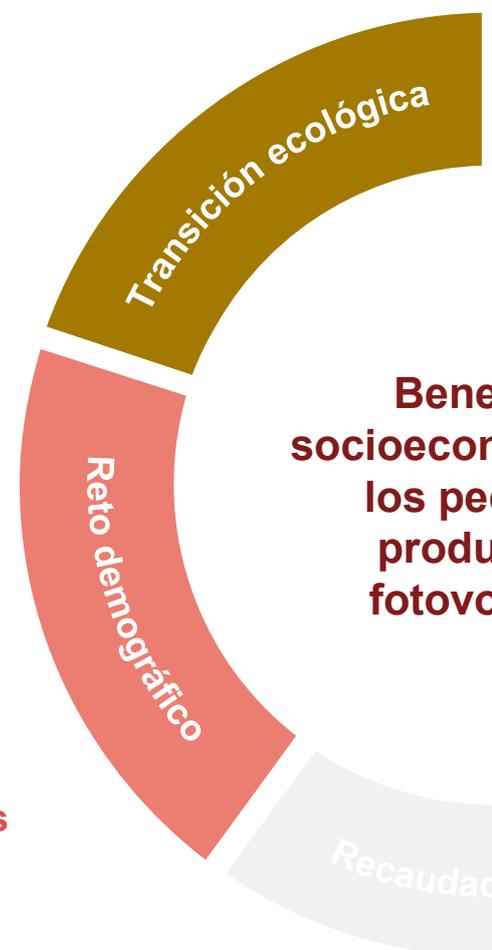
>> Otros impactos de las pequeñas plantas fotovoltaicas



Contribución de los pequeños productores fotovoltaicos a la transición hacia un **modelo energético descarbonizado y eficiente**



Papel de las pequeñas plantas fotovoltaicas en las comunidades donde se localizan, ayudando a la **consecución de los objetivos de la “Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico”**



Además de su impacto económico, los pequeños productores fotovoltaicos contribuyen a la consecución de otros objetivos sociales y medioambientales, gracias a ser una tecnología de origen renovable y estar localizada, en general, en pequeñas urbes, fuera de las grandes ciudades



Apoyo a la transición ecológica, medida a partir de diferentes indicadores:

- Contribución a la **reducción del precio del “pool” energético**
- **Generación distribuida**
- **Reducción del CO₂ y ahorro en derechos de emisión**

Desarrollo de las comunidades locales a través de:

- Creación de **empleo local y fijación de la población**
- **Ingresos complementarios** a las rentas agrarias para los titulares de las plantas, que suelen **reinvertirse en actividades propiamente agrícolas.**
- **Reducción de la desigualdad** entre el mundo urbano y rural

3. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

3.1 TRANSICIÓN ECOLÓGICA

>> PNIEC 2021-2030

En su objetivo de convertir a **España en un país neutro en carbono en 2050**, el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** establece unos **ambiciosos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero (GEI)**, fundamentalmente CO₂. Para ello, una de las principales líneas de actuación propuestas en el Plan se centra en la **descarbonización del sistema energético**, responsable a día de hoy de **3 de cada 4 toneladas de GEI** emitidas a la atmósfera. A fin de lograr esto, el **PNIEC establece el objetivo para el año 2030 que el 78% de toda la capacidad instalada sea de origen renovable**. De entre todas las tecnologías renovables, **la solar fotovoltaica es la que juega un papel más relevante**, dado que se espera que su **capacidad instalada se multiplique por 4,3 veces**.

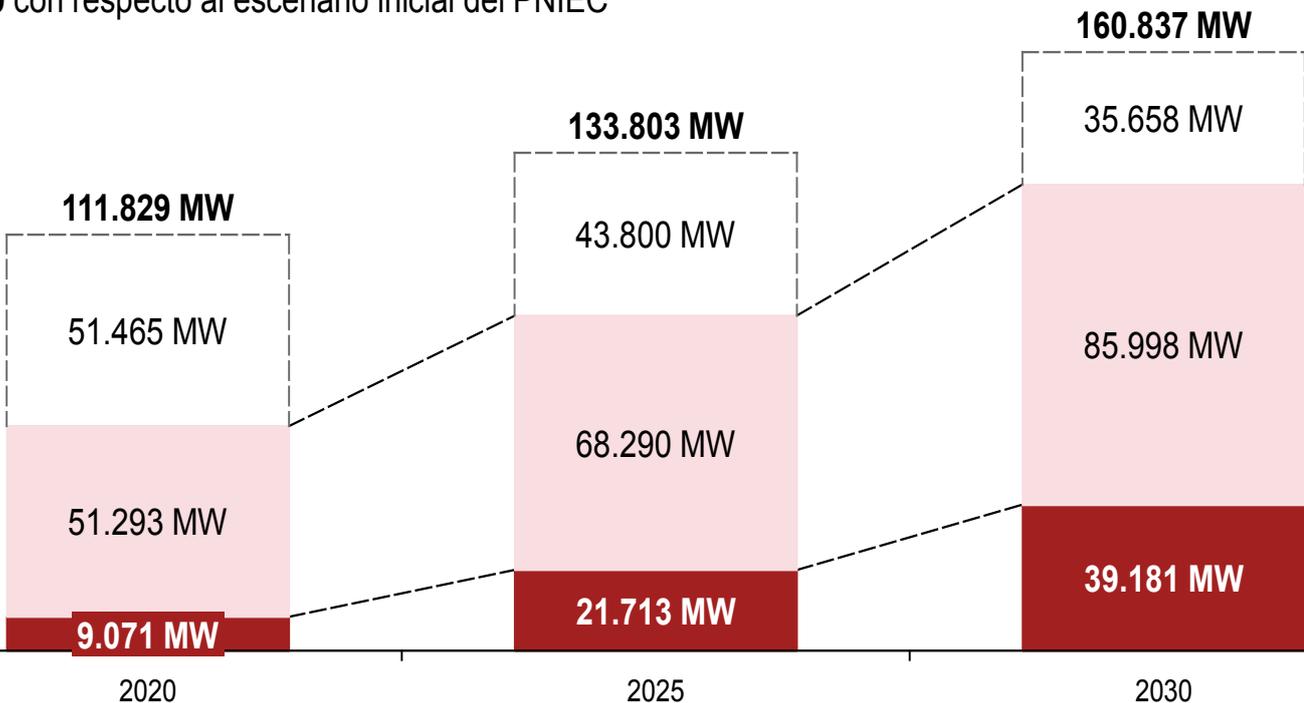
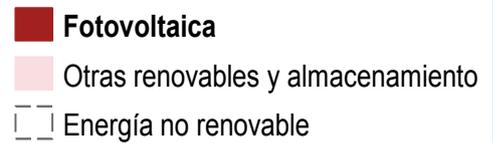
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y IDAE

El PNIEC 2021-2030 establece unos ambiciosos objetivos de crecimiento de la capacidad instalada renovable, en el que la tecnología fotovoltaica jugará un papel esencial para acelerar la descarbonización del sistema energético

Evolución de la potencia instalada renovable en los escenarios objetivo del PNIEC

 **x4,3**

La tecnología fotovoltaica multiplicará su capacidad instalada por más de 4 veces en 2030 con respecto al escenario inicial del PNIEC



3. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

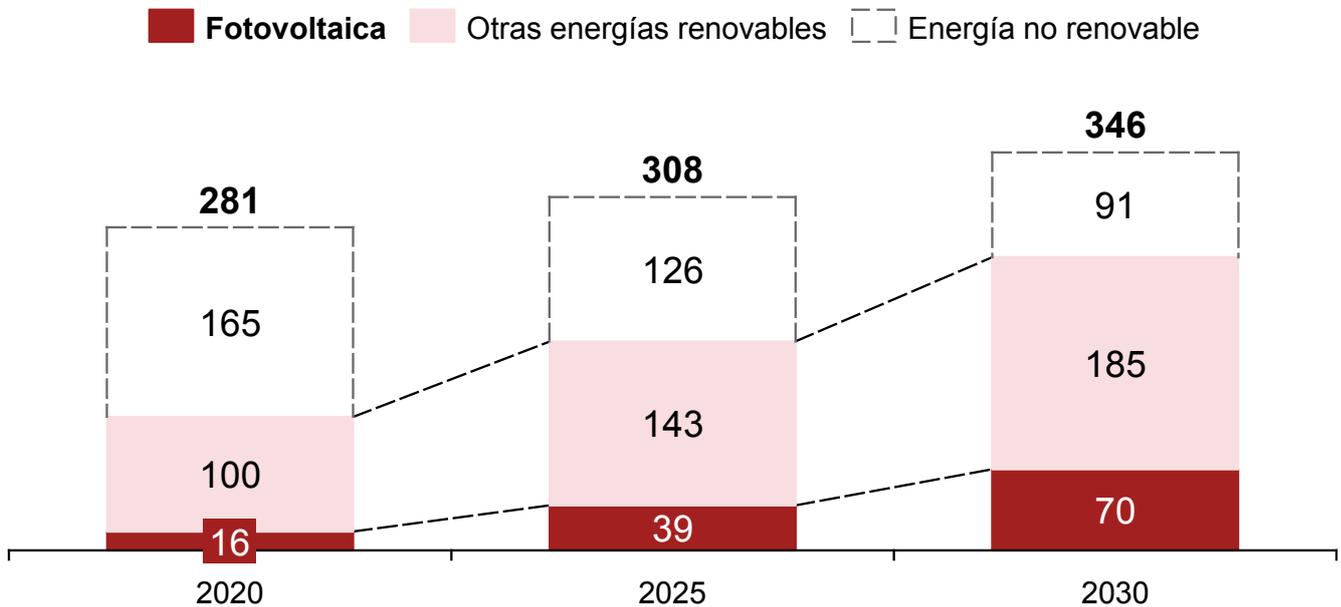
3.1 TRANSICIÓN ECOLÓGICA

>> Generación eléctrica y CO₂

Para el año 2030, el PNIEC establece un **objetivo de generación renovable del 74% sobre el total de la energía producida**. Centrándonos en la fotovoltaica, la **generación atribuible a esta tecnología superaría el 20% del total de la energía producida, 4 veces la generación del escenario objetivo para el 2020**.



Evolución de la generación eléctrica en los escenarios objetivo del PNIEC (TWh)



Nota: Cálculo realizado a partir de EUROSTAT (emisiones medias por KM de nuevos vehículos de pasajeros), ANFAC (Edad media del par
Fuente: Análisis PwC a partir de Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Red Eléctrica, IDAE; Sendeco, Eurostat, AN

De esta forma, la generación renovable supondría en 2030 alrededor de tres cuartas partes de toda la energía producida en España, disminuyendo las emisiones de CO2 y el sobrecoste que estas generan en forma de derechos de emisión

Las pequeñas plantas fotovoltaicas llevan contribuyendo muchos años a estos objetivos de reducción de emisiones



47,8 millones de toneladas de CO2 evitadas desde el año 2007



2,3 millones de toneladas de CO2 evitadas durante el año 2021



Estas emisiones evitadas equivalen, por ejemplo, a las producidas por **1,3 millones** de vehículos particulares en España en el año 2021*



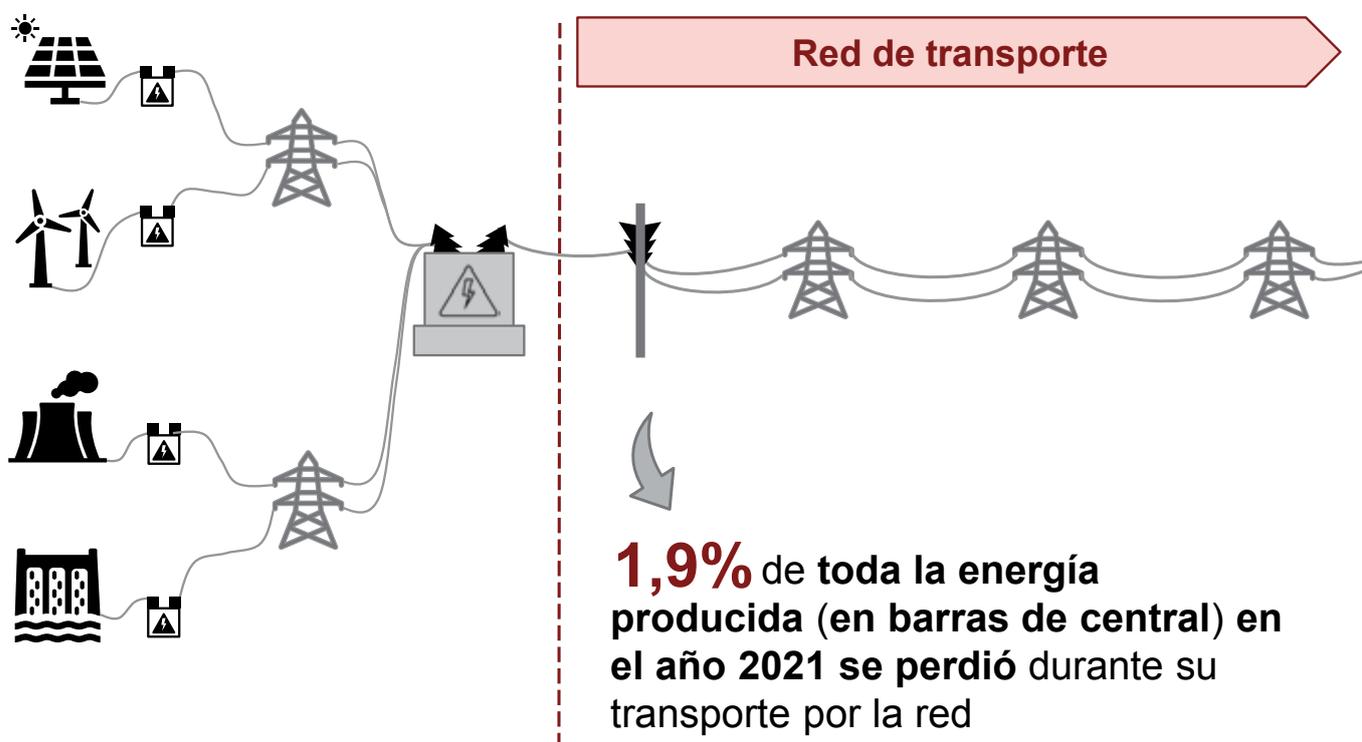
123 millones de euros de ahorro en derechos de emisión EUA durante el año 2021

* Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Consumo energético de vehículos español en 2021) y el informe Arval Mobility Observatory (Kilometraje medio vehículo de uso particular) de Arval y Arval Mobility Observatory

3. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

3.1 TRANSICIÓN ECOLÓGICA

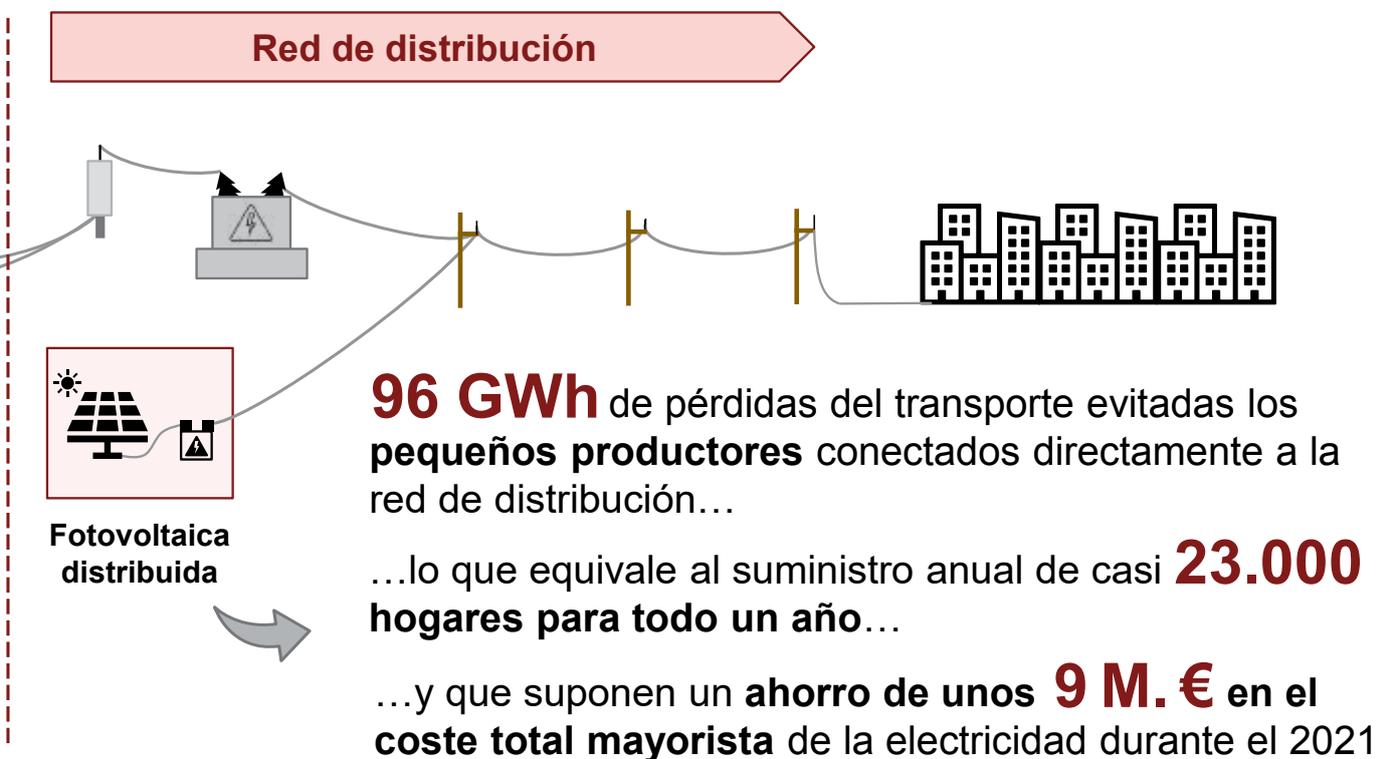
>> Generación distribuida



Desde su generación en las centrales hasta el consumo en los hogares una parte se pierde durante el transporte y distribución. Las **pérdidas de transporte** en España alcanzaron un nivel significativo. En este sentido, la **generación distribuida ayuda a reducir las pérdidas** al encontrarse más cerca del consumidor, lo que mejora la **seguridad en el suministro eléctrico**, ya que permite **atomizar la producción** y utilizar una gran variedad de fuentes de generación externas.

Nota: Para los cálculos ofrecidos se han considerado solo las potenciales pérdidas evitadas durante el transporte por las pequeñas plantas de generación distribuida y no por esta última.

La mayoría de las pequeñas plantas fotovoltaicas están conectadas directamente a la red de distribución, reduciendo la distancia a los puntos de demanda - evitando de esta manera las pérdidas del transporte - y garantizando la seguridad en el suministro eléctrico



La parte de la energía que se pierde, es lo que se conoce como las pérdidas de transporte. En este caso, se estima que se pierden un 1,9% de toda la energía demandada, en barras de central. En este caso, al estar más cerca de los puntos de consumo. Además, contribuye a **mejorar la calidad de la energía eléctrica** y, por ende, que estas comunidades no sean tan dependientes de la energía generada en grandes plantas.

estas plantas fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, sin considerar las potenciales pérdidas que se pudieran llegar a producir en grandes plantas.
Fuente: Análisis PwC a partir de REE

3. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

3.1 TRANSICIÓN ECOLÓGICA

>> Precio mayorista de la energía



El efecto de eliminar la energía vertida por las pequeñas plantas hubiera incrementado unos **3 M€** el coste total mayorista de la electricidad durante el 2021.

El mercado mayorista de electricidad, gestionado por OMIE, tiene una **orientación marginalista**. Esto quiere decir que el precio ofertado por la **tecnología más cara** que entra para cubrir la demanda de electricidad **fija el precio para todas las tecnologías**.

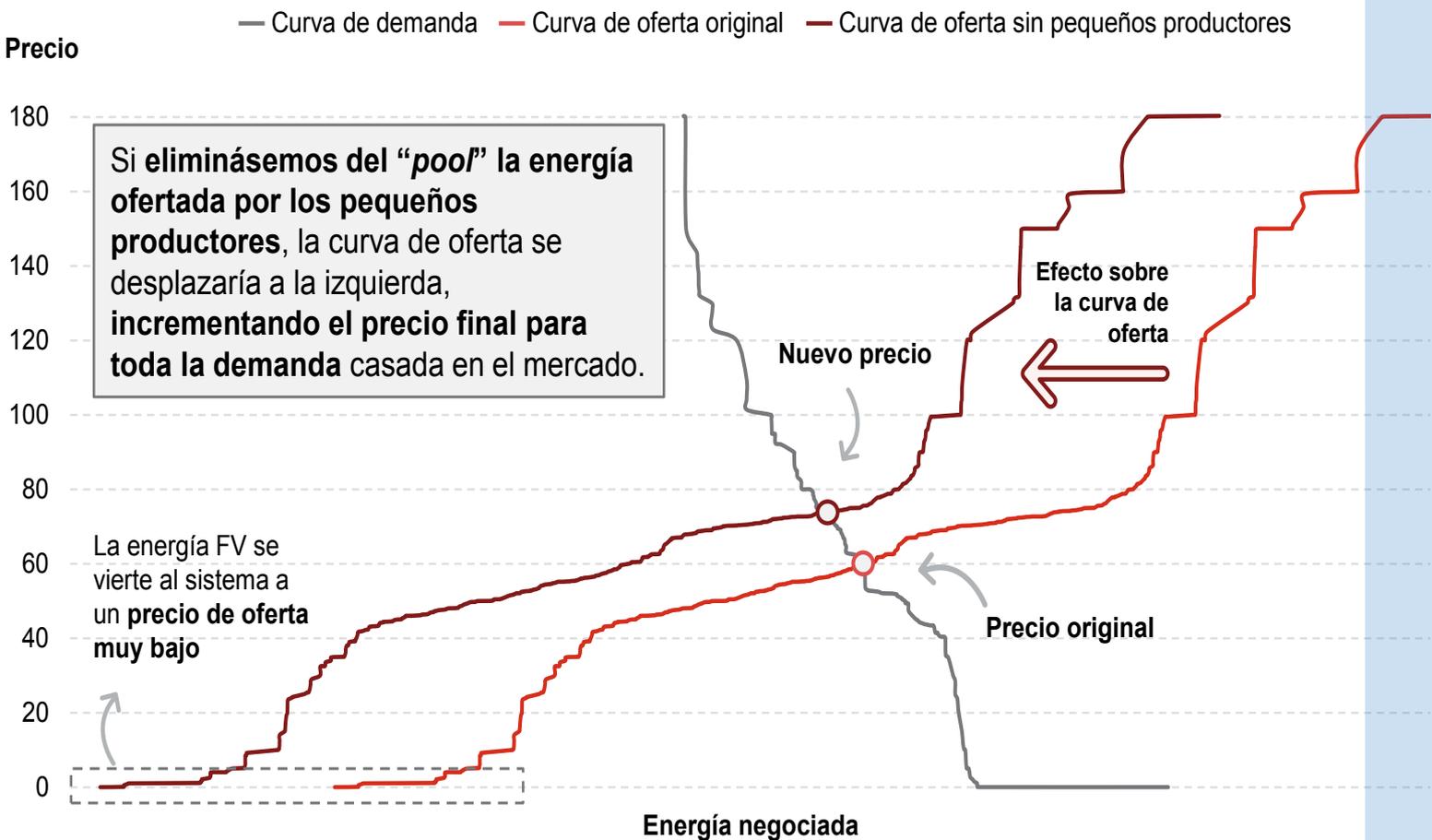
La generación de origen renovable, que proviene de recursos como el viento o el sol, tiene un coste marginal (el coste de producir una unidad adicional) nulo, de tal forma que al entrar en el mercado **desplaza a otras tecnologías más caras**, como los CCGT o el carbón, **reduciendo el precio final**.

Nota: Para el gráfico se han utilizado los datos de compra y venta del mercado intradiario ofrecidos por OMIE para el día 15 de noviembre de 2017 a las 19 horas.

Fuente: Análisis PwC y OMIE

La generación de origen renovable, en general, y la tecnología fotovoltaica, en particular, contribuye a reducir el precio del mercado mayorista de electricidad («pool»), gracias a su nulo o muy bajo coste marginal

Efecto sobre la curva de oferta de la generación fotovoltaica (ilustrativo)



3. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

3.2 DESARROLLO LOCAL

>> Localización

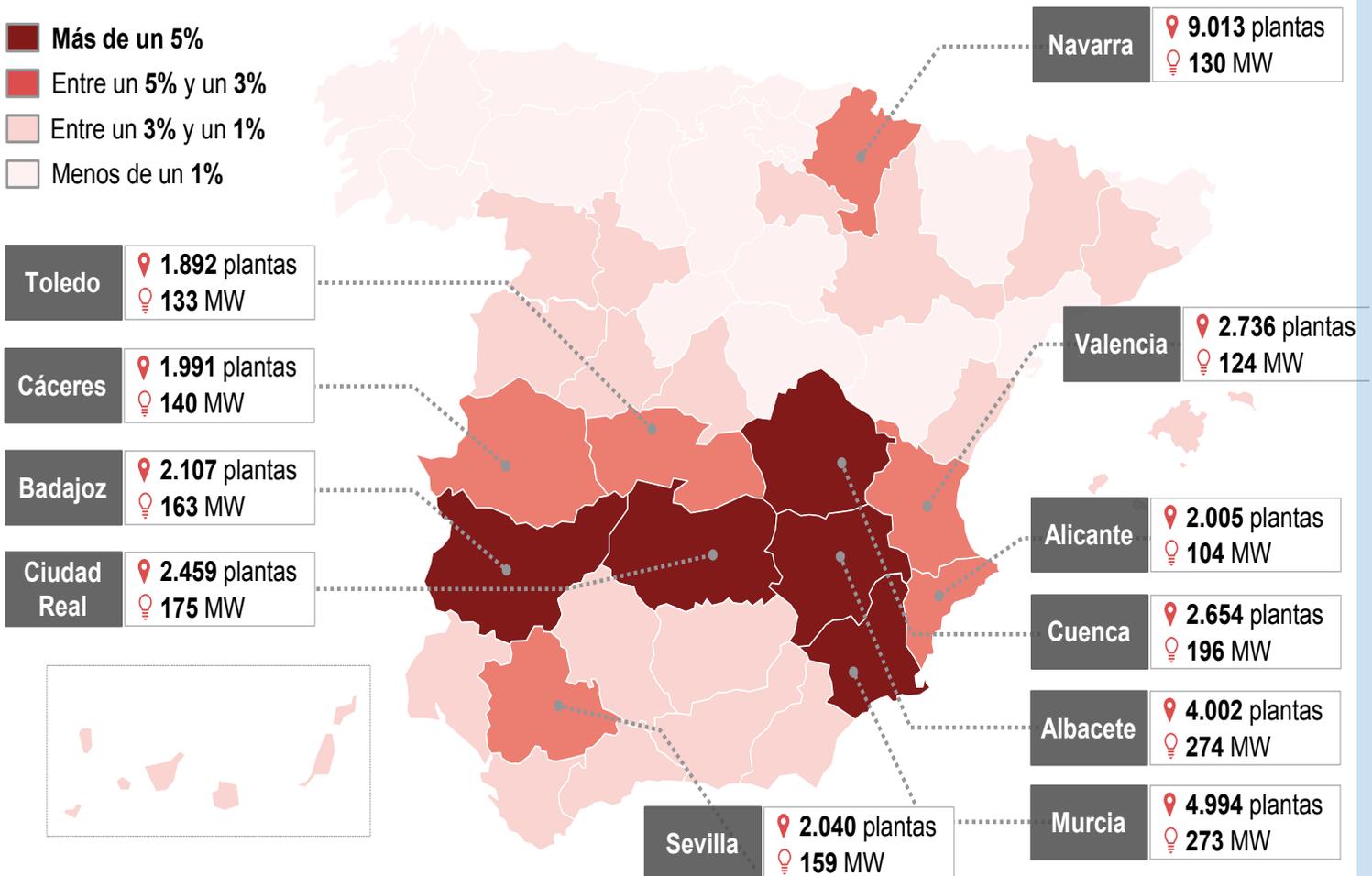
Las **pequeñas plantas FV se reparten a lo largo de todo el territorio nacional**, aunque buena parte de la capacidad instalada que representan se concentra en **provincias del centro y sur peninsular**. Así, **Albacete, Murcia, Cuenca, Ciudad Real y Badajoz** son las provincias españolas en las que hay una mayor concentración de capacidad instalada de **pequeñas plantas FV**, seguida de otras como Sevilla, Cáceres, Toledo, Navarra o Valencia.

Entre las provincias mencionadas, **algunas como Badajoz, Cáceres, Ciudad Real, Murcia o Valencia se han visto o se verán afectadas por el cierre programado de las centrales nucleares y de carbón** que el Gobierno ha planteado para los próximos años. En este contexto, **y dada la importancia socioeconómica de estas plantas para algunos territorios**, las plantas fotovoltaicas y, en concreto las pequeñas, pueden ser una **solución a este desafío gracias a su potencial de generación de empleo local**.

Fuente: Análisis PwC a partir de PRETOR

Casi el 60% de toda la capacidad instalada de pequeñas plantas fotovoltaicas se concentra en 9 provincias de la geografía española, entre las que destacan algunas afectadas por el cierre de las centrales nucleares y de carbón

Distribución de la potencia instalada de las pequeñas plantas fotovoltaicas por provincias (% sobre total)

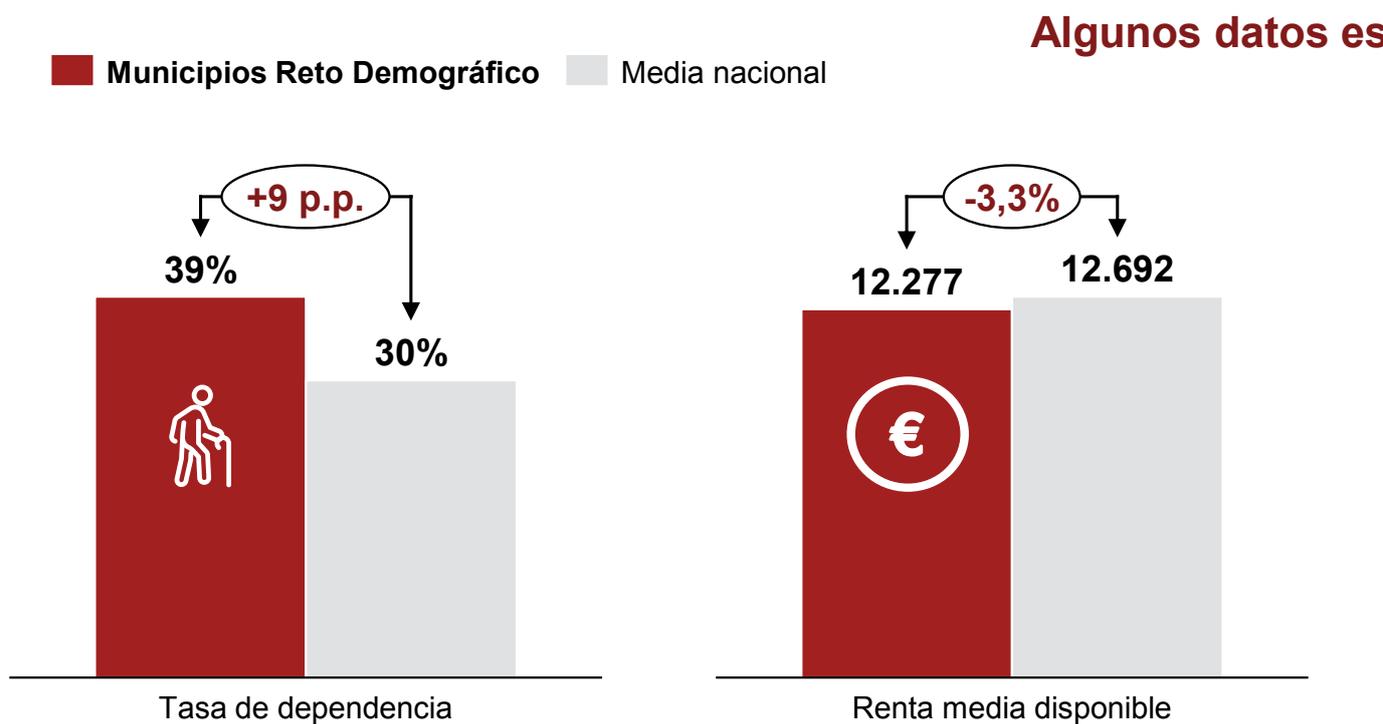


3. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

3.2 DESARROLLO LOCAL

>> Reto Demográfico

El “**Reto Demográfico**” es una de las líneas estratégicas sobre las que girarán las **diferentes dimensiones**, que abarcan desde un **contexto puramente demográfico** hasta **dimensiones económicas** en el territorio. Así las cosas, **el 86% de los municipios españoles** (“Reto <5.000” o “Reto Núcleos”).

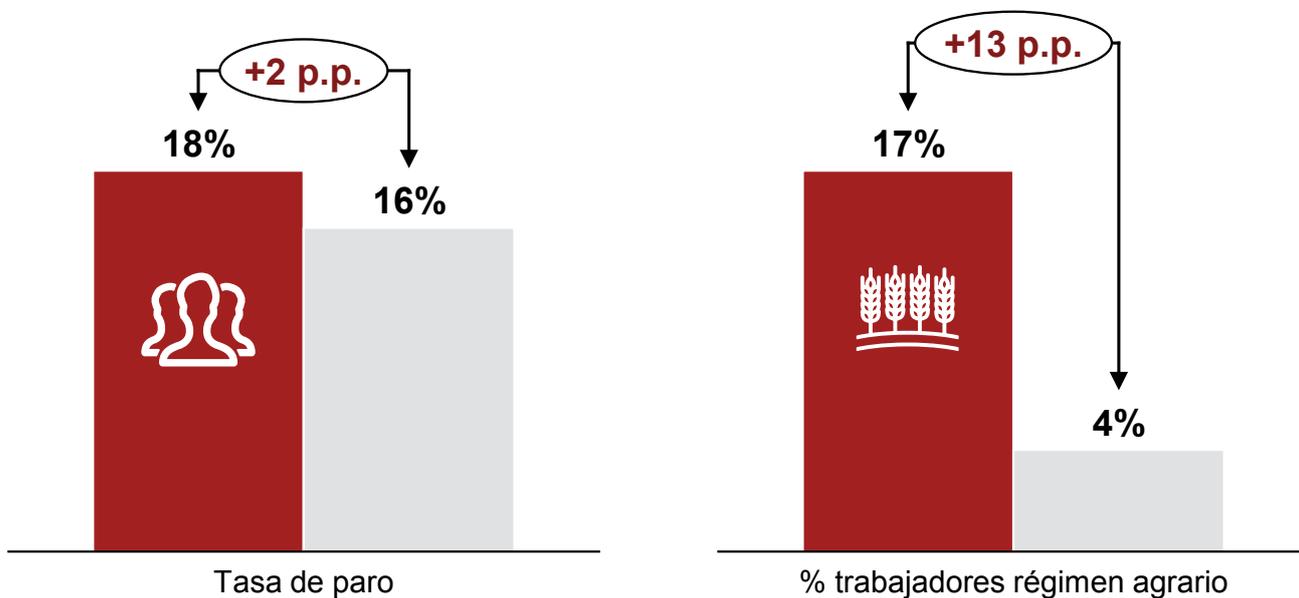


Nota: La tasa de paro se ha aproximado como el número de parados medios del año 2021 entre la suma de los parados y afiliados a la Seguridad Social para el año 2020, último año disponible.

A nivel local, en España casi el 90% de todos los municipios están vinculados al “Reto Demográfico”, caracterizados por una pirámide poblacional más envejecida, con una menor renta per cápita y mayores niveles de desempleo que la media nacional

Las políticas territoriales y de cohesión social de los próximos años. Este Reto tiene un carácter geográfico y poblacional hasta aquellos vinculados a las condiciones socio-económicas estarían incluidos dentro de alguna de las tipologías del Reto Demográfico

datos municipales...



Los datos son relativos a 2021, excepto la renta media disponible que se ha utilizado el dato de los últimos meses de ese mismo año. Fuente: Análisis PwC a partir de INE y Seguridad Social

3. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

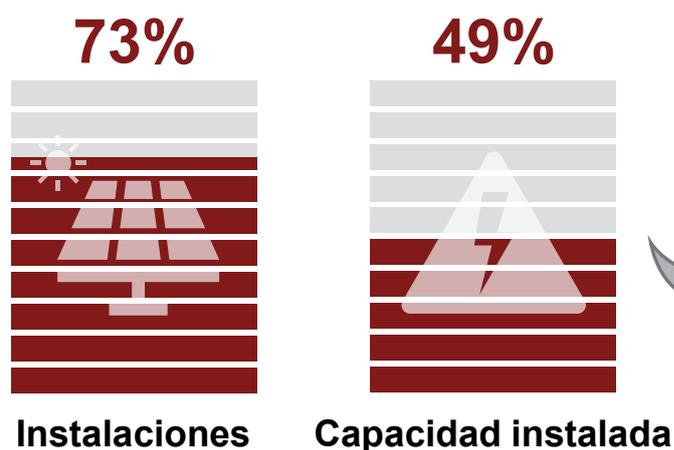
3.2 DESARROLLO LOCAL

>> Contribución local

Para abordar la problemática del Reto Demográfico, el Gobierno publicó, en el año 2021, un **documento estratégico que contenía 130** medidas entre las que **se incluían algunas vinculadas con la fotovoltaica y el autoconsumo**.

De hecho, la **tecnología fotovoltaica**, por sus necesidades de localización fuera de grandes núcleos urbanos, es una **oportunidad para el desarrollo de estos municipios**. Así, **las plantas fotovoltaicas contribuyen a la generación de riqueza** en los municipios donde se instalan, **creando empleo cualificado** que, en última instancia, **ayuda a fijar a la población al territorio frenando la despoblación**.

El Reto Demográfico y las pequeñas instalaciones fotovoltaicas



En la actualidad, el **73% de las instalaciones** y el **49% de la capacidad instalada de todas las pequeñas plantas** se localiza en **casi 2.900 municipios del Reto Demográfico** (un 41% de todos los municipios identificados por el MITECO)

Fuente: Análisis PwC a partir de INE

Casi el 50% de la capacidad instalada de pequeñas plantas fotovoltaicas se localiza en estos municipios, contribuyendo a su desarrollo socioeconómico, creando empleo local y generando riqueza

Impacto directo de las pequeñas plantas en municipios del Reto Demográfico

Valor Añadido Bruto (2021)



477

Millones de euros

Empleos (2021)



1.150

Empleos FTE

Sueldos y salarios (2021)



33

Millones de euros



Anexo I

Metodología



MARCO METODOLÓGICO : INPUT-OUTPUT

VAB, PIB y Producción

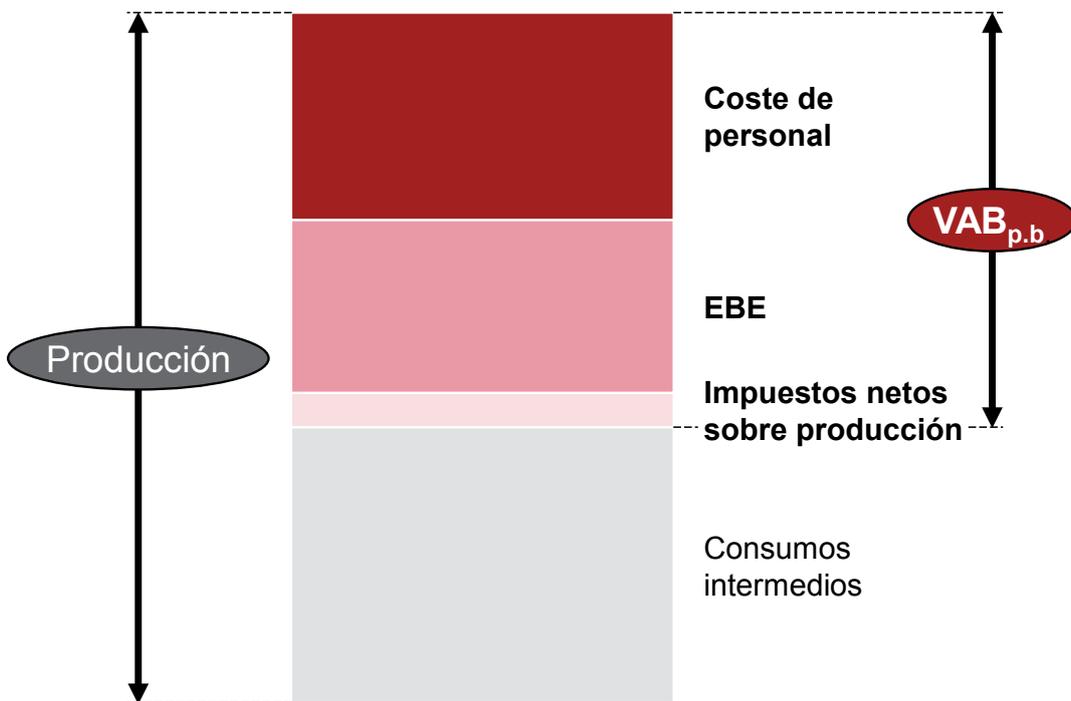
La estimación del **impacto total de los pequeños productores fotovoltaicos** en la economía española se ha calculado en términos de **Valor Añadido Bruto (VAB)**. El VAB a precios básicos se calcula como la diferencia entre la producción y el importe de la compra de bienes y servicios **-consumos intermedios-** (aprovisionamientos, servicios exteriores y otros gastos de gestión corriente), sin deducir amortizaciones ni depreciaciones. Puede descomponerse en los siguientes 3 elementos, atendiendo al **método de la renta**:

$$VAB_{p.b.} = CP + EBE + INP$$

- **Costes de personal (CP):** Retribución al factor trabajo. Se corresponde con todos los pagos realizados al personal propio en concepto de remuneración del trabajo (monetario o en especie), incluyendo las cargas sociales e indemnizaciones por despido. Puede descomponerse en sueldos y salarios (brutos) y cotizaciones sociales.
- **Excedente bruto de explotación (EBE):** Retribución al factor capital. Se corresponde con el excedente generado por las actividades de explotación una vez retribuido el factor trabajo y el pago de impuestos sobre la producción. Constituye el saldo disponible que permite recompensar a los proveedores de fondos propios y deuda, pagar los impuestos sobre beneficios y financiar las inversiones.
- **Impuestos netos sobre la producción (INP):** Son tributos que gravan la producción, la utilización de mano de obra, la propiedad o el uso de la tierra, edificios y otros activos, con independencia de la cantidad o el valor de los productos vendidos, menos las subvenciones a la explotación.

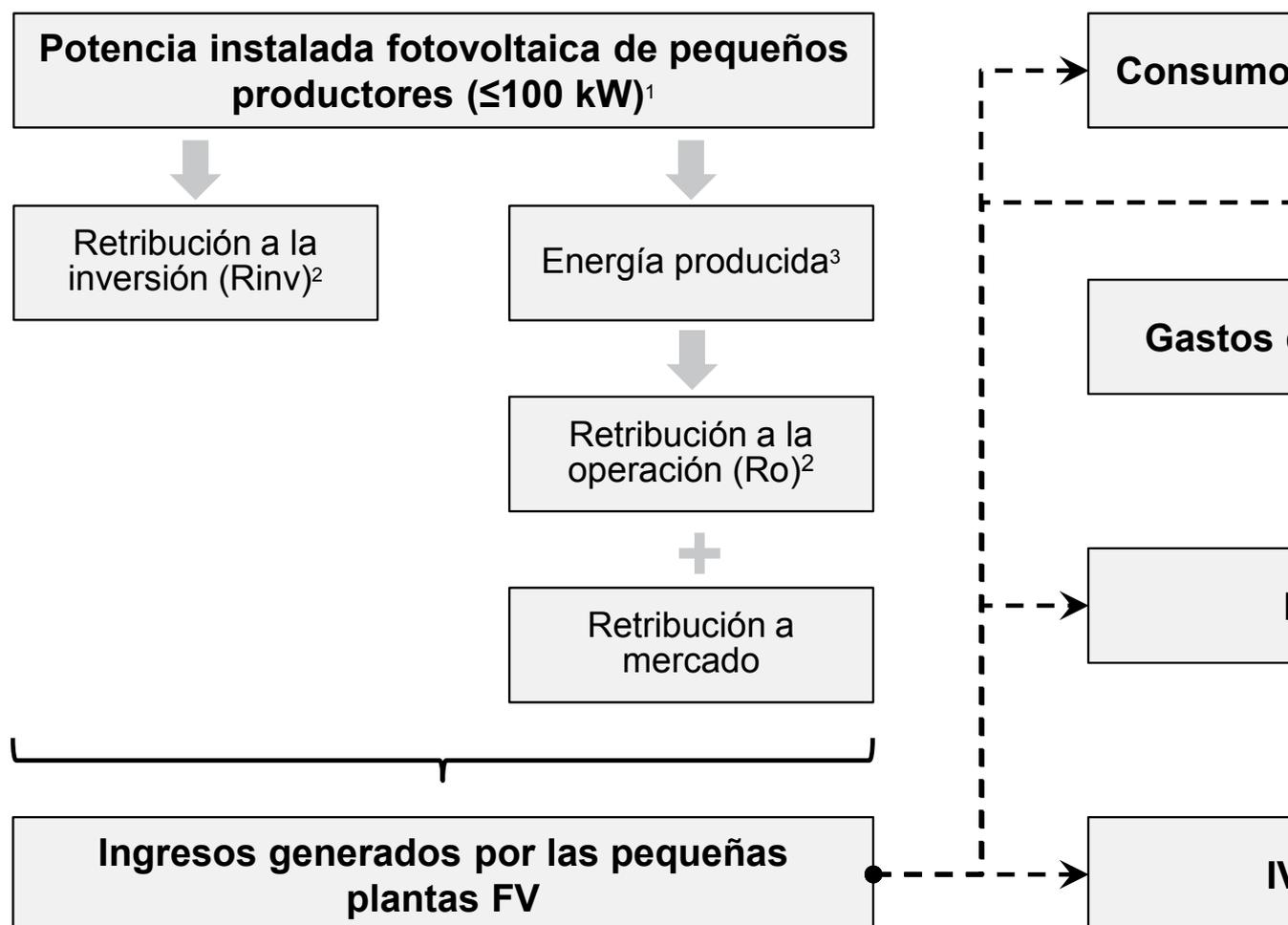
El **Producto Interior Bruto (PIB)** no es más que la agregación del VAB a precios básicos de todos los sectores de la economía más los impuestos netos sobre los productos (IVA, impuestos especiales, etc., neto de subvenciones sobre los productos).

El impacto también puede ser medido en términos de **Producción**, que mide el importe de los bienes y servicios producidos durante un periodo de tiempo determinado.



MARCO METODOLÓGICO : INPUT-OUTPUT

Cálculo del impacto directo



1. Para el cálculo de la potencia instalada ≤ 100 kW se han utilizado datos de PRETOR (Ministerio para la Transición Ecológica). La media de las pequeñas plantas fotovoltaicas se han utilizado los parámetros relativos a las instalaciones fijas incluidos en la CNAE 3519 para el año 2021 de Red Eléctrica Española. 4. Para el cálculo del empleo directo se ha calculado un multiplicador de empleo directo de la CNAE 3519 (Producción de energía eléctrica de otros tipos). 5. Los datos para aproximar el EBE y gastos de personal de los pequeños productores se han utilizado la información de las empresas del CNAE 3519, salvo para la aproximación de los gastos de personal. En este caso, se ha utilizado el salario medio de una microempresa del sector 351 sobre el total de este sector (máxima desagregación disponible). 6. En el cálculo del impacto indirecto se ha utilizado el método de los insumos intermedios de la CNAE 3519.

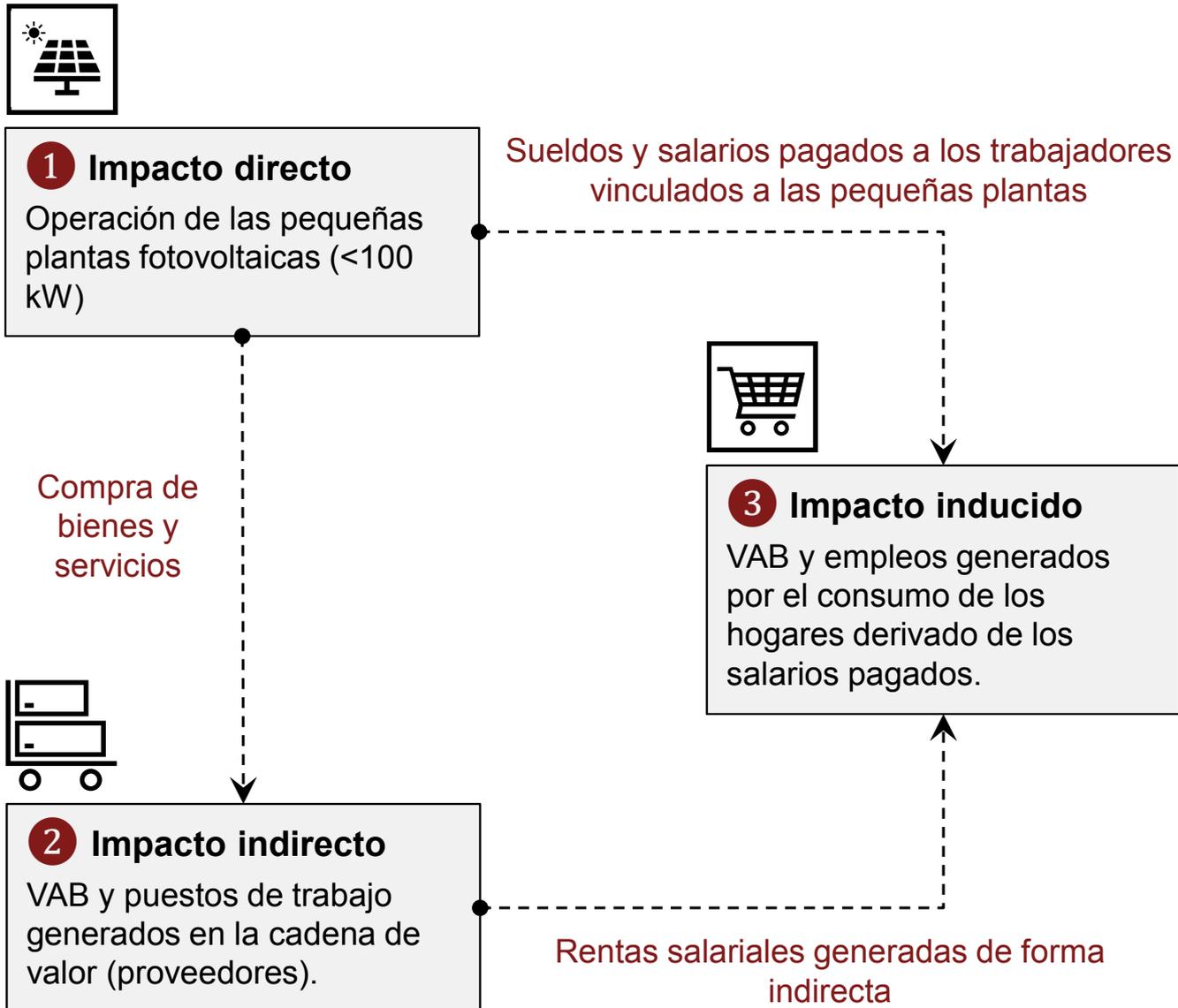
MARCO METODOLÓGICO : INPUT-OUTPUT

Impacto directo, indirecto e inducido

Un sector, actividad o empresa puede generar 3 tipos de impacto económico, tanto en términos de PIB, empleo y recaudación fiscal:

1. **Impacto directo:** El impacto directo es el **VAB y los empleos** vinculados a la **operación de las pequeñas plantas fotovoltaicas (<100 kW)**.
2. **Impacto indirecto:** Además del impacto directo, la operación de estas pequeñas plantas genera un **segundo nivel de impacto “hacia atrás”** a lo largo de toda su cadena de suministro, a través de sus **compras de bienes y servicios** (consumos intermedios), es decir, en sus proveedores. Mediante las tablas Input-Output de la contabilidad nacional podemos calcular no solo el impacto sobre los proveedores inmediatos del sector, sino también sobre los proveedores de los proveedores, y así sucesivamente hasta cubrir toda la cadena de valor.
3. **Impacto inducido:** Finalmente, los sueldos y salarios pagados de forma directa (trabajadores vinculados a estas plantas fotovoltaicas) y las rentas salariales generadas de forma indirecta (trabajadores de los proveedores) producen un **consumo adicional de los hogares en productos y servicios** que, de no haberse llevado a cabo la operación de estas plantas fotovoltaicas, no se produciría. Esta demanda adicional de los hogares (impacto inducido) es el tercer y último nivel de impacto.

Cada uno de estos 3 niveles genera también un **impacto fiscal**: las rentas de empresas y trabajadores permiten la recaudación de **cotizaciones sociales** (tanto del empleado como de la empresa), **IRPF** e **impuesto de sociedades**. Por otro lado, el consumo inducido de los hogares permite también la recaudación de **IVA/IGIC**. Adicionalmente, y dada la propia actividad económica del sector, **los ingresos de los pequeños productores fotovoltaicos están sujetos al IVPEE**.



MARCO METODOLÓGICO : INPUT-OUTPUT

Modelización Input-Output

Los modelos Input-Output son una técnica estándar y ampliamente utilizada para cuantificar el impacto económico de una actividad, o empresa a partir de datos de la contabilidad regional, dónde la producción de cada sector de la economía mantiene una proporción fija de bienes y servicios intermedios de cada uno del resto de sectores (**función de producción de Leontief**) tal y como se muestra en la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{pmatrix} X_1 \\ \vdots \\ X_{81} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{1,1} & \dots & a_{1,81} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{81,1} & \dots & a_{81,81} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_1 \\ \vdots \\ X_{81} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_{81} \end{pmatrix}$$

De forma simplificada:

$$X = AX + y$$

donde X es un vector que representa las necesidades de producción de cada sector de la economía (en nuestro caso, los 81 sectores disponibles en la contabilidad regional), y es un vector que representa la demanda final de cada sector, y A es una matriz 81x81, denominada **matriz de coeficientes técnicos**, que indica, por filas, el porcentaje de la producción de productos intermedios de cada sector que se destina a cada uno de los restantes, y, por columnas, el peso de los consumos en cada sector sobre el valor de los bienes y servicios intermedios totales que demanda de cada uno.

Reordenando la expresión anterior, podemos expresarla de la siguiente forma:

$$X = (I - A)^{-1}y$$

Donde $(I - A)^{-1}$ es la **matriz inversa de Leontief o matriz de multiplicadores de producción** que se utiliza para calcular el **impacto indirecto** sobre la producción o el VAB introduciendo en el modelo los datos estimados de consumos intermedios (aprovisionamientos y servicios exteriores).

Una vez se han calculado los impactos sobre la producción, se procede a la estimación del impacto sobre el empleo (empleos anuales, absolutos o equivalentes a tiempo completo -FTE-). Para ello, utilizamos los **coeficientes de empleo**, obtenidos también de la contabilidad regional, y la propia matriz de multiplicadores de producción.

Finalmente, el cálculo del **efecto inducido** se obtiene a partir de información sobre: (i) Las rentas de los hogares (remuneración de los asalariados) generadas de forma directa e indirecta, (ii) la **propensión marginal al consumo** de los hogares españoles (estimada en el 64% de los sueldos y salarios brutos), y (iii) la distribución del consumo final de los hogares por sectores.

Para la elaboración de los cálculos del presente informe hemos utilizado las tablas Input-Output de la economía andaluza correspondientes al año 2016, últimas publicadas por el Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía (IECA), debidamente actualizadas con información más reciente de empleo e índices de precios.

MARCO METODOLÓGICO : INPUT-OUTPUT

Impacto directo, indirecto e inducido

Un sector, actividad o empresa puede generar 3 tipos de impacto económico, tanto en términos de PIB, empleo y recaudación fiscal:

1. **Impacto directo:** El impacto directo es el **VAB y los empleos** vinculados a la **operación de las pequeñas plantas fotovoltaicas (<100 kW)**.
2. **Impacto indirecto:** Además del impacto directo, la operación de estas pequeñas plantas genera un **segundo nivel de impacto “hacia atrás”** a lo largo de toda su cadena de suministro, a través de sus **compras de bienes y servicios** (consumos intermedios), es decir, en sus proveedores. Mediante las tablas Input-Output de la contabilidad nacional podemos calcular no solo el impacto sobre los proveedores inmediatos del sector, sino también sobre los proveedores de los proveedores, y así sucesivamente hasta cubrir toda la cadena de valor.
3. **Impacto inducido:** Finalmente, los sueldos y salarios pagados de forma directa (trabajadores vinculados a estas plantas fotovoltaicas) y las rentas salariales generadas de forma indirecta (trabajadores de los proveedores) producen un **consumo adicional de los hogares en productos y servicios** que, de no haberse llevado a cabo la operación de estas plantas fotovoltaicas, no se produciría. Esta demanda adicional de los hogares (impacto inducido) es el tercer y último nivel de impacto.

Cada uno de estos 3 niveles genera también un **impacto fiscal**: las rentas de empresas y trabajadores permiten la recaudación de **cotizaciones sociales** (tanto del empleado como de la empresa), **IRPF** e **impuesto de sociedades**. Por otro lado, el consumo inducido de los hogares permite también la recaudación de **IVA/IGIC**. Adicionalmente, y dada la propia actividad económica del sector, **los ingresos de los pequeños productores fotovoltaicos están sujetos al IVPEE**.



1 Impacto directo

Operación de las pequeñas plantas fotovoltaicas (<100 kW)

Sueldos y salarios pagados a los trabajadores vinculados a las pequeñas plantas

Compra de bienes y servicios



2 Impacto indirecto

VAB y puestos de trabajo generados en la cadena de valor (proveedores).



3 Impacto inducido

VAB y empleos generados por el consumo de los hogares derivado de los salarios pagados.

Rentas salariales generadas de forma indirecta

Anexo II

Fuentes utilizadas en el análisis regulatorio internacional



FUENTES UTILIZADAS

Anagnostopoulos, P. et al. (2017): *A “New-Deal” for the Development of Photovoltaic Investments in Greece? A Parametric TechnoEconomic Assessment*. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/319045439_A_New-Deal_for_the_Development_of_Photovoltaic_Investments_in_Greece_A_Parametric_Techno-Economic_Assessment

Angelopoulos, D. et al. (2017): *Risk-based analysis and policy implications for renewable energy investments in Greece*. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517301325>

Bulgarian Photovoltaic Association (NA): *Communication on decisions of the government*. Disponible en: https://confindustriabulgaria.bg/wp-content/uploads/2014/03/2014_03_14_BPVA_Member_info_final_grid_access_fee_compensatory_mechanism_EN.pdf

Climate Policy Info Hub (NA): *Renewable Energy Support Policies in Europe*. Disponible en: <http://climatepolicyinfohub.eu/renewable-energy-support-policies-europe>

CMS (2020): *RENEWABLE ENERGY LAW AND REGULATION IN BULGARIA*. Disponible en: <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-renewable-energy/bulgaria>

CMS (2015): *ELECTRICITY LAW AND REGULATION IN BULGARIA*. Disponible en: <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-electricity/bulgaria>

Cointe, B. (2013): *Political FITs: Regulating the emergence of photovoltaic in France. 8th Interpretative Policy Analysis Conference, Jul 2013, Vienne, Austria. fhal-01677345f*. Disponible en: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01677345/document>

Council of European Energy Regulators - CEER (2008): *Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in EU*. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fb65b156-71a6-b717-a3ec-585b138aa3ae>

Council of European Energy Regulators - CEER (2011): *CEER Report on Renewable Energy Support in Europe*. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/ecac11ed-49d4-6dbe-ed5a-fc594836e46e>

Council of European Energy Regulators - CEER (2013): *Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe*. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fb65b156-71a6-b717-a3ec-585b138aa3ae>

Council of European Energy Regulators - CEER (2015): *Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013*. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/8b86f561-fa0b-0908-4a57-436bffceeb30>

Council of European Energy Regulators - CEER (2017): *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe*. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/41df1bfe-d740-1835-9630-4e4cccaf8173>

Council of European Energy Regulators - CEER (2018): *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017*. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed>

Council of European Energy Regulators - CEER (2021): *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2018 and 2019*. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/ffe624d4-8fbb-ff3b-7b4b-1f637f42070a>

Danailova Todorov & Partners (NA): *Renewable Energy Sources (RES Policy and Laws in Bulgaria)*. Disponible en: <https://lawfirm.bg/en/publications/renewable-energy-sources>

Deloitte - Ousman Abani, A. (2017): *Talking points: Renewables, support schemes and cost-competitiveness*. Disponible en: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/financial-advisory/economicadvisory/deloitte_res-competitiveness-marches-electrique-du-monopole-a-l-agregateur.pdf

FUENTES UTILIZADAS

- DENA - German Energy Agency** (2014): *MARKET INFO ITALY – PHOTOVOLTAICS*. Disponible en: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/3207_Market_Info_Italy_Photovoltaic.pdf
- DENTONS** (2020): *Retroactive cuts for solar feed-in tariffs*. Disponible en: <https://www.dentons.com/en/insights/alerts/2020/november/26/retroactive-cuts-for-solar-feed-in-tariffs>
- DLA Piper** (2022): *Reduction of French solar tariffs – how can investors protect their rights*. Disponible en: <https://www.dlapiper.com/fr/france/insights/publications/2022/03/reduction-of-french-solar-tariffs-how-can-investors-protect-their-rights/>
- DLA Piper** (2018): *Energy Investment in Italy: The legal perspective*. Disponible en: https://www.dlapiper.com/~/_media/files/insights/publications/2018/06/energy_investor_guide_giugno_2018.pdf
- Dusonchet, L., & Telaretti, E.** (2014): *Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries*. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211400879X>
- Energypost.eu** (2014): *Retroactive amendments to Czech law threaten renewable energy sector*. Disponible en: <https://energypost.eu/retroactive-amendments-investment-conditions-guaranteed-czech-law-threaten-stability-renewable-energy-sector/>
- Energy Management Institute** (2012): *SEWRC has set temporary prices for RES grid-access*. Disponible en: <https://www.emi-bg.com/en/sewrc-has-set-temporary-prices-for-res-grid-access/>
- EurObserv'Er** (NA): *Policy and statistic reports*. Disponible en: <https://www.euroobserver.org/euroobserver-policy-files-for-all-eu-28-member-states/>

EurObserv'Er (2015): *Country Policy Profile: Bulgaria*. Disponible en: <https://www.eurobserv-er.org/pdf/res-policy/EurObservER-RES-Policy-Report-Country-Profile-2015-12-Bulgaria.pdf>

European Commission (2019): *State Aid SA.35179 (2015/NN) – Czech Republic – Promotion of electricity from secondary sources*. Disponible en: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/201945/260905_2106468_139_2.pdf

European Environment Agency - EEA (2014): *Energy support measures, case study - Czech Republic*. Disponible en: <https://www.eea.europa.eu/publications/energy-support-measures/case-study-czech-republic/view>

European Photovoltaic Industry Association - EPIA (NA): *Background document on retroactive measures, moratoria, unplanned support reduction, cancellation of support or other harmful measures adopted in recent years in EU Member States affecting photovoltaic investments*. Disponible en: <https://suelosolar.com/IMAGES/LasMedidasRetroactivasEuropeas.pdf>

Fati, M. & Makri, P. (2015): *Greece: Major Changes to the Greek Support Scheme for Renewable Energy Production – The 'New Deal' Legislation and Its Implementation to Date*. Disponible en: <https://www.jstor.org/stable/24324808>

Frolova, K. et al. (2019): *Diverse energy transition patterns in Central and Southern Europe: A comparative study of institutional landscapes in the Czech Republic, Hungary, Italy and Spain*. Disponible en: <https://digibug.ugr.es/handle/10481/70888>

Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment - LSE (NA): *Climate Change Laws of the World. Laws and Policies*. Disponible en: <https://www.climate-laws.org/>

García-Álvarez, M.T. et al. (2018). *Assessment of energy policies to promote photovoltaic generation in the European Union*. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544218304742>

FUENTES UTILIZADAS

Gürtler, K. et al. (2019): *The dismantling of renewable energy policies: The cases of Spain and the Czech Republic*. Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421519304598>

ICLG.com (2023): *Renewable Energy Laws and Regulation Greece*. Disponible en:

<https://iclg.com/practice-areas/renewable-energy-laws-and-regulations/greece>

IEA (NA): *Policies Database*. Disponible en: <https://www.iea.org/policies/about>

IEA (2021): *Czech Republic 2021. Energy Policy Review*. Disponible en:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/301b7295-c0aa-4a3e-be6b-2d79aba3680e/CzechRepublic2021.pdf>

IEA (2021): *France 2021. Energy Policy Review*. Disponible en:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/7b3b4b9d-6db3-4dcf-a0a5-a9993d7dd1d6/France2021.pdf>

IEA (2016): *Energy Policies of IEA Countries: Czech Republic 2016 Review*. Disponible en:

[https://iea.blob.core.windows.net/assets/23edf6a8-6b31-4473-b1d5-4b6e84e8cf9d/Energy Policies of IEA Countries Czech Republic 2016 Review.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/23edf6a8-6b31-4473-b1d5-4b6e84e8cf9d/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Czech_Republic_2016_Review.pdf)

Institute of Energy for South-East Europe (NA): *Bulgarian Regulator Sets New Grid Access Fee for Wind, Solar Power Producers*. Disponible en:

<https://www.iene.eu/bulgarian-regulator-sets-new-grid-access-fee-for-wind-solar-power-producers-p464.html>

Kinstellar (2012): *Developments in Czech renewable energy regulation*. Disponible en:

<https://www.kinstellar.com/locations/news-deals-insights/detail/prague-czech-republic/129/developments-in-czech-renewable-energy-regulation>

Mondaq (2017): *Italy: Italian Constitutional Court Publishes Grounds Of Its Decision On The Constitutional Legitimacy Of the "Spalma-Incentivi" Decree*. Disponible en:

<https://www.mondaq.com/italy/renewables/575728/italian-constitutional-court-publishes->

grounds-of-its-decision-on-the-constitutional-legitimacy-of-the-spalma-incentivi-decree

Mondaq (2013): *Bulgaria: 20% Fee To Be Imposed On Solar And Wind Power Plants.*

Disponibile en: <https://www.mondaq.com/austria/renewables/280090/bulgaria-20-fee-to-be-imposed-on-solar-and-wind-power-plants>

PV Magazine (2020): *French parliament approves retroactive FIT cuts for pre-2011, large scale PV.*

Disponibile en: <https://www.pv-magazine.com/2020/12/17/french-parliament-approves-retroactive-fit-cuts-for-pre-2011-large-scale-pv/>

PV Magazine (2014): *Greece brings new retroactive measures; cuts FIT by 30%.*

Disponibile en: https://www.pv-magazine.com/2014/03/11/greece-brings-new-retroactive-measures-cuts-fit-by-30_100014491/

PV Magazine (2013): *Czech Republic ends FIT program, extends solar tax.*

Disponibile en: https://www.pv-magazine.com/2013/09/16/czech-republic-ends-fit-program-extends-solar-tax_100012748/

PV Magazine (2012): *Bulgaria: Up to 39% retroactive grid fee for PV operators.*

Disponibile en: https://www.pv-magazine.com/2012/09/19/bulgaria-up-to-39-retroactive-grid-fee-for-pv-operators_10008536/

PV Magazine (2010): *Czech government adopts plan to rein in renewables.*

Disponibile en: https://www.pv-magazine.com/2010/08/26/czech-government-adopts-plan-to-rein-in-renewables_1000774/

PV TECH (2014): *Italy's proposed retroactive FiT cuts 'illegitimate'.*

Disponibile en: https://www.pv-tech.org/italys_proposed_retroactive_fit_cuts_illegitimate/

Quisol, A. (2013): *Policy failure and the case of Solar Power in the Czech Republic.*

Disponibile en: https://www.etd.ceu.edu/2013/quisol_ashley.pdf

FUENTES UTILIZADAS

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2021):
RENEWABLES 2021. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2020):
RENEWABLES 2020. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2019):
RENEWABLES 2019. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2018):
RENEWABLES 2018. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2018_Full-Report_English.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2017):
RENEWABLES 2017. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2017_Full-Report_English.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2016):
RENEWABLES 2016. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2015):
RENEWABLES 2015. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2015_Full-Report_English.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2014):
RENEWABLES 2014. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2014_Full-Report_English.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2013):
RENEWABLES 2013. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2013_Full-Report_English.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2012):
RENEWABLES 2012. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2012_low%20res_FINAL.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2011):
RENEWABLES 2011. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2011_Full-Report_English.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2010):
RENEWABLES 2010. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.harberttaxgroup.com/wp-content/uploads/2014/07/REN21_GSR_2010_full_revised-Sept2010.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2009):
RENEWABLES 2009. GLOBAL STATUS REPORT (2009 update). Disponible en:
https://www.ren21.net/Portals/0/documents/activities/gsr/RE_GSR_2009_Update.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2007):
RENEWABLES 2007. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
http://www.martinot.info/RE2007_Global_Status_Report.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2006):
RENEWABLES. GLOBAL STATUS REPORT. (2006 Update). Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2006_Full-Report_English.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st century - REN21 (2005):
RENEWABLES 2005. GLOBAL STATUS REPORT. Disponible en:
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2005_Full-Report_English.pdf

FUENTES UTILIZADAS

Renewable Energy World (2014): *Renewable Energy Review: Italy*. Disponible en: <https://www.renewableenergyworld.com/storage/renewable-energy-review-italy/#gref>

Renewable Market Watch (2021): *New Solar Photovoltaic (PV) Power Market Activity in the Czech Republic and Coal-to-Clean Energy Prospects – Insights, Political Climate, Energy Strategy, Forecast, Renewable Market Watch*. Disponible en: <https://renewablemarketwatch.com/news-analysis/398-new-solar-photovoltaic-pv-power-market-activity-in-the-czech-republic-and-coal-to-clean-energy-prospects-insights-political-climate-energy-strategy-forecast-renewable-market-watch>

Renewables Now (2014): *Italian Parliament okays retroactive solar FiT cuts*. Disponible en: <https://renewablesnow.com/news/italian-parliament-okays-retroactive-solar-fit-cuts-433823/>

Renewables Now (2014): *New decree in Italy cuts solar FiTs for existing plants*. Disponible en: <https://renewablesnow.com/news/new-decree-in-italy-cuts-solar-fits-for-existing-plants-427573/>

Renewables Now (2010): *Czech Republic to introduce 26% windfall tax on solar power producers from 2011*. Disponible en: <https://renewablesnow.com/news/czech-republic-to-introduce-26-windfall-tax-on-solar-power-producers-from-2011-119584/>

RES LEGAL (2019): *Legal sources on renewable energy*. Disponible en: <http://www.res-legal.eu/en/home/>

RESMONITOR DATABASE (NA). Disponible en: <https://resmonitor.eu/en/>

Rödl & Partner (2017): *Solar levy in the Czech Republic – First investment protection proceedings completed*. Disponible en: <https://www.roedl.com/insights/renewable-energy/2017-11/solar-levy-czech-republic-first-investment-protection-proceedings-completed>

Sendstad, L. et al. (2013): *The impact of subsidy retraction on European renewable*

energy investments. Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421521005401>

Solorio, I., & Jörgens, H. (2017): *A Guide to EU Renewable Energy Policy. Comparing europeanization and domestic policy change in EU member states*. Disponible en:

<https://books.google.es/books?hl=en&lr=&id=ivInDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR1&dq=EU+renewable+energy+policies&ots=WhkmZ89Dpe&sig=flvOBwMVKzSkM5q7MuUyUEVQb4#v=onepage&q=EU%20renewable%20energy%20policies&f=false>

Stankova, T. D. & Toneva, D.S. (2021): *The gaps of renewable energy legislation in Bulgaria (IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 1032 012027)*. Disponible en:

<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/1032/1/012027/pdf>

Sun & Wind Energy (NA): *Retroactive solar tax shocks Czech PV industry*. Disponible en: <https://www.sunwindenergy.com/news/retroactive-solar-tax-shocks-czech-pv-industry>

Tanil, G., & Jurek, P. (2020): *Policies on renewable energy at the European and national level of governance: Assessing policy adaptation in the Czech Republic*.

Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484719304883>

Xeniti, E. et al. (2013): *Greece: "Special Solidarity Levy" Imposed on RES Producers: A Selective State Aid?*. Disponible en: <https://www.proquest.com/docview/1448011788>



El presente documento ha sido preparado a efectos de orientación general sobre llevarse a cabo actuaciones en base a la información contenida en este documento ni se presta garantía alguna (de carácter expreso o tácito) respecto de la exactitud permitida. PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., sus socios, empleados diligencia alguna respecto de las consecuencias de la actuación u omisión por sí respecto de cualquier decisión fundada en la misma.

© 2023 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. S.L., firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de



materias de interés y no constituye asesoramiento profesional alguno. No deben, sin obtener el específico asesoramiento profesional. No se efectúa manifestación de veracidad o integridad de la información contenida en el mismo y, en la medida legalmente permitida, los autores o colaboradores no aceptan ni asumen obligación, responsabilidad o deber de diligencia por su parte o de terceros, en base a la información contenida en este documento o en los anexos.

Los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, una entidad legal separada e independiente.

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.

ANPIER 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, asociacio-

nes 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 for-

mativas, 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

PRINCIPALES OBJETIVOS DE ANPIER

Promover la generación fotovoltaica, renovable y social.

Garantizar la seguridad jurídica y la estabilidad regulatoria en el sector de las energías renovables para proteger al productor y promover el desarrollo del sector.

Informar, asesorar, dar servicios y ofrecer ventajas a nuestros asociados para que la gestión de sus instalaciones resulte más sencilla.

Impulsar un modelo energético eficiente y sostenible, basado en el uso de las energías renovables, que genere riqueza, empleo y bienestar social, sin que suponga una amenaza para el entorno y la población.

Aportar conocimiento y valor a los socios, al sector, a las Administraciones y a la Sociedad, para contribuir en la mejora de la competitividad de nuestro sector energético y económico.

Identificar y promover proyectos de I+D+i, para consolidar a España y a nuestras empresas como referentes internacionales en tecnologías y gestión de energías renovables.

Promover la formación de productores, profesionales y usuarios, para estimular la creación de empleo en el sector.

Extender una cultura técnica de la energía entre la sociedad, basada en el ahorro, la eficiencia y respeto al medio ambiente.

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. ■



Agustín de Betancourt, 17
8ª Planta 28003 Madrid
Teléfono: 91 133 68 77
Mail: info@anpier.org
www.anpier.org

Redes: Youtube: [CanalAnpier](#) / Facebook: [ANPERasociacion](#) / Twitter: [@Anpier_Asoc](#)





Miguel Ángel Martínez-Aroca Pérez
Presidente



Juan Antonio Cabrero Samaniego
Vicepresidente



Juan Castro-Gil Amigo
Secretario



Lluís Calatayud i Pla
Tesorero



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 Vallcaneras 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 Cordonié
Galicia



Julián Lana Iturmendi
País Vasco



Santiago Martínez Gabaldón
Región de Murcia



Susana Morales
Subdelegada Murcia



Rafael Barrera Morcillo
Director



María José Urbaneja
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

**Potencia tu energía
con confianza,
asegura tu futuro
con Ruiz Re**

RUIZRE
TU MARCA DE SEGUROS

Visita nuestras RRSS

   /ruizre

 **968 468 693**

 **653 765 725**

 **www.ruizre.es**