

Anuario Fotovoltaico 2019



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

1	Introducción	PÁG.	6
1.1	Miguel Angel Martínez-Aroca. Presidente de Anpier		8
1.2	Miguel Arias Cañete. Comisario Europeo de Energía y Acción por el Cambio Climático		10
1.3	José Blanco, Miembro de la Comisión de Industria, Investigación y Energía de la UE		12
1.4	María Luisa Castaño, Directora del Departamento de Energía del CIEMAT		14
1.5	Fernando Ferrando, Presidente de la Fundación Renovables.		16
1.6	José Luis García Ortega, Responsable Programa Cambio Climático de Greenpeace		18
1.7	Ramón Tamames, Catedrático de Estructura Económica		20
1.8	Javier García Brea, Ex Director IDAE		22
2	Análisis de la situación del Sector a nivel mundial		24
2.1	Cambio climático, descarbonización de la economía para 2050 y acuerdos internacionales		26
2.2	Derechos de emisión de CO ₂		30
2.3	Datos macroeconómicos. Potencia total instalada		34
2.4	Principales mercados FV internacionales		37
2.5	Perspectivas		42
2.6	Evolución de los componentes de un sistema fotovoltaico		47
3	Análisis de la situación del Sector a nivel Europeo		52
3.1	Análisis situación del Sector a nivel Europeo		54
3.2	Directivas europeas de apoyo a las renovables		56
3.3	Datos macroeconómicos. Potencia total instalada en Europa		61

4	Análisis de la situación del Sector a nivel estatal	PÁG.	64
4.1	La regulación sectorial como factor clave en el desarrollo de la fotovoltaico		66
4.2	Nuevo marco regulatorio		78
4.3	Funcionamiento del sistema eléctrico		92
4.4	Análisis del sector eléctrico en España, desde el punto de vista técnico		100
4.5	Mercado eléctrico español		109
4.6	Instalaciones fotovoltaicas de generación e inyección de energía al Sistema Eléctrico Nacional		113
	<ul style="list-style-type: none"> • Datos macroeconómicos. Potencia instalada por comunidades autónomas 		113
4.7	Autoconsumo		122
	<ul style="list-style-type: none"> • El concepto de la generación distribuida • Nuevo marco regulatorio del autoconsumo • Datos macroeconómicos. Potencia por comunidad autónoma y tipo de instalación • Principales sectores de desarrollo • Líneas de apoyo y bonificaciones 		122 123 132 136 141
5	ANPIER, comprometidos con la generación renovable y social		148



1

Introducción



HACIA UNA GENERACIÓN RENOVABLE Y SOCIAL

MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ-AROCA
 Presidente de Anpier

La generación fotovoltaica se ha convertido en la gran respuesta de la humanidad al reto más importante que ha tenido que afrontar desde que los primeros homo sapiens poblaron el Planeta: evitar que nuestra gran casa común, la Tierra, dejara de ser habitable para la mayoría de las especies que la pueblan, por causa de las actividades energéticas que el ser humano ha desarrollado durante sus doscientos últimos años de historia, una insignificancia temporal que ha ocasionado un daño ya irreversible, que será letal si no reaccionamos a tiempo.

En menos de una década, la generación fotovoltaica es capaz de producir energía eléctrica a 30 € el MWh, reduciendo en un 85% sus costes. Un verdadero milagro que nunca hubiera sido posible sin el esfuerzo inversor que se realizó a inicios de esta centuria en los países desarrollados y, muy singularmente, en España, que se convirtió en el gran referente de este vital desarrollo tecnológico.

El Estado, en no pocas ocasiones, ha sabido suplir las deficiencias del mercado, siendo un ejemplo significativo las tarifas reguladas que

se otorgaron a las primeras instalaciones renovables, sin las cuales hubiera sido imposible tener ahora la oportunidad de implantar el nuevo modelo energético, que nos permitirá mantener nuestro progreso y nuestro bienestar. Sin el impulso que los Estados dieron a las renovables, ahora solo habría una opción para evitar los escenarios más devastadores del cambio climático: paralizar el crecimiento e iniciar sendas regresivas que nos devolverían a situaciones preindustriales.

Afortunadamente, y a la espera de que los impulsores de tecnologías como la fotovoltaica sean restituidos por su esfuerzo inversor y recuperen la seguridad jurídica que les fue arrebatada, contamos con la posibilidad de generar energía con el Sol y el viento. El Sol es el gran activo de nuestro país, el turismo y la agricultura son sectores que combaten nuestro endémico déficit comercial, producido por la necesidad de importar productos energéticos, y es también ese Sol que luce cerca de 3.000 horas anuales, el que nos permite gozar de energía barata y no contaminante, además de redistribuir sus beneficios económicos.

El camino de la transición ecológica ya se ha iniciado en el Mundo y, aunque con retraso, también en España, empezamos a disfrutar de una energía que cada día será más y más barata y que nos está permitiendo abordar la descarbonización de la economía sin merma en la competitividad, más bien, al contrario, en el caso de España con una importante ventaja competitiva con respecto al resto de Estados de la Unión Europea. Ahora, tras los vertiginosos avances tecnológicos experimentados en fotovoltaica, el Sol vuelve a ponerse de nuestra parte, pero sus beneficios económicos podrán quedar concentrados o distribuidos. El ingente volumen de recursos que mensualmente destinamos los ciudadanos a comprar energía puede permanecer concentrado y fuera de nuestro entorno o repartido en nuestras economías locales. Ese es ahora el gran reto que se debe abordar: la transición justa. No habrá transición justa si no se reconoce la labor y el esfuerzo de las 60.000 familias españolas que destinaron todos sus ahorros e hipotecaron sus bienes para el desarrollo y la generación de energía solar fotovoltaica, atendiendo un llamamiento del Estado,

que les presentó esta misión como segura, rentable y ética. Un sector que ha soportado de manera estoica un carrusel inacabable de recortes retroactivos que han mermado sus ingresos hasta en un 50% de la tarifa que el Estado ofreció y motivó estos desarrollos. Como tampoco podremos hablar de transición justa si la propiedad de las instalaciones queda en manos de un reducido grupo de empresas y no se socializa. Los ciudadanos tenemos el derecho a producir energía a través de cualquier fuente de generación y, singularmente, a través de la tecnología fotovoltaica, la más modular y accesible. Los españoles debemos tener acceso a la posibilidad de reducir nuestros gastos en hogares y empresas a través del autoconsumo y, también, a producir energía para el suministro a través de la red general y obtener así complementos de renta, que sirvan para alimentar las economías locales y evitar los males que ocasionará el abandono de los entornos rurales.



ANUARIO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

MIGUEL ARIAS CAÑETE,

Comisario Europeo de Energía y Acción por el Cambio Climático

La expansión de las energías renovables está llevando a cabo una profunda transformación del sistema energético global. En 2017, las renovables aportaron el 70 % de la nueva capacidad eléctrica neta añadida global. La energía fotovoltaica desempeña un papel central en esta transición: tan solo en 2017 se añadió más capacidad de generación fotovoltaica que el total de nueva capacidad añadida de carbón, gas y nuclear combinados. Gran parte de esta transformación se debe a la continuada caída de los costos de generación, así como a la reducción de los costos de los paneles solares: entre 2010 y 2017, los costos de la electricidad generada mediante paneles fotovoltaicos se redujeron casi un 75 %, mientras que los costos de los módulos fotovoltaicos cayeron un 80 % desde 2009.

En la Unión Europea, las energías renovables desempeñan un papel central en la transición hacia un sistema energético bajo en emisiones de carbono. En 2017, las renovables alcanzaron una participación del 17,5 % en el consumo energético final en la Unión Europea. Es más,

el sector de las renovables generó 154.700 millones de euros en facturación y empleó a casi un millón y medio de europeos, de los cuales 141.000 en España. Estos datos demuestran que la transición hacia un modelo económico sostenible ya está teniendo un impacto muy positivo en la creación de empleo en la Unión Europea y en España, donde según datos de la Comisión Europea se crearán unos 100.000 empleos adicionales de aquí a 2030.

El despliegue a gran escala de las renovables conducirá a la electrificación de nuestra economía. Ya en 2017, más del 30 % de la electricidad generada en la UE fue renovable. Y para 2050, la Comisión Europea prevé un incremento importante de la electricidad en la demanda final de energía de la UE, que al menos se duplicará hasta llegar al 53 %. Y lo más importante, el 80 % de la electricidad provendrá de fuentes renovables.

La UE es consciente de que el desarrollo de energías renovables requiere estabilidad y certidumbre, por lo que la nueva Directiva

sobre Energías Renovables adoptada el pasado mes de diciembre establece un objetivo europeo vinculante para 2030 consistente en que la cuota de energía renovable dentro del consumo total de energía de la Unión Europea sea como mínimo del 32%. Este objetivo podrá ser revisado al alza en 2023 teniendo en cuenta la caída de los costos tecnológicos. Además, la nueva Directiva establece que las ayudas a las energías renovables deben otorgarse de manera abierta, transparente y competitiva, sin que se puedan realizar cambios en los sistemas de apoyo que comprometan la viabilidad económica de proyectos ya establecidos. La estabilidad, sin cambios retroactivos, del sistema de soporte para las energías renovables es uno de los cimientos del nuevo marco regulatorio.

Este marco favorecerá además una mayor penetración de las renovables, promoverá el autoconsumo y simplificará los procesos administrativos para impulsar los proyectos de energías renovables en Europa.



POR EL COMPROMISO REAL EUROPEO CON LA ENERGÍA LIMPIA

JOSÉ BLANCO

Miembro de la Comisión de Industria, Investigación y Energía de la UE

La Unión Europea se encuentra en un momento decisivo para pasar de las promesas a los hechos en la descarbonización de nuestra economía, adoptando propuestas legislativas sin demora y en consonancia con el Acuerdo de París, abanderando la lucha contra el cambio climático.

El Consejo Europeo se manifiesta en esta línea. Sin embargo, los hechos no se corresponden. Los mandatos aprobados el pasado diciembre por los Estados miembros en relación a las propuestas legislativas que deben habilitar los instrumentos para que la Unión Europea cumpla con los compromisos alcanzados en París son decepcionantes.

Tras la espantada de Donald Trump de los Acuerdos de París, Europa se comprometió a redoblar esfuerzos para lograr los objetivos allí alcanzados. Pero al pasar de los objetivos a los textos legales, la voluntad política del Consejo flaquea, siendo la resultante que discurso

y acción avanzan en direcciones opuestas. La lucha contra el cambio climático no está para palabra huecas, sino para adoptar de una vez una acción decidida que le ponga freno. La Unión Europea no puede definirse a sí misma como líder mundial en la adopción de políticas contra el cambio climático con posturas como la aprobada por el Consejo en materia de energías renovables. Si verdaderamente queremos honrar nuestros compromisos, es hora de que el Consejo se comprometa a dar un paso al frente.

Eso es lo que ha pedido el Parlamento Europeo: más ambición en renovables. No por capricho, sino por necesidad.

Si Europa quiere ser lo que dice ser, Consejo, Comisión y Parlamento deben sin más dilación ponerse de acuerdo en una nueva directiva de energías renovables en línea con el mandato aprobado por abrumadora mayoría por el Parlamento Europeo.

Un mandato que apuesta por elevar del 27% al 35% el objetivo global de renovables para 2030, en línea con las más ambiciosas propuestas de la Agencia Internacional de las Energías Renovables para Europa.

Un mandato que refuerza la seguridad jurídica, prohibiendo la adopción de medidas retroactivas como las adoptadas en España, reforzando por tanto los incentivos a la inversión.

Un mandato que blindo el autoconsumo de energía renovable como un derecho, eliminando trabas administrativas y prohibiendo medidas como el impuesto al sol.

Un mandato que duplica el objetivo de penetración de renovables en un sector clave como el de la calefacción y refrigeración.

Un mandato que apuesta por la descarbonización del transporte, con objetivos ambiciosos en materia de electrificación y biocombustibles avanzados, congelando la aportación de los biocombustibles de primera generación

en los niveles alcanzados el año pasado. Estas medidas en el ámbito de las renovables, junto con objetivos ambiciosos en materia de eficiencia energética, eficiencia de edificios o diseño de mercado, deben allanar el camino de Europa para cumplir los compromisos climáticos de París.

Este es el momento de sentar las bases del cambio de paradigma energético sobre el que sustentar el combate contra el cambio climático. Este es el momento de comprometerse con el futuro de Europa y con el futuro del planeta.



EL RETO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

MARÍA LUISA CASTAÑO

Directora del Departamento de Energía del CIEMAT

El paquete legislativo lanzado por la Comisión Europea (CE) en noviembre de 2016: “Energía limpia para todos los europeos”, persigue la reducción de al menos un 40% las emisiones contaminantes respecto a 1990, elevar la cuota de renovables por encima del 27% para el año 2030 y la mejora en un 30% de la eficiencia energética. Además, existe el objetivo en 2050 de una reducción de las emisiones de la EU en un 80% y un 95% con respecto a las emisiones del 1990. Una de las obligaciones que establece esta propuesta es que los Estados Miembros deben realizar “Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima” para el periodo 2021 a 2030 y enmarcarlos en su legislación nacional, además de otras actuaciones de gobernanza, como son la no retroactividad de las regulaciones energéticas y la eliminación de las barreras al desarrollo del autoconsumo.

A nivel mundial, la capacidad total de energía renovable (sin incluir la energía hidroeléctrica) creció desde 2000 hasta el inicio de 2017, de 85 a más de 900 gigavatios [GW]. Durante

este mismo período, la capacidad de energía solar fotovoltaica experimentó un crecimiento sostenido de alrededor de un 30% anual, alcanzándose una capacidad global instalada de más de 300 GW. La energía solar fotovoltaica, que ya ha entrado en competencia con las fuentes convencionales de generación de electricidad, es uno de los pilares fundamentales en la transición energética hacia una descarbonización de la economía.

El mercado fotovoltaico ha demostrado que tiene aún margen para continuar reduciendo los costes y aumentar la eficiencia de los sistemas. De hecho, la economía de mercado ha impulsado la drástica reducción de hasta el 80% de los costes de los módulos FV a lo largo de la última década. Además, las mejoras tecnológicas actuales impulsarán adicionales reducciones costes en el futuro.

En España el sector fotovoltaico encara el futuro con un moderado grado de optimismo. El pasado año ha estado marcado por la celebración de nuevas subastas que han repor-

tado la adjudicación de 3.9 GW fotovoltaicos, que se añadirán a los 4.7 GW ya acumulados. También se ha iniciado la construcción y puesta en marcha de grandes plantas fotovoltaicas conectadas a la red a precio de mercado que rompe la tendencia de la inactividad de los duros años anteriores.

El autoconsumo, a pesar de las barreras administrativas y económicas previstas por el vigente marco regulatorio, muestra un claro crecimiento como alternativa sostenible a la generación convencional y refuerza el papel activo del consumidor en la gestión de la demanda como propugna la Unión Europea. Cabe destacar el papel fundamental de las tecnologías de almacenamiento en la gestión de la demanda y en el incremento de la penetración en el sistema eléctrico de la energía solar fotovoltaica.

El CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) es un Organismo Público de Investigación focalizado principalmente en los ámbitos de la ener-

gía y el medio ambiente, que trabaja al servicio de la industria y la tecnología. Sus actividades en energía solar fotovoltaica se centran en la investigación de la tecnología de producción de electricidad con energía solar para contribuir por un lado a la reducción de costes y por otro al aumento del rendimiento y la fiabilidad de los sistemas fotovoltaicos [FV]. Para ello, las líneas de trabajo cubren prácticamente toda la cadena de valor de la tecnología fotovoltaica, desde el desarrollo de materiales para células, nuevos conceptos y desarrollos de módulos FV para integración hasta la predicción de la vida útil de los módulos FV y la mejora de la fiabilidad de las plantas fotovoltaicas.



SOL Y LIBERTAD

FERNANDO FERRANDO
 Presidente de la Fundación Renovables

Cuando el conquistador Alejandro Magno se dirigió a Diógenes con intención de saludarle y le preguntó si quería algo de él Diógenes le respondió: “Sí. Apártate que me tapas el sol.”

El desarrollo tecnológico e industrial alcanzado por la fotovoltaica para la generación de energía eléctrica abre para los consumidores la posibilidad de recuperar su categoría de ciudadanos también en materia de cobertura de sus necesidades energéticas.

La generación de energía eléctrica en el punto de consumo, su posibilidad de almacenamiento y, por lo tanto, la capacidad de gestionar la demanda de energía de forma cada vez más autónoma, nos permite anteponer nuestro derecho a la energía a la oferta, cada vez más edulcorada, de las grandes compañías energéticas. Oferta, por otro lado, poco transparente en la que se enmascara la posibilidad de elegir con la pérdida del sentido físico y

económico entre el precio y el coste que se nos ofrece.

Siguiendo los deseos de Diógenes, tenemos en nuestras manos la posibilidad de desdeñar al poderoso ejerciendo nuestra potestad de elegir, con todos los grados de libertad, cómo queremos cubrir nuestras necesidades, siendo conscientes de los compromisos que asumimos y en base a unas reglas de juego estables en el tiempo y en el contenido.

Estamos a la espera de la aprobación del Real Decreto que regule la actividad del autoconsumo después de haber superado la ignominia y el atropello que supuso el RD 900/2015 como paradigma de una voluntad política tendente a no reconocer el derecho que Diógenes reclamó a Alejandro Magno: el derecho a disfrutar del sol en su máxima amplitud.

En el último año se han producido muchos cambios en la política energética española, no

solo por voluntad política del gobierno que surgió de la moción de censura de junio de 2018, sino también por la promulgación de las diferentes propuestas y directivas de la Unión Europea que reconocen explícitamente el derecho de los consumidores a comprar, vender, generar y almacenar energía eléctrica en base a un marco legal estable y sin capacidad de aplicar normas de retroactividad.

Para los consumidores se abre una realidad diferente en la que cubrir nuestras necesidades energéticas no solo pueda considerarse un derecho sino una posibilidad de generación de valor que hasta ahora no era posible. Se trata de convertir un gasto -consumir energía- en una inversión que genere valor añadido para el ciudadano, como ahora lo genera empresarialmente para el sector energético tradicional.

Soy consciente del riesgo que he asumido brindando la posibilidad de que el anterior

ministro de Energía pueda verse reflejado en la figura de Alejandro Magno, riesgo real dada la consideración que sobre su propia persona tenía como líder de su tiempo, pero este pequeño texto pretende exactamente lo contrario: dejar claro que la voluntad popular y la tecnología han ganado no solo el derecho al sol sino también que el nuevo modelo energético se imponga al basado en la concentración y en una oferta de mercado sin grados de libertad.



DEJEMOS QUE LAS PERSONAS TRANSFORMEN LA ENERGÍA

JOSÉ LUIS GARCÍA ORTEGA
Responsable Programa Cambio Climático de Greenpeace

El clima está cambiando rápidamente, producto de la actividad humana y en especial por el uso masivo de combustibles fósiles como fuente de energía. 2017 volvió a superar todos los récords: las emisiones de gases invernadero fueron mayores que nunca, la concentración de esos gases en la atmósfera está al nivel más alto jamás registrado y la temperatura media mundial fue la mayor de un año no afectado por el fenómeno de El Niño.

El mundo está reaccionando a la alerta, aunque aún no todo lo rápido que debería para poner freno a un calentamiento catastrófico. La buena noticia es que las soluciones están en nuestra mano: la posibilidad de un abastecimiento basado al 100% en energías renovables ya se reconoce como un hecho indiscutible y el debate gira en torno a la velocidad del cambio y al papel que cada tecnología ha de jugar en la transición, o dicho de otra forma, cuál es el calendario de sustitución de las viejas fuentes de energía sucia [combustibles fósiles y nuclear] por renovables.

En esa transformación han de jugar un papel fundamental las personas, porque si la dejamos en manos de las grandes empresas o de gobiernos como el español nos arriesgamos a que el cambio sea demasiado lento o, lo que es peor, se quede estancado. ¿Pero es posible que sea la ciudadanía la protagonista del cambio de modelo energético?

Los hechos prueban que sí. Tecnologías de generación renovable como la fotovoltaica, almacenamiento en baterías eficientes, redes inteligentes para intercambio de energía e información, todo ese existe y permitirá que millones de personas en Europa puedan convertirse en actores de una nueva revolución energética. Un informe realizado por CE Delft, encargado por Greenpeace, mostró que más de 112 millones de personas tendrían capacidad para participar activamente en el sector eléctrico y satisfacer el 19% de la demanda eléctrica de Europa en 2030. En 2050, más de 264 millones de europeos (la mitad de la ciudadanía de la UE) podría producir tanto como

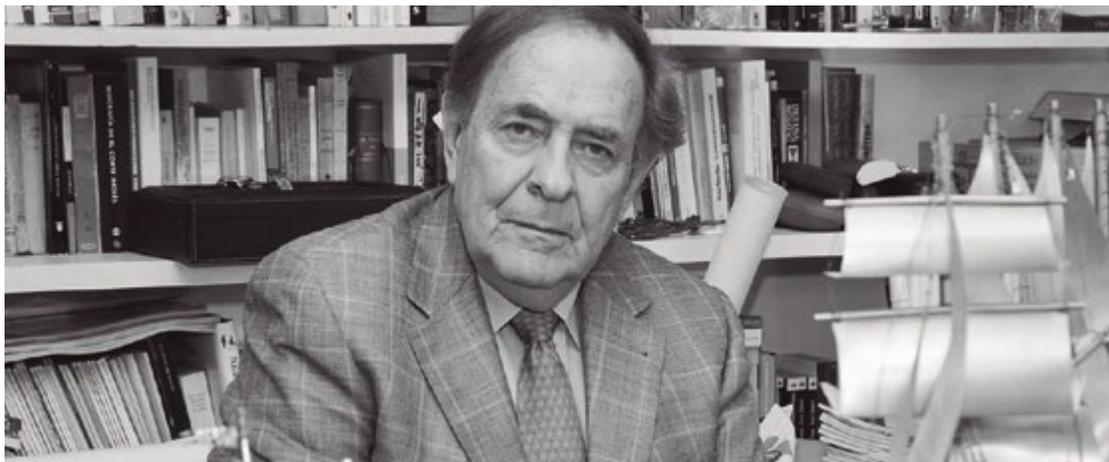
el 45 % de la demanda eléctrica de Europa. Lo que necesitamos es que nuestros gobiernos reconozcan esta oportunidad que está al alcance.

Además, la gente quiere hacerlo. Greenpeace ha demostrado con el informe “Energía colaborativa: el poder de la ciudadanía de crear, compartir y gestionar renovables” que la ciudadanía tiene interés y está dispuesta a involucrarse de forma más activa en transformar la electricidad en España. El estudio muestra cuáles serían las motivaciones que empujarían a estas personas, así como algunos casos internacionales en los que esto ya está ocurriendo de forma especialmente innovadora. En Alemania, cerca de la mitad de la energía renovable está en manos ciudadanas (particulares, cooperativas, pequeñas empresas, ayuntamientos...) no de grandes corporaciones. Cada vez hay más ejemplos de iniciativas por todo el mundo en que las personas se organizan para producir su propia energía, almacenarla, venderla o intercambiarla entre

iguales o través de comunidades. Es necesario que esos ejemplos se conozcan y apoyen.

El propio paquete de medidas de “Energía limpia para todos los europeos” propuesto por la Comisión Europea, que se ha estado debatiendo durante todo 2017 y se espera aprobar en 2018, está centrado en facilitar la participación ciudadana en el sistema energético y en eliminar las barreras que impiden dicha participación. Con la aprobación de ese paquete, aberraciones como el impuesto al sol “marca España” serán imposibles.

La prometida ley de cambio climático y transición energética debe ser el marco legal para esa transformación a un sistema energético eficiente, inteligente, 100% renovable y en manos de las personas. Esperemos que todas las fuerzas sociales, políticas y económicas empujen en esa dirección.



EL CAMBIO DEL MODELO ENERGÉTICO Y EL FUTURO DE LAS FOTOVOLTAICAS ENTRE LAS RENOVABLES

RAMÓN TAMAMES
Catedrático de Estructura Económica

En el objetivo de ampliar la producción energética de renovables, hay argumentos muy sólidos, así como objetivos claramente determinados. Pues como dice el célebre columnista de Financial Times Martin Wolf: estamos ante una contundente revolución tecnológica, de las alternativas. Hasta el punto de que en los próximos tiempos, con las ganancias en eficiencia energética en las renovables, podría resultar que ya no serían necesarios más incentivos para recortar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Una tesis que sostiene con toda clase de argumentaciones Bill Gates, para quien la economía va a ser decisoria del cambio de modelo energético de combustible fósil (carbón, petróleo y gas) a las renovables.

Wolf prevé que el PIB global del planeta crecerá un 115 por 100 para 2035 (con algo más del 4,00 por 100 anual acumulativo), en tanto que el consumo de energía sólo aumentará un 37 por 100 (1,40 por 100 anual). Tan impor-

tante diferencia de ritmo de expansión, se deberá, precisamente, a la eficiencia y al ahorro de energía.

Además, los costes de las renovables continúan reduciéndose drásticamente. Así, desde 2009 [COP-15 de Copenhague], en la fotovoltaica la disminución fue un 80 por 100. Y en eólica en tierra han caído un 25 por 100 en ese mismo lapso. Y dado que la energía representa la parte del león de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, cualquier reducción de costes en las energías alternativas es una buena noticia, al tiempo que nadie puede negar que se trata de generaciones mucho más limpias, mejores para la salud humana, y desde luego para la calidad de vida en general.

En el sentido apuntado, la fotovoltaica supone una de las mejores tecnologías a la hora de afrontar los problemas del planeta. Y además, resulta más democrática, puesto que es mu-

cho más accesible al ciudadano que cualquier otra forma de generación eléctrica. Cabe dejar de ser un mero consumidor para pasar también a productor, y conectar con las redes de transporte y distribución.

Del sol, se ha dicho, en un solo día nos llega radiación electromagnética más que suficiente para satisfacer las necesidades de todo un año. Tradicionalmente, el sol ayuda a secar la ropa después de lavada, cocer ladrillos y muros de adobe, y alimentar las cosechas y el resto de la corteza vegetal. Es una fuente de generación inagotable y permanente.

Y como colofón de todo ello, recordemos a Stephen Hawking, en una de sus muchas premoniciones. Cuando dijo que en 600 años más, la Tierra será una bola de fuego, por nuestros abusos en el calentamiento global y el cambio climático. Y propuso que nos marcháramos a otro planeta más adecuado. Debió ser una broma del imaginativo científico,

porque más fácil que todo eso, si tenemos tiempo suficiente, las energías renovables permitirán frenar el daño que hasta ahora ha tenido nuestro planeta Gaia.

Es una cuestión de comprobar las evidencias, de cómo los hielos polares y de los glaciares, están en un proceso de fuerte contracción, de cómo las aguas oceánicas se calientan y suben amenazando a las zonas ribereñas. Como se corrobora, también, por las partes por millón de CO₂ en la atmósfera, y en la acumulación en el cristal gaseoso que rodea la Tierra, y que en gran parte es ya antropogénico.



LA SOLAR FOTOVOLTAICA DOMINA EL PLANETA

JAVIER GARCÍA BREVA
Ex Director IDAE

El año 2017 ha confirmado el dominio de la energía fotovoltaica en el planeta. Con los 98 GW instalados ese año acumula más de 400 GW, superando los 393 GW nucleares en el mundo. La fotovoltaica es la primera inversión energética; con más de 160.000 millones de dólares representó el 57% de la inversión renovable y el 47% de toda la nueva generación.

La fotovoltaica será la fuente de energía que más crecerá en los próximos cinco años gracias al desarrollo de la generación distribuida en los hogares, la agricultura, la industria, las microrredes y el vehículo eléctrico. En 2022 habrá 900 GW fotovoltaicos a precios más competitivos que los combustibles fósiles y la energía nuclear. La aceptación creciente del autoconsumo entre los propietarios de viviendas y edificios reducirá la necesidad de plantas térmicas de gas y carbón.

Las razones de este crecimiento son el descenso de costes, que en los últimos siete años

han caído un 77%, y la más rápida maduración de las baterías de almacenamiento, que han visto cómo sus precios disminuían un 80% desde 2010. La combinación de fotovoltaica con almacenamiento hace viable la generación distribuida y su desarrollo a escala de red con autoconsumo compartido, microrredes y plantas de generación virtuales. Según el IRENA, el autoconsumo fotovoltaico ya abastece a 115 millones de personas en el mundo.

La complementariedad de la fotovoltaica con las baterías de almacenamiento y los puntos de recarga para el vehículo eléctrico en los mismos centros de consumo es vital para el futuro de la energía solar; desplazará las instalaciones a gran escala por las pequeñas instalaciones distribuidas que en cinco años suministrarán electricidad continua a paridad de red. La energía solar, por su flexibilidad, no es solo una fuente de generación sino un instrumento de estabilidad de la red eléctrica y de gestión de la demanda.

En EE.UU. los 53 GW fotovoltaicos actuales se

van a multiplicar gracias al apoyo de las ciudades a la energía solar en los edificios y viviendas. Numerosos Estados están desarrollando sistemas de almacenamiento con energía solar y microrredes para gestionar la demanda, sustituyendo al gas, con un potencial de crecimiento de 50 GW en las próximas décadas. Después de analizar 60 millones de viviendas Google concluyó que el autoconsumo fotovoltaico es rentable en cuatro de cada cinco edificios.

En CHINA el 80% de la fotovoltaica instalada en 2018 fue distribuida. En 2017 acumuló 26 GW de solar distribuida, de un total de 130 GW. Los proyectos de generación distribuida son gestionados directamente por los gobiernos locales.

SUECIA y ALEMANIA están desarrollando proyectos de almacenamiento fotovoltaico para producir hidrógeno para recarga de vehículos que harán caer los precios del hidrógeno por debajo de los del gas. La nueva directiva eu-

ropea de renovables propone el derecho de cada ciudadano a generar, almacenar, usar y vender su propia energía renovable. La fotovoltaica es el instrumento para abrir la competencia a millones de consumidores.

Y esa es la mejor definición de la transición energética.



2

**Análisis de la
situación del
Sector a nivel
mundial**

2.1.

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, acceso al agua potable, 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 resi-

liente al cambio climático. Es un texto que refleja y tiene en cuenta las diferentes realidades de los países, es justo, ambicioso, duradero, equilibrado y jurídicamente vinculante.

Entre los principales resultados de la COP 21 se encuentran:

- Evitar que el incremento de la temperatura media global supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales y busca, además, promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5°C.
- Reconoce la necesidad de que las emisiones globales toquen techo lo antes posible, asumiendo que esta tarea llevará más tiempo para los países en desarrollo. Además, incluye la importancia de conseguir una senda de reducción de emisiones a medio y largo plazo, coherente con un escenario de neutralidad de carbono en la segunda mitad de siglo, es decir, un equilibrio entre las emisiones y las absorciones de gases de efecto invernadero.
- Compromete a todos los países a que, cada cinco años, comuniquen y mantengan sus objetivos de reducción de emisiones, así como la puesta en marcha de políticas y medidas nacionales para alcanzar dichos objetivos.
- Incluye un ciclo de revisión o sistema de ambición que establece que, cada cinco años (empezando en 2023), es necesario hacer un balance del estado de la implementación del Acuerdo respecto al objetivo de los 2°C citado en el primer párrafo.
- Pone en valor la importancia de adaptarse a los efectos adversos del cambio climático, estableciendo un objetivo global de aumento de la capacidad de adaptación y reducción de la vulnerabilidad, en un con-

texto 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 cues-

tiones 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.



Fuente: PNDU, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

2.2.

DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂

El sistema de derechos de emisión se considera un instrumento medioambiental desarrollado para ayudar a reducir las emisiones de gases a la atmósfera, por parte de aquellos sectores productivos más contaminantes.

Cada derecho de emisión es un crédito por el cual se permite, a una instalación afectada por este mecanismo, producir una determinada cantidad de gases emitidos a la atmósfera. Este derecho puede ser transferido, por lo que puede ser comprado y vendido por los agentes partícipes en este mercado.

En el año 2005, la Unión Europea 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. Este fue consecuencia de la aplicación de la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero de la Comunidad.

La directiva establece un primer periodo de 3 años, del 2005 al 2007, como fase piloto y de preparación para la Fase 2 (2008-2012), cuando los derechos de emisión europeos deberían funcionar ya de manera efectiva, con el fin de ayudar a cumplir los objetivos fijados en el Protocolo de Kyoto.

FIGURA 1: FASES DEL RÉGIMEN EUROPEO DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN.



Fuente: European Commission

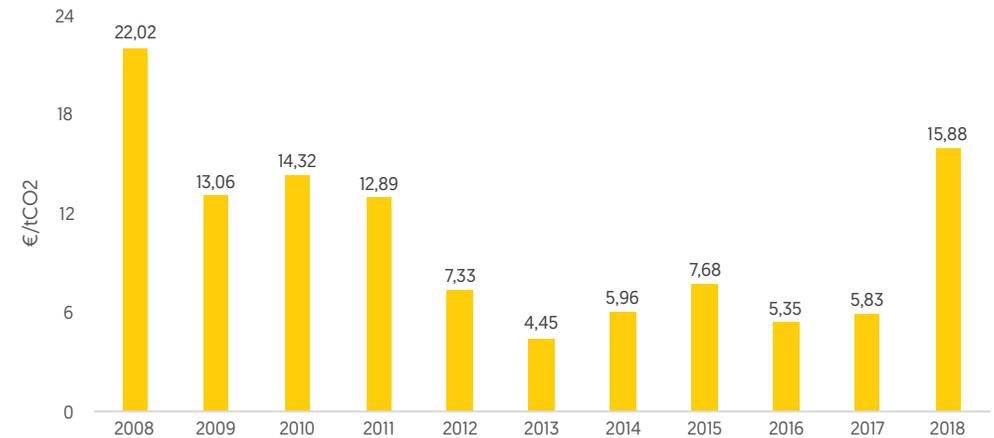
En la tercera fase, donde nos encontramos actualmente, se introducen cambios significativos en cuanto al límite de emisiones y su homogeneización, al método de asignación de derechos a través de la subasta como forma preponderante y los sectores y gases en los que es de aplicación este mercado.

Debido a la falta de emisiones históricas verificadas en el período inicial, se produjo una sobreasignación de Derechos de Emisión Euro-

peos (European Union Allowances, EUA). Esto provocó una brusca caída del precio de los derechos en 2006, tras la publicación de las emisiones verificadas relativas a 2005, llegando a alcanzar 1€/t, muy alejado del alcanzado en 2005, cuando se situó cerca de 30€/t.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución media de los precios de cotización desde el final de este primer período hasta la actualidad:

FIGURA 2: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL CO₂ 2008-2018



Fuente: Sendeco2

Al comienzo de la segunda fase, y a diferencia del período inicial, la Comisión Europea redujo las asignaciones a los Estados Miembros. Esto provocó una reducción de los derechos de emisión en circulación y elevó el precio del CO₂ hasta los 22€/t. Por otra parte, la crisis financiera redujo la actividad económica de empresas e industrias partícipes en los sectores del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (EU ETS), generando una asignación excedentaria que provocó una caída de los

precios en dicho periodo. En el año 2009, la reducción de la actividad económica fue muy notable, habiendo disminuido el Índice de Producción Industrial (IPI) de los países incluidos en el EU ETS en un 15% para ese periodo.

El anuncio de una propuesta de la Comisión Europea para intervenir en la oferta de derechos a lo largo del año 2012, produjo una variabilidad de los precios, mostrando una

tendencia alcista en momentos puntuales. Sin embargo, se ocasionó una marcada reducción de los precios a finales del 2012 debido a la incertidumbre sobre la continuidad del Protocolo de Kioto, los cambios en la normativa aplicable en la tercera fase y el aplazamiento de la retirada de derechos del mercado hasta finales del año 2013.

Durante el comienzo de la Fase 3, se añadieron un conjunto de reformas importantes que al final no lograron aumentar los precios, manteniéndose durante el 2013 en la banda de los 3-5 €/t. En esta situación, a finales de ese año se aprobó por parte del Parlamento Europeo la retirada temporal de 900 toneladas de CO₂ entre 2013 y 2015, aumentando de manera ligera el precio de los derechos de emisión.

En el año 2016, el precio volvió a disminuir a pesar de los objetivos de reducción de la cumbre de París. Esta reducción se produjo por tres sucesos: (i) la caída del precio del gas natural, 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 eléctricas recompraran la electricidad que habían vendido en forma de futuros, vendiendo los EUA anteriormente comprados, y (iii) por los temores de una recesión global por la desaceleración de la economía China y de los países emergentes que conllevó una disminución del volumen de compras.

En 2017, las emisiones aumentaron ligeramente en comparación con 2016, poniendo fin a la tendencia de disminución que comenzó al inicio de la tercera fase. Esto fue debido al aumento de la actividad económica, especialmente del sector industrial, reduciéndose por cuarto año consecutivo las emisiones del sector eléctrico.

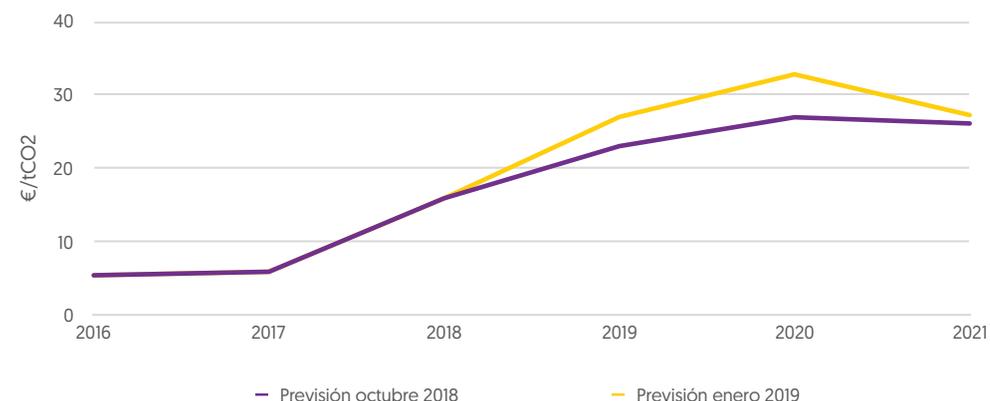
La Directiva del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión [RCDE] revisada, publicada en marzo de 2018 (con entrada en vigor el 8 de abril), reforma el régimen para la próxima década, con el objetivo de reducir las emisiones de GEI de los sectores incluidos en el RCDE EU 2030 en un 43%, además de salvaguardar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

En los últimos años, se ha conseguido reducir de manera constante el excedente de derechos de emisión en el mercado europeo, en gran medida, al aplazamiento (“back-loading”) de la subasta de 900 millones de derechos de emisión hasta 2019-2020-. El RCDE EU reformado también incluye, entre sus medidas, el refuerzo de la reserva del mercado, con los objetivos de reducir el excedente e incrementar la resiliencia del RCDE UE frente a futuras perturbaciones. Así entre 2019 (año de entrada en funcionamiento de la reserva) y 2023 se duplicará el porcentaje de excedente incorporado a esta reserva, del 12% inicial al 24%, retomando el ritmo normal del 12% a partir de 2024¹.

Estas reformas también requerirán la incorporación de casi 265 millones de derechos a la reserva de estabilidad entre enero y agosto de 2019, saliendo así del sistema de subastas. Por ello, se disminuirá el volumen de derechos subastados durante enero y agosto de 2019 cerca de un 40 % en comparación con el volumen correspondiente de 2018².

1. Fuente de las reformas: Consejo Europeo
2. Fuente de las reformas: Consejo Europeo

FIGURA 3. PREVISIÓN DE LOS PRECIOS DEL CO₂ A 2021.



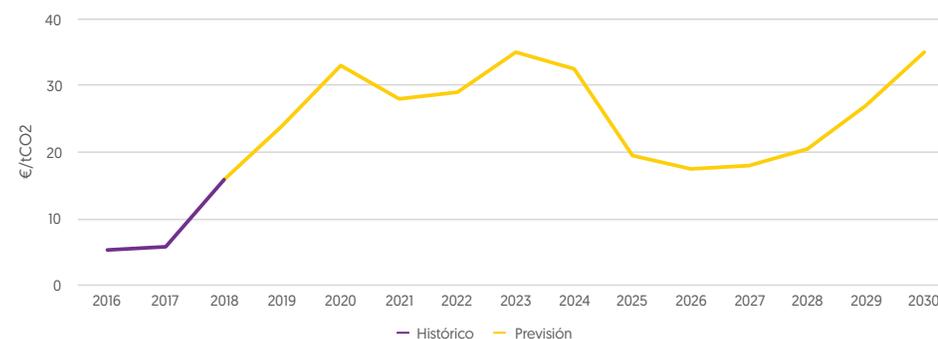
Fuente: Reuters

Esta revisión de la Fase 4, junto con la visible recuperación del precio del CO₂ en 2018, ha elevado las expectativas de los expertos en cuanto al pronóstico para los últimos años de la Fase 3 y el inicio de la Fase 4. De este modo, una vez concluido el año 2018, las previsiones para el año 2019 crecen un 17,3% respecto a las realizadas a finales de año, situándose en 27€/t. Siguiendo la misma línea, también se incrementan las predicciones para 2020, rozando los 33€/t -un incremento del 21,8%-. Sin

embargo, el precio pronosticado para 2021 experimenta una variación muy sutil entre ambas previsiones, situándose ambas entre los 26€/t y los 27€/t.

A más largo plazo, los expertos vaticinan una fuerte bajada de los precios, entre 2023 y 2026, año en el que se retornaría a valores similares a los actuales. Del 2026 en adelante se recuperarían los precios, alcanzando superando los 30€/tCO₂ en 2030.

FIGURA 4. PREVISIÓN DE LOS PRECIOS DEL CO₂ A 2030.



Fuente: BloombergNEF

2.3.

DATOS MACROECONÓMICOS.
POTENCIA TOTAL INSTALADA

Otro año más, la energía fotovoltaica continúa con su senda de crecimiento a nivel mundial, potenciado principalmente por países de Asia como China o la India. Sin embargo, este último año, no se ha conseguido alcanzar los niveles de crecimiento vividos en periodos anteriores.

A lo largo del 2018, se han instalado a nivel

mundial 102 GW de energía fotovoltaica, lo que supone un crecimiento del 25% en términos de potencia acumulada y habiéndose instalado más potencia de esta tecnología que el conjunto de renovables juntas. China y Estados Unidos se sitúan una vez más a la cabeza de la instalación fotovoltaica, representando, entre ambos, más del 53% de la capacidad instalada en 2018.



TABLA 1: POTENCIA ACUMULADA EN LOS PRINCIPALES PAÍSES DEL MUNDO.

PAISES	2018	
	ACUMULADA [GW]	ACUMULADA [%]
Rep. Popular China	175,4	35%
Estados Unidos	61,6	12%
Japón	55,6	11%
Alemania	45,9	9%
India	26,6	5%
Italia	19,9	4%
Reino Unido	13,0	3%
Australia	12,5	2%
Francia	8,9	2%
Corea	7,6	2%
Resto del mundo	77,9	15%
Total mundial	504,9	100%

Fuente: IRENA y SolarPower Europe

Más allá de ser los países que más potencia han instalado en el último periodo, China y Estados Unidos también lideran el ranking de países con mayor potencia total instalada, con una contribución global mayor a un 34% y 12% respectivamente, seguidos de Japón y Alemania con un 11% y 9% respectivamente.

Este año también merece una mención especial otro país asiático, India, que con un ritmo de instalación cercano al de Estados Unidos entra en el top 5 de países con más fotovoltaica dentro de sus fronteras.

Pese a estos cambios, seguimos observando como la distribución de la potencia mundial acumulada se reparte de manera desigual en los 5 continentes. Europa continúa destacan-

do por la cantidad de pequeños y medianos mercados repartidos a lo largo de todo su territorio, pero que conviven con alguna de las grandes potencias mundiales, como Alemania o Italia, situándose en su conjunto como un gran mercado fotovoltaico.

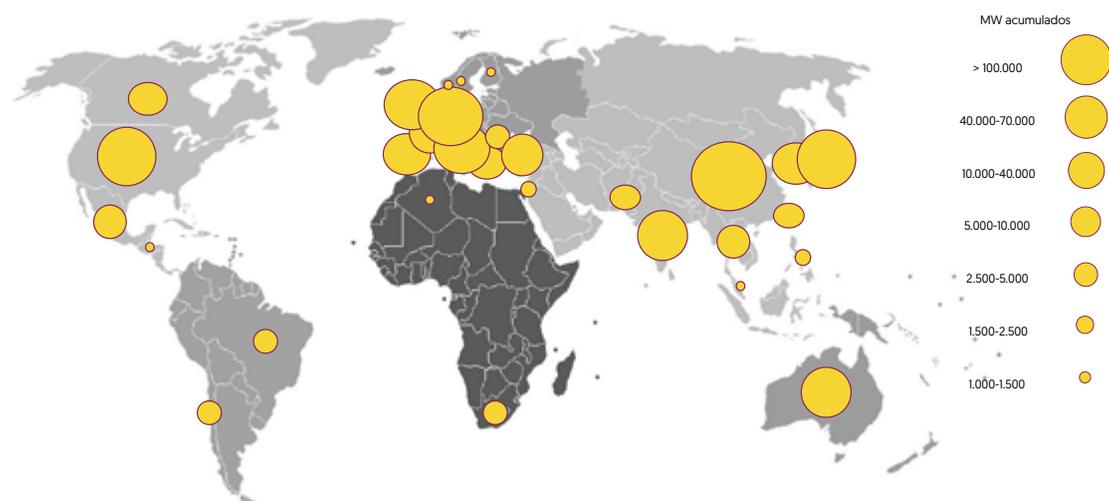
En el continente asiático existen mercados más allá de las grandes potencias establecidas que, aunque más pequeños, destacan por sus potencias recientemente incorporadas, tales como Corea del Sur [2 GW], Taiwán [971 MW] o Pakistán [826 MW].

Asimismo, en el caso de América, la potencia instalada se distribuye de forma muy desigual, concentrándose la mayor parte en el norte del continente, con Estados Unidos a la ca-

beza (10,6 GW). Por otra parte, en el sur, cabe destacar el impulso vivido por algunos países como México y Brasil, que instalaron en el último año 2,7 GW y 1,2 GW, respectivamente. La tecnología fotovoltaica continúa creciendo, aunque en una fase naciente, en diversos países de oriente medio. En algunos, como Jordania (455 MW), el mercado ha crecido notablemente. Así como en Israel (383 MW) que, aunque frena su ritmo de crecimiento, continúa instalando más potencia año tras año. Turquía, en cambio, reduce en 2018 la potencia instalada hasta situarse en 1,6 GW.

Por su parte, en el continente africano destaca Egipto, que instaló 581 GW en 2018. Sudáfrica, por el contrario, reduce su ritmo de instalación respecto al año anterior, con un resultado de 373 MW. Además, se han realizado anuncios de nuevos proyectos en países como Angola, Chad, Marruecos o Senegal. Por último, en Oceanía destaca nuevamente Australia que, tras instalar, 5,3 GW en 2018, ha superado la barrera de los 10 GW de potencia acumulada, superando a un país con una presencia fotovoltaica tan consolidada como es Francia.

FIGURA 1: GRÁFICO REPRESENTATIVO DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA AGREGADA POR PAÍSES.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de IRENA y SolarPower Europe

En definitiva, la tendencia de crecimiento a nivel global por parte del sector fotovoltaico ha continuado en el año 2018. Liderado en un inicio por los países europeos, este crecimiento se encuentra ahora, principalmente, en manos de otros países como China, Estados Unidos, Japón e India.

2.4.

PRINCIPALES MERCADOS FV INTERNACIONALES

Con el firme compromiso de cumplir con los objetivos en materia de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el deseo de los países por reducir su dependencia energética, tanto de combustibles fósiles como exterior, el mercado de las energías renovables se ha constituido como un mercado fuerte y comprometido en sus distintas vertientes a nivel global que lo hace imparable su expansión en todo el mundo.

A pesar de que la moratoria renovable en España y la inseguridad jurídica creada por los ajustes retroactivos en España castigaran y limitaran el desarrollo del sector hasta el pasado 2017, la velocidad de expansión de la energía fotovoltaica a nivel mundial ha continuado su expansión. En 2018 se pasó la barrera de los 500 GW instalados, habiendo instalada en este último periodo una potencia de 102,4 GW. Sin embargo, el crecimiento comparado con años anteriores se ha reducido, ya que se

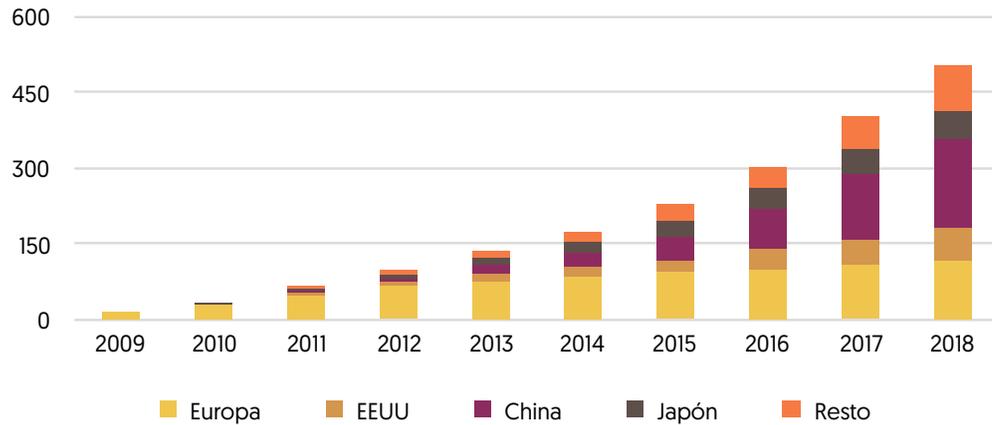
ha vivido un incremento del 4% en 2018, lejos del vivido en 2016 (50%) y 2017 (38,7%)¹.

Una vez más, el país que ha tenido una mayor contribución fue China, sacándole gran distancia al segundo de los países, Estados Unidos. En el año 2018, China instaló 44,4 GW, mientras que en 2017 alcanzó los 52,8 GW, lo que implicó una disminución del 16%. La potencia instalada por China durante este último año supone un 43,4% de la potencia total instalada a nivel mundial en este periodo.

También se puede observar el liderazgo asiático atendiendo a países como Japón, que instaló 6,6 GW, siendo un 8% menos que el año anterior debido a la transición de un sistema de primas a un sistema de subastas. Del mismo modo, otros estados asiáticos como Corea o Taiwán mantienen la tendencia de crecimiento de los últimos años incorporando 2 GW y 971 MW respectivamente, en 2018.

1. Global Market Outlook for Solar Power / 2019-2023

FIGURA 1: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA MUNDIAL INSTALADA.



Fuente: IEA

En los últimos años, India ha visto como su mercado fotovoltaico ha experimentado una fuerte subida, que demuestra el interés por el desarrollo de las energías renovables. En 2018 se instalaron 8,3 GW, un valor ligeramente inferior a los 9,6 GW integrados en 2017.

Con respecto al continente americano, en Estados Unidos no se experimenta ni crecimiento ni descenso de la potencia nueva instalada, habiéndose instalado 10,6 GW, como en 2017. Sin embargo, continúa a la cabeza de los países que más potencia instalan cada año. Canadá, por su parte, aumentó su potencia instalada en 2018 hasta alcanzar los 240 MW, superando los 212 MW del año anterior. Una vez más, los países de América latina continúan con su senda de crecimiento y enorme potencial, destacando México que, por primera vez, ha superado la barrera de 1 GW, instalando 2,8 GW gracias a las tres subastas celebradas en años anteriores. Por su parte, Brasil también su-

peró la barrera del GW, con la instalación de 1,2 GW. Otros países como Chile y Argentina mantienen un crecimiento sostenido, con 328 MW y 182 MW instalados en 2018.

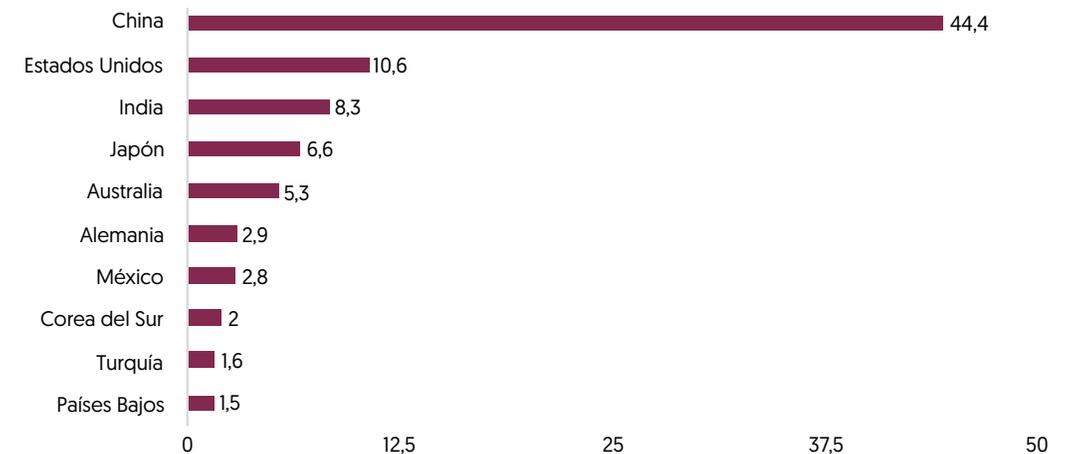
El mercado fotovoltaico europeo, caracterizado por su madurez y experiencia, ha crecido un 21% hasta alcanzar los 11,3 GW en este último año. Contrariamente a esta tendencia, destaca la disminución, por segundo año consecutivo, de la potencia instalada por Reino Unido, que pasa de 950 MW en 2017 a 286 MW en 2018. El líder europeo de este último año en la instalación de nueva potencia fue Alemania, alcanzando los 2,95 GW, destacando también los Países Bajos, que por primera vez superan la barrera del GW instalado y casi duplicando la potencia instalada del año anterior con 1,5 GW. En la línea de los grandes mercados europeos, Francia se mantiene estable, situándose en valores similares al 2017 al haber instalado 873 MW. Permanece constante

también la nueva potencia instalada en la mayoría de mercados europeos de un tamaño menor, experimentando algunos países como Suiza, Austria, Hungría o Portugal un incremento en la potencia instalada. Cabe destacar la gran noticia de que España ha incorporado este año 288 MW, que sumados a los 147 MW del año anterior y tras varios años con el sector fotovoltaico parado, parecen dar un nuevo aire esperanzador al mismo. En el pasado 2017, Turquía destacaba por haber experimentado un enorme crecimiento respecto a 2016, sin embargo, en este último periodo y debido a la crisis financiera sufrida solo se instalaron 1,6 GW. En el resto de países de Oriente Medio, los proyectos más notables se encontraban en 2018 en fase de instalación. Continúan destacando Jordania, Israel y Emiratos Árabes Unidos que, junto a otros países como Jordania, Omán y Baréin, se espera que instalen más de 22,4 GW para 2023 según proyecciones de GTM Research. El futuro también parece prometedor en Áfri-

ca. En primera posición se sitúa este año Egipto, con 581 MW instalados en un único parque y que alcanzará los 1,8 GW cuando esté totalmente completado en 2019. En 2018 también se avanzó en los procesos de licitación de plantas en Etiopía, Madagascar, Senegal y Zambia, con un total de 700 MW ya adjudicados. Habiendo vivido un gran desarrollo en años pasados, Sudáfrica vivió una caída en 2017 al haber instalado únicamente 172 MW. A pesar de esa noticia, en 2018 volvió a recuperar su senda de crecimiento, habiendo instalado 373 MW.

Para concluir, podemos decir que los mercados fotovoltaicos tienen todavía mucho recorrido y se espera que continúen creciendo debido a la continua reducción de costes y a su importancia en los procesos de transición energética de países de todo el mundo. Se entienden así, los 11 países que superaron en 2018 la barrera de un GW instalado, después de que en 2017 fueran 9 países y 7 en 2016.

FIGURA 2: PRINCIPALES MERCADOS FV EN 2018 [GW].



Fuente: Elaboración propia

MARCO REGULATORIO

El bajo coste de generación de esta tecnología no es suficiente para facilitar su crecimiento, también es necesario el establecimiento de un marco regulatorio estable y favorable que apoye el desarrollo de las energías renovables en su conjunto. En nuestro país, los cambios regulatorios vividos en años anteriores han afectado gravemente la integración de la energía fotovoltaica, y no son solo los efectos inmediatos que se generan, si no también los graves efectos que a largo plazo ha tenido el haber paralizado una industria como esta.

En los años 2011-2014, se implantaron medidas retroactivas en varios países europeos como la República Checa, Bulgaria, Italia o España, disminuyendo las retribuciones a las instalaciones puestas en marcha en los años previos. De todos estos países, España fue el que introdujo las medidas retroactivas más importantes, reduciéndose las retribuciones hasta un 50% en algunos casos. Este tipo de medidas fueron duramente criticadas desde las empresas y asociaciones fotovoltaicas ya que pro-

vocan un clima de desconfianza entre los posibles inversores, quienes perciben un riesgo adicional a la hora de invertir en un país.

Con las lecciones aprendidas de esos primeros años, los sistemas de apoyo a la fotovoltaica en los distintos países se han ido desplazando de aquellos que requieren una ayuda económica más fuerte, como es el caso de las "Feed-in-Tariff", hacia aquellos sistemas retributivos que requieren una ayuda menor, como las subastas. Gracias a la curva de aprendizaje experimentada por la energía fotovoltaica y a su constante reducción de costes, esta se ha convertido en plenamente competitiva frente al resto de tecnologías de generación. Prueba de ello, es el resultado de subastas como la última celebrada en España, donde se adjudicó una gran parte de la potencia a la fotovoltaica. Otros ejemplos a nivel internacional, los observamos en los resultados alcanzados en subastas como las de la India (0,019 \$/kWh), Estados Unidos (0,022 \$/kWh) o Arabia Saudita (0,023 \$/kWh).

Como se exponía anteriormente, las políticas de apoyo a las renovables irán cambian-

do según las distintas tecnologías avancen en su curva de aprendizaje y se vuelvan más competitivas, disminuyendo en el tiempo los incentivos económicos percibidos. Al mismo tiempo, otros sistemas de apoyo como los certificados verdes y cuotas renovables por productor se siguen aplicando en países como Corea, Rumanía o Australia, aunque disminuye su uso a favor de otros sistemas como las subastas o los PPAs o la combinación de diversos incentivos como ayudas directas a la inversión o deducciones fiscales.

En materia de autoconsumo, son varios los países en los que se han implantado impuestos o tasas por la integración de la fotovoltaica en las redes de distribución. Este es el caso de Bélgica, por ejemplo, que, en la región de Flandes, introdujo varios cargos a los autoconsumidores para costear el mantenimiento de todo el sistema de red. Algo similar ocurría también en España, donde los usuarios sujetos a las modalidades de autoconsumo fotovoltaico, con potencias superiores a 10 kW, se veían afectados también por una serie de cargos no contemplados en otros países. En España, estos cargos han sido eliminados en

las nuevas normativas del sector, desarrolladas en línea con las directivas europeas actuales, con el objetivo de fomentar este tipo de instalaciones.

El término "prosumer" sigue cobrando cada vez más relevancia a medida que los consumidores comienzan a jugar un papel más importante en la cadena de valor, al poder producir y consumir su propia energía. En esta línea, muchos países ofrecen cada vez más facilidades a los autoconsumidores, como, por ejemplo, con la introducción de mecanismos de compensación de los excedentes de energía como el "balance neto" (compensación entre los kWh cedidos a la red y los consumidos de la misma) instaurado en los Países Bajos, Bélgica, Ucrania o Brasil, entre otros, o la "facturación neta" (compensación entre el precio de los kWh cedidos a la red y el precio de los kWh consumidos de la misma) llevada a cabo, por ejemplo, en España o Chile.



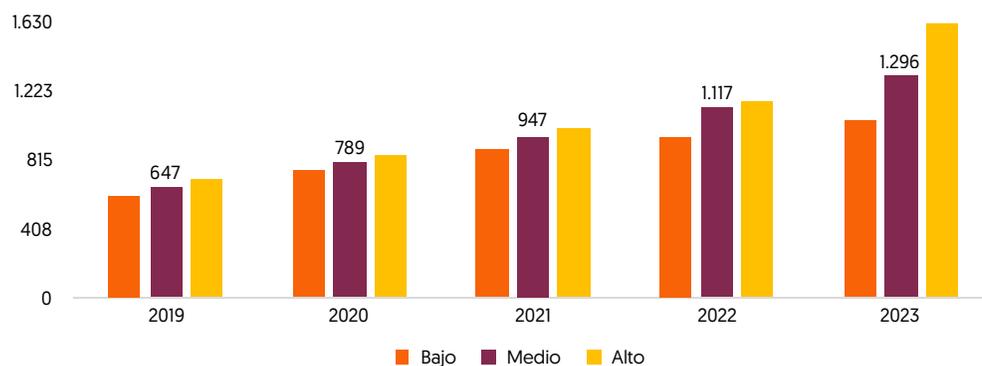
2.5.

PERSPECTIVAS

En el año 2018, se consiguió superar la barrera de los 100 GW instalados. Sin embargo, el ritmo de crecimiento se frenó considerablemente, al haber crecido únicamente un 4%, lejos de la tasa del año 2017 que estuvo en valores cercanos al 30% y aún más lejos del 50% de 2016. En los próximos años es probable que este incremento vea frenado su ritmo de crecimiento anual, como ocurrió en 2018, debido a la consolidación de los mercados y a que el ritmo de los últimos años resulta complicado de mantener.

De acuerdo con los datos de “SolarPower Europe” (en adelante “SPE”), son tres los escenarios planteados para 2019 en cuanto a potencia instalada. El escenario más optimista predice una potencia de 165,4 GW y el menos optimista 84,5 GW. Del mismo modo, se plantea un escenario medio con 128 GW nuevos instalados en 2019. Sin embargo, más allá de los distintos factores económicos, políticos y sociales de cada país, existe una limitación que impide que el crecimiento sea mayor al expuesto: la capacidad de producción de módulos a nivel mundial.

FIGURA 2. ESCENARIOS DE POTENCIA FV INSTALADA EN 2019-2023 (GW).



Fuente. Elaboración propia

En el año 2016, la capacidad de producción anual de módulos rondaba los 75 GW, según el instituto Fraunhofer ISE¹. A pesar de que la capacidad de producción a nivel mundial está creciendo – casi 100 GW en instalados en 2017 y más de 100 GW en 2018 – es complicado que en el corto plazo aumente tanto como para satisfacer un crecimiento mayor al previsto.

En los últimos cuatro años, China ha conseguido liderar los mercados fotovoltaicos a nivel mundial, y todo parece indicar que mantendrá dicho liderazgo durante los años venideros, sacando una clara ventaja al resto de países. Se espera que, con un mercado tan grande, el ritmo marcado por China determine el curso del avance de la fotovoltaica a nivel mundial. Teniendo en cuenta que en los próximos años las primas a la fotovoltaica en China se iban a reducir considerablemente, SPE preveía un crecimiento para 2018 de 22 GW. Esta previsión se vio ampliamente superada por los 44,4 GW instalados el año pasado, situándose más cerca las previsiones realizadas por Bloomberg New Energy Finance (BNEF), que en el escenario medio estableció 43 GW.

Por otra parte, China, continuando con el objetivo de reemplazar el sistema de “Feed-in-Tariff”, permanece sin publicar el nuevo plan de ayudas a las renovables. Sin embargo, según una conferencia interna de la Administración Nacional de la Energía [“NEA” pos sus siglas en inglés], las primas continuarán aplicándose hasta que se alcance la paridad de red, pero a niveles más bajos y a través del mecanismo de subastas.

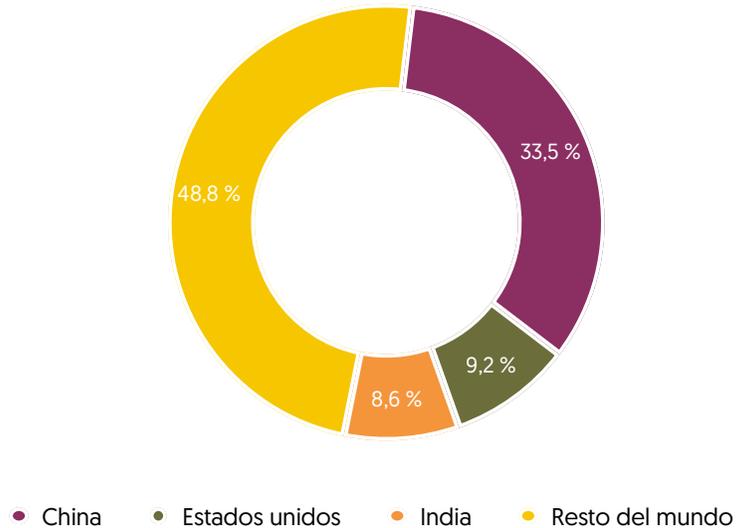
Mientras tanto, se está estableciendo un nuevo marco para proyectos sin subsidios y el anuncio de un presupuesto de 440 millones de dólares anuales dentro de este nuevo plan.

1. Photovoltaics Report – Fraunhofer ISE. 12 Julio, 2017.

En cualquier caso, la inversión en fotovoltaica en este país seguirá siendo muy importante, fortaleciendo la innovación tecnológica, reduciendo los costos y aumentando la eficiencia. Por detrás de China, se sitúa la India, como otra de las potencias del mercado fotovoltaico en los próximos años. Aunque se alejara en un 59% del objetivo fijado para el periodo fiscal 2018-2019, en un escenario medio, se espera que la India que crezca un 55% interanual con 12,9 GW instalados para 2019. Además, el gobierno indio ha aprobado un fondo de 1.700 millones de dólares para la segunda fase del programa de instalaciones sobre tejado conectadas a la red, que contribuirá a alcanzar su objetivo para 2022 de 40 GW, desde los 3,5 GW instalados a finales de 2018.

Siguiendo la estela de estos dos países, Estados Unidos se establece como una de las naciones con mayor potencial de desarrollo. A pesar del estancamiento del sector como consecuencia de los impuestos establecidos sobre las importaciones de módulos solares, se espera un crecimiento mayor para el año 2019, siendo de 11,8 GW la estimación en el escenario medio. Esta previsión se debe al mayor interés de las empresas por la energía renovable, la continua reducción de los costes de la tecnología fotovoltaica, los créditos fiscales a la inversión y el mayor apoyo por parte del sector público.

FIGURA 2. PREVISIÓN DE LA POTENCIA FV INSTALADAS EN 2019 [%].



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SolarPower Europe.

Tanto para Europa como para la Unión Europea, se anticipa un crecimiento fuerte para el 2019. Entre los países europeos no pertenecientes a la UE, destacan Turquía, que se aleja de su senda de crecimiento pasado, tanto por la crisis financiera vivida como por el menor apoyo político y Ucrania, que espera sobrepasar la barrera de 1 GW instalado en 2019, por su atractivo sistema "Feed-in-Tariff". Por su parte, para los países de la UE, cada vez se acerca más la fecha fijada para el cumplimiento de los objetivos de 2020. Según Eurostat, 17 de los 28-UE no habían alcanzado los objetivos a finales de 2017, pero se considera que varios de ellos todavía tienen alguna forma de lograrlos como consecuencia, una vez más, de la reducción de costes y las mayores facilidades de implementación de la tecnología. Las ventajas que ofrece el autoconsumo fo-

tovoltaico marcarán la tendencia de crecimiento de esta tecnología a pequeña escala, principalmente supeditada a la regulación e impuestos aplicados a dicho nivel. Por parte de la directiva europea, en lo que respecta al autoconsumo a pequeña escala, las intenciones son claras y se pretende avanzar hacia un modelo donde se limite lo menos posible esta nueva figura que está surgiendo, ya que ahora el tradicional consumidor pasaría a jugar un papel protagonista en el sector eléctrico.

A gran escala, vemos como las licitaciones están siendo determinantes, habiendo pasado de 5, en 2005 a 67 en 2017, el número de países que han celebrado subastas, según datos publicados por IRENA. En Europa, se tiene el ejemplo de España, que continúa en proceso de instalar los casi 4 GW de potencia foto-

voltaica adjudicados en las subastas de 2017, mientras se habla del lanzamiento una posible subasta en 2019. En el caso de Alemania, la energía fotovoltaica fue la única ganadora resultante de las últimas subastas realizadas en 2018, esperándose la misma tendencia en las tres subastas programadas para 2019.

En América latina, el 80% de la nueva potencia instalada en México, que experimentó un gran crecimiento el último año, fue consecuencia de las tres subastas realizadas en 2016 y 2017. A pesar de esto, a principios de 2019, se anunció la cancelación de la cuarta subasta mexicana. Por su lado, Brasil, con una planificación de dos subastas anuales entre 2019 y 2021, celebrará la primera a finales de junio de 2019. A ella se presentan 751 proyectos con una capacidad total de 26,2 GW, un récord nacional. A nivel global, el hecho de que se esté instalando tanta potencia y se compruebe que realmente es una tecnología rentable, provoca que los inversores se vean atraídos a apostar por ella.

En cuanto a la magnitud de las instalaciones, en el año 2019, se prevé que el mercado continúe estando dominado por el desarrollo de grandes parques fotovoltaicos durante los próximos 5 años analizados por SolarPower Europe. Esta tendencia de dominio en el mercado se debe a las economías de escala conseguidas. En cambio, a medida que se incrementa el uso del vehículo eléctrico y prolifera el concepto de "ciudades inteligentes", se considera un gran potencial de crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas sobre tejados a partir de 2020.

En los que respecta al periodo 2019-2023, se espera que China continúe dominando el mercado, seguido de la India y Estados Unidos, y que mantenga el claro liderazgo de años anteriores. En el resto de mercados, se

verá un progresivo aumento de la instalación de nueva potencia y para finales de 2019, es probable que la potencia acumulada supere los 600 GW.

Resumimos a continuación, los principales marcadores que marcarán el desarrollo de la energía fotovoltaica en el mundo en los próximos años.

MARCADORES PARA EL DESARROLLO

- **Mercados energéticos:** el correcto desarrollo de un mercado energético es crucial para la evolución de las energías renovables en su conjunto, y no solo de la tecnología fotovoltaica. Globalmente, los mercados energéticos se han ido descentralizando año tras año para terminar en manos de grandes compañías generadoras. Dichos mercados, deberán ir avanzando hacia un modelo interconectado y flexible, a través de una mayor descentralización, promoviendo la aparición e integración de nuevos actores en el mercado.
- **Consumidores activos:** gracias a la integración de las renovables a pequeña escala, ha nacido el concepto de "prosumer", es decir, consumidores que al mismo tiempo son productores. Teniendo en cuenta que esta figura va a crecer con fuerza en los próximos años, el mercado fotovoltaico, y el renovable en su conjunto, tendrá que contemplar este modelo de consumo, y por ello se requerirá una regulación adecuada que no los perjudique, al igual que una red flexible que permita su integración.
- **Almacenamiento:** el desarrollo del almacenamiento energético continúa con ritmos

de crecimiento muy altos. Año tras año se desarrollan sistemas de mayor capacidad y a un precio cada vez más competitivo. El almacenamiento va unido al desarrollo de las energías renovables no gestionables, ya que permite integrar una mayor cantidad de las mismas, al servir como respaldo en ciertas horas, cuando estas no se encuentran funcionando por las condiciones meteorológicas. Estos avances en el sector del almacenamiento, se están produciendo tanto a pequeña como a gran escala. La primera enfocada sobre todo en el uso doméstico y la segunda, a gran escala, para optimizar los desajustes de potencia y frecuencia, que las renovables provocan en la red, y para almacenar en periodos de energía usándola cuando sea más necesario.

- **Digitalización:** en un contexto de continuo avance digital, en el futuro próximo deberán existir progresos en la digitalización de las redes de distribución con el fin de integrar un sistema de control y monitorización que permita la penetración de los “prosumers” y las energías renovables.
- **Subastas:** como hemos comentado, durante los últimos años, las subastas y licitaciones están marcando el camino como principal mecanismo de soporte de las energías renovables en el mundo. A medida que descienden los costes de las tecnologías, estas pueden competir en precio y consecuencia de ello son los resultados alcanzados en las últimas subastas, con precios cada vez más bajos. Se espera que estas subastas jueguen un papel crucial en el desarrollo a gran escala de la energía fotovoltaica. Para ello es vital que se lleven a cabo en un marco regulatorio estable y que tenga una visión a largo plazo, con un calendario firme que permita conseguir los objetivos fijados por cada país.

- **PPAs:** otra consecuencia de la reducción del coste de las tecnologías renovables es la aparición de un mecanismo que podrá ayudar en gran medida a desarrollar el mercado fotovoltaico, este es, el Power Purchase Agreement, un contrato privado de compraventa de energía entre un generador y un comprador, generalmente, a medio o largo plazo. Aunque las empresas se han decantado más por la energía eólica en la firma de estos PPAs, surgen cada vez más contratos de este tipo que combinan eólica y fotovoltaica o que dan todo el protagonismo a esta última.

2.6.

EVOLUCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

La tecnología solar fotovoltaica está en constante evolución y mejora técnica, siendo actualmente uno de los más importantes focos de investigación a nivel global. Los motivos son evidentes, ya que si se pudiera captar, convertir, transportar, e incluso acumular de mejor manera la energía que percibimos del sol, las economías cambiarían radicalmente, y por tanto la sociedad, que ya no dependería de fuentes energéticas que tienden a agotarse, y que cada vez supondrán un mayor coste económico.

Por supuesto, además de este cambio económico y social, en un escenario futuro en el que el desarrollo técnico de la solar fotovoltaica haya alcanzado un estado avanzado de madurez, también se reduciría de forma drástica las emisiones de gases de efecto invernadero, y por lo tanto se mitigaría el cambio climático. Por todo ello, la tecnología solar fotovoltaica constituye actualmente en sí misma, una estrategia global.

La evolución y mejora técnica de los sistemas solares fotovoltaicos se centra principalmente en los paneles solares fotovoltaicos, en las

estructuras de fijación y orientación de dichos paneles, y en los equipos inversores solares/centrales de potencia, que son los elementos que más evolución y desarrollo presentan, y sobre ellos centraremos nuestro análisis.

Como introducción a dicho análisis que se presenta más adelante, queremos destacar que los resultados de diferentes estudios coinciden en señalar que el coste de la energía solar fotovoltaica resulta similar, y en algunos casos inferior, al de otras tecnologías de producción de electricidad renovables y convencionales. Así, el coste medio de la energía producida para grandes plantas fotovoltaicas se estiman en el rango 0,04-0,07 €/kWh.

Este hito, sin duda va de la mano de un importante desarrollo tecnológico, continuado en el tiempo y con una importante carga de investigación, que además de mejorar los rendimientos productivos de la tecnología, ha provocado un gran descenso de costes y tiempos en la instalación. Por lo tanto, el coste de la energía producida con fotovoltaica, a día de hoy, ya compite con el resto de fuentes de generación tradicionales.

EVOLUCIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Lejos queda ya la aparición en 1954, de la primera célula solar de silicio, fabricada en los laboratorios Bell Telephone (EEUU).

Esta tecnología se desarrollaba por aquel entonces, incentivada por el comienzo del programa espacial de EEUU. Y la energía que se obtenía presentaba un elevado coste, por encima de los 100 €/kWh. La eficiencia de aquella primera célula solar era tan solo del 6%.

Desde entonces, y hasta la actualidad, la evolución tecnológica de los módulos solares fotovoltaicos ha sido progresiva y continuada en el tiempo, mejorando año a año los ratios de **eficiencia**, y reduciéndose de manera exponencial los costes de fabricación de esta tecnología, como veremos más adelante. Tal es así, que hoy día disfrutamos de un panel solar fotovoltaico comercial con eficiencias que ya se acercan al 20%, aunque en laboratorio, ya se ha alcanzado recientemente mediante el uso de la perovskita híbrida en las células fotovoltaicas, una eficiencia del 44,5%.

Esto último, viene a decir que esta tecnología es capaz de convertir dos tercios de la luz en electricidad, lo que es una auténtica maravilla técnica alcanzada gracias a la colocación de varias capas de células solares una encima de la otra, absorbiendo cada una de ellas una parte diferente del espectro de luz.

Respecto al **tamaño**, sin duda la evolución ha sido igualmente progresiva y continuada, cada vez una superficie de captación más reducida, consigue potencias eléctricas generadas mayores. Desde la aparición de la primera célula fotovoltaica en 1954, se ha reducido un 96% la superficie de captación que es capaz

de generar la misma potencia. Pero no es necesario remontarse tan atrás en el tiempo, para darse cuenta de la enorme evolución del tamaño en los paneles solares, ya que año a año se consigue para una misma superficie, una mayor potencia, y eso se percibe muy fácilmente en el sector.

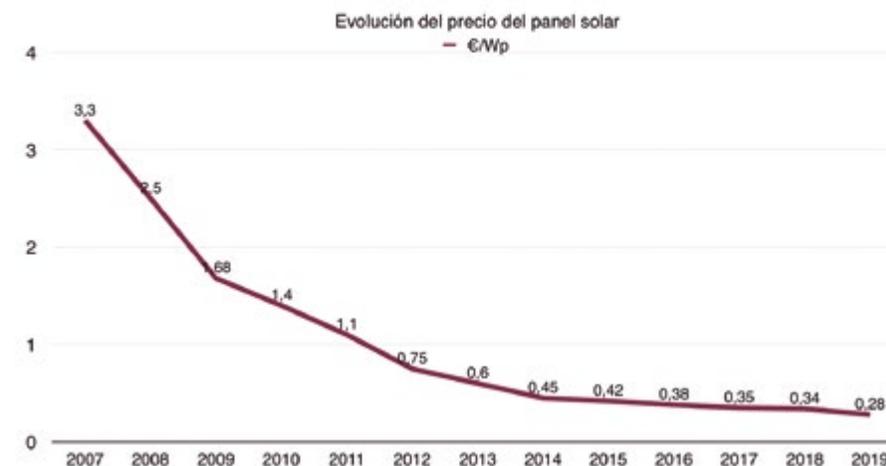
Por ejemplo, en la actualidad la tecnología Bifacial, que genera tanto en la cara frontal, como de la cara posterior del módulo, provoca la obtención de hasta un 20% más energía, ocupando el mismo espacio que un panel sin dicha tecnología.

Si hemos de mirar al **futuro**, en lo que respecta a los módulos solares fotovoltaicos, sin duda la integración arquitectónica, las láminas ultra delgadas flexibles (que serán capaces de adaptarse a diferentes superficies), y la aparición de las impresoras 3D, seguirán revolucionando esta tecnología en continuo cambio y mejora. Y es que los nuevos materiales en investigación permitirán fabricar células fotovoltaicas más económicas y que se podrán integrar en construcciones, vehículos o incluso en la ropa.

Desde el punto de vista de los costes, el abaratamiento espectacular que han experimentado los precios de los paneles solares, ha provocado que la fotovoltaica sea de uso generalizado, convirtiéndose en los últimos años en una de las fuentes de generación de energía eléctrica esenciales para frenar el cambio climático.

La evolución del precio del módulo fotovoltaico de panel plano, refleja un claro y continuado descenso de costes, como se puede apreciar en el siguiente gráfico:

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PANEL SOLAR



El precio del panel fotovoltaico ha caído un 89% desde el año 2007, a causa del desarrollo y la evolución de esta tecnológica.

EVOLUCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE FIJACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

La técnica del hincado y la técnica del atornillado de la estructura metálica en el suelo, sin duda se presenta como la mejor solución evolucionada, en lo que respecta a la fijación y orientación de los módulos solares fotovoltaicos.

Estas técnicas son no invasivas y provocan un escaso impacto en el terreno, y por tanto un escaso impacto medioambiental.

De hecho, una planta fotovoltaica instalada con un método de atornillado de perfiles, puede ser desmantelada, y el espacio anteriormente utilizado, puede recuperar su estado anterior muy fácilmente.

El uso de estas técnicas, además provoca el no vertido de hormigones ni productos químicos en la instalación, incrementando así el respeto que esta tecnología ofrece hacia el medio.

Para llevar a cabo el proceso de hincado o el atornillado de los postes que sustentarán los paneles fotovoltaicos, se utilizan unas máquinas hincapostes que introducen los perfiles en el terreno a la profundidad requerida en función del tipo de terreno y resistencias exigidas de carga.

La introducción de este método novedoso, ha supuesto en la construcción de grandes

plantas fotovoltaicas, un ahorro de tiempos de ejecución muy alto, así como una importante reducción de costes, no solo derivados del diseño de la propia estructura, si no también provocados por la eliminación entre otros, de los trabajos de vertido y colocación de zapatas de hormigón, que anteriormente servían de base para la fijación de la estructuras metálicas de fijación y orientación de los módulos solares fotovoltaicos.

EVOLUCIÓN DE LOS INVERSORES SOLARES Y CENTRALES DE POTENCIA

Los equipos inversores convierten la energía captada por los paneles solares (corriente continua), en energía aprovechable para abastecer nuestros consumos eléctricos (corriente alterna).

La evolución de estos equipos durante la curva de aprendizaje de los sistemas fotovoltaicos, ha sido muy intensa.

Inicialmente estos equipos eran de gran tamaño, necesitaban una concentración previa de la energía generada, antes de acometer la misma en su etapa de entrada, y en general eran capaces de convertir potencia fotovoltaica en un rango entre los 10 y los 100 kW (hablamos por supuesto de los equipos que se comercializaban al gran público).

La evolución tecnológica, y el aprendizaje e investigación en la mejora de estos equipos, ha provocado que los rangos de potencia se hayan ampliado mucho más, y se hayan adaptado a las necesidades del sector, particularizándose para diferentes funcionalidades.

Así, estos equipos aplicados a instalaciones de **Autoconsumo**, presentan etapas de entra-

da muy evolucionadas con gran cantidad de entradas de string de paneles fotovoltaicos, que permiten subdividir la potencia fotovoltaica, y en muchos casos eliminar la necesidad de concentración previa de la energía en una caja de protecciones y concentración de corriente continua.

Respecto al rango de potencias aceptadas, este se ha convertido en muy amplio, con el objeto de adaptarse a toda las posibles necesidades de proyectos de autoconsumo que se desarrollan en la actualidad. También los equipos inversores orientados al autoconsumo más evolucionados, son capaces de gestionar las cargas conectadas a ellos, e incluso son capaces de conectarse directamente con los acumuladores de energía, y gestionar adecuadamente los ciclos de carga y descarga de dichos acumuladores, en función de las necesidades en el consumo.

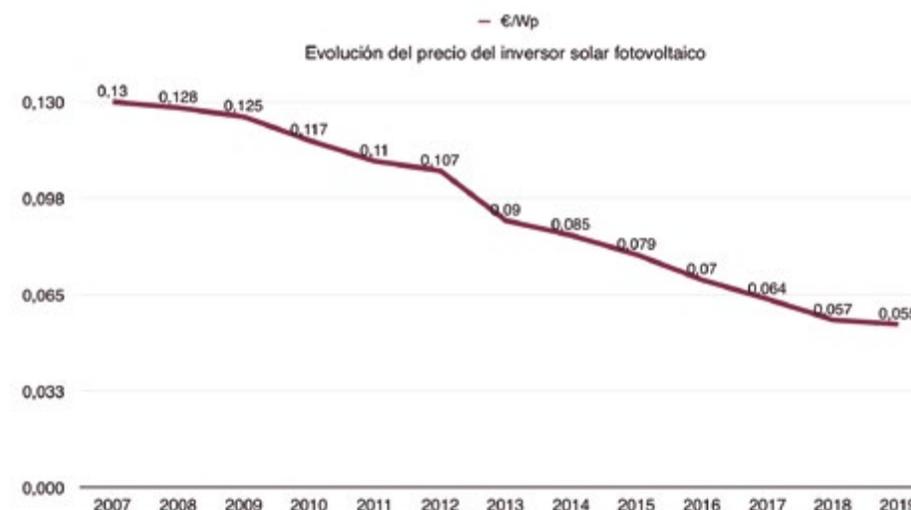
Por otro lado, la evolución tecnológica de los Inversores Solares orientados a su funcionalidad dentro de grandes Centrales de Generación o **Parques Fotovoltaicos** de energía, para su venta a la red eléctrica, se han adaptado perfectamente para tal fin. Son equipos compactos e integrados, que se instalan generalmente en intemperie, y suelen tener potencias muy altas, entre 1MW y 7MW, de forma que toda la potencia fotovoltaica del Parque, se agrupa en un mismo punto, para que este único equipo convierta toda la energía generada.

En ocasiones el tamaño del Parque Fotovoltaico es muy grande, y varios de estos equipos se enlazan entre sí, para poder convertir toda la energía generada, por sectores, dentro del mismo Parque Fotovoltaico.

Los últimos modelos de inversores destinados a su funcionalidad dentro de Parques Fotovol-

taicos, incluyen en el mismo bloque bastidor, la aparatada eléctrica de protección y el Transformador de B.T. a A.T. a este conjunto de elementos completo se le denomina Central de Potencia, e irrumpe en el sector fotovoltaico como una solución Plug and Play, completa para convertir, proteger y transportar la energía generada por todo o parte de un campo de paneles de potencias superiores, en general, a 1MW fotovoltaico.

Desde el punto de vista de los costes, el abaratamiento de los equipos inversores con el paso del tiempo también se ha producido, pero en mucha menor medida que la espectacular curva descendente de precios de los paneles solares, concretamente la evolución del precio de los inversores solares fotovoltaicos, por unidad de potencia, refleja un claro y continuado descenso de costes, pero mucho más blando, como se puede apreciar en el siguiente gráfico:



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

3

**Análisis de la
situación del
Sector a nivel
europeo**

3.1.

ANÁLISIS Y SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO

La Unión Europea se encuentra en el proceso de transformar su economía con el objetivo de minimizar la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Por lo que se espera que la electricidad desempeñe un papel clave en esta transformación baja en carbono.

Por un lado, un uso más eficiente de la electricidad y, cada vez más, proveniente de fuentes renovables. Y por otro, se espera que aumente la participación de la electricidad en el uso total de energía, especialmente en el sector del transporte (vehículos eléctricos) y en la calefacción y la refrigeración (bombas de calor eléctricas). Dicha electrificación generalizada, en combinación con la producción de electricidad con bajas emisiones de carbono, se considera un ingrediente clave para reducir las emisiones de GEI de los combustibles fósiles en la segunda mitad de este siglo.

El sector energético actual marca una tendencia creciente hacia la descarbonización. Sin embargo, hay una descompensación en ambición por liderar esta transición energética a nivel mundial, entre los Estados Miembros que forman la Unión. Así, en el siguiente mapa se puede ver los países que han tomado la deci-

sión de cerrar progresivamente sus centrales de carbón [año de cierre y capacidad que tienen actualmente]. Países como Francia, Italia, Holanda, Portugal o Austria ya tienen un plan de cierre de centrales de carbón. Otros como Alemania o Irlanda, el tema está bajo discusión. Sin embargo, en España y varios países del Este, no hay previsión de debate sobre el tema del carbón.

La estrategia común de la Unión Europea está enfocada a liderar la Transición Energética, y los últimos años se ha producido un aumento de eficiencia energética y uso de energías renovables en el mix energético.

La demanda eléctrica aumentó un 0,7% en 2017, siendo el tercer año consecutivo de aumento. Mientras que entre 2010-2014 hubo una tendencia a la baja en el consumo de energía, en estos momentos nos encontramos a los niveles de 2010. Por lo que es necesaria una mayor ambición en eficiencia energética y en el abastecimiento de esta demanda energética con fuentes renovables.

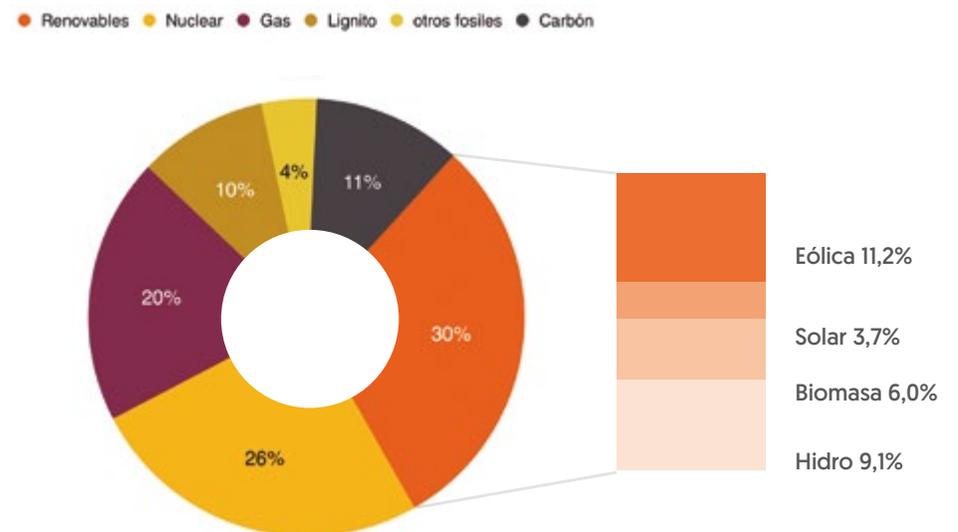
En 2017, las energías renovables generaron el 30% de la electricidad de Europa por primera

vez. El viento, la energía solar y la biomasa crecieron al 20,9% de la mezcla de electricidad de la UE. Esto representa un aumento de solo 9.7% en 2010, y representa un crecimiento promedio de 1.7 puntos porcentuales por año. A este ritmo de crecimiento sería posible llegar a un mix del 50% de renovables para 2030, por lo que el objetivo que se están debatiendo actualmente del 27% sería poco ambicioso.

Geográficamente, la mayoría de ese crecimiento se produjo sólo en Alemania y el Reino Unido. Los 26 países restantes de la UE ya

tenían el 58% del crecimiento de 2011 a 2014, pero sólo el 43% del crecimiento de 2014 a 2017. En cierta medida, esto puede reflejar el hecho de que algunos Estados miembros ya alcanzaron sus objetivos nacionales 2020 en virtud del Directiva de Energías Renovables de la UE (BG, CZ, DK, EE, FI, RR, HH., TI, LT, SE, RO). Sin embargo, también es un reflejo de los costes de financiación innecesariamente altos, particularmente en Europa Central y Sudoriental, que obstaculiza la transformación del coste de la tecnología de energía renovable en proyectos de energía renovable de bajo coste.

MIX DE GENERACIÓN A NIVEL EUROPEO EN 2017



Fuente: Agora Energiwende. The European Power Sector

La generación de energía eléctrica a partir de solar fotovoltaica crece a un ritmo lento, debido a la baja tasa de nueva capacidad. En 2017, tan sólo 8TW/h se han instalado nuevos, y a pesar de que los precios son cada vez más bajos en la subastas de nueva capacidad, en muchos países se produce desde hace años

un estancamiento en la instalación, en la mayoría de casos por una falta de marco regulatorio estable (como es el caso de España). Sin embargo, países como Alemania, o Bélgica están liderando el sector con un gran aumento de nueva potencia instalada.

3.2.

DIRECTIVAS EUROPEAS DE APOYO
A LAS RENOVABLES

Una de las prioridades de la Unión Europea es la Unión de la Energía, como compromiso ante los ciudadanos europeos para impulsar la economía de la unión, su seguridad y su compromiso en la lucha contra el cambio climático. La finalidad del conjunto de medidas sobre esta materia es garantizar una energía asequible, segura y sostenible, ya que los ciudadanos europeos debemos hacer frente al aumento de la demanda energética, la volatilidad de los precios y las perturbaciones del suministro, además de reducir el impacto medioambiental del sector de la energía.

Así, la política energética de la Unión Europea de los últimos años persigue tres objetivos principales:

- » Seguridad de abastecimiento
- » Competitividad
- » Sostenibilidad

En materia de sostenibilidad, uno de los objetivos prioritarios es el fomento de la utilización de energías renovables en el sector eléctrico y energético, como medida de reducción de

emisiones contaminantes frente a la generación convencional. El control del consumo de energía en Europa y una mayor utilización de la misma procedente de fuentes renovables, junto con el ahorro energético y una mayor eficiencia energética, constituyen una parte importante del paquete de medidas necesarias para cumplir el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, entre otros compromisos comunitarios e internacionales, con vistas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero más allá de 2012.

Asimismo, estos factores pueden desempeñar un papel importante para fomentar la seguridad del abastecimiento energético, el desarrollo tecnológico y la innovación, ofreciendo oportunidades de empleo y desarrollo regional, especialmente en zonas rurales y aisladas. En 2001, con la ratificación del Protocolo de Kyoto, se aceleró la adopción de medidas para combatir el cambio climático y se adoptó la directiva 2001/77/CE, la primera directiva en materia exclusivamente enfocada en promover la energía renovable (especialmente enfocada a la electricidad). La UE no contaba

con la competencia energética de los Estados Miembros, por lo que se tomó la acción como competencia medioambiental [Solorio, 2011b]. En el consumo final de energía, la Unión Europea en su conjunto logró una participación del 16% de energía renovable en 2014 y una participación estimada del 16,4% en 2015. Varios países de la Unión Europea ya han llegado al nivel de renovables exigido. Otros van bien encaminados para alcanzar sus objetivos vinculantes, sin embargo, un grupo de países se encuentran estancados en la materia y deberán hacer esfuerzos extra para llegar al objetivo requerido.

A continuación, se presentan las cifras de evaluación a nivel europeo sobre materia energética:

- » La UE importa el 53% de la energía que consume
- » Seis Estados miembros dependen de un único proveedor externo para todas sus importaciones de gas
- » El 75% del parque de viviendas de la UE es ineficiente desde el punto de vista energético
- » El 94% del transporte depende de los productos derivados del petróleo, de los cuales el 90 % es importado
- » Los precios al por mayor de la electricidad son superiores en un 30%, y los del gas en más de un 100%, a los de los EE. UU

En este contexto, la Unión Europea debe reforzar su ambición para cumplir con los compromisos en materia energética y liderar la lucha por el cambio climático. En noviembre del 2016 la Comisión Europea presentó un paquete de medidas en materia energética con

objetivos a 2030. La Comisión quiere que la UE lidere la transición de energía limpia, no solo se adapte a ella. Por este motivo, la UE se ha comprometido a reducir las emisiones de CO2 en al menos un 40% para 2030, a la vez que moderniza la economía y genera puestos de trabajo y crecimiento para todos los ciudadanos europeos. Las propuestas tienen tres objetivos principales: poner la eficiencia energética en primer lugar, lograr el liderazgo mundial en energías renovables y proporcionar un trato justo para los consumidores.

Los principales puntos a destacar, en especial de la propuesta de directiva del fomento del uso de energías renovables, son un objetivo del 27% de renovables a nivel europeo para 2030, con objetivos no vinculantes por países (considerado poco ambicioso por no establecer un objetivo obligatorio a cada país), y como punto clave, la Directiva establece los principios de seguridad en el apoyo financiero a los proyectos de renovables y da a los ciudadanos el derecho a generar, almacenar, consumir y vender en condiciones justas. Estos nuevos derechos de la ciudadanía para el autoconsumo y la autogeneración están llamados a ser un instrumento clave para transformar el modelo energético en la UE.

“2030 Energy Strategy”

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. Estos objetivos tienen como objetivo ayudar a la UE a lograr un sistema energético más competitivo, seguro y sostenible. y para 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 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. El costo de cumplir con los objetivos no difiere sustancialmente del precio que debemos pagar de todos modos para reemplazar nuestro sistema de energía que está envejeciendo. El principal efecto financiero de la descarbonización será desviar nuestro gasto de las fuentes de combustible hacia las tecnologías bajas en carbono.

Objetivos para el 2030.

- Reducción del 40% en las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990.
- Al menos el 32% de las energías renovables, con una cláusula de revisión al alza para 2023
- Objetivo indicativo para una mejora de la eficiencia energética a nivel de la UE de al menos el 32,5%, a partir del objetivo del 20% existente para 2020
- Respaldar la realización del mercado interior de la energía mediante el logro del objetivo de interconexión eléctrica existente del 10% para 2020, con vistas a alcanzar el 15% para 2030

Políticas para el 2030.

Para cumplir los objetivos, la Comisión Europea ha propuesto:

Un esquema reformado de comercio de emisiones de la UE (ETS)

Nuevos indicadores para la competitividad y la seguridad del sistema energético, como las dife-

rencias de precios con los principales socios comerciales, la diversificación del suministro y la capacidad de interconexión entre los países de la UE.

Primeras ideas sobre un nuevo sistema de gobierno basado en planes nacionales de energía competitiva, segura y sostenible. Estos planes seguirán un enfoque común de la UE. Garantizarán una mayor seguridad de los inversores, una mayor transparencia, una mayor coherencia de las políticas y una mejor coordinación en toda la UE.

“Clean energy for all Europeans”

La UE ha acordado una actualización exhaustiva de su marco de política energética para facilitar la transición de los combustibles fósiles hacia energías más limpias y cumplir los compromisos del Acuerdo de París de la UE para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La finalización de este nuevo reglamento de energía, denominado paquete Energía limpia para todos los europeos, marca un paso importante hacia la implementación de la estrategia de la unión energética, adoptada en 2015.

Sobre la base de las propuestas de la Comisión publicadas en noviembre de 2016, el paquete Energía limpia para todos los europeos consta de ocho actos legislativos. Tras el acuerdo político por parte del Consejo y el Parlamento Europeo en 2018 y principios de 2019, se espera que estos actos entren en vigor en el verano de 2019, aunque los países de la UE tienen 1-2 años para incorporar las nuevas directivas a la legislación nacional.

El paquete ayudará a garantizar una transición energética limpia y justa en todos los niveles de la economía y establece un sentido de dirección claro y común. Aporta seguridad regulatoria, lo que facilitará la necesaria in-

versión pública y privada en la transición de energía limpia. Los cambios traerán beneficios considerables desde una perspectiva del consumidor, desde una perspectiva ambiental y desde una perspectiva económica. También subraya el liderazgo de la UE en la lucha contra el calentamiento global y proporciona una importante contribución a la estrategia a largo plazo de la UE para lograr la neutralidad de carbono para el año 2050.

- **Directiva rendimiento energético en edificios**

Los edificios son responsables de aproximadamente el 40% del consumo de energía y el 36% de las emisiones de CO₂ en la UE, lo que los convierte en el mayor consumidor de energía en Europa. La directiva de eficiencia energética en edificios (EPBD) describe medidas específicas para que el sector de la construcción haga frente a estos desafíos, actualizando y modificando muchas disposiciones de la EPBD de 2010.

- **Directiva sobre Energía renovable**

Con miras a mostrar un liderazgo mundial en materia de energías renovables, la UE ha establecido un objetivo ambicioso y vinculante del 32% para las fuentes de energía renovable en la combinación energética de la UE para 2030. La directiva refundida sobre energía renovable entró en vigor en diciembre de 2018. Esta directiva también establece en su articulado la no posibilidad de aplicar medidas retroactivas sobre marcos ya establecidos en apoyo a la inversión en renovables.

- **Directiva Eficiencia energética**

Poner en primer lugar la eficiencia energética es un objetivo clave del paquete, ya que los ahorros de energía son la forma más fácil de ahorrar dinero para los consumidores y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, la UE ha establecido

objetivos vinculantes de al menos un 32,5% de eficiencia energética para 2030, en relación con un escenario de "negocio como siempre". La directiva de modificación de la eficiencia energética está vigente desde diciembre de 2018.

- **Regulación de la gobernanza**

El paquete incluye un sólido sistema de gobernanza para la unión energética, a través del cual cada Estado miembro debe elaborar planes nacionales integrados de energía y clima (NECP) de 10 años para 2021 a 2030, en los que se describe cómo lograrán sus objetivos respectivos en todas las dimensiones de unión energética, incluida una visión a más largo plazo hacia 2050. Con el reglamento de gobernanza en vigor desde diciembre de 2018, todos los Estados miembros han presentado sus proyectos de NECP, y la Comisión está analizando actualmente cada proyecto de NECP y, según el reglamento, tiene el mandato de venir Enviar recomendaciones específicas para cada país antes del 30 de junio de 2019.

- **Diseño del mercado eléctrico**

Otra parte del paquete busca establecer un diseño moderno para el mercado eléctrico de la UE, adaptado a las nuevas realidades del mercado: más flexible, más orientado al mercado y mejor posicionado para integrar una mayor proporción de fuentes renovables. Los elementos de diseño del mercado de la electricidad consisten en cuatro expedientes: una nueva regulación de la electricidad y una enmienda de la directiva sobre la electricidad, la preparación para el riesgo y una regulación que define un papel más importante para la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

3.3.

DATOS MACROECONÓMICOS. POTENCIA TOTAL INSTALADA EN EUROPA

El mercado fotovoltaico europeo, experimentó en 2018 un crecimiento de la potencia nueva instalada del 37%, continuando con la misma tendencia positiva del año anterior. Así, la Unión Europea añadió una potencia de 8,2 GW, frente a los 6 GW instalados en 2017.

Un año más, el crecimiento del mercado europeo vino liderado por Alemania con 2,95 GW instalados. Gran parte de esta nueva potencia, más de la mitad, se debió al sistema feed-in-premium, consistente en una prima que se suma al precio existente en el mercado, y las ayudas dirigidas a las instalaciones de autoconsumo de potencia entre 40 kW y 750 kW. En cuanto a las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo residencial, con potencias de hasta 10 kW, se añadieron cerca de 400 MW, mientras que las instalaciones en suelo con potencias superiores a 750 kW contribuyeron con 550 MW.

Por detrás de Alemania, se sitúa los Países Bajos, con 1,5 GW instalados y que por primera vez supera la barrera del GW. Este resultado se produjo por los incentivos destinados a las instalaciones residenciales y al sistema gu-

bernamental de ayudas SDE+ destinado a las plantas comerciales de mayor tamaño. Este sistema consiste en compensar al productor cuando el precio de mercado no llega a cubrir el coste de la tecnología en cuestión, perdiendo por tanto la diferencia entre ambos.

El mercado francés continúa un año más sin alcanzar el GW de nueva potencia, habiendo instalado en este último periodo 873 MW, lo que supone una ligera reducción respecto al 2017. Los resultados se deben al complicado sistema de incentivos y cambios regulatorios, que no permitieron alcanzar, por 1 GW, el objetivo de 10 GW fijados para 2018.

Italia se mantiene en niveles similares al año anterior, habiendo instalado 485 MW. Gran parte de esta nueva potencia, casi 390 MW, se debe a las instalaciones de hasta 1 MW, especialmente aquellas residenciales de hasta 20 kW, que disfrutaron de un sistema de amplios incentivos fiscales.

En esta línea de estabilidad nos encontramos otros mercados europeos como Suiza (340 MW), Hungría (321 MW), Austria (162 MW), Suecia (130 MW) o Portugal (91 MW).

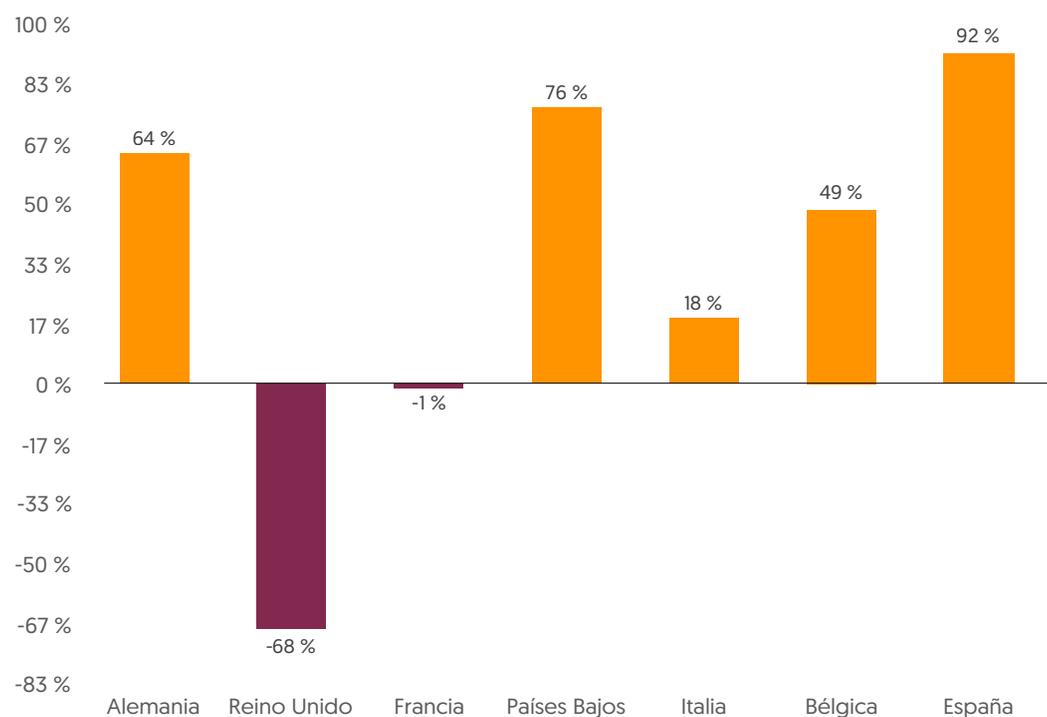
Bélgica y España continúan también con la misma tendencia, instalando 416 MW y 288 MW respectivamente. El mercado belga se caracteriza por su gran cantidad de pequeñas instalaciones residenciales, mientras que España continúa a la espera de que se materialice la potencia adjudicada en las últimas subastas.

Cabe destacar que, en lo que respecta a España, los datos oficiales no incluyen un elevado número de microinstalaciones de autoconsumo, las cuales por diversos motivos no se

encuentran cuantificadas en un registro oficial. Según fuentes internas del sector en nuestro país, se pusieron en marcha aproximadamente 130-150 MW adicionales.

Mantienen también un ligero crecimiento Finlandia, con 49 MW instalados y Noruega, con 23 MW, principalmente para autoconsumo en edificios públicos, comerciales y residenciales. Por su parte, Reino Unido vuelve a presentar una fuerte caída, pasando de instalar 900 MW en 2017 a 286 MW en 2018.

FIGURA 1: CRECIMIENTO DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN PAÍSES DE LA UE ENTRE 2017 Y 2018.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA.

En el top 5 de países de la UE en cuanto a potencia total acumulada, el ranking continúa siendo el mismo que en los últimos años, con Alemania en primera posición, seguida por Italia, Reino Unido, Francia y España. Respecto al año anterior, vemos como Países

Bajos supera a Bélgica y consigue situarse en sexta posición, al igual que Suiza que sube un puesto, superando a la República Checa que, junto a Grecia, experimentan un crecimiento muy reducido.

TABLA 1: PAÍSES DE LA UE CON MAYOR POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTAL

2018	
PAÍSES	ACUMULADA (GW)
Alemania	45,92
Italia	19,87
Reino Unido	12,96
Francia	8,92
España	5,92
Países Bajos	4,18
Bélgica	4,08
Grecia	2,65
Suiza	2,25
República Checa	2,07

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SolarPower Europe e IRENA

Fuera de la UE, destacan otros dos países europeos: Turquía y Ucrania, con 1,6 GW y 805 MW instalados, respectivamente, en 2018. Con esta nueva potencia, notablemente inferior a los 2,6 GW instalados en 2017, Turquía supera los 5 GW de potencia acumulada.

Por su parte, Ucrania, tras triplicar la potencia instalada en 2017, sobrepasa los 2 GW de potencia total instalada.

4

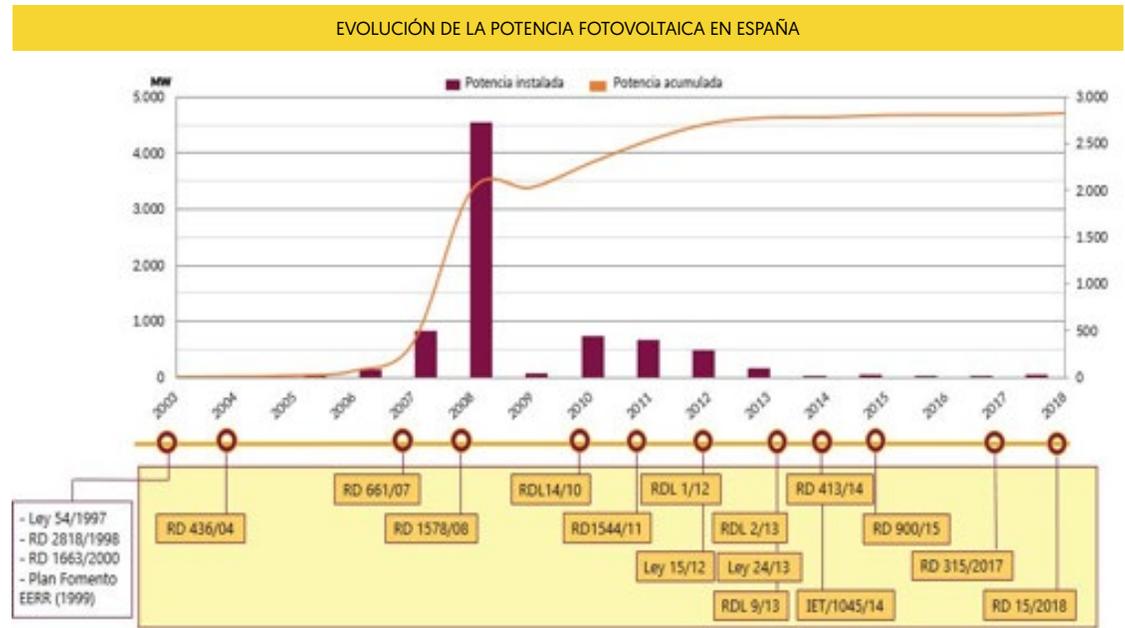
**Análisis de la
situación del
Sector a nivel
estatal**

4.1.

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

INTRODUCCIÓN

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



Fuente: Elaboración propia

EVOLUCIÓN 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 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.

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.

1. Plan de fomento de energías renovables en España (http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf)

2004-2007. EL COMIENZO DE LA EXPANSIÓN FOTOVOLTAICA

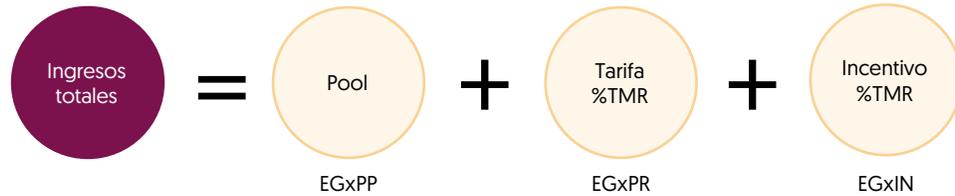
El RD 436/2004 pudo reflejar las exigencias que, por parte del mercado, se venían reclamando acerca del establecimiento de una normativa retributiva estable que creara una mayor seguridad. En el Real Decreto, además de una desgravación fiscal para las instalaciones conectadas a la red, se establece una tarifa regulada.

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

La TMR venía definida en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Esta Tarifa Media de Referencia se imputaba a los consumidores en aras de cubrir los costes del sistema. La tarifa se establecía cada año vía Orden Ministeria. Las primas, el incentivo o la tarifa regulada dependía del tamaño de la instalación, siendo más favorables para aquellas de tamaño menor.

Tal y como puede observarse en la tabla, bajo este sistema, el importe era netamente superior a lo establecido en el mercado. Asimismo, también se generó la entrada de financiación privada, provocando una menor necesidad de subvenciones que, en un primer momento, se habían dado.

A pesar de todo, en esta normativa no se re-

solvieron 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 dossiers que reflejaban los costes estimados de diversas instalaciones tipo. Podemos observar estos resultados en el siguiente gráfico.

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ENTRE 2005 Y 2008 (MME/MWP)



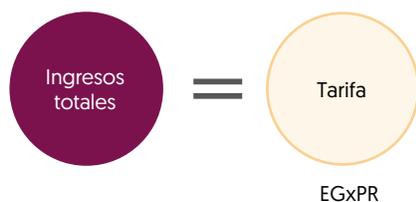
Fuente: IDAE, "El Sol puede ser tuyo" años 2005, 2006 y 2008

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

En sustitución al anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables, se publicaba en 2005 el primer Plan de Energías Renovables (PER). En él quedan recogidos los objetivos de 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.

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.

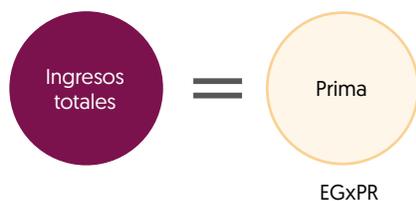


Donde:
EG: Energía generada, en MWh
PP: Prima, en €/MWh

Otra vez más, el volumen de la prima venía determinado por el tamaño de la instalación, beneficiando a aquellas de menor tamaño.

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. 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

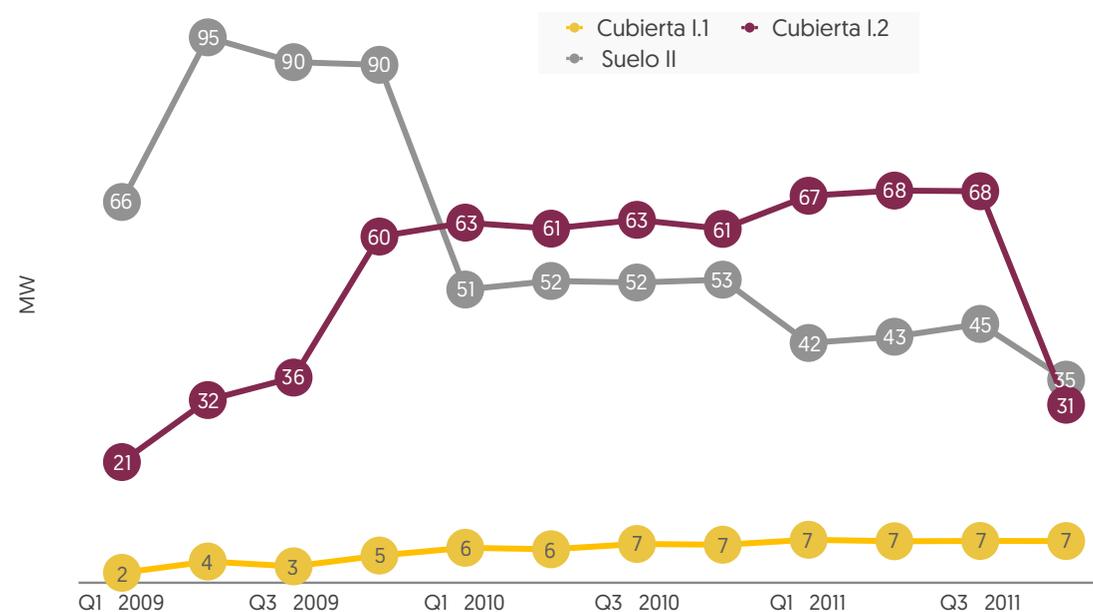
En este Real Decreto, la tarifa regulada dependía de donde estuviera situada la instalación, estableciendo dos categorías:

- **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 función de lo que se cubrieran los cupos, se predecía una reducción de entre el 5% y el 11% año a año. Así, se estableció un nuevo cupo máximo de 500 MW instalados anuales, con un tamaño máximo de planta de 10 MW.

Tras la gran incorporación de potencia de 2008, en el año 2009 la potencia instalada fue muy baja como consecuencia del retraso de la autorización de las inscripciones 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.

FIGURA 4: 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 castigaban al sector renovable de manera desmesurada. En noviembre de 2010 aparece el Real Decreto 1565/2010, que modifica el período de vida retributiva de las

instalaciones, acortando sensiblemente sus perspectivas, en diciembre de ese mismo año se publicó el RD-Ley 14/2010, por el cual se limitaban las horas de producción a partir de energía fotovoltaica, de manera que la energía generada a partir de ese límite no recibía ningún tipo de remuneración especial, cobrando únicamente el precio de mercado.

TABLA 6: LIMITACIÓN DE HORAS COYUNTURAL 2011-2013/13

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

Fuente: RDL 14/2010

Esta medida provocó una reducción del 30% 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.

TABLA 7: OBJETIVOS DE POTENCIA 2011-2020. PER

Tecnología	2010	Prev 2015	Prev 2020
Hidráulica	13.226	13.548	13.861
Geotérmica	0	0	50
Mareomotriz	0	0	100
Eólica	20.744	27.869	35.750
Biomasa	533	817	1.350
Biogás	115	125	200
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

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. Un recorte sin precedentes que castigaba con mayor dureza a las pequeñas iniciativas.

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.

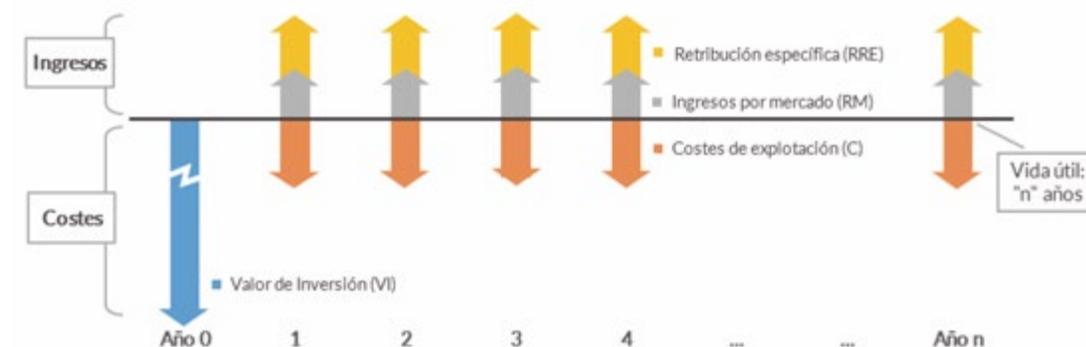


Donde:
EG: Energía generada, en MWh
PP: Precio del "pool", en €/MWh
Rinv: Retribución a la inversión, en €/MW
Pn: Potencia nominal, en MW
Ro: Retribución a la operación, en €/MWh

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% que en la práctica era irreal, no se alcanzaba.

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:

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



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%.

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

2017, LAS NUEVAS SUBASTAS RENOVABLES

Sin embargo, en el caso de los pequeños productores fotovoltaicos, la tasa de rentabilidad razonable establecida [7,39%] no se ha alcanzado ni de cerca, 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 fami-

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 participantes en la subasta pujan ofertando un porcentaje de reducción de dicho valor de inversión inicial. El resultado es un porcentaje de reducción sobre el valor de inversión inicial, lo que también

supone la reducción del término de Retribución a la Inversión asociado a la Retribución Específica durante la vida útil de la instalación.

La potencia adjudicada hasta la fecha fue resultado de las tres subastas que se han celebrado. La fecha límite para que la potencia adjudicada esté operativa se ha fijado para antes de la finalización de 2020:

TABLA 9: CONVOCATORIA DE SUBASTAS RENOVABLES REALIZADAS EN 2016 Y 2017

Datos en MW	1ª subasta	2ª subasta	3ª subasta	Total
Año convocatoria	2016	2017	2017	
Eólica	500	2.979	1.128	4.607
Biomasa	200	20	-	220
Fotovoltaica	-	1	3.903	3.904
Total	700	3.000	5.031	8.731

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

Los porcentajes de reducción ofertados por los participantes 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.

ACTUALIDAD. MEDIDAS URGENTES PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Además del impulso las instalaciones fotovoltaicas a nivel utility producido por las subastas, el mercado demandaba un nuevo marco normativo para el desarrollo de las instalaciones de autoconsumo, que sustituyera al RD 900/2015. Atendiendo a esta petición y a otras en el ámbito de las utilities, el 5 de octubre de 2018, se publicaba el RD-Ley 15/2018, que establecía las medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

En lo referente al autoconsumo, este Real Decreto – ley modificó la Ley 24/2013 y el RD 900/2015, estableciendo las nuevas modalidades de autoconsumo, que pasaban a ser dos: (i) el autoconsumo sin excedentes y (ii) el autoconsumo con excedentes, al igual que se regula el autoconsumo compartido. Asimismo, siguiendo con las directrices europeas, se produce la eliminación de los cargos al autoconsumo, abriendo también la posibilidad a la compensación de excedentes y la simplificación administrativa de este tipo de instalaciones. Estas modificaciones se instrumentarán en el RD 244/2019, que se explica de manera extendida en el capítulo 4.8.

En el ámbito de las subastas, esta normativa establece una prórroga de más de un año para el mantenimiento de los derechos de acceso y conexión que caducaban a 31 de diciembre, para los casi 9.000 MW. También se permite la renuncia de los derechos a aquellas instalaciones que sepan que no van a cumplir con los plazos, y con reintegración de los avales depositados con anterioridad.

Del mismo modo, queda modificada la forma en la que se calculan las horas equivalentes de funcionamiento para las instalaciones con Régimen Retributivo Específico, siendo más difícil obtener descuentos en dicho régimen. También se abre la puerta a la reglamentación de los contratos bilaterales entre productor y consumidor, permitiendo firmar a cualquier consumidor un contrato bilateral de entrega física de energía con un productor.

Otra de las principales novedades de este Real Decreto – ley, que se expone en detalle en el próximo apartado, fue la suspensión del impuesto del 7% a la generación hasta el primer trimestre de 2019.

4.2.

NUEVO MARCO REGULATORIO

LAS SUBASTAS RENOVABLES

INTRODUCCIÓN. LA NECESIDAD DE LAS SUBASTAS RENOVABLES

Tras la moratoria renovable impuesta a partir de 2012, la evolución del parque renovable español se estancó. Así, durante el periodo comprendido entre 2012 y 2016 la nueva potencia renovable puesta en marcha respondía únicamente a proyectos anteriores a 2012 que tenían garantizado el sistema de primas por la regulación anterior, RD1578/20018 en el caso de fotovoltaica y RD661/2008 para el resto de tecnologías. El resultado de esta política restrictiva fue abrumador. España pasó de ser un referente a escala mundial en la implantación de tecnologías de generación limpias a un mero actor secundario.

Sin embargo, los “Acuerdos de París” en 2015 sobre la necesidad de luchar contra el cambio climático y los objetivos marcados de descarbonización establecidos por la Unión Europea para los países miembros, han vuelto a poner sobre la mesa la necesidad de mayor potencia renovable. La realidad es que con el parque

actual español no se cumplen estos objetivos y el Gobierno debe incentivar y favorecer la implantación de nueva potencia. En este sentido, en 2016 se estableció un sistema de subastas que tiene como objetivo incrementar la potencia sin que ello redunde en mayores costes para el sistema eléctrico.

La realidad actual es que, en lo que respecta a la tecnología fotovoltaica, los costes unitarios por megavatio instalado se han reducido hasta el extremo de que no precisan de ningún sistema de incentivos para que sean rentables. El coste unitario de generación de estas plantas, teniendo en cuenta factores como el coste inicial de inversión, las horas anuales de producción y los mínimos costes de explotación durante su vida útil, es notablemente inferior al de cualquier otra tecnología [ya sea renovable o convencional] y también inferior al precio del mercado eléctrico.

Sin embargo, la realidad es que, aunque los costes de inversión se hayan reducido drásticamente [a día de hoy la instalación de una gran instalación fotovoltaica con tecnología de seguimiento puede llegar a tener un cos-

te inferior a los 0,6€/MW, frente a los más de 7€/MW de hace apenas 10 años] sigue siendo una inversión intensiva en capital que precisa de financiación.

Como los ingresos de estas nuevas instalaciones están sujetos al precio del mercado y este es volátil, las entidades que financian estas inversiones exigen factores que mitiguen este riesgo. Uno de ellos, aunque no es objeto de este capítulo, es la firma de un contrato PPA [“Power Purchase Agreement”, por sus siglas en inglés]. Estos son contratos de venta de energía a largo plazo entre productores y grandes consumidores o comercializadoras, por el cual ambas partes garantiza la venta o adquisición de energía a un precio fijo. En el momento en que el productor asegura sus ingresos, el riesgo para el financiador se mitiga sustancialmente permitiendo la financiación de la instalación.

Paralelamente existe otro mecanismo que mitiga el riesgo de recuperación de la inversión [y, por tanto, de la financiación] que consiste en garantizar al productor unos ingresos mínimos por la venta de su energía en el mercado. Este mecanismo está articulado en España a través del sistema de subastas.

EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ACTUAL DE SUBASTAS

El sistema de subastas establecido en España consiste en un procedimiento de concurrencia competitiva por el cual, las instalaciones adjudicatarias tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo específico, complementario a los ingresos por la venta de energía en el mercado mayorista de electricidad. Este régimen retributivo específico debe permitir a los beneficiarios obtener una rentabilidad razonable que se calcula a partir del

rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario, incrementada en 300 puntos básicos.

El sistema aprobado hasta la fecha, establece que únicamente podrán participar en la subasta instalaciones nuevas que no dispongan de autorización de explotación definitiva ni hayan sido inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica [RAIPRE]. Por tanto, no pueden participar aquellas instalaciones que tengan como sustituir los equipos principales [módulos, inversores, etc.] por otros nuevos.

El objeto de la subasta se basa en la potencia a instalar y no en el volumen de energía que las plantas adjudicatarias puedan verter a la red. Las subastas pueden discriminar por tecnología [es decir, limitar el número de tecnologías que pueden participar] o no establecer cupos de potencia para cada tecnología, lo que se conoce como “neutralidad tecnológica”. En las 3 subastas realizadas hasta la fecha se han dado ambos casos. La primera subasta, que data de 2016 se limitó únicamente a tecnologías eólica y biomasa, mientras que en las 2 siguientes, se permitía el acceso a todas las tecnologías de generación renovable.

El sistema funciona de la siguiente manera:

El Ministerio presenta una serie de instalaciones de referencia que parten de unas hipótesis mínimas de costes iniciales de inversión, explotación, horas de funcionamiento, etc., y que dan como resultado unos parámetros retributivos garantizados para estas instalaciones de referencia: Retribución a la inversión [“Rinv”] y Retribución a la operación [“Ro”]. Asimismo, el Ministerio presenta el volumen máximo de MW a adjudicar

TABLA 1: PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE LA 3ª SUBASTA RENOVABLE EN ESPAÑA. INSTALACIONES DE REFERENCIA

Tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Vida útil (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial [€/MW]	Número de horas equivalentes de funcionamiento (hitr)	Costes de explotación primer año [€/MWh]	Retribución a la Inversión 2017-2019 [€/MW] $R_{invITR_j,a}$	Sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia
Eólica	2017	25	1.200.000	3.000	20,52	47.684	15,89
	2018	25	1.200.000	3.000	20,57	46.578	15,53
	2019	25	1.200.000	3.000	20,72	45.056	15,02
FV	2017	25	1.200.000	2.367	21,46	39.646	16,75
	2018	25	1.200.000	2.367	21,49	38.480	16,26
	2019	25	1.200.000	2.367	21,63	36.908	15,59
Resto	2017	25	1.200.000	5.000	39,55	148.875	29,78
	2018	25	1.200.000	5.000	39,79	147.655	29,53
	2019	25	1.200.000	5.000	40,12	145.636	29,13

Fuente. Elaboración propia a partir de Órdenes ministeriales

Cada participante oferta un porcentaje de descuento sobre el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia que resulte aplicable. El descuento ofertado permite calcular el término “ R_{invIT} ”, la retribución a la inversión que le correspondería percibir a la instalación en caso de resultar adjudicataria:

$$R_{invIT} = R_{invITR} - m_{ITR} \times Red_{ITR}$$

En la fórmula anterior, el término R_{invITR} es la retribución a la inversión de la instalación de referencia, el término m_{ITR} es un coeficiente que toma el valor de 115.786 €/MW para las tecnologías eólica y fotovoltaica, y de 192.977 €/MW para el resto de tecnologías, y el térmi-

no Red_{ITR} es el porcentaje de reducción sobre el valor estándar de la inversión Inicial. Este porcentaje limita el máximo de descuento que se puede ofertar por tecnología al objeto de evitar bajadas temerarias en las ofertas presentadas y varía en función de la tecnología.

TABLA 2: MÍNIMOS Y MÁXIMOS DE REDUCCIÓN PERMITIDOS EN LA 3ª SUBASTA RENOVABLE EN ESPAÑA, POR TECNOLOGÍA

Tecnología	Valor mínimo del porcentaje de reducción ofertado	Valor máximo del porcentaje de reducción ofertado
Eólica	0%	63,43%
Fotovoltaica	0%	51,22%
Resto de tecnologías	0%	99,99%

Una vez obtenida la retribución a la inversión de cada oferta se calcula cual será el sobrecoste unitario que la instalación generaría al sistema eléctrico (término “SCU”), mediante la siguiente fórmula:

$$SCU = \frac{R_{invIT}}{h_{ITR}}$$

En la fórmula anterior, el término h_{ITR} es el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia.

El cálculo del sobrecoste unitario permite ordenar todas las ofertas, con independencia de la tecnología, de menor a mayor valor del término “SCU”. Las instalaciones adjudicatarias son aquellas que tienen un menor sobrecoste unitario para el sistema hasta llegar por defecto al límite de potencia a subastar.

Posteriormente, el proceso de adjudicación se realiza mediante un sistema marginal. Por tanto, la última oferta que entra dentro de la potencia a adjudicar es la que determina el valor del sobrecoste unitario marginal resulta-

do de la subasta, a partir del cual se calcula el valor de la retribución a la inversión de la instalación de referencia y, por último, la retribución a la inversión que le corresponderá percibir a la instalación adjudicataria mediante la aplicación del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial ofertado.

EJEMPLO PRÁCTICO DEL MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS SUBASTAS

El presente ejemplo está basado en los parámetros retributivos de la última subasta aprobada en España, con la salvedad de que, en este ejemplo, únicamente se subastan 100 MW de potencia instalada y solo se presentan tres ofertas:

TABLA 3: EJEMPLO PRÁCTICO. OFERTAS PRESENTADAS EN HIPOTÉTICA SUBASTA DE 100MW

Oferta	Tecnología	Potencia ofertada (en MW)	% de reducción ofertado (término "Red _{ITR} ")
1	Eólica	60	35%
2	Fotovoltaica	50	38%
3	Termosolar	90	5%

En primer lugar, se calcula cual es la retribución a la inversión que corresponde a cada de las ofertas, de acuerdo con la siguiente fórmula explicada anteriormente:

$$Rinv_{IT} = Rinv_{ITR} - m_{ITR} \times Red_{ITR}$$

La siguiente tabla muestra cual es el término "Rinv_{IT}" que correspondería a cada oferta presentada:

TABLA 4: EJEMPLO PRÁCTICO. CÁLCULO DEL TÉRMINO RINV_{IT} EN LAS OFERTAS PRESENTADAS

Oferta	Tecnología	Rinv _{ITR} (en €/MW)	m _{ITR} (en €/MW)	Red _{ITR} (en %)	Rinv _{IT} ofertado
1	Eólica	51.075	115.786	35%	10.550
2	Fotovoltaica	47.854	115.786	38%	3.855
3	Termosolar	145.656	192.977	5%	136.007

A partir de cada uno de los términos "Rinv_{IT}" ofertados, se puede calcular el sobrecoste unitario ["SCU"] de cada oferta y ordenar las ofertas de menor a mayor valor de sobrecoste unitario:

$$SCU = \frac{Rinv_{IT}}{h_{ITR}}$$

TABLA 5: EJEMPLO PRÁCTICO. CÁLCULO DEL TÉRMINO SCU EN LAS OFERTAS PRESENTADAS

Oferta	Tecnología	Rinv _{IT} ofertado (en €/MW)	h _{ITR} (en horas)	SCU de cada oferta (en €/MWh)	Potencia ofertada (en MW)
2	Fotovoltaica	3.855	2.367	1,6	50
1	Eólica	10.550	2.800	3,8	60
3	Termosolar	136.007	5.000	27,2	90

Como se puede observar, la oferta de 50 MW de potencia fotovoltaica es la que estaría ofertando el menor sobrecoste unitario, mientras que el sobrecoste unitario de la oferta de 90 MW de potencia termosolar superaría los 27 €/MWh.

Debido a que la potencia subastada es 100 MW, la Oferta 1 –de la instalación eólica– es la última oferta que entra dentro de la potencia a adjudicar, y es la que determina el valor del sobrecoste unitario marginal resultado de la subasta, es decir 3,8 €/MWh. En este ejemplo, la tecnología termosolar quedaría fuera de la subasta y no resultaría adjudicataria.

Una vez obtenido el sobrecoste unitario marginal resultado de la subasta, se seguirán los siguientes pasos con el fin de calcular el por-

centaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia:

- Se calcula el sobrecoste unitario marginal de cada instalación tipo de referencia como el mínimo entre los dos valores siguientes:
 - » Valor del sobrecoste unitario marginal resultado de la casación.
 - » Valor del sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia correspondiente al año 2019.

Considerando lo anterior el importe del sobrecoste unitario por cada instalación tipo es el siguiente:

TABLA 6: EJEMPLO PRÁCTICO. CÁLCULO DEL TÉRMINO SCU EN LAS OFERTAS PRESENTADAS

Tecnología	SCU de la instalación tipo de referencia en 2019 (en €/MWh)	SCU marginal resultado de la subasta (en €/MWh)	SCU marginal final de la instalación tipo (en €/MWh)
Fotovoltaica	20,22	3,8	3,8
Eólica	18,24		3,8
Termosolar	29,13		No adjudicatario

- Se calcula la retribución a la inversión de cada instalación tipo resultado de la subasta, multiplicando el sobrecoste unitario

marginal de cada instalación tipo de referencia, por el número de horas equivalentes de funcionamiento:

TABLA 7: EJEMPLO PRÁCTICO. CÁLCULO DEL TÉRMINO RINV EN LAS OFERTAS PRESENTADAS

Tecnología	SCU marginal final de la instalación tipo [en €/MWh]	h_{ITR} (en horas)	$Rinv_{IT}$ (en €/MW)
Fotovoltaica	3,8	2.367	8.994
Eólica	3,8	2.800	10.640
Termosolar	No adjudicatario		

- El porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación

tipo de referencia se calculará de acuerdo a la siguiente formula:

$$Red_{ITR} = \frac{Rinv_{ITR} - Rinv_{IT}}{m_{ITR}}$$

TABLA 8: EJEMPLO PRÁCTICO. CÁLCULO DEL TÉRMINO RED_{ITR} EN LAS OFERTAS PRESENTADAS

Tecnología	$Rinv_{ITR}$ (en €/MW)	$Rinv_{IT}$ (en €/MW)	m_{ITR} (en €/MW)	Red_{ITR}
Fotovoltaica	47.854	8.994	115.786	33,60%
Eólica	51.075	10.640	115.786	35,00%
Termosolar	No adjudicatario			

- Tal y como se establece en normativa el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en determinado año, se calculará aplicando el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión ini-

cial de cada instalación tipo de referencia resultado de la subasta, al valor estándar de la inversión inicial correspondiente a la instalación tipo de referencia de ese año. En el ejemplo que nos ocupa, estos valores serían los siguientes:

TABLA 9: EJEMPLO PRÁCTICO. CÁLCULO DEL VALOR ESTÁNDAR DE INVERSIÓN DEFINITIVO EN LAS OFERTAS PRESENTADAS

Tecnología	Valor estándar de la inversión inicial [en €/MW]	Red_{ITR}	Valor estándar de la inversión definitivo [en €/MW]
Fotovoltaica	1.200.000	33,60%	796.800
Eólica	1.200.000	35,00%	780.000
Termosolar	No adjudicatario		

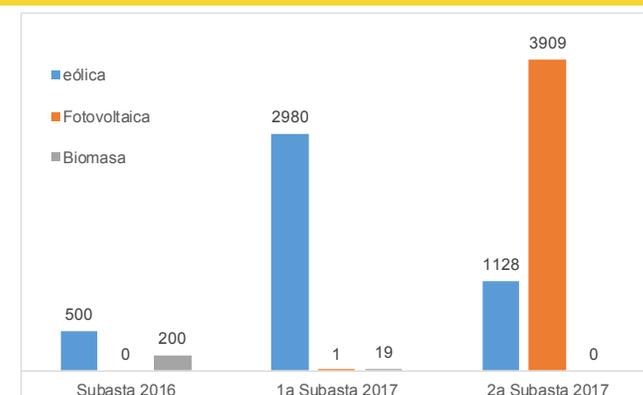
LOS ADJUDICATARIOS DE LAS SUBASTAS EN ESPAÑA

Como se ha indicado anteriormente, hasta la fecha, se han celebrado 3 subastas en España, de las que ha salido un claro vencedor: La tecnología eólica.

Sin embargo, este resultado no se ha debido a factores puramente competitivos puesto que en la primera subasta [año 2016] se dejó fuera de la misma a la tecnología fotovoltaica y en la primera celebrada en 2017 el factor de neutralidad tecnológica no era real, puesto que los

parámetros retributivos expuestos favorecían a la tecnología eólica frente al resto. De hecho, aunque en la 2ª subasta celebrada en 2017 el vencedor fuese la fotovoltaica, esto no debió a una corrección por parte del Ministerio respecto de las reglas de unos y otros. Simplemente, fue derivado del desistimiento de la eólica que presentó menor potencia a ofertar que en la anterior subasta. La realidad es que el coste de generación de la fotovoltaica es inferior al de la tecnología eólica y, de haber competido en igualdad de condiciones, hubiera sido esta quien se adjudicase la mayor parte de la potencia.

FIGURA 1: RESULTADOS DE LAS SUBASTAS RENOVABLES EN ESPAÑA (DATOS EN MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio

En lo que a la tecnología fotovoltaica se refiere, la potencia adjudicada de la 2ª subasta de

2017 [en la primera, apenas se adjudicó 1MW] se ha repartido entre los siguientes grupos:

TABLA 10: PRINCIPALES ADJUDICATARIOS DE POTENCIA FOTOVOLTAICA DE LA 2ª SUBASTA RENOVABLE DE 2017

Empresa	Potencia [MW]
Cobra	1.550
X-Elio	440
Endesa	338
Forestalia	316
Gas Natural Fenosa Renovables	250
Solaria	250
OPDE	200
Prodiel	180
Alter	50
Alten	13
Otras	322
Total	3.909

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio

LAS PRÓXIMAS SUBASTAS RENOVABLES

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) incluye unos objetivos muy ambiciosos, entre los que se encuentran los siguientes:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.
- Penetración de 6GW de tecnologías de bom-

beo y baterías que aporten una mayor capacidad de gestión a la generación

Estos objetivos son muy ambiciosos y suponen en un cambio muy importante en el sistema eléctrico, con aspectos clave en los que se incrementa la generación, que estará soportada principalmente por las tecnologías eólica y fotovoltaica. Para dar respuesta a este plan es imprescindible instalar 6,5 GW al año durante 1 década, alcanzando un parque total de generación de 157 GW [entre ellos, 50GW eólica, 37GW fotovoltaica]. En este sentido, hasta la fecha, y según datos de Red Eléctrica hay solicitados, aproximadamente, 96 GW de nueva potencia renovable de acuerdo con el siguiente desglose:

TABLA 11: SOLICITUDES DE ACCESO DE NUEVAS INSTALACIONES RENOVABLES (EN GW)

Capacidad Eólica y fotovoltaica	Con permiso de acceso	Solicitado No otorgado	Total
Eólica	18	6	23
Fotovoltaica	27	45	72
Total	45	51	95

Fuente: Red Eléctrica. Grupo de seguimiento de la planificación eléctrica de 15 de marzo de 2019

Obviamente, no todos los permisos solicitados podrán ser finalmente ejecutados por diversos motivos, entre los que se encuentra la capacidad de financiación. Para dar respuesta a esta situación, desde el Ministerio se está actualmente trabajando en la elaboración de una nueva subasta de, al menos, 3.000 MW renovables que, podría ser diametralmente opuesta a las celebradas hasta la fecha.

Bajo el escenario en el que se está trabajando, la nueva subasta permitiría desarrollar un nuevo marco retributivo basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía generada. Es decir, retribuir por producción [€/MWh] en lugar de unidad productiva [€/MW instalado] como se ha realizado hasta la fecha. Los interesados deberían pujar por el precio de generación de sus instalaciones, siendo el beneficiario aquél que ofertase un menor precio. El procedimiento sería análogo al de las otras subastas. Se establecería un mecanismo de neutralidad tecnológica, de forma que cualquier tecnología podría participar y el sistema determinante del precio sería un mecanismo marginal. Es decir, el último precio que entrase en la casación marcaría el precio de todas las ofertas adjudicatarias.

Bajo este nuevo escenario, y para evitar la concentración del sector, lo ideal sería establecer

una reserva de la energía a subastar para plantas de pequeña potencia, tal y como se establece en diversos países con experiencia en este tipo de subastas. Es decir, aprender de las experiencias internacionales que han tenido éxito para implementar el sistema en España.

SUSPENSIÓN TEMPORAL DEL IMPUESTO SOBRE EL VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (IPVEE)

El RD15/2018 estableció en sus disposiciones sexta y séptima, la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IPVEE o impuesto del 7%) durante el 4 trimestre de 2018 y el primer trimestre de 2019.

¿Cuál es el impacto sobre los productores?

Esta norma tiene un triple impacto sobre los productores fotovoltaicos:

- Impuesto del 7% en 2018. Los ingresos devengados en el 4T no han estado sujetos al IPVEE. Esto ha supuesto unos mayores ingresos netos del ejercicio de ese ejercicio.
- Impuesto del 7% en 2019. Los ingresos devengados en el 1T no están sujetos al IPVEE,

lo que redundará en unos mayores ingresos netos del ejercicio.

- Régimen Retributivo Específico. Se procederá al ajuste del RRE. Este ajuste se efectúa porque a la hora de calcular la tasa de rentabilidad razonable (7,4%) se tiene en cuenta, como parte de los costes operativos de una instalación

Aunque el RDL15/2018 establecía que, en el plazo de 3 meses desde su aprobación, el Ministerio debería aprobar los valores retributivos actualizados para el ejercicio 2019, lo cierto es que, a la fecha, todavía no hay propuesta ni previsión respecto de la forma de ajustarlos. Desde el Ministerio se valoran dos escenarios para que la retribución global de las instalaciones tipo mantengan la tasa de rentabilidad razonable del 7,398%: (i) mantener los parámetros retributivos actuales y posteriormente solicitar devolución a los productores o (ii) ajustar el Ro definitivo del ejercicio 2019.

¿Cómo se declara el impuesto en 2018 y 2019?

Con carácter general el impuesto se aplicará de la siguiente manera:

- El pago fraccionado correspondiente al 3er trimestre de 2018 [a presentar en noviembre de 2018] no se ve afectado, puesto que la suspensión aplica a partir del 4T. La base imponible del impuesto está constituida por los ingresos devengados entre enero y septiembre.
- En la liquidación anual del ejercicio 2018 [a presentar en noviembre de 2019], la base imponible estará formada por los ingresos de los 3os trimestres del ejercicio. Al importe a pagar se le descontará el importe de los pagos fraccionados abonados hasta la fecha. De igual forma, la energía eléctrica

que se debe declarar en el impuesto anual se corresponderá con la producción de los 3os trimestres.

- En el pago fraccionado correspondiente al 3er trimestre de 2019 [a presentar en noviembre de 2019], la base imponible a declarar se corresponderá con los ingresos devengados entre abril y septiembre de 2019, ambos inclusive.
- En la liquidación anual del ejercicio 2019 [a presentar en noviembre de 2020], la base imponible estará formada por los ingresos del 2º, 3er y 4º trimestre. Al importe a pagar se le descontará el importe de los pagos fraccionados abonados hasta la fecha. De igual forma, la energía eléctrica que se debe declarar en el impuesto anual se corresponderá con la producción de esos clientes.

En el caso de productores con ingresos anuales superiores a 500.000 euros que deban presentar todos los pagos fraccionados se aplicará, adicionalmente, lo siguiente:

- En el pago fraccionado correspondiente al 4o trimestre de 2018 [a presentar en febrero de 2019] la base imponible del impuesto estará constituida por los ingresos devengados entre enero y septiembre de 2018.
- En el pago fraccionado correspondiente al 1er trimestre de 2019 [a presentar en mayo de 2019] la base imponible del impuesto será 0.
- En el pago fraccionado correspondiente al 2o trimestre de 2019 [a presentar en mayo de 2019] la base imponible del impuesto será la producción de los meses de abril a junio, ambos incluidos.

Aplicación práctica del impuesto. A través de una serie de ejemplos, se tratará de explicar

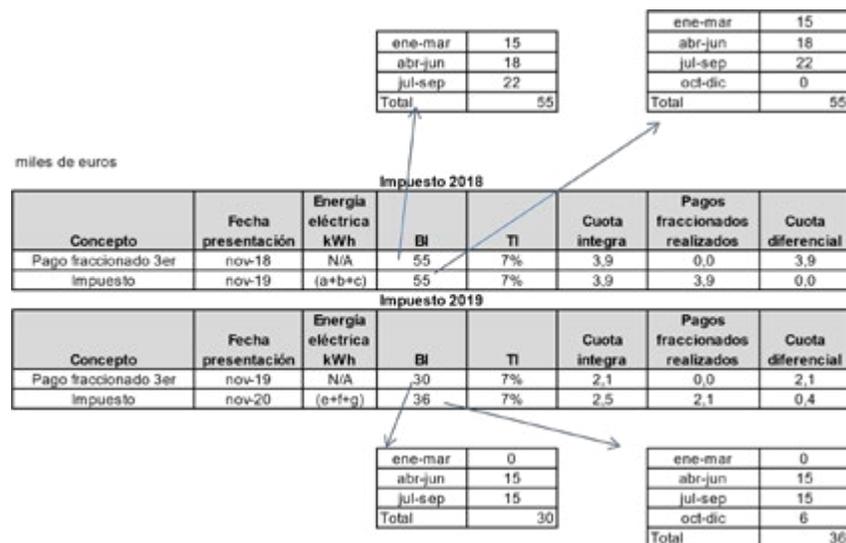
cómo deben efectuarse las distintas declaraciones o autoliquidaciones correspondientes a los ejercicios 2018 y 2019.

1. Productores con ingresos inferiores a 500.000 euros.

Exponemos a continuación el caso base sobre el que trabajaremos:

PRODUCTORES CON INGRESOS INFERIORES A 500.000 EUROS.				
Miles de euros	Productor con ingresos anuales inferiores a 500.000 euros			
Periodo devengo	Ejercicio	Producción kWh	Ingreso trimestral	Ingresos acumulados
Enero-marzo	2018	a	15	15
Abril-junio	2018	b	18	33
Julio-septiembre	2018	c	22	55
Octubre-diciembre	2018	d	8	63
Total	2018	[a+b+c+d]	63	63
Periodo devengo	Ejercicio	Producción kWh	Ingreso trimestral	Ingresos acumulados
Enero-marzo	2019	d	10	10
Abril-junio	2019	e	25	35
Julio-septiembre	2019	f	15	50
Octubre-diciembre	2019	g	6	56
Total	2019	[d+e+f+g]	56	56

De acuerdo con estos datos, las declaraciones del impuesto serán las expresadas a continuación:



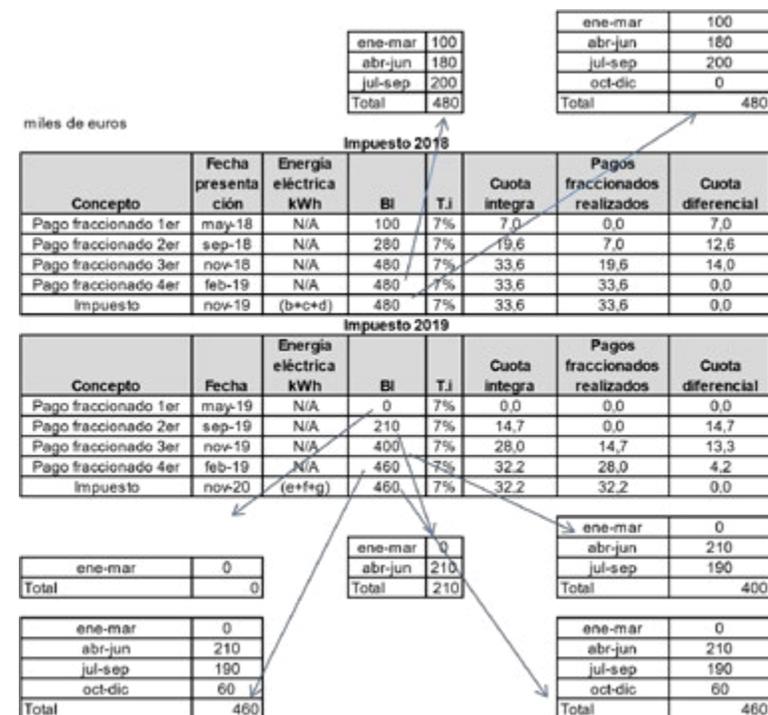
2. Productores con ingresos anuales superiores a 500.000 euros.

Exponemos a continuación el caso base sobre el que trabajaremos

PRODUCTORES CON INGRESOS SUPERIORES A 500.000 EUROS.

Miles de euros	Productor con ingresos anuales superiores a 500.000 euros			
Periodo devengo	Ejercicio	Producción kWh	Ingreso trimestral	Ingresos acumulados
Enero-marzo	2018	a	100	100
Abril-junio	2018	b	180	280
Julio-septiembre	2018	c	200	480
Octubre-diciembre	2018	d	80	560
Total	2018	(a+b+c+d)	560	560
Periodo devengo	Ejercicio	Producción kWh	Ingreso trimestral	Ingresos acumulados
Enero-marzo	2019	d	130	130
Abril-junio	2019	e	210	340
Julio-septiembre	2019	f	190	530
Octubre-diciembre	2019	g	60	590
Total	2019	(d+e+f+g)	590	590

De acuerdo con estos datos, las declaraciones del impuesto serán las expresadas a continuación:



4.3.

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

El mercado eléctrico español (en adelante “pool”) es confuso y de difícil entendimiento dada la complejidad de las operaciones que se realizan a lo largo del día. Para com-

prender su funcionamiento es importante entender que existen varios mercados, donde la energía es intercambiada.

FIGURA 1: ESQUEMA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.

HORIZONTE TEMPORAL	MERCADO	OPERADOR	PRODUCTO	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazos físicos financieros	Mercados a plazos
Día anterior al despacho (D-1)	Mercados diarios	OMIE	Energía horaria	Mercados diarios
	Mercado de Restricciones	REE	Energía a subir y a bajar PDBF	
	Mercado de Reserva adicional de potencia a Subir	REE	Potencia adicional grupod térmicos PDVP	
	Regulación Secundaria	REE	Banda de Potencia y Energía	
Día del despacho (D)	Intradiarios	OMIE	Energía Horaria	Mercados de corto plazo
	Restricciones térmicas MI	REE	Energía a Subir y a Bajar PHF	
	Gestión de Desvíos	REE	Energía a Subir y a Bajar	
	Reserva Terciaria	REE	Reserva de potencia a Subir y a Bajar	
	Solución RT en Tiempo Real	Reserva terciaria	Energía a Subir y a Bajar P48	

Fuente. Nexus Energía

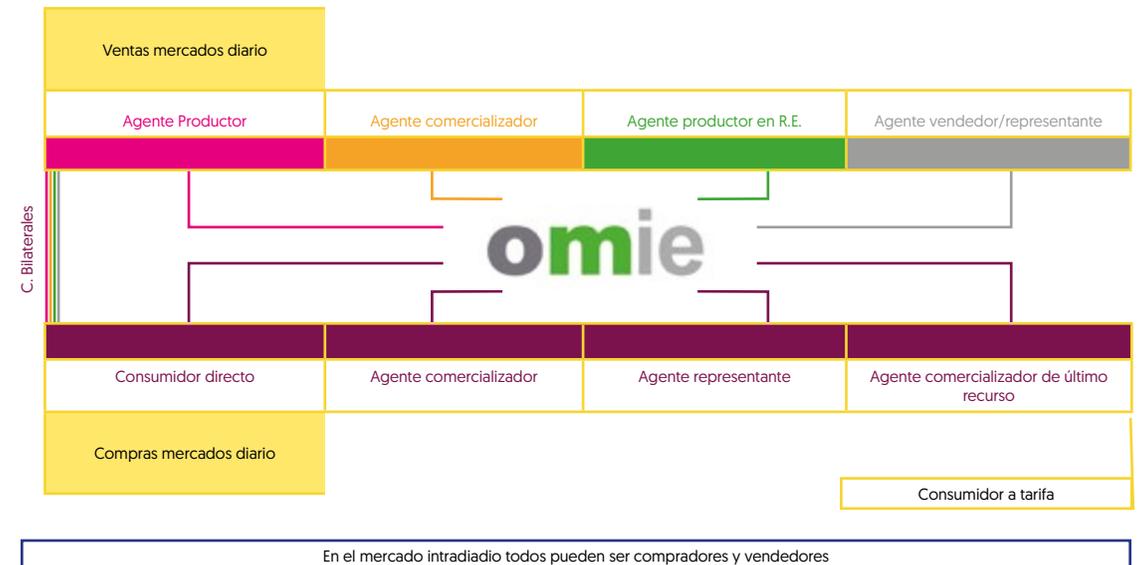
En primer lugar, se encuentran los mercados a plazo, gestionados por OMIP, donde los agentes implicados (generadores y comercializadoras o grandes consumidores) intercambian contratos futuros de energía (días, meses y años) con diferentes periodos de entrega de distinta duración (mensual, trimestral, 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. Sus reglas de fun-

cionamiento están recogidas en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción. Está gestionado por el OMIE, entidad privada cuya principal función es 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.

FIGURA 2: AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO.

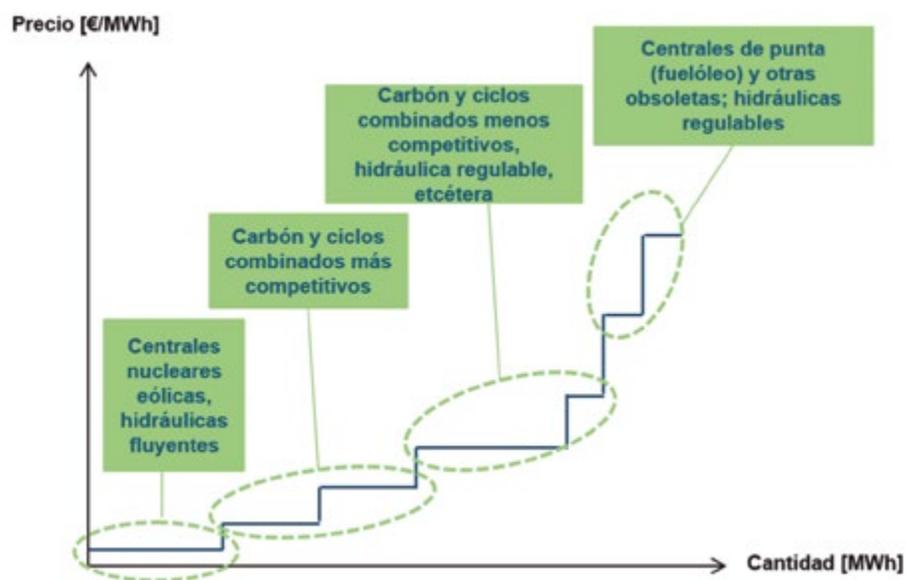


Sobre la base de estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente, ordenando las ofertas de compra de mayor a menor precio y las de venta a la inversa [de menor a mayor]. Un aspecto importante del mercado, es que el precio de casación solo puede oscilar entre los 0€/MWh y los 180€/MWh. Frente a esta situación, otros mercados europeos se mueven en un rango más alto de precios, entre -500€/MWh y 3.000€/MWh [por ejemplo, Alemania].

En lo que respecta a las ofertas, se debe destacar que, en primer lugar, entran las centrales nucleares y las instalaciones renovables [inclui-

da 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 para la instalación o acudir a los "mercados de ajuste".

FIGURA 3: CURVA DE OFERTA DE LA ELECTRICIDAD EN EL MERCADO.

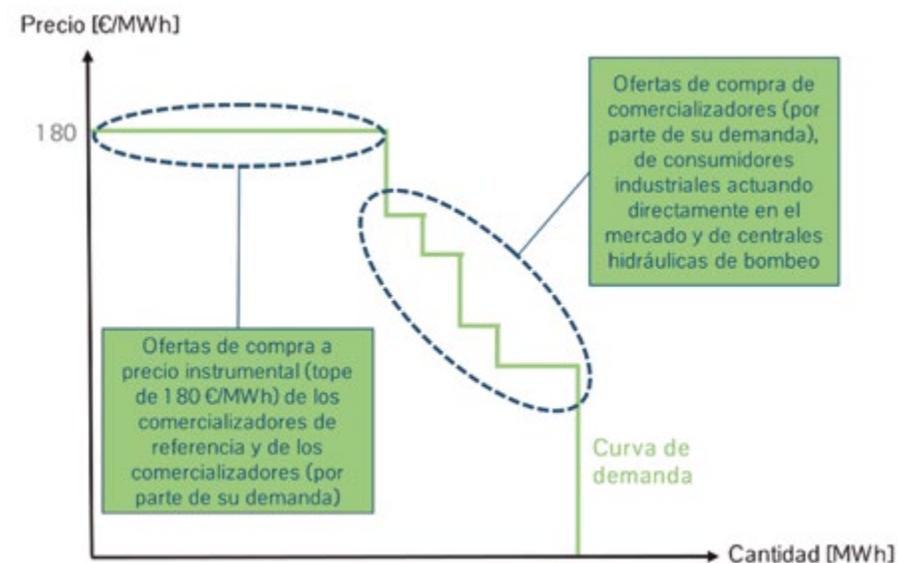


Fuente. Energía y sociedad

Por su parte, en lo que respecta a los compradores, los primeros en entrar son los comercializadores de referencia y los comercializadores que entran al precio máximo [180€/MWh]. 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.

FIGURA 4: CURVA DE DEMANDA DE LA ELECTRICIDAD EN EL MERCADO.



Fuente. Energía y sociedad

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.

FIGURA 5: CASACIÓN DEL MERCADO.



Fuente: 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: (i) 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 la misma. (ii) Ingresos mínimos: que dicha oferta sólo se entenderá casada si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación. (iii) 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 condi-

ción. (iv) 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:

• **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.

• **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.

• **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:

- » **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.
- » **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 postestativa 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 disponible, obteniendo una retribución por ella.

» **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.

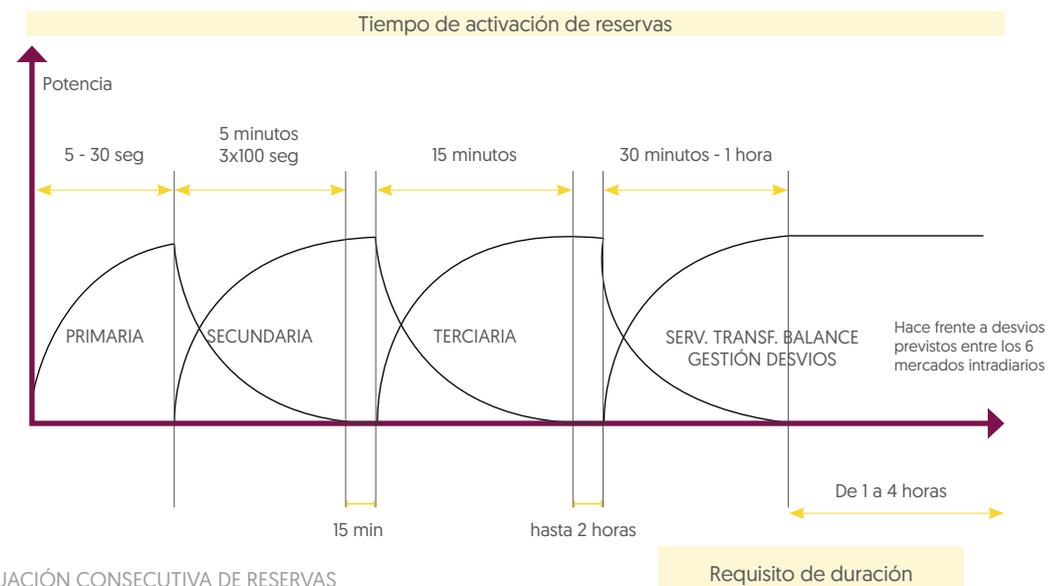
• **Gestión de desvíos.**

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 produc-

ción 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.

FIGURA 5: CASACIÓN DEL MERCADO.



ACTUACIÓN CONSECUTIVA DE RESERVAS

Requisito de duración

Fuente: REE.



4.4.

ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA, DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Respecto a las necesidades energéticas de nuestro País, en relación al ejercicio 2018, la demanda de energía eléctrica mantiene el crecimiento positivo, que comenzó en 2015,

tras superar la crisis económica.

En 2018 las necesidades energéticas de España se situaron en 268.808 GWh, lo que supone un aumento en demanda de energía del 0,4% respecto al año anterior. La siguiente grafica muestra el balance eléctrico anual del año 2018.

	Balance eléctrico mensual nacional ⁽¹⁾ (GWh)												2018
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
Hidráulica	2.195	2.389	4.402	4.717	3.522	3.711	3.026	2.105	1.927	1.461	2.161	2.485	34.100
Turbinación bombeo	273	181	370	346	153	59	35	60	40	215	143	135	2.009
Nuclear	5.096	4.592	4.489	3.813	3.729	3.592	4.471	5.136	5.013	5.151	3.830	4.287	53.198
Carbón	3.219	3.681	1.511	1.544	2.441	2.479	3.730	3.753	4.355	3.551	3.983	3.026	37.274
Fuel + Gas	573	533	521	509	535	557	617	658	590	565	537	489	6.683
Ciclo combinado ⁽²⁾	2.520	2.214	1.548	1.495	2.283	2.452	2.513	2.977	2.461	2.865	3.527	3.209	30.045
Hidroeléctrica	2	2	2	2	2	2	4	3	2	1	1	1	24
Eólica	5.349	4.680	7.702	4.457	3.314	2.628	2.574	3.130	2.456	4.319	4.559	4.358	49.526
Solar fotovoltaica	445	511	591	701	813	818	934	845	720	567	375	426	7.747
Solar térmica	112	230	234	326	477	551	859	689	466	292	79	110	4.424
Otras renovables	296	302	272	238	292	304	324	317	320	298	293	300	3.556
Cogeneración	2.484	2.255	2.338	2.356	2.426	2.407	2.440	2.365	2.411	2.522	2.475	2.532	29.010
Residuos no renovables	235	209	227	180	148	191	214	210	203	216	199	204	2.437
Residuos renovables	77	67	78	78	35	66	80	81	79	81	69	84	874
Generación	22.875	21.846	24.283	20.761	20.150	19.817	21.821	22.329	21.043	22.103	22.231	21.647	260.906
Consumos en bombeo	-391	-254	-733	-560	-213	-84	-58	-69	-49	-346	-221	-223	-3.201
Salto intercambios internacionales ⁽³⁾	1.340	857	-274	883	1.368	1.864	1.894	1.244	1.124	-182	45	939	11.102
Demanda transporte (b.c.)	23.824	22.449	23.276	21.084	21.305	21.597	23.657	23.504	22.118	21.575	22.055	22.363	268.808

⁽¹⁾ Asignación de unidades de producción según combustible principal.
⁽²⁾ Incluye funcionamiento en ciclo abierto.
⁽³⁾ Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.
 Datos definitivos hasta el 28/02/2018. Datos provisionales del 01/03/2018 al 31/01/2019.

Fuente. Red Eléctrica de España

Sin embargo, la generación registró una caída del 0,1 % respecto al 2017, por lo que el sistema eléctrico nacional necesariamente tuvo que realizar un intercambio energético con otros países, importando finalmente 11.102 GWh de energía eléctrica.

Esta caída en la generación, principalmente ha sido motivada por el descenso de generación del carbón y por el cierre de la Central de Ciclo Combinado de Tarragona. Concretamente la producción proveniente del carbón descendió un 17,2 % y la producción proveniente del Ciclo Combinado nacional descendió un

18,9 % respectivamente. Todo ello ha provocado que la generación nacional acumule ya 3 años consecutivos de caídas. Por otro lado, la potencia eólica aumento en 2018 un 1,5 %. Mientras que en el resto de tecnologías no hay apenas variaciones.

Recordemos en este punto, que excepto este 2018 que se analiza y los pasados 2017 y 2016, los últimos años desde 2004, España ha tenido una tendencia exportadora de energía respecto a otros países. La siguiente grafica muestra los saldos energéticos del año 2018, respecto a los países del entorno [GWh].

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

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2014	3.567	-903	-235	-5.836	-3.406
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

Saldo positivo: importador, saldo negativo: exportador

Fuente. Red Eléctrica de España

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

El año 2018 se cierra con una potencia instalada de 104.053 MW, lo que implica un descenso de potencia instalada respecto al año anterior, en concreto este descenso se sitúa en un -0,1%.

La continuada contención de las energías renovables en España, ocasionada por los continuos cambios normativos, que aminoran cada

vez más las retribuciones a estas tecnologías, unido al cierre definitivo de la central nuclear Santa María de Garoña de 455 MW el pasado año, y el cierre de la Central de Ciclo Combinado de Tarragona este año, han ocasionado este descenso en la potencia instalada del país.

A continuación se detalla la potencia instalada nacional por tecnología, y su evolución en los últimos años:



Potencia instalada nacional (MW)

Sistema eléctrico: Nacional
Período: 2016-2025

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidráulica convencional y mixta	17.035	17.032	17.049	17.049	-	-	-	-	-	-
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329	-	-	-	-	-	-
Hidráulica	20.363	20.361	20.378	20.378	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	-	-	-	-	-	-
Carbón	10.004	10.004	10.030	10.030	-	-	-	-	-	-
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.490	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica	11	11	11	11	-	-	-	-	-	-
Resto hidráulica ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	23.052	23.130	23.503	23.503	-	-	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	4.686	4.688	4.708	4.708	-	-	-	-	-	-
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	-	-	-	-	-	-
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	857	859	864	864	-	-	-	-	-	-
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	5.994	5.821	5.740	5.733	-	-	-	-	-	-
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	497	497	491	491	-	-	-	-	-	-
Residuos renovables ⁽⁴⁾	162	162	162	162	-	-	-	-	-	-
Total	104.664	104.115	104.082	104.075	-	-	-	-	-	-

⁽¹⁾ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). A partir de 2015 están incluidas en hidráulica convencional y mixta.

⁽²⁾ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽³⁾ Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽⁴⁾ Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014 en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables, térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración y residuos.

Datos a 31 de diciembre. Para el año 2019 datos a enero de 2019.

Fuente: Red Eléctrica de España

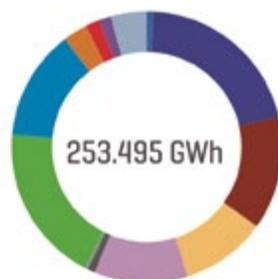
COBERTURA DE LA DEMANDA

Respecto a la cobertura peninsular en 2018, la tecnología nuclear y eólica, son las que más aportan a la cobertura de la demanda

energética nacional, con un 20,6%, y un 19% respectivamente. La siguiente grafica muestra la cobertura de la demanda eléctrica, por tecnologías, durante el año 2018.

Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2018 [%]

Nuclear	20,6%	Eólica	19,0%
Carbón	13,5%	Hidráulica	13,2%
Ciclo combinado	10,2%	Solar fotovoltaica	2,9%
Cogeneración	11,2%	Solar térmica	1,7%
Residuos no renovables	0,9%	Otras renovables	1,4%
Turbinación bombeo ⁽¹⁾	0,8%	Residuos renovables	0,3%
		Saldo importador de intercambios internacionales	4,3%



Fuente: Red Eléctrica de España

Aproximadamente el 4,3% de la demanda se ha cubierto con energía importada de otros países, lo que es un auténtico drama, teniendo en cuenta el importante parón y bloqueo que sufren tecnologías como la solar fotovoltaica, y la biomasa, ambas con un enorme potencial en el país.

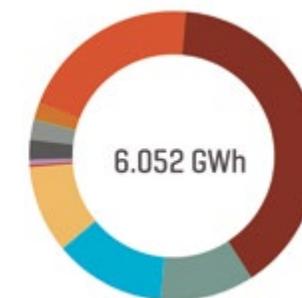
Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, se ha producido un incremento de la aportación hidráulica (un 13,2 % frente al 7,2 % del año anterior), lo que ha propiciado un des-

censo en la aportación del carbón (un 13,5 % frente al 16,5 % del pasado año).

Como se puede apreciar, la cobertura de la demanda no peninsular, tiene sus propias particularidades, en lo que a tecnologías de aporte energético se refiere, en las siguiente grafica se observa que tecnologías como el carbón, los motores de diésel, los ciclos combinados y las turbinas de vapor satisfacen mayoritariamente la demanda que se produce en las islas:

Cobertura de la demanda eléctrica. Islas Baleares. Año 2018 [%]

Carbón	39,5%	Residuos no renovables	2,2%
Motores diésel	10,5%	Residuos renovables	2,2%
Turbina de gas	12,6%	Eólica	0,1%
Ciclo combinado	9,8%	Solar fotovoltaica	1,9%
Generación auxiliar	0,2%	Enlace Peninsula-Baleares	20,4%
Cogeneración	0,6%		



Potencia eléctrica instalada a 31 de diciembre del 2018. Islas Canarias [%]

Motores diésel	16,5%	Hidroeléctrica	0,4%
Turbina de gas	18,5%	Eólica	14,0%
Turbina de vapor	16,1%	Solar fotovoltaica	5,6%
Ciclo combinado	28,7%	Otras renovables	0,1%
		Hidráulica	0,1%



Fuente: Red Eléctrica de España

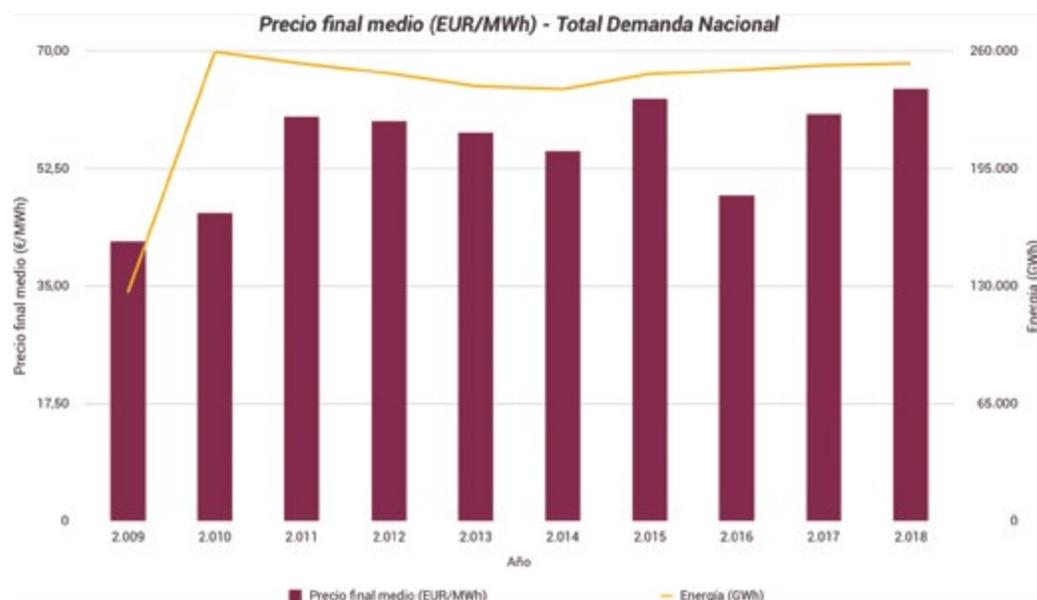
EL PRECIO DE LA ENERGÍA Y LA COMERCIALIZACIÓN

Respecto a la energía final en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre), en el año 2018 la energía final fue superior a la del año anterior en un 0,35%.

Por otro lado, el precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en 2018 en 64,37 €/MWh, un incremento de importancia que se cifra en un 5,93% superior al precio del año precedente.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la evolución interanual de la energía y precio final medio en el mercado eléctrico, en los últimos ejercicios.

EVOLUCIÓN INTERANUAL DE LA ENERGÍA Y PRECIO FINAL MEDIO EN EL MERCADO ELÉCTRICO



Fuente: Elaboración propia

En relación a los componentes que conforman el precio medio final, a continuación, en la siguiente tabla se detallan los mismos, y su evolución interanual:

Concepto	Precios finales									
	Anual									
Periodo	2010-2019									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Componentes del precio medio final anual en €/MWh y energía final										
Mercado diario	38,46	50,97	48,88	46,23	43,46	51,67	40,63	53,41	58,12	62,98
Mercado intradiario	-0,02	-0,06	-0,04	-0,06	-0,04	0,00	0,00	0,00	-0,03	
Servicio de interrumpibilidad	-	-	-	-	-	1,89	1,93	2,05	1,23	0,73
Pagos por capacidad	3,63	6,10	6,10	6,04	5,93	5,02	2,76	2,71	2,71	3,26
Servicios ajustes del sistema	3,76	3,21	4,63	5,58	5,70	4,26	3,10	2,38	2,35	1,14
Restricciones técnicas PBF	2,29	1,85	2,11	2,83	3,39	2,79	2,07	1,46	1,47	0,63
Banda de regulación secundaria	0,70	0,76	1,37	1,45	1,13	0,91	0,71	0,63	0,55	0,35
Reserva de potencia adicional a subir	-	0,00	0,25	0,44	0,59	0,19	0,15	0,11	0,23	0,12
Restricciones técnicas en tiempo real	0,26	0,24	0,48	0,46	0,37	0,18	0,12	0,09	0,07	0,03
Restricciones intradiario	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-
Incumplimiento de energía de balance	-	-	-	-	-	-	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03
Coste desvíos	0,38	0,33	0,28	0,30	0,25	0,26	0,19	0,25	0,15	0,08
Saldo desvíos	0,13	0,03	0,14	0,10	-0,01	-0,02	-0,07	-0,08	-0,04	0,02
Control del factor de potencia	-	-	-	-	-0,03	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07
Saldo PO 14.6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Fallo nominación LPG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-
Precio total (€/MWh)	45,83	60,22	59,57	57,79	55,05	62,84	48,42	60,55	64,38	68,11
Energía final (GWh)	259.577	253.050	247.644	240.661	238.985	247.273	249.366	252.279	253.174	232.327

En relación a la comercialización de la energía, las empresas comercializadoras se encargan del suministro de electricidad a los clientes finales a cambio de una contraprestación económica.

Las empresas comercializadoras adquieren la energía en el mercado de producción y la suministran a los clientes finales, para su propio consumo. Para llevar a cabo esto, la empresa suministradora ha de realizar una previsión de consumo de los clientes, y planificar la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación, bien en el mercado diario, a plazo o bilateral.

Estas empresas deben llevar la energía al consumidor final, por lo que deben utilizar las redes

de transporte y distribución, mediante la contratación y el pago de los peajes de acceso. El sistema eléctrico actual en España está formado por 29,1 millones de puntos de suministro, de los cuales 17,1 millones son suministrados a través de un comercializador en el mercado libre y 12 millones se suministran a través de algún Comercializador de Referencia.

Dentro de las más de 260 empresas comercializadoras, ocho son Comercializadoras de Referencia y el resto mercado libre.

En el mercado libre, las 5 grandes comercializadoras (Iberdrola Clientes, S.A.U., Endesa Energía, S.A., Grupo Gas Natural Fenosa, Grupo EDP y Riesgo Energía, S.L.) suministran el 89,5 por 100 de los puntos de suministro.

LA DISTRIBUCIÓN Y EL TRANSPORTE DE LA ENERGÍA

La distribución eléctrica en España, está formada por el conjunto de elementos, líneas eléctricas, transformadores y otros elementos en tensión inferior a los 220 KV, 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.

La red de distribución está formada por aproximadamente 800.000 km de líneas eléctricas, de los que aproximadamente el 50% tienen una tensión por debajo de 1 KV. Lógicamente las líneas de distribución conectan con las de transporte, el número total de conexiones entre ellas supera el millar.

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

En los últimos años, las empresas distribuidoras tienen también la responsabilidad de llevar a cabo la digitalización y la automatización de las redes, realizando la instalación de los contadores inteligentes, que son capaces de registrar los consumos horarios, llevar a cabo sobre ellos lecturas remotas, localizar el origen de averías, y eliminar las lecturas estimadas en las facturas. La distribución eléctrica en España, está dominada por 5 grandes empresas. A continuación se muestra un mapa de España, donde se define por colores la presencia de estas grandes distribuidoras sobre el territorio.



Fuente: Red Eléctrica de España

Respecto al Transporte de la energía eléctrica en nuestro país, esta actividad está gestionada por Red Eléctrica de España (REE), cuyo trabajo se centra en la gestión más adecuada para que la electricidad que se produce en las centrales de generación, llegue hasta los puntos de distribución con la máxima calidad y seguridad.

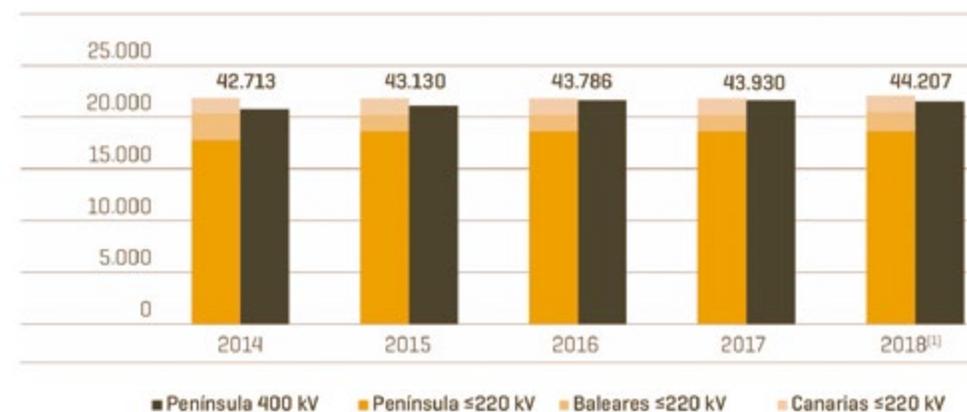
Además REE es la responsable del desarrollo de la red eléctrica de transporte, de su ampliación y de su mantenimiento. También debe gestionar los intercambios eléctricos con otros países, y garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

Por tanto, la red de Transporte de la energía eléctrica en España, está formada por las líneas, transformadores y otros elementos de tensión

igual o superior a los 220 KV, y aquellas otras instalaciones que aunque tengan una tensión inferior a los 220 KV, tienen funciones de transporte.

Durante el año 2018, la red de transporte ha aumentado su longitud en 277 km de circuito y en 2.592 MVA de capacidad de transformación, estos datos refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red de transporte para garantizar la seguridad de suministro.

La siguiente grafica representa el desarrollo interanual de la red de transporte, en relación a los kilómetros de circuito.



Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

[1] Datos de kilómetros de circuito acumulados a 31 de diciembre de cada año. Incluye los activos de la red de transporte del resto de empresas.

Fuente: REE



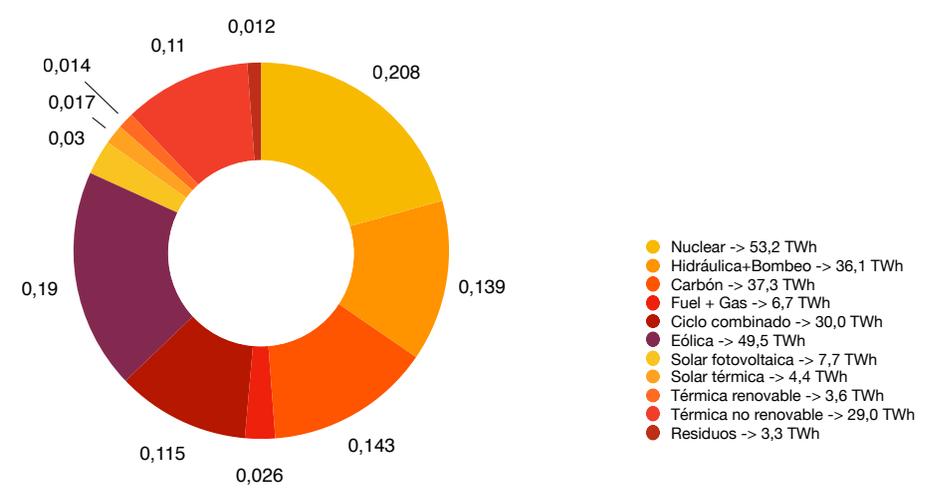
4.5.

MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

MIX DE PRODUCCIÓN NACIONAL Y SU EVOLUCIÓN EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

La estructura de generación de 2018 se ha visto marcada por la recuperación de la hidráulidad, situándose en niveles próximos al año 2016. Esto ha repercutido en un notable descenso del peso del carbón y los ciclos combinados, también hasta niveles de 2016.

FIGURA 1: MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA 2018.

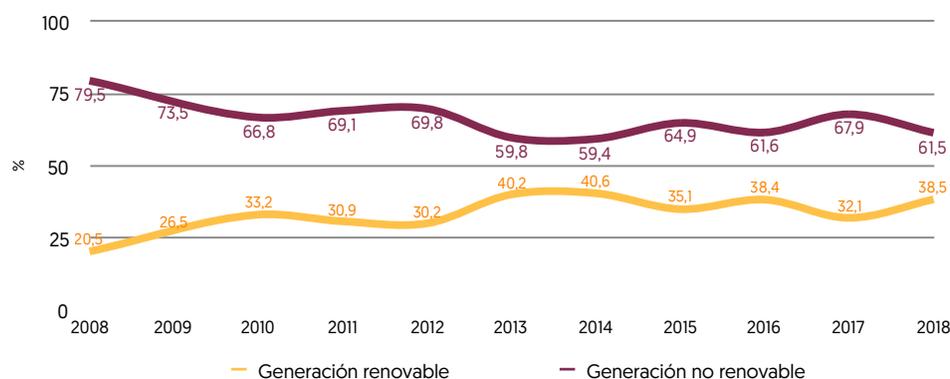


Fuente: Elaboración propia.

A pesar de la recuperación de la tecnología hidráulica, las energías nuclear y eólica vuelven a renovar su liderazgo en el mix de generación de este año, aportando entre ambas en

torno al 40% de la energía total. Por su parte, el conjunto de las renovables ha cubierto más del 38% de la energía generada en España.

FIGURA 2: PORCENTAJE DE GENERACIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE DE 2008 A 2018.

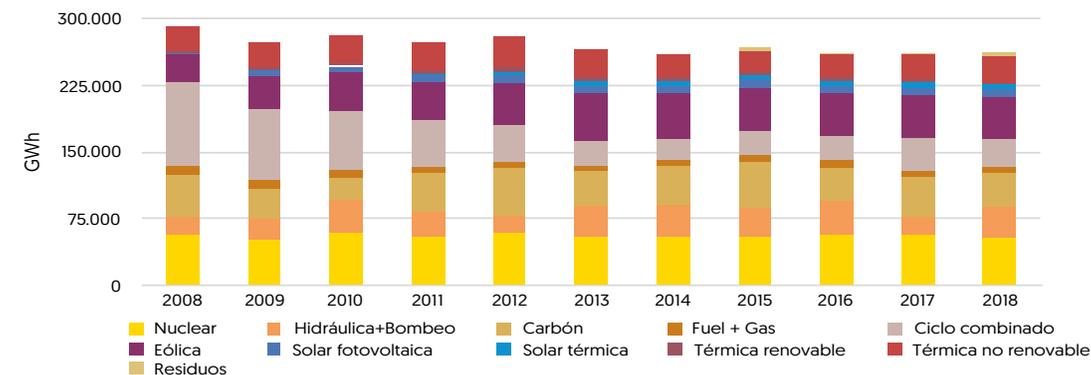


Fuente: Elaboración propia.

La evolución de la estructura de generación en la última década ha estado marcada por la introducción y crecimiento de las nuevas energías renovables, destacando entre ellas la solar fotovoltaica y la eólica, que posee una gran presencia en el mix de producción. Así, la participación renovable en los últimos años se ha llegado a duplicar respecto a los valores de hace una década, pasando del 20% en 2007 al 40% en 2013 y 2014.

Por su parte, los ciclos combinados, con gran peso hace unos años, han seguido una tendencia decreciente desde 2008, cuando alcanzaron su máximo con 93 TWh [abarcando más de un 30% de la producción]. Esta tendencia menguante fue interrumpida en 2017, año en el que experimentaron un ligero aumento, volviendo a descender otra vez en 2018.

FIGURA 3: ENERGÍA ANUAL APORTADA POR LAS DISTINTAS FUENTES DE GENERACIÓN DE 2008 A 2018.



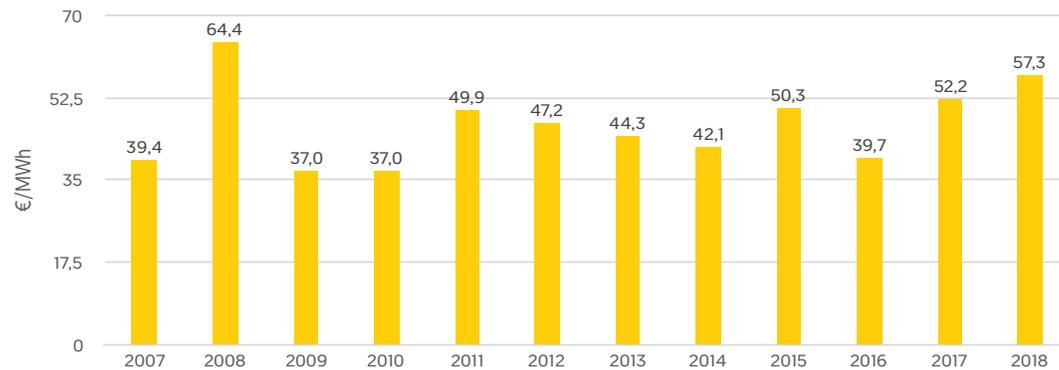
Fuente: Elaboración propia.

La importancia del carbón en el mix eléctrico ha fluctuado entre los 34 TWh y los 70 TWh en función de las condiciones de hidraulicidad de cada año, que ha marcado variaciones en la generación hidráulica de casi 20 TWh entre unos años y otros.

EVOLUCIÓN DEL PRECIO ANUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

En la evolución del precio medio anual del mercado diario, muy ligado a la evolución del mix eléctrico, destacan un gran incremento de precio en 2008, y tres más suaves en 2011, 2015 y 2017

FIGURA 4: EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO ANUAL DEL MERCADO DIARIO DE 2008 A 2018.



Fuente: Elaboración propia.

En 2007, la caída en picado del precio de los derechos de emisión al final de su etapa piloto ante la incertidumbre sobre la reglamentación a seguir en el siguiente período, supuso, junto con otras causas, una reducción del 33% en el precio diario de la electricidad.

A esta reducción del precio, le prosiguió una fuerte subida durante el año 2008, año en el que la actividad eléctrica en España se caracterizó por una producción de energía eléctrica en la que destaca (i) la mayor participación de los ciclos combinados de gas (+32,9%), (ii) la caída de la producción hidráulica (-19,6%) y (iii) el aumento de la de régimen especial (+18%). Además del cambio en el mix eléctrico, posee una gran relevancia el aumento de los precios, tanto de las materias tarifas como de los derechos de emisión de CO₂, siendo

el coste unitario total de los combustibles utilizados en los procesos productivos (incluido los derechos de emisión y la 2a parte del ciclo de combustible nuclear) un 70,7% superior al año anterior. La situación se normalizó en 2009 y 2010, hasta que el vertiginoso aumento del precio del barril de petróleo, que alcanzó una subida del 40%, originó un incremento del precio medio anual del mercado en 2011.

La falta de recurso hídrico que ya se había hecho notar en 2008, fue la causa de los incrementos de precio, más sutiles, de 2015 y 2017. En estos años la contribución hidráulica disminuyó 4.1 y 6.7 puntos respectivamente, respecto al año anterior, aumentando la producción de las centrales de carbón y elevando el precio del mercado.

4.6.

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

DATOS MACROECONÓMICOS. POTENCIA INSTALADA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

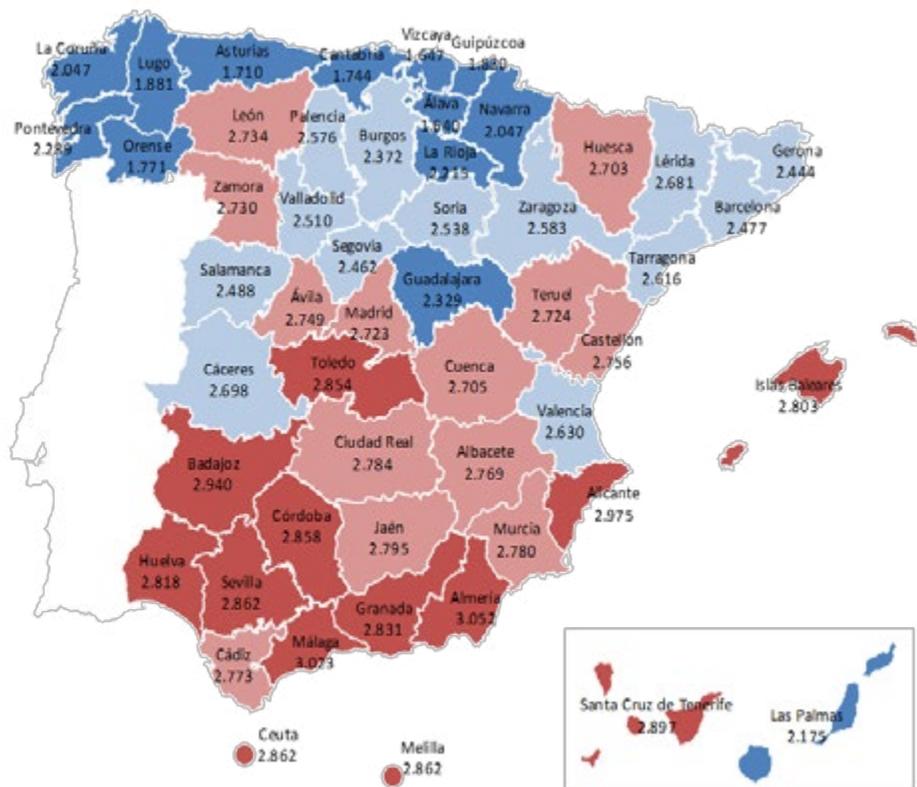
En España, la capacidad fotovoltaica instalada en el conjunto de las CC.AA. representa aproximadamente el 4,5% de la potencia eléctrica total del país, cubriendo alrededor del 3% de la demanda nacional.

Como ya se ha mencionado en el en el capítulo 4.2., el sector fotovoltaico ha vivido un crecimiento dispar a lo largo de los años, consecuencia de las diferentes regulaciones, muy oscilantes en cuanto a los tipos de retribución. La dispar disponibilidad del recurso solar y de superficie libre en las distintas regiones del país, ha provocado que la potencia fotovoltaica en España se reparta de manera asimétrica, con mayor peso en la franja sur, tanto en el ámbito temporal como en el territorial.

Por su lado, el recurso solar viene determinado esencialmente por dos parámetros, las horas de sol y la irradiación solar. A pesar de ser un recurso elevado durante prácticamente todo el año en la mayor parte del territorio, se registran valores más bajos en la zona norte y más altos en la zona sur, aunque también se puede ver afectados por aspectos como la nubosidad o la orografía del terreno.

Encontramos las provincias con mayor número de horas de sol en las comunidades de Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha, Valencia, Baleares y Canarias, al igual que las ciudades autónomas Ceuta y Melilla, que llegan a rebasar las 2.800 horas anuales de sol. Mientras que algunas comunidades de la cornisa cantábrica, como País Vasco o Asturias, no llegan a superar las 2.000 horas de recurso solar.

FIGURA 1: HORAS DE SOL ANUALES POR PROVINCIA

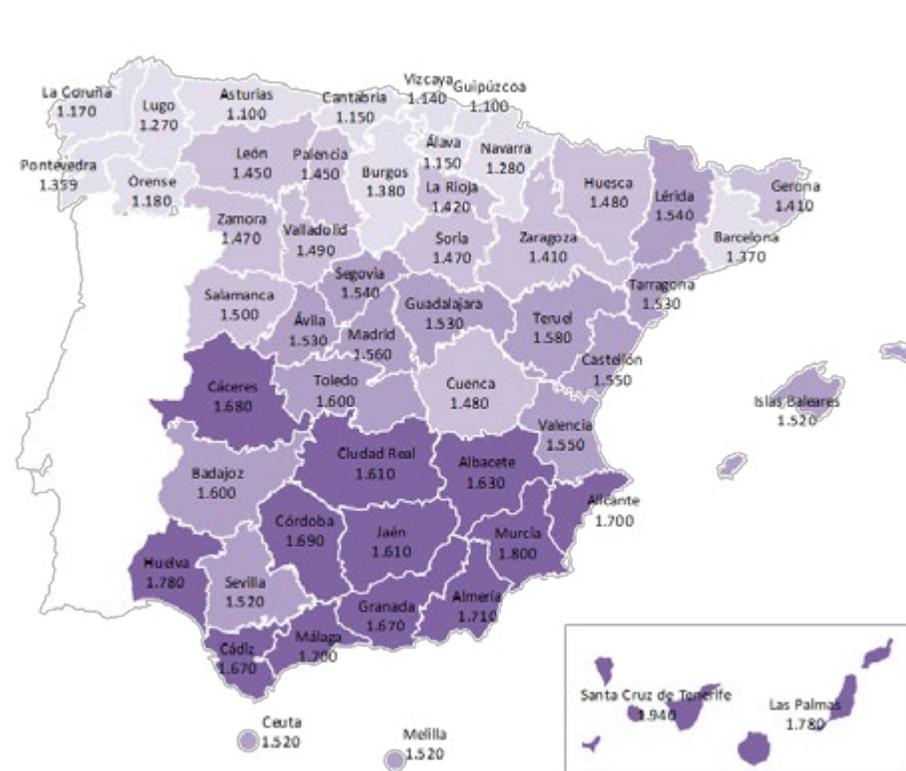


Fuente: CENSOLAR

Más allá de las horas de sol disponibles al año, es relevante conocer la cantidad de energía que incide en término medio en cada provincia. Son en las zonas más meridionales de la península y en las Islas Canarias, donde se

registran los niveles de irradiación más altos, entre los 1.600 y los 2.000 KWh/m². Por su parte, la franja norte registra valores entre 1.000 y 1.500 KWh/m².

FIGURA 2: IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA ANUAL POR UNIDAD DE SUPERFICIE HORIZONTAL Y POR PROVINCIA (KWH/M2)

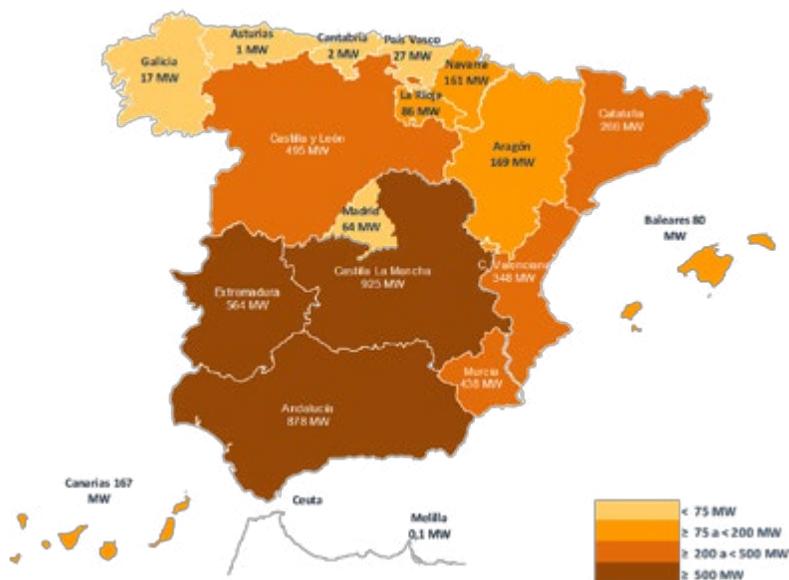


Fuente: CENSOLAR

La potencia fotovoltaica instalada a finales de 2018 en las diferentes comunidades autónomas encaja con la distribución del recurso solar, que vemos en los mapas anteriores. En

este sentido, actualmente, hay 3 comunidades con más de 500 MW instalados en cada una: Castilla-La Mancha, Andalucía y Extremadura.

FIGURA 3: POTENCIA FOTOVOLTAICA TOTAL INSTALADA A 31.12.2018 (MW)

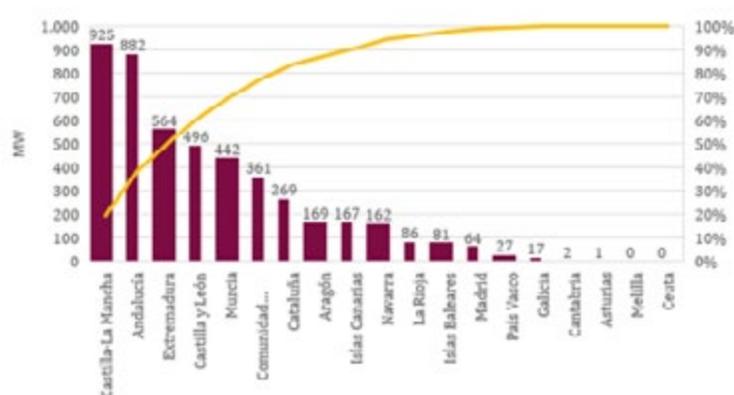


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

Estas tres comunidades lideran el mapa fotovoltaico nacional desde los inicios de la fotovoltaica, representando actualmente, en conjunto, la mitad de la capacidad fotovoltaica

nacional. A este respecto, cabe mencionar que esta concentración de potencia se debe en buena parte a la mayor superficie de la que disponen estas comunidades.

FIGURA 4: PARTICIPACIÓN DE LAS CC.AA. EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA A NIVEL NACIONAL EN 2018

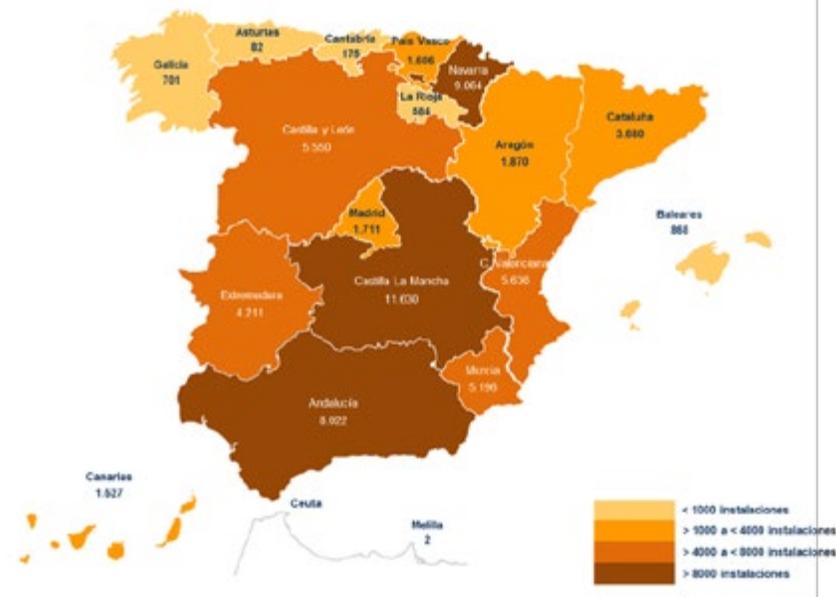


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

Cruzando estos valores de potencia instalada con los datos del Ministerio en cuanto a número de instalaciones registradas, que ascien-

de a más de 60.000, se puede concluir que el tamaño medio de estas instalaciones es inferior a los 100 kW.

FIGURA 5: NÚMERO DE INSTALACIONES REGISTRADAS POR CC.AA.



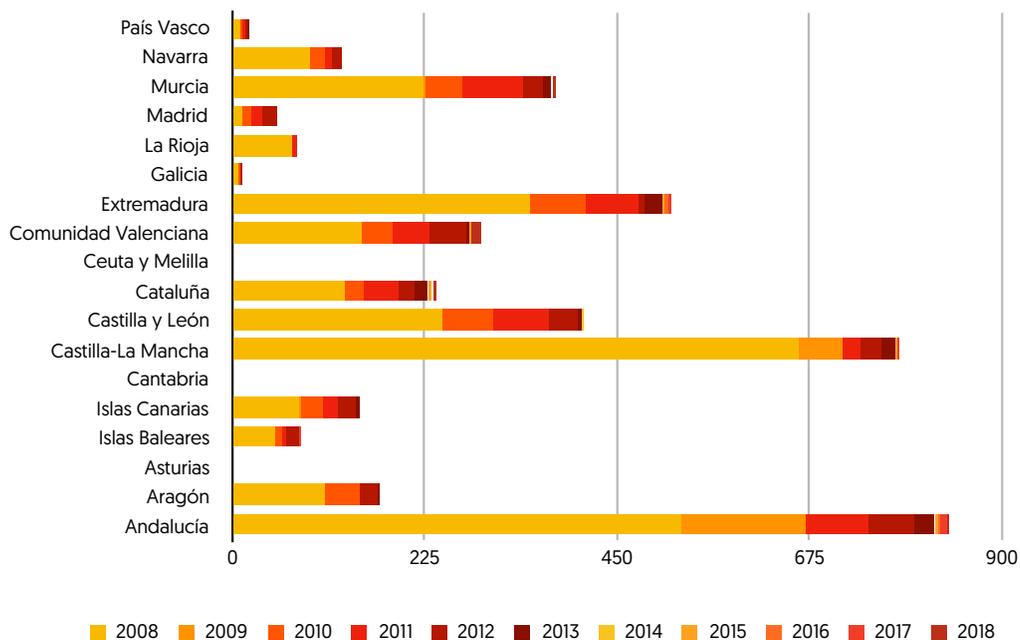
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MITECO [6.4.2019].

A este respecto, existen diferencias apreciables en cuanto a las dimensiones de las plantas fotovoltaicas entre las diferentes CC.AA., derivadas principalmente de políticas autonómicas.

Navarra da buena prueba de esta realidad con 161 MW repartidos en más de 9.000 instalaciones. Esta atomización se debe a los incentivos fiscales para las pequeñas instalaciones implantados por el Gobierno Foral para la promoción de la fotovoltaica.

En contraposición al caso de Navarra se encuentra el de Extremadura, que no llega a las 5000 instalaciones a pesar de ser una de las comunidades con mayor potencia instalada. En esta comunidad autónoma el tamaño más recurrente de las instalaciones es de 100 kW. La evolución histórica de la potencia instalada en las diversas CC.AA. sigue la misma estructura que a nivel nacional, concentrándose principalmente en el año 2008, gracias al favorable marco regulatorio vigente en ese año, el RD 661/2007.

FIGURA 6: POTENCIA ANUAL INSTALADA POR CC.AA. (MW)..



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

Posteriormente, entre 2010 y 2012 la nueva potencia fotovoltaica se situó en valores más comedidos de entre 300 y 420 MW, siendo su distribución mucho más equilibrada entre las diversas comunidades autónomas. Como consecuencia de la aprobación en 2012 de la moratoria renovable bajo el marco legal del RD-L 1/2012, el sector fotovoltaico quedó prácticamente paralizado, correspondiéndose la potencia instalada entre 2013 y 2016 a proyectos del RD1578/08 todavía en fase de ejecución o instalaciones de autoconsumo con vertido de excedentes.

En el año 2017, el sector despertó de su letargo gracias a las dos subastas de energías renovables celebradas, en las que se adjudicaron casi 4 GW de potencia fotovoltaica para su puesta en marcha antes de la finalización del año 2020. De este modo, es previsible que, entre 2019 y en 2020, el parque de generación fotovoltaica experimente un nuevo repunte.

Durante 2018, con los parques de la subasta todavía en ejecución, apenas se conectó potencia fotovoltaica más allá de la conectada para autoconsumo.

Más allá de la nueva potencia a instalar al abrigo de las subastas, se debe destacar la futura incorporación de macroparques fotovoltaicos (de potencia superior a 50 MW) fuera del RRE. Los costes actuales de la tecnología y la madurez de las instalaciones han llevado al

sector a ser la tecnología de generación más rentable y barata que existe. De hecho, en la actualidad hay solicitudes de acceso a red de más de 756 MW fotovoltaicos (de acuerdo con los registros de RRE)

FIGURA 7: GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN 2018 (GWh).

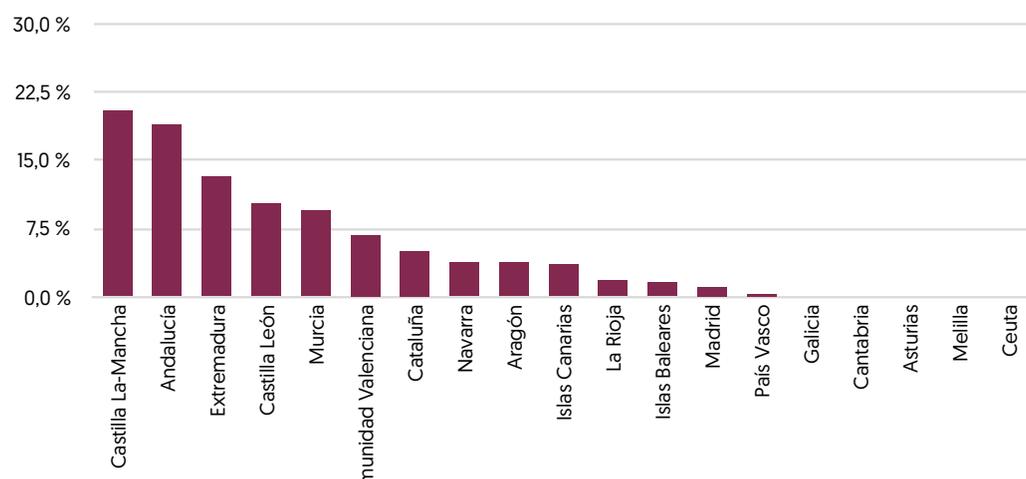


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

En términos de generación, destacan las mismas comunidades: Castilla-La Mancha, Andalucía y Extremadura, con una producción individual de más de 1.000 GWh en 2018. En contrapartida, Asturias y Cantabria no alcanzan, en conjunto, los 3 GWh. Las tres regiones líderes en generación, al igual

que sucedía en términos de potencia, agrupan más del 50% de la producción fotovoltaica nacional. La zona del levante peninsular (Murcia, Valencia y Cataluña), por su parte, contribuye con un 20% de la producción, mientras que la franja norte (País Vasco, Cantabria, Asturias y Galicia) no alcanzan el 1% de la participación.

FIGURA 8: PARTICIPACIÓN DE CADA CC.AA. SOBRE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA TOTAL NACIONAL EN 2018 [%].



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

Ese año, se instalaron más de 2700 MW. Esto se produjo porque para acogerse a este régimen económico era preciso que las instalaciones obtuvieran el acta de puesta en marcha antes del 28 de septiembre de 2008, lo que se tradujo en una entrada masiva de nuevas instalaciones.

Con la aparición del RD 1578/2008, el crecimiento se estabilizó debido a los cupos de potencia máxima anual a instalar. Así en 2009, únicamente se pudieron en marcha 147 MW, aunque la mayoría de proyectos procedían de la última cuota de 2008 y primera de 2009.

TABLA 1: POTENCIA ANUAL INSTALADA POR CC.AA. (MW).

C.A.	Potencia instalada anual (MW)											
	Hasta 2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Andalucía	58	526	145	-15	72	55	24	1	2	4	7	4
Aragón	8	110	-9	38	-5	22	3	0	0	0	1	0
Asturias	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Islas Baleares	1	50	1	6	5	15	0	0	0	0	2	1
Islas Canarias	15	78	2	27	16	23	3	1	1	0	1	0
Cantabria	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Castilla-La Mancha	147	662	51	-3	22	25	15	0	3	0	2	0
Castilla y León	81	247	0	58	65	32	6	3	1	0	1	1
Cataluña	38	132	-8	23	40	19	16	1	3	1	1	3
Ceuta y Melilla	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Comunidad Valenciana	72	152	-2	35	44	42	3	0	2	0	-1	13
Extremadura	58	348	-8	66	61	8	21	0	2	6	3	0
Galicia	2	7	0	1	2	3	1	0	0	0	0	0
La Rioja	8	70	0	1	5	1	0	0	1	0	0	0
Madrid	12	12	1	10	12	17	1	1	1	-1	-3	0
Murcia	65	224	2	44	69	24	11	0	0	0	-2	4
Navarra	60	92	-29	17	9	12	0	0	0	0	0	1
País Vasco	7	9	1	2	4	3	1	0	0	0	1	0
Total	633	2721	147	311	421	301	105	7	16	11	13	40

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

4.7.

AUTOCONSUMO

EL CONCEPTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

No existe una definición universal sobre qué es la generación distribuida. Sin embargo, existen una amplia diversidad de recursos de generación distribuida, y todos ellos comparten las siguientes características que se describen a continuación.

Las fuentes de energía distribuida son todas aquellas fuentes que generan energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación de energía, que están conectadas a la red a nivel de la distribución o directamente al consumidor y, por tanto, se encuentran más próximas a los consumos.

Esto redundará en un conjunto de beneficios como la reducción de inversiones en grandes infraestructuras de transporte, distribución y generación, una mayor eficiencia de la red y una mayor fiabilidad y solidez de la misma, reduce pérdidas en la red y descarga la red de transporte. Entre sus características:

- Reducen pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.

- Su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte.
- Suelen tener potencias inferiores a 3 kW aunque en general no sobrepasan 10 kW de potencia instalada.

A pesar de las ventajas que ofrece, esta nueva estrategia de generación puede plantear desafíos en la planificación por parte de los operadores de red, sobre todo en la gestión de fuentes variables. Sin embargo, las nuevas tendencias de digitalización del sector, con grandes avances en las herramientas de control y operación, y el alto know-how que se ha adquirido en los últimos años en la gestión de energías renovables con fuentes variables, hacen que este esquema de generación se incluya en los nuevos modelos energéticos.

La generación distribuida, aunque abarca muchos tipos de recursos y tecnologías, está íntimamente ligada a las energías renovables, especialmente a la energía solar fotovoltaica, y sistemas avanzados de automatización y control, lo que reduce las emisiones de CO₂ y se establece como una parte fundamental en las Smart Grids.

También muy vinculado a la generación distribuida, está el concepto de autoconsumo, en el que los propios consumidores producen, mediante pequeños generadores, parte o toda la electricidad que precisan para sus consumos. Así, la proximidad de la generación y el consumo se maximiza, minimizándose las pérdidas de transporte y distribución, e incorporándose al sistema eléctrico multitud de pequeños productores de electricidad. Además, estos productores que son, a su vez, consumidores, serán proclives a realizar tanto actuaciones de eficiencia energética como control activo de la demanda, lo que redundará en un sistema eléctrico más eficaz.

NUEVO MARCO REGULATORIO DEL AUTOCONSUMO.

INTRODUCCIÓN

El pasado mes de abril de 2019 se aprobó el RD244/2019 por el que se establecen las condiciones económicas, técnicas y administrativas del autoconsumo. Este Real Decreto da continuidad a lo establecido en el RDL15/2018, reglamentando todos aquellos aspectos no definidos en dicho texto. En este sentido, y de forma resumida, los principales aspectos son los 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.**
- 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.

PRINCIPALES ASPECTOS RELATIVOS A LAS INSTALACIONES

Definición de instalación de producción

La norma incluye el concepto: “**instalación de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas**” que **abarca, tanto a los consumidores individuales como a los colectivos** y que define los tipos de instalaciones que se pueden poner en marcha:

- Instalaciones conectadas a la red interior o unidas por líneas directas.
- Instalaciones conectadas a la red de baja tensión derivada de un mismo centro de transformación.
- Instalaciones en las que el consumo y la generación estén en baja tensión y a una distancia inferior a 500 metros.
- Instalaciones en las que, tanto el consumo como la generación, estén ubicados en la misma referencia catastral

Modalidades de autoconsumo

Se establecen dos tipos de autoconsumidores:

- **Autoconsumo sin excedentes:** es necesario un mecanismo anti vertido que impida la inyección a red. De acuerdo con la Ley 24/2013, este tipo de autoconsumidores tendrá la consideración de “sujeto consumidor”
- **Autoconsumo con excedentes:** las que in-

yectan energía a la red de transporte y distribución. Bajo esta modalidad existirán dos figuras: [i] “sujeto consumidor” y [ii] “sujeto productor”. Asimismo, la modalidad de autoconsumo con excedente se subdivide en dos categorías:

- » **Excedentes acogidas a compensación:** Cuando se cumplan todas las condiciones siguientes: [i] tecnología renovable, [ii] $P \leq 100\text{kW}$, [iii] Si resultase necesario solo se hubiera suscrito un único contrato de suministro para consumo y servicios auxiliares, [iv] el autoconsumidor haya suscrito un contrato de compensación de excedentes y [v] instalaciones no sujetas a Régimen Retributivo Específico.
- » **Excedentes no acogidas a compensación:** Cualquiera que no cumpla todos los requisitos del anterior” o que no quieran acogerse a esa modalidad.

La modalidad de autoconsumo puede modificarse anualmente. Asimismo, en todos los casos podrán instalarse sistemas de almacenamiento.

Tipos de autoconsumidores

- **Autoconsumo individual.**
 - » Podrá acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo [con o sin vertido].
 - » Si el autoconsumo es a través de red, necesariamente tendrá la consideración de “autoconsumo con excedentes” en cualquiera de sus modalidades
- **Autoconsumo colectivo.**
 - » Podrá acogerse a cualquier modalidad

de autoconsumo [con o sin vertido].

- » Si el autoconsumo es a través de red, necesariamente tendrá la consideración de “autoconsumo con excedentes” en cualquiera de sus modalidades
- » Todos los autoconsumidores asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo.
- » Cuando se trate de un autoconsumo colectivo con venta de excedentes, el titular de la instalación tendrá la consideración de consumidor en lo que respecta a sus consumos auxiliares.

En ambos casos, el consumidor/es y el propietario de la instalación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes. En autoconsumo sin excedentes el/los titular/es del punto de suministro y de la instalación serán el mismo/los mismos.

PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN

Conexión y acceso

Dependiendo de la modalidad y tipo de instalación, se estará obligado a solicitar permiso de acceso y conexión.

- **Instalaciones exentas de obtener permisos de acceso y conexión:**
 - » Instalación de autoconsumo sin excedente.
 - » Instalaciones de autoconsumo con excedente de $P \leq 15\text{ kW}$ en suelo urbanizado.
- **Las obligadas a solicitar permisos de acceso y conexión:**

- » Instalaciones de autoconsumo con excedentes de $P > 15\text{kW}$.

Aunque no lo cita expresamente las instalaciones de $P \leq 100\text{ kW}$ se acogerán a los procedimientos del RD1699/2011 y las de $P > 100\text{kW}$ al RD1955/2000. Una vez se apruebe el RD de Conexión y Acceso será este el que determine las condiciones de acceso.

Contratos de acceso y contratos con la comercializadora

- Para los autoconsumidores de potencia inferior a 100kW, que estén conectados a la red de baja tensión y la instalación esté en baja tensión, el **contrato de acceso será realizado de oficio** por la Distribuidora, que, además, será la encargada de informar a la comercializadora. El procedimiento será el siguiente:
 - » La CC.AA. informará en 10 días a la distribuidora desde la recepción de la documentación que acredita la puesta en marcha de la instalación
 - » Desde esta documentación, la distribuidora dispondrá de 5 días para remitir la modificación del contrato a comercializadora y autoconsumidor. Asimismo, informará de todas las características del autoconsumo [modalidad, reparto, etc.]
 - » Desde la recepción de esta modificación, el consumidor dispondrá de 10 días para notificar a la distribuidora cualquier discrepancia.
- **El resto** de autoconsumidores, o puntos nuevos de suministro, **deberán realizar una comunicación la Distribuidora** o a través de la comercializadora para que esta modifique de oficio el contrato existente. Esta

dispondrá de un **plazo de 10 días para modificar el contrato**. En caso de discrepancia, el consumidor asociado, dispondrá de 10 días desde la recepción de la misma por parte de la distribuidora para notificar su disconformidad.

- En el contrato con la comercializadora se deberá reflejar la modalidad de autoconsumo. Las compañías comercializadoras de Referencia [CUR] NO podrán rechazar las modificaciones de contrato de los autoconsumidores sujetos a PVPC (precio voluntario para el pequeño consumidor)

Contratos de servicios auxiliares

No se precisará de un contrato de servicios auxiliares cuando se cumplan las siguientes condiciones: (i) instalaciones en la red interior, (ii) instalaciones renovables de $P \leq 100$ kW y (iii) en cómputo anual, la energía consumida por esos servicios auxiliares sea inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación.

Los autoconsumidores con excedentes no acogida a compensación que estén obligados a suscribir un contrato para los servicios auxiliares deberán hacerlo [o modificar el existente] de forma individualizada con la distribuidora. No obstante, se podrá suscribir un único contrato de acceso cuando se cumplan los siguientes casos: (i) red interior, (ii) el consumidor y los titulares de la instalación sean el mismo.

EQUIPOS DE MEDIDAS

- **Con carácter general**, todas las modalidades de autoconsumo **dispondrán de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera** [o en cada uno de los puntos frontera]

- **Ciertas instalaciones deberán tener, además, un 2º contador que mida la generación neta:**

- » Autoconsumo colectivo.
- » La instalación de generación sea una instalación próxima a través de red.
- » La tecnología de generación no sea renovable, cogeneración o residuos.
- » En casos de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, si no se dispone de un único contrato de suministro
- » Instalaciones de potencia aparente nominal igual o superior a 12MVA
- » En el caso de autoconsumos individuales con excedentes no acogida a compensación potestativamente podrán tener la siguiente configuración: 1 equipo de medida bidireccional que mida la energía neta generada y 1 equipo de medida que registre la energía total consumida.

- **Los sistemas de almacenamientos compartirán el equipo de medida** que registre la generación neta, el equipo de medida del punto frontera o de medida del consumidor asociado.

- **Transitoriamente, se permitirá la ubicación de la ubicación de los equipos de medida en un lugar distinto de la frontera** siempre que se garantice el acceso físico, se informe al titular de la red y que acredite que (i) la ubicación en el punto frontera supone una inversión superior al 10% de la inversión en la instalación o (ii) la fachada del punto frontera esté catalogada como zona protegida.

- Los equipos de medida se ubicarán lo más próximos posibles al punto frontera
- Los equipos de medida cumplirán los siguientes requisitos en función del tipo:
 - » **Tipo 5:** se integrarán en los sistemas de telegestión y telemedida de su encargado de la lectura.
 - » **Tipo 4:** deberán cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007 y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso.
 - » **Tipo 3:** deberán disponer de dispositivos de comunicación remota de características similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación.

CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA PARA AUTOCONSUMOS COLECTIVOS “A TRAVÉS DE LA RED”

- La energía horaria neta generada de forma individual se calculará de la siguiente manera:

$$ENG_{h,i} = B_i * ENG_i$$

Donde,
ENG_i = Energía neta generada individual.
ENG_{h,i} = Energía total producida por la instalación.
B_i = Coeficiente de reparto de energía. Este se puede establecer de dos formas: (i) mediante acuerdo firmado por todos los consumidores del autoconsumo colectivo o (ii) en función de la potencia contratada por cada consumidor sobre la suma total de potencias contratadas.

- La energía horaria autoconsumida de forma individual será la energía horaria neta de forma individual [ENG_i] hasta el límite de la energía horaria consumida individual de cada consumidor.
- En su caso, para consumos colectivos en los que existan varias instalaciones de producción con un solo equipo de medida de generación el reparto de la energía horaria excedentaria de generación vertida entre cada una de las instalaciones de producción k será:

$$V_{h,k} = ENG_{h,k} - A_k * \sum_i E_{aut,h,i}$$

Donde,
V_{h,k} = Vertido horario neto.
ENG_{h,k} = Energía total producida por la instalación.
A_i = Coeficiente de reparto de energía. Este se puede establecer de dos formas: (i) mediante acuerdo firmado por todos los consumidores del autoconsumo colectivo o (ii) en función de la potencia contratada por cada consumidor sobre la suma total de potencias contratadas.

RÉGIMEN ECONÓMICO

Características generales

- Los autoconsumidores pagarán los peajes de acceso que les corresponda y, en su caso, los peajes de acceso por la energía adquirida para los servicios auxiliares.
- Se estipulan dos regímenes económicos
 - » Venta de energía a la red
 - » Compensación simplificada de excedentes.

Venta de energía a la red

- A esta modalidad se pueden acoger todas las modalidades de autoconsumo, siendo obligatoria en el caso de los autoconsumidores no acogidos a compensación de excedentes.
- Bajo este régimen la energía horaria excedentaria opera como una instalación de puesta en red. Es decir, se valora el precio horario del pool o en su caso Régimen Retributivo Específico (si la instalación lo tuviese concedido).
- Los autoconsumidores que operen bajo esta modalidad tendrán la consideración de productores debiendo cumplir con lo establecido en la normativa (representante, etc.)
- Asimismo, la energía vendida deberá satisfacer el peaje a la generación (0,5€/MWh) y su valoración económica estará sujeta al impuesto del 7%.

Mecanismo de compensación simplificada

Principios fundamentales:

- » Modalidad solo aplicable para los autoconsumidores con excedentes acogidos a compensación.
- » La energía horaria consumida de la red será valorada al precio pactado entre las partes (en el caso de PVPC se valorará al coste horario de la energía para el PVPC).
- » La energía horaria excedentaria será valorada al precio horario pactado entre las partes (en caso de PVPC se valorará al precio medio horario). A este respec-

to, parece normal que el precio pactado se corresponda con el precio horario del pool menos un pequeño margen de gestión por parte de la comercializadora.

- » El mecanismo de compensación se establece mensualmente. Y en ningún caso, el valor de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al de la consumida. Es decir, el límite de la compensación será el valor de la energía horaria consumida (pool + otros costes no regulados)
- » La energía excedentaria no pagará el peaje a la generación ni su valor económico estará sujetos al Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (impuesto del 7%)
- » Los consumidores deberán remitir un escrito a la Distribuidora indicando el acuerdo alcanzado con la comercializadora.
- » Cuando se trate de “instalaciones a través de la red” (ver apartado 3.1), los autoconsumidores deberán satisfacer una cuantía por la utilización de la red de distribución, que será definida por la CNMC.

Funcionamiento del mecanismo y aplicación de los peajes de acceso.

- » En términos generales, **el control de potencia se realizará utilizando el equipo de medida** ubicado en el punto frontera.
- » **La energía horaria consumida** se calcula como la diferencia entre el consumo real del consumidor menos el autoconsumo instantáneo. Esta cantidad, con carácter general, se extrae de la **lectura del contador bidireccional**.



- » Mensualmente, sobre las cantidades que se deban facturar antes de impuestos, es decir antes del impuesto de la electricidad (5,11%) y del tipo aplicable del IVA, se deberá descontar del término de energía, la valoración económica de la energía horaria excedentaria. Nuevamente, se debe destacar que el valor económico de estos excedentes no puede exceder del valor económico de la energía consumida de la red.

Ejemplos de funcionamiento del sistema de compensación de excedentes.

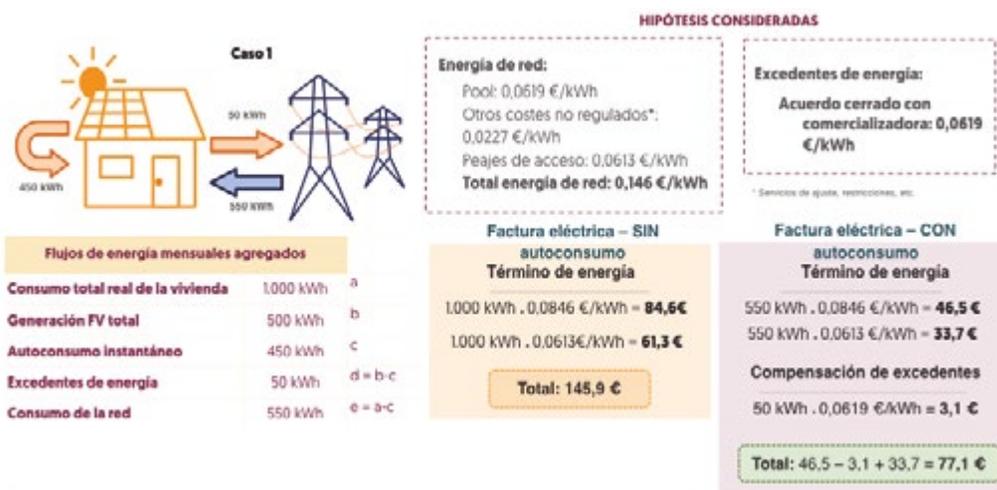
- » La energía excedentaria únicamente compensa la parte correspondiente al coste de la energía que forma parte del

término de energía (pool más otros costes no regulados). Es decir, no compensa el peaje de acceso. En cualquier caso, el beneficio es claro puesto que, por un lado, normalmente la energía consumida a la red tiene un mayor valor que la generada, por cuanto a la primera se le adicionan ciertos costes, tales como el servicio de interrumpibilidad, pagos por capacidad y otros servicios de ajuste.

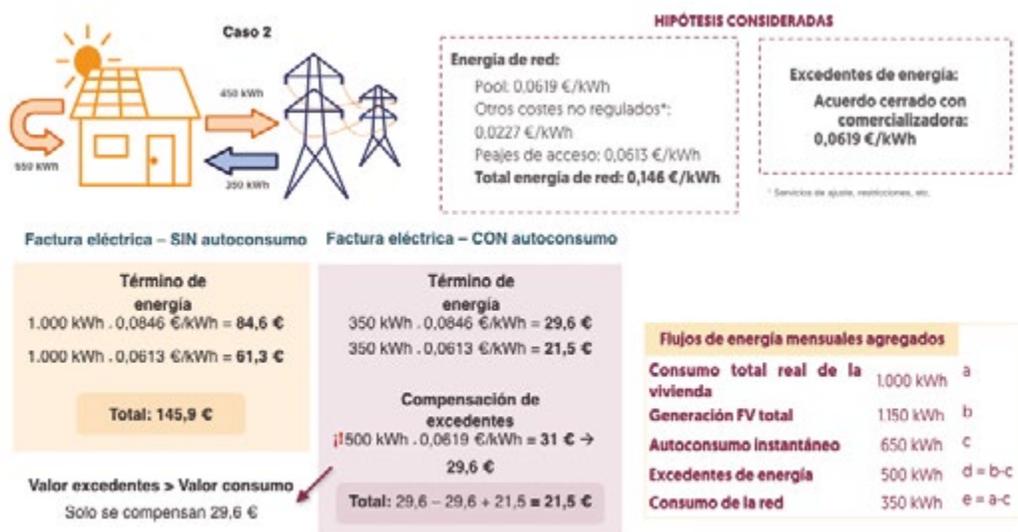
Ejemplos de aplicación del autoconsumo con compensación de excedentes

A continuación, explicamos, a través de varios ejemplos, como operaría el mecanismo tanto a nivel individual y colectivo.

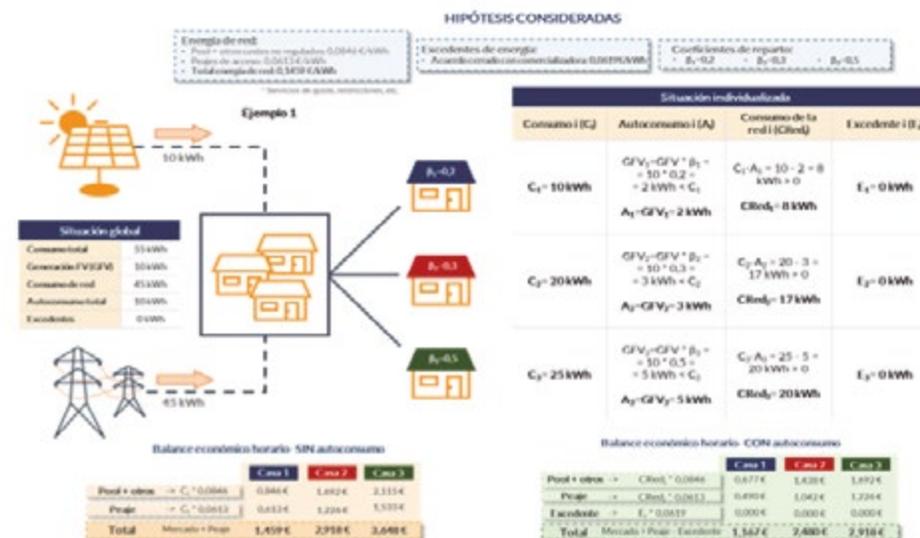
EJEMPLO 1: INSTALACIÓN INDIVIDUAL CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES



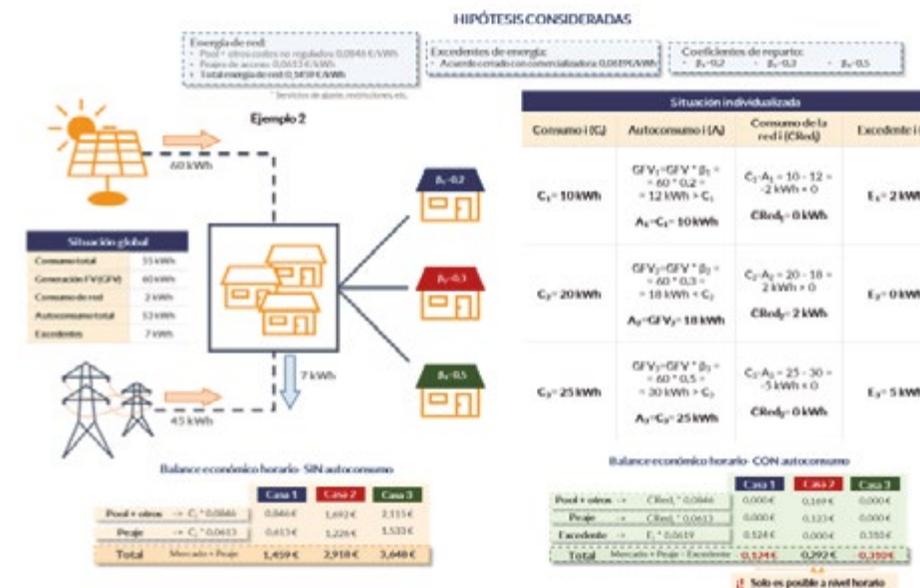
EJEMPLO 2: INSTALACIÓN INDIVIDUAL CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES



EJEMPLO 4: INSTALACIÓN COLECTIVA DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES



EJEMPLO 3: INSTALACIÓN COLECTIVA DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES



DATOS MACROECONÓMICOS. POTENCIA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA Y TIPO DE INSTALACIÓN

Hasta el momento, mientras no se implante el nuevo registro de autoconsumo definido en el RD244/2019, la única referencia oficial relativa a la implementación territorial del autoconsumo en nuestro país es el “Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica”, dejó de actualizarse desde la aprobación del RDL15/2018.

A pesar de que, como consecuencia de lo anterior, las estimaciones del sector en cuanto a potencia instalada son notablemente superiores a los valores recogidos en el registro, este ha sido un indicador para conocer en qué regiones y qué tipo de instalaciones

de autoconsumo se han instalado en España hasta la fecha. Este registro se estructuraba en tres apartados, que abarcaban las dos modalidades existentes antes de la introducción del Real Decreto-ley 15/2018:

Sección 1. Tipo 1: contiene las instalaciones de modalidad de autoconsumo “Tipo 1” con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Sección 2. Tipo 1: contiene las instalaciones de modalidad de autoconsumo “Tipo 1” con potencia contratada superior a 10 kW.

Sección 2. Tipo 2: contiene las instalaciones de modalidad de autoconsumo “Tipo 2”.

A través del registro se han pueden extraer todos los datos relativos al número de instalaciones inscritas y la potencia instalada de los mismos, todo ello para cada sección y tipo de autoconsumo.

TABLA 1: NÚMERO DE INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO Y POTENCIA INSTALADA POR SECCIÓN, TIPO Y CCAA A 31.12.2018..

Comunidad Autónoma	Potencia instalada (kW)				Número de instalaciones			
	Sec.1	Sec.2		Total	Sec.1	Sec.2		Total
	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2		Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2	
Andalucía	591	1.966	2.204	4.761	162	69	38	269
Aragón	23	93	805	921	6	3	10	19
Asturias	19	23	100	142	8	4	1	13
Baleares	86	279	1.000	1.364	25	14	14	53
C. Valenciana	131	162	530	823	32	10	7	49
Canarias	40	496	654	1.190	10	19	11	40
Cantabria	1	3	12	15	1	1	1	3
Castilla-La Mancha	139	327	266	732	35	18	4	57
Castilla y León	26	391	728	1.145	6	16	12	34
Cataluña	495	1.093	4.743	6.330	150	77	72	299
Ceuta	0	24	0	24	0	1	0	1
Extremadura	19	53	10	82	7	5	1	13
Galicia	37	1.556	4.294	5.888	6	49	32	87
La Rioja	18	53	0	71	5	4	0	9
Madrid	141	463	632	1.236	46	21	17	84
Melilla	0	0	0	0	0	0	0	0
Murcia	130	248	802	1.180	43	18	11	72
Navarra	43	399	286	728	14	17	6	37
País Vasco	8	85	332	424	3	3	8	14
TOTAL	1.947	7.714	17.397	27.058	559	349	245	1.153

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.

Lo más destacable si comparamos estos datos con los de finales de 2017, es el espectacular crecimiento en el número de instalaciones, que creció en un 80%. Sin embargo, el incremento de la potencia instalada fue del 40%, lo que indica claramente que la mayor parte las instalaciones puestas en marcha en 2018 eran de pequeño tamaño.

En efecto el número de instalaciones de Tipo 1 con potencias de hasta 10 kW se incrementó en un 143% en 2018, el de Tipo 1 con potencias superiores a 10 kW un 58% y el de instalaciones de Tipo 2 en solo un 30%.

Otro dato que se puede extraer de la información recogida en el Registro Administrativo de Autoconsumo, es la potencia media de cada grupo. Para la Sección 1- Tipo 1, la potencia media es de 3,5 kW, para la Sección 2- Tipo 1 es de 22,1 kw y para la Sección 2 – Tipo 2 de 71 kW.

En cuanto al reparto geográfico, el mayor número de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico se encuentran en las comunidades autónomas de Cataluña, Andalucía y Galicia, por este orden. Sin embargo, en cada una de ellas prevalece una modalidad y sección: en Andalucía y Cataluña destacan las instalaciones de tipo 1 correspondientes a la sección 1, mientras que en Galicia tienen mayor presencia las instalaciones de tipo 1, sección 2.

Estas tres comunidades son también las que agrupan mayor capacidad de autoconsumo en términos de potencia. En primera posición se sitúa Cataluña con 6,3 MW, seguida de Galicia con 5,9 MW y Andalucía con 4,8 MW. Las tres comunidades agrupan más del 62% de la potencia instalada y del 56% del número total de instalaciones.

Por último, es preciso remarcar que, a raíz de la nueva normativa, este registro será sustituido por uno nuevo que siga las directrices del

RD244/2019. Este nuevo registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica será telemático y de acceso gratuito, y constará de dos secciones correspondientes a las dos modalidades de autoconsumo contempladas en el nuevo Real Decreto -sin excedentes y con excedentes-. A su vez, la sección segunda -con excedentes- se dividirá en tres subsecciones en función de si la instalación está acogida a compensación o no, y si no lo estuviera, en función del número de contratos de suministro de los que disponga.

De esta manera, el nuevo registro, permitirá evaluar si se está logrando la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y computar los efectos de esta generación renovable en los planes integrados de energía y clima.

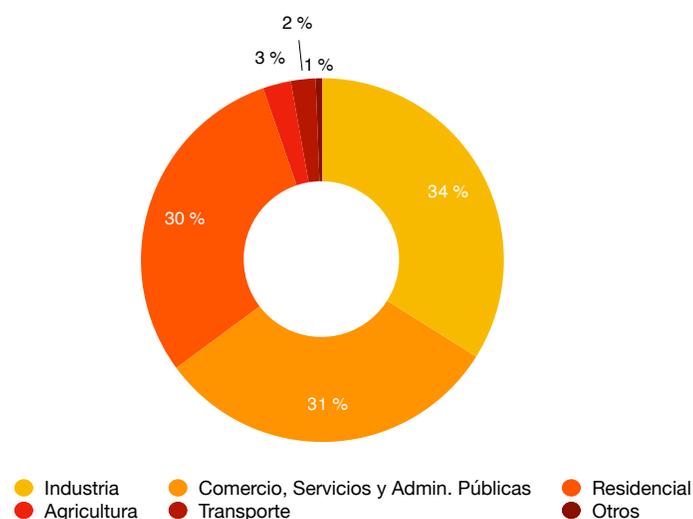


PRINCIPALES SECTORES DE DESARROLLO

Actualmente, el potencial que tiene el autoconsumo fotovoltaico en España va

más allá del ámbito doméstico, avanzando hacia sectores como el industrial, comercial, de servicios y el agrícola, con aplicaciones como el bombeo solar para riego. Como se puede apreciar a continuación, el principal consumo eléctrico del país se asocia a actividades empresariales.

GRÁFICO 1: CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES EN 2017 (KTEP)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del IDAE

Este hecho también se constata en el antiguo Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica. En base a las potencias contratadas, podemos observar que aproximadamente el 50% de las instalaciones de autoconsumo registradas corresponden al ámbito residencial y a las micropymes y la otra mitad a medianas y grandes empresas de los sectores industriales y de servicios. Sin embargo, en términos de potencia instalada, los primeros representan menos del 10% de la capacidad fotovoltaica instalada en modalidad de autoconsumo. No obstante, este registro está incompleto y no refleja la realidad de todas las

instalaciones puestas en marcha en nuestro país. Basta señalar que las instalaciones aisladas no se incluyen y que, debido al “impasse” del RDL 15/18 y la cancelación del Registro, muchas instalaciones no se han contabilizado dentro del mismo.

A continuación, se va a analizar el potencial de cada uno de los principales sectores consumidores de electricidad atendiendo, como mencionábamos en el capítulo anterior, al tipo de tarifa y a los hábitos de consumo propios de cada actividad.

• Sector residencial

Para hacernos una idea del potencial de este sector en España es necesario realizar una breve clasificación de las viviendas existentes. De los más de 25 millones de viviendas habitadas que componen el parque inmobiliario estatal, cerca del 75% son “viviendas principales” -destinadas a la residencia diaria- y el 25% restante son “no principales” -mayoritariamente de uso vacacional-.

Como es de esperar, el consumo de energía eléctrica en las viviendas “no principales”, que suelen poseer un marcado carácter estacional, es notablemente inferior que en las “viviendas principales”. Esto repercute en los plazos de recuperación de la inversión, haciendo en muchos casos inviable económicamente la inversión. Debido a esto, son las viviendas principales las más apropiadas para incorporar sistemas de autoconsumo.

Otro aspecto relevante a la hora de clasificar los inmuebles residenciales es su carácter unifamiliar o plurifamiliar, ya que, hasta el establecimiento de la nueva normativa, las instalaciones colectivas de autoconsumo, las más adecuadas para viviendas plurifamiliares, no disponían de ninguna reglamentación. Esta ausencia de regulación, afectaba a más del 70% de las viviendas principales y a algo más de un 50% de las “viviendas no principales”, es decir, más de 16 millones de viviendas. Con la nueva regulación, el potencial del autoconsumo residencial ha evolucionado de unos 6 millones de viviendas a más de 19 millones (considerando exclusivamente “viviendas principales” y sin considerar la idoneidad de las cubiertas).

En cuanto a la tarifa, los clientes residenciales son aquellos que, en términos unitarios, tienen un mayor coste por kWh consumido. Son los que pagan mayores peajes de acceso y los que menor capacidad de negociación tienen

por la energía consumida. Son, por tanto, los que, a priori, podrían obtener mayores ahorros. Sobre todo, mediante el mecanismo de compensación de excedentes, que les permite recuperar a lo largo del mes los kWh que no consumen instantáneamente y deducirse de su factura eléctrica el coste de la energía derivado de esos kWh.

Sin embargo, estos sistemas son sustancialmente más caros que las instalaciones de uso industrial. Por un lado, a los efectos de un consumidor doméstico o residencial, el IVA/IGIC incrementa sensiblemente el coste, porque no pueden repercutirlo y, por otro, por economías de escala el coste unitario del kWh instalado en potencias marginales es, a día de hoy, sustancialmente más elevado.

Frente a esta situación, la posibilidad de desarrollar autoconsumo en comunidades de propietarios puede reducir sustancialmente el plazo de amortización de las instalaciones y hacerlas mucho más atractivas. Al dimensionar una única instalación de mayor tamaño que dé servicio a todos los consumidores asociados, los costes disminuyen sustancialmente. En este sentido, a modo de ejemplo, el coste unitario de instalar 3 kWp puede duplicar al de poner en marcha 20 kWp fotovoltaicos.

• Pymes

Las pequeñas y medianas empresas e industrias son, como ya hemos comentado en capítulos anteriores, los principales beneficiarios del autoconsumo. Esto se debe a que el tipo de tarifa que tiene contratada, tarifas 3.X, aunque con costes de la energía y peajes inferiores que en las tarifas 2.X, son sustancialmente mayores a los de un gran consumidor (tarifas 6.X). Además, el coste del peaje del término de potencia está directamente vinculado al consumo efectivo que realizan de forma cuarto-horaria, por lo que la incorporación de

un sistema de autoconsumo reduce notablemente los costes energéticos acelerando la amortización de la inversión.

Adicionalmente, este tipo de industrias y pymes suele tener un consumo base muy estable a lo largo del año (aún con la estacionalidad del periodo estival) que permite que la generación óptima a instalar se acople de forma eficiente y se vuelque el menor número de excedentes a la red, aunque esto dependerá en gran medida de la actividad en concreto de la empresa.

Merece especial consideración las empresas dentro del sector de frío industrial. Estas empresas, además de mantener elevados consumos durante todo el año -debido a la presencia de cámaras frigoríficas- y con mayores consumos en periodos de mayor temperatura – que suelen coincidir con los de mayor radiación solar-, pueden beneficiarse doblemente de una instalación fotovoltaica, ya que también les sirve de aislamiento térmico. Se calcula que estas empresas pueden llegar a alcanzar ahorros de hasta el 70% en los costes eléctricos diurnos.

• **Grandes industrias**

Sin lugar a duda, las grandes industrias son el sector con mayor carga base de consumo y un mayor consumo global, lo que, en su conjunto, redundaría en un mayor tamaño de la instalación potencial y por tanto un menor coste unitario por vatio instalado. Esto podría llevarnos a pensar que serán estas empresas las que presenten mejores retornos de las inversiones, pero la realidad es que, al estar sujetas a tarifas 6.X, tienen un coste total de la energía en términos de €/kWh muy ajustado, por lo que el ahorro por kWh generado es menor que en otras tarifas.

Además, en algunos casos, estas industrias son energéticamente tan intensivas que la superficie de la que disponen no logra acoger toda la potencia fotovoltaica que les convendría, que puede llegar a ser de varios megavatios.

• **Administraciones públicas**

Como vía de promoción del autoconsumo y cumpliendo así una función ejemplarizante que se les exige en las directivas en materia de eficiencia energética, las administraciones públicas están comenzando desarrollar y aplicar sistemas de autoconsumo. Algunos ayuntamientos como los de Logroño, Barcelona, Valladolid o Sabadell, entre otros, llevan ya algún tiempo incorporando instalaciones de autoconsumo a algunos de sus edificios municipales, mientras que otros como el L'Alcudia o Badalona se ha incorporado recientemente a esta lista de ayuntamientos embajadores del autoconsumo. Además, otros muchos contemplan estas acciones dentro de sus estrategias municipales para la sostenibilidad, estando en fase de planteamiento y estudio de posibles instalaciones.

En cuanto a los hábitos de consumo, en estas edificaciones, el grueso de las actividades se realiza en las horas diurnas, por lo que la tecnología fotovoltaica resulta especialmente adecuada, siendo más idóneo el acoplamiento de las curvas de generación y demanda.

Es imprescindible mencionar también en este sector la normativa establecida por el Real Decreto 235/2013, por la cual, a partir del 31 de diciembre de 2018, todos los edificios públicos de nueva construcción que sean de titularidad pública, deberán tener un consumo de energía casi nulo, siendo cubierto ese consumo restante por energía procedente de fuentes renovables.

• **Centros educativos**

Al igual que las Administraciones Públicas, los horarios de los centros educativos suelen ajustarse bastante a los periodos de generación fotovoltaica, por lo que los hace aptos para este tipo de autoconsumo. Del mismo modo, estos centros se suelen ubicar en construcciones con amplias cubiertas sin uso.

En muchos de los centros también se realizan este tipo de instalaciones de autoconsumo para servir de fuente de información sobre esos sistemas, más allá del ahorro económico y consumo de energías limpias, con el objetivo de promoverlos. Este es el caso de muchas escuelas técnicas, como es el caso de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León o la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM).

El futuro en este nicho es, por tanto, bastante prometedor, como deja patente la apuesta de Alicante, donde se prevé incluir sistemas de autoconsumo fotovoltaico en 33 de los 54 colegios públicos existentes.

• **Hospitales**

Según datos recientes, el consumo eléctrico medio anual de un hospital se aproxima a los 24 MWh por cama, situando a los centros hospitalarios como grandes centros de consumo. Para un hospital de 200 camas, el consumo medio sería de 4.800 MWh/año y de 12.000 MWh/año si hablásemos de un gran centro con 500 camas.

Las grandes superficies disponibles en la cubierta y los altos consumos hacen que el autoconsumo fotovoltaico sea una buena opción para conseguir ahorros energéticos en este tipo de centros.

Con sus respectivas instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, el hospital Mateu Orfila de Menorca prevé un ahorro de 45.000 euros anuales, con un sistema sobre cubierta de 395 kW de potencia y el Hospital de Inca en Mallorca, unos 32.000 euros anuales con un sistema de 117 kWp.

• **Polideportivos**

Las instalaciones deportivas, al disponer generalmente de grandes superficies de cubierta - en los polideportivos cerrados- y de horarios de actividad diurnos, son susceptibles de instalar autoconsumo fotovoltaico. Del mismo modo, también son susceptibles de ello los polideportivos abiertos, pudiendo instalar el sistema fotovoltaico en las pérgolas que dan sombra a las gradas.

Para un polideportivo que funcione 4.500 h/año, el consumo eléctrico es sitúa en 1.200 MWh/año. Este consumo viene principalmente generado por el alumbrado, climatización, deshumidificación y, en el caso de disponer de piscinas, por el consumo de las bombas de aguas, que podría ser muy importante.

Un ejemplo es el del Polideportivo Municipal de Torrelodones que, a finales de 2018, instaló un sistema fotovoltaico de 30 kWp. Por otro lado, el Polideportivo Sa Pobla en Mallorca, que podrá ahorrar más de 10.000 euros al año gracias a una instalación de 40 kWp. Además, podemos encontrar muchas instalaciones planificadas que se ejecutarán a lo largo de 2019, como es el caso de las instalaciones promovidas por el Área Metropolitana de Barcelona (AMB) en la Illa Esportiva (Castellbisbal) y el polideportivo Miquel Poblet (Montcada y Reixac).

- **Centros y parques comerciales**

La climatización, iluminación, transporte vertical y sistemas de frío industrial, entre otros, que requieren las grandes superficies comerciales, suponen un gran consumo energético. Para los grandes supermercados e hipermercados, el consumo medio de energía eléctrica por unidad de superficie suele rondar los 300 kWh/m², mientras que, en los centros comerciales, este consumo suele rondar entre los 100 kWh/m² y los 300 kWh/m². A pesar del gran potencial que tienen este tipo de superficies, es verdad que en muchos casos las cubiertas se encuentran parcialmente indisponibles por albergar sistemas de aprovechamiento térmico del sol y sistemas de climatización que ocupan parte de la superficie y generan efectos de sombra.

Un ejemplo de estas instalaciones es el Centro Comercial Parque Melilla, que cuenta con una instalación fotovoltaica de 100 kWp y que se calcula que se amortizará en un período de tan solo 5 años. Del mismo modo, podemos destacar el ejemplo del IKEA de Alcorcón, con 100 kW de potencia nominal.

- **Estaciones de servicio**

A pesar de no contar con grandes consumos –en torno a 120 MWh/año de media-, las estaciones de servicio constituyen un importante segmento de mercado para el autoconsumo. Esto se debe a la idónea localización en las que están ubicadas, normalmente en carretera, en zonas sin grandes edificios cercanos que proyecten sombras y con terrenos colindantes. Además, la curva de carga de este tipo de establecimiento es estable a lo largo del año. Son muchos los ejemplos de estaciones de servicio con autoconsumo fotovoltaico que se pueden encontrar en regiones como Galicia, ya que muchas se acogieron a la Convocatoria de Subvenciones del Instituto

Energético de Galicia para proyectos de Ahorro y Eficiencia en la Industria y servicios del 2016/2017. Las instalaciones, de unos 20 kWp de media, pueden llegar a cubrir hasta el 50% del consumo eléctrico del edificio, traducéndose en una reducción del período de amortización.

- **Sector agrícola**

En numerosas ocasiones, cuando se habla del sector agrícola, el discurso es monopolizado por el regadío. Esto se debe a que el cambio de la forma de riego, que ha pasado del tradicional riego por gravedad al de presión, junto con el aumento de los términos de potencia y energía y la desaparición de las tarifas para riego, han llevado al autoconsumo fotovoltaico a convertirse en una buena alternativa para las explotaciones agrícolas de regadío.

Según datos del sector, recogidos por la Federación Española de Comunidades de Regantes (Fenacore), las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico para el regadío concentran el 25% de la potencia de autoconsumo total a nivel nacional. El consumo eléctrico de estas explotaciones posiciona a los regantes como segundos mayores consumidores de electricidad, únicamente por detrás de Adif.

Según fuentes del sector, se han instalado en los últimos 3 años en el sector agrícola una potencia acumulada de 25 MW. Este incremento se debe también a la caída del coste de las instalaciones, que ha llegado a reducirse hasta un 80%, al igual que las ayudas procedentes de fondos estructurales europeos, que permiten formalizar ayudas a nivel estatal y autonómico, pudiendo cubrir hasta un 65% de la inversión. En 2016, el proyecto europeo Maslowaten, impulsado por la Federación Nacional de Comunidades de Regantes (FENACORE), demostró a los regantes que se puede conseguir un ahorro de hasta el 60% en su

factura energética a través de autoconsumo solar.

En la actualidad, está en proceso de planificación la mayor instalación de autoconsumo agrícola de España, que con 6 MWp, producirá energía eléctrica para su consumo en las estaciones de bombeo de la Comunidad de Regantes del Valle Inferior del Guadalquivir en Sevilla.

Además del regadío, estas instalaciones también tienen aplicación en otras actividades agrícolas tales como invernaderos, explotaciones ganaderas, industria agropecuaria, bodegas, etc.

En este sentido, en el primer Congreso andaluz sobre Agricultura, Energía y Agua, celebrado en marzo de 2018, se recalcaron las ventajas de la utilización de la tecnología fotovoltaica en los invernaderos, que permitirían la implementación de equipos de refrigeración, poco implantados en la actualidad debido al alto coste que suponen en términos de energía eléctrica. Sin embargo, muchas de las cubiertas de estas estructuras no permiten la instalación de paneles convencionales, siendo necesarios paneles flexibles y ligeros para las mismas.

También podemos encontrar varios ejemplos en el ámbito de las bodegas y no solo en las zonas más soleadas del país, si no también el norte. Este es el caso de dos instalaciones proyectadas para las bodegas Terras Gauda y La Val, de 80 kW y 25 kW. A mayor escala, podemos citar el caso de las Bodegas Familiares Matarromera que entre todas sus instalaciones fotovoltaicas suman una potencia aproximada de 1 MW y que sirven para cubrir en torno al 30% de los consumos derivados de sus almaras, destilerías, instalaciones de extracción de polifenoles, etc.

LÍNEAS DE APOYO Y BONIFICACIONES

Cuando se analiza el potencial del autoconsumo en España, es llamativo que el número de instalaciones realizadas hasta la fecha no sea sensiblemente mayor. Como ya se ha mencionado anteriormente, este mercado se ha visto frenado en gran parte por el contexto regulatorio desfavorable, en particular si se compara con otros países europeos.

Sin embargo, el daño sufrido en este sector también ha derivado de la mala prensa que se le ha dado en los últimos años, sobre todo, en lo referente al cargo por la energía autoconsumida, conocido popularmente como “impuesto al sol”. Esto ha provocado una reticencia de los usuarios a sumarse al autoconsumo energético y ha sembrado en la población la idea de que era una actividad cara e incluso ilegal.

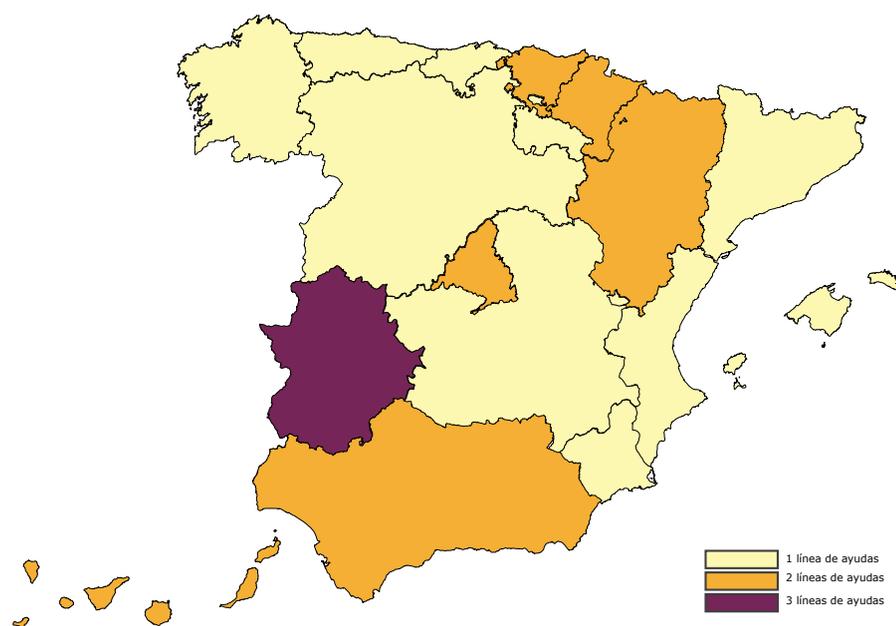
Por otra parte, pese a que los bajos precios de la tecnología fotovoltaica permiten períodos de amortización y tasas de retorno muy atractivos, la inversión inicial puede suponer una barrera para aquellos usuarios que no dispongan de la solvencia necesaria. En estos casos, además de la financiación bancaria o de la propia compañía epecista, las líneas de apoyo estatales pueden ser de gran ayuda para afrontar el coste de la instalación. Gran parte de estas líneas de fomento de la inversión en energías renovables se estructuran como ayudas a fondo perdido. El inconveniente de estas subvenciones es el riesgo de desvirtualización del mercado, sobre todo cuando se trata de tecnologías plenamente competitivas. Por este motivo, actualmente están cogiendo más fuerza las fórmulas tipo bonificaciones o deducciones fiscales, que generan mucho interés y animan al mercado.

SUBVENCIONES

Debido a la organización del Estado español, los fondos públicos destinados a las ayudas a las energías renovables, normalmente son de carácter regional, con lo que son los distintos gobiernos autonómicos los que crean los programas de incentivos.

En líneas generales, la mayoría de las ayudas de las comunidades se apoyan en financiación del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), con lo que sus bases suelen ser similares, si bien es cierto que cada una tiene sus particularidades. A continuación, se muestra un resumen de las principales ayudas ofrecidas en las distintas comunidades para la promoción del autoconsumo fotovoltaico.

FIGURA 1: MAPA DEL NÚMERO DE LÍNEAS DE AYUDAS AL AUTOCONSUMO ABIERTAS EN 2018.



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de las convocatorias autonómicas.

• Andalucía

La Junta de Andalucía, a través de la Agencia Andaluza de la Energía, ofrece distintas ayudas para el autoconsumo fotovoltaico. Entre ellas, las instalaciones en viviendas residenciales se ven afectadas por la línea de ayudas de Construcción Sostenible. Esta línea de ayudas ofrece un incentivo del 35% de la inversión en el caso general, un 40% si existe integración arquitectónica, y un 45% si existe integración y se autoconsume más del 70% de la energía¹.

Para instalaciones en empresas pequeñas y medianas, la línea de ayudas PYME Sostenible ofrece ayudas de entre el 25% y el 50% del coste de inversión en proyectos de autoconsumo².

• Aragón

Durante 2018, Aragón ha aprobado dos convocatorias de ayudas en las que se eran subvencionables proyectos de autoconsumo fotovoltaico. Una de ellas, cofinanciada por el fondo FEDER, abría la ventana al autoconsumo a todo tipo de beneficiarios (empresas, particulares, instituciones locales...) durante un mes (mayo-junio). La dotación económica de esta convocatoria superaba los 4,5 M€³.

La segunda línea, todavía abierta, se encuadra en el programa LEADER de Desarrollo Rural, por lo que se enfoca en el sector de las pymes. La cuantía total de esta convocatoria asciende a los 14 M€ entre todas sus líneas de proyectos subvencionables⁴.

• Asturias

En Asturias, en 2018, se han dado ayudas para la instalación de sistemas de aprovechamiento de energías renovables y la incorporación

1. Línea de construcción sostenible
2. Línea de pyme sostenible
3. Orden EIE/821/2018
4. Orden DRS/1767/2018

de medidas de ahorro y eficiencia energética por valor de 1,2 M€. Entre estas actuaciones subvencionables se encuentra la realización de instalaciones fotovoltaicas aisladas⁵.

• Islas Baleares

En las Islas Baleares se publicó en 2018 una línea de ayudas al autoconsumo dirigido a administraciones locales y entidades públicas, integrado en el Programa Operativo FEDER.

La cuantía de la subvención se establecía en un 60% del valor admisible de la inversión, teniendo este un tope de 1,5€/Wp, salvo en el caso de instalaciones aisladas de red. En este último supuesto, se establece una cuantía máxima de subvención de 30.000€⁶.

• Islas Canarias

En las Islas Canarias se abrieron, en 2018, dos líneas de apoyo a la eficiencia energética y el uso de energías renovables, cofinanciadas con FEDER en el ámbito del Programa Operativo de Canarias. Ambas convocatorias se diferencian, principalmente, en el tipo de beneficiario, planteándose una para cabildos y ayuntamientos⁷ y otra para empresas y edificios residenciales⁸.

• Cantabria

En el año 2018, se abrieron en Cantabria ayudas para la promoción de las energías renovables por valor de 900.000€, pudiendo obtener, tanto empresas como particulares, hasta un 40% de subvención sobre los costes de inversión de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico⁹.

• Castilla - La Mancha

5. Resolución de 20 de junio de 2018
6. Resolución de 24 de mayo de 2018
7. Orden de 24 de abril de 2018
8. Orden de 4 de mayo de 2018
9. Orden INN/4/2018

En Castilla-La Mancha las ayudas al autoconsumo se han enfocado en propietarios de viviendas unifamiliares y edificios, que pueden beneficiarse de subvenciones de hasta el 40% (siempre que no se supere el umbral máximo de 12.000€). El total del programa de mejora de la eficiencia energética y sostenibilidad, tiene un presupuesto para el año 2018 de 1.186.783€¹⁰.

• Castilla y León

En Castilla y León, durante el año 2018, las subvenciones a las energías renovables se han dirigido al sector empresarial, agrícola y ganadero. La cuantía de la subvención, con una dotación total de casi 1,5M€, oscilaba entre el 25% y el 40%, según el proyecto¹¹.

• Cataluña

Las ayudas a la rehabilitación de edificios residenciales en Cataluña, en las que se incluyen proyectos de energías renovables, ascendieron a los 8,8M€ en la convocatoria de 2018. Las actuaciones para la mejora de la eficiencia energética y la sostenibilidad, en las que se encuadran las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, se beneficiaron de una cuantía subvencionable de hasta el 40% del presupuesto protegible con un máximo de 3.000 euros/vivienda¹².

• Comunidad Valenciana

El Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE), en la Comunidad Valenciana, para el año 2018, convocó ayudas específicas para el fomento de las instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica, para entidades públicas como empresas privadas. Estas ayudas eran de carácter reembolsable, por lo que se estructuraron como préstamos bonificados al 0% de interés¹³.

10. Orden 88/2018, de 4 de junio

11. Orden de 10 de octubre de 2018

12. Resolución TES/1264/2018, de 20 de junio

13. Resolución de 3 de mayo de 2028

El importe máximo a la línea presupuestaria es de 2,4M€ con un importe máximo del préstamo de 500.000€.

• Extremadura

En Extremadura, durante 2018, se abrieron 3 líneas diferentes con ayudas al autoconsumo:

- Ayudas a la mejora y modernización de regadíos, específicas, por tanto, para Comunidades de Regantes. Esta línea, con un importe total de 9M€, se divide en tres convocatorias: 2018, 2019 y 2020, siendo la anualidad de 2018 de 0€. El porcentaje subvencionable asciende hasta el 80%¹⁴.
- Ayudas destinadas a actuaciones de ahorro y eficiencia energética para microempresas, pymes, entidades locales y ESEs. El porcentaje subvencionable es del 40% para instalaciones de autoconsumo conectadas o aisladas¹⁵.
- Ayudas destinadas a instalaciones de energías renovables, tanto para particulares como empresas e instituciones locales. En el caso de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, esta línea solo subvenciona las instalaciones de carácter aislado, con una limitación de potencia de 5kWp si se trata de nuevas instalaciones en vivienda. El porcentaje subvencionable es del 40% para este tipo de instalación, salvo para municipios y entidades locales menores, en cuyo caso se incrementa hasta el 80%¹⁶.

• Galicia

El pasado año se publicó la convocatoria de ayudas para la realización de auditorías energéticas, implantación de sistemas de gestión, y proyectos de ahorro y eficiencia energética en las empresas de los sectores industria, ser-

14. Orden de 16 de marzo de 2018

15. Orden de 18 de julio de 2018

16. Orden de 24 de julio de 2018

vicios y agrícola primario.

Para ser beneficiario de esta línea de ayudas, debe demostrarse que la instalación está diseñada de modo que prácticamente la totalidad de la energía generada sea autoconsumida y el ahorro energético conseguido supere el 20%.

La intensidad máxima de estas ayudas es del 35% como norma general, pudiendo aumentar un 20% en empresas pequeñas y un 10% en empresas medianas¹⁷.

• La Rioja

En 2018, se aprobaron subvenciones destinadas al Programa de promoción de las energías renovables, el ahorro y eficiencia energética y la protección del medio ambiente en La Rioja.

De estas ayudas pudieron beneficiarse empresas y organizaciones públicas, semipúblicas y privadas, obteniendo subvenciones del 45% al 65% de la instalación en función del tamaño de la empresa¹⁸.

• Comunidad de Madrid

La Comunidad de Madrid abrió durante 2018 dos convocatorias de ayudas al autoconsumo energético, una de ellas enfocada a empresas (primordialmente extractivas y manufactureras)¹⁹ y otra centrada en el sector residencial²⁰. La intensidad de la subvención se fijó en ambos casos en el 30% del importe incentivable, estableciéndose un límite máximo de la ayuda de 50.000€ en la primera y de 15.000€ en la segunda. Cabe citar que la segunda convocatoria mencionada, a pesar de convocarse en 2018, ha abierto el plazo de solicitud en 2019.

• Murcia

En Murcia, dentro de la convocatoria de subvenciones destinadas a la rehabilitación de

17. Resolución de 26 de diciembre de 2017

18. Resolución de 4 de abril de 2018

19. Acuerdo de 10 de julio de 2018

20. Extracto de 10 de diciembre de 2018

edificios y viviendas, como parte del Programa 1, se incluyen las actuaciones en materia de energías renovables. La cuantía máxima de la subvención se establecía, con carácter general, en el 40% del coste de la actuación, con un límite de 12.000€ por vivienda unifamiliar y de 8.000€ por vivienda en edificios²¹.

• Navarra

La comunidad de Navarra estableció en 2018 dos líneas de ayudas para entidades locales²² y entidades sin ánimo de lucro²³ en el ámbito de la eficiencia energética, la implementación de energías renovables y el impulso de la movilidad sostenible. La intensidad de la subvención se establece en un 50% en el caso de entidades locales y en un 30% en la línea dirigida a entidades sin ánimo de lucro.

• País Vasco

En 2018 se aprobó en el País Vasco una convocatoria de ayudas dedicada específicamente a sistemas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables y enfocada a Empresas de Servicios Energéticos (ESEs), que contemplaba instalaciones conectadas a red de hasta 1 MW. La cobertura económica sobre el coste de referencia era del 30%, hasta un máximo de 100.000 €²⁴.

Además, en el cuarto trimestre, se abrió otra convocatoria, dirigida a empresas y organizaciones que llevaran a cabo, en polígonos industriales, acciones en el marco de la eficiencia energética y el uso de energías renovables. Las ayudas cubren el 65% sobre el coste de referencia tanto para instalaciones aisladas como conectadas²⁵.

Entre las dos convocatorias sumaron 1,9M€ de presupuesto.

21. Orden de 26 de octubre de 2018

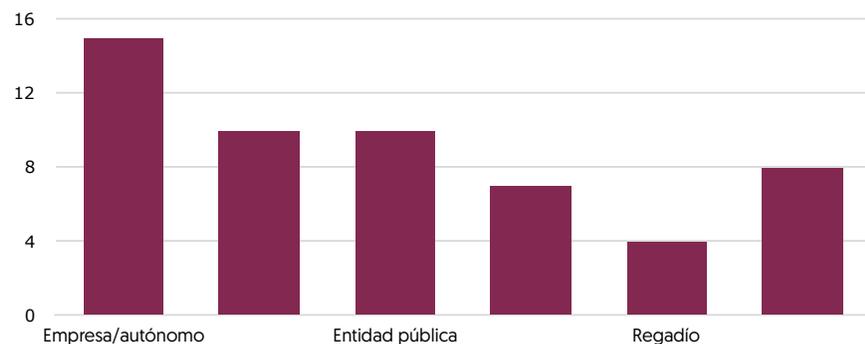
22. Resolución 53E/2018, de 18 de abril

23. Resolución 177E/2018, de 23 de agosto

24. Resolución de 20 de abril de 2018

25. Resolución de 3 de agosto de 2018

FIGURA 2: NÚMERO DE LÍNEAS EN LAS QUE ESTÁN PRESENTES LOS DIFERENTES SEGMENTOS BENEFICIARIOS EN LAS CONVOCATORIAS ABIERTAS EN 2018.



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de las convocatorias autonómicas.

Durante la primera mitad de 2019, también se han abierto líneas de promoción del autoconsumo en prácticamente la totalidad de las CC.AA., lo que sugiere que, a corto plazo, este sistema de promoción del autoconsumo va a seguir vigente.

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.

Sin embargo, tras analizar más de 100 municipios de las 17 CC.AA., podemos extraer información de la tipología de impuestos en los que se aplican dichas bonificaciones y de la intensidad de las mismas.

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).

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 de Actividad Económica, dirigidas, por tanto, al segmento empresarial. Este es el caso de Guadalajara, por ejemplo, con una intensidad de la deducción del 50%.

Del mismo modo, se pueden encontrar bonificaciones por inversiones en instalaciones de energías renovables en el Impuesto de Sociedades (IS), como en la Comunidad Foral de Navarra.

En esta comunidad, las inversiones realizadas en instalaciones vinculadas a la actividad económica de la entidad para la incorporación de un sistema de autoconsumo para uso térmico o eléctrico, dan derecho a practicar una deducción del 15 por 100 del importe de la inversión, siempre que se cumplen las condiciones recogidas en la normativa.

Este porcentaje ascenderá al 25% en el caso de utilización de la tecnología fotovoltaica, por no generar emisiones de gases de efecto invernadero, pudiendo incrementarse hasta el 30 por 100, en los siguientes supuestos: (i) si la instalación cuenta con un sistema de acumulación con capacidad mayor de 2kWh, (ii) si se trata de una inversión en microrredes con dos fuentes de energía renovable diferentes y (iii) si se trata de una inversión en autoconsumo compartido.

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



5

**Anpier, una
asociación
comprometida
con la generación
renovable
y social**

5.1.

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.

Los principales objetivos **ANPIER** son:

- 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.

ACCIONES

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, donde contamos con una delegación estable. Fortalecemos nuestras relaciones con la Administración estatal y el Ministerio que asume las competencias de energía, así como con todos los Gobiernos autonómicos, organismos reguladores, Partidos Políticos, Grupos Parlamentarios, asociaciones sectoriales y organizaciones orientadas a la mejora de las condiciones energéticas y medioambientales.

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

ANPIER desarrolla diferentes actividades encaminadas a lograr que se respeten los derechos legítimos de los productores de energía solar fotovoltaica y al impulso de la generación social-renovable a través de publicaciones, jornadas divulgativas y formativas, patrocinios, concursos para la promoción del talento, actos reivindicativos y campañas de comunicación social.

Una asociación volcada en dar respuestas y soluciones a sus socios, al sector y a la sociedad. Emitimos continuamente, de manera

proactiva, información de interés a través de los medios, de nuestra web o de nuestras redes sociales. Ofrecemos respuestas a todas las dudas e inquietudes que les surgen a nuestros asociados, tanto a través de circulares generales o territoriales, como, de manera directa y personalizada a cada socio que requiera asistencia técnica, jurídica, fiscal o de cualquier otra índole.

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

EQUIPO

ANPIER cuenta con un equipo humano orientado a dar el mejor servicio, profesionales especializados en el ámbito de las energías renovables, y comprometido con los objetivos de la asociación y del sector. La dedicación del equipo que forma la asociación es un ejemplo de entrega a una labor y a una causa.

Dto. de Administración:

María José Urbaneja Sánchez

Dto. jurídico:

Sara Molina Castillo

Dto. Economía y Delegada en Bruselas:

Laura Garau

Dto. Ingeniería:

Miguel Martínez Tomás

Dto. Audiovisual:

Ignacio del Pozo García

Asesor jurídico:

Juan Castro-Gil Amigo

Asesor fiscal

Fernando Berenguer López

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.

DELEGADOS TERRITORIALES:

Andalucía: Miguel Carra Vilar
Aragón: Jorge Edo Albácar
Asturias: Fernando de la Hoz Elices
Cantabria: Alberto Javier Cuartas Galván
Castilla y León: Alberto Nieto Vivas
Castilla-La mancha: Francisco Pérez Abietar
Cataluña: Albert Mases Pelegrí
Comunidad de Valencia: Lluís Calatayud i Pla
Extremadura: Juan José López Vivas
Galicia: Antonio Cordoní Porto
Islas Baleares: José Francisco Vallcaneras Martínez
La Rioja: Jorge García Domínguez
Madrid: Jorge Puebla García
Navarra: Juan Antonio Cabrero Samaniego
País vasco: Julián Lana Iturmendi
Región de Murcia: Santiago Martínez Gabaldón

Tesorero

Lluís Calatayud i Pla

Vocales

Francesc Selga Calvet
 Jorge Edo Albácar
 Francisco Pérez Abiétar
 Manuel Pérez Más

Secretario

Juan Castro-Gil Amigo

Vicepresidente

Juan Antonio Cabrero Samaniego

Presidente

Miguel Ángel Martínez-Aroca Pérez

SEDE

Agustín de Betancourt, 17 - 8ª
 Planta 28003 Madrid
 Teléfono: 91 133 68 77
 Mail: info@anpier.org
 www.anpier.org
 Redes:



Agradecimientos:

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 Kill Draper, por su labor de maquetación; a Red Eléctrica de España, Comisión Europea y CEMSOLAR por la cesión de algunos de los gráficos.



El futuro renovable en tus manos.