



# ENERGÍAS RENOVABLES

244  
Septiembre 2025

www.energias-renovables.com @ERenovables

## Comunidades Energéticas

659 en toda España,  
64 en Navarra,  
3 en Murcia

Repasamos las  
Estadísticas IRENA  
2025 de las Energías  
Renovables



Aquí están los  
municipios que  
más ayudas dan al  
autoconsumo



Entrevista a Joan  
Groizard, secretario  
de Estado de Energía



Somos

# HACCIONISTAS







244

## Número 244 Septiembre 2025

Foto de portada de Ampere Energy

### Se anuncian en este número

AMPERE ENERGY.....	37	ENERCOOP.....	31
APSYSTEMS.....	9	EFINTEC.....	15
ARÇ COOPERATIVA.....	29	EIFFAGE ENERGÍA SISTEMAS.....	2
BORNAY.....	4	KOSTAL.....	51
CONTIGO ENERGÍA.....	64	SALTOKI.....	55
CUMBRE COMUNIDADES		SONNEN.....	17
ENERGETICAS DE UNEF.....	13	TBB POWER.....	63
DTBIRD.....	11		

### ■ PANORAMA

La actualidad en breves	6
Entrevista a <b>Joan Groizard</b> , secretario de Estado de Energía	18
El siglo de Asia	22

### ■ COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Cada dos días nace una comunidad energética en España	26
II Cumbre de Comunidades Energéticas de UNEF:	
<b>Participación y financiación, principales retos</b>	32
(+Entrevista a <b>Paula Santos</b> , Directora de Comunidades Energéticas y responsable de Electrificación de UNEF)	
<b>Gipuzkoa, la referencia de las comunidades energéticas</b>	34
(+Entrevista a <b>José Ignacio Asensio</b> , diputado de Sostenibilidad de Gipuzkoa)	

Entrevista a <b>José Luis Pascual</b> , director general de la Agrupación Europea De Cooperación Territorial Duero-Douro (AECT)	38
Un modelo de <b>proximidad</b> : el <b>Grupo Enercoop</b> y las comunidades energéticas	40
<b>Arç Coop</b> . Aseguramos las comunidades energéticas con tus <b>valores</b>	42
<b>Aiguasol</b> . La necesidad de <b>impulsar</b> comunidades energéticas	44
<b>Ampere Communities</b> : cuando la energía compartida se vuelve <b>inteligente</b>	46

### ■ AUTOCONSUMO

Estos son los ayuntamientos que apuestan por <b>más sol y menos impuestos</b>	48
(+Entrevista a <b>María Manzano</b> , técnica de la Fundación Renovables)	

### ■ FOTOVOLTAICA

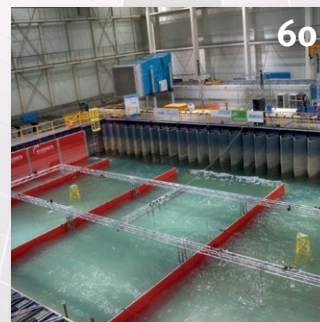
Los precios <b>cero y negativos</b> en 2025	52
---	----

### ■ GEOTÉRMICA

Europa ahonda en su <b>subsuelo</b> para captar más energía geotérmica	56
--	----

### ■ ENERGÍAS MARINAS

La <b>impronta cántabra</b> en el planeta agua	60
(+Entrevista a <b>Francisco Royano</b> , director de Transferencia Tecnológica de IHCantabria (Instituto de Hidráulica Ambiental. Universidad de Cantabria))	



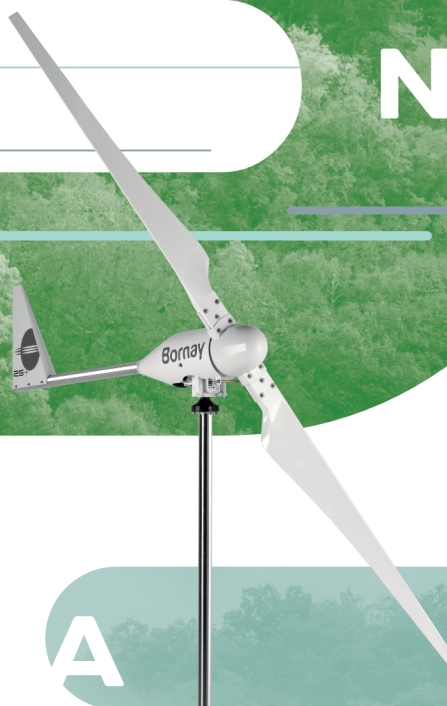
B



O

R

N



Bornay promueve la **responsabilidad humana** para conseguir un planeta sostenible. Sol y viento, los productores naturales de energía, se convierten en los mejores aliados de aerogeneradores y placas fotovoltaicas.

A

Y

**Bornay** 

Aerogeneradores y fotovoltaica | +34 965 560 025 | [bornay@bornay.com](mailto:bornay@bornay.com)  
[www.bornay.com](http://www.bornay.com)



## En verano siempre ha hecho calor

**E**n 1989, en una de las primeras ruedas de prensa a las que asistí, pregunté a Santiago Marraco, director del desaparecido Icona, si creía que debería haber más personas en la cárcel por provocar incendios. Nunca antes se habían contabilizado tantos, más de 20.000, que habían arrasado 410.000 hectáreas. Prácticamente las mismas que este año hasta finales de agosto. Marraco dijo que sí, pero que era difícil encontrar a los responsables, y más difícil aún conseguir pruebas sólidas que los incriminaran.

La mitad de la superficie quemada aquel año 1989 ardió en Galicia. De hecho, la serie histórica demuestra que Galicia es la comunidad autónoma donde más incendios se producen y donde más superficie se quema año tras año. También en 2025. Con los datos del sistema Copernicus que se conocían a finales de agosto, en Galicia habían arido 160.000 hectáreas, seguida muy de cerca por Castilla y León, con 155.000.

En plena disputa política por la gestión de los incendios, Alberto Núñez Feijóo –que, por cierto, fue presidente de la Xunta de Galicia desde 2009 hasta 2022– presentó 50 medidas entre las que destacaba un registro de pirómanos a los que se obligaría a llevar una pulsera telemática para tenerlos localizados. Pero esos pirómanos deben de ser más bien pocos. A juzgar por los datos del Ministerio del Interior solo un 7% de los incendios son causados por pirómanos. Y según la Memoria de la Fiscalía General del Estado de 2024 solo el 19% fueron incendios intencionados.

“En verano ha hecho calor siempre, así que no nos da miedo”, decía una señora en un informativo de televisión a principios de agosto. Habían sacado el micrófono a la calle para tomar la temperatura de la gente al inicio de la ola de calor de agosto, que se alargó durante 16 días, con temperaturas superiores a los 45 grados. Ha sido una de las tres peores olas de calor en España en los últimos 50 años.

Las televisiones, que presumen de tener equipos de detección de bulos, son a veces las primeras que los difunden. Nuestros recuerdos climáticos –es una obviedad que en España siempre ha hecho calor en verano– tienen las patas muy cortas. Pero lo que dice la ciencia no es solo que hace calor en verano: es que cada año hace más calor. Y que la tendencia es muy preocupante. Porque los fenómenos extremos debidos al cambio climático serán cada vez más intensos y más frecuentes. Es lo mismo que dijeron tras la dana de Valencia.

Los pirómanos más peligrosos son los que desprecian la realidad del cambio climático. Y cuando esos pirómanos tienen responsabilidades políticas el resultado es una gestión nefasta que deriva en miles de hectáreas arrasadas y, lo que es peor, muertes entre quienes tratan de combatir las llamas. “Lo que necesitamos en este país es un registro de negacionistas climáticos”, decía la portavoz de Sumar, Verónica Barbero. No podemos estar más de acuerdo.

Y entre las mejores soluciones para luchar contra el cambio climático está abandonar de una vez por todas los combustibles fósiles y apostar por las renovables. Por ejemplo, por la biomasa, como ha reclamado estos días el Instituto de la Ingeniería de España, que ha solicitado a las Administraciones “la perentoria ejecución de las medidas de gestión forestal necesarias para reducir la combustibilidad de nuestros montes”. El uso de la biomasa permitiría construir nuevas redes de calor y permitiría impulsar “la gestión forestal activa” para conseguir territorios más resilientes ante los incendios.

El cambio climático es real. Lo dice la ciencia. Y necesitaremos más medios, más coordinación y mejor política para adaptarnos a lo que se nos viene encima. Algo para lo que no están preparados los pirómanos más peligrosos. Esos que se conforman con decir que siempre ha hecho calor en verano.



*Luis Merino*

### SOCIOS FUNDADORES

Pepa Mosquera y Luis Merino

### DIRECTOR

Luis Merino

lmerino@energias-renovables.com

### REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.

abarrero@energias-renovables.com

### REDACCIÓN

Celia García-Ceca

celia@energias-renovables.com

Manuel Moncada

manuelmoncada@energias-renovables.com

### DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel

trazas@telefonica.net

### COLABORADORES

Paloma Asensio, Alba Luke, Anthony Luke,

Javier Rico, Hannah Zsolos

### CONSEJO ASESOR

Mar Asunción

Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa

Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Mercedes Ballesteros

Directora de Energías Renovables del Ciemat (Centro de Investigaciones

Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)

Rafael Benjumea

Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf)

Javier Díaz

Presidente de la Asociación Española de Valorización

Energética de la Biomasa (Avebiom)

Oleguer Fuentes,

Presidente de la Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT)

Javier García Brea

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

Responsable del Área de Investigación e Incidencia

y del Área de Cambio Climático y Energía de Greenpeace España

Santiago Gómez Ramos

Presidente de la Asociación de Empresas

de Energías Renovables (APPA)

Miguel Ángel Martínez-Aroca

Presidente de la Asociación Nacional de Productores

de Energía Fotovoltaica (Anpier)

Carlos Martínez Camarero

Secretaría de Sostenibilidad Medioambiental de CCOO

Emilio Miguel Mitre

Director de Urban Climate Economy

Joaquín Nieto

Exdirector de la Oficina de la OIT (Organización

Internacional del Trabajo) en España

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

### REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1 Dcha.

28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)

Tel: +34 91 663 76 04

### SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

### PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04

publicidad@energias-renovables.com

advertising@energias-renovables.com

Imprime: Aries

Depósito legal: M. 41.745 – 2001 ISSN: 1578-6951



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN

Nosotros usamos energía verde de



Triodos Bank

Trabajamos con Triodos Bank, el banco de las energías renovables.

## ■ INFORME *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2024*

# Los cuellos de botella y los aranceles podrían aumentar los costes de los proyectos renovables

**Aunque se espera que los costes sigan reduciéndose a medida que las tecnologías maduran y las cadenas de suministro se fortalecen, el informe sobre los costes de la generación de energía renovable en 2024 señala que siguen existiendo retos a corto plazo. La geopolítica, los aranceles, los cuellos de botella en las materias primas y la evolución de la dinámica de la fabricación, especialmente en China, plantean riesgos que podrían aumentar temporalmente los costes. Así lo señala el último informe de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena) sobre los costes de la generación de energía renovable en 2024, que destaca la ventaja en precios de las energías renovables frente a los combustibles fósiles.**

**E**l último informe de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena) confirma que las energías renovables mantuvieron su ventaja en cuanto a precios frente a los combustibles fósiles, con descensos de costes impulsados por la innovación tecnológica, las cadenas

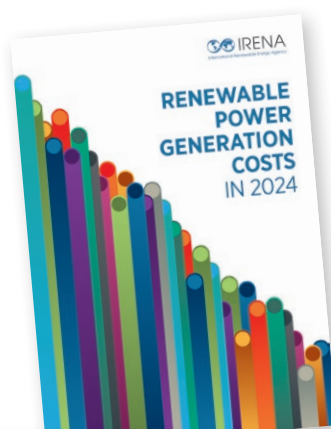
de suministro competitivas y las economías de escala. En 2024, la energía eólica era un 53 % más barata y la solar fotovoltaica un 41 % más barata. Es decir, Irena señala que la energía eólica terrestre siguió siendo la fuente más asequible de nueva electricidad renovable, con 0,034 dólares/kWh, seguida de la energía solar fotovoltaica, con 0,043 dólares/kWh. Por tanto, “la incorporación de 582 gigavatios de capacidad renovable en 2024 supuso un importante ahorro de costes, al evitar el uso de combustibles fósiles por un valor aproximado de 57.000 millones de dólares”. Desde Irena destacan también un dato muy significativo y es que el 91 % de los nuevos proyectos de energía renovable puestos en marcha el año pasado eran más rentables que cualquier alternativa nueva basada en combustibles fósiles.

Aunque se espera que los costes sigan reduciéndose a medida que las tecnologías maduran y las cadenas de suministro se fortalecen, el informe sobre los costes de la generación de energía renovable en 2024 señala

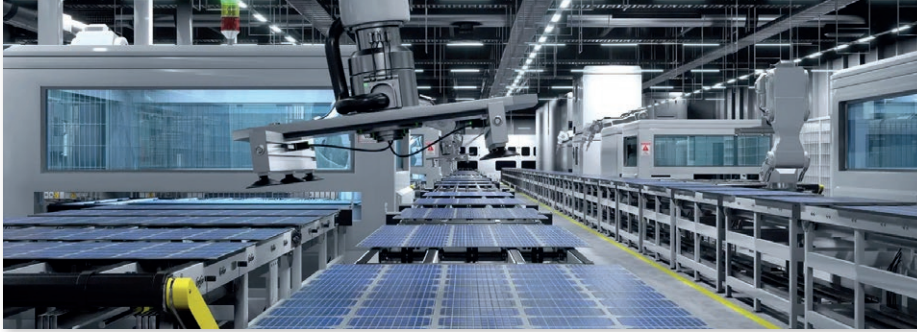
que siguen existiendo retos a corto plazo. Los cambios geopolíticos, incluidos los aranceles comerciales, los cuellos de botella en las materias primas y la evolución de la dinámica de la fabricación, especialmente en China, plantean riesgos que podrían aumentar temporalmente los costes. “Es probable que los costes más elevados persistan en Europa y América del Norte, impulsados por retos estructurales como los retrasos en la concesión de permisos, la capacidad limitada de la red y los mayores gastos de equilibrio del sistema. Por el contrario, regiones como Asia, África y América del Sur, con tasas de aprendizaje más sólidas y un alto potencial renovable, podrían experimentar pronunciadas reducciones de costes”.

El secretario general de las Naciones Unidas, António Guterres: “la energía limpia es economía inteligente. Las energías renovables están en auge, la era de los combustibles fósiles se está desmoronando, pero los líderes deben eliminar las barreras, generar confianza y liberar la financiación y la inversión. Las energías renovables están iluminando el camino hacia un mundo con energía asequible, abundante y segura para todos”.

Por su parte, el director general de Irena, Francesco La Camera, señala que “la competitividad de las energías renovables en términos de costes es una realidad hoy en día. Si se tienen en cuenta todas las energías renovables actualmente en funcionamiento, los costes de combustibles fósiles evitados en 2024 alcanzaron los 467.000 millones de dólares. Las nuevas energías renovables superan a los combustibles fósiles en términos de costes, lo que ofrece una vía clara hacia una energía asequible, segura y sostenible. Este logro es el resultado de años de innovación, orientación política y mercados en crecimiento. Sin embargo, este progreso no está garantizado. El aumento de las tensiones geopolíticas, los aranceles comerciales y las restricciones en el suministro de materiales amenazan con frenar el impulso y aumentar los costes. Para salvaguardar los beneficios de la transición energética, debemos reforzar la cooperación internacional, garantizar cadenas de suministro abiertas y resilientes, y crear marcos políticos y de inversión estables, especialmente en el Sur Global. La transición a las energías renovables es irreversible, pero su ritmo y equidad dependen de las decisiones que tomemos hoy”.







## MÁS SOBRE EL INFORME

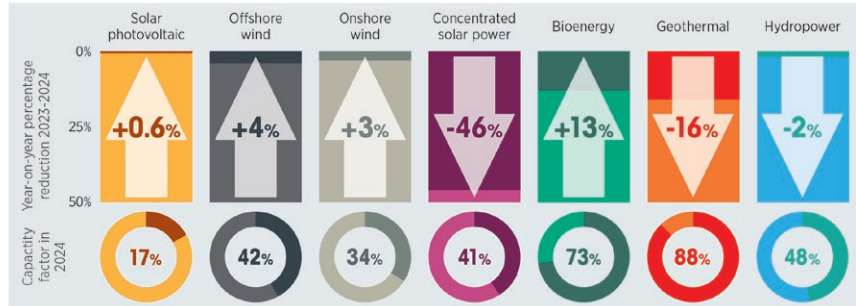
El informe de Irena también analiza los factores estructurales que influyen en los costes y las condiciones del mercado que determinan la inversión en energías renovables, concluyendo que es esencial contar con marcos de ingresos estables y predecibles para reducir el riesgo de inversión y atraer capital. Defienden que instrumentos como los acuerdos de compra de energía (PPA) desempeñan un papel fundamental a la hora de acceder a financiación asequible, mientras que los costes de integración se están convirtiendo en una nueva limitación para el despliegue de las energías renovables. “Cada vez más, los proyectos eólicos y solares se retrasan debido a los cuellos de botella en la conexión a la red, la lentitud en la concesión de permisos y las costosas cadenas de suministro locales. Esto es especialmente grave en los mercados del G20 y emergentes, donde la inversión en la red debe seguir el ritmo del aumento de la demanda de electricidad y la expansión de las energías renovables”.

El documento pone de relieve que, aunque los costes de generación eólica terrestre eran similares en Europa y África, con alrededor de 0,052 dólares estadounidenses por kWh en 2024, las estructuras de costes variaban significativamente. Los proyectos europeos se basaban en el gasto de capital, mientras que los proyectos africanos soportaban una parte mucho mayor de los costes de financiación. El coste de capital estimado por Irena oscila entre el 3,8 % en Europa y el 12 % en África, lo que refleja los diferentes perfiles de riesgo percibidos.

## EL ALMACENAMIENTO

El coste de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) ha disminuido un 93 % desde 2010, alcanzando los 192 USD/kWh para los sistemas a escala industrial en 2024. Esta reducción se atribuye al aumento de la escala de fabricación, la mejora de los materiales y la optimización de las técnicas de producción. El almacenamiento en baterías, los sistemas híbridos, que combinan energía solar, eólica y BESS, así como las tecnologías digitales, “son cada vez más importantes para integrar las energías renovables variables”. Las herramientas digitales basadas en la inteligencia artificial (IA) están mejorando el rendimiento de los activos y la capacidad de respuesta de la red. Sin embargo, la infraestructura digital, la flexibilidad y la expansión y modernización de la red siguen siendo retos apremiantes, incluso en los mercados emergentes, donde no se puede aprovechar todo el potencial de las energías renovables sin una mayor inversión. ■

## Reducción del LCOE promedio ponderado global y factor de capacidad de las tecnologías de energía renovable a escala de servicio público recién puestas en servicio, 2024



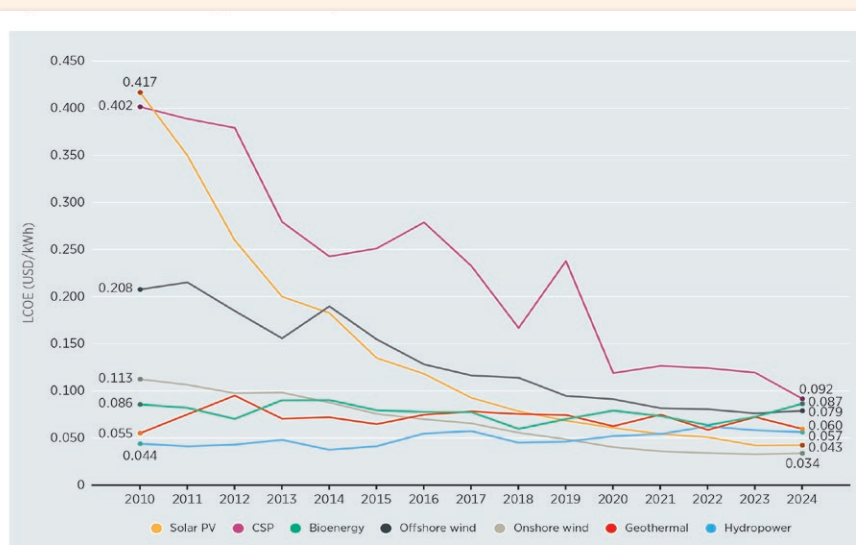
Note: The colour shading indicates the year-on-year percentage LCOE reduction (increase or decrease), starting from top (0%) to bottom (50%).

## Tendencias del costo total instalado, factor de capacidad y LCOE por tecnología, 2010 y 2024

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2024 USD/kW)			(% )			(2024 USD/kWh)		
	2010	2024	Percent change	2010	2024	Percent change	2010	2024	Percent change
Bioenergy	3 082	3 242	5%	72	73	1%	0.086	0.087	1%
Geothermal	3 083	4 015	30%	87	88	1%	0.055	0.060	9%
Hydropower	1 494	2 267	52%	44	48	9%	0.044	0.057	30%
Solar PV	5 283	691	-87%	15	17	13%	0.417	0.043	-90%
CSP	10 703	3 677	-66%	30	41	37%	0.402	0.092	-77%
Onshore wind	2 324	1 041	-55%	27	34	26%	0.113	0.034	-70%
Offshore wind	5 518	2 852	-48%	38	42	11%	0.208	0.079	-62%

Notes: CSP = concentrated solar power; kW = kilowatt; kWh = kilowatt hour; USD = United States dollars.

## Disminución del LCOE de las energías renovables, 2010-2024



Notes: CSP = concentrated solar power; kWh = kilowatt hour; LCOE = levelised cost of electricity; PV = photovoltaic; USD = United States dollar.

## ■ Así es el Pacto de Estado contra el Cambio Climático

**El primer Consejo de Ministros del nuevo curso político ha aprobado el Pacto de Estado contra el Cambio Climático que contiene diez compromisos de las administraciones públicas, entre los que destaca un aumento de los medios para la lucha contra los incendios forestales y su mantenimiento durante los 365 días del año. El Gobierno se compromete así mismo mediante este pacto a crear una Agencia Estatal de Protección Civil y Emergencias.**

**P**edro Sánchez, durante la presentación del Pacto de Estado contra el Cambio Climático ha detallado que el primer compromiso del documento –ya aprobado por el primer Consejo de Ministros del curso político– es el de crear fondos con recursos permanentes, tanto a nivel estatal como también a nivel autonómico, “que sirvan para acelerar la reconstrucción y la recuperación de los municipios y de los paisajes golpeados por estos eventos climáticos”.

Además, para reforzar la coordinación y cooperación entre administraciones, el Gobierno quiere crear además la Agencia Estatal de Protección Civil y de Emergencias que “potencie y garantice el buen funcionamiento del sistema”. “Las gestiones de emergencias son más eficaces desde el punto de vista descentralizado que centralizado”, ha asegurado durante la presentación.

### **LAS DIEZ MEDIDAS, UNA A UNA**

En primer lugar, el Gobierno plantea crear fondos con recursos permanentes, dotados con recursos económicos nacionales y auto-

nómicos, que sirvan para acelerar la reconstrucción y recuperación de los municipios y paisajes golpeados por los eventos climáticos extremos, y para prevenir esta clase de tragedias mediante la financiación de trabajos de limpieza, acondicionamiento y construcción a nivel municipal.

En segundo lugar, “que las Administraciones nos comprometamos a aumentar y mantener a lo largo de todo el año todos los medios técnicos y humanos necesarios para prevenir y combatir los eventos climáticos extremos”. Eso significa contar con cuerpos de bomberos, brigadistas y agentes forestales estables, bien formados y dotados de los vehículos y las tecnologías adecuadas. “Significa apostar por políticas públicas. Y significa entender que de nada sirve ahorrarse un euro en prevención si luego hay que gastarse cien en respuesta y mil en recuperación”, ha añadido.

La tercera propuesta es que las Administraciones se comprometan a “seguir mejorando la coordinación y toma de decisión compartida en situaciones de crisis” y para ello se plantea la creación de “una Agencia Estatal de Protección Civil y Emergencias que potencie y garantice el buen funcionamiento del sistema”.

En cuarto lugar, Sánchez apuntó “avanzar hacia un modelo de gestión forestal adaptado a las realidades sociales, económicas y climáticas del siglo XXI”. Debemos promover la reforestación con bosques mixtos y especies resilientes al fuego, los tratamientos silvícolas preventivos, y el aprovechamiento sostenible de los recursos forestales.

La quinta medida sería “desplegar una Respuesta Nacional de Resiliencia Hídrica destinada a aumentar la capacidad de nuestros pueblos y ciudades para lidiar con inundaciones y sequías”. Debemos aprobar

nuevos Planes Hidrológicos, actualizar la normativa de ordenación del territorio, limitar aún más la edificación en zonas inundables o en riesgo de incendio, y adaptar nuestras infraestructuras al nuevo ecosistema climático.

En sexto lugar, hay que adaptar nuestra legislación y nuestro territorio a unas temperaturas y unas olas de calor que cada año serán más severas y prolongadas y por eso, el Ejecutivo propone “crear una amplia red de refugios climáticos en todo el país”. Asimismo, planteamos extender corredores de sombra e infraestructuras verdes en nuestros núcleos urbanos, crear un sistema de asistencia para personas vulnerables, y establecer nuevos estándares laborales para proteger a los trabajadores del estrés térmico.

La séptima propuesta consiste en “reconocer y potenciar el papel esencial que el mundo rural desempeña en la protección del medioambiente y en la lucha contra los eventos climáticos extremos”. En este punto, el presidente recordó que el Gobierno lleva años desplegando una estrategia global de Reto Demográfico, con recursos y medios, y abogó por seguir desplegando nuevas ayudas económicas e incentivos fiscales, una red de servicios reforzados para estimular el poblamiento, y programas para fomentar el empleo verde, especialmente en bioeconomía y restauración. Del mismo modo, apostó por fortalecer la contribución del sector silvícola a la lucha contra el fuego, las sequías y las lluvias torrenciales.

La octava propuesta es fomentar la agroforestería, la ganadería extensiva, la agricultura regenerativa, el pastoreo dirigido, y el riego eficiente, entre otras prácticas; y el noveno compromiso es el de promover desde las instituciones una cultura cívica de la prevención y la reacción, construyendo sobre iniciativas que ya han conseguido acordarse con todas las comunidades autónomas, como el programa de formación ante emergencias de protección civil que arrancará este curso en todos los centros educativos no universitarios.

En último lugar, es necesario que todas las Administraciones se comprometan a acelerar la transición ecológica y a exigir a la Unión Europea una mayor ambición. “Ha llegado el momento de cumplir con los Acuerdos de París y alcanzar la neutralidad climática antes de 2050. No es un capricho ideológico, ni una estrategia política, es lo único que nos permitirá evitar el desastre medioambiental y legar a nuestros hijos y nietos una España próspera y segura”. ■





# APstorage EZHI

## MICROINVERSION HÍBRIDO

HACE QUE SU SOLUCIÓN  
DE ALMACENAMIENTO DE  
ENERGÍA SOLAR SEA AÚN MÁS  
INTELIGENTE Y EFICIENTE



La solución perfecta  
para su sistema fotovoltaico  
enchufable - **compacta,**  
**potente y fiable.**



En asociación con las principales marcas de baterías

AlphaESS  
your smart energy

DYNES

EPEVER

Hailei®

Huntkey®  
Power Your Dream

PHYLION  
JOYCUBE

PYLONTECH

SOLUNA™

Vami



## ■ Transición Ecológica saca a concurso 3.681 megavatios de acceso de demanda

**El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ya ha convocado los primeros concursos de acceso de demanda a las redes eléctricas. Los concursos se celebran sobre ocho nudos de la red de transporte en Andalucía, Aragón, Castilla-La Mancha, Cataluña, Galicia y País Vasco, sobre los que hay solicitudes de importantes desarrollos industriales, por una capacidad de acceso total de 3.681 MW.**

**E**l proceso de transición ecológica —explican desde el Ministerio— está propiciando una fuerte atracción de proyectos que necesitan acceder a la red eléctrica para materializarse, desde nuevas industrias o transformación de las existentes, hasta centros de procesamiento de datos, pasando por desarrollos urbanísticos, crecimiento de la red ferroviaria, electrolizadores para producir hidrógeno renovable o electrificación de puertos. Y hay —añade el Ministerio— más peticiones de acceso a red que capacidad disponible. “En determinados nudos de la red de transporte de electricidad, el volumen de solicitudes supera la capacidad de absorción disponible, lo que ha provocado

que deban celebrarse concursos para asignar dicha capacidad a las mejores iniciativas”.

Pues bien, habida cuenta de todo ello, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico lanzó el pasado mes de julio los primeros concursos en los siguientes nudos:

- **Andalucía:** Nudos de Cristóbal Colón y de Palos, en Huelva, con 276 MW de capacidad disponible a repartir entre los dos nudos. Son nudos que comparten capacidad y se someten a la vez a concurso.
- **Aragón:** Nudo de Terrer, en Zaragoza, con 410 MW de capacidad disponible.
- **Castilla-La Mancha:** Nudo de Brazatortas, en Ciudad Real, con 1.217 MW de capacidad disponible.
- **Cataluña:** Nudo de Francolí, en Tarragona, con 216 MW de capacidad disponible.
- **Galicia:** Nudo de Nuevo Vigo, en Vigo, con 182 MW de capacidad disponible.
- **País Vasco:** Nudos de Arrigorriaga, en Vizcaya, y de Mercedes Benz, en Vitoria, con 993 MW y 387 MW de capacidad disponible, respectivamente.

Los concursos se regulan por lo establecido en los artículos 20bis y siguientes del Real Decreto 1183/2020, y por la disposición transitoria sexta del Real Decreto-ley 8/2023. Básicamente, en el momento en que Red Eléctrica recibe una solicitud de acceso a demanda en un determinado nudo, lo publica en su página oficial (ree.es), y en el caso de que en el plazo de un mes reciba otras peticiones de acceso y todas ellas no puedan ser atendidas, el nudo se reserva para celebrar un concurso en el que participen los que han manifestado interés durante ese mes.

### **CRITERIO PREPONDERANTE: REDUCCIÓN DE EMISIONES**

Para resolver los concursos, el Ministerio aplicará tres criterios de adjudicación: (1) emisiones evitadas de gases de efecto invernadero, (2) volumen de inversión y (3) fecha de inicio del consumo energético.

Los proyectos que reduzcan emisiones de CO<sub>2</sub>, como la electrificación de procesos industriales, tendrán un trato preferente frente a otros tipos de consumo que también hayan solicitado el acceso.

Una vez superado este primer criterio, se aplicará un sistema de puntuación para seleccionar los proyectos que más inversión requieran y que se vayan a materializar antes.

Los participantes en los concursos —que han tenido un proceso de audiencia individualizada de la resolución, al objeto de que pudieran presentar alegaciones— deberán presentar garantías con relación a los tres criterios, de 25 €/kW solicitado para cada criterio, que se devolverán tras haber acreditado su cumplimiento.

Los participantes en los concursos han tenido un mes para presentar la documentación correspondiente. Tras las oportunas subsanaciones y análisis, para los que se podrán solicitar informe a Red Eléctrica, el Ministerio resolverá cada concurso en un plazo máximo de seis meses desde la fecha de la convocatoria. ■





## ■ España consume hoy menos electricidad que en 2007

**Red Eléctrica, el operador del sistema eléctrico nacional, acaba de publicar los datos de producción de electricidad y demanda correspondientes al mes de agosto. De ellos destaca lo siguiente: la principal fuente de electricidad ha sido el Sol, con el que el país ha generado 6.399 gigavatios hora; y que el país ha usado en este mes de agosto 22.128 GWh, es decir, un 1,5% menos con respecto a la demanda de agosto del 2024.**

La demanda eléctrica nacional ha experimentado en agosto un descenso de más de un punto y medio (-1,7 %) con respecto al mismo mes del año anterior, una vez descontados los efectos de temperatura y laboralidad. REE estima en todo caso, y a la espera de las habituales correcciones, que, en términos brutos, la demanda de este agosto del 25 se ha situado en los 22.128 gigavatios hora (-1,5% con respecto a la de agosto de 2024). En el acumulado de los primeros ocho meses del año, España ha registrado una demanda de 170.653 GWh, dos puntos por encima (+2,1%) de la registrada en el mismo periodo de 2024. España ha demandado en lo que llevamos de año 170.653 GWh, mientras que, en el mismo lapso –enero/agosto– del año 2007, la demanda en España fue de 174.077 gigavatios hora (ambos datos son de Red Eléctrica).

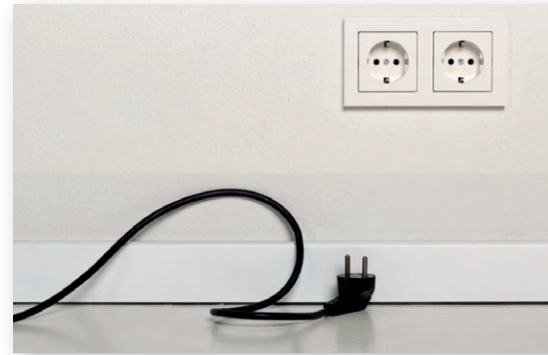
### GENERACIÓN

En cuanto a la participación de las diferentes tecnologías en la generación, las renovables han incrementado su cuota en este mes de agosto un 0,7% con respecto al mismo mes de 2024 (han producido 12.318 GWh). En conjunto, todas ellas (hidráulica, eólica, solar, bio-

masa) han supuesto una cuota del 52,4% sobre el total de la producción, según los datos provisionales facilitados hoy por el operador (seguramente REE hará correcciones menores más adelante, como es habitual).

En concreto, la primera fuente de generación en el octavo mes del año ha sido la solar fotovoltaica, con una producción de 5.847 gigavatios hora (+8,5% con respecto al mismo periodo del año anterior), y con una cuota del 24,9% de la estructura de generación. Le siguen la nuclear (21,6%), los ciclos combinados, que queman gas metano para generar electricidad (17,7%) y la eólica (15,6%). Por su parte, la hidráulica ha aumentado su producción un 1,6% con respecto agosto de 2024 hasta alcanzar los 1.839 GWh, el 7,8% del total en nuestro país.

Las tecnologías de almacenamiento permitieron en agosto la integración de 877 GWh en el sistema eléctrico español, “optimizando así –explica el operador– un mayor aprovechamiento de la energía generada mediante tecnologías renovables” (se supone que las grandes baterías almacenan la energía solar o eólica “excedente”). Por otra parte, 949 GWh se han programado para exportar energía a nuestros países vecinos. ■



dtbird® dtbat®

AUTOMATIC & REAL-TIME PROTECTION

Tomorrow's wind.  
Today's  
protection.

New Hardware  
models & AI  
Detection Software



WORLDWIDE BIRD & BAT PROTECTION SINCE 2009

► +500 Installations in 16 countries ► On&Offshore ► Contact us at [info@dtbird.com](mailto:info@dtbird.com)

# ■ El sector eólico urge al Gobierno a que convoque la primera subasta de eólica marina

**Las principales asociaciones del sector eólico aseguran “desconocer las razones objetivas que justifiquen el actual retraso en la tramitación de la normativa pendiente”, pero también consideran que “no puede haber más demoras”. Desde la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y el Foro Eólico Marino alertan de que se está generando un riesgo real no solo de deslocalización de inversiones hacia otros países como Portugal, Francia o Marruecos, sino también de pérdida de empleo: 7.500 puestos de trabajo y un negocio de más de 2.000 millones de euros anuales están en juego.**

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) y el Foro Eólico Marino han publicado un comunicado conjunto en el que reclaman al Gobierno la orden ministerial que permita convocar la primera subasta de eólica marina en España. Ambas asociaciones, que consideran que “España no puede permitirse seguir retrasando el desarrollo de la eólica marina”, alertan de que se está generando un riesgo real no solo de deslocalización de inversiones hacia otros países como Portugal, Francia o Marruecos, sino también de pérdida de empleo: 7.500 puestos de trabajo y un negocio de más de 2.000 millones de euros anuales están en juego.

El sector eólico nacional, que asegura “desconocer las razones objetivas que justifiquen el actual retraso en la tramitación de la normativa pendiente”, considera que “no puede haber más demoras”, porque “la industria está preparada, el marco europeo es claro y el potencial de nuestro país es incuestionable”. Y es que España, por su escenario de crecimiento futuro de mercado, sus capacidades industriales, sus infraestructuras y la disponibilidad de zonas aptas en los POEM, “tiene todo lo necesario para estar en los primeros puestos del ranking de la tecnología flotante a nivel europeo”, afirman tanto la AEE (más de 350 empresas del sector eólico) como el Foro Eólico Marino (más de 280 firmantes entre ellos sindicatos, académicos, representantes empresariales, colegios de profesionales, etc.).

## CRONOLOGÍA DE LA EÓLICA MARINA NACIONAL

Los representantes del sector eólico lamentan que desde la aprobación del Real Decreto 962/2024 “ha pasado casi un año (SEPT 2024) sin ningún avance concreto para el desarrollo de eólica marina en las costas españolas”. Un tiempo que ha sido aprovechado por los países vecinos, que se están posicionando estratégicamente para atraer las oportunidades de inversión, empleo, innovación tecnológica y actividad portuaria asociadas a la eólica flotante.

Portugal, por ejemplo, ha anunciado que definirá su modelo de subasta en las próximas semanas. Francia ha adjudicado su subasta de eólica flotante en el Mediterráneo y ha anunciado el proyecto eólico marino en el Golfo de Vizcaya (cinco parques eólicos propuestos y 340 aerogeneradores), y Marruecos ha presentado un proyecto de 1.000 MW en la costa atlántica para 2029.

El Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas (SETPlan) adoptó como objetivo estratégico consolidar el liderazgo global de la UE en energía eólica marina, y, a finales de 2020, la Comisión Europea aprobaba la Estrategia Europea de Energías Renovables Marinas, estableciendo objetivos de más de 60 GW en 2030 y de 300 GW en 2050. En España, se ha establecido el objetivo de instalar a nivel nacional 3 GW de eólica marina a 2030, según indica el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Y de momento no hay ninguno.

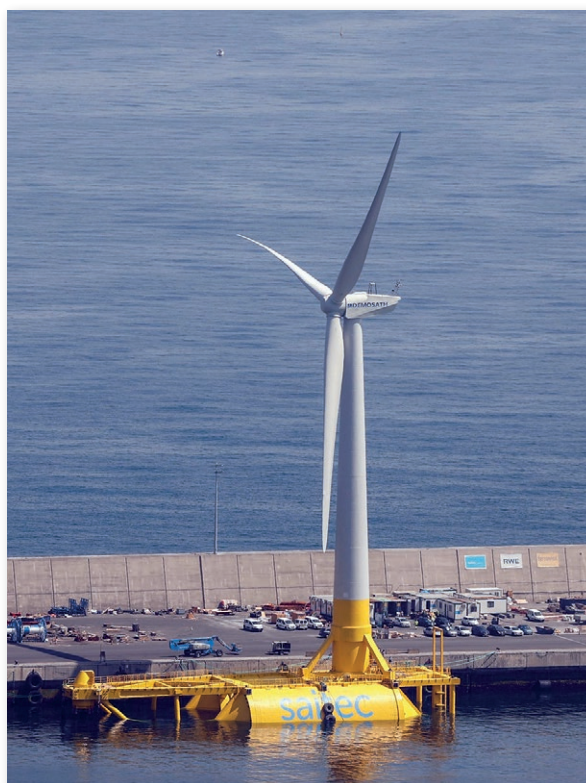
Juan Virgilio Márquez, director general de AEE, señala que “España tiene todo para estar en el pódium de líderes de la eólica marina flotante: industria, infraestructuras, capacidades tecnológicas y zonas aptas. Si no apostamos para estar entre los primeros en su despliegue, relegaremos a nuestro país a ser un ‘comprador dependiente’ de la tecnología que fabricarán otros, sin capacidad de ocupar el hueco industrial y de valor añadido que sí supimos aprovechar con la tecnología terrestre”.

Y es que nuestro país es una referencia en la construcción de componentes de eólica marina —que se han exportado al 100% al no haber parques de este tipo en nuestras costas— y en el desarrollo de prototipos, área en la que España es el primer desarrollador del mundo. Sin embargo, el sector eólico advierte de que todo esto tendrá un recorrido limitado “si no disponemos de un mínimo mercado local enfocado a la flotante”. Sobre todo, pensando en nuestra cadena de proveedores, empresas de tamaño medio y de ámbito local, que no podrán acompañar a los grandes integradores en el escenario global si no entran desde el principio en los primeros parques flotantes que se construyan con dimensión comercial.

## EL SECTOR EÓLICO MIRA A CANARIAS

Por ello, el sector eólico exige que el Gobierno dé el siguiente paso: la consulta pública para el diseño de la Orden Ministerial de bases de la convocatoria de la primera subasta en España. “La primera subasta piloto no debe esperar más y, por lógica, debería convocarse en Canarias, dadas sus condiciones favorables de recurso eólico, industriales, sociales y políticas”, aseguran desde la AEE y el Foro Eólico Marino.

Y es que Canarias cuenta con un esquema de generación de electricidad “mucho más caro y contaminante que el peninsular, en el que la eólica marina generaría ahorros evidentes para los consumidores”, afirma el sector eólico, que no olvida sus “idóneas infraestructuras logísticas y de construcción naval”. Además, cuenta con un consenso generalizado sobre la oportunidad de instalar parques eólicos flotantes, y vive un debate sossegado y constructivo sobre cómo hacerlos coexistir con otras actividades como la pesca. ■





## ■ El autoconsumo con baterías cae un 34%

La instalación de baterías en los sistemas de autoconsumo en España ha sufrido una caída del 34% respecto al año anterior con 327 MWh de almacenamiento instalados, según recogen los datos publicados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). Esta caída está en línea con la tendencia descendente que también se observa en el autoconsumo solar. A pesar de esta caída, el almacenamiento ha tenido un peso importante en las nuevas instalaciones de autoconsumo conectadas a red instaladas el año pasado: el 26% ya incorporó baterías, sumando una capacidad en este segmento de 110 MWh.

Desde 2022, el volumen acumulado de almacenamiento para autoconsumo se sitúa en 2.205 MWh, con un 26% de las nuevas instalaciones residenciales que ya incorporan baterías. Además, una parte creciente corresponde al sector comercial, industrial y a instalaciones aisladas, donde se percibe "un creciente interés por parte de empresas que buscan optimizar su consumo energético y reducir su exposición a los precios del mercado", destaca José Donoso, director general de UNEF.

UNEF reconoce el avance que, para el desarrollo del almacenamiento "detrás del contador" y el autoconsumo, supondría la aprobación del RDL 7/2025, que ha introducido medidas solicitadas por el sector, como la creación del gestor del autoconsumo colectivo y la ampliación del radio en el que se pueden compartir excedentes hasta 5 km. Además, UNEF espera que la nueva normativa de autoconsumo, actualmente en actualización por parte de Miteco, incorpore otras medidas como:

- Revisión del término fijo de la tarifa eléctrica: Un mayor peso del término variable incentivaría el ahorro y premiaría la eficiencia energética de los autoconsumidores.
- Reconocimiento del autoconsumo sin placas: Se pide la inclusión expresa del almacenamiento distribuido como modalidad de autoconsumo, incluso sin generación asociada.
- Simplificación de trámites hasta 15 kW: UNEF reclama que se actualice la exención del permiso de acceso y conexión para todas las instalaciones que inyecten menos de 15 kW, independientemente



de la potencia instalada combinada de fotovoltaica y baterías.

- Tramitación simplificada hasta 500 kW: Se solicita que el nuevo RD amplíe hasta 500 kW la potencia para acogerse a tramitación simplificada.

Para José Donoso, director general de UNEF, "el almacenamiento energético permite maximizar el autoconsumo, al extender el uso de energía solar durante más horas al día, y reducir la dependencia de la red en los momentos de mayor coste y una generación más contaminante, con mayor uso de las energías fósiles. Además, el almacenamiento facilita una mejor planificación de las instalaciones, ajustándolas de forma más precisa a las necesidades reales de consumo. Por todo ello, es fundamental su desarrollo para avanzar en la descarbonización y electrificación de nuestra economía". ■

## II CUMBRE DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS:

### LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS COMO PUNTA DE LANZA DE LA ELECTRIFICACIÓN

24  
SEP TOLEDO

Más información y entradas en [www.unef.es](http://www.unef.es)

# ■ El sistema eléctrico se ahorraría casi 1.500 millones al año con 6,4 GW de almacenamiento en baterías

**Un despliegue de almacenamiento en baterías de 5 GW (centralizadas) y 1,4 GW (distribuidas), junto con una respuesta de la demanda residencial y comercial del 20%, permitiría ahorrar 1.447 millones de euros al año al sistema eléctrico nacional. Son las conclusiones del informe 'Ebaflex: Almacenamiento distribuido y flexibilidad', un estudio que aborda los retos y oportunidades vinculados a la electrificación, el almacenamiento con baterías y la flexibilidad del sistema eléctrico.**

La sede del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha sido el lugar de presentación del informe 'Ebaflex: Almacenamiento distribuido y flexibilidad', que ha sido elaborado por Samsø y la Universidad Pontificia Comillas, la Universitat Politècnica de València, y que cuenta con la colaboración de entidades como la Unión Española Fotovoltaica (UNEFA), la Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento Energético (Aepibal), Octopus Energy y Pimec. También han participado como colaboradores empresas destacadas del sector como Circutor, Riello, BeePlanet, Cegasa, Sonnen, TAB y Ampere Energy. Durante su intervención, el socio fundador de Samsø, Joan Herrera destacó "el momento clave" que vive el sector del almacenamiento. "Hace 6 años el nuevo marco normativo en autoconsumo abrió la puerta a que hoy tengamos 8 GW de autoconsumo instalado, pero en 2025 toca abrir un nuevo escenario que permita una amplia penetración del almacenamiento distribuido", uno que permitirá a la ciudadanía, comercio y pymes "abaratar sus facturas y hacer que el sistema eléctrico funcione mejor y sea más económico".

## BENEFICIOS DEL ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

Los representantes de la Universidad de Comillas presentes en el acto fueron los encargados de ilustrar el contenido técnico del informe, que analiza los efectos que tendría un escenario de despliegue masivo del almacenamiento distribuido en el sistema eléctrico español. El escenario de referencia, considerado central, se alinea estrechamente con las pro-

yecciones del PNIEC, siendo los escenarios más ambiciosos todavía más positivos para el sistema. En este escenario, se han considerado para 2030 un despliegue de baterías de 5 GW (centralizadas) y 1,4 GW (distribuidas) junto con una repuesta de la demanda residencial y comercial del 20%.

## SE OBTENDRÍAN LOS SIGUIENTES BENEFICIOS:

- Para el sistema, de 1447 millones de euros al año (31,7%), cuantificados en ahorros en anualidades de capex de tecnologías de punta (turbinas de gas en ciclo abierto) y en costes variables del sistema: combustible, arranque/parada, O&M, emisiones y menores vertidos. Con estos datos la flexibilidad introducida en el caso de referencia produce un ahorro de 6797,1 millones de euros para los consumidores en el sistema eléctrico a nivel mayorista.
- Para la red de distribución, de 375 millones de euros al año (77%), cuantificados en ahorros en anualidades de capex y O&M de las nuevas infraestructuras en redes de distribución. Estas infraestructuras serían necesarias para cubrir el incremento de previsto de la demanda pico, alrededor de un 18,5%, que se espera debido al crecimiento en la demanda máxima de energía. Este incremento daría lugar a inversiones significativas para reforzar las redes de distribución y permitir la conexión de estas nuevas demandas y de la nueva potencia instalada de generación distribuida (487,5 millones de euros al año). Tanto las baterías distribuidas como la respuesta de la demanda contribuyen significativamente a reducir la demanda pico.

## UNA HOJA DE RUTA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En definitiva, Ebaflex se reafirma como un documento estratégico que no solo analiza la situación actual del almacenamiento ener-

gético, sino que propone medidas concretas para acelerar su despliegue en el sistema eléctrico español. Con un enfoque colaborativo y multidisciplinar, el informe sienta las bases para un modelo más descentralizado, flexible y sostenible.

## ESTAS SON SUS PROPUESTAS CLAVE:

- Según la aportación de la Universidad de Comillas, que evalúa el impacto de un diferentes escenarios de despliegue de almacenamiento distribuido, se acreditan unos beneficios de 1447 millones de euros al año para el sistema en un escenario intermedio (con 1.4 GW de almacenamiento distribuido); así como una menor necesidad de inversión en red de distribución de 375 millones de euros al año respecto (teniendo en cuenta que el incremento de inversión que se tendrá que hacer en un escenario de electrificación es muy relevante).
- El informe contiene reformas de carácter fiscal para garantizar ese despliegue del almacenamiento distribuido, con medidas en el Impuesto de Sociedades, IRPF, IVA e IBI. En el IRPF, se contemplan dos posibles incentivos: por un lado, la reducción de la base imponible general en caso de instalación de baterías en viviendas y, por otro, la deducción en la cuota íntegra estatal por dicha instalación. Respecto al IVA, se propone aplicar el tipo reducido del 10% al suministro e instalación de baterías eléctricas en viviendas dentro del marco de obras de renovación o reparación.
- El informe plantea una modificación de carácter reglamentario, abriendo la puerta a una mejor economía de escala en almacenamiento distribuido y compartido entre vecinos, polígonos o pueblos que permita poder aprovechar las baterías entre diferentes consumidores. Se traslada al marco normativo español lo que ya permite la Directiva Europea de Mercado Interior de Electricidad: compartir energía cuando esta es de origen renovable o almacenamiento. Para hacer efectiva esta inclusión en el marco normativo español, se propone modificar reglamentariamente varios textos clave: el RD 244/2019, el RD 1183/2020 y el RD 1955/2000.
- Una propuesta para que activos a partir de 0.1 MW puedan operar en mercados de flexibilidad, permitiendo la entrada de activos más diversos. ■





## Guillermo Negro es el nuevo presidente de APPA Biomasa

La Asamblea General de APPA Biomasa, ha elegido presidente a Guillermo Negro, CEO de Magnon Green Energy. Preguntado por los objetivos de esta primera presidencia al frente de la Sección de Biomasa de APPA Renovables, Guillermo Negro explica la necesidad de reivindicar el valor de esta tecnología: “Debemos impulsar el reconocimiento de la biomasa eléctrica, como una tecnología clave en la transición, es capaz de aportar estabilidad, gestionabilidad e inercia, también debemos recuperar esa sintonía de las renovables y el mundo rural, y no hay mejor tecnología para ello que la biomasa, por las sinergias con los sectores agrícolas, ganadero y forestal; y también es importante que reivindicemos su papel futuro, la biomasa eléctrica complementa y potencia las renovables eléctricas menos gestionables”, ha explicado el nuevo presidente de APPA Biomasa.

Además del refuerzo de la biomasa eléctrica, el nuevo presidente ha puesto el foco en ampliar su ámbito de actuación: “La biomasa va a jugar un papel clave en la descarbonización del sector industrial, especialmente a través de la generación de energía

térmica renovable. Debemos apostar por proyectos orientados a sustituir combustibles fósiles en múltiples procesos industriales. Con ello, se busca una reducción significativa de las emisiones de CO<sub>2</sub>, contribuyendo de manera decisiva a la transición hacia una industria más sostenible”.

### PERFIL DE GUILLERMO NEGRO

Negro cuenta con 25 años de experiencia en los sectores de la industria y la energía, donde ha ocupado puestos de alta dirección en compañías como Ence, Alpiq Energía España y, actualmente, Magnon Green Energy. Con un papel muy activo en el ámbito institucional, Guillermo Negro ha formado parte de diversas asociaciones sectoriales, desde las que ha defendido el valor de la biomasa en España. Su mandato coincide con la etapa en la que deben comenzar su construcción todos los proyectos de biomasa que busquen alcanzar el objetivo de 1.409 MW para 2030 marcado en el Pniec: en estos cinco años deberían instalarse más



de 400 MW nuevos para alcanzar las metas.

Su carrera profesional se inició en el Grupo Ence en el que sumó un recorrido de 13 años ocupando distintos puestos de responsabilidad en las áreas de Energía, Celulosa y Finanzas, entre los que destacan el de director de Energía y director de Planificación y Control.

Tras esta experiencia dio el salto a Alpiq Energía España donde desarrolló su carrera a lo largo de diez años, desempeñando responsabilidades como director general y miembro del Consejo de Administración. En la filial española del grupo energético suizo reforzó sus conocimientos en generación de energía y servicios de acceso a los mercados energéticos, así como en el *trading* y comercialización de electricidad y gas para clientes industriales. Su dilatada experiencia en el sector le llevó a ser nombrado CEO de Magnon Green Energy en enero de 2023. ■



**LA FERIA DE REFERENCIA  
DEL SECTOR DE LA INSTALACIÓN Y LA ENERGÍA  
QUE NO TE PUEDES PERDER**

Encuentra aquí  
toda la información  
[www.efintec.es](http://www.efintec.es)



**LIDERANDO LA  
REVOLUCIÓN ENERGÉTICA**  
8 / 9 · OCTUBRE · 2025

# ■ El Miteco elige la vía de urgencia para reforzar el sistema eléctrico

**Se trata de la propuesta de Real Decreto que ya está tramitando el Ejecutivo para reforzar el sistema eléctrico. Con él se busca potenciar la función de supervisión del sector eléctrico de la CNMC, a la vez que emplaza a Red Eléctrica a analizar y realizar propuestas técnicas para implementar sistemas que controlen la tensión y otros elementos. También fomenta la incorporación del almacenamiento en instalaciones existentes de producción de energía renovable; facilita el desarrollo de proyectos industriales al establecer la caducidad de los permisos de acceso y conexión a los cinco años; y acelera la puesta en marcha de nuevas demandas, como puntos de recarga, al fijar plazos de respuesta a las compañías distribuidoras.**

**E**l Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) inicia la tramitación por la vía de urgencia y acortando plazos, la propuesta de Real Decreto por el que se aprueban determinadas medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico. El proyecto regulatorio contiene medidas incluidas en el Real Decreto-ley 7/2025 “antiapagones” –fue rechazado en el Congreso de los Diputados por el voto en contra de PP, Vox y Junts–, que pueden promulgarse con menor rango normativo y que contribuyen a aumentar la resiliencia del sistema eléctrico y responder a los riesgos y oportunidades de la transición ecológica.

En primer lugar, incorpora medidas de supervisión y control dirigidas al cumpli-

miento de las obligaciones por parte del conjunto de agentes del sector eléctrico. Así para reforzar la gestión técnica del sistema, se propone potenciar las funciones de supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que deberá evaluar las obligaciones de control de tensión de los sujetos obligados a prestar el servicio, y elaborar el informe correspondiente, que actualizará cada tres meses. El Regulador también completará un plan de inspección extraordinario de las capacidades de reposición, con mayor atención a las instalaciones con arranque autónomo y las redes de distribución, que se repetirá cada tres años.

Por otro lado, se encomienda al Operador del Sistema –Red Eléctrica–, a elaborar propuestas de modificaciones normativas sobre las respuestas frente a las oscilaciones de potencia, sobre la velocidad de variación de tensiones, sobre la programación de las restricciones técnicas y sobre otros elementos técnicos que contribuyen a fortalecer la seguridad del sistema. De igual modo, se emplaza a Red Eléctrica el desarrollo de un nuevo Procedimiento de Operación para coordinar los planes de desarrollo de la red de transporte y de la red de distribución, y una propuesta de requisitos mínimos de monitorización para análisis de incidentes. Estas propuestas técnicas del Operador del Sistema deberán estar listas en plazos de tres a seis meses; las reformas normativas subsiguientes deben ser analizadas por parte de los organismos competentes y, en su caso, tras las correspondientes valoraciones, aprobarlas en menos de seis meses.

## **APOSTANDO POR EL ALMACENAMIENTO**

El borrador de decreto facilita incorporar al sistema eléctrico el almacenamiento, que debe alcanzar una potencia de 22,5 GW en 2030, según las previsiones del Plan Na-

cional Integrado de Energía y Clima 2023-2030. Así, incluye disposiciones técnicas específicas para las hibridaciones de módulos de almacenamiento con instalaciones de generación, priorizando las actuaciones ubicadas dentro del terreno ocupado por la instalación original, ya antropizado. Para ello contempla medidas asociadas a la definición de la potencia instalada, el cambio de la prioridad de despacho de instalaciones para evitar penalizar la hibridación y la agilización de la tramitación de proyectos de hibridación.

Con el objeto de impulsar la electrificación y con ello un uso más eficiente de las redes existentes, la propuesta regulatoria fomenta la conexión a la red de nuevas actividades económicas, principalmente industriales, al fijar la caducidad de los derechos de acceso y conexión para demanda a los cinco años de haber sido otorgados, con el objetivo de prevenir el acaparamiento y la especulación. En este mismo sentido, las peticiones de acceso y conexión para demanda deberán identificar el código CNAE de la actividad a desarrollar, que deberá ser la misma cuando, posteriormente, se firme el correspondiente contrato de acceso y conexión.

La demanda de electricidad, para puntos de recarga para vehículos eléctricos o para los sectores terciario y residencial, también se impulsa al acotar los plazos de respuesta de las compañías distribuidoras a la hora de poner en marcha las extensiones de red requeridas para nuevos suministros: serán de cinco días si no hay que ampliar la red, de 30 días si se precisa esta ampliación, de 60 días si hay que construir un centro de transformación y 80 días como máximo si hay que construir varios centros.

## **OTRAS MEDIDAS**

El proyecto regulatorio, de marcado contenido técnico, incorpora otros elementos relevantes al ordenamiento jurídico, como de la definición de repotenciación, concepto incluido en la Directiva 2023/2413 (DER III). La propuesta también modifica la autorización de plataformas que sirvan para conectar instalaciones de generación o almacenamiento de I+D+i, de tal forma que podrán obtener autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción de proyectos tipo. Esto permitirá que baste con una autorización de explotación para desconectar un prototipo y conectar uno nuevo. ■





# Baterías sonnen : almacenamiento inteligente para hogares y empresas

Protege tu instalación  
con sostenibilidad y ahorro

Garantía anti incendios (UL1973, UL9540A, IEC 62619, UN38.3).





E N T R E V I S T A

# Joan Groizard Payeras

Secretario de Estado de Energía

## *“Lanzaremos una propuesta de Real Decreto de Autoconsumo de aquí a final de año”*

*Lleva apenas 9 meses en el cargo (secretario de Estado), pero toda la vida pensando en el cambio climático (lo cuenta él mismo en la página 21). Groizard es ingeniero en Energía y Medio Ambiente por la Universidad de Cambridge y uno de los hombres fuertes del Equipo Agesen. Sabe. Y nos ha dejado unos cuantos titulares, como el que preside esta entrevista, o como este: “hay que evitar el uso especulativo de las redes”.*

Antonio Barrero F.

### ■ Empecemos por el apagón... El real decreto-ley (RDL) que preparó el Gobierno en respuesta al apagón naufragó en el Congreso, que no lo convalidó. ¿Dónde estamos ahora?

■ Efectivamente, el Gobierno, una semana después de presentar el informe sobre el cero eléctrico del 28 de abril, presentó un paquete de medidas [el mencionado RDL] muy completo, muy contundente, que daba respuesta a lo ocurrido y que nos preparaba de cara a las necesidades de futuro. Como todos sabemos, ese RDL no obtuvo la mayoría necesaria en el Congreso.

¿Qué es lo que planteamos ahora? Pues aquellas medidas que requerían rango reglamentario (rango de real decreto) las hemos incorporado en un nuevo real decreto que hemos presentado este 31 de julio para el refuerzo del sistema eléctrico y cuya tramitación ya hemos iniciado por la vía de urgencia.

### ■ ¿Qué asuntos incorpora este nuevo real decreto?

■ Pues elementos muy importantes: un refuerzo de las tareas de supervisión y control sobre los distintos agentes del sistema eléctrico, sobre todo en materia de control de tensión, mediante la publicación periódica de informes por parte de la CNMC que deben explicar, primero, cuál es el cumplimiento de las obligaciones de control de tensión por parte de todos los agentes (porque sabemos que ese fue uno de los elementos clave en el cero); y, segundo, una inspección de todas las capacidades de reposición. Porque, aunque la reposición (la recuperación del suministro) fue rápida, entendemos que siempre hay oportunidad de mejora. En definitiva, un primer bloque de control, seguimiento, transparencia.

A continuación, un segundo bloque, está ligado a almacenamiento y flexibilidad, sobre todo para facilitar el almacenamiento híbrido en proyectos renovables. Entendemos que, si hay un espacio antropizado, como pueda ser un parque fotovoltaico, o un parque eólico, pues creemos que ese es el sitio más idóneo para poner en marcha instalaciones de almacenamiento, porque ya tienes ahí esa poligonal, ya tienes esa afección, con lo cual parece sensato dar facilidades a ese tipo de proyectos.

Además, el real decreto incluye también medidas de electrificación. Es importante seguir electrificando, y hacer un uso cada vez mejor de las redes.

Hay que evitar el uso especulativo de las redes. La idea es que se identifique desde el principio el tipo de proyecto que quieres conec-

tar cuando pides conexión a red. No me vale tener un permiso de conexión para una fábrica de neumáticos y que yo me encuentre con que, al final, lo que realmente me viene es un centro de datos. En fin: compromiso desde el principio de esos proyectos.

Y una cosa que parece obvia, pero que quizá antes no lo era: la caducidad de los permisos de conexión para proyectos de demanda. Caducidad, si pasados cinco años no se pone en marcha ese proyecto.

Teníamos en España permisos de conexión que se habían solicitado, y concedido, a proyectos que nunca acababan de ver la luz.

¿Y qué ocurre? Pues que ese proyecto que nunca ve la luz ocupa un espacio ficticio, y está evitando que otros proyectos que vienen detrás y que sí que son reales puedan acceder a la red y conectarse.

En definitiva, una apuesta clara por un mejor uso de las redes.

Y, por fin, para terminar, el nuevo real decreto incluye mejoras para la tramitación de nuevos suministros, o de puntos de recarga para vehículo eléctrico: más concreción en cuanto a los plazos en todo el proceso de tramitación con las distribuidoras eléctricas... En fin, medidas que permitan un mayor acceso a la red.

Además, hay medidas que estaban en el real decreto-ley que requieren rango de ley, ¿verdad? Bueno, pues esas, tal y como dijo el presidente del Gobierno, las plantearemos en el Congreso en cuanto sea posible, como también otro paquete ligado a actuaciones de autoconsumo. En ese sentido concretamente, estamos trabajando en un real decreto de autoconsumo más amplio que también muy pronto esperamos poder lanzar a tramitación.

### ■ ¿Cuándo es muy pronto?

■ De aquí a final de año, sin duda, lanzaremos a tramitar una propuesta de real decreto de autoconsumo que incorporará aquellos elementos que aparecieron en el real decreto-ley y algunos otros.

### ■ ¿Necesita revulsivos el autoconsumo?

■ El autoconsumo sigue saliendo a cuenta. Si una industria o un hogar, o una comunidad de vecinos, instala un autoconsumo... pues va a ahorrar. Esa es una cuestión.

Y otra cuestión es que la mayoría de los españoles vivimos en comunidades de propietarios, con lo cual el autoconsumo colectivo es absolutamente fundamental.

Una de las cosas que planteamos en el real decreto ley del que hemos hablado era, precisamente, la creación de la figura del gestor



de autoconsumo, que debe facilitar mucho más ese despliegue del autoconsumo colectivo que permitirá que todos los que vivimos en bloques podamos participar ahí.

El salto real al autoconsumo colectivo yo creo que es uno de los grandes hitos, uno de los grandes pasos, para realmente democratizar el autoconsumo y que pueda llegar a la gran masa que vivimos en colectivo.

Con lo cual hay dos cosas. Una: desde el ámbito de la normativa podemos facilitar el autoconsumo colectivo con ese tipo de herramientas; y dos: hay que insistir –y esa es una tarea de todos– en que, aunque no estemos en crisis energética, sigue teniendo todo el sentido del mundo optar por el autoconsumo, porque sigue siendo ahorro.

### ■ ¿Por qué no han sido traspuestas aún las directivas que afectan a las comunidades energéticas?

■ Las comunidades energéticas son ya una realidad en España y lo hemos visto tanto con proyectos que han nacido de abajo a arriba, como con proyectos que hemos apoyado con el Plan de Recuperación.

Tenemos claro que las comunidades energéticas son una herramienta fundamental para la transición energética. Y que pueden ir más allá de un autoconsumo colectivo. Porque también hay energía en el cómo nos movemos, cómo nos climatizamos... Hay vida más allá de la fotovoltaica compartida, que debería ser solo el primer paso. Todo eso lo tenemos muy claro y vamos a impulsarlo.

En todo caso, voy a la pregunta: hemos hecho ya una transposición parcial de algunos elementos de la directiva. Y es verdad que empezamos en su momento la tramitación de un real decreto que culminaba esa transposición y que es uno de los elementos que tenemos en cartera dentro de ese paquete regulatorio en el que seguimos avanzando. Con respecto a eso, puedo adelantar que vamos a tener novedades pronto también ahí.

### ■ ¿Pronto?

■ Sí, espero que sí.

### ■ ¿Cómo prevé el Gobierno impulsar el almacenamiento?

■ Primero: ya lo hemos hecho, con el Plan de Recuperación. Segundo: ahora mismo hemos puesto encima de la mesa 700 millones de euros, en una convocatoria de fondos Feder para proyectos de almacenamiento, y hemos recibido peticiones por valor de diez veces más. Ha habido otras convocatorias de mucho éxito, que han superado el 100%, el 200%. En este caso superamos el 1000% en peticiones.

Lo que estamos viendo es que el desarrollo del almacenamiento en España no solo es un objetivo estratégico, sino que hay mucha empresa con mucho proyecto concreto que ya está o bien avanzando la tramitación o bien buscando ubicaciones.

Es una muy buena noticia que haya tanta concurrencia. Significa que podremos elegir los mejores proyectos. Antes de final de año estará resuelta esta convocatoria, así que va a haber un avance importante.

Y luego avances normativos, algunos de los cuales se han incorporado en ese real decreto que estamos tramitando, que también darán mucha más certidumbre y animarán mucho más a esa inversión.

Adicionalmente, el mercado de capacidad entendemos que también es una herramienta para el almacenamiento.

Y, por último, una de las cosas que planteamos también en el informe del 28 de abril es repensar todos los servicios de ajuste. Históricamente, el operador del sistema tiraba sobre todo de las tecnologías convencionales (carbón, gas), por ser más gestionables, para control de tensión, para dar respuesta frente a contingencias, para distintas necesidades de operación que tenía sobre el sistema. Bueno, pues la tecnología ha evolucionado mucho y eso significa que a día de hoy el almacenamiento o las renovables pueden ofrecer también esos servicios



*«El contexto del cero eléctrico ha retrasado ligeramente la agenda regulatoria de la Secretaría de Estado. Pero ahora mismo ya estamos retomando, con mucha energía, los distintos paquetes normativos que teníamos»*

y muchas a veces pueden hacerlo de forma más competitiva que las centrales convencionales.

Así, parte de la filosofía va a ser abrir esos mercados, abrir esos servicios, lo que antes era un monopolio de unas decenas de instalaciones, para que ahora sea un mercado abierto a miles, potencialmente, de instalaciones, con lo cual tendremos un sistema más robusto, porque habrá más unidades ayudando a operar el sistema, y potencialmente será más competitivo. Abrir con una visión de neutralidad tecnológica los servicios de gestión del sistema es bueno para el sistema y es una oportunidad para el almacenamiento, para entrar a participar, a ofertar esos servicios, y obtener ingresos.

### ■ ¿Qué hacemos con las concesiones hidroeléctricas que caducan? Lo digo porque entiendo que la hidráulica (por almacenamiento, por inercia, por muchos motivos) es una buena herramienta anti-apagones, ¿o no?

■ Las centrales hidroeléctricas, las centrales de bombeo, son la mejor batería. Una batería estacional, es decir, que puede almacenar energía a unos plazos de tiempo muy amplios, con lo cual es una herramienta fundamental. Y, de hecho, en la reposición del cero, las hidroeléctricas jugaron un papel clave para iniciar todo el sistema.

Pero vamos a las concesiones. Hay un reglamento europeo que marca de forma muy estricta las reglas bajo las cuales tienen que operarse esas concesiones, esas centrales hidroeléctricas. Una vez terminadas esas concesiones, corresponde al Estado adjudicar o conceder cómo se gestiona ese bien público que es el agua, con lo cual tenemos un momento idóneo para hacer una reflexión profunda (dentro del marco europeo que nos dice cómo se tienen que operar) sobre qué tipo de condicionantes podemos establecer sobre quién, y cómo se pueden operar esas concesiones una vez vuelvan el Estado. Hay que aprovechar esa infraestructura.



## P A N O R A M A

■ **Sí, pero, una vez caduque la concesión, insisto: ¿va el Estado a hacerse cargo de la operación de esa infraestructura; va a convocar un concurso para que sea una empresa u otra quien la gestione...? En fin, ¿qué va a hacer, o cómo lo va a hacer?**

■ La operación, lo que es la participación en el sistema eléctrico, debería ser la misma en cualquiera de las alternativas. Porque nos lo impone el reglamento europeo. Yo creo que lo importante aquí es decidir con qué tipo de condiciones se concede esa concesión o se lleva a cabo esa explotación... Qué cantidad de agua se pone a disposición de ese uso, con qué limitaciones, si hay que tener en cuenta formas adicionales de generar valor añadido en los territorios que albergan esas instalaciones, qué tipo de criterios hay que incorporar... Estamos justo ahora en el momento idóneo para tener esa reflexión.

■ **La termosolar se postula como la renovable “almacenable”, gestionable, capaz de ser respaldo y garantía de suministro. ¿Cómo prevé el Gobierno impulsar esta tecnología, que además es muy española?**

■ Efectivamente, tenemos mucha tecnología, mucho desarrollo tecnológico nacional, detrás de la termosolar. Vamos a ver: el Plan Integrado de Energía y Clima 2030 [Pniec] prevé duplicar la capacidad que tenemos ahora mismo de termosolar [o sea, pasar de los 2,3 gigavatios termosolares que hay actualmente operativos a los 4,8 en 2030]. Ese es el objetivo que tenemos marcado. Vimos que la anterior subasta del Régimen Económico de Energías Renovables [octubre de 2022] quedó desierta... por una cuestión de precios.

Pero también es verdad que estábamos entonces en un contexto muy concreto de crisis energética derivada de la invasión de Ucrania por parte de Rusia [la invasión se produjo en febrero de ese año]. Así que... lo que esperamos ahora es que las próximas subastas dedicadas a esta tecnología puedan casar, y pueda incorporarse termosolar al sistema y podamos dar seguimiento a la senda que para ella prevé el Pniec de aquí a 2030.

■ **¿Tiene fecha ya esa subasta?**

■ Como ha habido un cambio de marco normativo con la Net-Zero Industry Act, que plantea que las subastas no vayan solo a precio, sino que tengan en cuenta otros factores de cadena de valor, de valor añadido

en territorio... pues estamos actualizando todo ese marco normativo.

■ **¿Y cuándo concluirá esa actualización?**

■ Pues esperamos culminarla pronto y poder reanudar las subastas... cuanto antes.

■ **¿He de entender entonces que la otra subasta que el sector renovable está demandando desde hace ya varios años –la eólica marina- también va a llegar... cuanto antes?**

■ La eólica marina es, para España, una oportunidad energética, pero sobre todo industrial. Porque tenemos infraestructuras portuarias, tenemos un sector naval marítimo muy potente, y tenemos un sector industrial eólico que ya está compitiendo y sirviendo al desarrollo de la eólica marina de gran parte de Europa.

Entendemos que ese papel lo podemos seguir jugando y por eso hemos asignado ayudas del Plan de Recuperación a prototipos, a nuevas tecnologías y soluciones flotantes, para la eólica marina, y hemos sacado a audiencia pública un paquete de inversión para el refuerzo de las infraestructuras portuarias, para que estas puedan servir de zona de montaje y fabricación de este tipo de tecnologías.

En fin, que estamos apostando por la vertiente tecnológica industrial.

Y, en cuanto a la parte energética, también estamos avanzando en el marco normativo.

El compromiso es empezar el despliegue de eólica marina en aquellos territorios con mayor consenso social, porque ya sabe que hay visiones muy distintas sobre la conveniencia o no de este tipo de tecnología. En lo que a esto se refiere me gustaría recordar que España ya tiene una planificación marítima, una zonificación, Planes de Ordenamiento del Espacio Marítimo, y que en ellos solo el 0,46% de las aguas españolas se ha identificado como potencialmente idóneo para la eólica marina. Eso significa que más del 99% del mar no va a tener este tipo de desarrollo.

Así que, concluyo: estamos ultimando el desarrollo normativo. Las dos secretarías de Estado de este ministerio [Energía y Medio Ambiente] están trabajando en el marco normativo, en identificar los criterios con los cuales se deben evaluar estos proyectos, una nueva tipología de proyecto en España, con lo cual es importante que haya mucha claridad sobre qué tipo de impactos ambientales hay que evaluar, y esperamos muy pronto poder lanzar esas primeras subastas.

También tengo que decir que el contexto del cero eléctrico ha retrasado ligeramente la agenda regulatoria de la Secretaría de Estado. Pero ahora mismo ya estamos retomando, con mucha energía, los distintos paquetes normativos que teníamos.

■ **Tengo que insistir: ¿fecha?**

■ Espero que... pronto podamos dar un calendario más claro de próximos pasos.

■ **Las distribuidoras se quejan de que hay muchos megavatios de demanda que no pueden conectarse porque el Operador del Sistema, Red Eléctrica (REE), no se lo permite. ¿Por qué? O, ¿dónde está el problema?**

■ Para empezar... yo diría que, antes que un problema, yo creo que esto refleja una enorme oportunidad. España se ha convertido en un país tremendamente atractivo para electrificar demanda existente, o para atraer nueva demanda. Y es tremendamente atractivo gracias al enorme despliegue renovable que hemos tenido. Esa es una maravillosa noticia. Tenemos una cohorte muy importante, tenemos gigavatios, decenas de gigavatios, que han pedido conectarse a la red eléctrica que ya tienen ese permiso de conexión y que están avanzando en su desarrollo.

Es decir, que ese atractivo-país que teorizábamos al principio del Pniec se está convirtiendo en realidad. ¿Cuál es la cuestión? Pues que el nivel de apetito es tal que ha superado en muchos casos la capacidad

### El Mercado de Capacidad, antes de final de año

Transición Ecológica lanzó en diciembre a pública audiencia una propuesta de Orden ministerial “por la que se crea un Mercado de Capacidad en el sistema eléctrico peninsular español”. El objetivo de ese mercado es preservar la seguridad de suministro ofreciendo señales de inversión para que el almacenamiento y otras soluciones que aportan firmeza y flexibilidad, como la gestión de la demanda, se incorporen definitivamente al sistema.

El mecanismo de capacidad propuesto plantea un mercado en el que participen las instalaciones de generación y de almacenamiento, así como la demanda, esto es, los consumidores y los agregadores. “Todos ellos percibirán –detalla el Ministerio en su propuesta– una retribución por aportar firmeza al sistema eléctrico, bien por estar disponibles para inyectar electricidad en las redes o bien por reducir el consumo, siempre a requerimiento de Red Eléctrica”. Lo que se paga es la disponibilidad: el estar en guardia.

La prestación del servicio de capacidad se otorgará mediante subastas de potencia firme y de precio, medidos en megavatios y en euros por megavatio y año, respectivamente.

La pregunta es: ¿cuándo será la subasta? ¿La respuesta del secretario de Estado de Energía? “Esperamos que antes de final de año podamos tener culminada la tramitación de ese mercado y, así, convocar esas subastas”.





*«El salto real al autoconsumo colectivo yo creo que es uno de los grandes hitos, uno de los grandes pasos, para realmente democratizar el autoconsumo y que pueda llegar a la masa»*

nominal que hay disponible en algunos puntos de la red eléctrica.

Así que ya hemos comenzado a trabajar varias cuestiones. ¿La primera? Asegurar que la red esté óptimamente utilizada. Toda nueva inversión en red hay que pagarla, lógicamente. Eso se paga en los peajes, y eso va a la factura eléctrica. Y lo que dice ACER, el regulador europeo [Agency for the Cooperation of Energy Regulators], es “oiga, primero de todo utilice mejor la red existente y luego ya valore cómo va a construir nueva red”.

Así que tenemos que aprovechar mejor la red existente. Y estamos trabajando ahí con medidas anti-especulación, como comentábamos antes: con permisos que caducan si no los utiliza quien los tiene, con compromisos sobre cómo voy a utilizar cada permiso de conexión; con concursos de acceso a la demanda (justo antes de verano arrancamos la concesión de los primeros 8 nudos de conexión a proyectos de demanda que competían entre sí para que esa capacidad limitada en esos nudos vaya al mejor proyecto posible y no simplemente al primero que lo solicita).

En resumen: una serie de medidas para asignar esa capacidad de la forma más óptima posible.

Dos: en 2024 se hizo una modificación puntual de la planificación de la red eléctrica para permitir conectar proyectos muy estratégicos para el país, proyectos industriales, proyectos de hidrógeno, proyectos

que no se habían previsto al inicio de la planificación y que querían conectarse a la red, y ahí están, pudiendo avanzar.

Tres: la nueva planificación a 2030, que tenemos que presentar muy pronto, la hemos estado trabajando, hemos recibido propuestas de todos los agentes, y esa nueva planificación va a tener una orientación muy industrial. Es decir, que el consumo industrial es prioritario en esa planificación de la red a 2030.

Y, por último, una reflexión sobre los límites de inversión en la red. Una cosa que piden distintos agentes es incrementar o replantear los límites de inversión. Ahí lo que entendemos es que no vale cualquier cosa, no vale simplemente eliminar el límite.

Esas inversiones tienen que ir ligadas a asegurar que detrás vaya a haber demanda.

No me sirve de nada un polígono bien electrificado, pero vacío, sin demanda. No quiero invertir en infraestructura que vayamos a tener que pagar en la factura, y minar esa competitividad que tengo por precios... si eso no va a traer demanda.

Así que estamos analizando cómo reforzar toda la normativa ligada a la inversión en redes para tener eso en cuenta, para aprovechar esa oportunidad que, insisto, en parte ya está aquí. Es de los temas que estamos ultimando a la vuelta del verano.

■ **El sector está preocupado porque la demanda está estancada. Y, si no crece la demanda, ¿quién va querer montar un parque solar o uno eólico? El Pniec sin embargo prevé un crecimiento considerable de la misma. De acuerdo, pero, ¿para cuándo?**

■ Hay un montón de proyectos que ya tienen permisos de conexión a red. Y es cuestión de dos, tres, cuatro años, que terminen de culminar esa conexión, porque, si no lo hacen, perderán ese permiso de conexión y vendrá el siguiente proyecto que sí que sea firme. Con lo cual, en los próximos años, con el portfolio de proyectos que ya tienen esos permisos, veremos señales de incremento de la demanda.

Por otra parte, en sectores como el de la movilidad estamos viendo curvas que, si mira uno con una perspectiva de década, son curvas exponenciales: uno de cada cuatro vehículos que compran los particulares en España ya lleva enchufe.

Mientras que hace pocos años estábamos en torno al 2-3% de vehículos electrificados, ahora superamos el 20-25%, según la provincia. Y tenemos ya más de 30.000 puntos de recarga en el mapa del Ministerio... con todo lo cual la electrificación de la movilidad va a pasar antes de que nos demos cuenta.

Desde luego hay que acelerar los esfuerzos ahí, y en eso estamos trabajando, en muchas vías en paralelo. Eso sí: lo que estamos viendo desde la parte de las redes (que al final son las primeras en enterarse de que alguien quiere electrificar), es que hay un apetito voraz. ■

## Las diez de últimas

■ **¿Qué quería ser de mayor el niño Joan?**

■ Va a sonar muy naïf, pero quería luchar contra el cambio climático.

■ **¿Lo ha conseguido?**

■ Creo, francamente, que lo estamos haciendo.

■ **¿Utilizará el señor Groizard alguna puerta giratoria?**

■ Yo siempre he trabajado, y siempre voy a trabajar, por el interés general. Y quien me conoce de cerca lo puede atestiguar.

■ **¿Es usted ecologista?**

■ Sí.

■ **¿Tiene paneles solares en casa?**

■ No, vivo de alquiler. En un bloque. Y la

verdad es que no me ha dado la vida para comentarlo con el resto de vecinos en la comunidad.

■ **¿Han pedido Iberdrola, Endesa y compañía prórroga para la operación de sus centrales nucleares?**

■ No, no hemos recibido ninguna solicitud de ampliación.

■ **¿Es verdad que buena parte del uranio enriquecido que usan las nucleares que aún operan en España procede de Rusia?**

■ Buena parte del uranio enriquecido sí.

■ **¿Cuándo será posible el 100% renovable del sistema eléctrico nacional?**

■ Como muy, muy tarde... en 2050. Pero

una de las cosas que tenemos entre manos es la actualización de la Estrategia a Largo Plazo para la neutralidad climática en 2050... y ahí esperamos poder adelantar ese 100% eléctrico.

■ **¿Hay oligopolio energético en España?**

■ Yo creo que eso es objetivo.

■ **¿Hay política en la energía o solo técnica?**

■ Hay política. Es una decisión política que yo prefiera depender energéticamente de Oriente Medio, o de Rusia, o de Estados Unidos, o que yo prefiera hacerlo de recursos propios. La técnica nos ayuda a tomar esas decisiones, pero, al final, la decisión es política.



P A N O R A M A

# El siglo de Asia

*La Agencia Internacional de las Energías Renovables (International Renewable Energy Agency, Irena) acaba de actualizar sus Estadísticas 2025, documento en el que le toma la temperatura a la transición renovable, país por país, y tecnología por tecnología (eólica, hidro, biomasa, fotovoltaica, termosolar...). Pues bien, una vez hechas las cuentas, el dato primero que destaca Irena en sus Statistics no deja lugar a la duda de por dónde va la transición: “más del 70% del crecimiento en la capacidad de energías renovables se ha producido [en 2024] en Asia”.*

Antonio Barrero F.

**A**sia mantiene sin discusión su posición de liderazgo en la ruta hacia la descarbonización del sistema energético global. Hasta el 71% de la nueva potencia renovable instalada en el mundo en 2024 ha crecido allí. Le siguen, a continuación, Europa y América del Norte, con un 12,3% y un 7,8%, respectivamente. ¿El otro gran titular de las Estadísticas 2025 de Irena? La enorme brecha, que se ensancha, con África, Eurasia, Centroamérica y el Caribe, que, “en conjunto”, solo han representado el 2,8% de la adición total de potencia renovable en el año 2024. Pero vayamos por partes...

Según las Estadísticas 2025 de Irena, el mundo ha añadido a su parque global de generación 582 gigavatios de nueva potencia renovable en 2024, lo que ha supuesto un nuevo máximo histórico (nunca antes en un año ha sido instalada tanta potencia REN). A pesar de ello -matizan desde la Agencia-, el guarismo (582 GW) sigue estando “por debajo del ritmo necesario” para alcanzar el objetivo mundial 2030, objetivo que fue señalado en la última cumbre mundial del clima y que no es otro que el mundo tenga instalados ese año (en el año treinta) 11,2 teravatios de potencia renovable (ahora mismo estamos en los 4,44 TW).

“Si se mantiene el mismo ritmo de crecimiento anual, el mundo -adelanta Irena- sólo alcanzará los 10,3 TW de capacidad renovable, incumpliendo el objetivo en 0,9 TW”.

Además, la transición energética no discurre en todas partes a la misma velocidad, insisten los autores de Renewable energy statistics 2025. Antes al contrario, mientras que en unas regiones (Asia o Europa) esta presenta año tras año números la mar de saludables, en otras latitudes la descarbonización de los sistemas energéticos está sucediendo con una extraordinaria lentitud. África es el ejemplo más recurrente. El parque renovable del continente africano ha aumentado apenas un 7,2% en 2024, “a pesar -recalca la Agencia- de sus enormes oportunidades económicas y de desarrollo”.

El director general de Irena, Francesco La Camera, habla de una “creciente brecha” regional que está impidiendo que muchas naciones puedan beneficiarse de la transición energética. “Es fundamental -insiste La Camera- reducir esta disparidad y cerrar la brecha de inversión entre países y regiones. Se requieren políticas específicas, financiación internacional y la creación de alianzas que liberen capital y tecnología en donde más se necesitan. Alineando los flujos de inversión con los marcos políticos, podremos asegurar que la transición verde se convierta en un potente motor para la resiliencia y el crecimiento económico sostenible en todo el mundo”.

## ■ Tecnologías

Por tecnologías, la tendencia también es unívoca: dominan el crecimiento sin discusión la energía solar fotovoltaica (FV) y, a una cierta distancia, la eólica, a años luz ambas de las demás soluciones renovables (bioenergía, geotérmica, hidráulica, termosolar).

Eólica y FV han representado conjuntamente -concreta la Agencia- el 97,5% de todas las adiciones netas de potencia renovable en 2024. Pero, de las dos, la fotovoltaica es la que se lleva la palma: hasta 453 gigavatios (de los 582 gigas instalados en 2024) han sido FV.

“Esto demuestra -apuntan desde Irena- la competitividad económica de la energía solar, que ofrece oportunidades de negocio y seguridad energética de forma rápida y sostenible”. El parque eólico global, por su parte, ha crecido 114 gigavatios en 2024.

El mundo cuenta ahora mismo, según las Estadísticas de Irena, con 1.866 gigavatios de potencia solar fotovoltaica instalados; 1.277 GW de hidráulica; 1.133 gigas de eólica; 151, de bioenergía; quince gigas de geotérmica; y uno de energías marinas.

Así las cosas, ahora mismo la capacidad renovable instalada (46,2%) tiene ya a tiro de piedra a la capacidad fósil (47,3%). Es decir, que 2025 será muy probablemente el año del sorpasso.

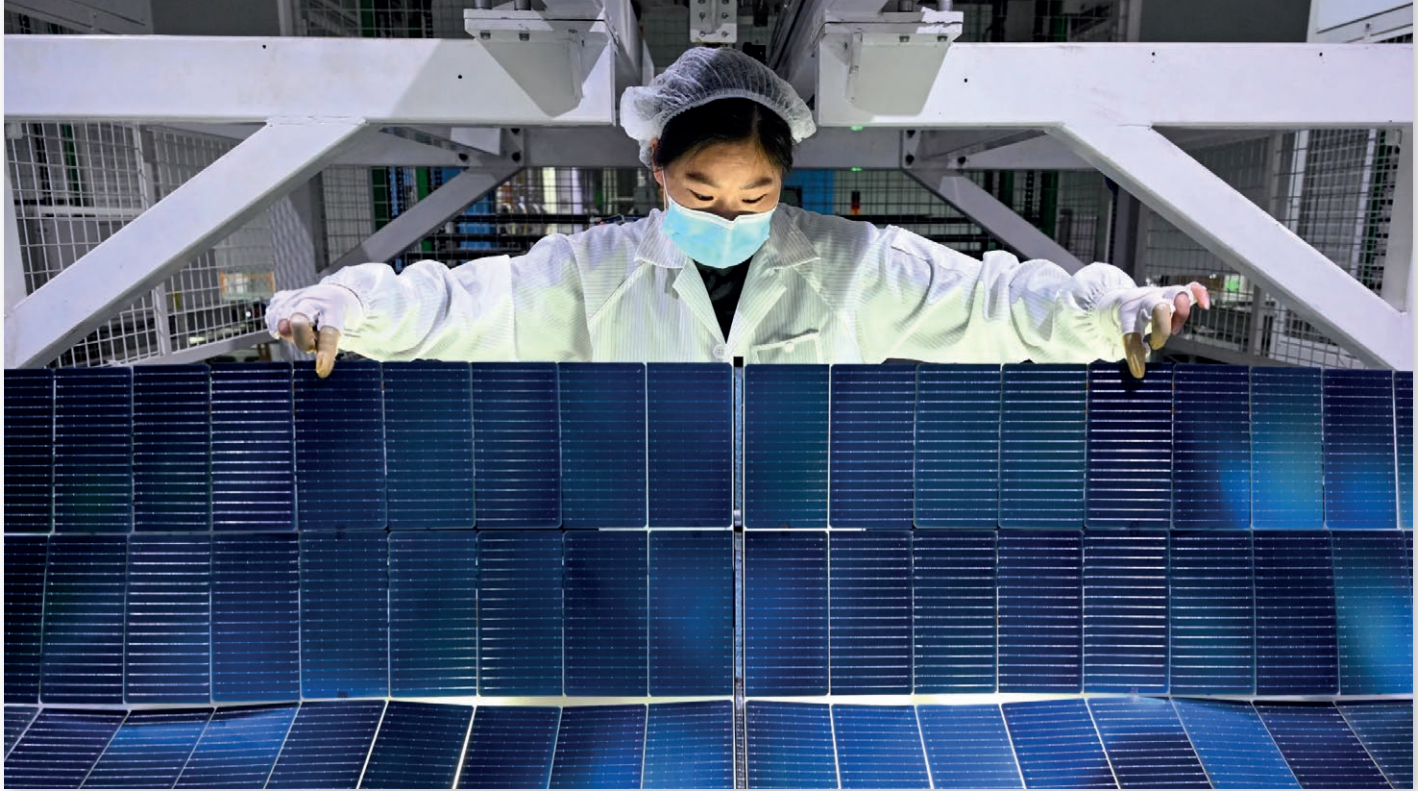
## ■ Capacidad y producción

“Con las energías renovables alcanzando a los combustibles fósiles en porcentajes de capacidad instalada (46,2% de energías renovables frente al 47,3% de combustibles fósiles), los argumentos a favor de las energías renovables como una inversión inteligente que crea empleo e impulsa el crecimiento sostenible son cada vez más sólidos”, sostiene el informe de Irena, que recuerda que solo el 4,2% de la potencia global de generación de electricidad es nuclear.

Estadísticas Irena 2025 también muestra el continuo crecimiento en la producción de electricidad renovable, crecimiento impulsado por supuesto por las tecnologías solar y eólica. La electricidad renovable creció más de cinco puntos (+5,6%) en el año 2023 respecto a 2022 (último dato disponible), alcanzando los 8.928 teravatios hora. Mientras tanto, la energía no renovable creció solo un 1,2% en 2023 comparada con 2022.

Las fuentes renovables de energía produjeron el 29,9% de la electricidad en el mundo en 2023: en concreto, 8.928 teravatios hora (TWh). El setenta por ciento restante salió, por una parte, de la quema de combustibles fósiles (que produjo 20.939 TWh), y, por





## Estas son las naciones que lideran la carrera de la transición energética

Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables, los datos de capacidad de generación eléctrica con energías renovables que se muestran en estas tablas representan la “capacidad máxima de generación neta de las centrales eléctricas y otras instalaciones que utilizan fuentes de energías renovables para producir electricidad”. Para la mayoría de los países y las tecnologías, los datos –explican desde Irena- reflejan la “capacidad instalada y conectada al final del año natural” (en este caso, a finales del año 2024). Hidroeléctrica de bombeo pura se incluye en la capacidad total. A continuación, los Top10 (potencia de generación por naciones), según la última entrega (julio de 2025) de las Renewable energy statistics de Irena (International Renewable Energy Agency).

### ■ TOP10 GLOBAL FV (en MW)

China .....	887.100
Estados Unidos .....	177.594
India .....	97.576
Alemania .....	89.943
Japón .....	89.601
Brasil .....	53.116
España .....	38.587
Italia .....	36.013
Australia .....	35.865
Corea del Sur .....	26.680
<b>—Sobre un total mundial instalado de 1.858.725 MW</b>	

### ■ TOP10 GLOBAL TERMOSOLAR (en MW)

España .....	2.302
Estados Unidos .....	1.480
China .....	980

Emiratos Árabes Unidos ..	809
Suráfrica .....	600
Marruecos .....	540
India .....	343
Israel .....	242
Chile .....	108
Kuwait .....	52
<b>—Sobre un total mundial instalado de 7.581 MW</b>	

### ■ TOP 10 GLOBAL EÓLICA TERRESTRE (en MW)

China .....	479.996
Estados Unidos .....	152.481
Brasil .....	32.959
India .....	48.163
Alemania .....	63.608
España .....	31.807
Francia .....	23.105
Canadá .....	17.524

Suecia .....	17.046
Reino Unido .....	16.230
<b>—Sobre un total instalado mundial de 1.049.778 MW</b>	

### ■ TOP 10 GLOBAL EÓLICA MARINA (en MW)

China .....	45.867
Reino Unido .....	15.916
Alemania .....	9.215
Países Bajos .....	4.748
Taiuán .....	2.936
Dinamarca .....	2.813
Bélgica .....	2.262
Francia .....	1.487
Vietnam .....	1.104
Corea del Sur .....	246
<b>—Sobre un total instalado mundial de 82.879 MW</b>	

### ■ TOP10 GLOBAL HIDROELÉCTRICA (en MW)

China .....	435.950
Brasil .....	109.982
Estados Unidos .....	103.077
Canadá .....	83.672
Rusia .....	52.942
India .....	52.293
Japón .....	50.084
Noruega .....	34.698
Turquía .....	32.386
Francia .....	26.846
<b>—Sobre un total mundial instalado de 1.426.697 MW (150.074 MW de hidroeléctrica de bombeo pura)</b>	

otra, del conjunto de las aproximadamente 400 centrales nucleares que aún operan en el mundo, el bombeo hidráulico y otras fuentes no renovables. ¿Total? 29.867 TWh in 2023.

Desde principios de siglo, el perfil de las soluciones renovables ha experimentado una significativa transformación. La hidráulica (Irena no incluye aquí el bombeo) continúa siendo la fuente principal de kilovatios verdes en todo el mundo. Pero el peso de las tecnologías renovables variables (las que beben de fuentes -el Sol o el viento- no almacenables, como sí lo es el agua) han crecido de manera extraordinaria.

Así, mientras que suponían apenas el 1,1% del total de producción renovable en el año 2000, constituyen hoy el 44,0% de ese total.

En 2023 (último dato disponible), la hidráulica generó 4.270 teravatios hora de electricidad (-1,6% con respecto a 2022). El bombeo creció casi cuatro puntos (+3,9%), hasta alcanzar los

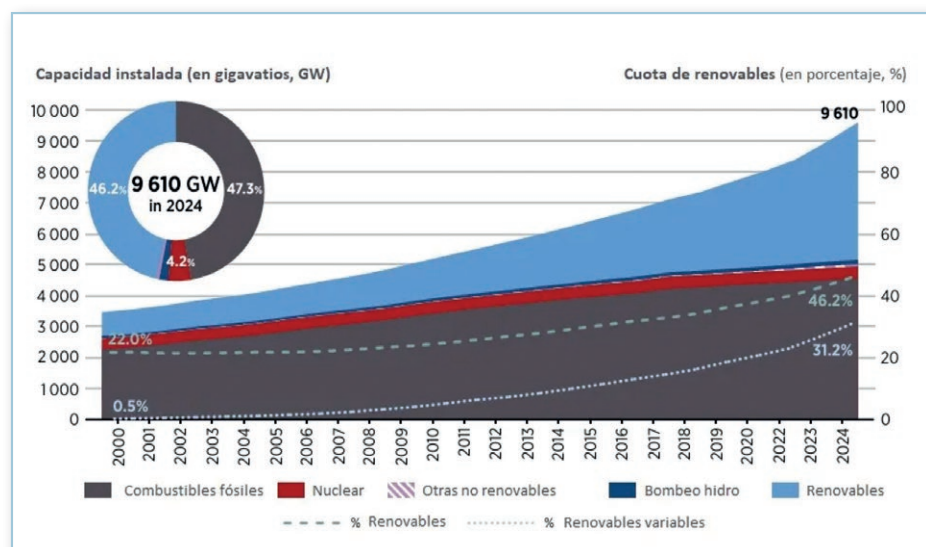
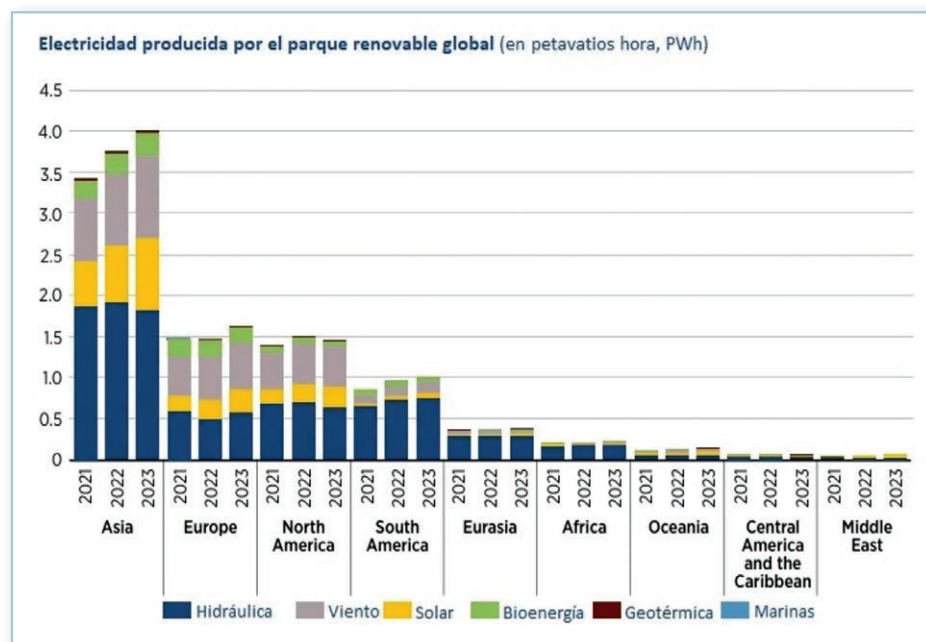
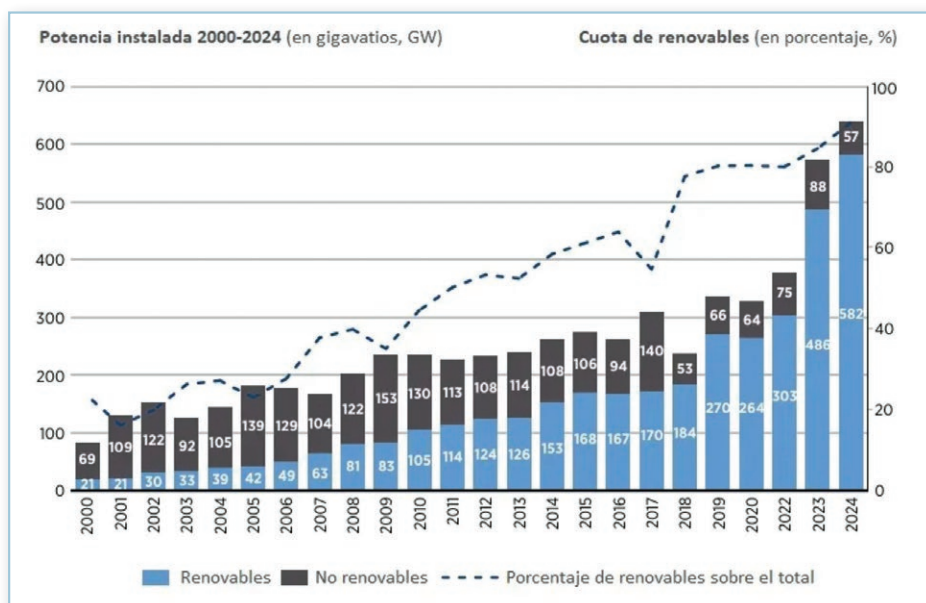
5,5 teras hora. El parque eólico global generó 2.304 TWh, o casi diez puntos más (+9,8%) que un año antes; y la FV produjo 1.624 TWh (0 +25,2% con respecto a 2022). Por fin, la bioenergía generó 632 teravatios hora (registrando un crecimiento de apenas el 1,4%), la geotérmica, 98 TWh, y las enegías marinas, casi un teravatio hora (1 TWh).

## ■ Todos los hitos

- Las fuentes renovables de energía han doblado su producción en poco más de veinte años: produjeron 15.556 teravatios hora en el año 2000; y han generado 29.867 TWh en 2023. En el mismo lapso, y a pesar de que evidentemente la demanda de electricidad ha crecido de manera muy significativa en todo el mundo, la generación nuclear se ha mantenido estable.



## PANOR



## Simon Stiell, secretario ejecutivo de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

«El cambio mundial hacia las energías renovables es cada vez más inevitable, pero sus enormes beneficios humanos y económicos aún no se reparten entre todos los países y regiones. Para cumplir el acuerdo mundial alcanzado en la CoP28 de triplicar las energías renovables hacia 2030, tenemos que avanzar mucho más y con mayor rapidez, y progresar más en los elementos facilitadores clave para los países en desarrollo vulnerables. Las inversiones necesarias traerán consigo enormes dividendos, reduciendo emisiones, impulsando el crecimiento económico, creando empleos y apoyando una energía accesible y segura para todos»



- Las tecnologías renovables variables (eólica, solar) supusieron el 0,5% de la producción de electricidad en el año 2000 en todo el mundo, y han supuesto el 13,2% del total en el año 2023.
- El 76,8% de la electricidad generada en Suramérica es de origen renovable (tres cuartas partes de ese total hay que anotárselo a la gran hidráulica). Entre tanto, en Europa solo el 46% de la energía eléctrica es verde. Los datos son mucho peores tanto en Norteamérica (27%) como en Asia, con otro 27.
- Oriente Próximo, extraordinariamente rico en yacimientos fósiles, juega en otra liga (o directamente no juega), porque solo el 4% de su generación es renovable. Eurasia, África, Centroamérica y Caribe se mueven entre el 20 y el 24%.
- La potencia renovable instalada a finales de 2024, según Irena Statistics, alcanzó los 4,4 teravatios, lo que ha supuesto un crecimiento sin precedentes (+15,1% con respecto al parque global 2023), crecimiento significativamente mayor que la tasa de crecimiento



**Francesco La Camera,  
director general de la Agencia  
Internacional de las Energías  
Renovables**

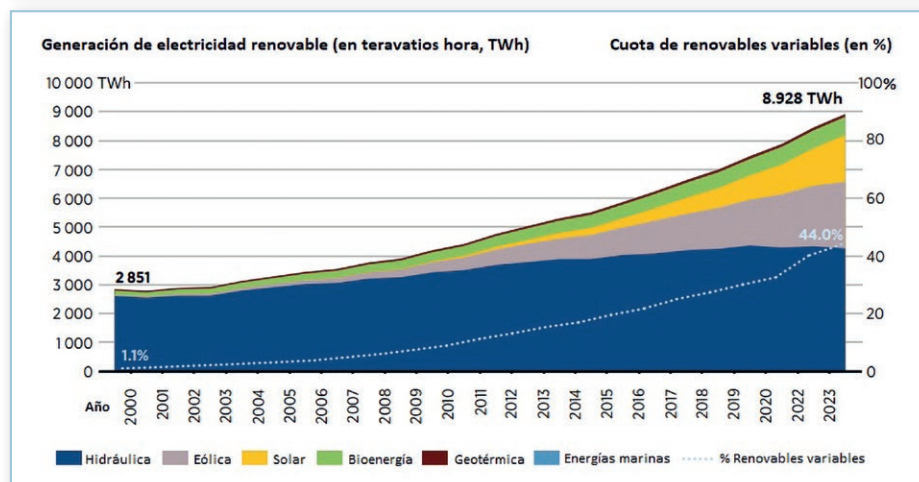
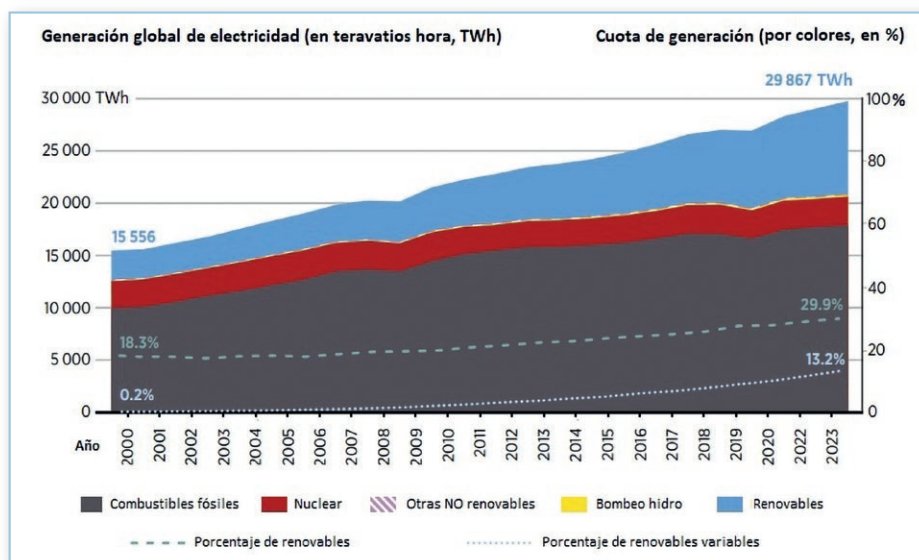
«El auge de las energías renovables está transformando los mercados energéticos mundiales, impulsando las economías y creando grandes oportunidades de inversión. Sin embargo, la creciente brecha regional pone de manifiesto que no todos se benefician por igual de esta transición (...). Es fundamental reducir esta disparidad y cerrar la brecha de inversión entre países y regiones. Se requieren políticas específicas, financiación internacional y la creación de alianzas que liberen capital y tecnología en donde más se necesitan. Alineando los flujos de inversión con los marcos políticos, podemos asegurar que la transición verde se convierta en un potente motor para la resiliencia y el crecimiento económico sostenible en todo el mundo»



anual compuesta de los últimos cinco años (+10,4% entre 2018 y 2023).

- La capacidad renovable variable ha crecido en 2023 más de veinte puntos (+23,3%), hasta alcanzar el 31,2% de la capacidad renovable total.
- Más allá de la electricidad, las Estadísticas Irena hacen un inciso para la energía térmica. Según la Agencia, en el año 2023 solo el 6,6% de la producción de calor a escala global salió de fuentes renovables (919 petajulios). El restante 93,8% del calor, o sea, 13.965 petajulios (PJ) fue producido por combustibles fósiles (más aportaciones insignificantes de nuclear y otros recursos no renovables). El 90,6% del calor REN lo produjo la bioenergía. La geotérmica y solar térmica se quedan prácticamente con todo el resto REN.

Según Irena, los países y regiones que atraen inversiones sustanciales en energías renovables están experimentando “una mayor seguridad energética, un aumento de la actividad industrial y nuevos empleos, impulsando un desarrollo socioeconómico más extenso”.



*Más información*  
→ [irena.org](https://irena.org)



COMUNIDADES ENERGÉTICAS

# Cada dos días nace una comunidad energética en España

*Ecodes y Redeia han publicado este mes de junio el segundo “informe de indicadores de comunidades energéticas” de España. El documento en cuestión (denominado Observatorio de Comunidades Energéticas. Informe de Indicadores 2024) pone sobre la mesa varios datos llamativos. Abrimos aquí con dos. Primero: en 2024 en España han visto la luz hasta 200 nuevas comunidades energéticas. Y segundo: en la Comunidad de Madrid solo ha sido constituida en todo ese año una comunidad energética (CE). Ahora mismo hay en el país 659 CEs, de las que casi un tercio ha visto la luz en solo doce meses (los de 2024).*

Antonio Barrero F.

**E**nergía Común es una iniciativa impulsada por la Fundación Ecología y Desarrollo (Ecodes) y la empresa Redeia (matriz de Red Eléctrica, REE), una iniciativa que cuenta con el apoyo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen). El objetivo último de Energía Común es la creación de “un espacio para el aprendizaje, el fomento del conocimiento colectivo, el intercambio de experiencias y la creación de redes de apoyo” que sirva de caldo de cultivo para la aceleración de la creación de Comunidades Energéticas. Y el fruto más visible de Energía Común es su Observatorio de Comunidades Energéticas, informe cuya segunda edición (Indicadores 2024) acaba de ver la luz.

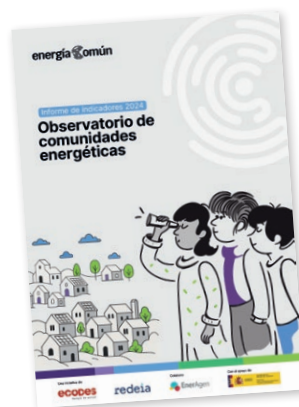
El documento (de más de 80 páginas) repasa los planes de apoyo e incentivos existentes para las CEs (programas estatales, autonómicos, provinciales y municipales); recorre la normativa relevante (durante el año 2024 no se han registrado cambios significativos en el marco regulatorio aplicable a las CEs, pero sí algunas modificaciones parciales introducidas en normativa no específicamente relacionada con las CEs); sitúa en el mapa las

Oficinas de Transformación Comunitaria (OTCs); analiza las formas y vías de financiación por las que han transitado y transitan las comunidades energéticas; recorre la realidad CEs autónoma por autonomía (Madrid por ejemplo es la comunidad autónoma con menos CEs por cada 100.000 habitantes de España); y, por fin, incluye un listado con todas las 659 comunidades energéticas que Ecodes y Redeia tienen identificadas a día de hoy.

El número principal de este último Observatorio es ese (659), pero el Informe de Indicadores 2024 contiene muchos-muchos más. Los repasamos a continuación.

## ■ Porcentaje de municipios con una comunidad energética

El 8,10% de los municipios españoles cuenta ya con una Comunidad Energética (el crecimiento registrado en 2024 ha sido extraor-



dinario, pues en 2023 solo un 4% tenía CE). Ese ratio en todo caso no se distribuye de forma homogénea, sino todo-todo lo contrario. A saber: mientras que en el País Vasco el 30% de los municipios cuenta con al menos una CE (o 24% en Navarra), en las vecinas Cantabria y La Rioja los porcentajes son paupérrimos: 2,94 y 2,87, respectivamente.

## ■ Porcentaje de CEs por cada cien mil habitantes

Con el objetivo de visibilizar la distribución de las comunidades energéticas en relación a cómo se distribuye la población en España desde una perspectiva geográfica, Energía Común ha establecido el indicador de “número de comunidades energéticas por cada 100.000 habitantes”. Y el resultado obtenido ha sido de 1,43 Comunidades Energéticas por cada 100.000 habitantes.

Este indicador, al igual que ha sucedido con el anterior, dobla respecto a los datos de 2023, cuando existían 0,74 Comunidades Energéticas por cada 100.000 habitantes. Y también como ha sucedido con el anterior, este indicador varía de forma sustancial en



función de la comunidad autónoma, siendo Navarra, de forma destacada, la Comunidad Autónoma con más Comunidades Energéticas por cada 100.000 habitantes.

■ Por provincias

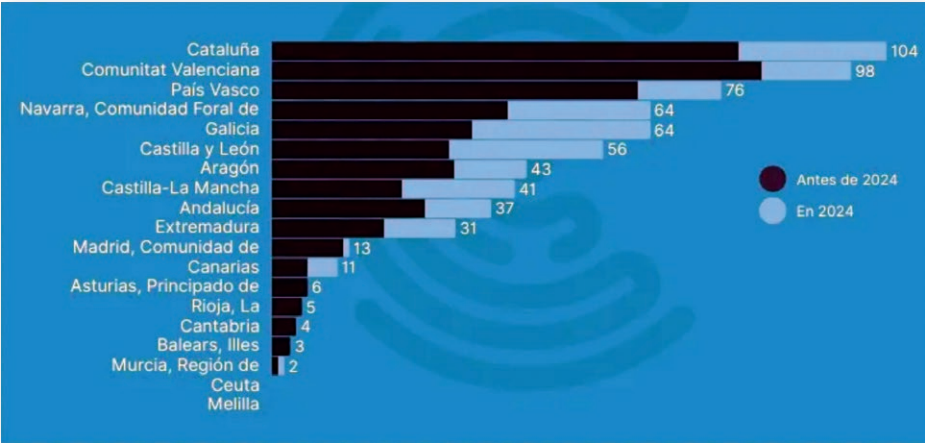
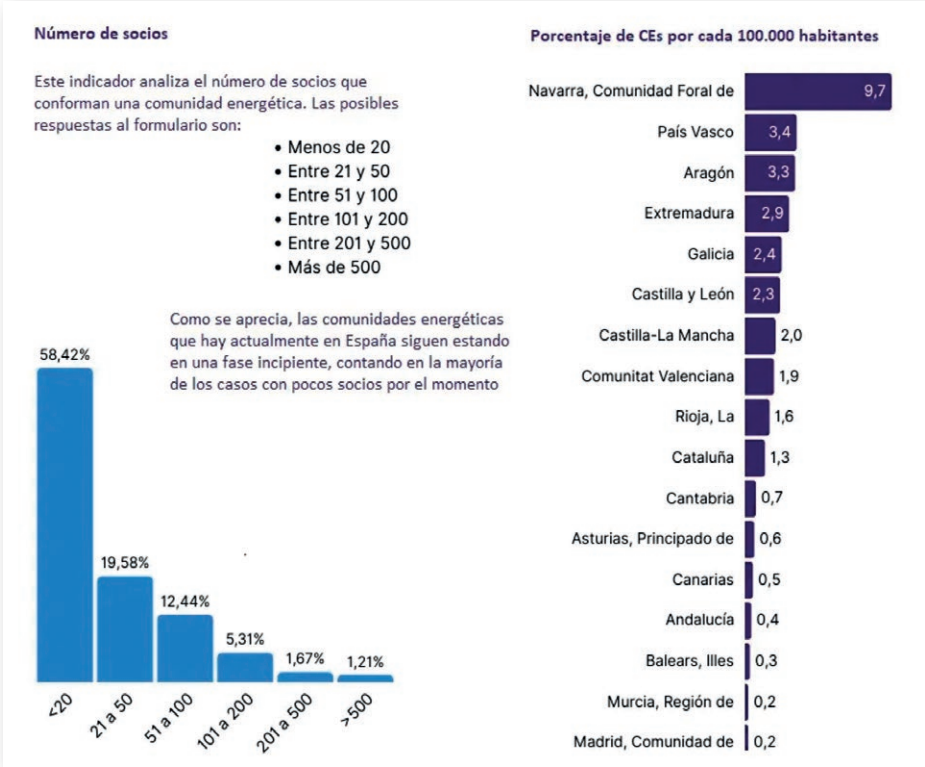
Las diez provincias con más comunidades energéticas son Valencia (69), Navarra (64), Gipuzkoa (54), Barcelona (50), Lleida (30), Pontevedra (24), Castellón (23), Ourense (21), Albacete (19) y Huesca (18). En el otro extremo se encuentran algunas de las provincias más soleadas de España (la inmensa mayoría de las comunidades energéticas dan sus primeros pasos con instalaciones solares). El caso es que encontramos ahí, entre las provincias con menos comunidades energéticas de España, a Murcia, con solo tres CEs, Almería (tres también), Huelva (cuatro) o Sevilla (seis). Madrid (donde residen más de ocho millones de personas), tiene solo 13 comunidades energéticas, menos que Huesca, Ourense o Pontevedra.

■ Porcentaje de CE con al menos el 50% mujeres en su Junta de Gobierno

El 39,9% de las comunidades energéticas de España tiene una representación femenina igual o superior al 50% en su Junta de Gobierno. “Al igual que en muchos otros ámbitos de nuestra sociedad, la masculinización –explican los autores del informe– sigue siendo una realidad evidente también en los órganos de representación de estas comunidades (...). No obstante –matizan–, cabe destacar un avance significativo: este indicador ha experimentado un incremento con respecto al año 2023, lo que sugiere una evolución positiva en términos de paridad” (en 2023 solo el 25% de las CEs contaba con una representación femenina igual o superior al 50% en su Junta de Gobierno).

■ Tipo de participantes

En un 92% de las comunidades energéticas participa la ciudadanía, “valor idéntico –constatan desde Energía Común– al del informe de 2023”, lo cual resulta “muy relevante, ya que la figura nace para hacer partícipe a la ciudadanía en la transición energética”. Los ayuntamientos participan en el 57% de las CEs, porcentaje que ha aumentado respecto a 2023 en doce puntos. “Esta participación no implica que sea como socio de la Comunidad Energética –aclaran las autoras del estudio–, pues muchos ayuntamientos participan en el impulso o como facilitadores”. Los ayuntamientos desempeñan un “papel crucial para el impulso en la creación y desarrollo” de las CEs, según el Observatorio. Pueden interpretar varios roles en el



proceso, tanto en el impulso inicial como en la gestión de las CEs. El Informe de Indicadores 2024 repasa esos roles, que pueden ser uno o varios a la vez. Así, un ayuntamiento puede obrar como

- Promotor: contribuye en la dinamización y articulación legal
- Socio: es un socio más de la Comunidad Energética
- Facilitador: cede espacios y cubiertas de edificios municipales para proyectos energéticos
- Financiador: aporta fondos para la fase de información, constitución legal y/o ejecución del proyecto energético
- Consumidor: consume energía de las instalaciones energéticas propiedad de la CE
- Productor: genera energía que cede a la

Comunidad Energética

El rol de facilitador es el más habitual, con más del 61% de frecuencia, seguido por promotor, con más de un 32%. Tan solo en un 21% de los casos, el ayuntamiento participa como socio de la comunidad energética.

El rol de facilitador implica actividades como la cesión de espacios para las reuniones o para la instalación de proyectos energéticos (por ejemplo, un tejado municipal para una instalación de autoconsumo colectivo).

El rol de promotor conlleva una implicación mayor, ya que en este rol, el ayuntamiento aporta fondos para asegurar el éxito del proceso, ya sea en la fase de articulación, contratando a entidades expertas en dinamización, asesoramiento jurídico o técnico; ya sea en la fase de implementación del proyecto energético.



### ■ Año de creación

En 2024 se ha registrado una ligera disminución en el número de comunidades energéticas constituidas en comparación con el año anterior. “Este descenso —explican las autoras del informe— puede deberse a múltiples factores que será necesario analizar en futuras ediciones, como la evolución del marco regulatorio, la disponibilidad de ayudas o la consolidación de iniciativas ya existentes”.

### ■ Aspectos sociales

De las 659 comunidades energéticas incluidas en este informe, el 33% abordan o tienen previsto abordar algún aspecto social de su comunidad. Entre ellos, el aspecto social más abordado por las comunidades energéticas con un 29% es la Pobreza Energética, seguido por un 19% que abordan aspectos de género, un 18% que abordan la participación de colectivos vulnerables y el 16% que

abordan el desarrollo rural.

### ■ ¿Y la financiación?

Existen proyectos pioneros con modelos de financiación muy diversos, según Energía Común. La respuesta a la cuestión de la financiación es en todo caso múltiple, “ya que un proyecto puede contar con varias líneas de financiación”.

- Fondos propios (aportación única de los socios beneficiarios al inicio del proyecto energético)

### Cómo crear una comunidad energética

Amigas de la Tierra te lo cuenta en una serie de videos a los que cualquiera puede acceder si teclea en youtube o google precisamente eso: “¿cómo crear una comunidad energética?”. La organización ecologista ha recorrido España buscando experiencias y testimonios, y ha recopilado en esa serie documental las voces de quienes han hecho posible (y siguen construyendo) comunidades energéticas como Luco Energía, en Teruel; Arroyo Alumbra, en Huelva; Buchabade, en Pontevedra; o Río Monachil, en Granada. La serie tiene ya dos años, pero sigue hoy tan vigente como el día de su estreno, y es sin duda una buena manera de abrir el melón del “por dónde empiezo”.

El Gobierno de Navarra es otra de esas fuentes a las que conviene acudir para empezar. Publicó su Plan Energético Horizonte 2030 hace un par de años, tuvo la buena idea de incluir en él una “Guía rápida para constituir una Comunidad Energética en 6 pasos” y parece que ha tenido éxito, habida cuenta de los números que recoge el Observatorio de Ecodes y Redeia (Navarra es la comunidad autónoma con más CEs por habitante de España).

La Asociación Andaluza de Comunidades Energéticas acaba de publicar por su parte (a mediados de julio) una “Guía paso a paso” para constituir CEs. El documento en cuestión habla de ocho pasos:

- (1) reunir un grupo motor;
- (2) identificar necesidades y oportunidades;
- (3) escoger el modelo jurídico;
- (4) estudiar la viabilidad técnica y económica;
- (5) diseñar la participación;
- (6) buscar financiación y apoyos;
- (7) poner en marcha la instalación;
- (8) gestionar, comunicar y crecer.

La Asociación andaluza (que recorre esos 8 pasos en [energiacomunitaria.com](http://energiacomunitaria.com)) se presta a acompañar en esa ruta, con “formación, asesoramiento, ejemplos reales y conexión con otras comunidades”, a quienes quieran emprender la aventura de la constitución de una CE.

Pero es probablemente el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) la primera ventanilla a la que acceder. Organismo dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ha gestionado ya ayudas directas para 145 comunidades energéticas de toda España (más de cien millones de euros en subvenciones, con destino a más de 100.000 beneficiarios-asociados a esos proyectos).

El IDAE además ha impulsado la creación de hasta 74 Oficinas de Transformación Comunitaria, que están ya distribuidas por todo el territorio nacional. Las OTCs operan como viveros de comunidades energéticas (han sido concebidas precisamente para eso, para impulsar la constitución de CEs) y están todas perfectamente identificadas en el “Listado público de las Oficinas de Transformación Comunitaria” ([sede.idae.gob.es](http://sede.idae.gob.es)).

En ese listado aparece la Oficina de Transformación Comunitaria y Acompañamiento de la Comunidad Valenciana, que acaba de publicar (a mediados de julio) la “Guía de Creación de Comunidades Energéticas”, probablemente el documento más



actualizado que sobre el particular quepa encontrar ahora mismo. Y ojo, que el bagaje de la Comunidad Valenciana no es baladí (es la segunda comunidad con más CEs de toda España, solo por detrás de Cataluña).

La Guía valenciana toca todos los palos. Véase si no su índice:

- (1) qué es una comunidad energética;
- (2) qué beneficios produce;
- (3) aspectos técnicos;
- (4) estructura jurídica;
- (5) quién puede formar una comunidad energética;
- (6) fases de constitución;
- (7) fuentes de financiación para las CEs; y
- (8) barreras a las que habrán de enfrentarse.

La Guía ha sido financiada por la Unión Europea a través de un programa que ha gestionado el IDAE.

Diputaciones, mancomunidades, ayuntamientos y otras instituciones también están produciendo literatura (y conocimientos) sobre el particular. Un ejemplo reciente es el curso que sobre Dirección de Proyectos de Comunidades Energéticas va a impartir la Universidad de Extremadura el próximo mes de octubre.

Dirigido a profesionales del sector energético, técnicos de la administración local, estudiantes universitarios y ciudadanía interesada, el curso, que es gratuito, será impartido en la Escuela de Ingenierías Industriales de Badajoz (30 horas lectivas presenciales distribuidas en 8 jornadas) y no es el primero ni será el último.

El Colegio de Graduados en Ingeniería e Ingenieros Técnicos Industriales de Aragón y el Clúster de la Energía de Aragón (Clenar) organizaron hace unas semanas el ciclo de jornadas “Comunidades energéticas: de la idea a la gestión” con el mismo fin: abrir puertas y ventanas a los futuros promotores de CEs.

Más: el Cluster Solartys convoca en octubre uno, avanzado, para “gestores de comunidades energéticas”, mientras que el Instituto Tecnológico de la Energía, de la Comunidad Valenciana (ITE), oferta a finales de este mes de septiembre su “Curso [telemático] de especialización en comunidades energéticas”.

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) ha colaborado con Ingeus, empresa especializada en el desarrollo de programas de acompañamiento laboral, en la elaboración de los contenidos del curso “Creación y Dinamización de Comunidades Energéticas”, oferta formativa 100% telemática que presume de contar con la Certificación de la Universitat Rovira i Virgili.



- Ayudas públicas
- Financiación externa (entidad financiera o servicios energéticos) Cuota mensual o anual por participar
- Prestamos colectivos (*crowdfunding* / *crowdlending*)
  - El ayuntamiento u otra administración pública es la propietaria de la instalación energética

Según este segundo Observatorio de Comunidades Energéticas, a nivel nacional, el 58% de las CE ha accedido “algún tipo de ayuda pública”, dato que destaca respecto al del año pasado –apuntan los autores del informe–, cuando hasta el 85% habían recibido alguna ayuda.

La segunda fuente de financiación más habitual entre las comunidades energéticas a nivel nacional ha sido los fondos propios, con un 63%, “valor similar al del año pasado”.

El resto de fuentes de financiación son ya de menor orden de magnitud: entidades financieras (32%); ayuntamiento (11%); préstamos colectivos (4%).

#### ■ Actividades que desarrollan las CE

La actividad más habitual en las comunidades energéticas sigue siendo el autoconsumo

#### Por comunidades autónomas

Una autonomía uniprovincial lidera con claridad la carrera nacional de las comunidades energéticas (CEs). Se trata de Navarra, que es ahora mismo la comunidad autónoma con más CEs por habitante, y la segunda en cuanto al número de municipios con CE: hasta el 24% de los municipios navarros (casi uno de cada cuatro) tiene una CE, porcentaje que triplica la media registrada en el resto del estado español: 8,10.

La movida CE de la comunidad foral destaca además por su carácter social: el 81% de las comunidades energéticas navarras declara que aborda aspectos sociales o que tiene previsto hacerlo, valor este segundo también muy-muy por encima de la media nacional (33%). En total hay en la región 64 CEs, según este último Observatorio de Comunidades Energéticas. 24 de ellas han nacido en 2024.

En las antípodas se ubica otra autonomía uniprovincial, la Región de Murcia, que registra unos guarismos paupérrimos: 3 comunidades energéticas (la soleada Murcia cuenta con una población de más de un millón y medio de habitantes, bastante más del doble que Navarra, que no alcanza los 690.000).

Dos de las CEs murcianas son asociación; la tercera, cooperativa. Entre las tres suman algo más de 100 personas y/o entidades socias (en Navarra son más de 3.300 las entidades y/o personas vinculadas a comunidades energéticas).

Con Cataluña (8 millones de habitantes) y Madrid (7 millones) sucede lo mismo. Parecen territorios ubicados en planetas distintos. La primera cuenta con más comunidades energéticas que ninguna otra autonomía del estado español. Es más: es la única en el país que supera el listón del centenar (tiene 104 CEs, según este último Observatorio), mientras que la Comunidad Autónoma de Madrid apenas supera la docena (tiene solo 13).

Como Cataluña, buenas cifras también presentan Euskadi y el País Valenciano, que destacan significativamente sobre el resto. Casi un centenar de comunidades energéticas (98) ha registrado este último Observatorio en las tres provincias mediterráneas (la comunidad valenciana tiene una población de 5,5 millones de personas). Hasta 76 CEs hay a día de hoy en los tres territorios vascos, que cuentan con menos de la mitad de población (2,2 millones de habitantes).

# Aseguramos la transición energética

Somos especialistas en seguros para instalaciones de energía renovable

Más de 40 años de experiencia para avanzar hacia un modelo energético respetuoso con el medio ambiente, justo y democrático

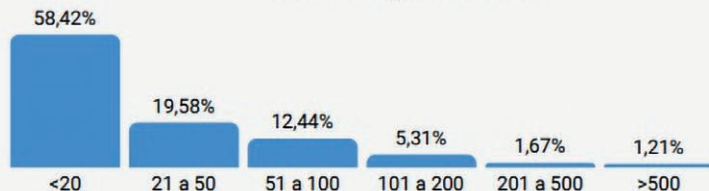




## COMUNIDADES ENERGÉTICAS

### Número de socias/os

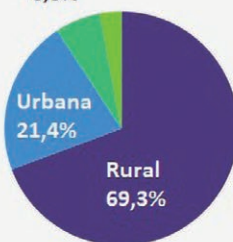
Distribución de las comunidades energéticas según el número de socios que la integran actualmente



### Tipología

Tipo de comunidad energética según el contexto donde se desarrolla

Barrio  
6,3%



### Año de creación

Año en el que se constituyó legalmente la comunidad energética



### Figura jurídica

Figura jurídica bajo la que se han constituido formalmente las comunidades energéticas



## La lectura que hace Ecodes sobre la eclosión de las CE

«El incremento de las comunidades energéticas pone de manifiesto la creciente importancia de estas iniciativas en la transición energética del país, así como un impulso estratégico y significativo hacia un modelo energético más participativo y descentralizado que contribuye a la soberanía energética de España. En este sentido, cabe recordar que estas figuras representan un paradigma emergente que empodera a la ciudadanía para que asuma un papel activo en la gestión y producción de energía, por lo que el aumento supone un avance concreto en la implementación práctica de estos modelos participativos»

«Las comunidades energéticas emergen como una figura innovadora dentro de la cadena de valor del ecosistema energético, destacándose por su sólido componente social que las diferencia de otros actores. Este crecimiento y el avance en puesta en marcha de proyectos de autoconsumo colectivo da cuenta del impulso de una transición energética participativa y local en España, consolidándose como un motor clave hacia un sistema más sostenible, comunitario y resiliente»

fotovoltaico (hay 640 iniciativas). Pero las comunidades energéticas también desarrollan o han declarado explícitamente su voluntad de desarrollar otras actividades. Así, el Observatorio ha detectado 172 iniciativas vinculadas a la movilidad; 160, relacionadas con la rehabilitación; casi 100 proyectos para el almacenamiento de energía y gestión; 80, vinculados a la energía térmica; y 79, a otras renovables.

En cuanto a los proyectos en funcionamiento, este segundo Observatorio muestra que el 18% de las comunidades energéticas tienen ya una instalación de autoconsumo operativa, siendo este —insiste— el proyecto energético mayoritario.

Ecodes y Redeia han detectado así mismo en todo caso “cómo se está avanzando

también en actividades de movilidad sostenible y de renovación energética de viviendas”.

A pesar de ello —matizan—, el aumento de autoconsumos colectivos en funcionamiento en España “no lleva la misma celebridad que la implicación de la ciudadanía en la creación de las comunidades energéticas”.

Más de 27.000 personas y entidades son socias de una comunidad energética, según los Indicadores 2024 de Energía Común.

### Los autores y su obra

Ecodes (Fundación Ecología y Desarrollo) se define como “una organización privada sin ánimo de lucro que trabaja desde 1992 para buscar cómplices en la ciudadanía, las organizaciones de la sociedad civil, las empresas

y las administraciones públicas, acompañándolos y ayudándolos para acelerar su transición hacia una economía neutra en carbono, inclusiva, responsable y circular enmarcada en una nueva gobernanza, mediante la innovación y la creación de puentes y alianzas”.

Redeia es un operador global de infraestructuras esenciales y neutrales. Declara como objetivo el garantizar el suministro eléctrico y la conectividad en España y Latinoamérica. Cuenta con cinco empresas, entre ellas, Red Eléctrica, operador transportista del sistema eléctrico español. Redeia participó en la puesta en marcha en 2021 de la primera comunidad energética rural en España, hito que tuvo lugar en Castilfrío de la Sierra (Soria). Bajo el nombre de Hacendera Solar, la iniciativa cubre en la actualidad parte de la demanda eléctrica del municipio.

El Informe de indicadores 2024 Observatorio de Comunidades Energéticas se ha desarrollando con el apoyo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a través de la convocatoria para el año 2024 de subvenciones en régimen de concurrencia competitiva “línea a” para el desarrollo de actividades para el interés general consideradas de interés sociales, en el ámbito de la investigación científica y técnica y protección al medio ambiente en materias de competencia estatal.

### Más información

→ [energiacomun.org](http://energiacomun.org)





**Crear la primera  
comunidad energética  
tuvo su miga.**

**Pero innovando...  
¡Se puede!**

**Soluciones 360° para  
comunidades energéticas**





COMUNIDADES ENERGÉTICAS

## II Cumbre de Comunidades Energéticas de UNEF

# Participación y financiación, principales retos

*El Palacio de Congresos de Toledo 'El Greco' es el lugar elegido por la Unión Española Fotovoltaica para celebrar esta nueva edición de la Cumbre de Comunidades Energéticas el próximo 24 de septiembre. Un espacio de encuentro donde poner en común el avance en el desarrollo de las comunidades energéticas, pero también las necesidades y problemáticas identificadas, y debatir de manera conjunta el futuro de estos actores.*

Celia García-Ceca

La II Cumbre de Comunidades Energéticas organizada por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) tendrá lugar en Toledo el miércoles 24 de septiembre en el Palacio de Congresos de Toledo 'El Greco'. En la Cumbre se llevarán a cabo diferentes mesas de debate: regulación, gobernanza, tramitaciones, entre otras, así como espacio de intercambio y aprendizaje de diferentes proyectos que combinen actividades más allá del autoconsumo. El objetivo marcado desde UNEF es contribuir a crear un espacio de encuentro donde poner en común el avance en el desarrollo de las comunidades energéticas, pero también las necesidades y problemáticas identificadas, y debatir de manera conjunta el futuro de estos actores.

Después de la I Cumbre de Comunidades Energéticas se creó el Manifiesto en pro de las Comunidades Energéticas y Autosuficiencia Energética con voluntad fundacional para trabajar con todas las comunidades energéticas y ayudar a tejer complicidades para seguir articulando y trabajando en defensa de sus intereses. “Para poder desarrollar todo el potencial que tienen las comunidades energéticas necesitamos un marco normativo claro, que garantice que sus miembros participan en igualdad de condiciones que los agentes tradicionales del mercado eléctrico y que ofrezca una estabilidad regulatoria que permita a su vez a las empresas ofrecer sus servicios a estas comunidades”. Estas palabras de José Donoso, director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), reflejan el propósito de la propuesta de marco normativo para las comunidades energéticas que presentó la patronal del sector a finales del año pasado.

Para UNEF, las comunidades energéticas –según recoge el documento al que ha tenido acceso *Energías Renovables*– son una de las herramientas clave de un modelo energético sostenible, porque permiten aunar en un mismo proyecto diversas actividades que suman en la transición energética, como pueden ser el autoconsumo, la rehabilitación de edificios, la movilidad verde o el almacenamiento. Y lo hacen, además, involucrando directamente a la ciudadanía, a la economía local y a los ayuntamientos en la definición del proyecto y en la toma de decisiones, posibilitando que los beneficios se reinviertan en la comunidad y en las localidades donde se implementan.

En esta misma línea, el interés general por las comunidades energéticas ha ido creciendo en los últimos tiempos de manera exponencial, tanto por parte de la ciudadanía, como por el sector empresarial. Sin embargo, los ejemplos que se han desarrollado hasta ahora –añaden desde UNEF–, lo han hecho sin un marco normativo que los acompañe. En este sentido, UNEF solicita un Real Decreto específico que impulse las comunidades energéticas y que marque las bases de su desarrollo, entendiendo sus características propias

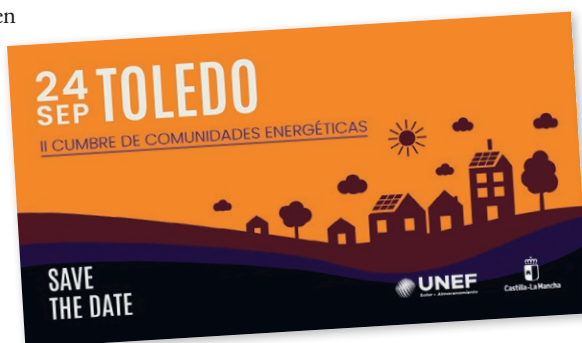
y proporcionando seguridad jurídica, transparencia y estabilidad.

Las medidas que desde la patronal consideran indispensables para incluir dentro del marco normativo están enfocadas a:

1. Asegurar la autonomía y el control efectivo de los socios de las comunidades energéticas definiendo claramente en el marco normativo cuándo se incumple dicha autonomía y control. “Debe garantizarse la autonomía, el carácter abierto y voluntario, así como el control efectivo que recae en la ciudadanía, las pequeñas empresas”.

2. Fomentar la participación de las entidades locales por lo que se propone que se declaren “entidades de interés público”, lo que ayudaría a garantizar la participación y el impulso por parte de los ayuntamientos. “La participación de las entidades locales en las comunidades energéticas, ya sea como facilitadores, como socios o como promotores de las mismas, es fundamental, ya que garantiza la solidez del proyecto e impulsa su desarrollo. En este sentido, el marco normativo de las comunidades energéticas debe proporcionar a los ayuntamientos las herramientas legales, fiscales y patrimoniales, que ayude al desarrollo, a la gestión, así como a la facilitación de espacios para estos proyectos”.

3. Asegurar el acceso a la financiación para que la participación sea realmente abierta a la ciudadanía y que no sea una barrera de entrada. “Uno de los principales problemas retos para la constitución y desarrollo de las comunidades energéticas es el acceso a la financiación. Así, es fundamental que se desarrollen mecanismos económicos que estimulen su creación”. ■







# Paula Santos

*Directora de Comunidades Energéticas y responsable de Electrificación de UNEF*

*“Los ayuntamientos son clave para las comunidades energéticas”*

## ■ ¿Cuál es la situación actual de las comunidades energéticas?

■ Según Ecodes ahora mismo en España hay un total de 659 comunidades energéticas. La mayor parte se crearon entre 2023 y 2024. Estamos viendo, por tanto, que hay interés a pesar de que se han creado sin un marco normativo que las acompañe, lo cual las hace más interesantes todavía o más disruptivas. Las comunidades energéticas están definidas en la ley del sector eléctrico como sujetos pero no hay una regulación específica para ellas. ¿Esto en qué se traduce? En que hay inseguridad jurídica para muchos actores, para la ciudadanía que quiera formar parte de las comunidades energéticas, pero también para empresas que quieran entrar en la línea de comunidades energéticas y que no saben hasta dónde llegan sus funciones dentro de este nuevo actor. Y luego también para otros sectores que no tienen que estar relacionados con el sector energético, pero que se pueden beneficiar del desarrollo de comunidades energéticas.

Y otro punto interesante, que es clave, es la financiación. La financiación de las comunidades energéticas es uno de los principales retos de las mismas. Te diría que los dos principales son la ausencia de este marco normativo y la financiación. La mayor parte de las comunidades energéticas se crean o se financian a través de fondos propios o de ayudas, aunque también hay algunas que tienen una financiación por parte de los ayuntamientos, o de financiaciones externas. Tenemos que crear mecanismos que garanticen que la financiación de las comunidades energéticas es más estable y que no dependa únicamente de ayudas porque entonces hacemos que las comunidades energéticas sean de unos pocos y el objetivo es que sean pues de toda la población y de todos los sectores.

## ■ ¿Cómo son esas comunidades energéticas que ya hay formadas?

■ La mayor parte de las comunidades energéticas, según este informe, tiene un ámbito rural en un 69,3%. Además, el 58% de las comunidades energéticas tienen menos de 20 socios. Entonces, lo que nos está indicando este informe es que las comunidades energéticas están teniendo un desarrollo rural que es muy interesante y muy importante para todo lo que tiene que ver con el reto demográfico. Y son comunidades energéticas pequeñas, porque son de menos de 20 socios. Entonces, ¿qué estamos viendo? Que las comunidades energéticas están teniendo mucho tirón en este ámbito rural y comunidades energéticas pequeñas. Y que por lo tanto necesitamos que se desarrollen comunidades energéticas que también sean escalables, es decir, que se profesionalicen y que se esclavicen. Porque las comunidades energéticas rurales son necesarias, pero además necesitamos crear otros modelos que estén asociadas, pues, por ejemplo, con el desarrollo industrial, comunidades energéticas urbanas, más asociadas a municipios más grandes, etcétera. Es decir, necesitamos comunidades energéticas en todos los sectores.

Además, otro análisis interesante que hacemos de ese informe de Ecodes es que la mayor parte de las actividades que hacen las comu-

nidades energéticas son autoconsumos. Pero la comunidad energética tiene que ser muchas más cosas, es decir, tiene que desarrollar muchas más actividades. De hecho, nosotros lo llamamos punto de lanza de la electrificación. Porque en realidad las comunidades energéticas pueden hacer actividades en todo lo que tiene que ver con la descarbonización y la electrificación de los consumos finales. Por lo tanto tenemos que motivar que las comunidades energéticas hagan también actividades de movilidad eléctrica, de rehabilitación, de electrificación, de climatización y de agua caliente sanitaria.

## ■ ¿Hay factores que pueden favorecer la creación de estos proyectos en el ámbito rural?

■ Ante la ausencia de un marco normativo y ante la ausencia de estructuras que faciliten la creación de estas comunidades energéticas, tengo la sensación de que en entornos rurales, donde hay una cohesión igual de la ciudadanía un poquito mayor, es más fácil que surjan estas iniciativas. Por otro lado, entiendo que también hay mucha relación con las cooperativas o con la experiencia de cooperativas agrícolas y ganaderas donde esas comunidades energéticas rurales que se crean están muy vinculadas a la creación de esas cooperativas agrícolas y ganaderas y vinícolas. En definitiva, una comunidad energética rural es mucho más fácil de crear en un entorno de ausencia de un marco normativo claro, de mecanismos que las incentiven y de falta de financiación.

Además, la presencia de los ayuntamientos en las comunidades energéticas es clave para dar solidez a los proyectos por muchas razones. En primer lugar, porque la presencia de un ayuntamiento llama a la participación de la ciudadanía. Y segundo, porque los ayuntamientos pueden ayudar en muchos sentidos, desde cediendo cubiertas, a la financiación, o a facilitar espacios para reuniones de comunidades energéticas. La participación de los ayuntamientos en el entorno rural por cercanía es más fácil.

## ■ ¿Cómo se presenta la II Cumbre de Comunidades Energéticas de UNEF? ¿Por qué Toledo?

■ Este año queríamos empezar a trabajar en espacios donde las comunidades energéticas estén en un estado más incipiente y relacionarnos también con otros sectores como el vinícola o el agrícola que no están vinculados con el energético, pero que tienen un claro papel en el desarrollo de las comunidades energéticas. Por lo tanto el objetivo es, por un lado, fomentar el desarrollo de comunidades energéticas en sectores en los que Castilla-La Mancha es muy interesante y, por otro lado, atender también a iniciativas como la comunidad energética de Toledo. Y es que las comunidades energéticas tienen que ser punta de lanza de la electrificación y tienen que realizar más actividades más allá del autoconsumo. Porque son ecosistemas de la transición energética y ecosistemas de esta electrificación. ■



## COMUNIDADES ENERGÉTICAS

# Gipuzkoa, la referencia de las comunidades energéticas

*La meta del Departamento de Sostenibilidad de la Diputación Foral es que en 2027 los 88 municipios de Gipuzkoa cuenten con su propia comunidad energética. Y es que cada vez está más cerca. Actualmente son 67 comunidades energéticas activas en 59 municipios del territorio, lo que cubre el 70% de los municipios. Un trabajo y un propósito que nace en 2020 y que en apenas siete años puede convertir a Gipuzkoa en referente estatal de la transición energética ciudadana.*

Celia García-Ceca

“**E**stán formadas por pequeños colectivos de hogares, empresas y entidades locales cercanos entre sí que se constituyen como entes jurídicos sin ánimo de lucro. Y es esta proximidad a los proyectos de energía renovable, de los que son propietarios, lo que les permite producir, consumir y gestionar su propia energía de una forma voluntaria, participativa y autónoma”. Así lo explican y así las presentan desde el depar-

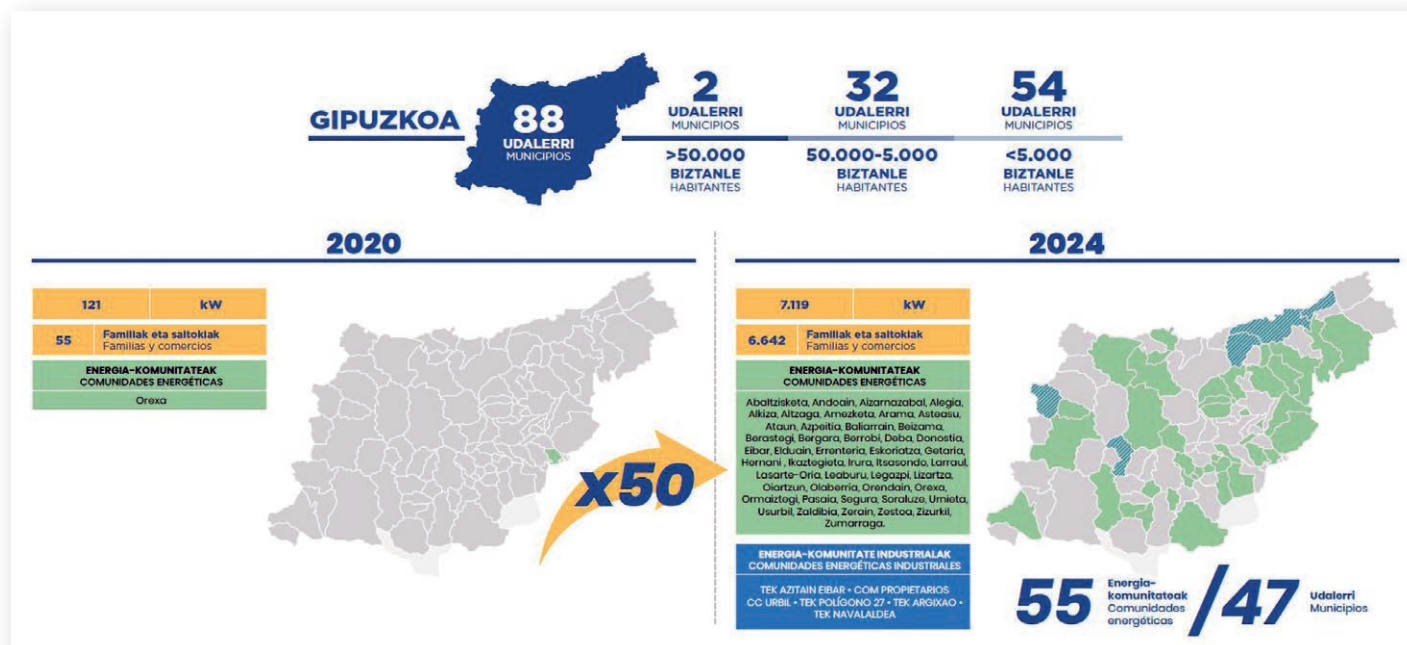
tamento de Sostenibilidad de la Diputación Foral de Gipuzkoa. Una apuesta firme y clara por este modelo democrático y sostenible que aporta los siguientes tres beneficios a los miembros:

- Ser agentes activos del cambio hacia una nueva cultura energética.
- Un consumo energético más respetuoso con el medio ambiente: energía verde, kilómetro 0, 100% renovable y descarbonizada.

- Ahorro en la factura eléctrica en torno a un 25-30%.

Un proyecto que comenzó en el año 2020 y que a día de hoy ya cuenta con 67 comunidades energéticas activas, de las cuales 61 son ciudadanas y 6 son industriales. En total 59 municipios del territorio (de 88 en total) ya tienen una comunidad energética lo que se traduce en que el 70% de los municipios

*Sigue en página 32...*







# José Ignacio Asensio

*Diputado de Sostenibilidad de Gipuzkoa*

*“Las familias están ahorrando más de 500 euros al año desde el primer año”*

■ Si le parece, empezamos por el final, o más bien por el objetivo final: que todos los municipios de Guipuzkoa tengan una comunidad energética en 2027. ¿Un ambicioso objetivo? ¿O realista?

■ En estos momentos de 88 poblaciones que tenemos en Gipuzkoa, 59 ya tienen una comunidad energética. Por lo tanto, si este desarrollo lo hemos hecho desde el 2021 y en el 2025 ya estamos en estos porcentajes, pues ¿cuál tiene que ser el objetivo? Pues que todas las poblaciones y que todo el mundo tenga acceso a una comunidad energética. Y es que desde la primera factura te estás ahorrando un 30 o 35% del coste de la energía. Las familias están ahorrando más de 500 euros al año, desde el primer año, desde la primera factura, sin hacer ningún tipo de modificación o de instalaciones en su casa, solo con una cuota mensual que no supera los 10 euros.

■ Para marcarse un objetivo cómo ese... se tiene que estar trabajando desde ya o desde hace tiempo por las comunidades energéticas. ¿Cuándo se empieza a trabajar en esta línea? ¿Por qué?

■ Comenzamos en Zumárraga, una población de 10.000 habitantes y totalmente urbana, que cuenta con 200 o 300 partícipes y cuyo ejemplo se ha extendido a otro tipo de poblaciones. Se hizo un trabajo conjunto con el ayuntamiento con una implicación total por su parte ya que la disposición de los tejados y de los edificios públicos ha sido absoluta. Al final se ha convertido en una experiencia piloto, pues se ha convertido en un emblema donde lo que se ha hecho ahí se ha replicado en otras poblaciones.

Lo que hemos impulsado aquí en Guipuzkoa han sido modelos de autoconsumo compartido con una figura más jurídica y de participación ciudadana que serían las comunidades energéticas, con un esquema absolutamente democrático y donde cada ciudadano es un voto. Además, las modificaciones legales han permitido que con 2 kilómetros en Guipuzkoa prácticamente todos los pueblos cuenten con dos, tres, o cuatro instalaciones, gracias a que son extensiones muy concentradas por lo general.

Nuestro territorio tiene un grado de dependencia de la energía muy alta porque producimos muy poca energía y tenemos que comprar energía del exterior. Como Diputación nos corresponde trabajar el ámbito de la energía a nivel ciudadano y ya tenemos programas de eficiencia energética y de impulso de las energías renovables desde hace mucho tiempo, y hemos hecho más de 700 talleres en los últimos seis o siete años. A cuenta de ese conocimiento, de esa demanda, de esa concienciación ciudadana, comenzamos a ver que los ciudadanos podíamos tener una mayor capacidad de producir energía y no solamente de forma individual, sino también de forma compartida y colectiva. El autoconsumo compartido, cuando eso se ha ido abriendo y se ha ido generalizando, ha sido un modelo que, por nuestra propia configuración y nuestro conocimiento del territorio, ha caído

como anillo al dedo.

■ ¿Cómo ha sido ese proceso?

Los inicios, el diálogo social con los vecinos...

■ Desde el inicio de la constitución de comunicación energética hasta que empieza a funcionar no pasan más de 8 o 10 meses. Esa agilidad, rapidez, y acompañamiento lo hacemos desde las instituciones. Con una con una sola llamada tú ya empiezas a tener toda la información de forma gratuita. Desde la Diputación lo que hacemos es realizar la viabilidad técnica y la viabilidad de los modelos jurídicos, además de que en estos momentos estamos subvencionando el 75% de la inversión de la constitución de las comunidades energéticas.

En cuanto a cómo iniciar el proceso, yo a esto lo suelo llamar ‘garantizar el éxito’. Que el ciudadano sea el centro está muy bien, pero el ciudadano lo que necesita es que se le de toda la información y toda la formación, y que las instituciones garanticen, no solamente en la transparencia, sino que también el acompañamiento y sobre todo que seamos los garantes de que eso puede funcionar.

¿Cómo se consigue? Pues eligiendo la población adecuada, en este caso fue Zumárraga, donde el ayuntamiento se va a implicar al 100% porque pone todas las instalaciones al servicio de la ciudadanía y porque él va a ser partícipe. Y que además, desde la Diputación se van a dar las subvenciones, las ayudas, el conocimiento técnico, y se va a hacer el acompañamiento. Eso es fundamental. Porque claro, si tú le das garantías al ciudadano, participa y lo hace fenomenal. Aquí ha habido un desarrollo absolutamente rápido y con una ciudadanía muy concienciada. Este ejemplo es absolutamente extrapolable a cualquier población, más grande, más pequeña, industrial, urbano...

■ La parte social, de la ciudadanía, de las empresas, es clave en este tipo de proyectos. ¿Cómo es la población que participa?

■ Pues es absolutamente heterogénea. Las familias están ahorrando 500 euros los primeros años. La participación de las instituciones públicas ha permitido que sea un concepto muy comunitario y muy social. La entrada y salida a las comunidades energéticas tiene que ser libre, no puede estar condicionada por nada, simplemente por la distancia y por el número a lo que se puede a lo que se puede llegar. Eso es muy importante. Por tanto se trata de familias, todas, sin excepción, que estuvieran en el radio de aceptación. Además, nadie se ha quedado fuera por su capacidad económica porque no tienes que hacer inversión. Ha sido muy democrático en todos los sentidos, también desde el punto de vista social.





## COMUNIDADES ENERGÉTICAS

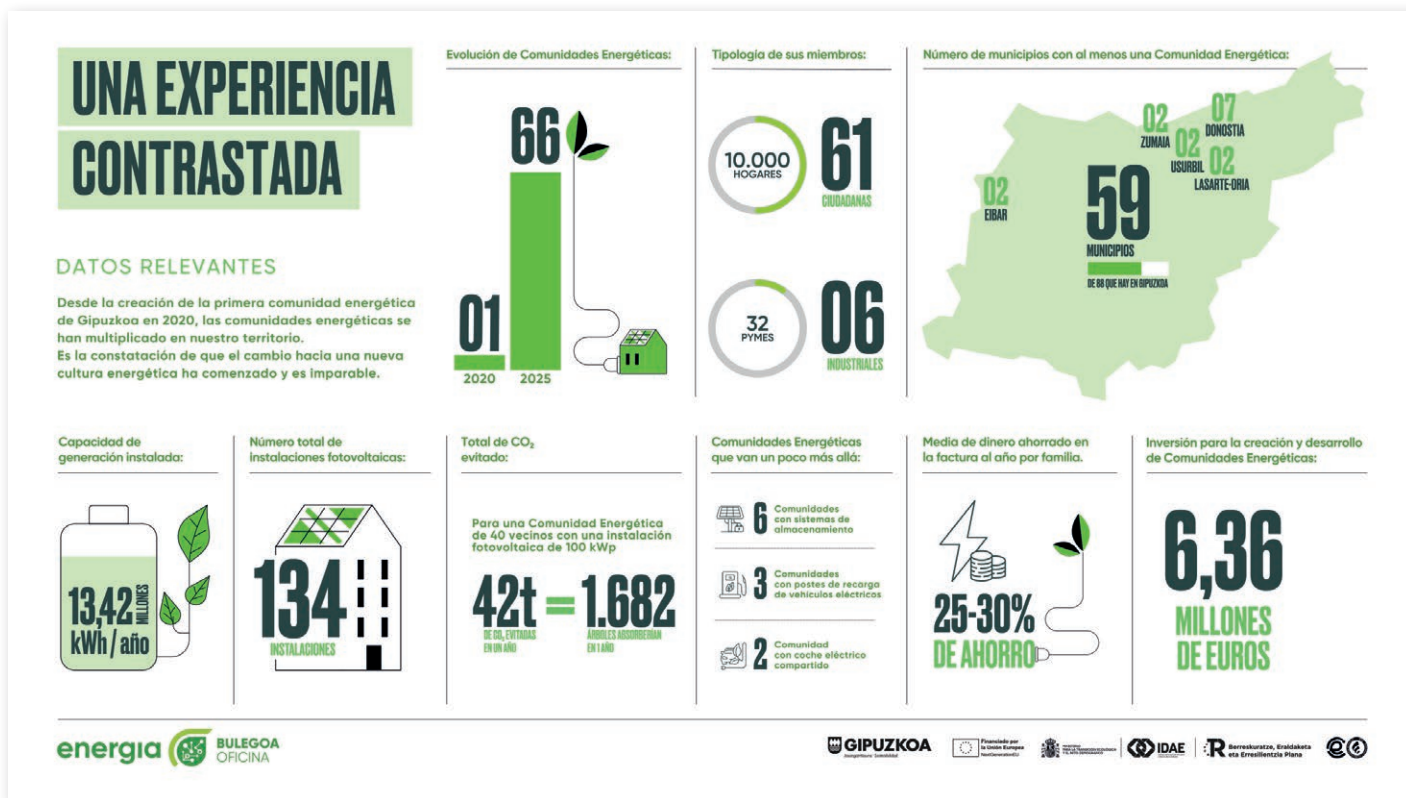
■ En estos momentos, ¿cómo está la situación? ¿Cómo terminará 2025? ¿Nos puede adelantar algún dato?

■ En estos momentos podemos tener en proceso de constitución unas cuatro o cinco comunidades energéticas más, y que se pongan en marcha antes de final de año. En total, este año hemos llegado a 12 poblaciones que no tenían todavía una comunidad energética, y que en la mayoría ha habido participación de los ayuntamientos. En una población de 20.000 habitantes, el ayuntamiento ya ha dicho que se compromete a que a partir de este diciembre impulsará la comunidad energética. Además, para el año 2025 estamos agotando las ayudas que estamos dando para la inversión en comunidades energéticas, pero no hemos dejado a nadie fuera, todo el mundo ha tenido la cita que ha solicitado.

Nosotros no nos vamos a limitar porque queremos llegar a todas las poblaciones, por lo tanto, de aquí al final de la legislatura es un objetivo alcanzable o muy alcanzable.

■ Las comunidades energéticas podríamos decir que son un conjunto de muchas iniciativas vinculadas a las energías renovables, a la independencia energética... ¿qué otros beneficios se están vinculando a estas comunidades energéticas ya en marcha además del autoconsumo?

■ Lo que tienen que hacer las comunidades energéticas es incorporar las baterías. Nosotros al principio no teníamos una línea de subvenciones de baterías, pero este año 2025 sí lo hemos incorporado y así va a permanecer. Además, estamos haciendo un desarrollo de recuperación de baterías cuando ya pierden eficacia en la movilidad. Queremos que este reciclaje de baterías termine siendo, básicamente, para acumulación de energía en comunidades energéticas. Yo creo que este es el gran reto que tenemos en los próximos 5 o 10 años, generalizar ese almacenaje de energía. ■



... Viene de página 30

de Gipuzkoa cuentan al menos con una comunidad energética. La Diputación Foral de Gipuzkoa se ha fijado el objetivo de llegar a los 88 municipios en 2027. “El 70% de los municipios de Gipuzkoa ya cuenta con al menos una comunidad energética. Esto demuestra que la transición energética es posible si la impulsamos desde lo local, desde lo colectivo, con la ciudadanía en el centro. Nuestro modelo no solo busca impulsar instalaciones, sino también acompañar a la ciudadanía en todo el proceso”, asegura José Ignacio Asensio, Diputado de Sostenibilidad de Gipuzkoa. Actualmente, las comunidades

energéticas del territorio benefician ya a unas 10.000 personas, que han conseguido reducir en torno a un 30% el coste de sus facturas energéticas.

Estos son algunos de los datos más significativos:

- 134 instalaciones
- 6 comunidades con sistemas de almacenamiento
- 3 comunidades con puntos de recarga
- 2 comunidades con coche eléctrico compartido
- 6,36 millones de euros en inversión

Y un proyecto que cuenta con la participación de la Oficina de Transformación Co-

munitaria (OTC), “una herramienta institucional, independiente y gratuita que busca empoderar a la ciudadanía de nuestro territorio para que pueda ser un agente activo del cambio hacia una nueva cultura energética”. Este es un servicio público que el Departamento de Sostenibilidad de la Diputación Foral ofrece a los hogares, pymes y entidades locales de cada municipio de Gipuzkoa para acompañarles, asesorarles y guiarles en su camino hacia la soberanía energética, impulsando la creación de comunidades energéticas locales: una forma de producción y consumo de energía 100% verde, sostenible, de kilómetro 0 y más económica. ■





Store your freedom. Lead your future.



## La comunidad energética del futuro, hoy: Energía compartida, inteligente y sostenible

**Reduce hasta un 80% tus costes energéticos, multiplica tu autonomía y forma parte de una comunidad más verde.** Ampere Energy transforma la forma de consumir y gestionar la energía con almacenamiento inteligente, software de gestión y la participación ciudadana.

Ampere Energy

### Madrid

C/ del Poeta Joan  
Maragall 3.  
Local 1.  
28020 Tetuán.

### Valencia

Polígono Industrial  
Campo Anibal  
Av. Progrés 11.  
46530 Puçol.

RRSS



[ampere-energy.es](http://ampere-energy.es)



**Ampere Communities**

*nuestra Solución para  
Comunidades Energéticas*



E N T R E V I S T A

# José Luis Pascual

Director general de la Agrupación Europea De Cooperación Territorial Duero-Douro (AECT)

*“Creamos la comunidad energética con el objetivo de que la energía fuera para el pueblo”*

*Más de 200 instalaciones de autoconsumo colectivo en 77 municipios de España y Portugal forman parte de la comunidad energética #energíaparaelpueblo. Además de generar energía, la cooperativa europea Efiduero Energy Scel. actúa como comercializadora eléctrica, lo que refuerza su independencia energética de las grandes compañías. Con una única aportación de 50 euros puedes formar parte de este proyecto que se ha alzado este año con el premio a mejor comunidad energética otorgado por EnerAgen. Para conocer cómo comenzó todo, cuál ha sido su recorrido y dónde está actualmente, hablamos con José Luis Pascual, director general de la Agrupación Europea De Cooperación Territorial Duero-Douro (AECT).*

Celia García-Ceca

## ■ ¿Qué es esta comunidad energética?

■ Es una comunidad energética transfronteriza entre España y Portugal. Fue creada en el año 2017 e impulsada desde su creación por la Agrupación Europea de Cooperación Territorial Duero, que es una entidad también transfronteriza que está ubicada en la frontera de las provincias de Salamanca y Zamora, y de los distritos de Braganza y Guarda de Portugal. Está conformada fundamentalmente por entidades locales, por ayuntamientos, de un lado y de otro de la frontera, y por empresas y particulares, personas físicas y personas jurídicas de los pueblos que integran la propia comunidad energética.

La creamos con el objetivo de que la energía fuera para el pueblo. De hecho, nuestra comunidad energética se llama #energíaparaelpueblo. Lo que queríamos era gestionar y autoconsumir la energía que se producía en el territorio, es decir, convertir nuestro territorio en una economía circular en torno a la energía. Esta comunidad energética está basada en la generación de energía eléctrica a través de instalaciones de autoconsumo colectivo de instalaciones fotovoltaicas.

Nuestra comunidad energética, además de ser una comunidad energética para consumir, también es comercializadora de electricidad. Nosotros producimos electricidad, autoconsumimos esa electricidad y la electricidad que no consumimos la vendemos al mercado. Por lo tanto, toda la riqueza que se genera en nuestro proyecto queda

fijada al territorio. Y además los recursos económicos resultantes de la venta de esos excedentes de energía también quedan fijados al propio territorio porque son de la propia comunidad energética. Y como somos una cooperativa, y además también por estatutos, no podemos tener beneficios económicos. Por lo tanto, siempre se busca abaratar el coste de la energía autoconsumida o en generar beneficios sociales para la comunidad energética.

## ■ ¿Cuándo comienza este proceso?

■ En el año 2017 fuimos 17 municipios los que iniciamos la comunidad energética, todos miembros de la Agrupación Europea De Cooperación Territorial Duero-Douro (AECT). Estábamos irrumpiendo en un mercado complejo que es el mercado eléctrico que además no está pensado para llevar a cabo actividades económicas con un carácter claramente social como es el nuestro, sino que está realmente pensado para los grandes oligopolios, que las cinco grandes compañías energéticas que manejan todo el mercado en la península ibérica. Íbamos a entrar en un mercado muy complejo, pero con una capacidad enorme de poder gestionar y garantizar ahorros a nuestros propios miembros, porque nosotros íbamos a comprar la energía y a suministrarla a todos los miembros de la comunidad energética a precio de coste, es decir, al mismo precio que la comprábamos, sin beneficios. Con un margen comercial de cero.

Empezamos a poner en marcha en el año 2018 tres instalaciones como proyectos piloto para ver cómo el mercado reaccionaba ante nuestra irrupción con un proyecto de autoconsumo colectivo. Es decir, nosotros producimos electricidad, autoconsumimos, los excedentes los vertemos a la red y directamente los cobramos porque tenemos la comercialización. En esto fuimos los únicos en España que lo hacíamos en ese momento.

No fue hasta el año 2021 cuando conseguimos que estas tres instalaciones estuvieran en funcionamiento. Y es que durante estos tres años la administración autonómica no nos dio autorización de explotación, sin ni un solo requerimiento, de una instalación de 15 kW establecida en un tejado municipal, cuando ni siquiera es obligatorio la autorización de explotación. Todas las instalaciones las hacíamos de





menos de 15 kW para que no nos tuvieran que dar punto de conexión a la red. Por lo tanto, no pueden poner ninguna pega, pero las ponen. Sí, las ponen y se buscan las excusas para poner la traba.

Una vez tenemos en marcha esas tres instalaciones, iniciamos la puesta en marcha de 40 instalaciones más. A la vez íbamos haciendo la labor de informar de qué es una comunidad energética, de cómo funciona, de cómo se toma la decisión, etcétera, en los pueblos y a los vecinos, a las empresas, a los ayuntamientos... Y se fueron incorporando muchos más, cientos por cientos. En esas 40 instalaciones en la provincia de Zamora durante más de un año la comunidad autónoma no nos dio ni una sola autorización administrativa. Y en reuniones con la delegación territorial de Zamora se nos dijo que teníamos que meter otra empresa de electricidad en el proyecto. Lo siguiente que hicimos fue ir a la fiscalía. En una semana tuvimos todas las autorizaciones administrativas. Después de esas 40, que ya están todas ellas en marcha, ejecutamos 107 instalaciones nuevas más. Actualmente estamos ejecutando 80 instalaciones más. Ahora mismo ya hay pueblos en los cuales, cuando acabemos estas instalaciones, se estará generando más energía de la que se consume.

Nosotros no nos hemos ocultado. Este es un proyecto que está basado en conseguir la independencia energética y en generar tanta energía como la que consumamos. Y con una desconexión de esas grandes compañías. Ahora mismo hay más de 100 municipios integrados ya en la comunidad energética y cerca de 2.000 personas.

#### ■ ¿Cómo ha sido el proceso de convencer a los vecinos y vecinas?

■ Muy difícil. A día de hoy sigue siendo difícil porque lo que no se ve es difícil de creer. Es muy difícil de creer que yo te diga que el precio de la energía para los próximos 25 años, sin que tengas que invertir nada, va a ser prácticamente a cero. Somos una comunidad energética que ha nacido de la iniciativa pública de los ayuntamientos.

No tenemos que tener margen comercial, no tenemos que tener otros objetivos que no sean sociales. Hemos conseguido hacer la inmensa mayoría de las instalaciones con financiación pública que evidentemente tiene que redundar en beneficios sociales.

Convencemos demostrando. Tenemos una gran ventaja, eso sí es verdad y es que nada más empezar a generar electricidad y a autoconsumir, la factura de la electricidad se rebaja, por ejemplo, un 94 % como ocurre en Manzanal de Arriba (Zamora), donde pusimos uno de los tres primeros proyectos. Cuando lo ven ya sí que lo creen.

Luego hay poblaciones más grandes, con más habitantes y población más joven como Macotera (Salamanca) donde han entrado de golpe 154 personas a formar parte de la comunidad energética, junto con el ayuntamiento y junto con otra cooperativa agrícola. Vamos a hacer allí dos instalaciones de 75 kW.

#### ■ ¿Es un modelo que podría replicarse en otras zonas de España?

■ No solo se podría replicar, es que se debe replicar. Es una oportunidad muy tangible para el mundo rural. Nuestro modelo encaja a la perfección en la inmensa mayoría del mundo rural de todo nuestro país y del país vecino también. El empoderamiento del pueblo hoy en día sí que es posible y la energía es lo que da lo que da y quita la posibilidad de tomar decisiones. Los conflictos bélicos del último siglo o siglo y medio, y los actuales vienen determinados en gran medida por el control de la energía a nivel mundial. Nosotros estamos a muy pequeña escala, pero estamos intentando poder tomar las decisiones de nuestro territorio para ser dueños de nuestra propia energía. ■

#### Más información:

→ <https://duero-douro.com/>





## COMUNIDADES ENERGÉTICAS

# Un modelo de proximidad: el Grupo Enercoop y las comunidades energéticas

*En un mundo donde la transición energética es una necesidad imperiosa, emerge en Crevillent, un municipio del sur de la provincia de Alicante, un modelo cooperativo que ha sabido conjugar la tradición con la innovación: el Grupo Enercoop. Más que una simple distribuidora y comercializadora de electricidad, Enercoop es un ejemplo que sirve de faro hacia un futuro energético más sostenible y participativo.*

ER

**P**ara ello, ha apostado por una especialización y un compromiso innegables con las nuevas formas de generación de energía, situándose como referente a la hora de instalar y potenciar tanto renovables como comunidades energéticas. Su historia es un testimonio de cómo la cercanía, la solidaridad y la confianza en un nuevo modelo pueden catalizar una verdadera transformación que, desde el ámbito local, consiga modificar la forma en la que nos relacionamos con la electricidad.

### ■ De la Cooperativa tradicional a la vanguardia de la innovación

La historia de Enercoop es la de la centenaria Cooperativa Eléctrica Benéfica San Francisco de Asís, una entidad que ha sido parte fundamental del motor de desarrollo de Crevillent desde hace más de un siglo. Su arraigo en la comunidad es tal que su identidad se funde con la del propio municipio, para saltar luego desde una órbita local a una escala mucho mayor, nacional e incluso europea. Esta profunda conexión ha marcado el cimiento sobre el que se ha construido la visión de futuro de la organización: un modelo energético basado en la proximidad, la autonomía y la sostenibilidad. Con una visión eminentemente innovadora. Como les gusta recordar, “innovar no es más que equivocarse y, por tanto, aprender, que es lo que

llevamos haciendo desde 1925”. La empresa fue pionera en España en la instalación de renovables, apostando por la generación distribuida y el autoconsumo desde que en 2007 creara la planta solar ‘El Realengo’, que sigue siendo una de las mayores plantas de Europa con vertido a una red de distribución local. Además, desde 2019 está desarrollando su ambicioso proyecto COMPTEM, con el que buscan abrir el melón de la energía solar para todos los crevillentinos gracias a la instalación de una comunidad energética accesible, abierta y gratuita para todos sus socios.

“Nuestra apuesta por las renovables no es una moda, es la base de nuestro modelo, somos unos convencidos del modelo cooperativo aplicado a la energía”, comenta Joaquín Mas, director general del Grupo Enercoop. “Creemos en la capacidad de las personas y de las comunidades para generar su propia energía, liberándose de barreras de entrada como la inversión inicial o la necesidad de un tejado para realizar la instalación y por eso estamos desarrollando nuevos sistemas de producción, más accesibles, descentralizados y sostenibles”. De hecho, apunta Mas, “este modelo permite que la transición energética sea, también, socialmente sostenible, cosa que, hasta el momento, no se había logrado, al contrario que las facetas medioambiental y económica, que siempre han estado presentes”.

Esta filosofía ha llevado a Enercoop a liderar proyectos de investigación y desarrollo a nivel europeo, participando en consorcios que exploran las tecnologías más punteras en el ámbito de redes inteligentes, energía participativa y almacenamiento, facilitando así la integración de las renovables en el mix energético nacional.

### ■ El inicio de un modelo disruptivo: el proyecto COMPTEM

El inicio del camino de Enercoop en las comunidades energéticas se remonta a 2019 cuando, fruto de un acuerdo de colaboración con el Ayuntamiento de Crevillent y con el apoyo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE), presentó públicamente su proyecto COMPTEM (COMunidad Para la Transición Energética Municipal).

Este proyecto piloto, que comenzó en la pedanía de El Realengo y se ha ido extendiendo al resto del término municipal, fue una experiencia ambiciosa y un verdadero “living lab” de innovación. Se construyó una marquesina, que reportaba un primer beneficio a la comunidad gracias al sombreado de un espacio público que hasta ese momento estaba en desuso, sobre la que se colocó una instalación fotovoltaica con almacenamiento que distribuye gran parte de su generación





Joaquín Mas, director general del Grupo Enercoop, durante la inauguración oficial del campo solar de Campillo, en julio de este año. La planta está operativa desde mediados de 2024

entre el vecindario, bajo un modelo de pago por uso sin inversión inicial.

La experiencia, simbólica por ser la primera comunidad energética que se puso en marcha en España, fue fundamental para replicar el modelo en todo el municipio de Crevillent, donde ya cuentan con 10 instalaciones en régimen de autoconsumo colectivo que suman alrededor de 1 MW de potencia, dando cobertura a alrededor de 1.000 familias que logran autoabastecer hasta el 20% de sus necesidades energéticas anuales, con un ahorro aproximado del 15% en su factura eléctrica que pasará a ser del 30% una vez recuperada la inversión.

Este modelo se complementa con una red de microplantas en suelo en áreas periurbanas de la población. Enercoop ha presentado recientemente la PSFV Campillo, en funcionamiento desde mayo de 2024, que con 3,4 MWp y tecnología de seguimiento solar se ha convertido en la primera y más grande del país que opera en régimen de comunidad energética. Da cobertura a 2.000 nuevas familias, que se unen a las 1.000 que ya están vinculadas al proyecto. Ahora están desarrollando la PSFV Amorós, que sumará 1 MW adicional y dará cobertura a unas 700 familias más.

### ■ Un modelo exportable a otros municipios

El modelo de Enercoop es una experiencia piloto que está siendo implantada en un

gran número de localidades, pero que está encontrando algunos frenos en su desarrollo. En la actualidad, las instalaciones de autoconsumo colectivo sobre cubierta tienen un radio de acción de 2.000 metros, que se está intentando ampliar a 5.000 m, pero este límite sigue estando en 500 metros para las instalaciones en suelo. Enercoop propone un cambio radical: que el radio de acción para las instalaciones en suelo se amplíe a 5.000 metros, que cuente con un límite de potencia de 5 MW y que, si así se considera, como medida adicional, se restrinja a iniciativas verdaderamente sociales.

Este “binomio 5 km + 5 MW”, que ya defendió Joaquín Mas en este medio, permitiría que las comunidades energéticas crecieran a otra escala, en “saltos de megavatios y no de decenas de kilovatios”. Esta propuesta, que iba a ser parcialmente recogida en el rechazado decreto antiapagones, permitiría a España superar a países como Portugal y Francia, creando el marco regulatorio más favorable de Europa. De esta forma, asegura Mas, “las comunidades energéticas se podrían convertir en un *mainstream* que permita el acceso universal a las energías renovables para toda la sociedad, con independencia de su capacidad económica, tipo de edificación o de si se logra o no un acuerdo su comunidad de vecinos”.

Pero más allá de la normativa, Enercoop se centra en facilitar el “día después” de la constitución de las comunidades, es decir, en

la gestión y el funcionamiento óptimo. Para ello, han desarrollado una plataforma de gestión tecnológica en colaboración con su partner Zataca Systems, una de las primeras en España que facilita la operación de la comunidad y el proceso de datos para asegurar una distribución eficiente de la energía entre sus componentes.

Además, gracias al trabajo con su propia Oficina de Transformación Comunitaria (OTC), Enercoop está difundiendo y dinamizando iniciativas, colaborando en la formación de profesionales y tutorizando la creación de nuevas comunidades energéticas en toda la Comunitat Valenciana. De forma complementaria, está colaborando en la gestión de otras cuatro OTC, como las Diputaciones de Cáceres y Badajoz, el Ayuntamiento de Elche, o COARVAL-Valencia, expandiendo su modelo por toda España. En total, han acompañado a más de 60 iniciativas, públicas y privadas, demostrando que su experiencia es replicable y fundamental para la transición energética del país. Especial interés merecen, por su agilidad y efectividad, los proyectos desarrollados para cooperativas agroalimentarias y uniones de cooperativas, por contar ya con una estructura y una valiosa masa social. Según Joaquín Mas, “las comunidades energéticas deben ser primero comunidad y, después, energética. El ‘pegamento social’ que las une tiene más importancia si cabe que la producción energética en sí”.

### ■ Un futuro de redes locales y el poder de la sociedad

El modelo de Enercoop, basado en el cooperativismo y en la innovación tecnológica, es un ejemplo de cómo las empresas locales pueden liderar también la transición energética. Su visión no se limita a la generación de energía, busca construir un ecosistema energético, donde las redes inteligentes, el almacenamiento descentralizado, la gestión de la demanda y las comunidades energéticas se integren de forma eficiente y sostenible.

En el futuro que vislumbra el Grupo Enercoop la energía se genera y se consume minimizando las pérdidas y maximizando los beneficios para la comunidad. Es una propuesta alternativa y complementaria a la centralización tradicional del sistema energético, con la que puede incluso convivir en función de las condiciones de contorno de cada territorio, basada en la cooperación, la equidad, la inclusividad y el respeto por el medio ambiente.

#### Más información:

→ [www.grupoenercoop.es](http://www.grupoenercoop.es)



COMUNIDADES ENERGÉTICAS

# Aseguramos las comunidades energéticas con tus valores

*Hace unos años, en Arç Cooperativa –correduría de seguros especializada en economía social y solidaria y energías renovables, y comprometida con la sostenibilidad ambiental y social– decidimos reforzar nuestra actividad hacia sectores estratégicos para impulsar la transición ecosocial.*

Albert Castillo i Sampedro\*

**A**nte la actual crisis ecológica, social, económica y política, apostamos por contribuir desde nuestra actividad socioeconómica –la mediación y gestión aseguradora– a los cambios estructurales necesarios. Queremos ayudar a “detener la degradación del planeta, erradicar la pobreza, impedir la desigualdad social y situar la sostenibilidad de la vida como objetivo prioritario de las actividades productivas” (XES, 2022).

Fue en este contexto, y gracias a nuestra participación en el movimiento cooperativo y de la economía solidaria, que identificamos a las comunidades energéticas como una de las experiencias transformadoras con mayor potencial. Estas iniciativas suponen una alternativa al modelo energético convencional, ya que promueven el empoderamiento ciudadano, la propiedad colectiva y la demo-

cratización del acceso a la energía de origen renovable. Como cualquier otro proyecto socioeconómico, necesitan contar con una adecuada protección y cobertura aseguradora.

## ■ ¿Por qué un programa asegurador específico para comunidades energéticas?

Las comunidades energéticas representan un cambio de paradigma en el sector de las energías renovables: el paso de grandes instalaciones centralizadas a soluciones distribuidas, cercanas y participativas. Este nuevo enfoque implica nuevos riesgos: una mayor exposición a incendios en viviendas o locales; escasas protecciones ante el riesgo de robo; tamaño reducido que suponen precios no competitivos; posible pérdida total de instalaciones fotovoltaicas en tejados en

caso de incendio; y una creciente diversidad de profesionales en la instalación y mantenimiento, no siempre con una experiencia consolidada.

Este nuevo escenario se encontró con la reticencia del sector asegurador convencional, marcado por experiencias negativas anteriores en el ámbito de las energías renovables. Muchas compañías optaron por inmovilizar su oferta, dejando sin soluciones adecuadas a estas nuevas formas de generación distribuida.

Ante esta situación, en Arç Cooperativa decidimos implicarnos. Nuestra experiencia como mediadoras entre compañías aseguradoras y entidades de la economía solidaria nos permitió impulsar soluciones adaptadas y asequibles para las comunidades energéticas.

Desde el inicio, establecimos alianzas con agentes clave como Unión Renovables a nivel estatal, y Som Comunitats o CEL Coop en Cataluña. Gracias a estas colaboraciones, promovimos negociaciones colectivas con aseguradoras, una estrategia que forma parte de nuestro ADN desde hace más de 40 años. Sabemos, por experiencia, que la organización colectiva nos permite obtener mejores condiciones, tanto en precios como en coberturas.

Hoy en día ya gestionamos los seguros de más de 40 comunidades energéticas en todo el Estado, y ese número no deja de crecer.

## ■ Unos seguros diseñados a medida

Nuestro programa asegurador responde de forma eficaz y flexible a las necesidades rea-







*Imágenes del segundo Encuentro de Comunidades Energéticas de la Economía Social de Catalunya, celebrado en 2023. La foto de la página anterior corresponde al tercero, en 2024. (Fotos: Som Comunitats)*

les de las comunidades energéticas. Ofrecemos tres productos principales que cubren todos los ámbitos asegurables:

- **Responsabilidad civil:** Adaptado a las actividades propias de las comunidades energéticas, contempla los posibles daños a terceros durante la explotación de las instalaciones. Hemos diseñado tarifas reducidas para comunidades sin instalación o con potencias inferiores a 100 kW, e incluso condiciones especiales para micro comunidades de menos de 20 kW, facilitando así su viabilidad.

- **Daños materiales:** Este seguro protege las instalaciones fotovoltaicas ubicadas en tejados de viviendas, comercios, naves o locales y se adapta al tamaño de cada proyecto. En el caso de comunidades energéticas agrupadas en cooperativas de segundo grado, hemos conseguido diseñar pólizas colectivas que permiten asegurar conjuntos de instalaciones que, de forma individual, resultarían difíciles o muy costosas de asegurar.

- **Responsabilidad civil de administradores y gestoras:** Protege el patrimonio personal de las personas responsables de la gestión y administración de la comunidad frente a reclamaciones derivadas de su actividad. También en este caso hemos logrado flexibilizar los requisitos, superando el mínimo de años de actividad para acceder a esta cobertura.

Además de cubrir los riesgos operativos, nuestros seguros permiten que las comuni-



dades energéticas cumplan con los requisitos para acceder a financiación bancaria, un paso clave para su desarrollo.

### ■ Más que seguros: una apuesta estratégica

Lo que diferencia nuestra propuesta de los productos aseguradores convencionales no es solo el diseño técnico de las pólizas, sino nuestro compromiso con el cambio de modelo. Arç Cooperativa somos parte activa de la economía solidaria y el movimiento cooperativo. Entendemos de primera mano las formas jurídicas, la lógica organizativa y las particularidades de estas iniciativas.

Gracias a esta cercanía, hemos desarrollado soluciones aseguradoras específicas para todo tipo de formas de organización de las comunidades energéticas, como las cooperativas de segundo grado o los modelos de propiedad compartida. Acompañamos a las comunidades energéticas desde la proximidad, la especialización y la convicción de que su éxito es también el nuestro.

Porque no solo ofrecemos seguros: apostamos de forma estratégica por un modelo energético más democrático, descentralizado

y justo. Nuestro objetivo es que las comunidades energéticas sigan escalando y consolidándose hasta convertirse en una alternativa mayoritaria frente al sistema energético actual.

### ■ Asegurar para transformar

En Arç Cooperativa entendemos el seguro como una herramienta al servicio de la transformación social. Al asegurar a las comunidades energéticas, contribuimos a que crezcan, se consoliden y se multipliquen. Las protegemos con productos justos, adaptados a su realidad, y lo hacemos desde nuestros valores: cooperación, equidad y sostenibilidad.

Porque asegurar no es solo cubrir riesgos: es también una forma de comprometerse con el futuro. Un futuro donde la energía esté al servicio de las personas y del planeta.

*\*Albert Castillo i Sampedro es responsable de Comunicación de Arç Cooperativa-CAES.*

#### Más información:

→ [www.arc.coop](http://www.arc.coop)





## COMUNIDADES ENERGÉTICAS

### Acción colectiva frente a la crisis climática

# La necesidad de impulsar comunidades energéticas

*La emergencia climática, la crisis energética a nivel mundial y la fuerte dependencia de los combustibles fósiles nos exigen replantear la forma en la que generamos, distribuimos y consumimos la energía. Actualmente, más del 80% de la energía consumida a nivel mundial proviene de fuentes fósiles. Estas son responsables de más del 70% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).*

Equipo de Aguasol

**S**i a todo ello le sumamos el impacto social y económico derivado de la inestabilidad de los precios energéticos y la influencia de las grandes corporaciones, la situación agrava las desigualdades y pone en riesgo el acceso energético de millones de personas.

Ante este desafío, en Aguasol, cooperativa especializada en servicios de ingeniería, consultoría energética e investigación, llevamos más de 25 años trabajando para acelerar dicha transición desde el conocimiento técnico, la cooperación y la innovación.

Una transición energética real no puede construirse solo desde la tecnología, requiere de una transformación cultural y social que devuelva el control de la energía a las personas. Por eso, uno de nuestros ámbitos prioritarios es el impulso de comunidades energéticas (CE), favoreciendo un futuro energético distribuido, participativo y justo. La energía no debe ser un producto, debe ser un derecho.

Así, las comunidades energéticas se perfilan como la solución colaborativa y democrática para gestionar la energía. Más allá de ser grupos que comparten paneles solares o el autoconsumo, son proyectos desde y para la ciudadanía, donde la sociedad se organiza para decidir cómo se produce, se consume y se gestiona la energía.

El objetivo principal es hacer de la energía un derecho, no una mercancía, con criterios sociales, ambientales y de justicia.

#### ■ Casos de éxito en Aguasol

En Aguasol conceptualizamos, planificamos, asesoramos e impulsamos proyectos de comunidades energéticas que fomentan la autonomía, la cohesión social y la participación activa de la ciudadanía. Lo hacemos mediante herramientas digitales propias—como Join Energy, una aplicación que fa-

cilita la gestión de comunidades energéticas de forma intuitiva—y con la participación en proyectos ejemplares que ilustran la evolución de este modelo en distintos contextos.

En primer lugar, hemos contribuido al desarrollo del marco de referencia estatal mediante la elaboración de diversas guías y recomendaciones fundamentales para impulsar las comunidades energéticas locales en España. Entre ellas destacan la 'Guía para el desarrollo de instrumentos de fomento de comunidades energéticas locales' del Insti-





tuto para la Diversificación y Ahorro de la Energía-IDAE (2019), 'Comunidades Energéticas Locales: Guía para la Administración local', de la Asociación Leader (2020), 'Energía Comunitaria: El potencial de las comunidades energéticas en el estado español' de Amigos de la Tierra (2021) o 'Recomendaciones para poner en marcha una comunidad energética local', de la Federación Española de Municipios y Provincias-FEMP (2023). Recientemente, también hemos participado en la redacción de la 'Guía para comunidades bioenergéticas' junto al Clúster de la Bioenergía de Cataluña (2024).

A partir de esta base conceptual y normativa, hemos acompañado la puesta en marcha de proyectos reales, como la comunidad energética de la Bordeta (Barcelona), una iniciativa a escala de barrio que llegará a suministrar energía renovable de autoconsumo a unas 300 personas. Este proyecto representa un paso intermedio hacia modelos más amplios, y demuestra cómo este nuevo modelo energético puede tener un impacto tangible en entornos urbanos densos.

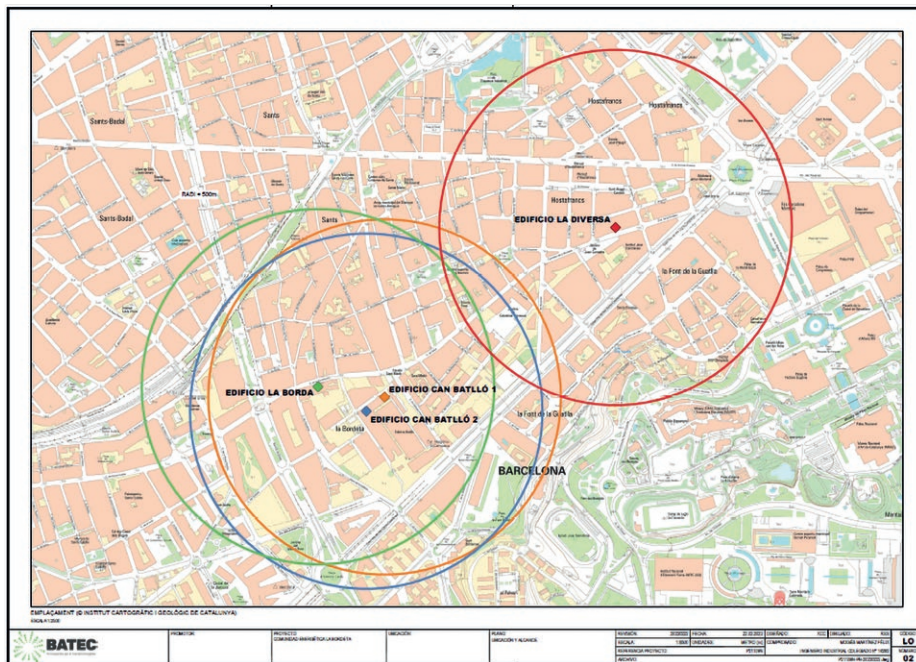
Finalmente, damos un paso más allá con la comunidad energética Ekogella, en Ispaster (Vizcaya), a la cual hemos acompañado en el marco del proyecto europeo Locales (Horizon2020). En este caso, abordamos la escala de municipio, estudiando su viabilidad técnica y económica para garantizar el éxito del proyecto. La comunidad de Ispaster ejemplifica un modelo integral, en el que toda la localidad se involucra en un sistema energético más verde, resiliente y autosuficiente.

Estas iniciativas no solo transforman la forma en que se produce y consume la energía, sino que también fortalecen el tejido social, democratizan el acceso a recursos energéticos sostenibles y sientan las bases para futuras comunidades energéticas municipales o incluso intermunicipales.

## ■ El papel clave de la administración pública

Sin duda, todos estos proyectos requieren del apoyo de la administración para garantizar su impulso y desarrollo. Los ayuntamientos son un agente clave para las comunidades energéticas. En La Bordeta y Ekogella su contribución ha sido imprescindible para viabilizar y garantizar el éxito de estos proyectos. ¿Cómo?

- Apoyando los proyectos en fases iniciales, tanto a nivel económico en los estudios previos como en la facilitación de trámites administrativos y burocráticos.
- Cediendo espacios públicos para instalar paneles solares.
- Ofreciendo asistencia técnica y simplificando trámites.



- Impulsando líneas de ayuda específicas para fortalecer las estructuras de las comunidades energéticas, con especial énfasis en el modelo cooperativo.

Los desafíos aún son numerosos, pero reconocer las oportunidades que ofrecen las comunidades energéticas es fundamental para avanzar hacia un modelo más sostenible, democrático y participativo. Nos encontramos frente a un momento decisivo para cambiar del consumo energético y en Aiguasol queremos seguir siendo un agente activo en esta transición. Seguiremos construyendo

*Sobre estas líneas, instalación fotovoltaica (cubierta del edificio La Borda) y plano de la Comunidad Energética de la Bordeta (Barcelona). En la página anterior, el municipio de Ispaster (Vizcaya)*

alianzas, desarrollando soluciones y acompañando proyectos energéticos que reduzcan el impacto ambiental, fomenten la autosuficiencia y mejoren la vida de las personas.

### Más información:

→ [www.aiguasol.coop](http://www.aiguasol.coop)





COMUNIDADES ENERGÉTICAS

# Ampere Communities: cuando la energía compartida se vuelve inteligente

*En un contexto marcado por la transición energética, la inestabilidad de los precios y la necesidad de una mayor resiliencia, Ampere Energy impulsa un nuevo modelo de gestión compartida de la energía con Ampere Communities, una plataforma pionera que combina software de gestión, almacenamiento inteligente y participación ciudadana. ¿El resultado? Reducciones de hasta un 80 % en los costes energéticos y una autonomía multiplicada por cuatro frente a modelos sin almacenamiento. Más ahorro, más independencia, más sostenibilidad: así comienza una nueva era para las comunidades energéticas.*

Francisco Lehuede\*

Una nueva generación de comunidades energéticas comienza a emerger gracias a la inteligencia artificial y el almacenamiento inteligente. Ampere Energy impulsa este cambio con Ampere Communities, una plataforma pionera diseñada para optimizar el uso compartido de la energía solar y reducir la dependencia de la red.

Ampere Communities es una herramienta integral para la gestión de comunidades solares que combina software avanzado, baterías inteligentes y participación ciudadana. La propuesta no solo impulsa la eficiencia energética, sino que redefine la forma en la que consumimos, compartimos y gestionamos la energía solar.

La nueva solución desarrollada por la multinacional valenciana pone en manos de ayuntamientos, comunidades de vecinos, pymes y gestores energéticos una herramienta integral para maximizar el autoconsumo colectivo. ¿El objetivo? Avanzar hacia comunidades más autónomas, más verdes y más conectadas, donde el aprovechamiento de la energía no sea un acto individual, sino colectivo.

Gracias a un ecosistema que combina baterías inteligentes, software de predicción y gestión en tiempo real, Ampere Communities optimiza el reparto de la energía solar generada, ajustándose a los hábitos de con-

sumo de cada comunidad. Esta automatización, basada en aprendizaje automático, permite anticipar picos de demanda, almacenar excedentes y redistribuir la energía en función de las necesidades reales.

El resultado es una comunidad energética más resiliente frente a las fluctuaciones del mercado, menos dependiente de la red y mucho más eficiente desde el punto de vista económico y ambiental.

## ■ Hasta un 80% de ahorro y una autonomía multiplicada por cuatro

La eficiencia y el ahorro energético que promete Ampere Communities no es solo teórica. Los primeros datos tras su implementación apuntan a reducciones de hasta un 80% en los costes energéticos para los usuarios. En comparación con comunidades similares sin almacenamiento, los ahorros pueden in-

crementarse hasta en un 40% y la autonomía energética se puede elevar hasta un 35%.

Estas cifras cobran especial relevancia en el actual contexto de incertidumbre energética y precios volátiles. La evolución reciente del mercado eléctrico refleja una necesidad urgente: más resiliencia y flexibilidad. El almacenamiento energético no es, por tanto, opcional, sino estratégico. Al almacenar los excedentes solares durante las horas de baja demanda y redistribuirlos en momentos de mayor necesidad, las comunidades evitan recurrir a fuentes más costosas o contaminantes, al tiempo que ganan independencia del sistema eléctrico convencional.

La plataforma no solo optimiza el consumo, sino que también reduce la huella de carbono de manera directa y comprobable. Una comunidad tipo gestionada con Ampere Communities puede evitar la emisión de





La aplicación MyAmpere ofrece a los usuarios una visualización en tiempo real de sus datos energéticos: generación, consumo, ahorro económico y emisiones evitadas

más de 20 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, lo que equivale a plantar 500 árboles anualmente.

Además, la aplicación móvil MyAmpere ofrece a los usuarios finales una visualización en tiempo real de sus datos energéticos: generación, consumo, ahorro económico y emisiones evitadas.

## Herramienta digital para la gestión estratégica

Para los gestores energéticos y responsables municipales, Ampere Communities se convierte también en un aliado clave en la toma de decisiones. La plataforma permite acceder a informes detallados, analizar el rendimiento de la instalación fotovoltaica, monitorizar el flujo energético, emitir facturación y realizar previsiones de consumo.

Uno de los aspectos más valorados es su escalabilidad: el sistema se adapta con facilidad al crecimiento de la comunidad y es compatible con futuras integraciones tecnológicas, lo que garantiza una inversión a largo plazo sin riesgo de obsolescencia.

A diferencia de otras soluciones en el mercado que se centran exclusivamente en la generación o el almacenamiento, Ampere Communities apuesta por una gestión integral del ecosistema energético comunitario. Integra hardware (baterías inteligentes), software de predicción y control, y una interfaz accesible para usuarios y gestores. Todo ello con un enfoque 100% orientado al usuario, que tiene siempre el control y la disponibilidad en todo momento.

Las baterías, desarrolladas por Ampere Energy, permiten una optimización precisa del uso de la energía, asegurando esa disponibilidad en los momentos clave.

## Casos reales: Galicia, Castilla-La Mancha y País Vasco

### • PUENTE CALDELAS (Galicia)

Gracias a la colaboración con Taelpo, partner de Ampere Energy, en Puente Caldelas se ha impulsado una comunidad energética basada en un sistema fotovoltaico de 218,16 kWp, complementado con dos sistemas SEMS Buffer de 100 kW - 120 kWh (total 200 kW - 240 kWh). Esta comunidad da servicio a 60 usuarios y ha alcanzado una independencia energética del 57%. La gestión es completamente autónoma mediante la plataforma Ampere Communities, que optimiza el funcionamiento diario y facilita una toma de decisiones ágil y eficiente. Esto se traduce en una distribución óptima de la energía generada y una reducción significativa en la factura eléctrica de los usuarios.

### • BALLESTEROS DE CALATRAVA (Castilla-La Mancha)

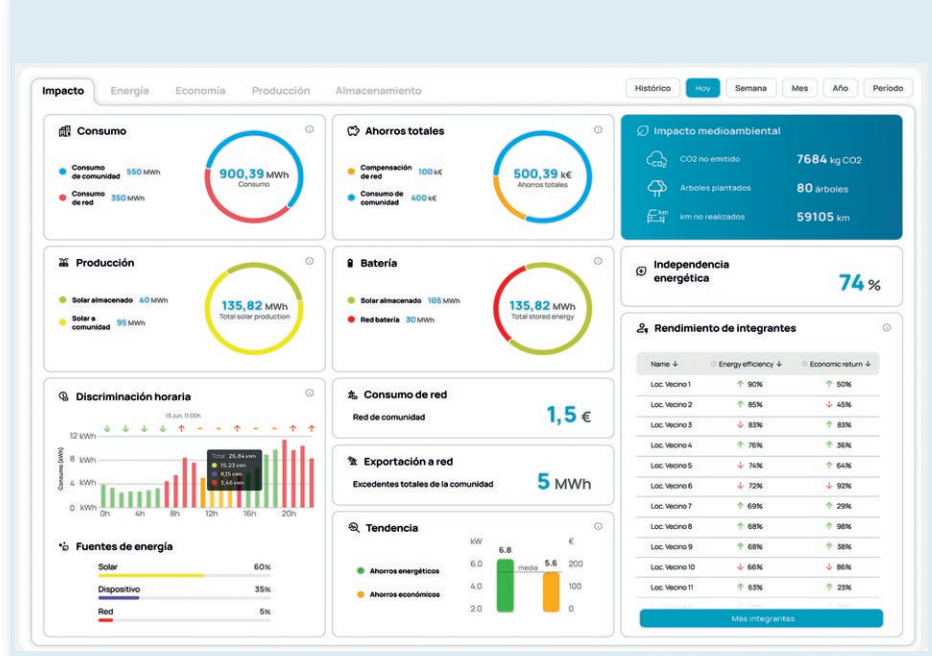
En colaboración con la Asociación para el Desarrollo del Campo de Calatrava, y con financiación en un 42% gracias a las ayudas Leader del Fondo Europeo Agrario de Desarrollo Rural, Ampere Energy ha suministrado un sistema integral en Ballesteros de Calatrava que incluye un inversor fotovoltaico reforzado con un SEMS Buffer 100 kW - 120 kWh integrado en un contenedor customizado. La comunidad, que actualmente cuenta con 29 usuarios, disfruta de una independencia energética del 49% y una gestión autónoma mediante Ampere Communities. La distribución inteligente de la energía permite una significativa reducción en la factura eléctrica, con capacidad para ampliar la comunidad en el futuro.

### • OREXA Y OTXANDIO (País Vasco)

En colaboración con la cooperativa Goiener, Ampere Energy ha impulsado varias comunidades energéticas en Oresa y Otxandio que integran sistemas fotovoltaicos con almacenamiento inteligente mediante tecnología SEMS Buffer, gestionadas de forma autónoma a través de la plataforma Ampere Communities.

Estas comunidades surgen de la filosofía de colectivización energética de Goiener, cooperativa sin ánimo de lucro de generación y consumo de energía renovable. Para superar las limitaciones habituales de ajustar en tiempo real la producción y el consumo de energía, se incorporó un sistema inteligente con almacenamiento y gestión energética de Ampere Energy que considera la predicción solar, precios y consumo de cada usuario, minimizando pérdidas y maximizando el aprovechamiento de la energía generada.

En Oresa, la instalación cuenta con 66 kWp de capacidad fotovoltaica y un sistema centralizado de almacenamiento de 120 kWh. Abastece 53 puntos de suministro entre públicos (suministros municipales) y privados (domésticos y jurídicos) y la cooperativa tiene un total de 47 socios. Y el objetivo de autoconsumo colectivo es alcanzar el 100%.



En Otxandio, la comunidad dispone de 90 kWp y el mismo sistema de almacenamiento, atendiendo a 2 comunidades de propietarios y 79 usuarios residenciales. También aquí se prevé un autoconsumo colectivo del 100%.

Los vecinos y ayuntamiento de cada localidad actúan como promotores de cada comunidad energética, y Goiener es el asesor que les acompaña en la consecución de sus objetivos energéticos y en el diseño de las instalaciones de generación y acumulación.

La plataforma Ampere Communities no es una experiencia aislada. Su diseño escalable y su integración de almacenamiento inteligente están siendo replicados en decenas de proyectos a nivel estatal, muchos de ellos ya en fase de ejecución. Este despliegue progresivo confirma el papel creciente del modelo de comunidad energética con almacenamiento compartido como una solución viable y sostenible para distintos entornos: urbanos, rurales o industriales.

## Más allá del autoconsumo: hacia un nuevo modelo energético

La llegada de plataformas como Ampere Communities no solo marca un hito tecnológico, sino que representa una transformación profunda del modelo energético. De un sistema centralizado y unidireccional, estamos pasando a uno distribuido, participativo y más justo.

Las comunidades energéticas se consolidan como una herramienta clave para democratizar la energía, reducir la pobreza energética, fomentar la innovación local y avanzar hacia los objetivos climáticos europeos. Y, en este nuevo escenario, soluciones como la de Ampere Energy no solo acompañan el cambio: lo lideran.

*\*Francisco Lehuende es director general de Ampere Energy*

**Más información:**

→ <https://ampere-energy.es/>



# Estos son los ayuntamientos que apuestan por más sol y menos impuestos

*Más de dos tercios de los municipios españoles con más de 10.000 habitantes ofrecen algún tipo de incentivo fiscal para fomentar el autoconsumo fotovoltaico. Así lo recoge el último informe de la Fundación Renovables (FR) y la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), que analiza la situación de las bonificaciones municipales a esta modalidad de generación eléctrica distribuida. ¿Pero cuáles son los que más ayudas ofrecen? ¿Y cuáles menos? Son algunas de las preguntas que le hemos trasladado a la FR. Esto es lo que nos han contado.*

Manuel Moncada

**S**egún el informe 'Incentivos fiscales para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en municipios con más de 10.000 habitantes', el 67% de los ayuntamientos bonifica el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) a quienes instalan placas solares; el 65% aplica descuentos en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) y solo el 26% lo hace a través del Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE). Las diferen-

cias, sin embargo, son notables: mientras algunas ciudades ofrecen rebajas de hasta el 50% durante diez años, otras no contemplan ningún tipo de ayuda.

"El autoconsumo es el eje fundamental para democratizar la energía", subraya Fernando Ferrán, presidente de la Fundación Renovables, quien considera que este modelo representa "el primer peldaño para pasar de una mera transición energética a una transición ecosocial". No obstante, reconoce que persisten "barreras legales y voluntarias, sobre todo en viviendas colectivas y en el sector industrial".

## ■ Bonificaciones desiguales y con margen de mejora

Las ayudas más extendidas son las del IBI. En el 62% de los municipios que las aplican, los requisitos son asequibles, mientras que en un 32% son más restrictivos —limitando en muchos casos el beneficio al sector residencial—; y en un 6% resultan muy difíciles de cumplir.

El ICIO, por su parte, presenta condiciones más flexibles: el 91% de las ordenanzas con bonificaciones son consideradas asumibles. El IAE sigue siendo el terreno

pendiente, con solo una cuarta parte de municipios incentivando a las empresas a invertir en autoconsumo.

Pese a estas carencias, el avance es evidente. En 2021, solo el 48% de los municipios bonificaba el IBI y el 57% el ICIO. Hoy, esas cifras han crecido 19 y 8 puntos porcentuales, respectivamente.

## ■ Retirada de los fondos europeos y apuesta por la fiscalidad

UNEF advierte que las ayudas económicas de gran volumen, como las procedentes de los fondos Next Generation, no volverán con la misma intensidad. "Cuando las subvenciones son tan grandes, la gestión se complica", admite su presidente, José Donoso. La patronal fotovoltaica apuesta ahora por "la vía de las desgravaciones fiscales", idealmente extendida a nivel nacional.

A nivel autonómico, las ayudas varían: desde subvenciones directas —como las gestionadas por ICAEN en Catalunya o el Ente Vasco de la Energía— hasta deducciones en el IRPF autonómico, presentes en comunidades como Baleares o Valencia. A nivel estatal, existen deducciones en el IRPF vinculadas a la mejora de la eficiencia energética y la reducción de emisiones, siempre que se



*Sigue en página 47...*





# María Manzano

Técnica de la Fundación Renovables

*“Necesitamos un modelo estable de deducciones fiscales”*



**“Necesitamos transitar de un modelo de ayudas a la instalación a un modelo estable de deducciones fiscales, y acompañarlo de reformas legales que den seguridad y agilidad al autoconsumo compartido”, resume María Manzano, técnica de la Fundación Renovables y autora principal del informe, con quien hemos hablado para tratar de arrojar algo de luz sobre este asunto.**

## ■ ¿Qué deducciones fiscales existen por instalar placas solares en España?

Las deducciones fiscales más interesantes que se ofrecen son el impuesto de bienes inmuebles, que se puede bonificar hasta un 50% anualmente, y el impuesto de actividades económicas, que ofrece la misma bonificación. También se puede bonificar el impuesto de construcciones, instalaciones y obras hasta un 95% para estas instalaciones.

La bonificación para el ICIO tiene sentido, ya que se trata de una obra menor que tarda menos de un día, y para el IBI y el IAE supone una forma para paliar la inversión inicial que significa para los propietarios el autoconsumo. Existen, después, algunas políticas fiscales a nivel autonómico, que dependen de cada comunidad autónoma, y otras a nivel estatal.

A nivel autonómico, la mayoría son ayudas a la instalación a partir de fondos next generation. Es algo que depende de cada una de las CCAA del país, tanto los requisitos para acceder a las ayudas, como el porcentaje de subvención que cubre la instalación de los paneles solares.

También hay otro tipo de ayudas autonómicas que suelen emanar directamente de los institutos autonómicos de energía. Por ejemplo, en Catalunya, el ICAEN tiene una convocatoria de ayudas fiscales para ayudar a la instalación de paneles solares de autoconsumo y también para la instalación de baterías. Estas ayudas suelen ser tanto para sector residencial, como para sector servicios, comercios, etc... En Euskadi, está, por ejemplo, el Ente Vasco de la energía.

Hay también comunidades autónomas que ofrecen rebajas en el IRPF autonómico (por ley máximo un 20%), de tal forma que te puedas deducir en este impuesto la instalación de autoconsumo fotovoltaico, como en el caso de Baleares y Valencia.

A nivel estatal, tienes también deducciones en el IRPF por tema de eficiencia energética y reducción de emisiones. Para acceder a esta deducción se tiene que acreditar con el certificado energético de antes de la instalación y con el de después.

## ■ ¿Qué comunidades autónomas ofrecen más ventajas fiscales?

Si ordenamos las comunidades autónomas en función del porcentaje de municipios que bonifican algún impuesto, tenemos el siguiente ranking:

CCAA	Nº de municipios con ayudas fiscales	Municipios >10.000	% de municipios con alguna ayuda fiscal
Aragón	15	15	100%
Ceuta	1	1	100%
Comunidad Valenciana	101	105	96%
Cataluña	124	129	96%
Baleares	24	25	96%
País Vasco	41	44	93%
Madrid	49	54	91%
Murcia	27	32	84%
Canarias	34	42	81%
Cantabria	8	10	80%
Castilla y León	19	24	79%
Extremadura	10	13	77%
Castilla-La Mancha	29	38	76%
Galicia	41	56	73%
Asturias	13	18	72%
Andalucía	113	157	72%
La Rioja	3	5	60%
Navarra	5	11	45%
Melilla	0	1	0%
<b>TOTAL</b>	<b>657</b>	<b>780</b>	<b>84%</b>

## ■ Si ampliamos el mapa, ¿qué municipios de más de 10.000 habitantes disponen de más ayudas fiscales para el autoconsumo?

En este ranking tenemos en cuenta sólo las bonificaciones de IBI e ICIO (no las del IAE)

Comunidad Autónoma	Provincia	Municipios	Población	Bonificación IBI	Años bonificados IBI	Bonificación ICIO
País Vasco	Gipuzkoa	Oñati	11.500	50%	30	95%
Canarias	Santa Cruz de Tenerife	Santa Úrsula	15.251	50%	25	95%
Canarias	Santa Cruz de Tenerife	Güímar	21.735	50%	25	95%
Canarias	Santa Cruz de Tenerife	Orotava, La	42.729	40%	20	95%
Andalucía	Córdoba	Córdoba	324.902	50%	10	95,00%
Cataluña	Barcelona	Sant Just Desvern	20.815	50%	10	95%
Comunidad Valenciana	Valencia	Valencia	824.340	Hasta 50%	Hasta 10	95%
Comunidad Valenciana	Valencia	Xirivella	31.803	Hasta 50%	Hasta 10	95%
Comunidad Valenciana	Valencia	Sagunt/Sagunto	71.756	50%	10	70%
Andalucía	Córdoba	Priego de Córdoba	21.851	Hasta 50%	10	50%

Hay 5 municipios que dan un 50% de bonificación del IBI durante 10 años y no tienen el ICIO bonificado:



## AUTOCONSUMO

Comunidad autónoma	Provincia	Municipio
Andalucía	Jaén	Andújar
Andalucía	Córdoba	Peñarroya-Pueblonuevo
Andalucía	Córdoba	Pozoblanco
Canarias	Santa Cruz de Tenerife	El Rosario
Madrid	Madrid	Valdemoro

### ■ ¿Y cuáles menos?

■ En toda España, de los municipios analizados, hay 123 que no cuentan con ningún tipo de bonificación. Esto supone un 14% de los analizados. En el siguiente listado hemos querido incluir a los 10 que cuentan con más población, ya que, que no cuenten con bonificación aumenta a una mayor parte de la población:

CCAA	Provincias	Municipios	Población
Castilla y León	Burgos	Burgos	176.551
Andalucía	Huelva	Huelva	143.526
Andalucía	Cádiz	Algeciras	125.047
Andalucía	Almería	Roquetas de Mar	108.348
Andalucía	Málaga	Mijas	92.211
Andalucía	Cádiz	Chiclana de la Frontera	89.805
Canarias	Santa Cruz de Tenerife	Arona	87.848
Melilla	Melilla	Melilla	85.985
Comunidad Valenciana	Alicante/Alacant	Orihuela	83.348
Andalucía	Málaga	Benalmádena	78.011

### ■ Cada comunidad tiene condiciones diferentes ¿No sería mejor homogeneizar las condiciones para toda España?

■ Son competencias separadas.

### ■ Más allá de las ayudas fiscales, ¿Qué papel están jugando los fondos NextGeneration para facilitar el despliegue de autoconsumo?

■ No es algo que hayamos analizado con detalle, pero juegan un papel importante. Los Next Generation se están canalizando a través de ayudas autonómicas destinadas a cubrir parte de la instalación de los paneles.

Esto es importante porque permite que muchos ciudadanos puedan finalmente decidirse a instalar autoconsumo en sus tejados. Sin embargo, incido, es necesario que el modelo de de ayudas fiscales vaya enfocado más a las deducciones fiscales, como en el caso de los ayuntamientos, que a las ayudas o subvenciones directas para la instalación.

### ■ El autoconsumo fotovoltaico lleva dos años en caída ¿Qué está pasando, ¿cuáles son las barreras a las que se enfrenta?

■ Hubo varios años en los que se instaló mucho autoconsumo, sobre todo desde 2018. Principalmente las instalaciones eran de autoconsumo individual, lo que significa que la mayoría de las viviendas individuales que querían contar con paneles fotovoltaicos en su casa ya los tienen.

Por otra parte, según el INE, el 70% de las viviendas están en edificios plurifamiliares. Este tipo de viviendas, se enfrentan a tener que tomar la decisión de instalar autoconsumo conjuntamente, lo cual dificulta y alarga el proceso, por posible oposición de algunos vecinos. Al margen de esto, la principal barrera a la que se enfrentan es a las negativas de las distribuidoras a dar los permisos de acceso necesarios. Desde la Alianza por el Autoconsumo ya se han hecho varias reclamaciones respecto a este tema.

### ■ ¿Remontará el autoconsumo en la segunda mitad de 2025?

■ Necesitamos muchos cambios para conseguir elevar el ritmo de despliegue de autoconsumo y cumplir con los objetivos del PNIEC. El autoconsumo, especialmente el compartido, necesita reformas

importantes que van más allá de incentivos fiscales. Estos son importantes, pero no pueden ser la única política. La creación de un gestor del autoconsumo, por ejemplo, es esencial para dar seguridad a los ciudadanos que autoconsumen en España.

También hace falta ampliar el radio de autoconsumo compartido de 2 a 5 km, así como una reforma íntegra del modelo de retribución de las distribuidoras. Este es uno de los grandes problemas que tanto la Fundación Renovables como la Alianza por el Autoconsumo viene denunciando.

Necesitamos que la legislación dé incentivos a las distribuidoras por conectar a la red nuevas instalaciones y que se agilicen los periodos. Además, se debe penalizar a las distribuidoras que hagan las cosas mal y que no cumplan con los plazos establecidos para dar de alta nuevas instalaciones. La lista de reformas es larga.

### ■ ¿Cómo valoráis desde FR la evolución de las ayudas fiscales para el autoconsumo?

■ Las ayudas fiscales son importantes, pero también es importante la forma en la que se establecen las ayudas. Nosotros pensamos que el modelo de deducciones e incentivos fiscales de los ayuntamientos es óptimo y pensamos que ese debe ser el modelo que impere. Es decir, necesitamos transitar de un modelo de ayudas a la instalación (que, como te respondo más abajo, son las principales ayudas a nivel estatal y autonómico) a un modelo de deducciones fiscales.

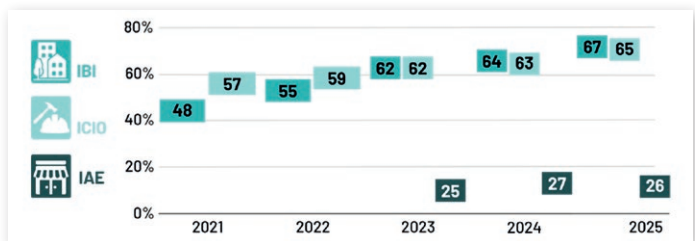
Como opciones, desde la Alianza por el Autoconsumo se planteó establecer un marco de bonificaciones en el IRPF y en el impuesto de sociedades, así como una reducción del IVA en instalaciones de autoconsumo y de almacenamiento en la que los propietarios sean consumidores finales.

En FR, tras cinco años analizando las bonificaciones fiscales al autoconsumo en municipios de más de 10.000 habitantes, hemos comprobado cómo año tras año, han ido aumentando los municipios que bonifican el IBI y el ICIO, en el primer caso, hemos pasado de un 48% a un 67% y en el segundo del 57% al 65%.

Puesto que sabemos que supone una pérdida en la recaudación de los municipios, valoramos que los ayuntamientos hagan este esfuerzo para impulsar una herramienta que tanto favorece a la ciudadanía.

El IAE por otra parte, no ha sufrido una gran evolución en los años que lo hemos analizado (2023, 2024 y 2025). En este caso, entendemos que los ayuntamientos no prioricen dar esta bonificación, ya que bonificar este impuesto puede suponer una mayor pérdida de recaudación en caso de que una única industria grande realice la instalación.

Seguramente, también consideran que en muchos casos no será necesario bonificar este impuesto, ya que muchas empresas ya tienen la capacidad de hacer frente a la inversión inicial.



### ■ ¿Cuánto se reduce el tiempo de amortización con las ayudas?

El tiempo de amortización dependerá de muchos factores, no sólo del coste de instalación, si no también, en caso de ser una bonificación por un impuesto, de lo que se pague por ese impuesto, del uso y coste de la electricidad, etc. Por ejemplo, en el estudio realizado por Fundación renovables se estima que el tiempo de amortización podría reducirse a 1/3 en Segovia, para 4 kW.



Lo que estará claro es que la amortización será antes, tanto con o sin bonificación, cuanto más electrificados se encuentren los consumos de nuestro hogar y mayor sea la planificación para hacer que coincidan con las horas de sol.

#### ■ ¿Y si vivo en una comunidad de vecinos? ¿Se pueden pedir ayudas fiscales para comunidades energéticas?

■ En el caso de los municipios y los impuestos estudiados en el informe, depende, como todo el ayuntamiento. Algunas ordenanzas especifican las bonificaciones para el autoconsumo colectivo e incluso las comunidades energéticas, sin embargo, hay algunos casos, como el Ayuntamiento de Madrid, que, aunque no lo especifiquen, bonifican al autoconsumo colectivo.

#### ■ ¿Y si soy autónomo o tengo un pequeño negocio? ¿Existen ayudas específicas para empresas y autónomos?

■ El informe analiza el impuesto de actividades económicas. El 26% de

los ayuntamientos ofrece algún tipo de bonificación en este impuesto. No obstante, los Next Generation también disponen de ayudas para empresas.

En la Línea 1 de ayudas al autoconsumo se destinan subvenciones para la instalación de autoconsumo en el sector servicios y, en la línea 2, se establecen ayudas para el sector agrario o industrial. También existen deducciones fiscales al autoconsumo a través del impuesto de sociedades, pudiendo deducirse la inversión de las baterías o la instalación, siempre presentando elementos que lo acrediten.

#### ■ ¿Qué errores comunes se deben evitar? Como, por ejemplo, instalar sin solicitar antes la subvención.

■ Efectivamente hay que buscar previamente los requisitos para recibir la bonificación. Si el municipio tiene más de 10.000 habitantes se puede consultar en nuestra herramienta web. Los requisitos están especificados en la propia ordenanza, aunque si surgen dudas siempre se puede consultar con el ayuntamiento correspondiente para aclararlas. ■

... Viene de página 44

acredite con certificados energéticos antes y después de la instalación.

#### ■ Barreras técnicas y normativas

El despliegue del autoconsumo se ha ralentizado en los dos últimos años. Según los expertos, gran parte de las viviendas unifamiliares interesadas ya han realizado la inversión. El reto está ahora en los edificios plurifamiliares —el 70% del parque residen-

cial español—, donde la toma de decisiones conjunta dificulta el avance. A ello se suman las negativas de algunas distribuidoras a conceder los permisos de acceso necesarios.

Desde la Fundación Renovables y la Alianza por el Autoconsumo reclaman reformas de mayor calado, como ampliar el radio de autoconsumo compartido de 2 a 5 km, crear la figura del gestor de autoconsumo, revisar el modelo de retribución de las distribuidoras y penalizar los retrasos injustificados en las altas de nuevas instalaciones.

Algunas de estas medidas estaban incluidas en el malogrado Real Decreto Ley antiapagones, que fue tumbado por PP, Vox y Junts antes de las vacaciones de verano.

Las deducciones fiscales municipales han demostrado ser una herramienta eficaz para reducir los tiempos de amortización —en algunos casos, hasta un tercio menos— y estimular la inversión ciudadana. Sin embargo, los expertos coinciden en que no bastan por sí solas. ■

SOLAR ELECTRIC



## Plan **RENOVE MP**

Pásate de PIKO a PLENTICORE con BackUp Switch

# KOSTAL

VALE  
737€



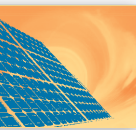
**Si tienes un PIKO MP plus conectado a baterías con un KSEM es el momento de pasarte al PLENTICORE MP y conseguir productos todos estos adicionales valorados en hasta 737 €**

#### ¿Cómo funciona la promoción?

1. Solicita tu vale en el enlace QR de la izquierda.
2. Pide el nuevo PLENTICORE MP a tu distribuidor y envíale el vale.
3. El distribuidor te entregará el PLENTICORE MP al precio habitual junto con 2 PLENTICOINS, un módulo de protección contra

sobretensiones CC y el KOSTAL BackUp Switch manual, cuyo valor aproximado es de 737 €.

4. Desinstala el viejo PIKO MP plus y recíclalo en un punto limpio.
5. Pon en funcionamiento el nuevo PLENTICORE MP con función BackUp en las instalaciones de tu cliente.



SOLAR FOTOVOLTAICA

# Los precios cero y negativos en 2025

*El precio negativo puede aparecer en el mercado diario mayorista (el coloquialmente conocido como pool) en aquellos momentos en los que coinciden, por una parte, mucha-mucha oferta (muchos productores que quieren vender su electricidad solar, y eólica, y nuclear, hidroeléctrica y de gas, a la vez) y, por otra, poca-poca demanda, porque resulta que son por ejemplo las cuatro de la tarde de un domingo y hay mucha industria parada y es primavera y las temperaturas son suaves y no hay ni aires acondicionados ni calefacciones eléctricas funcionando... ergo... poca-poca demanda.*

Antonio Barrero F.

Una empresa generadora (un parque solar o eólico, una central nuclear o de gas) puede estar dispuesta a asumir un precio negativo, es decir, a pagar por producir electricidad e inyectarla en la red (en vez de cobrar) si por ejemplo a esa central le resulta más barato operar al ralentí durante unas horas que parar y arrancar. A algunas centrales de ciclo combinado o nucleares les sucede exactamente eso: les resul-

ta mucho más caro parar por completo para arrancar ocho horas después que mantenerse al ralentí durante esas ocho horas a la espera de que el mercado ofrezca un precio más elevado por su electricidad.

Así, por ejemplo, pueden estar dispuestas a pagar 0,5 euros por megavatio hora (por inyectar en la red cada megavatio hora), es decir, pueden estar dispuestas a pagar (en vez de cobrar), si a esos cero coma cinco euros ne-

gativos (-0,5 €) le siguen en la hora punta de la noche precios que rondan (y superan los) 100 euros. Eso es lo que ha sucedido en muchas horas de muchas noches de este año que nos lleva, 2025: lo que ha sucedido es que, durante seis, siete u ocho horas, el megavatio hora ha cotizado a cero o en negativo, pero... a las diez de la noche, a las once, a las doce, ese megavatio hora se ha puesto a cien.

Los precios cero no son nuevos. En el año 2010 ya hubo más de 300 horas en las cuales hubo precio cero. De hecho, mucho antes, en el año 2001 ya hubo una hora en que el megavatio hora en el mercado mayorista cotizó a cero. Eso sí, en 2024 se han disparado y han dado el salto a todos los titulares de los medios de comunicación. A saber: 537 horas cotizaron a cero el año pasado, más que nunca antes. Más horas que en este año 2025, curso en el que "solo" ha habido 148 ceros en el primer semestre (tradicionalmente el segundo semestre alumbra precios más elevados que el primero, o sea, que 2025 cerrará con menos ceros).

El motivo de los ceros (y de los negativos) es *grosso modo*, como dijimos, que hay mucha oferta. Mucha oferta y poca demanda. En 2010 por ejemplo había en el sistema peninsular menos de 100.000 megavatios de potencia instalados (100.000, sumadas todas las tecnologías). Pues bien, hoy hay más de 133.000 MW. Y lo que más han crecido han sido las renovables, y sobre todo la solar foto-





voltaica (FV). En 2010 España tenía menos de 3.500 megavatios de potencia al Sol. Hoy tiene trece veces más: alrededor de 45.000 MW (36.500 que vierten directamente a red para venta, y algo más de 8.000 en autoconsumos). En fin, 45.000 megas FV generando a toda máquina a las horas en las que luce el astro rey.

Y es a esas horas cuando el precio cae a cero o se mete en negativos.

Las centrales de ciclo combinado y las nucleares pueden estar dispuestas a pagar entonces por inyectar.

“Si mañana hay cuatro, cinco, seis, ocho horas, en las cuales los precios van a estar por debajo de sus costes de generación, pues esas centrales tendrían que parar y arrancar. ¿Eso cuesta dinero? Pues... dependiendo del grupo de generación, dependiendo del precio del gas... estaríamos hablando de 30.000, 40.000 euros. ¿Están dispuestos a pagar un euro o euro y medio, como se ha llegado a pagar, por cada megavatio para producir el mínimo técnico y no parar? Pues claro. Perfectamente. Lo han hecho siempre. Y una nuclear igual, si tiene mañana ocho horas de precio cero o precio muy bajo, pues esa nuclear va a lanzar una oferta negativa. Lo ha hecho siempre. No es excepcional”.

Lo contaba hace unos meses Juan Bogas, director del área de Seguimiento del Mercado de OMIE, el operador del mercado ibérico de electricidad, en el marco de una jornada organizada en Madrid por APPA, la Asociación de Empresas de Energías Renovables.

APPA ha vuelto este año a las andadas: ha vuelto a convocar una jornada sobre precios cero y negativos a la que ha vuelto a invitar a Bogas y también a otros expertos de primerísimo nivel que le han puesto números y han reflexionado sobre los precios cero y negativos.

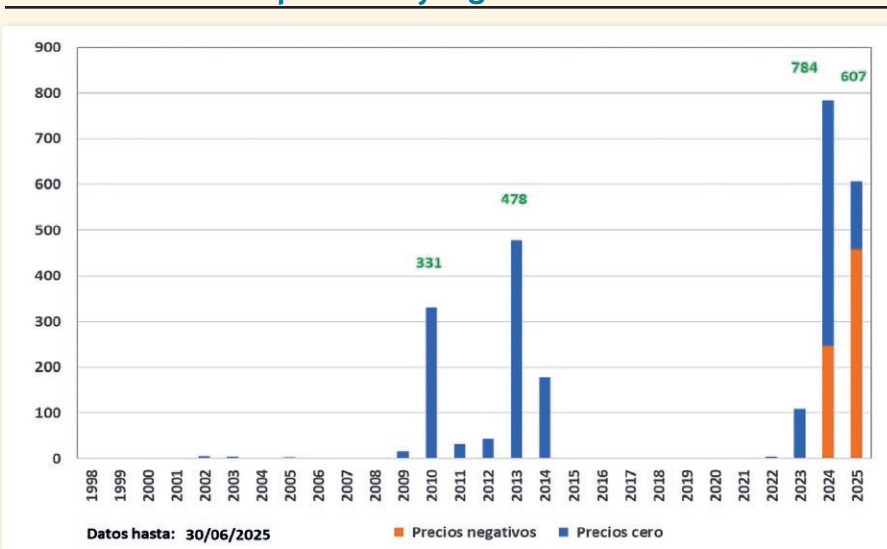
Y en la jornada de este año han vuelto a salir Almaraz, Ascó, Cofrentes y demás, o sea, las nucleares de Iberdrola, Endesa, Naturgy y compañía... Ha vuelto a aparecer la nuclear... y sus precios negativos.

El director general de la consultora Invesyde, David Soler, experto invitado al foro de APPA de este año, ha puesto los números: “todo el mundo nuclear está ofertando a menos 15, a menos 20 [euros el megavatio hora]. Y tiene todo el sentido que estén dispuestas a pagar 15 o 20 €/MWh, porque dentro de 5 horas va a ver precios grandes y van a estar ahí”.

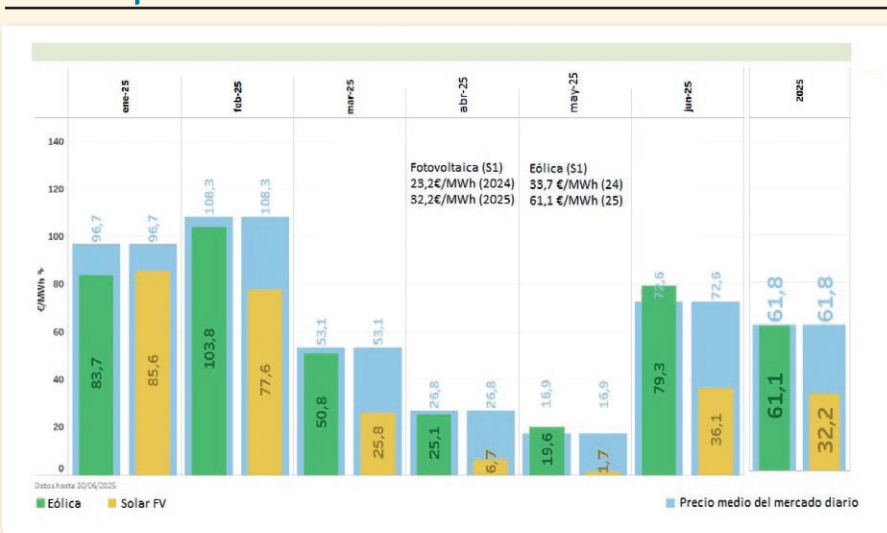
Y los ha habido en estos meses de precios cero y negativos: en marzo el megavatio hora ha rondado los 200 euros en unas cuantas horas, en junio han alcanzado los 210.

Las renovables también pueden estar interesadas en pagar por generar. Por varios

## Número de horas con precio cero y negativos



## Precios capturados. Mercado diario



motivos (la casuística es muy diversa).

Hay instalaciones que cobran un precio regulado por el Gobierno, y ese precio no es cero (ese precio lo cobran porque el Gobierno consideró que tenían derecho a ello habida cuenta de que son útiles para combatir el cambio climático —no emiten CO<sub>2</sub>— y para cumplir con los compromisos internacionales adquiridos por España en materia de descarbonización).

Así que algunas instalaciones FV y todas las termosolares inyectan independientemente del precio que salga de la subasta diaria que celebra el mercado mayorista (subasta a la que concurren todas las tecnologías para atender la demanda de ese día).

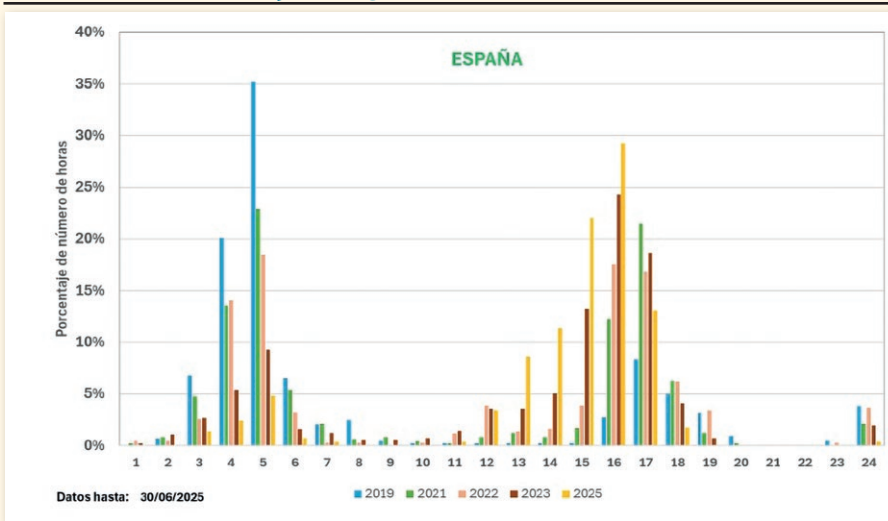
Otras instalaciones renovables no tienen esa retribución específica, pero sí que están interesadas en inyectar a precio cero o negativo porque, aunque no cobren por ese megavatio

hora generado, sí que cobran por el sello GdO (garantía de origen). Oferta a -0,5 €/MWh, y como cobro a 1,5 el GdO pues obtengo un margen positivo.

El sello, avalado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo que viene a hacer es certificar el origen limpio de esa electricidad. Y resulta que ese sello los productores renovables lo pueden vender a una comercializadora para que esa comercializadora pueda vender kilovatios verdes. Por eso también la FV y la eólica han podido ofertar en negativo. Para cobrar por sus garantías de origen.

Otra posibilidad es que un parque eólico o fotovoltaico haya suscrito un PPA (*power purchase agreement*), un contrato bilateral de compraventa de electricidad de largo plazo. A esos generadores (a ese parque eólico o FV) le va a dar lo mismo ofertar a cero o en nega-

## Número de horas con precio igual al mínimo diario



Como se aprecia en la ilustración, las horas con los precios más bajos se concentraban en 2019 en la madrugada (¿recuerda el lector aquello de "ponga usted la lavadora a las cuatro de la mañana, que es entonces cuando la electricidad es más barata"?). Pues bien, con la revolución fotovoltaica, las horas con precios más bajos han ido situándose, y cada vez más, en el horario solar (en torno a las cuatro de la tarde). Fuente de todas las tablas: Juan Bogas (OMIE).

tivo (para asegurarse que puede inyectar en la red), porque sabe que va a cobrar el precio que acordó con su cliente hace meses a través de ese contrato PPA de largo plazo.

Otro motivo para ofertar a cero o en negativo es la regulación secundaria. Hay instalaciones renovables habilitadas para prestar ese servicio al sistema. Una fotovoltaica puede decir yo oferto nada más que la mitad de mi previsión (la mitad de lo que prevé podría ofertar) y con el resto apuro precio, a riesgo de casar o no, porque luego voy a regular en secundaria y voy a cobrar. Hay fotovoltaicas habilitadas en Red Eléctrica para la secundaria. Y están dando ese servicio. Lo están dando efectivamente y sacando mucho más dinero que el -1,5 que a lo mejor han pagado en el mercado.

Soler también ha hablado de las renovables, que "están participando mucho ahora —ha dicho— en servicios complementarios (...). Hay gente que se posiciona en el diario para dar, por ejemplo, banda secundaria

a bajar, es gente que está ofertando a menos 15, menos 20 €".

El caso es que los números del cero y los negativos han vuelto esta primavera (y en verano) a la palestra.

Aunque, en realidad, ya llevan un tiempo siendo ofertados.

El propio Bogas daba números el año pasado realmente sorprendentes: el 39% de la energía ofertada por la eólica en 2023 fue un precio negativo; y el 39% adicional lo ofertaron a precio cero, es decir, que el 78% de la energía eólica en 2023 se ofreció a cero o negativo, apuntaba el director del área de Seguimiento del Mercado de OMIE. Los datos para la fotovoltaica eran similares: 37% de ofertas a cero y... 50% en negativo.

Eso... en 2023. La diferencia es que en 2024 al aluvión solar fotovoltaico (hay más potencia FV instalada) se le sumaron un invierno y una primavera generosos en agua, ergo hidráulica. ¿Resultado? Las ofertas cero y negativas crecieron tanto que al final casa-

ron. Y lo hicieron muchas veces. Y por eso saltaron a todos los medios de comunicación.

## ■ Este año no hay novedad

Vuelve a suceder más o menos lo mismo. Según los datos facilitados por Bogas en la jornada que ha organizado este verano APPA, en los seis primeros meses de 2025 ha habido en España 607 horas de precios cero y negativos (en los doce meses del año pasado hubo 784, o sea, que, evidentemente, 2025 va a superar de largo a 2024).

Pero hay una diferencia considerable: mientras que el año pasado (año entero) las horas con precio negativo no superaron las 250, este año (solo en el primer semestre) las horas que han registrado un precio negativo han superado las 450.

A pesar de ello, mientras que el primer semestre fotovoltaico del 24 la fotovoltaica capturó 23,2 euros por megavatio hora, en este primer semestre del 25 ha capturado 32,2.

El año pasado el sector estaba muy preocupado por la multiplicación de los ceros (y de los negativos). ¿Quién va a querer instalar una máquina —un parque FV— que produce algo por lo que pagan cero? ¿Quién va a estar interesado en instalar más solar si la demanda es la que es (lleva 20 años sin crecer), y hay cada vez más oferta y por eso cae cada vez más el precio...?

Bueno, pues parece ser que, de momento, no decae el apetito por montar FV.

Javier Revuelta, de la asesoría AFRY Management Consulting, señalaba este verano en la jornada de APPA las luces y las sombras: "llevamos varios años abriendo seis gigavatios [de fotovoltaica] y creemos que este año [por 2025] se va a hacer algo muy parecido: más/menos medio gigavatio. Pero es que el año que viene [por 2026] va a ser lo mismo, o puede que incluso más, por la inercia que estamos viendo".

Y eso que el propio Revuelta reconoce que estamos en una coyuntura compleja: "es muy difícil financiar proyectos, hay mucha gente que está con la duda, construyo-no construyo, pero nosotros sí que pensamos





que este año y el que viene vamos a seguir en números de récord”.

### ■ ¿Resultado?

Volverán los precios cero y negativos en las horas solares de los meses de primavera y verano, cuando todas las plantas fotovoltaicas producen a la vez, o que, “en los años 2026 y 2027 va a tener mucho impacto”, según Revuelta.

Coincide con él otro analista, Francisco Valverde: “los precios negativos han venido para quedarse. Y para incrementarse año tras año. Hay que tener en cuenta que cada vez tenemos más fotovoltaica, y cada vez tenemos más autoconsumos, que reducen la demanda en horas solares. Y ese es el cóctel perfecto para que tengamos precios negativos sobre todo cuando la demanda es baja, como suele ser en primavera”.

El mensaje global de Valverde es optimista en todo caso, “porque lo importante no es lo que pasa una semana, o un mes, sino lo que pasa el año entero. Y el año entero tampoco va tan mal. El precio que ha capturado la fotovoltaica en este semestre está ahora mismo por encima de los 30 euros, con lo cual un mínimo para salvar rentabilidades yo creo que sí que hay. Y yo creo que esto va a seguir así”.

Eso sí, “yo no montaría ninguna renovable ni batería —ha apuntado Soler—, sin capacidad de prestar servicios complementarios”, porque vamos a tener “un montón de precios negativos en los próximos 2 o 3 años. ¿Vamos a llegar a menos cuarenta? Creo que no. ¿Vamos a tener menos quince? Cada vez menos”.

Sea como fuere, ya sabemos que en 2025 no ha aumentado el número de horas cero, si bien sí el de precios negativos. Y, sea como fuere, ya sabemos que la fotovoltaica ha cerrado el semestre con un precio mayor que el que registró en 2024.

“Hemos estado sesenta días con España encapotada, en marzo y abril. Con una meteorología normal —matiza Revuelta—, esos precios [cero y negativos] empiezan, según nuestros modelos, el 15 de febrero, no el 30 de marzo. El año que viene, vamos a tener un mes y medio más de precios bajos anuales de sol”.

Las baterías se postulan para mejorar la rentabilidad de la solar: guarda el Sol cuando brille y vierte a red cuando el precio se dispare en el verano, a las diez de la noche. O compra a cero y vende a cien... De momento no está sucediendo, según ha dicho Bogas. Pero es perfectamente viable, ha añadido más adelante Sergio Sáenz, de ATA Renewables: “las baterías podrían absorber esa electrici-

dad, colocarla en horas con un precio más elevado y, además, pueden dotar también a las plantas renovables de otros servicios, como regulación secundaria de frecuencia, regulación terciaria, etcétera, servicios que vienen a enriquecer el modelo de negocio de la propia planta, amén también de poder aportar inercia con el famoso *gridforming*”.

Sáenz se ha explayado: “en ATA Renewables estamos involucrados en procesos de compra de proyectos de baterías grandes y significativos... Hemos ayudado en portfolios de más de 3 gigavatios hora en Europa. O sea, que conocemos bien lo que cuesta esta tecnología”.

Y el ingeniero de ATA es explícito: “basar el modelo en el trading es algo... volátil, pero si se continúa avanzando en la solución de todas las necesidades que tiene la red, y que podrían resolver los sistemas de batería, como ha ocurrido en otros países, nos podemos encontrar ante un negocio consistente”.

Y un apunte muy concreto para acabar: “nosotros para un proyecto BESS *stand alone* 4 horas, sin considerar pagos por capacidad, sino solo participación en el mercado OMIE, y mercado de balance, nos da una rentabilidad de proyecto de entre el 6 y el 11% sin ayuda”. ■

UNA ENERGÍA TAN SEGURA  
COMO LA SOLAR NECESITA  
UN DISTRIBUIDOR TAN  
FIABLE COMO SALTOKI



ALTA  
DISPONIBILIDAD  
EN STOCK



SUMINISTRO  
INMEDIATO



SÓLO  
PRIMERAS  
MARCAS

JA SOLAR

risen  
solar technology

SOLYCO

HT-SOLAR

HUAWEI

SUNGROW

solis

KOSTAL

Ingeteam

GREENHEISS

victtron energy

seca

BYD

BeePlanet  
factory

EXIDE  
TECHNOLOGIES

BULTMEIER

ESDEC

SUNFER

panelclaw

Sölver

Tigo

VMC  
victtron motor control

STÄUBLI

INTEGUMENTS

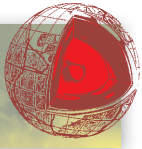
Especialistas  
en fotovoltaica

www.saltoki.com  
atencionalcliente@saltoki.com  
Teléfono: 900 11 55 11



Localiza con este QR tu  
centro Saltoki más cercano

**SALTOKI**  
E-solar



GEOTÉRMICA

# Europa ahonda en su subsuelo para captar más energía geotérmica

*En los dos últimos años se ha producido un crecimiento constante del número y el alcance de las actividades de exploración geotérmica en toda Europa. En 2024, se realizaron más de 17 prospecciones, frente a las 10 de 2023, y en el primer semestre de este año de 2025 se iniciaron al menos 10 campañas de sísmica 3D. A estas campañas hay que sumar otras más anunciadas para finales de año, según destaca la Plataforma Europea de Energía Geotérmica (EGEC) en su informe anual del mercado de este recurso renovable, presentado el pasado mes de julio.*

Pepa Mosquera

**2**024 fue un año récord en campañas de exploración geotérmica, gracias al uso de las tecnologías de prospección sísmica 3D, que utiliza ondas sonoras para crear imágenes tridimensionales del subsuelo. EGEC dedica un capítulo

específico en su último Informe de Mercado a estas exploraciones y afirma que “este aumento del número de prospecciones respalda su previsión de un aumento del número de pozos que se perforarán en los próximos años”. Para 2026, EGEC calcula que se va

producir un aumento exponencial del número de pozos que se perforarán, gracias al elevado número de proyectos de energía geotérmica que se están desarrollando actualmente en toda Europa. Entre ellos, para la construcción de más 50 centrales eléctricas y más de 500 redes de distribución térmica (DHC).

## Electricidad limpia para millones de hogares.

A finales de 2024, en Europa había en funcionamiento 147 centrales eléctricas geotérmicas, dos de ellas inauguradas ese mismo año (una en Turquía y otra en Austria) y otras 50 se encontraban en diversas fases de desarrollo. La suma de estas plantas aporta más de 3,5 GWe de capacidad instalada de electricidad geotérmica, 1 GWe en la Unión Europea. Estas instalaciones generaron alrededor de 20 TWh en 2024 (o 20.000.000 megavatios hora, MWh), 7 TWh en la UE. Si tenemos en cuenta que 1 MWh puede suministrar electricidad a entre 500 a 1.000 hogares durante una hora, esto supone que las centrales geotérmicas que hay actualmente en Europa están aportando electricidad limpia a entre 10.000 y 20.000 hogares cada hora.

EGEC afirma que las principales ventajas de estas centrales geotérmicas eléctricas







*Central geotérmica de Nuova Larderello, en la Toscana. En funcionamiento desde 1911*

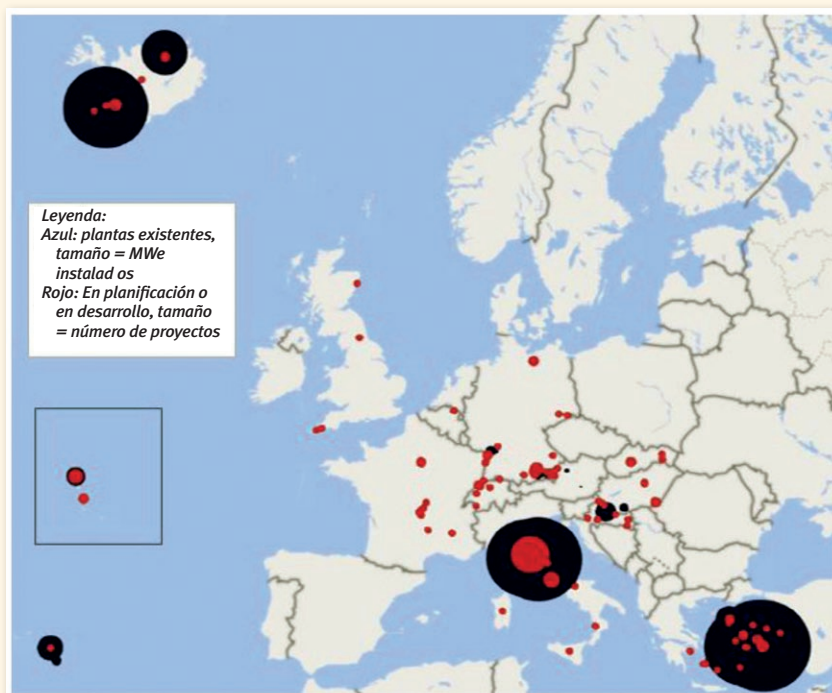
son su larga vida útil y los elevados volúmenes de electricidad despachable que producen. Y muchas de ellas llevan décadas funcionando sin interrupción. La más longeva de todas es la central de Rancia, situada en Radicondoli (Italia) operativa desde 1986. Otras tres centrales datan también de los años ochenta. En los 90 entraron en funcionamiento 17 más –en Italia, Portugal e Islandia– y todas ellas siguen funcionando

hoy en día. En la década de los 2000 empezaron a operar 32 más. Así, del total de las 147 centrales eléctricas geotérmicas que hay funcionando actualmente en Europa, 21 llevan haciéndolo más de 25 años.

Climatización con el calor de la tierra. El buen ritmo de crecimiento de la calefacción y refrigeración geotérmicas urbanas (GeoDHC) es otro indicador del positivo avance de la energía geotérmica europea. En

2024 se pusieron en marcha diez nuevas de estas instalaciones: tres en Polonia, dos en el Reino Unido y una en Francia, Grecia, Rumanía, España y los Países Bajos. La española está situada en Langreo (Asturias) e híbrida la geotermia con biomasa. Con ello, el nú-

## Ubicación de las plantas de energía geotérmica existentes y planificadas en Europa



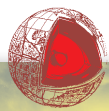
## Plan de Acción Geotérmico Europeo

EGEC confía en que a medida que la Comisión Europea avanza en el Plan de Acción Geotérmico Europeo, “las principales barreras al despliegue geotérmico masivo serán finalmente desbloqueadas, facilitando la inversión y cosechando las recompensas de los muchos beneficios directos e indirectos que las soluciones de energía geotérmica pueden aportar a familias, comunidades, industrias, empresas y agricultores de toda Europa”.

El objetivo del Plan, que se enmarca en el contexto del plan REPowerEU, es aumentar la capacidad geotérmica instalada a 250 GW para 2040 y contribuir a la transición energética. Se espera que la iniciativa, cuya publicación está prevista para el primer trimestre de 2026, incluya medidas para facilitar la financiación, la investigación y el desarrollo de la energía geotérmica, así como para simplificar los procedimientos administrativos.

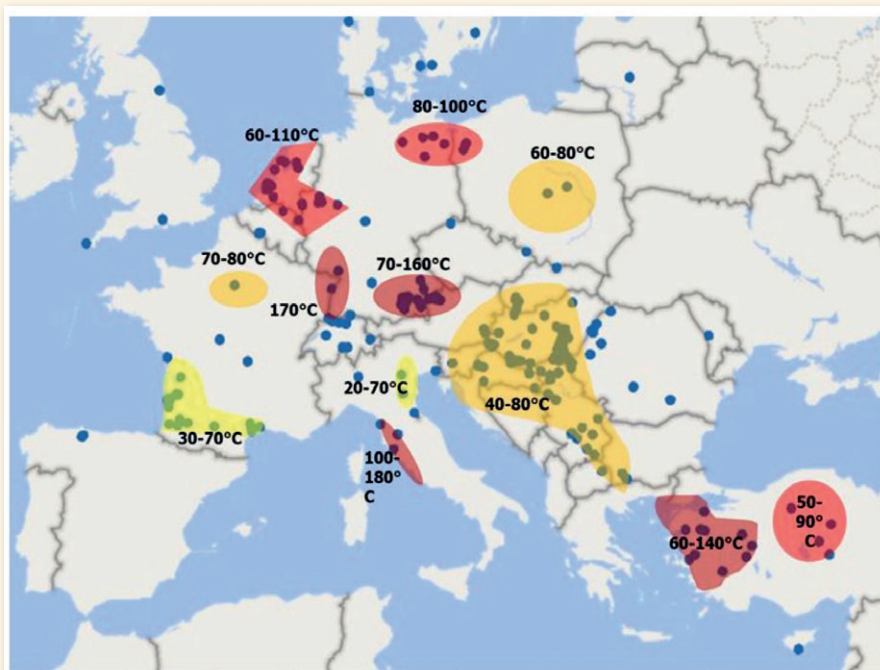
El Plan de Acción Geotérmico Europeo cuenta con el apoyo del Parlamento Europeo, el Comité Económico y Social Europeo (CESE) y el sector geotérmico en general, representado por el Consejo Europeo de Energía Geotérmica (EGEC)





## GEOTÉRMICA

### Mapa de los principales depósitos de calefacción y refrigeración geotérmica de distrito con sistemas y temperaturas existentes



mero total de centrales GeoDHC en funcionamiento en Europa asciende a 412 (208 en la UE), con planes para unos 500 proyectos adicionales en diferentes fases de desarrollo.

De acuerdo con el informe de EGECE, el crecimiento del sector está siendo especialmente destacado en los mercados emergentes, mientras que los mercados maduros experimentaron en 2024 un crecimiento lento o incluso nulo. Las centrales actuales elevan a 6 GWth la capacidad instalada, repartida en 29 países. Además, hay más de 500 proyectos en diferentes fases de desarrollo. Algunos se inaugurarán este mismo año de 2025, mientras que otros han iniciado la perforación o se encuentran todavía en las fases de exploración o investigación.

En Europa se están desarrollando actualmente unos 400 sistemas geotérmicos de calefacción y refrigeración urbana, en unos 27 países diferentes. La ejecución de todos estos proyectos llevaría a duplicar el número total de sistemas en funcionamiento y aumentaría la capacidad total de los sistemas geotérmicos de DHC en más de un 100%.

Alemania está considerado el mercado más caliente para geotermia DHC, con al-

### Tenerife avanza para liderar la geotermia eléctrica en España

España cuenta con un abundante potencial geotérmico pendiente de desarrollar, especialmente en Canarias y en diversas zonas de Cataluña, Galicia, Castilla y León y Andalucía. El aprovechamiento de este recurso se ha centrado, hasta ahora, en aplicaciones para climatizar edificios y algunas redes de calor, pero España aún no cuenta con instalaciones geotérmicas de media o alta temperatura para producir electricidad.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC) se enfoca en seguir avanzando en estos usos térmicos, pero también plantea el desarrollo de 80 MW de potencia geotérmica para la producción de electricidad. Canarias será el epicentro de este desarrollo. De hecho, la mitad de los 120 millones de euros en ayudas a la geotermia en España (financiados con fondos europeos NextGeneration), se reservan para proyectos en estas islas.

En Tenerife, el consorcio público-privado Energía Geotérmica de Canarias trabaja ya en generar electricidad con el calor del subsuelo. El consorcio, que está formado por el Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER), el Instituto Volcanológico de Canarias (Involcan) y las empresas DISA (española) y Reykjavik Geothermal (islandesa), ha empezado a realizar sondeos en el noroeste, este y sur de la isla para conocer con precisión dónde se encuentran las zonas de mayor capacidad de aprovechamiento.

Si los resultados de las investigaciones resultan favorables, se estima que en 2029 pueda estar en funcionamiento la primera planta de generación de electricidad geotérmica en Canarias.

#### Más información:

→ <https://geotermiadetenerife.com>







rededor de 170 sistemas en desarrollo. Según EGEC, las nuevas condiciones del mercado en este país, con planes de riesgo y financiación de infraestructuras térmicas, convencer a los promotores, con la ciudad de Múnich como modelo para este tipo de desarrollo. Polonia (con 72 proyectos de DHC geotérmico en desarrollo), Hungría (47), Francia (41) y los Países Bajos (39) son otros mercados especialmente prometedores, con potencial para duplicar o triplicar sus respectivos sectores de DHC geotérmico para 2030. Pero hay mas mercados en crecimiento. A destacar Croacia (23 proyectos), Suiza (19), Austria (15) y Dinamarca (8). De momento, el liderazgo en geotérmica para calefacción lo detenta Islandia. En esta isla, sus cursos geotérmicos sustentan el 90% de la calefacción central y contribuyen al 30% de la producción de electricidad.

Philippe Dumas, secretario general de EGEC, advierte, no obstante, de que “el ritmo de crecimiento dependerá de que exista un marco financiero, normativo y político favorable que fomente las inversiones en proyectos geotérmicos”. En este sentido, señala que en 2024 bajaron las ventas de bombas de calor geotérmicas en todos los países europeos, excepto Suiza, debido a la falta de normativas y políticas favorables. La asociación confía en que el próximo Plan de Acción Geotérmico Europeo contribuya a crear condiciones más favorables para el crecimiento de este segmento.

“Mientras la Comisión Europea prepara el Plan de Acción Geotérmico Europeo, somos optimistas en cuanto a que la energía geotérmica será finalmente reconocida como piedra angular de un futuro energético sostenible, resistente y neutro en carbono para

## Perspectivas a 2030

En Europa se están estudiando actualmente propuestas para desarrollar 193 centrales geotérmicas, principalmente en Croacia, Francia, Alemania, Hungría, Italia y Turquía. La exploración también está ganando tracción en nuevos mercados, como Grecia y España.

Los proyectos que avanzan en los últimos años reflejan una doble evolución dentro del sector geotérmico. Por un lado, la creciente madurez de las tecnologías de ciclo binario permite el desarrollo de instalaciones a mayor escala. Por otro, resurge el interés por las instalaciones de menor tamaño, especialmente las diseñadas para la producción combinada de calor y electricidad (CHP) o la cogeneración.

Este cambio va acompañado de un giro estratégico hacia modelos de cartera de proyectos. Los promotores persiguen cada vez más agrupaciones de proyectos, ya sea dentro de la misma cuenca geológica o diversificados en múltiples regiones, con el fin de repartir el riesgo y racionalizar el desarrollo.

Por otra parte, tras 10 años de expectativas y lento desarrollo del mercado con sólo tres plantas de cogeneración geotérmica instaladas en los últimos cinco años, 2024 supuso el inicio de un nuevo desarrollo de la cogeneración geotérmica en Europa, tanto en campos de alta temperatura (por ejemplo, Islandia) como en campos de temperatura media, con sistemas binarios en Alemania, Hungría y Eslovaquia.

Europa”, concluye Miklos Antics, presidente de EGEC. Bombas de calor

De acuerdo con la asociación, las bombas de calor geotérmicas (GHP) siguen siendo la solución más eficiente y sostenible para la calefacción y refrigeración de edificios; además, ofrecen una longevidad excepcional, que a menudo supera los 50 años. Actualmente hay 2,43 millones de bombas de calor geotérmicas funcionando en Europa. En 2024 se vendieron más de 111.000 unidades. Estos sistemas proporcionaron 85 TWh de calor en 2024 y calefacción y refrigeración a más de 10,5 millones de personas. Pero todos los países de Europa, excepto Suiza, siguieron una tendencia similar con descensos significativos en las ventas de bombas de calor en 2024, año en el que se vendieron unas 111.000 unidades. Esto representa un descenso del 29% con respecto a 2023.

Según el análisis de EGEC, las razones de esta contracción van desde factores macroeconómicos hasta cuestiones normativas. “La falta de apoyo normativo y político sigue perjudicando a las bombas de calor al infravalorar y no remunerar los beneficios del sistema energético que aportan estos sistemas”, afirman desde la asociación. EGEC subraya que estos beneficios incluyen: un menor impacto en las redes eléctricas; los sistemas de refrigeración activa y pasiva más eficientes; mayor eficiencia operativa; y mayor vida útil y menores costes operativos.

### Más información:

→ [www.egec.org](http://www.egec.org)

→ [www.geoenergia.es](http://www.geoenergia.es)

→ [www.geoplant.org](http://www.geoplant.org)



ENERGÍAS DEL MAR

# La impronta cántabra en el planeta agua

*IHCantabria es un centro de investigación que nace a principios de siglo fruto de la colaboración entre la Universidad de Cantabria y el Gobierno de esa región y que está representado a través de la Fundación Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria. Enfocado en el agua, realiza investigación científica, transferencia tecnológica y formación y es, en lo que se refiere a su producción científica, Top 1 de Europa y Top 4 del mundo en cuanto a citas en ingeniería oceánica y marina. Su bandera es su gran tanque de olas, único en Europa, capaz de simular tsunamis. ¿Su horizonte? El planeta agua.*

Antonio Barrero F.

**H**a desarrollado en 2024 más de setenta proyectos de I+D y un centenar de proyectos de transferencia tecnológica que ha repartido por casi todo el mundo: desde Cuba a Catar, Congo, Uruguay, Surinam, Estados Unidos o Escocia. Dícese IHCantabria, emplea hoy a más de doscientos profesionales (la plantilla ha crecido un 60% en los últimos cinco años, según reza su Memoria Anual 2024) y ya estaba tardando en llegar a Energías Renovables.

Hemos hablado con su director de Transferencia Tecnológica, Francisco (Paco) Royano; con el responsable del Gran Tanque de Ingeniería Marítima o Cantabria Coastal and Ocean Basin, CCOB (Álvaro Álvarez Vázquez) y con el hombre que más de cerca está siguiéndole la estela a la eólica marina en IHCantabria, Javier Sarmiento... y nos han contado tantas cosas que será imposible recogerlas aquí todas. En fin... un reto.

IHCantabria presta servicios de ingeniería y gestión de costas (y de puertos, por supuesto); servicios de gestión y planificación ambiental, riesgos naturales y antrópicos y para la lucha contra el cambio climático; y servicios específicos (y ahí vamos) para promotores, desarrolladores e ingenierías del sector de las energías renovables marinas. Ingeniería súper especializada offshore que viaja a todas partes de la mano de los más grandes, que entre sus clientes están Dragados Offshore,

Prismyan, Navantia, Iberdrola, Northland, Equinor, SENER, Esteyco o SSE.

“Llevamos más de 15 años haciendo ensayos vinculados a las energías marinas —cuenta el responsable del Gran Tanque, Álvaro Álvarez Vázquez—, participando en proyectos, en el desarrollo de dispositivos fijos y flotantes. Y también hemos participado en proyectos de dispositivos de generación undimotriz”.

## ■ De aguas someras y profundas

El Gran Tanque —explica Álvarez— es capaz de desarrollar ensayos tanto de aguas costeras someras como de aguas profundas, offshore, donde la profundidad comienza a ser un reto. “Para ello disponemos de la capacidad de generación de los tres principales fenómenos que se dan en el mar y en el océano: las olas, las corrientes y el viento”.

Quince años sin parar y evolucionando a la par del sector. ¿Un ejemplo? Para simular en el Gran Tanque el fenómeno de flujo de aire sobre los dispositivos fijos o flotantes, IHCantabria empleaba antes “exagerándolo un poco —cuenta Álvarez—, una especie de gran ventilador que colocábamos enfrente de la estructura. Bueno, pues hace ocho años cambiamos a una solución que ahora se ha

copiado, y que se está replicando en laboratorios de todo el mundo, y que consiste en colocar el viento en el propio dispositivo, sobre todo en aquellos dispositivos flotantes en los que la respuesta aerodinámica es rápida y dinámica como en el caso de las turbinas eólicas, o para poder representar series de viento turbulento y eventos transitorios. Todo esto teniendo en cuenta que las cargas aerodinámicas no son solo un empuje sino también un momento aerodinámico que debe ser correctamente representado”.

En fin, que IHCantabria hace ensayos para la eólica flotante, que está a punto de caramelo (la primera subasta podría llegar este año a España), y lleva a cabo también proyectos de investigación y de transferencia tecnológica para la eólica fija, esa que se cimenta en el lecho marino y que es ya toda una realidad en el norte de Europa, en Asia y en Estados Unidos. Javier Sarmiento está volcado en la búsqueda de soluciones a los retos que presenta esta última en tiempo presente: “en el Mar del Norte, que ya está dividido y segmentado y planificado, hay mucho espacio disponible todavía para cimentaciones fijas”.

Y las empresas que están trabajando allí tienen claro dónde está IHCantabria.

“Ahora mismo estamos participando activamente en diferentes proyectos internacionales, colaborando en el diseño de parques completos, en Alemania, pero también en Inglaterra, en el norte de Escocia, donde hay muchas





ubicaciones destinadas para la implementación de soluciones fijas. Esos países –apunta Sarmiento– no están pensando en tecnología flotante. La tienen en mente, sí, pero no la ven aún como opción a corto plazo”.

Y no la ven por motivos económicos: “las empresas al final lo que buscan es sacar el máximo rendimiento de la producción de su energía. Y, en Europa, todas las grandes empresas, las eléctricas, los principales desarrolladores, si pueden instalar monopilotes, pues van a instalar monopilotes como primera opción”.

Y los monopilotes se acercan a los 50 metros de profundidad, y “hay jackets instaladas en Escocia –añade Sarmiento– a 59 metros. No obstante, hay proyectos de jackets para llegar hasta los 100. Es decir, que se están priorizando las soluciones fijas ante las flotantes allí donde es posible. Evidentemente, en España y Portugal esto es inviable”.

El caso es que IHCantabria está trabajando ahora mismo mucho, así, en la optimización de las soluciones para la instalación de aerogeneradores marinos cimentados, pero también para las subestaciones y para todos aquellos sistemas auxiliares necesarios para la explotación de los parques.

## ■ ¿Y la flotante?

Álvarez Vázquez, el responsable del Gran Tanque, es explícito: el desarrollo de la eólica flotante va más lento de lo esperado y se percibe una cierta ralentización. Esto lo notamos en las solicitudes de acceso ligadas a proyectos demostradores o comerciales.

“Hablando con los responsables de estos nodos, como BiMEP o Plocan, me han transmitido la misma sensación: que ya no hay tantas llamadas, que hay muchos que expresan su interés, pero que se ven frenados por la falta de un marco de financiación adecuado, o por un marco regulatorio y de subastas que dé seguridad al sector”.

En cualquier caso, el apetito por la I+D sigue en pie y se cumple una regla habitual en centros como IHCantabria: cuando se debilita la transferencia tecnológica, se refuerza la investigación donde, en colaboración con la empresa, se busca mejorar procesos y diseños en pro de una mejora de la competitividad, añade Álvarez.

De todos modos, se espera que el paréntesis sea breve: “¿dos, tres años?”, se pregunta Sarmiento. La primera subasta de eólica flotante en España podría ser convocada incluso este mismo año, aventura Royano.

El Gran Tanque de olas sigue listo y dispuesto en todo caso: “hay tanques más grandes que el nuestro que no tienen capacidad de generar corrientes, mientras que nosotros tenemos un generador de corrientes que abarca los 32 metros de anchura del tanque, una

## Cantabria Coastal and Ocean Basin

Inaugurado en 2011, el Gran Tanque de Ingeniería Marítima de Cantabria – Coastal and Ocean Basin (Laboratorio de Ingeniería de Costas, Oceanografía e Hidráulica) forma parte de Marhis (Maritime Aggregated Research Hydraulic Infrastructures), que es una ICTS, Infraestructura Científica y Técnica Singular distribuida que está gestionada por el Ministerio de Ciencia e Innovación del Gobierno de España. El gran tanque de olas de IHCantabria es único en España en el ámbito de la ingeniería hidráulica y cuenta con equipamientos avanzados como generadores de olas y corrientes multidireccionales y canales especializados para el estudio de olas, corrientes y tsunamis. Con unas dimensiones de 30 x 44 x 4,75 metros, está equipado con un generador de oleaje capaz de producir olas de hasta 1,1 metros de altura. El propósito principal de la ICTS es mejorar la eficiencia y capacidad de las infraestructuras españolas para realizar investigaciones numéricas, experimentales y de campo en áreas como la ingeniería costera, portuaria y mar adentro, así como en el análisis de las complejas interacciones entre estructuras y factores climáticos marinos.

La Infraestructura Científica y Técnica Singular (ICTS) Marhis tiene cinco nodos. Tres están categorizados como laboratorios: el Gran Tanque de Cantabria que nos ocupa; el Canal de Investigación y Experimentación Marítima (CIEM) que gestiona el Laboratori d'Enginyeria Marítima (LIM) de la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC); y las instalaciones del Centro de Experiencias Hidrodinámicas de El Pardo (Cehipar), centro que está vinculado al Ministerio de Defensa, tiene 100 años de experiencia en el desarrollo de sistemas navales y ha estado trabajando muy activamente en los últimos años en sistemas flotantes para el aprovechamiento de las energías renovables marinas. Además de esos tres laboratorios, la ICTS Marhis cuenta con dos instalaciones de campo, que son la Biscay Marine Energy Platform, en Arminza, Vizcaya (BiMEP), y la Plataforma Oceánica de Canarias, en Gran Canaria (Plocan). Ambas cuentan con espacios acotados en mar abierto en los que los tecnólogos y desarrolladores pueden probar sus prototipos y dispositivos de captación y aprovechamiento de las energías renovables marinas.

Todas esas instalaciones, singulares por sus características, por su tamaño, por sus capacidades, se ofrecen tanto al ámbito académico como al industrial para el desarrollo de soluciones tecnológicas.



capacidad combinada de ola-corriente idónea para hacer estudios que son críticos para la eólica fija y muy importantes también para la flotante, así como una experiencia acumulada que nos hace muy competitivos a nivel internacional”.

Además –añade Álvarez–, mientras otros tanques que podrían compararse con el CCOB de IHCantabria tienen un nivel de agua invariable, “nosotros tenemos capacidad de poder llenar y vaciar el tanque a la profundidad deseada, lo que nos da mucha flexibilidad, para poder de esta manera validar diferentes emplazamientos en un mismo proyecto” (aguas someras, aguas profundas).

## ■ Socavación

Y por eso a IHCantabria llaman todas las grandes del sector, para hacer estudios y encontrar soluciones contra la socavación que sufren estas infraestructuras en el mar. Estudios sobre las corrientes, el impacto en los anclajes, sobre la estabilidad de los sistemas de evacuación de potencia, o el diseño y optimización de mecanismos de protección alrededor de todo tipo de cimentaciones para evitar que se desencadenen procesos de socavación debidos al transporte de sedimentos en el lecho marino.

La cartera de parques es así formidable: Dolwin6, Borwin5, Dolwin4, Borwin 4, East Anglia 3, Doggerbank, Spiorad na Mara, y “tenemos varias subestaciones ya en lista de

espera para los próximos años, sobre todo ubicadas en Alemania”, avanza Sarmiento.

Y un apunte para acabar (respecto al impacto ambiental y las preocupaciones del sector pesquero): “entiendo –dice Sarmiento– que habrá restricciones de usos en algunas zonas. Pero deberíamos aprender de los parques del norte de Europa, deberíamos atender a esas experiencias, y concienciar a esos sectores de que todo esto puede no ser un perjuicio, sino una oportunidad. En el entorno de muchos parques la biodiversidad no solo no se ha perjudicado, sino que ha aumentado gracias a fenómenos como el efecto arrecife o el efecto santuario, que ha dado lugar a la irradiación de biodiversidad desde los parques eólicos a su entorno más cercano”.

En IHCantabria reconocen en todo caso que cualquier impacto de los sistemas de fondo debe ser estudiado y que hay que evaluar su huella en el fondo (los procesos de abrasión debidos a la dinámica de las líneas de fondo), “por lo que siempre deberá haber una delimitación de espacios donde el impacto sea limitado o admisible”. Pero Royano insiste sobre el particular (y hace un adelanto): “estamos haciendo estudios para Asturias y otras zonas sobre el impacto medioambiental de los parques (...) y esos estudios creo que van a tranquilizar”.

Más información  
→ [ihcantabria.com](http://ihcantabria.com)



# Francisco Royano

Director de Transferencia Tecnológica de IHCantabria



*“Quiero creer que las primeras subastas serán en el 25”*

## ■ ¿Cuáles son las líneas maestras de trabajo del IHCantabria?

■ La investigación, la formación y la transferencia tecnológica, que es quizá lo que nos hace más peculiares, o distintos, a otros centros de investigación públicos. Nos presentamos a licitaciones, a concursos internacionales, a proyectos convocados en el marco de programas europeos o nacionales. Competimos en convocatorias públicas de organismos como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo, el CAF [banco de desarrollo para América Latina y el Caribe], y lo hacemos además muchas veces con grandes consultoras... Eso es lo que más nos distingue quizá de otros centros de investigación públicos.

## ■ El Instituto trabaja en distintas soluciones en el campo de las energías renovables marinas... ¿Cuáles?

■ Nuestra especialidad es, principalmente, Aguas Profundas: soluciones flotantes. Pero llevamos ya mucho tiempo trabajando en todas las tecnologías energéticas marinas ancladas al fondo del mar: eólica

fija a través de grandes postes o mástiles (que se llaman monopiles) o mediante estructuras jacket [soporte base con forma de jaula sobre el que se asienta la torre que sostiene la turbina eólica]. Trabajamos en proyectos de Iberdrola, Dragados Offshore, Navantia, etcétera.

■ Aunque el 70/80% de los ensayos que tienen lugar en el CCOB está relacionado con la eólica marina y las energías oceánicas en general, la demanda de sus servicios por parte de empresas renovables marinas ha caído en los últimos dos años...

■ Ha habido... cierto parón por... los retrasos que se están produciendo en toda la legislación. El Real Decreto de septiembre del año pasado [RD 962 “por el que se regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar”] parecía que iba a ser el arranque y la palanca para los nuevos concursos, las subastas y la puesta en marcha de todo... pero seguimos esperando. Entonces... bueno... eso también afecta a la parte de investigación, o a la parte de innovación en la que IH está trabajando.

Sí que es cierto que ha habido proyectos significativos y que, por ejemplo, se ha testado aquí el proyecto Eco-foss de Navantia Seanergies [subestación eléctrica flotante].

Pero, en todo caso, yo soy optimista. Quiero creer que las primeras subastas serán en el 25: Canarias, que parece lo más lógico, o Galicia.

También tengo la sensación (y creo que no soy el único) de que ese retraso está provocado porque se están estudiando muy bien todas las condiciones actuales de la eólica flotante, y no solamente el precio del megavatio hora, sino también lo relativo a la zona de dominio público, a la salida de la distribución... Creo que todo va a estar mucho mejor trabajado. Y creo que es importante evitar lo que ha sucedido en otros países, donde se han convocado subastas eólicas flotantes que luego se retrasan o quedan desiertas.

## ■ ¿Qué precio saldrá de la primera subasta de eólica marina flotante española?

■ Cometeríamos un error si solo hablamos de precio. Lo importante es hacer un estudio riguroso. El precio dependerá de las características de la zona, la profundidad, la distancia a la costa... Yo creo que, ahora mismo, necesitamos conocer el reparto de megavatios por demarcación marina, cuánta potencia se va a subastar en cada una, y si la evacuación será responsabilidad del promotor o del gobierno. Eso es clave: saber el calendario, el cuándo, el cómo y el dónde. ■

## Jornadas sobre Eólica Marina e Hidrógeno

Sea of Innovation Cantabria Cluster (SICC), entidad en la que convergen todos los actores clave del sector de las energías marinas de Cantabria, organiza los próximos 1 y 2 de octubre unas jornadas sobre eólica marina y H<sub>2</sub>. El evento, cuya secretaría detenta IHCantabria, quiere sondear las vanguardias y tendencias de un binomio (offshore/hidrógeno) que está llamado a marcar buena parte de la transición energética en el mar.

El debate está servido: ¿generamos electricidad en altamar, la enviamos por cable al puerto y producimos allí el hidrógeno, en tierra firme, o instalamos en las mismas plataformas eólicas marinas (sean flotantes o no) electrolizadores para producir el H<sub>2</sub> in situ?

“Vamos a centrarnos en estas jornadas –explica Royano– en la eólica marina, especialmente en la flotante, y muy vinculada a la producción de hidrógeno, pero también vamos a abordar en profundidad todo lo relativo al ámbito portuario. Porque los puertos van a quedar como hubs logísticos para el almacenamiento y distribución de estos combustibles limpios”.

El evento quiere servir para analizar los distintos modelos de negocio. Porque ahora mismo son muchas las puertas abiertas y muchas, también, las ventanas de oportunidad.

El director de Transferencia Tecnológica de IH Cantabria se moja: “sabemos que uno de los mayores retos a los que se enfrenta el sector es la instalación del cableado y su mantenimiento. Y por eso creemos que es una opción la transformación de electricidad a combustible limpio en origen”.

Los retos no son pocos, en cualquier caso. El H<sub>2</sub> es un gas que habría que licuar para su transporte (como se hace con el metano). Pero para licuarlo hay que enfriarlo mucho: hasta 230 grados bajo cero. Por eso los desarrolladores llevan ya tiempo mirando al amoníaco. El amoníaco producido a partir de la conversión de hidrógeno renovable presenta como ventaja el hecho de que necesita condiciones menos costosas para su transporte y almacenamiento (11,72 bares de presión ó -33°C) que el hidrógeno (700 bares ó -230°C).

En fin, problemas, retos y soluciones en materia de eólica marina (fija y flotante), hidrógeno y amoníaco (verdes), transporte y almacenamiento (buques, cables, tuberías) y puertos. ¿Cuándo? 1 y 2 de octubre, en la sede de IH Cantabria, en Santander.

En fin, que los días 1 y 2 de octubre, en la sede de IH Cantabria, en Santander, van a tener lugar unas jornadas a las que están llamadas las voces más autorizadas en materia de eólica marina (fija y flotante), hidrógeno y amoníaco (verdes), transporte y almacenamiento (buques, cables, tuberías) y puertos.

“Los puertos –adelanta Royano– van a quedar como hubs logísticos para el almacenamiento y distribución de estos combustibles limpios”.

Los puertos... de entrada a la transición energética que necesita el transporte marítimo global (que mueve casi el 90% de todas las mercancías)... puertos de entrada a la transición energética de la industria más pesada, aquella para cuya descarbonización el H<sub>2</sub> verde, o el amoníaco verde, o el metanol (del que también se hablará en el IH) pueden ser la solución.





TBB POWER  
EASY POWER, EASY LIFE



**Riio Sun II**  
Nuevo Inversor  
multifunción  
todo en uno.

## Soluciones completas

Escenarios de aplicación:



**Sistema Backup con ESS**  
2kVA-72kVA



**Sistemas aislados con ESS**  
2kW-135kW



**Híbrido residencial ESS**  
6kW-45kW



**Comercial e Industrial**  
33kW-330kW



**Mini Redes**  
33kW-330kW

Distribuidor  
exclusivo en España

**Bornay**

P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n  
03420 Castalla / Alicante  
Tel. 965 560 025  
bornay@bornay.com  
[www.bornay.com](http://www.bornay.com)





# A tu lado en el camino hacia un futuro más verde

Gesternova y Contigo Energía ahora se unen para estar más cerca de ti y acompañarte en cada paso que des hacia un mundo sin emisiones.

Descubre cómo podemos ayudarte a transformar la energía de tu hogar o empresa, para avanzar en el camino de la transición energética.

Piensa sostenible  
Actúa sostenible



**Contigo**  
Energía