

ENERGÍAS RENOVABLES

242
Junio 2025

www.energias-renovables.com

@ERenovables

Especial Fotovoltaica El Sol nunca se apaga

**Radiografía del
mercado europeo
de las baterías**



**Anpier recorre 20
años de historia
fotovoltaica**



**Repasamos el Top 10
Global de fabricantes
de aerogeneradores**





¡CARGA HACIA EL FUTURO!

AUMENTE SUS VENTAS DE PRIMAVERA CON LA OFERTA EXCLUSIVA DE APSTORAGE



DESTAQUE ENTRE LA COMPETENCIA Y OFREZCA LA POTENCIA DE UN SISTEMA SOLAR + ALMACENAMIENTO TOTALMENTE DE CA

Como profesionales de la energía solar, queremos ayudarle a maximizar sus ventas con nuestras soluciones de almacenamiento acoplado a CA.

Para ello, lanzamos una promoción especial esta primavera en Europa que le permitirá ofrecer a sus clientes soluciones completas de energía solar y almacenamiento a un precio exclusivo: Solicite un ELS-5K y una batería APbattery y podrá elegir entre 4 microinversores duales DS3-L o 3 DS3 o 2 DS3-H de regalo. Para beneficiarse de esta oferta, los profesionales de la energía solar deben cumplir las siguientes condiciones:

1. Los instaladores solares deben acreditar su número de IVA. Esta promoción no está disponible para clientes finales.

OFERTA ESPECIAL
VÁLIDA SÓLO PARA INSTALADORES
Del 14 de abril al 30 de junio 2025

PROMOCIÓN DE
primavera

GRATIS
SERIE DS3

LISTO PARA
TARIFA
DINÁMICA
DE PRECIOS



PIDE
**1 ELS-5K +
1 APBATTERY**
ANTES DEL 30/06 Y OBTÉN

4 DS3-L*
o 3 DS3
o 2 DS3-H

GRATIS

2. Los pedidos deben realizarse, facturarse y enviarse entre el 14 de abril y el 30 de junio a un distribuidor oficial de APsystems en Europa (la lista está disponible en emea.apsystems.com/partners). 3. El pedido debe ser de al menos 1 ELS-5K y 1 batería AP para poder elegir entre 4 microinversores duales DS3-L, 3 DS3 o 2 DS3-H gratis.

4. Los instaladores deben enviar sus facturas de distribuidor en línea a po.emea@apsystems.com antes del 30 de junio.

Esperamos que esta oferta especial les ayude a maximizar sus ventas de almacenamiento en los próximos meses.

¡Gracias por su fidelidad!

Equipo de APsystems, región EMEA.

* 730VA ampliables a 760VA por unidad



242

Número 242

Junio 2025

Foto de portada de www.solarpowereurope.org, European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029. Instalación de almacenamiento a gran escala de Rolls-Royce y Abo Wind, en Leutershausen, Baviera.

Se anuncian en este número

APSYSTEMS	2
BORNAY	4
CIRCUTOR	15
CONTIGO ENERGÍA	64
DTBIRD	25
EFINTEC	59
ENGIE	13
ENNOVA	32 y 33
KOSTAL	11
NRG SYSTEMS	41
SALTOKI	53
SOLARWATT	9
SUMINISTROS ORDUÑA	45
SUNGROW	17
TBB POWER	63



■ PANORAMA

La actualidad en breves	6
Opinión: José María González Moya (12) / Antonio de Lara (14)	
Suma cero	18

■ EÓLICA

La eólica se orienta	22
----------------------	----

■ FOTOVOLTAICA

Solar 29 - Nuclear 2	26
La fotovoltaica del futuro	30
Así está la gran solar fotovoltaica a día de hoy en España	34

(+Entrevista a **José Donoso**, director general de UNEF)

Cuando el Sol pudo ser tuyo	38
-----------------------------	----

(+Entrevista a **Miguel Ángel Martínez-Aroca**, presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Solar Fotovoltaica (Anpier))

Eclipse solar en Europa	42
-------------------------	----

Entrevista a Daniel Garrido , director Internacional y de Energías Renovables de Eiffage Energía Sistemas	46
--	----

■ AUTOCONSUMO

¿Será 2025 el año del ascenso?	50
(+Entrevista a José María González Moya , director general de APPA Renovables)	
¿Y si no llegamos a los 19 GW del Pnec?	54
Autoconsumo... en modo apagón	56

■ ALMACENAMIENTO

Las baterías que hay y las que hacen falta	60
--	----

B



R

N

A

Y

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.

Bornay



EDITORIAL

SOCIOS FUNDADORES

Pepa Mosquera y Luis Merino

DIRECTOR

Luis Merino

lmerino@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.

abarreto@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 Zsolosz

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 Fuertes,

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

Javier García Breva

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)

Antoni Martínez

Senior Advisor de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

Presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (Anpier)

Carlos Martínez Camarero

Secretaria 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 Ríos 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

Contigo Energía

Triodos Bank

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

Y querían encasquetárselo a las renovables

Habían pasado seis días desde el apagón y Javier García Breva escribió un artículo que tituló 'Alguien quiere subir el precio de la electricidad'. "En este apagón –decía– nadie habla de precios, pero es la cuestión de fondo". Y añadía: "lo que impresiona con el paso del tiempo es el hermetismo del sector eléctrico. Forma parte de una cultura empresarial fundamentada en la endogamia y una acendrada opacidad que sirve para que se genere oscurantismo y desinformación". Más de un mes después seguimos en las mismas. Entso-E, la entidad que integra a operadores de los sistemas eléctricos europeos –que está investigando también las causas del apagón– ha tenido que pedir ayuda al Gobierno ante la falta de colaboración por parte de las grandes eléctricas. Que no han dudado en señalar a Red Eléctrica.

No sabemos si como responsable o como culpable. Pero lo cierto es que Iberdrola, Endesa y Naturgy de un lado, y Red Eléctrica del otro, llevan semanas tirándose los trastos a la cabeza. "La responsabilidad de amortiguar las oscilaciones de tensión es del operador del sistema", dicen los primeros. "En el momento del apagón, la hidroeléctrica, la nuclear y los ciclos combinados estaban absorbiendo menos potencia reactiva de lo que la normativa les obliga", dice Beatriz Corredor, presidenta de Red Eléctrica.

En 2010, el entonces presidente, Luis Atienza, decía que el centro de control de Red Eléctrica se había convertido en un destino de peregrinación mundial obligatorio para quienes querían saber cómo integrar muchas renovables. Pero como reconocen diversas fuentes ligadas al sector, han pasado 15 años desde entonces, el porcentaje de eólica y fotovoltaica no ha parado de crecer y las inversiones en el mallado de la red y en sistemas que aseguren su estabilidad no han crecido al mismo ritmo.

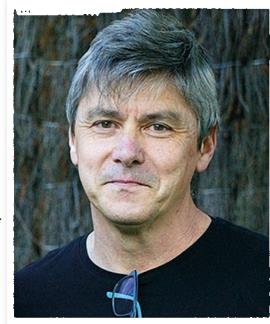
Iberdrola, Endesa y Naturgy han aprovechado la coyuntura para culpar a las renovables y reclamar una extensión de la vida de las nucleares. Un mantra al que se han sumado los políticos, fundamentalmente PP y Vox, que por alguna razón parecen dados a identificar las renovables con la izquierda y la nuclear con la derecha. Las renovables llevan años siendo la principal fuente de electricidad en España, y son ya muchas las horas en las que la demanda se ha cubierto exclusivamente con energías limpias sin que se hayan fundido los plomos. Pero algunos piensan que esa apuesta es de locos.

Son los mismos que llaman a defender a los agricultores españoles consumiendo productos de nuestra tierra. Pero cuando les hablas de vatos, cortocircuitan. Prefieren el uranio de Uzbekistán, Kazajistán, Namibia o Rusia. Te los encontrarás exigiendo que paralicen las importaciones de naranjas de Marruecos, pero no le hacen ningún feo al gas argelino. Les cuesta entender que nuestra fruta y nuestros tomates crecen con el mismo sol, el mismo agua y el mismo viento (made in Spain, pata negra) con el que somos capaces de producir elegir limpia, autóctona, barata. Nuestra. Y prefieren ponerse a cien en la carretera quemando petróleo saudí que electricidad producida en un aerogenerador de La Mancha. No vaya a ser que se incendie la batería del coche eléctrico. Hasta habrá quien argumente que los módulos fotovoltaicos que convierten nuestro sol en energía son chinos. Y a esos habrá que preguntarles dónde se han fabricado los tractores y las cosechadoras que trabajan en el campo español. Porque en España no ha sido.

Pretendían que el apagón nos lo pusiera difícil: ¿veis dónde nos llevan tantas renovables? Sí, lo vemos, a un mundo mejor en el que podemos utilizar energías más limpias y más baratas, producidas en nuestro país, hasta puede que en nuestras casas. La lección aprendida es que tenemos que reforzar la red y los sistemas de almacenamiento para gestionar mejor un sistema eléctrico basado solo en renovables. Nada del otro mundo con la experiencia acumulada en estos años.

Y si no, al tiempo.

Luis Merino



■ BAJA UN 16,4% EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Alemania en 2024: primer año de la era post-nuclear

Alemania ha cerrado su primer año completo sin nucleares con una bajada del precio de la electricidad de más de quince puntos en su mercado diario. Ese es uno de los muchos datos que contiene el último Boletín Anual de Mercados a Plazo de Energía Eléctrica de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), informe de carácter anual (como su propio nombre indica) en el que la CNMC también mira a Francia: el precio a plazo del contrato anual 2025 con subyacente francés – detalla el Boletín – se situó por encima del precio del contrato equivalente con subyacente español, “lo que podría reflejar –explica la Comisión– una prima de riesgo asociada al parque nuclear francés”.

Las presuntas virtudes “económicas” de la nuclear... en entredicho. Ni la desconexión alemana ha incrementado el precio de la electricidad en la locomotora de la Unión Europea (ha sucedido todo lo contrario), ni los precios a plazo del contrato anual 2025 con subyacente francés ganan a sus competidores españoles. Antes al contrario, el mercado parece que quiere sancionar con una prima de riesgo a la nuclear francesa, que lleva unos años muy revuelta, con decenas de centrales paradas y “reparadas” por problemas de diversa índole. La última cotización del contrato anual 2025 con subyacente español (a 27 de diciembre de 2024) gana por goleada (74 euros/MWh) a la cotización de los contratos equivalentes con subyacente alemán (98,31 €/MWh) y gana también, si bien mucho más ajustadamente, a su equivalente francés (77,62 euros/MWh). Los datos aparecen todos en el último Boletín Anual de Mercados a Plazo de Energía Eléctrica de la CNMC, que adelanta además que el año 2024 ha cerrado con un incremento del volumen negociado de contratos a plazo con subyacente español del 59,6% respecto a 2023. La recuperación de la liquidez en la negociación de contratos a plazo con subyacente español, iniciada en mayo de 2023, se ha consolidado –añade la CNMC– en todos los segmentos del mercado y de contratos, especialmente a través de los mercados organizados y en los contratos

de menor vencimiento. En resumen, que el mercado señala a España como el país de los contratos a plazo (anual 2025) más baratos.

PERO ESPAÑA GANA TAMBIÉN... A DIEZ AÑOS VISTA

A 27 de diciembre de 2024, la curva a 10 años vista del subyacente español se sitúa por debajo de la de los subyacentes alemán y francés “para todos los horizontes de liquidación”. En particular –dice el Boletín de la CNMC–, la cotización del contrato anual de 2034 con subyacente español (56,57 €/MWh) se sitúa 8,26 €/MWh y 13,87 €/MWh por debajo de los precios de los contratos equivalentes con subyacente alemán y francés, respectivamente.

La mayor aportación de las energías renovables al mix de generación (59% en 2024 frente a 56% en 2023) se ha reflejado en Alemania en una reducción del 10% de la generación convencional respecto al año anterior, hasta los 176,8 TWh (ó 22,8% de la generación total, cuota por cierto prácticamente idéntica a la aportada por gas y carbón en España).

Pero una tecnología distingue ambos países de manera drástica: en España el 20,0% de la electricidad generada en 2024 salió de reactores nucleares. En Alemania, 2024 ha sido el primer año completo sin ninguna contribución de la energía nuclear a la generación total del país. En 2023, las

últimas centrales nucleares generaron el 1,5% de la electricidad total; en 2022, la energía nuclear representó el 6,7% de la generación total.

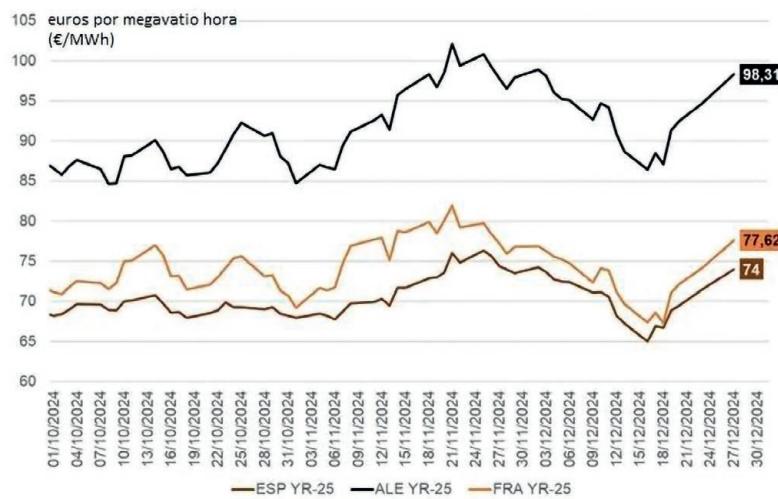
Así las cosas, en Alemania en 2024 ha caído el precio medio de la electricidad en el mercado mayorista diario más de quince puntos (-16,4%), situándose en los 79,57 €/MWh, lejos pues de los 95,18 €/MWh registrados en 2023. También ha caído en España, donde hemos cerrado con 63,04 €/MWh, veinticuatro euros menos que el año anterior (84,10). La caída pues es mucho mayor: -27,6%. Francia sigue la corriente y también ha registrado (en su mercado diario mayorista) un descenso de precio: 57,74 €/MWh, lo que supone una bajada del 40,4%.

ASÍ LO EXPLICA LA CNMC EN SU BOLETÍN ANUAL

«En 2024, aunque el diferencial del precio spot español con el del mercado francés se invirtió (ES>FR) y se mantuvo negativo respecto al mercado alemán (ES<AL), los precios a plazo con liquidación en 2025 y subyacente español continuaron cotizando por debajo de sus equivalentes con subyacente alemán y francés (...).

Por otro lado, el precio a plazo del contrato anual 2025 con subyacente francés se situó por encima del precio del contrato equivalente con subyacente español, lo que podría reflejar una prima de riesgo asocia-

Evolución de las cotizaciones en 2024 de los contratos anuales con liquidación en 2025 en España, Alemania y Francia

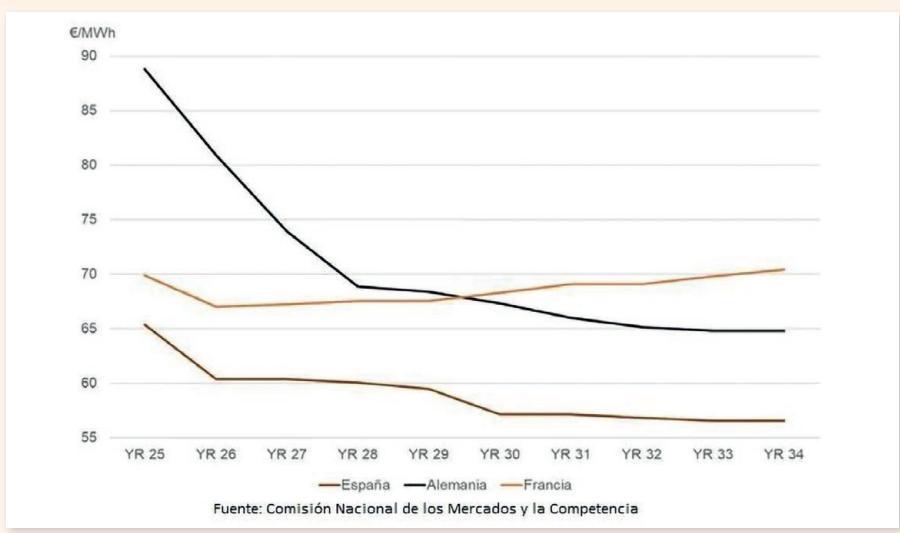


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC y OMIP-OMIClear. Balance Anual... (CNMC)



Foto Greenpeace

Curva a plazo de energía eléctrica a 10 años vista a 30 de diciembre de 2024 (€/MWh)



Precios medios anuales en los mercados de contado de España, Alemania y Francia

Precios medios	2024 (€/MWh)	2023 (€/MWh)	2022 (€/MWh)	% Variación 2024-2023
España	63,04	87,10	167,53	-27,6%
Alemania	79,57	95,18	235,46	-16,4%
Francia	57,74	96,86	275,89	-40,4%

da al parque nuclear francés; en un mercado con un mix de generación menos diversificado tecnológicamente y, por tanto, más expuesto a los desafíos relacionados con el mantenimiento y la renovación de dicho parque de generación, y ello a pesar de la recu-

peración de la producción nuclear en Francia en 2024»

Más información
→ cnmc.es

■ España, mercado prioritario para CIP

Ni las presuntas insuficiencias de la red, ni el misterioso apagón del 28A parecen haber hecho mella en Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), que acaba de celebrar su quinto cumpleaños en España. La que presume de ser “la mayor gestora de fondos del mundo dedicada exclusivamente a inversiones en energías renovables” no solo declara a día de hoy una cartera REN en el país de más de tres gigas (más de 3.000 megavatios), sino que adelanta que está explorando “nuevas posibilidades de inversión en proyectos que abarcan distintas tecnologías renovables, incluyendo el almacenamiento en baterías”.

“España es un mercado prioritario para CIP por su enorme recurso eólico y solar”. Mensaje pristino de la gestora danesa de fondos, que ya es propietaria en España del Parque Eólico Monegros (487 megavatios) en operación comercial, y del controvertido Parque Eólico Teruel, Clúster Maestrazgo (744 MW), que iniciará su construcción “en breve”, según han adelantado en el marco de la celebración de su quinto aniversario.

Además, CIP también es propietaria aquí de Catalina PtX, un proyecto de hidrógeno verde a gran escala con generación eólica y fotovoltaica (1.100 megavatios) y de un electrolizador de 500 MW, en Andorra (Teruel), que “está llamado a situar a España –aseguran– a la cabeza de la generación de hidrógeno renovable”. Por fin, la danesa está también detrás del proyecto Cobirgy, en Lleida, para la construcción de la mayor planta de generación de biogás del sur de Europa.

La gestora nórdica ha adelantado por otro lado, como apuntábamos, que ya está explorando en el mercado español además “opciones de inversión” en proyectos de almacenamiento en baterías (Battery Energy Storage Systems, BESS), solución en la que CIP presume de ser “líder en Reino Unido con 4,5 GW de proyectos en desarrollo en Escocia e Inglaterra”.

Más información
→ cip.com



El mundo ha instalado 11.000 megavatios de nueva potencia eólica marina en 2024

El Foro Mundial de Energía Eólica Marina (World Forum Offshore) acaba de publicar su anuario-balance de 2024, informe según el cual el parque eólico marino global mide ya 78,5 gigavatios (78.522 megas, MW). Casi la mitad de esa potencia se encuentra en aguas chinas. Hasta 23 de los 31 parques que han sido conectados en los doce meses de este año pasado se encuentran en Asia. Europa se ha apuntado siete. Estados Unidos, uno.

El informe 2025 del WFO (Global Offshore Wind Report) detalla que el tamaño promedio de los parques instalados en 2024 ha disminuido ligeramente a 336 megavatios (frente a los 392 MW de 2023). Actualmente, hay en todo el mundo 313 parques eólicos marinos en funcionamiento, de los cuales 181 están en Asia, 129 en Europa y 3 en aguas de Estados Unidos. China sigue liderando el desarrollo del sector eólico marino, con casi siete gigavatios (7 GW) de nueva capacidad instalada en 2024, potencia que le ha permitido al gigante asiático alcanzar los 38 gigas de eólica instalada en sus aguas (38.000 megavatios). Además, la gran nación del continente asiático ha desplegado en 2024 el mayor de los proyectos del año, CTG Yangjiang Qingzhou 6, un parque de mil megavatios (1 GW) en el que se erigen hasta 116 aerogeneradores de nueve megas (9 MW).

Tras China, completan el Top10 por potencia eólica marina instalada en sus aguas el Reino Unido (15.623 megavatios), Alemania (9.018 MW), Países Bajos (5.401), Dinamarca (2.687), Bélgica (2.263), Taiwán (2.137), Francia (1.500), Vietnam (496) y Japón (346 megavatios).

El informe WFO destaca, por su singularidad, la apuesta eólica “flotante” de Francia, que ha conectado en 2024 su primer parque no clavado al lecho marino (Provence Grand Large, de 25 MW), y el empuje de Corea del Sur, que ha puesto en funcionamiento su mayor proyecto hasta la fecha, Jeju Hanlim (100 MW), y que se coloca en el Top11, por delante de Estados Unidos, por ejemplo.

De cara a futuro, China contaba con casi 10 GW de potencia eólica marina en construcción a finales de este año pasado, 2024. Le siguen Reino Unido y Estados Unidos, a distancia considerable, con 5,4 GW y 4 GW en construcción, respectivamente. Por su parte, Japón está construyendo actualmente su mayor proyecto hasta la fecha: el parque eólico marino, Kitakyushu Hibikinada, de 238 MW.

Según el informe de WFO, la potencia eólica marina actualmente en construcción en todo el mundo asciende a 23 GW. El mayor de todos los proyectos es el estadounidense Coastal Virginia, un parque que desplegará

una potencia de más de 2,5 GW distribuida en 176 aerogeneradores de 15 MW.

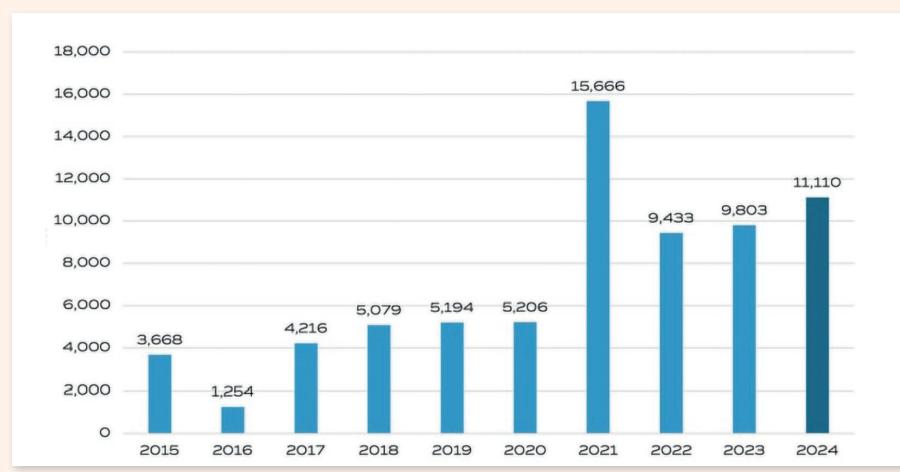
El *Global Offshore Wind Report* que acaba de publicar WFO también plantea estimaciones a futuro: horizonte 2033. Ese año podría haber ya en el mundo 394,4 gigas de eólica marina. De momento –apuntan los autores del informe–, 2024 ha sido el año, de toda la historia, en el que más potencia offshore ha sido adjudicada en todo el mundo (69,0 GW).

Pero es que 2025 va a volver a batir el máximo histórico de adjudicación. WFO estima que serán adjudicados 79,8 GW, es decir, más potencia adjudicada en los doce meses de este año (79,8) que la que ha instalado el sector (78,5 GW) en los últimos 34 años (el primer parque eólico marino fue Vindeby, instalado en 1991 en aguas danesas).

Más información

→ Wfo-global.org

Potencia eólica marina añadida año a año, en megavatios, MW





La calidad de los nuevos sistemas de autoconsumo de Solarwatt te van a proporcionar la mayor **RENTABILIDAD** ☀



**MARCA SOLARWATT EN TODOS LOS COMPONENTES.
LA MEJOR GARANTÍA DEL MERCADO.
SEGURO GRATUITO A TODO RIESGO LOS CINCO PRIMEROS AÑOS.**

**LANZAMIENTO EN ENERO DE 2025
¡UNETE A NUESTRA RED NACIONAL
DE PARTNERS!**

917 236 854 | info.spain@solarwatt.com

En cooperación con



powering a better tomorrow

El Sol de España produce la electricidad más barata de toda Europa

No hay país en toda Europa que oferte electricidad FV (producida por parques solares fotovoltaicos) a un precio menor que el que oferta España. El Sol generoso de la península y un sector (el fotovoltaico nacional) con mucha experiencia, capaz de instalar y operar parques a precios sin competencia, han logrado convertir la FV *made in Spain* es la más barata de toda Europa. El dato es del último informe trimestral (PPA Price Index Report) de LevelTen Energy, plataforma digital que oferta información mercantil a responsables de compra de electricidad de industrias, vendedores, asesores, propietarios de activos y financieros del sector de las energías renovables.

iPrecio? Pues menos de cuarenta euros el megavatio hora en España (37 €/MWh), 57 en Alemania (donde también el sector es muy experimentado), 69 en Italia, ó 92 en el Reino Unido. En fin, sin competencia. El Índice Europeo de Precios PPA de LevelTen revela que los PPAs solares (power purchase agreement, o contratos bilaterales de compraventa de electricidad fotovoltaica de largo plazo) españoles son los más baratos de Europa. ¿Precio del megavatio hora en este primer trimestre del año en curso? 37,0 euros, como se dijo. Para que nos hagamos una idea del ahorro que un precio así puede suponerle a una industria, por ejemplo, hay que destacar que el precio promedio del megavatio hora en el mercado diario mayorista de electricidad español en el año 2024 ha superado los sesenta euros (63,04 €/MWh), es decir, que comprar un megavatio hora vía PPA es más barato que comprarlo en el mercado mayorista. La diferencia a favor del PPA (compra a largo plazo) aumenta si comparamos los 37 euros que ahora oferta vía contrato bilateral la FV nacional con el promedio del año 2023 (precio del megavatio hora en el mercado mayorista de España: 87,43 €).

Pero es que los 37 euros de España también ganan en el concierto internacional. Por goleada. Ganan por goleada al megavatio hora FV que ofertan los PPAs de Reino Unido (92 €), Francia (71) o Italia (69). Y ganan con claridad a los que ofertan Alemania (57)

o Bélgica (55). Solo Finlandia y Suecia, que se aprovechan de marcos regulatorios muy estables, se aproximan ligeramente a la marca España de los 37. Suecia oferta el mega vía PPA a 44; Finlandia, a 47 (véase la tabla de abajo).

Según el Índice LevelTen, en el primer trimestre de 2025, los precios solares P25* en España descendieron un 5%, aproximadamente dos euros el megavatio hora (-2 €/MWh). “Aunque se trata de una reducción moderada –explican los autores del informe–, la caída de los precios de la energía solar en España es una leve sorpresa, dado que los desarrolladores fotovoltaicos del país han comunicado a Level Ten que están alcanzando los límites inferiores de los precios de los PPA necesarios para obtener la rentabilidad requerida”.

Los principales mercados solares europeos, como España, Italia y Alemania, “siguen acogiendo un gran número de ofertas de PPAs atractivas”, según LevelTen. Pero mercados fotovoltaicos antaño incipientes también han seguido consolidándose, como Polonia, Rumanía y Finlandia.

El caso finlandés tiene sus propias fortalezas: los desarrolladores de instalaciones solares se están beneficiando allí de costes bajos en lo que se refiere a la conexión y de un régimen regulatorio súperestable, que son otros de los factores (ambos) que miran muy mucho los promotores de parques solares, sabedores de que ahí también pueden optimizar costes.

El desarrollo de la energía solar en Polonia ha crecido en los últimos trimestres,

aumentando la competencia y ejerciendo cierta presión a la baja sobre los precios de los PPAs.

Y las ofertas solares irlandesas aparecen por segunda vez en el Índice LevelTen de Precios de PPAs, “lo que demuestra que los desarrolladores solares están construyendo proyectos fotovoltaicos que pueden ayudar a cubrir las necesidades energéticas de la industria de centros de datos del país, en rápido crecimiento”.

*Nota

Percentil 25 (P25) alude a que el precio que está en ese percentil es igual o menor al 25% de los precios ofertados. Los analistas de LevelTen trabajan con la premisa de que “en general, la mayoría de las transacciones PPA suceden en esa banda de precios más competitiva”.

Todos los datos de precios PPA en los informes de LevelTen se basan –explican desde esta empresa de análisis de mercados– en los precios que los desarrolladores están ofreciendo para los contratos PPA, no en los precios PPA negociados.

LevelTen define sus índices de precios PPA como documentos con los que pretende ayudar “a los desarrolladores, compradores e inversores en energías renovables a navegar por el mercado de los PPAs con datos de ofertas reales de precios de PPA y opiniones de expertos”.

Más información

leveltenenergy.com

Precios de ofertas de PPA Solar por país

Índice	Precio Q1 2025	Cambio Euro Trimestral, Q4 2024 a Q1 2025	Cambio Porcentaje Trimestral, Q4 2024 a Q1 2025	Cambio Euro Interanual, Q1 2024 a Q1 2025	Cambio Porcentaje Interanual, Q1 2024 a Q1 2025
Bulgaria	54,95 €	-8,54 €	13,5%	-	-
Dinamarca	63,00 €	13,04 €	26,1%	-	-
Finlandia	47,50 €	0,88 €	1,9%	-5,75 €	-10,8%
Francia	71,19 €	4,19 €	6,3%	-5,31 €	-6,9%
Alemania	57,00 €	-6,25 €	-9,9%	-10,25 €	-15,2%
Irlanda	124,00 €	-	-	-	-
Italia	69,75 €	4,75 €	7,3%	0,30 €	0,4%
Polonia	70,00 €	-8,00 €	-10,3%	-15,03 €	-17,7%
Rumanía	66,75 €	3,75 €	6,0%	-9,25 €	-12,2%
España	37,00 €	-1,97 €	-5,1%	-1,50 €	-3,9%
Suecia	44,35 €	1,35 €	3,1%	-11,65 €	-20,8%
Reino Unido	92,79 €	1,87 €	2,1%	0,11 €	0,1%

Crece el empleo un 15,6% en el sector energético

El dato aparece en el informe *Mercado de trabajo en el sector Energético*, que acaba de publicar la empresa especializada en recursos humanos Randstad. Según ese estudio, el número de personas ocupadas en el sector energético nacional ha aumentado un 15,6% en 2024, mientras que, en el primer trimestre del año 2025, ya se ha registrado un crecimiento interanual de once puntos. Ahora mismo el sector Energético ocupa a 109.000 personas, colectivo que está "ampliamente dominado" por los segmentos de Producción, transporte y distribución de electricidad (Clasificación Nacional de Actividades Económicas, CNAE, 351) con 98.744 empleados, que representan el 91%. Le sigue la Producción y distribución de gas (CNAE 352), con el 7%; y el Suministro de vapor y aire acondicionado (CNAE 353), con el 2%. El crecimiento interanual del 11,1% en el primer trimestre de 2025 se debe principalmente al aumento del 16,6% en el subsector de Producción, transporte y distribución de electricidad.

En el sector Energético predomina, según el Informe Randstad, el empleo asa-

lariado, que representa el 95% de los ocupados (102.000 personas), mientras que el trabajo por cuenta propia constituye solo el 5% (5.652 personas). "Esto supone –explican desde Randstad Research– una tasa de salarización del 94,5%, "muy superior a la media" de todos los sectores (85%). Por tipo de contrato, más de 9 de cada 10 asalariados, en el primer trimestre de 2025, tenían un contrato indefinido, "lo que indica que la temporalidad es considerablemente baja en la industria, con sólo un 8% de los asalariados con contratos temporales".

En los últimos trimestres, el grupo de empleados de 35 a 44 años ha crecido "significativamente", convirtiéndose en la franja de edad más numerosa desde el segundo trimestre de 2024 y superando a los de 45 a 54 años. Este dinamismo se complementa con un "notable aumento" de trabajadores entre 25 y 34 años, que alcanzaron los 24.000 en el primer trimestre de 2025, "evidenciando un importante impulso en la incorporación de talento joven".

Actualmente, el 58% del empleo en el sector se concentra en segmentos de edad menores de 45 años, mostrando una distri-



bución equilibrada pero con una ligera concentración en los grupos más jóvenes. El grupo de 35 a 44 años representa el 29% del total (31.283 personas), seguido por el de 45 a 54 años con un 28% (30.389 ocupados). En el primer trimestre de 2025, el crecimiento interanual del grupo de 25 a 34 años fue del 49,9%, y el de 35 a 44 años del 10,5%, mientras que los mayores de 55 años decrecieron un 25,1%.

El grupo de ocupados con estudios universitarios representa el 48%. El de quienes tienen estudios profesionales, en torno al 27%. Los ocupados con estudios no profesionales constituyen el 16,4% del total.

En el primer trimestre de 2025, el sector Energético vio el mayor crecimiento interanual en el grupo con estudios profesionales, que aumentó un 30,3% alcanzando los 39.000 ocupados. Le siguió el grupo con estudios universitarios, que creció un 8,3% hasta casi 52.000 empleados. En contraste, el grupo con estudios no profesionales disminuyó un 11%. ■

SOLAR ELECTRIC

Campaña: Bonificación de batería de ZYC

Hasta 2 PLENTICOINs gratis al activar un nuevo sistema de batería SIMPO HV de ZYC

The advertisement features a large image of three ZYC battery units standing in a green field under a blue sky. In the foreground, two blue KOSTAL PLENTICOIN cards are displayed, each with a green '¡De regalo!' button. The KOSTAL logo is visible at the top of the image.

El inversor híbrido PLENTICORE de KOSTAL, en combinación con el KOSTAL Energy Meter, es la solución ideal para la generación eficiente de energía solar. Con el sistema de baterías de ZYC, perfectamente compatible, se puede almacenar la energía fotovoltaica excedente.

CONSEJO: Aprovecha la promoción de baterías de ZYC con el inversor KOSTAL PLENTICORE (G2 o G3) hasta el **30/06/2025**.

Toda la información sobre esta promoción



www.kostal-solar-electric.com


 José María González
Moya

Director general de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Renovables)

→ @jmgmoya

El equilibrio renovable: entre el valor y el precio

Escribía Antonio Machado en su obra Juan de Mairena que “todo necio confunde valor y precio”. La frase, con más de 90 años en esta acepción, pero seguramente más antigua, viene que ni pintada para explicar el desequilibrio renovable que vivimos y que convendría recordar en los debates sobre el apagón.

El desequilibrio entre tecnologías nos ha llevado a un desequilibrio de precios que venimos sufriendo desde hace años y que, si no trabajamos activamente para incentivar la electrificación, seguiremos padeciendo. Esto se ha producido porque una tecnología, la fotovoltaica, con su increíble reducción de costes, se ha impuesto al resto. En el período 2009-2023, según Lazard, la fotovoltaica redujo sus costes en un 83%. ¿Un ejemplo claro? El iPhone más moderno cuesta hoy 1.300 euros. Lo de la fotovoltaica es como si el iPhone más caro de 2040 lo vendieran por 220 euros. Increíble, ¿verdad?

Desde 2022 (hasta abril de 2025) hemos incorporado 18.600 MW de fotovoltaica conectada a red. A ello se suman más de 6.000 MW de autoconsumo en ese mismo periodo. En total, 24,6 GW de fotovoltaica que genera en las mismas horas. ¿El almacenamiento instalado? Pues las nuevas instalaciones de baterías suman menos de 25 MW. En perspectiva, menos del 0,1% de la fotovoltaica conectada.

Esto, unido a una demanda plana o en contracción, nos ha llevado a que el año pasado experimentásemos en torno a un 9% de horas a precio cero o negativo. Una pésima noticia para el futuro desarrollo. El desequilibrio es doble: entre tecnologías (24,6 GW de fotovoltaica frente a 3,6 GW de eólica y muy poco del resto) y entre oferta y demanda.

Desde la Asociación llevamos años denunciando estos desequilibrios. El problema no es que la fotovoltaica se haya desviado de la planificación: es la única que alcanzará los objetivos. El problema es que el resto –electrificación, demanda y almacenamiento incluidos– no avanza al ritmo previsto por el PNIEC. Y ahí sí debemos reclamar medidas correctoras. Las Administraciones, con el Gobierno a la cabeza, deben incentivar –o al menos no paralizar– las tecnologías que hay que impulsar. Y apostar claramente por una estrategia nacional de electrificación y almacenamiento. Es aquí, en esa apuesta, donde entra el apagón del 28 de abril.

Nuestro sistema eléctrico es fiable. Muy fiable. Y decirlo tras un apagón puede parecer irónico, pero no lo es. Antes del corte prolongado de servicio, las interrupciones se medían en minutos y segundos... al año. Hay que ponerle muchos “nueves” al 99,9...% para dimensionar la fiabilidad de nuestro sistema. Al menos, hasta el apagón.

En estas semanas hemos oído muchos debates sobre lo ocurrido y sus causas. Se ha hablado de inercia, firmeza, grid-forming... Y, cómo no, también de críticas interesadas al papel de las renovables. Nihil novum sub sole. Los que llevamos años en esto tuvimos que explicar en su día que la fotovoltaica no genera de noche con generadores de gasoil, o durante Filomena publicábamos a diario el porcentaje renovable del mix porque se culpaba a las renovables de no generar con nieve. Algo tan fácil de refutar como consultar los datos de REE.

Estas semanas se ha culpado a las renovables, a la fotovoltaica, al alto porcentaje renovable... fake news, bulos, o más castizamente, paparruchas. Aún no hay conclusiones. Y si era cierto que no se podía garantizar que no volvería a pasar sin saber qué había pasado, tampoco se podían señalar culpables sin esa información.

Lo que sí podemos afirmar es que existen renovables que aportan firmeza, seguridad, gestionabilidad y estabilidad a la red. Que fue la hidráulica la que levantó la red aquel día. Y que la biomasa eléctrica, los residuos, la solar termoeléctrica o la minihidráulica (sí, también la minihidráulica), proporcionan generación síncrona y gestionable. No necesitamos un renacer nuclear, ni más centrales de gas de las que ya hay: necesitamos apostar por esas otras renovables gestionables. El valor que aportan es alto. Y debemos dejar de instalar sólo pensando en el precio. Demostremos que no somos necios.

■ La mayor cooperativa energética de Europa

Som Energía, cooperativa dedicada a la generación y comercialización de electricidad de origen renovable, ha superado las 86.000 personas y entidades asociadas en este mes de mayo, por lo que se mantiene como la mayor cooperativa de energía de Europa. Som supera así dos años de caída. La cooperativa ha cerrado 2024 (según su balance-anuario) con 85.751 personas y entidades socias (ha sumado 1.452 adhesiones). La cifra a día de hoy es en todo caso mayor, pues Som ya contaba a finales de mayo con más de 86.000 asociados y asociadas.

Según la cooperativa, “durante el primer semestre [de 2024], el mercado todavía mostraba síntomas de inestabilidad y prudencia por parte de los consumidores, lo que dificultó su recuperación inmediata”. Sin embargo, a partir del segundo semestre, “gracias a la bajada de tarifas aplicada en abril”, se logró estabilizar la cartera y recuperar la confianza de las socias, “consiguiendo un balance positivo en la captación de nuevos contratos y cerrando el año con un total de 118.395 contratos”.

En su balance, Som destaca la continuidad de la tendencia al alza tanto de los contratos indexados como de los de autoconsumo, que han alcanzado cifras de 5.098 y 14.699 contratos, respectivamente.

Durante 2024, la cooperativa ha comercializado más de 306.000 megavatios hora y ha facturado 69 millones de euros, cifra inferior a la del año anterior, y debida sobre todo a la reducción del precio de la energía de mercado y al hecho de que el volumen de energía comprada ha mermado en un 2,82%. Las compras han sido menores porque ha habido menos consumos por contrato (debido a un clima más amable) y por los autoconsumos.

Som Energía ha cerrado el año con un excedente cooperativo de 919.309 euros, un importe similar al del año 2023 (861.043,72 euros).

■ **Más información:**
→ somenergia.coop



AVANZANDO JUNTOS HACIA UN FUTURO MÁS SOSTENIBLE

Con nuestra presencia en toda la cadena de valor de la energía, producimos electricidad procedente de **fuentes renovables** que ayudan a **descarbonizar** el mix energético



¡Síguenos en **ENGIE España!**
www.engie.es





Antonio de Lara Cruz
Experto en gestión de I+D
y Energía
→ antoniolaracruz@gmail.com

Ante el tropezón, reconduzcamos la situación

La descarbonización de la generación eléctrica es la primera etapa de la Transición Energética, y eliminar el CO₂ será su hito final. Pero prescindir del gas nos va a costar más, porque el hidrógeno y el biogás tardarán, mientras que los ciclos combinados a la red eléctrica dan sincronismo, inercia y flexibilidad.

El operador del sistema así lo verá, pues arrancando varios de ellos dijo: el apagón no volverá.

España lo ha hecho muy bien implantando renovables.

Pues con total convicción el país se ha puesto en marcha hacia el objetivo de las renovables, con gran soltura y sin vacilación. Esto ha traído inversión extranjera, mejora de la balanza de pagos, independencia energética y reducción de CO₂.

Pero rematar la tarea tiene su coste y dificultad. Pues además de agregar más renovables, habrá que acondicionar la red y añadir almacenamientos; ya que la nueva generación se agrupa donde hay sol o viento y, siendo cambiante, no es sincrónica ni gestionable.

Esto va a requerir:

- Reconfigurar el mallado de la red
- Actualizar su instrumentación, control y protecciones y códigos de conexión a red
- Añadir almacenamientos de varios tipos, formadores de red, compensadores y nuevas y diversificadas interconexiones

Lo positivo del apagón es la infinidad de datos recogidos. Con éstos se podrá diagnosticar lo sucedido y modelizar la futura red de forma optimizada.

Es inoportuno que este se haya producido cuando los vertidos de las renovables iban en aumento, porque esto puede retraer el flujo inversor. Por ello, urge demostrar solvencia ante la incidencia y en su solución; también anunciar medidas y hacer gestos creíbles para la pronta parada de la canibalización.

La situación internacional en el momento del apagón nos invita a la reflexión.

Lo primero que debemos poner en cuestión es el actual mercado eléctrico, porque la electricidad no tiene alternativas y su consumo es vital; mientras que este, sin el postizo de los "derechos de emisión", no nos llevaría a la descarbonización. ¡Si vale una intervención valen cien!

Porque ¿tiene lógica llevar la generación hidráulica al mercado diario si la gestión de embalses es hiperanual y compartida con otras actividades? Su explotación debería obedecer en todo caso a criterios de mínimas emisiones de CO₂ y coste medio del kWh anual. No entra en su remuneración.

Con esta y los bombeos de doble embalse, que se deberían fomentar, se podría cubrir el hueco anual existente entre la estacionalidad eólica y la solar peninsular. Lo que ahorraría en baterías, ganando independencia del exterior. ¿Nos lleva a esto el actual mercado?

¿Por qué la UE no puede fabricar placas solares a coste marginal competitivo? Es imperativo que lo haga ¡Como lo hacen los chinos, caramba!

Se debe impulsar la demanda eléctrica incrementando su penetración en la economía, al tiempo que se hace gestión de la demanda.

Las interconexiones son esenciales. La opción de Italia se debe priorizar.

Me referí antes a varios tipos de almacenamiento y no pensaba solamente en los inerciales de los rotores síncronos, los químicos de las baterías, los gravitatorios de los embalses hidráulicos, etc. Sino también, al más concentrado que es el combustible nuclear, pues en una nave se podría almacenar para varios años. Y en un futuro lo podríamos necesitar.

Porque mejora el mix eléctrico y una crisis de materias primas prolongada, o un "Dunkelflaute" pueden llegar. Y el gas nos lo pueden cortar. Por ello y para tranquilizar a los inversores, la generación nuclear se podría estratégicamente parar, pero sería un derroche desmantelar. Pues la descarbonización ha vuelto a traer dinero para investigar el problema de los residuos radioactivos y en decenas de años éste se solucionará. ¿De forma costosa? Seguro que menos que su enterramiento, e inferior a lo que con este objetivo estratégico se subvencionaba el carbón nacional.

Reflexionemos porque íbamos muy bien.

Si hemos tenido un tropezón, reconduzcamos la situación.

Un 100% eléctrico a 12.000 euros

BYD revienta el mercado. El fabricante chino acaba de anunciar el lanzamiento, en toda Europa, de su nuevo modelo compacto 100% eléctrico Dolphin Surf, que promete una autonomía de hasta 507 kilómetros en ciclo urbano y un precio de partida de 19.990 euros. BYD ofrece no obstante una oferta de lanzamiento de 11.780 euros para el acabado Active, 15.780 euros en la gama Boost y de 18.280 euros en la versión Comfort, que combina los 7.000 euros del Plan Moves (en caso de achatarramiento del anterior vehículo) y los descuentos propios de la marca. El fabricante asiático se ha fijado como objetivo tener cien puntos de venta abiertos en España a finales de 2025. El Dolphin Surf ya está disponible en los principales mercados europeos de la marca y las primeras entregas se producirán este mismo mes de junio. El fabricante ofrece una garantía de sus baterías de hasta 8 años o de 200.000 kilómetros.

En cuanto a los tiempos de carga, el Dolphin Surf puede pasar del 10% al 80% del estado de carga en 30 minutos. La carga en corriente alterna trifásica de 11 kW en corriente alterna es de serie en toda la gama, lo que permite una carga completa desde el 0% en 3,5 horas (Active) o en 5 horas (Boost y Comfort). "Estos tiempos de carga –explican desde BYD– cubren cómodamente las necesidades diarias de conducción urbana, mientras que la posibilidad de recargar en estaciones rápidas de CC permite realizar fácilmente viajes más largos con el Dolphin Surf cuando sea necesario".

La compañía ha anunciado que a finales de año comenzará a producir vehículos en Europa en su nueva fábrica en Hungría y que, además, fijarán su sede europea en Budapest. ■

España y Portugal necesitan zonas donde acelerar la transición renovable

ZERO Associaão Sistema Terrestre Sustentável y la Fundación Renovables –dos oenegés referentes en Portugal y España en materia de medio ambiente– proponen cuatro líneas maestras de actuación para delimitar “Zonas de Aceleración Renovable” que contribuyan a avanzar en la descarbonización de la península ibérica sin que en esa ruta haya sacrificios ambientales. Ambas oenegés consideran que la creación de una “herramienta que delimita las zonas aptas para el desarrollo renovable” constituye “una oportunidad única para conseguir que el proceso de descarbonización se haga de una forma adecuada”.

Para empezar, ZERO y la FR trazan con precisión su línea roja: las Zonas de Aceleración Renovable (ZAR) deben estar fuera de la Red Natura 2000 y demás espacios protegidos, “tal y como dictan las normas europeas”. Pero, más allá de ese “punto básico” irrenunciable, las dos organizaciones reclaman a los dos gobiernos ibéricos la puesta en marcha de cuatro medidas de actuación. Son estas.

- Priorizar suelos degradados

Es preciso que a la hora de identificar las áreas se tenga en cuenta, además del potencial técnico para las energías renovables, el bajo impacto ambiental, y “esto pasa por priorizar suelos degradados o antrópicos, es decir, alterados ya por el ser humano”.

- Informar al público

“Previamente a la implementación

de la ZAR es necesario ofrecer información a la ciudadanía local sobre los pros y contras de esta ubicación”. ZERO y la FR consideran así que “se debe generar un debate y crear mesas de trabajo con la población implicada, con todos los actores sociales y con los representantes municipales y de la administración pública, con el fin de recoger propuestas”.

- Incorporar demandas ciudadanas

“Es necesario –explican desde ambas oenegés– que la participación ciudadana y las propuestas que se realicen no solo sean escuchadas, sino que sean valoradas y recogidas en el proyecto final”. De esta forma, hay que incorporar –señalan– las demandas socioeconómicas, como las relativas al empleo local o a la creación de nuevas infraestructuras, así como las peticiones relativas al medio ambiente y la conservación de la biodiversidad. “En definitiva, el diseño de las ZAR debe garantizar que su implementación deja incentivos en el territorio”.

- Garantizar

Los proyectos tienen que estar monitoreados y es preciso garantizar que ese proceso de seguimiento se hace con participación ciudadana. “De esta forma –con-

sideran ambas oenegés–, las ZAR se podrán reajustar a nuevas sensibilidades en un futuro, a demandas socioeconómicas del territorio local y a los nuevos sectores consumidores que sean atraídos”.

ZERO Associaão Sistema Terrestre Sustentável y la Fundación Renovables apelan a un desarrollo renovable que “se realice de una forma equitativa, dejando beneficios en el territorio y minimizando cualquier impacto ambiental”. De esa forma –concluyen–, no solo avanzará el proceso de descarbonización, sino que será posible implicar “a la ciudadanía y conseguir apoyo social”.

Más información

fundacionrenovables.org



La eHome que estabais esperando.

NEW

eHome 5

Equipo de recarga VE para tu hogar

Saca el máximo rendimiento de tu instalación: La solución eHome 5 permite destinar directamente los excedentes solares a la carga de tu vehículo eléctrico.

Programa la carga teniendo en cuenta las tarifas energéticas más bajas y la mayor actividad solar.

Hasta 3 modos de carga: *JustGreen*, *SmartMix* y *Boost*.

- Integración fotovoltaica y tres modos de carga
- Carga más segura gracias a la protección eléctrica integrada
- App para autenticar, gestionar y supervisar sesiones de carga
- Control del consumo y ajuste de la demanda para evitar apagones.

The Future is Efficiency
circutor.com

Circutor

Las renovables han producido en mayo casi el triple de electricidad que el gas natural

La energía solar fotovoltaica (FV) ha sido la primera fuente de generación de electricidad en España en este mes de mayo que acabamos de dejar atrás. El parque nacional solar FV (34.329 megavatios de potencia, según Red Eléctrica) ha generado en los 31 días de mayo más electricidad que ninguna otra fuente de entre todas las que integran el sistema eléctrico nacional. La FV se ha anotado concretamente 4.688 gigavatios hora de producción, muy por delante de los 3.131 GWh de los ciclos combinados (centrales térmicas que queman gas natural para generar electricidad) y muy por delante así mismo (más aún) del parque nuclear, que no ha alcanzado siquiera los 3.000 GWh de producción este mes.

Las fuentes limpias de energía (el Sol, el agua, el viento, la biomasa) han producido en este mes de mayo que acabamos de cerrar más del sesenta por ciento de la electricidad que se ha generado en España. Concretamente, el 61,5% del total de la energía eléctrica que ha corrido por el sistema. El 23,4% ha sido producido con combustibles fósiles, fundamentalmente con metano (gas natural), que es el alimento de las centrales térmicas de ciclo combinado y de la mayoría de las centrales de cogeneración. Por fin, la nuclear ha sido la tecnología que menos ha aportado (14,5% del total). Si desglosamos, y tal y como se aprecia en las tablas que incluimos más abajo, gana por goleada la energía solar (que ha generado más de 5.000 gigavatios hora de electricidad en la España peninsular, donde los ciclos combinados se han quedado en los 2.500). Hidráulica y eólica son la segunda y la tercera tecnologías que más electricidad han generado a escala nacional en mayo, con 3.496 y 3.382 gigavatios hora respectivamente. Los ciclos combinados quedarían fuera del cajón del podio nacional (ocuparían la cuarta plaza), con 3.131 gigavatios hora, y el quinto lugar sería para la nuclear, con menos de 3.000 gigavatios hora.

Si comparamos los guarismos de este mes de mayo (en la península, que es donde se produjo el apagón) con los registros de la España peninsular de mayo del 24 se aprecia una caída relevante de la eólica: el viento ha producido veinte puntos menos en mayo del 25 (-20,5%). También se aprecia una caída muy significativa de la generación nuclear en este mes de mayo (-17,5% con respecto a mayo del 24); una caída muy similar de la cogeneración (-15,8%); una caída menor, pero también considerable, de la fotovoltaica (-8,6%); y una caída muy significativa de la solar que aporta inercia (la termosolar), que ha generado en mayo del 25 un 22% menos que en mayo del 24.

En el otro plato de la balanza (seguimos en la España peninsular), la generación hidráulica ha crecido este mes de mayo un 18,1% y las centrales de ciclo combinado (aunque no han sido ni mucho menos las que más electricidad han producido, como se dijo) sí han incrementado de manera extraordinaria su generación: +67,9%. La fotografía de mayo del 25 no resulta en todo caso muy distinta de la de mayo del 24: el año pasado el 66,1% de la electricidad de mayo en la España peninsular fue de origen renovable; este año, la cuota ha quedado en el 64,2% (en mayo del 23 la cuota REN sobre el total fue del 56,9%).

Además, las tecnologías de almacenamiento han permitido en mayo la integración de un total de 995 gigavatios hora de electricidad en el sistema eléctrico español. En cuanto a la demanda, ha experimentado un descenso del 0,8% con respecto al mismo mes del año anterior. De enero a mayo de 2025, España ha registrado una demanda de 103.067 gigavatios hora, un 0,8% más que en el mismo periodo de 2024.

[Bajo estas líneas, generación de electricidad (por tecnologías) en el sistema eléctrico nacional (toda España); a la derecha, generación de electricidad (por tecnologías) en el sistema eléctrico peninsular, es decir, sin los archipiélagos canario y balear, y sin Ceuta y Melilla. Todas las tablas son de Red Eléctrica, que es el operador del sistema eléctrico nacional. Datos a 01 de junio de 2025].

Todas las tablas son de Red Eléctrica, que es el operador del sistema eléctrico nacional. Datos a 01 de junio de 2025. ■

Mayo de 2025

Hidráulica:	3.496 GWh
Nuclear:	2.923 GWh
Carbón:	138 GWh
Motores diésel:	181 GWh
Turbina de gas:	38 GWh
Turbina de vapor:	78 GWh
Ciclo combinado:	3.131 GWh
Hidroeléctrica:	1 GWh
Eólica:	3.382 GWh
Solar fotovoltaica:	4.688 GWh
Solar térmica:	463 GWh
Otras renovables:	316 GWh
Cogeneración:	1.120 GWh
Residuos no renovables:	53 GWh
Residuos renovables:	40 GWh
Generación total:	20.048 GWh

Mayo de 2024

Hidráulica:	2.958 GWh
Nuclear:	3.543 GWh
Carbón:	240 GWh
Motores diésel:	188 GWh
Turbina de gas:	43 GWh
Turbina de vapor:	109 GWh
Ciclo combinado:	1.999 GWh
Hidroeléctrica:	2 GWh
Eólica:	4.277 GWh
Solar fotovoltaica:	5.121 GWh
Solar térmica:	600 GWh
Otras renovables:	311 GWh
Cogeneración:	1.330 GWh
Residuos no renovables:	80 GWh
Residuos renovables:	49 GWh
Generación total:	20.851 GWh

Sistema eléctrico peninsular

Mayo de 2025

Hidráulica:	3.496 GWh
Nuclear:	2.923 GWh
Carbón:	138 GWh
Ciclo combinado:	2.569 GWh
Eólica:	3.287 GWh
Solar fotovoltaica:	4.595 GWh
Solar térmica:	463 GWh
Otras renovables:	315 GWh
Cogeneración:	1.117 GWh
Residuos no renovables:	42 GWh
Residuos renovables:	29 GWh
Generación total:	18.974 GWh

Mayo de 2024

Hidráulica:	2.958 GWh
Nuclear:	3.543 GWh
Carbón:	214 GWh
Ciclo combinado:	1.530 GWh
Eólica:	4.130 GWh
Solar fotovoltaica:	5.027 GWh
Solar térmica:	600 GWh
Otras renovables:	311 GWh
Cogeneración:	1.326 GWh
Residuos no renovables:	68 GWh
Residuos renovables:	37 GWh
Generación total:	19.743 GWh

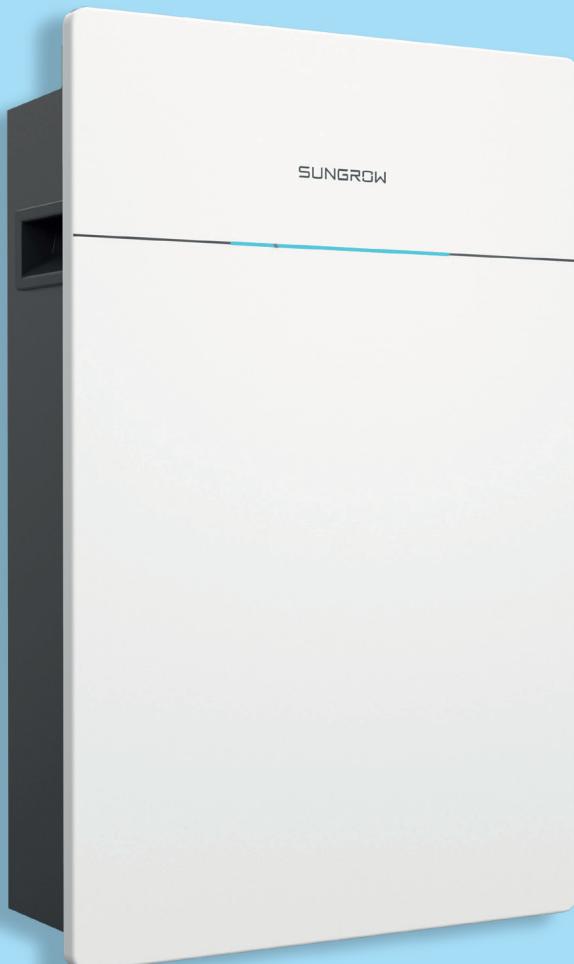
Fuente: Red Eléctrica (REE)

NUEVO SISTEMA

HÍBRIDO MONOFÁSICO CON ALMACENAMIENTO

SBS050

NUEVA BATERÍA OPTIMIZADA



SH3.0-6.0RS

FULL BACKUP INTEGRADO



PLUG & PLAY



5 KWH
DE CAPACIDAD



PARALELIZACIÓN
SIN ACCESORIOS



ALTA POTENCIA
DE CARGA Y
DESCARGA



spa.sungrowpower.com

SUNGROW
Clean power for all

Suma cero

Cuanto más habla uno sobre el asunto, cuantas más fuentes sondea, más enteros gana (o parece ganar) la hipótesis de que fueron varios (y no uno) los motivos de la suma cero. “Las oscilaciones que se veían se han visto a la vez en muchas zonas (...). Hay por ahí circulando un gráfico en el que se ve que las centrales nucleares que estaban funcionando y dos centrales de gas... pues lo que se ve es que las oscilaciones en la tensión tienen una pinta muy parecida en todos esos puntos. Tienen pequeñas diferencias, pero se ve un tono muy parecido en Ascó I, por ejemplo... muy parecido a lo que ve en As Pontes”. O sea, Cataluña y Galicia.

Antonio Barrero F.

Red Eléctrica habló el día 29 de abril de la zona suroeste de la península como foco del apagón. La ministra Aagesen señaló a mediados de mayo a Granada. Aelec, la gran patronal de Iberdrola, Endesa y EDP, publicaba el día 22 del mes pasado un gráfico relativo a una subestación de Córdoba donde la tensión había oscilado hasta sobrepasar “los límites considerados admisibles y que provocaron la desconexión de las instalaciones conectadas a la red, al activarse las protecciones automáticas”.

Se ha ido la luz y ahora resulta que nadie sabe cómo ha sido. Ni REE, ni Iberdrola, ni Endesa, ni... Nadie sabe cómo ha sido aunque el sistema eléctrico nacional está monitorizado como seguramente ningún otro sistema en el país. Sí, hay muchos datos, pero, sorprendentemente, aún no hay nada claro. ER ha querido mirar al abismo (el apagón, la suma cero) desde cinco observatorios. AEE, la Fundación Renovables, APPA...

Para saber (al menos) cómo se está viendo el apagón desde el sector.

El primer entrecerrillado, por ejemplo, el que abre este reportaje, es del director técnico de la Asociación Empresarial Eólica, **Juan de Dios López Leiva**, que se muestra muy cauto: “queda por conocer aún mucha información”.

“Hemos visto algunos ceros energéticos, en otros países, y han pasado meses hasta que se han aclarado. Lo ideal en todo caso es que aquí pudiéramos acortar un poco más los plazos y saber qué ha ocurrido lo antes posible, más que nada porque seguimos con esa operación reforzada del sistema”.

Lo dice el director Técnico y de Regulación de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), **Javier Lázaro**, que también se muestra prudente: “sabemos lo que sucedió, pero no la causa. Toca esperar”.





Aitor Moreno Fernández de Leceta

Responsable de computación cuántica de Ayesa

“Lo que con la clásica te puede llevar años, con la computación cuántica te puede llevar horas”

■ ¿A qué se dedica el departamento de computación cuántica de Ayesa?

■ Nosotros somos científicos de datos. Trabajamos con tecnologías cuánticas en la búsqueda de la mejor configuración de la topología de red para minimizar fallos en el suministro. Lo que hacen los sistemas cuánticos es evaluar cientos, miles de variables, billones de escenarios, para buscar qué topología, qué grafo, o qué camino, o qué caminos, son los óptimos en distintas situaciones para minimizar fallos en la red, riesgos de corte.

■ Cuando escucho topología, imagino una especie de mapa...

■ Sí, es como una especie de mapa en el que tienes centros de generación, de demanda energética, empresas, domicilios, subestaciones... Y, entre ellos, cables. Al final la corriente eléctrica puede ir por muchos caminos, y el responsable de operar la red lo que puede hacer es cerrar y abrir interruptores, miles de interruptores, para conducir la energía a su destino y minimizar fallos de suministro.

■ ¿Qué tiene la propuesta cuántica que no tengan las demás?

■ Análisis holístico. Con las tecnologías clásicas no se puede hacer un análisis de toda la red de golpe. Solo aproximaciones por partes y, luego, al final, sumas todas las partes. Con las tecnologías clásicas no puedes evaluar todos los posibles escenarios, todas las posibles rutas. Pensemos en optimizar una ruta logística de reparto... Bueno, pues, en este caso, de lo que se trata es de optimizar la ruta por la que debe ir la corriente eléctrica para llegar a su destino sí o sí.

■ Porque entiendo que puede llegar a destino por varios caminos...

■ Claro, hay billones de posibles caminos. Y lo que hace la computación cuántica es evaluar todos los caminos de forma rápida, pero por fuerza bruta. Entonces, sabes que el resultado que te da para cada una de las situaciones es el óptimo. La ventaja que te da la computación cuántica es que en esa búsqueda de la configuración óptima, evalúas todos los posibles escenarios, también los que son poco probables. Esa es la diferencia con los sistemas clásicos. Los modelos de IA clásicos, otros modelos clásicos, no tienen en cuenta esos escenarios porque la probabilidad es muy pequeña. Mientras que con la computación cuántica tienes en cuenta todos los posibles escenarios, tengan mucha o muy poca probabilidad. La computación cuántica es más rica, es más potente, es más efectiva. Por eso, porque tiene en cuenta todos los posibles escenarios.

■ Y la clásica no...

■ Los sistemas clásicos de optimización son heurísticos, son por aproximación. Van aproximándose a la mejor solución, pero en esa aproximación no evalúas todos los posibles escenarios, te vas quedando con los más probables. La única tecnología que puede evaluar todos los posibles escenarios en un tiempo razonable es la computación cuántica.

ca. Hoy en día puedes hacerlo en superordenadores, con solvers clásicos, pero aún así son por aproximación. Normalmente son algoritmos

que pueden llevarte a una solución. Tú lanzas un algoritmo clásico de optimización una vez y te da una solución; lo lanzas otra vez, y te puede dar otra solución; lo dejas más tiempo... y puede darte otra, porque nunca vuelve a todas las posibles soluciones. En cambio, la computación cuántica sí, porque la computación cuántica, gracias a las propiedades de la física cuántica aplicada a la informática, digamos que lo que te permite es que el sistema evalúe todas las posibles combinaciones, una por una. Hemos aplicado nuestra aproximación a una topología de red de media y alta tensión en una parte de España, de la topología nacional, hemos hecho una especie de proyecto piloto, una prueba de concepto, hemos elegido una zona lo suficientemente grande como para que sea representativa, cientos de miles de nodos, y ha sido todo un éxito. Estamos muy satisfechos. Los resultados han sido espectaculares.

■ Una propuesta como esta... ¿podría haber evitado, o puede evitar, un cero como el del 28A?

■ Yo diría que esta tecnología podría buscar una solución óptima para una situación similar, pero desconozco los sistemas clásicos que se están utilizando. Lo que sí sé es que la tecnología de computación cuántica sí que puede evaluar esos escenarios y podría dar una solución a una contingencia de ese tipo, porque la podría evaluar.

■ ¿Cómo es posible que un problema surgido en una instalación de Badajoz, o de Granada (que tanto da), acabe resultando en la desconexión con Francia? ¿No hay posibilidad de montar un cortafuegos en Toledo, por ejemplo, o en Soria?

■ No puedo contestar porque no lo sé. Desconozco cómo está configurada la topología de la red nacional, si hay cortafuegos o no.

■ Supongo que hay muchas tecnologías, muchas herramientas, y mucha masa gris que está trabajando por evitar apagones como el del 28A, por una parte, y por entender, por otra, qué ha pasado. Y por entenderlo además pronto, para que no vuelva a suceder mañana. Sin embargo, da la sensación de que esto va para largo...

■ Cuando tienes un problema tan complejo, con tanta variabilidad, yquieres buscar el mejor escenario... pues es que no hay otra tecnología más que la cuántica que te pueda dar la solución. Simplemente porque el principio es fácil: yo analizo uno a uno todos los escenarios, pero, gracias a lo que se llama la superposición cuántica y el paralelismo cuántico, ese análisis uno por uno, en paralelo, es muy rápido. Lo que con la clásica te puede llevar años, con la computación cuántica te puede llevar horas. ■





Prudente, pero alerta. “Red Eléctrica [REE] está ahora mismo haciendo una operación reforzada del sistema”. Lo que se está traduciendo –viene a apuntar– en un encarecimiento de la electricidad.

El asunto es como sigue: ni la nuclear ni los ciclos combinados han casado en mercado (porque gana la solar en estos días de primavera y días largos), pero están entrando “por restricciones

técnicas del propio sistema, y por petición, en este caso del operador de la red, que es REE, lo que ha conllevado que los precios en los servicios de ajuste se hayan disparado de forma muy clara”.

La idea que sobrevuela el sector es que el operador se quiere curar en salud y evitar a toda costa otro disgusto como el del 28A, y por eso “ajusta” más que de costumbre.

“En el mercado diario casan ciertas tecnologías; el operador de red dice... oye, yo con esta casación no puedo operar, necesito que entre cierta inercia, y por eso está poniendo en funcionamiento – apunta Lázaro – todas estas instalaciones tanto de ciclo combinado como de nuclear”.

Y los servicios de ajuste son muy caros.

“En el mes de mayo el precio del servicio de ajuste ha terminado a 27 euros por megavatio hora. Nos ha costado operar el sistema casi el doble de lo que ha costado la propia generación de energía” (el precio del megavatio hora ha quedado por debajo de los 17 euros).

La pregunta es: ¿de verdad necesita tanta inercia el sistema? El argumento de que se fue la luz porque había muchas renovables se ha ido disipando, por falta de solidez técnica, pero sigue flotando en el ambiente.

La hipótesis era, *grossó modo*, la siguiente: hay mucha renovable y si falla algo (hay más nubes de las previstas o menos vientos de los que predijo el hombre del tiempo) y no tenemos un respaldo (la inercia que da el gas o la nuclear) pues nos vamos a cero.

Pero es mentira. “Hemos tenido días –explica Lázaro (APPA)– con más renovables que el día 28 y no tuvimos ningún apagón ni nada por el estilo”.

Además, hay otras soluciones que no pasan por echarle un salvavidas (y 27 euros por megavatio de ajustes) al gas y la nuclear.

¿Qué es el Grid-forming?

“No es algo nuevo. Es una solución –explica el director técnico de APPA– con la que llevamos tratando desde los años 2007-2008, cuando se empezó a desarrollar de forma masiva la fotovoltaica aquí en España”.

Y consiste en dotar de inercia a la fotovoltaica. ¿Cómo? Mediante electrónica de potencia. “La electrónica de potencia que tenemos a día de hoy con los inversores, por ejemplo, fotovoltaicos, puede dar inercia sin ningún tipo de problema. Lo que pasa es que falta regulación. Y falta saber cómo va a ser remunerado ese servicio... Porque estamos hablando de un servicio que se le va a dar al sistema” (para que no se caiga, por ejemplo).

La lectura que hace el director técnico de AEE, Juan de Dios López Leiva, coincide en varios puntos.

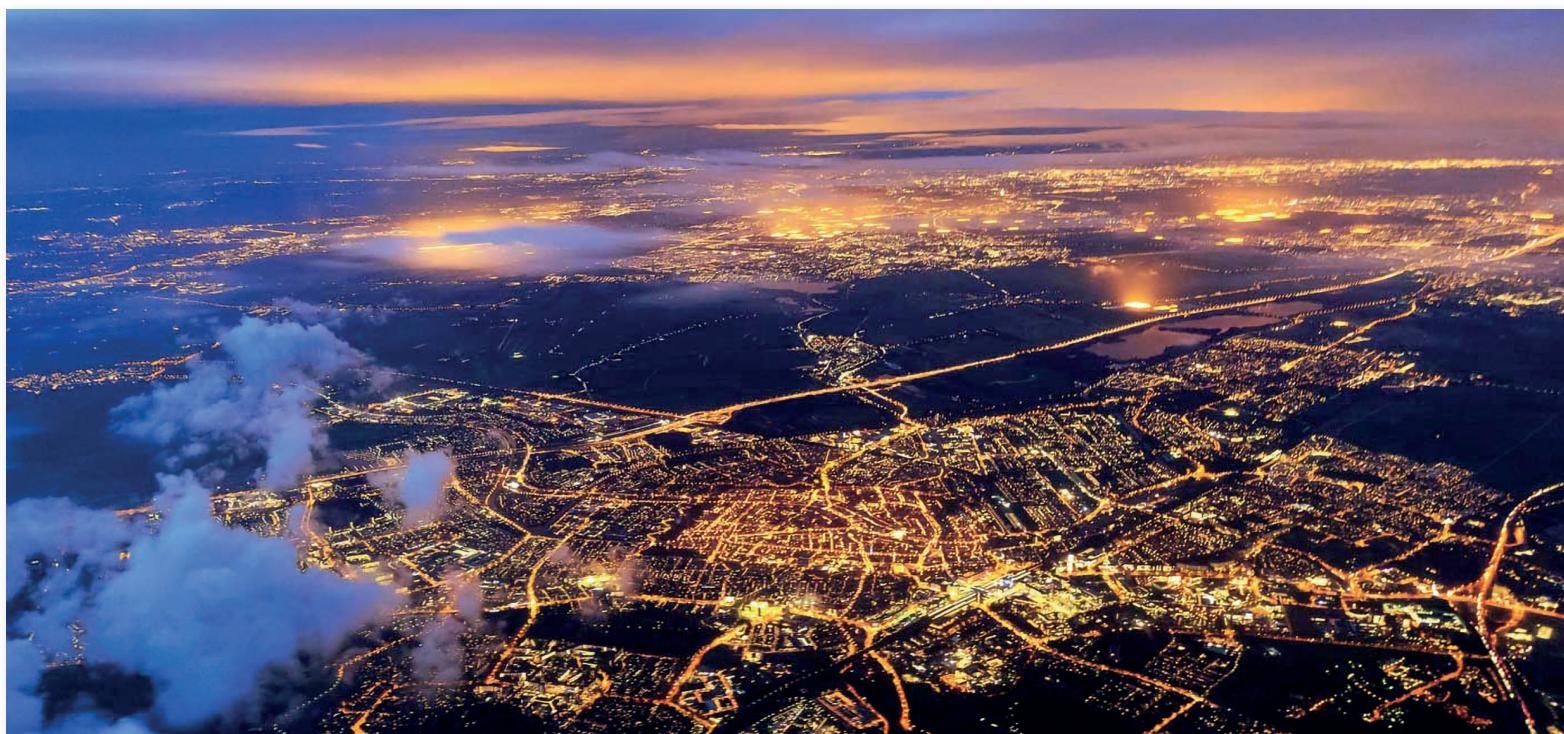
“Lo que hemos visto es que REE justo los días después del apagón empezó a operar con más centrales convencionales, concretamente, de ciclo combinado”.

¿Por qué aportan inercia?

“Sí, eso está claro. Pero quizás es más bien por un tema... a mí me da la sensación de que es un tema más de precaución... más precaución política que técnica”.



Foto Norvento



López Leiva también quiere ser prudente, y no se pronuncia sobre el origen del apagón. Hace falta mucha más información, viene a decir. Eso sí: matiza.

“Si examinamos lo que ocurrió ese día [28A], los parámetros estaban dentro de lo que sería una operación... o lo que debe aguantar cualquier central de generación sin desconectarse en cuanto a variaciones de frecuencia... De lo poco que sí que podemos decir es que la inercia no era insuficiente. No era muy alta. Pero no era insuficiente. No puedes decir que era insuficiente. Eso no es correcto. Desde el punto de vista técnico no es correcto”.

Pero ahí estamos. En ese paradigma. De renacimiento nuclear... al calor del apagón. Y de recuperación de discursos metaneros, que recuperan el argumento del gas natural como “energía de transición” hacia el modelo renovable. “¿Realmente hace falta esa inercia extra en el sistema? Pues... depende, posiblemente no –apunta López Leiva–, pero desde luego tranquiliza”.

El director técnico de la AEE también habla de *grid forming*. “el *grid forming* es algo que se está definiendo a nivel europeo, y también REE está definiendo su requisito de *grid forming*, pero esto es algo que se tiene que definir primero a escala europea. Y que tiene que ir acompañado de otra serie de consideraciones como, por ejemplo, que esté asociado a un mercado, que tenga una retribución”.

“A nivel de tecnología se puede. Ya se ha visto y estudiado y ya se sabe que no hay ningún tipo de problema, con lo cual únicamente queda ponerse manos a la obra”, apunta Lázaro. “La cuestión es que es necesario que se desarrolle esa normativa y que se implemente. Y para eso hacen falta años”, apunta López Leiva, que coincide en la viabilidad técnica de esta solución.

Hay más soluciones, en todo caso

El responsable de Política Climática de la Fundación Renovables, **Ismael Morales**, las repasa: “la receta está clara. Y ya la teníamos. Desde hace años. Lo que pasa es que no la hemos aplicado: uno, aumentar las interconexiones. Tenemos un objetivo de un 15% a 2030 y ahora mismo tenemos un 3% con Francia. Son como

2,8 gigavatios y habría que llegar prácticamente a los 15. Dos: el procedimiento de operación 7.4, el famoso 7.4 que actualiza el control de tensión, y el *grid forming*, para que fotovoltaica, eólica, y también almacenamiento puedan dar estabilidad a la red inyectando inercia sintética. Y, luego, otra propuesta es el Almacenamiento hibrido, en este caso con fotovoltaica. Y otra: los bombeos, que también estaban proyectados, hay que acelerar el desarrollo de esos proyectos. O sea, que el almacenamiento no solo es de baterías, sino también hidroeléctrico. Yo creo que esas son las claves, pero hay más, como la gestión de la demanda”.

Íñigo Segura, el consejero delegado de Zigor Corporación, empresa multinacional especializada en gestión de la energía, también reconoce que hace falta aún mucha información para saber qué ha pasado. Y da datos: la presunta causante del desequilibrio, si es que esta es una sola, “tiene que ser algo grande. No puede ser un parque de cinco megavatios. Nosotros hemos tenido desconexiones, en una red mucho peor, que es la de México, desconexiones de 60 megavatios, y no se ha producido ningún apagón (...). Probablemente –señala en otro lugar de la entrevista– haya muchas cosas que han ocurrido a la vez”.

Hay que invertir en la red. “Quizá no se ha invertido lo necesario”, apunta prudente más adelante. Se podría haber dotado “de más inercia a las renovables, y tampoco se ha hecho”, añade. Y se podría haber apostado, y se debe apostar mucho, “en el tema del almacenamiento, que te puede dar una inercia que puede ser incluso mejor que la que te dan las convencionales”.

Y ahí se despide con un apunte valioso: “desde hace yo diría que unos tres meses, todo el tema de almacenamiento, baterías... Pues a nosotros nos están llegando un montón de peticiones de información, de ofertas y de proyectos. El interés está creciendo mucho. En países como Italia, o Alemania, por no hablar de China, nos llevan décadas de avance. Pero, bueno, como digo, el interés ahora, por parte de los proyectos solares que vienen, o de las plantas solares que ya están funcionando, es enorme”.

Cinco miradas. Apuntes. Sobre un apagón (millones de datos) que suman (de momento) cero.■

La eólica se orienta

China ha instalado en 2024 casi 80.000 megavatios de nueva potencia eólica: de eólica hecha en China, porque, de esos 80.000 MW, solo 52 megas han llegado al gigante asiático desde Occidente, apenas el 0,06% de ese formidable total. Sí: cero coma cero seis. Los fabricantes de aerogeneradores chinos tienen un mercado doméstico colosal a sus pies, un mercado nacional que les ha permitido crecer de manera descomunal hasta convertirse en los más grandes del mundo. Cuatro de los cinco principales fabricantes del sector eólico global son chinos. Diez de los quince principales también lo son. Ah, y solo uno de esa quincena es born in the USA. Así es la historia, y estos son los datos, que incluye el Consejo Global de la Energía Eólica en su último balance-anuario: Global Wind Report 2025.

Antonio Barrero F.

Ni las “desafiantes presiones macroeconómicas”, ni el “encarecimiento de los costes del capital y las materias primas”, ni las “largas disruptpciones en la cadena de suministro”, problemas todos sufridos por el sector eólico global en 2024 (y que destaca el Consejo Global no más presentar su informe) han sido capaces de matizar siquiera un ápice el dominio eólico global del gigante asiático, dominio creciente y cada vez más apabullante. Por primera vez en la historia del sector, hasta cuatro compañías chinas copan las cuatro primeras plazas de la clasificación mundial de fabricantes de aerogeneradores. Lejos quedan los tiempos

(sorprendentemente lejos) en que la danesa Vestas lideraba firme la carrera eólica global (Top1 en 2021), acompañada de cerca por la alemana Siemens Gamesa (Top2 del mundo en 2019). Como lejos también quedan los tiempos en que la estadounidense GE Renewable Energy se codeaba con las más grandes del mundo.

Tan lejos como que Vestas ocupa ahora el quinto puesto en el Top (con menos de 12 gigas instalados), a años luz de la china Goldwind (por encima de los 20), lejos también de Envision (que ha firmado este año pasado más de 16 GW) y por debajo de las así mismo asiáticas Mingyang y Windey. Siemens Gamesa “aguanta” el tipo (es Top8 en 2024) y GE Wind se mantiene a duras penas entre las diez primeras (décima plaza).

que han instalado 23.098 máquinas a lo largo de este último año (2024) “a pesar de las desafiantes presiones macroeconómicas, el encarecimiento de los costes del capital y las materias primas y las largas disruptpciones en la cadena de suministro”. Cuatro de los cinco principales fabricantes son chinos. Diez de los quince, también. Solo uno es *born in the USA*.

“La industria eólica continúa batiendo récords de potencia anual instalada y continuará haciéndolo en los años venideros”. Así de explícito –inequívoco– se manifiesta el equipo de Market Intelligence del Consejo Global de la Energía Eólica (GWEC, según sus siglas en inglés), que acaba de publicar su último Supply Side Data report, informe en el que repasa los nombres propios 2024 de la fabricación de turbinas y los números (históricos) que ha dejado la eólica en este año pasado. El repaso de GWEC (y su análisis) parece en todo caso lejos del triunfalismo: la industria y los gobiernos –dice el Consejo Global de manera explícita– deben trabajar “conjuntamente” para (1) demoler las “barreras estructurales” que continúan ralentizando el despliegue de nueva potencia en muchas regiones del mundo, (2) implementar diseños de mercado adecuados y



■ Los números

Los fabricantes de aerogeneradores han instalado 127.000 megavatios de nueva potencia eólica en 2024 en todo el mundo, según recoge el último balance-anuario publicado por el Consejo Global de la Energía Eólica (Global Wind Energy Council, GWEC). El equipo de Market Intelligence de GWEC ha identificado hasta 29 fabricantes de turbinas

(3) desarrollar soluciones de suministro que sirvan para acelerar e instalar “el segundo teravatio de potencia eólica” (el mundo acaba de superar el primer tera; cuenta a día de hoy con 1.136 gigas, ó 1,1 teravatios de potencia instalada).

■ Precaución

El informe del Consejo Global de la Energía Eólica marca techo (127 gigas: nunca antes el sector instaló tanta potencia en doce meses), pero advierte: aunque es verdad que varios de los fabricantes han regresado a márgenes positivos que no conocían desde 2021, no menos cierto es que “más de la mitad de los fabricantes occidentales y varios asiáticos” siguen instalados en la corriente de reducción del beneficio neto.

El equipo del departamento de Inteligencia para el Mercado de GWEC, autor del informe, cuantifica en 23.098, como adelantamos arriba, las turbinas instaladas en 2024 en todo el mundo. Han firmado ese número hasta 29 fabricantes, 18 de los cuales tienen su matriz en Asia; ocho, en Europa; dos, en América; y uno, en Oriente Medio.

El año 24 reafirma la tendencia: los fabricantes chinos continúan incrementando su cuota sobre el total de las instalaciones debido a la robustez de su mercado doméstico, que ha sido su caldo de cultivo durante todos estos años y que hoy sigue disparado. Así, y por primera vez en toda la historia, los cuatro fabricantes top son chinos (Vestas cae al quinto puesto).

En Europa, los proveedores locales siguen dominando el mercado de manera abrumadora: 92% de cuota, lo que supone cuatro puntos más que en 2023.

■ Fabricantes

La compañía china Goldwind mantiene el Top1. El mayor proveedor de turbinas eólicas del mundo ha instalado más de veinte gigavatios (20.000 megavatios, MW) en 2024, lo que además fija nuevo máximo histórico para la propia compañía, que nunca antes en un año colocó tanta potencia. La también china Envision mantiene el segundo lugar del escalafón, a pesar de que los fabricantes de equipos originales (original equipment manufacturers, OEMs) han reducido sus registros en el mercado doméstico. Allende China, Envision ha instalado en los doce meses de este año pasado 3.500 megavatios de potencia en ocho mercados, lo que la sitúa como la firma china OEM que más potencia eólica ha instalado jamás en un año en los mercados de ultramar.

Mingyang gana en 2024 dos posiciones y ocupa el tercer cajón del podio. También eleva su listón: 2024 ha sido el curso de toda su historia en el que más potencia ha insta-

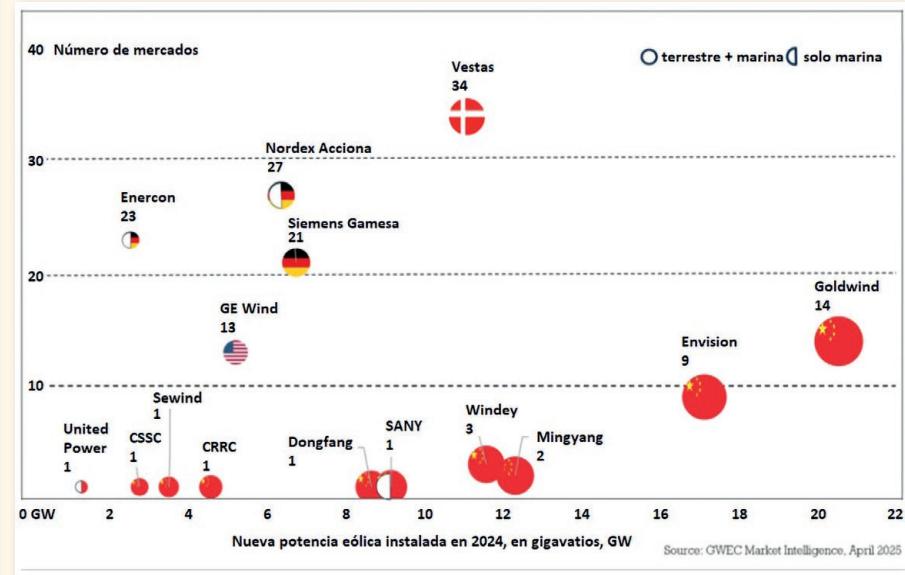


Top 10 Global por potencia instalada en 2024

Country	Onshore (GW)	Offshore (GW)	Total (GW)
1 China	75.79	4.04	79.83
2 United States	3.93	0.13	4.06
3 Germany	3.30	0.76	4.06
4 India	3.42	0.00	3.42
5 Brazil	3.28	0.00	3.28
6 United Kingdom	0.74	1.18	1.92
7 France	1.08	0.66	1.74
8 Finland	1.41	0.00	1.41
9 Canada	1.39	0.00	1.39
10 Turkey	1.31	0	1.31

Source: GWEC

Top 15 de fabricantes originales de turbinas eólicas, 2024



lado. Como Windey, cuarta en la liza. Tras ellas se sitúa la danesa Vestas, que cae dos posiciones con respecto a su ubicación en el Top 2023. La compañía europea ha visto caer la potencia instalada en 2024 hasta un 13% con respecto a su registro 2023, según el informe de GWEC. A pesar de ello, la pionera danesa se mantiene como el fabricante que más mercados suministra en todo el mundo. Le siguen las alemanas Nordex

Group, Enercon y Siemens Gamesa (ahora plenamente integrada en Siemens).

O sea, que las europeas miran a todo el mundo, mientras las chinas se hacen fuertes en su casa: el 94% de la potencia instalada por los fabricantes OEMs chinos lo ha sido en su propio mercado doméstico. Cuatro de esos fabricantes (Goldwind, Envision, Mingyang y Windey) han instalado también allende sus fronteras, pero solo Goldwind



EÓLICA

Los números del mundo

El año 2024 marca un nuevo máximo histórico de potencia eólica conectada: 117 gigavatios. Nunca antes en doce meses conectó el mundo tanta potencia al viento. El parque eólico global ha alcanzado así los 1.136 gigas a finales del 24. Algo más de mil (1.052), en tierra firme; 83, mar adentro (datos GWEC). EurObserv'ER, el prestigioso observatorio europeo de las energías renovables, estima que podría haber más, incluso: hasta 1.140 GW. El sector ha instalado 109 gigas en tierra firme (105 en 2023) y ocho gigas en el mar (once el año anterior).

La actividad eólica se ha concentrado extraordinariamente en los mismos cinco mercados que en años anteriores, según el anuario-balance 2025 que ha publicado el Global Wind Energy Council: China ha instalado 75,7 gigavatios en tierra y 4 en el mar; Alemania (3,3 en tierra; 0,7 en el mar); Estados Unidos (3,9 en tierra; 0,13 en el mar); India (3,4 GW, todos terrestres); y Brasil (casi 3,3 GW, también todos terrestres).

Los datos de la China National Energy Administration (NEA), publicados en enero de 2025 y recogidos en el último barómetro eólico de EurObserv'ER, concretan en casi 80.000 megavatios (80 GW) la potencia instalada en el gigante asiático en 2024 (+18% con respecto a la instalada en el curso 2023). Así, el parque eólico nacional chino rondaría a día de hoy los 521 gigas (o los 530 si atendemos al dato facilitado por la China Renewable Energy Society, que asegura se han instalado en el país en 2024 hasta 88 GW).

En cualquier caso, los números de la gran nación de Asia son de otro planeta: ya cuenta con aerogeneradores terrestres de más de diez gigavatios en tierra firme (el fabricante local SANY ha instalado este pasado mes de octubre un prototipo de 15 GW); ya tiene en el mar instalada una máquina de 16 megas (Mingyang); y ahora mismo está probando en tierra firme (otra empresa local, CRRC) un prototipo flotante de... 20 megavatios. Y suma y sigue, porque la China Renewable Energy Society prevé un 2025 "excelente".

En las antípodas se encuentran los Estados Unidos, cuya instalación cae por cuarto año consecutivo. El balance anual 2024 de la ACP (*American Clean Power Association's Snapshot of Clean Power in 2024*) concreta en 3,9 gigas los instalados en tierra (3.926 megavatios, concretamente) más 132 megas erigidos en el mar. Números casi raquíticos si los comparamos con los de 2023, cuando el sector conectó 6.400 megavatios; con los de 2022, cuando conectó 8.900; o con los de 2021, cuando se anotó 13.700 MW (o sea, 13,7 gigas).

Así las cosas, el parque eólico nacional USA está integrado ahora mismo por casi 155 gigavatios: 154.600 megas en tierra; 174, en el mar.

También merma en su registro 2024 Brasil. GWEC concreta en 3,3 gigavatios la nueva potencia eólica. EurObserv'ER eleva el listón hasta los 4,3 gigavatios. Ambas estimaciones están en todo caso por debajo de lo que el país se anotó en 2023: 4,9 gigas. El parque eólico nacional brasileño cuenta a día de hoy con 33,8 GW.

En la nación más poblada del planeta, en 2024, ha sucedido lo contrario. India ha instalado (según el Ministerio de Energías Nuevas y Renovables) 3,4 gigas en el 24 (2,8 en el 23). El 3,4 además es el mejor registro nacional desde 2017. El parque eólico nacional indio mide ya 48,16 GW. Y el horizonte que se ha fijado es esperanzador: el Gobierno de la nación quiere tener instalados y operando nada más y nada menos que 500 GW en 2030.

Y, por fin, Alemania, la locomotora de la Unión Europea. AGEE (agencia del Gobierno federal alemán para la energía y el medio ambiente) ha confirmado la instalación de al menos 4.052 megavatios de potencia eólica durante el año 24, divididos entre 3.310 megas en tierra firme y 742, mar

adentro. El sector ha desconectado 715 megavatios en 2024, por lo que el parque eólico nacional alemán media a finales del año pasado 72.786 megavatios (ese guarismo global incluye 9.215 megas eólicos marinos). La publicación en 2024 de los resultados de una serie de licitaciones que suman en total alrededor de 20.000 megavatios (11 gigas terrestres y 8 marinos) dan una base sólida -explica el último barómetro eólico de EurObserv'ER- para pensar en positivo de cara al futuro inmediato eólico alemán.

Vestas y Siemens Gamesa también han difundido en los últimos meses datos (relativos a pedidos y expectativas) que inducen al optimismo en el viejo continente. WindEurope (la patronal local del sector) estima que Europa instalará unos 23 gigas de eólica cada año de aquí a 2030. En total prevé unos 140 gigas en la Unión Europea, y unos 187 en todo el continente. A finales de 2024, en todo caso, la potencia eólica instalada acumulada en la UE27, según el dato EurObserv'ER, rondaba los 232 gigavatios (20,7 de ellos se encuentran en el espacio marítimo europeo). La UE27 instaló el año pasado 12,2 GW de nueva potencia eólica (cantidad que incluye 1,7 gigas marinos). EurObserv'ER es más optimista que WindEurope, y estima que la UE27 podría alcanzar los 351 GW en 2030.

Allende las fronteras del viejo continente, viene toda una nueva ola eólica, que encabezan, para empezar, y según el último anuario-balance de GWEC, Uzbekistán, Egipto y Arabia Saudí, cuyos respectivos mercados han mostrado ya todos ellos una fuerte actividad en este 2024 recién pasado.

GWEC prevé además una segunda mitad de década frenética también en Suráfrica, Japón, Corea del Sur, Australia, Filipinas, Kazajistán y Azerbaiyán.

El caso surafricano es particularmente extraordinario. El Consejo Global de la Energía Eólica alude en su informe a una formidable cartera de proyectos: 53 gigavatios (eólicos e híbridos-eólicos) que está previsto sean desarrollados "en los próximos 5-8 años, con 33 GW potencialmente completados en 2030".

En el continente asiático, Uzbekistán, donde ya han sido anunciados proyectos por valor de casi trece gigavatios (13 GW); Kazajistán, que acaba de firmar un acuerdo de colaboración, en materia de eólica, con China; y Azerbaiyán, están llamadas a convertirse en las naciones revelación, en el corto plazo, del escenario eólico de aquellos pagos.

En Oriente Medio, Arabia Saudí se perfila como la locomotora. Sus números cabalgan (a lomos de los petrodólares) a una velocidad casi "china": el gobierno saudí quiere licitar a razón de 20 gigavatios de potencia renovable al año de aquí a 2030. Y, aunque ahí también entra la solar, una buena parte de ese formidable volumen irá a parar a parques eólicos.

En Suramérica, la nación que tirará del mercado será Brasil, que ha recuperado vigor tras la defenestración de Bolsonaro y el regreso de Lula da Silva al gobierno. El país ya tiene 33,7 GW instalados (más de 1.100 parques eólicos) y prevé alcanzar, según GWEC, los 56 GW en 2032.

El equipo de analistas del área de Market Intelligence de GWEC prevé nuevos hitos para los años venideros. El Consejo Global de la Energía Eólica estima en su *Global Wind Energy report 2025* que el mundo instalará este año alrededor de 139 gigas, y estima que podría conectar (under current policies, habida cuenta de los marcos político-regulatorios vigentes) un total de aproximadamente 981 gigas de nueva potencia eólica de aquí a 2030 (una media de unos 168 GW anuales), por lo que el parque global superará en esa fecha los dos teravatios (prevé así una tasa de crecimiento anual compuesta del 8,8%).



Las máquinas siguen creciendo

Otro de los asuntos que GWEC destaca en su informe anual (que recoge la foto eólica global a 31 de diciembre de 2024) apela al tamaño de los aerogeneradores, que continúa creciendo.

Según el Consejo Global de la Energía Eólica,

el tamaño medio de los aerogeneradores instalados en 2024 ha alcanzado los 5.500 kilovatios de potencia (5,5 megavatios, MW), lo que supone un incremento del 9% con respecto al registro del año anterior (ó +435 kilovatios).

Mar adentro la potencia también ha crecido en los aerogeneradores, hasta los 9.815 kilovatios de media. Según los autores del estudio, la causa principal de este crecimiento hay que buscarla en China, donde tanto las turbinas terrestres como las marinas han marcado tamaños espectaculares.

Crece también el diámetro de los rotores. Los más vendidos son los de más de 180 metros: 58,6% del total, dieciséis puntos por encima del registro 2023, que quedó en 42,9%.

Crece la cuota de turbinas de tecnología de velocidad media (*medium-speed / hybrid-drive*) del 25% de 2023 al 29,1% en 2024. La tendencia la impulsa la marca china Goldwind, que utiliza en sus modelos más modernos el *medium speed*, que ya supone el 89% de sus instalaciones.

Los trenes de potencia con multiplicadora (tanto de media como de alta velocidad) han representado el 91,3% del mercado en 2024, misma cuota que en 2023.

y Envision instalaron en más de cinco mercados (la primera, en 14; la segunda, en 9). Esos registros se encuentran en todo caso aún muy lejos de los de la danesa Vestas, que ha instalado en 34; o de los números de las alemanas Nordex Acciona (27 mercados nacionales distintos); Enercon (23); o Siemens Gamesa (21).

■ Más matices

De los 5.458 megavatios eólicos instalados en 2024 fuera de su país por el cuarteto chino Top, hasta el 98% ha sido firmado por solo dos compañías: Goldwind y Envision. Y Asia (la Asia no china) sigue siendo el destino más frecuente de esas máquinas: 55,6% del total. Le siguen África (17,3%), Suramé-

rica (10,3%), Oriente Medio (7,3%), Pacífico (4,9%) y, por fin, Europa (4,2%).

Mientras, en China casi no entran máquinas europeas. Vestas ha sido la única compañía occidental en hacerlo este año pasado. Y sus números son testimoniales: 52 megavatios ha instalado en el mercado eólico global más grande del mundo (China ha conectado casi 80.000 megas en 2024, por lo que ese 52 no alcanza ni el 0,07% del total).

En Europa las compañías occidentales ganan sin embargo la partida, como adelantamos antes. El Top5 de proveedores de aerogeneradores está integrado por Vestas, Nordex Group, Siemens Gamesa, Enercon y GE Vernova (única de entre las citadas que no tiene su matriz en el viejo continente; es estadounidense).

Los fabricantes de equipos originales chinos solo han firmado en Europa 242,4 megavatios en 2024, de los cuales solo 11,7 megas han sido instalados en la UE27.

The Global Wind Market Development - Supply Side Data 2024 recoge datos sobre instalación (no sobre potencia conectada y ya operativa) y constituye una especie de informe-filial del último balance-anuario *Global Wind Report* (edición 2025) de GWEC. ■



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

Solar 29 - Nuclear 2

El parque solar fotovoltaico global ha crecido en 2024 en casi 600 gigavatios de potencia (nunca antes instaló el mundo tanta FV en doce meses) y ha incrementado su producción (generación de electricidad FV en 2024) en casi treinta puntos (+29%). También ha incrementado su producción el parque nuclear global. Dos puntos: +2%. La transición, sí, va por donde va. Estonia ha sido el país (de todo el mundo) que más vatios FV per capita ha instalado en 2024, Brasil ha conectado en los doce meses de este año pasado más potencia solar que la mismísima Alemania, Estados Unidos ha “enchufado” hasta 50 gigas de fotovoltaica (nunca antes instaló tanto en 12 meses) y Almaraz... está en Extremadura.

Antonio Barrero F.

SolarPower Europe, que es la asociación que reúne a los agentes clave del sector solar fotovoltaico europeo, acaba de publicar su última previsión quinquenal: *Global Market Outlook for Solar Power 2025-2029*. El informe, de 160 páginas, expone todos los números del sector a 31 de diciembre de 2024 (algunos los actualiza a febrero e incluso a marzo del 25) y plantea tres escenarios posibles para el quinquenio que viene, es decir, de cara al año-hito 2030. Y los tres escenarios –Alto, Medio y Bajo– vaticinan números top. El más realista de ellos (*most realistic scenario*) habla de ralentización (en 2025) del bum fotovoltaico “tras varios años de expansión explosiva” (*after several years of explosive expansion*). Lo que dice concretamente SolarPower Europe es que la solar va a seguir creciendo en el 25, pero “solo” a un ritmo del 10%, o sea, que, si en el año 2024 el

mundo ha añadido a su parque FV global 597 gigavatios (GW) de nueva potencia solar fotovoltaica (o 148 gigas más que en 2024; crecimiento pues del 33% con respecto al año anterior), en el año 2025 ese guarismo crecerá hasta los 655, fijando de ese modo un nuevo máximo histórico de potencia instalada en un año, un máximo en todo caso llamado a durar muy poco, pues el informe de previsiones 25-29 de SolarPower Europe aventura un crecimiento en “modo doble-dígito” durante los años siguientes, lo que se traduciría en una cifra tan colosal como 930 gigas instalados en los doce meses de 2029. En el escenario Alto, el parque FV global alcanzaría ese año los 7.200 gigavatios (7,2 teravatios). En el escenario Bajo, se quedaría en los 5,3.

La carrera de la fotovoltaica está lanzada. Desde que los laboratorios Bell comercializaran su primera célula solar de silicio en 1954, el mundo ha tardado hasta 68 años en alcanzar el primer teravatio de potencia instalada, hito que quedó fijado en 2022.

En fin, 68 años para alcanzar el primer tera de potencia FV, pero solo dos (2022-24)... para firmar el segundo.

Porque, según SolarPower Europe, el mundo tiene ahora mismo instalados 2,2 teravatios de potencia fotovoltaica. Dos teras... a los que se le van a sumar un tercero, un cuarto y un quinto (escenario Bajo) en los

próximos cinco años; o hasta un sexto y un séptimo (en el escenario Alto).

En 2024 la solar FV se ha apuntado el 81% de toda la potencia renovable instalada en el mundo; la eólica, el 16% (con 117 GW); la hidro, el 2%, con diecisésis gigas; y la biomasa, el 0,6, con 5 GW. La aportación FV al mix eléctrico global se ha elevado hasta el 7% en 2024 (la eólica ha aportado el 8%, la nuclear, el 9).

Según la Agencia Internacional de la Energía, el sector nuclear ha conectado a red en 2024 siete reactores nucleares, escasa adición (alrededor de 7.000 megavatios, según la AIE) que contrasta con los 117.000 megavatios de eólica o con los ya mencionados 600.000 megas FV instalados en el 24. Así, no es de extrañar que la cuota de electricidad nuclear sobre el total de electricidad global generada haya sido este año pasado, según el informe *Global Electricity Review* de Ember, la más baja de los últimos... 45 años.

■ La transición va por donde va

El progreso extraordinario experimentado por el sector fotovoltaico es fruto de varios factores, según los autores del informe: los avances tecnológicos, que han propiciado reducciones de costes de producción poco menos que inimaginables ayer; la versatilidad sin par de las soluciones fotovoltaicas (paneles aptos para conectar directamente a





Parque solar flotante Ningbo (330 MW), en Zhejiang, China (Fuente: Global Market Outlook for Solar Power 2025-2029)

un enchufe en el balcón, capaces de encaramarse a cualquier tejado, forrar fachadas o desparramarse en formato megaparque en cualquier territorio); la conciencia política, cada vez mayor y cada vez más firme (y cada vez más transversal) de que la solar FV es la clave de la bóveda de la transición energética; y los históricamente bajos precios que ya lleva tiempo ofertando un sector que cuenta a día de hoy con una capacidad de producción extraordinaria (el informe destaca que ahora mismo la capacidad de producción de la industria fotovoltaica global prácticamente dobla la demanda actual global de polisilicio, óbleas, células y módulos solares).

Así las cosas, no es de extrañar que hasta 35 naciones (de los cinco continentes) hayan instalado más de un giga de potencia en 2024 (un año antes, en 2023, solo fueron 31). Ambos guarismos palidecen no obstante si atendemos a las previsiones de SolarPower Europe. Porque, según este su último informe, en 2025 serán hasta 45 las naciones que conecten más de un gigavatio de potencia. En fin: 31 potencias solares a ritmo de giga en el 23; hasta 45 en este año 25 que nos lleva.

Y eso que una sombra sobrevuela a la solar fotovoltaica global: la desigualdad. Hay países en los que la carrera FV está desatada, como China, Brasil o Alemania, pero hay otros en los que la inversión no acaba de entrar. África y Oriente Próximo por ejemplo no solo no han mejorado sus números en 2024 (como sí ha sucedido en todas las demás latitudes del planeta), sino que, muy antes al contrario, han registrado un retroceso: -2% de potencia instalada (solo han

Top 10 por naciones, 2024

Top10 2024 Naciones	Por potencia añadida	Por potencia acumulada	Por vatios per capita añadidos	Por vatios per capita ac.
1. China	China	Estonia	Australia	
2. United States	United States	Montenegro	Netherlands	
3. India	India	Lithuania	Germany	
4. Brazil	Germany	Qatar	Estonia	
5. Germany	Japan	Greece	Austria	
6. Spain	Brazil	Austria	Greece	
7. Türkiye	Spain	China	Spain	
8. Italy	Australia	Ireland	Belgium	
9. Japan	Italy	Germany	Hungary	
10. France	South Korea	Portugal	Switzerland	

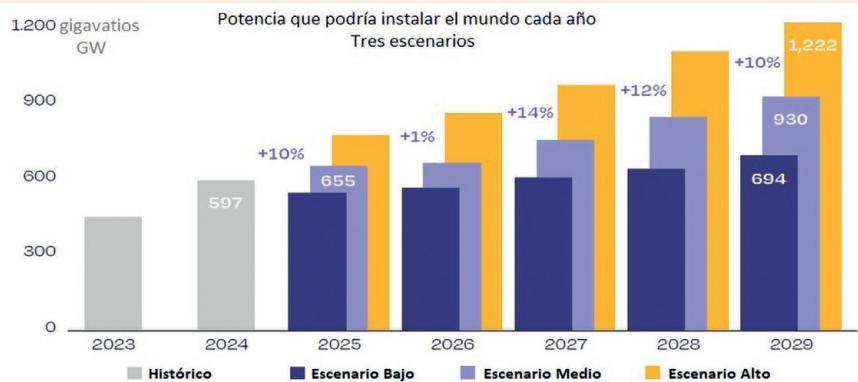
Top 10 por naciones, 2024

País	Instalado en 2024	Acumulado a 31/12/24
China	329 GW	China 985 GW
United States	50 GW	Estados Unidos 223 GW
India	30,7 GW	India 121 GW
Brazil	18,9 GW	Alemania 101 GW
Germany	17,4 GW	Japón 96,6 GW
Spain	8,7 GW	Brasil 66,7 GW
Türkiye	8,5 GW	España 46,1 GW
Italy	6,8 GW	Australia 40,4 GW
Japan	6,2 GW	Italia 36,7 GW
France	4,7 GW	Corea del Sur 31,6 GW

* Red Eléctrica, que es el operador del sistema eléctrico nacional español, tenía a finales de 2024 registrados 32,4 gigavatios de potencia solar fotovoltaica, a los que habría que sumar los aproximadamente 8 gigavatios de potencia FV distribuidos en autoconsumos que en esa fecha computaban las asociaciones nacionales del sector, por lo que en España habría aproximadamente 40 gigavatios FV operativos en esa fecha, según fuentes nacionales. SolarPower Europe eleva esa cifra hasta los 46,1

SOLAR FOTOVOLTAICA

Previsiones (Mercado FV Global) de Solar Power Europe para el quinquenio 2025-2029



En el escenario Alto, el mundo tendría 7,2 teravatios de potencia solar FV instalados en 2029. En el escenario Medio, habría 6,1 teravatios. En el escenario Bajo, 5,3. Hoy hay 2,2.

Solar per capita

Australia mantiene su liderazgo en términos de potencia solar FV per capita, con 1.521 vatios per capita a finales de 2024. Le sigue Países Bajos, muy de cerca, con 1.491 vat/cap y Alemania, con 1.187. Por debajo del kilovatio, completan el quinteto inicial Estonia y Austria, empatados con 973 vatios per capita, seguidas muy de cerca de Grecia (964) y España (962). Cierran el Top10 Bélgica (943), Hungría (933) y Suiza, con 908 vatios per capita.

Escenarios fotovoltaicos UE27 para el quinquenio 2025-2029, según Solar Power Europe

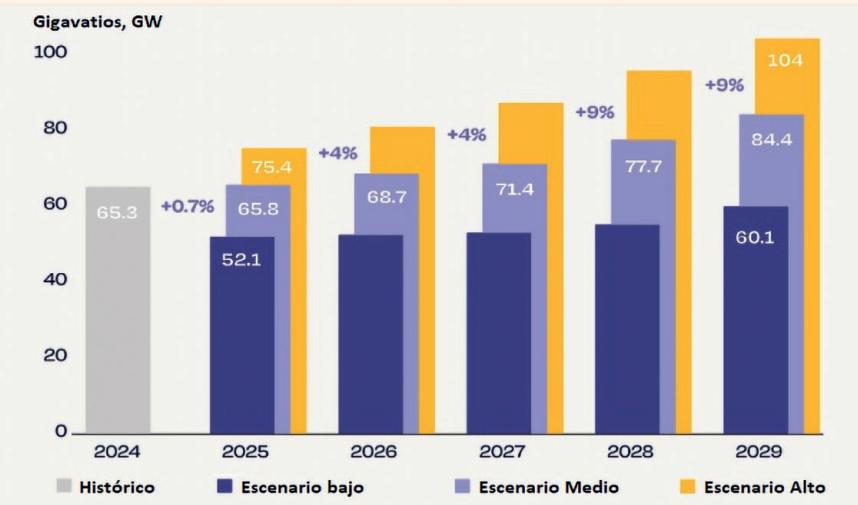
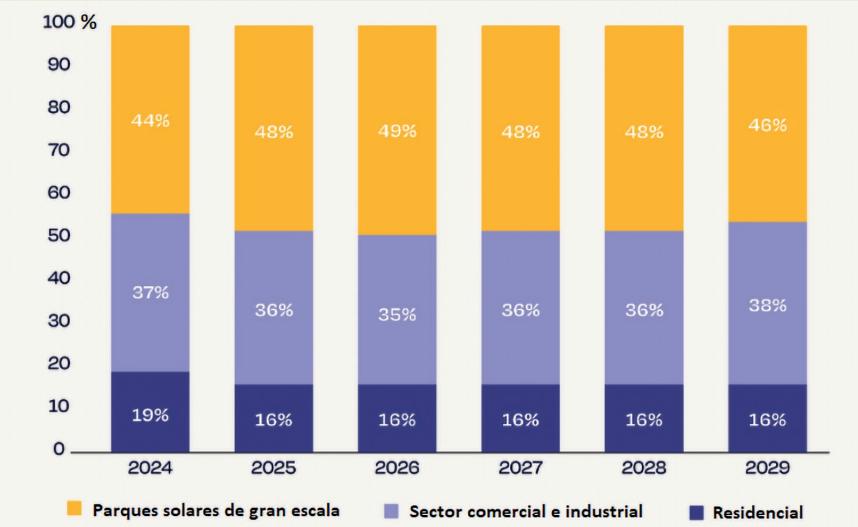


Foto del curso 2024 de la UE27 y previsión sobre el quinquenio 2025-2029



añadido 14,5 gigas a su cuenta), lo que les ha supuesto en 2024 el 2,4% del mercado mundial, cuando los países de esas regiones suman más del 25% de la superficie terrestre del mundo.

La principal barrera es la inversión, que no acaba de eclosionar por la inestabilidad, la escasa ambición política (en lo que se refiere a objetivos) y/o la escasez de incentivos.

Un problema que afecta a todas las regiones –apuntan desde SolarPower Europe– es la falta de mano de obra adecuadamente cualificada. En los mercados más maduros, y aparte de esa barrera, el informe destaca también las siguientes: (1) hay que mejorar la flexibilidad de las redes, (2) hay que adaptar los marcos regulatorios a las necesidades de las renovables variables; (3) hay que priorizar el almacenamiento; (4) hay que agilizar los procedimientos administrativos (en lo que se refiere a las autorizaciones de construcción, y en lo que se refiere a las autorizaciones de conexión); y (5) hay que elevar la ambición de los objetivos FV y de almacenamiento.

Con las condiciones adecuadas implementadas –concluye el informe–, la potencia solar podría incluso cuadruplicar su capacidad (ahora mismo hay poco 2,2 teras de potencia instalada) y exceder a finales de década los ocho teravatios (+8 TWh). Y un apunte sobre el particular: la Perspectiva 2025-2029 de SolarPower Europe repasa las previsiones que sobre el crecimiento del sector han ido haciendo a lo largo de las dos últimas décadas los más reputados organismos del mundo (en materia de energía), como la International Energy Agency, y revela (ese repaso) que las previsiones de estos siempre se equivocaron... a la baja. O sea, que la solar FV siempre creció más de lo que previeron la IEA y compañía.

■ Por regiones

Asia-Pacífico ha enchufado este año pasado el 70% de toda la nueva potencia instalada en el mundo (siete de cada diez megavatios se han conectado allí). Crecimiento anual con respecto al año anterior: +37%. Las améri-

Cuarenta y cinco naciones

El informe *Perspectiva del Mercado Global Solar 2025-2029* vaticina que estos serán los 45 países que instalarán en 2025 más de un gigavatio (más de mil megavatios) de nueva potencia solar FV en sus territorios: Alemania, Arabia Saudí, Australia, Austria, Bangladesh, Bélgica, Brasil, Bulgaria, Colombia, Corea del Sur, Chile, China, Dinamarca, Egipto, Emiratos Árabes Unidos, España, Estados Unidos, Francia, Filipinas, Grecia, Hungría, India, Israel, Irán, Irlanda, Italia, Japón, Malasia, México, Omán, Países Bajos, Pakistán, Perú, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Rumanía, Suiza, Suráfrica, Tailandia, Taiwán, Turquía, Uzbekistán y Vietnam.

cas se han apuntado el 14% del total (crece la potencia instalada allí en 2024 un 40% con respecto al registro de 2023). La cuota de Europa sobre el total instalado en el 24 es idéntica: 14% (Europa ha instalado en el 24 un 15% más que en el 23). Y, como se dijo, la única región que decrece es África y Oriente Medio (-2%). Solo ha sumado 14,5 GW y supone el 2,4% del mercado global.

China ha firmado unos impresionantes 329 gigavatios, más de seis veces más que el segundo de la tabla: Estados Unidos, y más potencia que la instalada en los diez países siguientes. El gigante asiático se ha apuntado el 55% de la nueva potencia.

Estados Unidos fija nuevo máximo histórico nacional de adición anual: cincuenta gigavatios, 50 GW (+54%). India se apunta 30,7 gigas (+145%), y recupera la tercera plaza de la tabla, tras caer a la quinta en 2023. Adelanta así a Brasil (18,9 GW) y Alemania (17,4 GW).

India acumula a febrero del 25 hasta 102 gigas de potencia solar FV (GWac). El informe de SolarPower Europe, que dedica un capítulo especial a India, estima que en el gran país del sur del continente asiático podría haber hasta 320 gigas FV en 2030 en el escenario Alto. 280, en todo caso, en el escenario bajo.

Dos países han entrado en el Top10 en el año 2024. El primero es Turquía, que ejecuta un gran salto hasta el séptimo lugar, tras firmar en 2024 hasta 8,5 GW (ha instalado en esos doce meses más del 40% de la potencia que ha conectado en toda la historia). El segundo es Francia, que se encarama a la décima plaza (+47%, ó 4,7 GW).

España, Italia y Japón completan el escalafón de las diez principales, con la sexta, la octava y la novena plazas (8,7; 6,8; y 6,2 gigavatios, respectivamente). Los diez se anotan el 81% del total de la potencia ins-



talada en todo el mundo en 2024. El resto del mundo, el 19% restante, o sea, 116 GW.

Australia y Países Bajos caen en 2024 del Top10, si bien siguen mostrando buenos registros en todos los criterios.

La Unión Europea de los 27 (UE27) ha instalado en 2024 hasta 65,3 gigavatios de nueva potencia solar fotovoltaica. En 2023 instaló 62,9, es decir, que ha crecido la potencia instalada en este último año casi cuatro puntos (+3,9%).

Alemania, que sigue siendo la locomotora de la UE, ha instalado 17,5 GW (2,3 más que en 2023), ha superado los 100 gigas y tiene ahora mismo un reparto muy en "modo autoconsumo": el 62% de la potencia la tiene sobre los tejados, el 38, en grandes parques.

El segundo de la fila en la UE es España, que tiene una fotografía inversa: solo el 14% de lo instalada es en "modo autoconsumo"; mientras que el 86% de la potencia está en parques que vierten su electricidad directamente a la red para la venta. España ha instalado 8,7 gigas y tendría ahora mismo en torno a los 38 gigas.

Italia y Francia se han anotado buenos números en 2024. Los incentivos han surtido efecto al norte de Pirineos (los excedentes son bien retribuidos) y el autoconsumo ha crecido considerablemente allí, mientras que en Italia los mejores registros se los ha apuntado la generación fotovoltaica en campo para venta a red.

Así, Italia se ha anotado 6,8 gigas (57% sobre tejados; 43% en suelo para suministro

Muro fotovoltaico de 325 kilovatios de potencia en Ausserrhoden (Alemania)

a red); y Francia se ha apuntado 4,7 gigavatios (74% en los tejados; 26% en modo parque solar sobre suelo para venta de electricidad a la red). España, por cierto: 14/86, o sea, 14% sobre el tejado; 86% en grandes parques de compañías eléctricas).

Mención singular merece el "brumoso" Reino Unido, que ha firmado este año pasado hasta 200.000 instalaciones de autoconsumo de menos de 50 kilovatios. Y sin subsidios. A finales de ese año, a finales del 24, en el Reino Unido había, según este último anuario de SolarPower Europe, aproximadamente un millón y medio de autoconsumos acumulados.

En España, por aquello del comparar, no llegamos siquiera a las 900.000, según el último Informe Anual del Autoconsumo de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA).

Así todo, y de vuelta al mundo, a finales de 2024, la energía solar fotovoltaica constituye más del 46% de toda la potencia renovable global, con 2,2 teravatios acumulados instalados, según las cuentas de SolarPower Europe. ¿Horizonte? Entre 5,3 y 7,2 para el 29.

Más información

- solarpowereurope.org
- ember-energy.org
- iea.org

La fotovoltaica del futuro

Ernesto Macías

En 2014, a Javier Anta, presidente de ASIF desde el 2002 hasta su desaparición, se le ocurrió la agradable idea de reunir a los que habíamos sido miembros de la Junta Directiva en aquellos años críticos para el desarrollo del mercado fotovoltaico, dentro y fuera de España. Y desde entonces, en el mes de mayo, nos hemos ido reuniendo alrededor de una mesa para contarnos nuestras aventuras. Entonces, todavía muchos de los que empezamos en el entorno del año 2000 seguíannos en activo. Ahora van quedando menos, por razones obvias.

Me temo que según te vas haciendo mayor, tiendes a tener ese tipo de nostalgia que menciona Sabina: "No hay nostalgia peor que añorar lo que nunca jamás sucedió", por lo que cuando recordamos nuestras batallitas, solemos ser bastante críticos y no fantasear, pero lo que es absolutamente cierto es que en el año 2000, ninguno de

nosotros podía imaginar que 25 años después íbamos a ver tantos módulos (ahora placas) en nuestros tejados. En aquella época, el mercado era básicamente el rural, sobre todo el de países en vías de desarrollo. Y en ese mercado, Atersa, BP e Isofoton siempre andábamos a tortas. Hablábamos de la producción en kilovatios, para que sonase más grande, y teníamos todo en contra para crecer. Era una industria muy pequeña, pero con I+D propio y con dos fábricas de células que vendían por todo el mundo.

En China aún no se había fabricado ni una célula.

La historia ya la conocéis y no la voy a repetir. El caso es que se aprobó un decreto muy controvertido que provocó que en España se instalase en un año más de lo que se instalaba sumando todo el resto del mundo y a partir de ese momento todo empezó a cambiar muy deprisa.



Encuentro de ASIF en mayo de 2014. Empezando por la izquierda, Óscar Aceves, Mauricio Olite, Eduardo Román, José Carlos García, Emilio Ballester, Lucía Dólera, Enrique Alcor, Luis Torres, Alberto Medrano, Manuel Visier, Juan Fernández, Ernesto Macías y Eduardo Collado. Agachados, desde la izquierda, Javier Anta, Javier Bon (falleció en 2015), Tomás Díaz, Urbano Escudero y David Pérez.



La historia ya la conocéis y no la voy a repetir. El caso es que se aprobó un decreto muy controvertido que provocó que en España se instalase en un año más de lo que se instalaba sumando todo el resto del mundo y a partir de ese momento todo empezó a cambiar muy deprisa

Encuentro de mayo de 2025: Empezando por Enrique Alcor (de rojo) y en el sentido de las agujas del reloj: Juan Fernández, Ernesto Macías, David Pérez, Juan José Rojo, Luis Torres, José Carlos García, Javier Anta, Lucía Dólera y Pedro Alonso.

Nosotros imaginábamos un gran desarrollo industrial en España y en Alemania, sobre todo, gracias a nuestra tecnología, pero no con los volúmenes que vinieron después.

El futuro nos pasó por encima.

La semana pasada, en nuestra última comida, les pregunté a mis compañeros: ¿Estamos dónde habíamos soñado estar o no?

Claro, las respuestas variaron con las expectativas de cada cual. Los que trabajábamos en fábricas habríamos deseado haber crecido con el mercado y seguir existiendo, por lo que hay una gran parte de frustración, aunque, sin duda, hay un impacto positivo para la mayoría de los actores.

Quién iba a decir que algún día acusarían a la fotovoltaica de producir demasiado y, con eso, servir de excusa para generar un apagón histórico en España.



El éxito tecnológico, con todos los matices y daños colaterales de la fotovoltaica, ha venido acompañado de un fracaso industrial que se está repitiendo y amenaza a otros sectores vitales en Europa. Sigo pensando que aún estamos a tiempo de recuperar posiciones si se invierte en inversiones nuevas tecnologías. Hay que

reconocer que, una vez le trasladamos todo nuestro conocimiento a China, este país es ahora la vanguardia tecnológica en fotovoltaica y puede ser que ya lo sea en el automóvil eléctrico, por mencionar una de las industrias clave en nuestro continente.

Europa necesita urgentemente revitalizar todos los sectores industriales del futuro y eso sólo se conseguirá creando cosas nuevas.

Estoy seguro que en 25 años veremos formas de generar electricidad con el Sol que ahora no podemos imaginar. Ojalá que sea lo que sea, se fabrique en España y que algunos de mis camaradas más jóvenes lo puedan disfrutar. Yo también intentaré llegar al 2050 para verlo. ■



Soluciones Integrales
para Proyectos a Medida

+20 años

Fabricando soluciones para instalaciones fotovoltaicas

Ennova somos una empresa familiar especializada en la fabricación de todo tipo de estructuras metálicas, soportes de hormigón, trackers y parkings solares. Somos la única empresa del sector que oferta todas las categorías e integra toda la cadena de valor.



Construyendo las bases de la energía fotovoltaica



Soluciones

- Fabricación • Ingeniería • Instalación • Soporte



Productos

- Ennovametal • Estructuras Metálicas
- Ennovabloc • Soportes de Hormigón
- Ennovapark • Parkings Solares
- Ennovatrack • Seguidores Solares



Servicios

- Pull-out Test • Hincado • Predilling • Micropilotes



Así está la gran solar fotovoltaica a día de hoy en España

La energía solar fotovoltaica representó en 2024 más del 17% de la generación eléctrica total en España. Más que la hidráulica o los ciclos combinados, según datos de REE. Impulsada por la transición energética, los objetivos climáticos y la competitividad creciente de esta tecnología, suma ya más de 32 GW de potencia instalada, y para este año de 2025 se prevé que alcance, o incluso supere, la meta de los 39 GW, fijada para 2030 en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima). Siempre, claro está, que el legado del apagón del pasado 28 de abril no frene la buena estrella de esta forma de generar electricidad de forma limpia.

Pepa Mosquera

La solar fotovoltaica sigue siendo la tecnología que mayor crecimiento experimenta, con una potencia a finales del año pasado de 32.350 MW, equivalente al 25,1% de la potencia instalada a escala nacional, según datos de Red Eléctrica de España. En torno al 75% de esos 32,35 GW corresponde a plantas en suelo, algunas de ellas verdaderamente grandes.

Las comunidades autónomas con mayor concentración de parques solares fotovoltaicos son aquellas que combinan una alta irradiación solar, gran disponibilidad de terreno y facilidad administrativa para nuevos proyectos. Es el caso de Extremadura, que junto a Andalucía encabezan el ranking, con más de 7.800 MW de capacidad solar FV operativa, según los datos de REE, y donde se encuentran dos de las mayores plantas solares del país: el parque Francisco Pizarro, situado en Cáceres, de 590 MW de capacidad, y el parque Nuñez de Balboa, enclavado en Badajoz, de 500 MW. Los dos llevan el sello de Iberdrola.

En Andalucía hay 7.874 MW, sobre todo en Sevilla, donde la solar fotovoltaica ronda el 78%. En Granada, donde comparte con la eólica el primer puesto en potencia instalada (casi un 40%), también se está haciendo un hueco importante. Castilla la Mancha figura

en tercera posición, con más de 7.000 MW operativos. En otras zonas del país, como Castilla y León, el crecimiento de la solar fotovoltaica es igualmente notable y ya suma 2.800 MW. Murcia —otra región idónea para la producción de energía con el sol— alberga la tercera instalación más grande de España: Mula Solar, de 494 MW.

Iberdrola, Endesa, Acciona, Naturgy y nuevos jugadores como Capital Energy, X-Elio, Forestalia o Statkraft están detrás de muchas de estas grandes instalaciones, si bien también ha aumentado la participación de inversores internacionales y fondos de infraestructuras. Por ejemplo, Mula Solar fue vendida a finales de 2024 por el fondo de inversión Northleaf Capital al gigante estatal chino CTG.

Cara al futuro, se espera que la capacidad solar continúe creciendo con nuevos parques a gran escala, pero, también, con instalaciones de autoconsumo e híbridas (con almacenamiento en baterías o eólica, por ejemplo). La mejora en la gestión de excedentes y en la integración en la red eléctrica con apoyo del almacenamiento y la digitalización, serán determinantes en este sentido. La agrivoltaica, el bombeo solar y los parques flotantes son otras tendencias claras de la solar fotovoltaica.

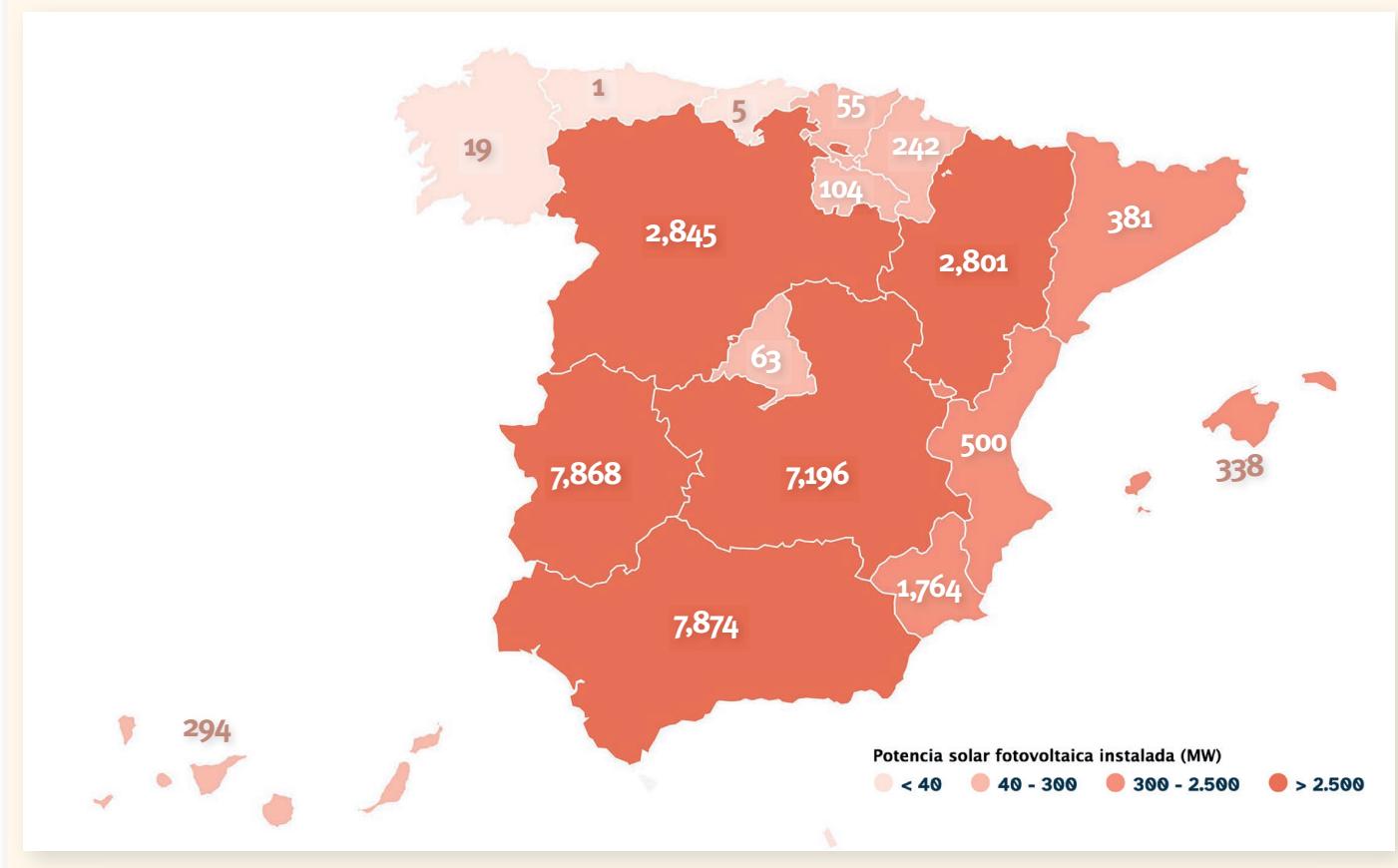
■ Precios cero, ¿buenos para todos?

Ahora bien, estos pronósticos pueden verse afectados por los precios cero (o incluso negativos) en el mercado mayorista de electricidad, ya que pueden lastrar la inversión en energía solar, especialmente en el segmento de grandes plantas a red.

Esta situación se produce cuando el precio de la electricidad en el mercado mayorista (pool) cae a 0 €/MWh o incluso a valores negativos durante ciertas horas del día —generalmente, las de máxima producción solar (12h–17h)—. Ocurre, generalmente, cuando se suman tres factores: mucha producción renovable (sobre todo solar), baja demanda eléctrica (fines de semana, primavera) y limitada capacidad de almacenamiento o exportación.

Lógicamente, la bajada del precio de la electricidad impacta en la rentabilidad esperada de los proyectos. Si muchas horas se pagan a 0 €/MWh, los ingresos se reducen drásticamente, por lo que los inversores están empezando a exigir mayores garantías o buscan acuerdos PPA (*Power Purchase Agreements*) a precio fijo. Los precios bajos también están frenando nuevos desarrollos, especialmente en zonas donde la solar FV está muy extendida, como Extremadura o Andalucía.

Potencia solar fotovoltaica instalada a 31.12.2024, en megavatios (MW)



Todo ello supone un reto al que se está respondiendo desde varios frentes. Uno de ellos es la incorporación de baterías a las plantas, para que dispongan de almacenamiento y puedan desplazar energía a horas más rentables (como la tarde y la noche). También se están desarrollando proyectos híbridos (solar + eólica, por ejemplo); y se están intensificando los acuerdos de compraventa (PPAs) para garantizar precios estables y facilitar la financiación de las plantas.

El gobierno y Red Eléctrica, por su parte, están estudiando medidas para incentivar el almacenamiento, mejorar la gestión de la red, y adaptar los mercados a la alta penetración renovable. Porque aunque los precios cero son un síntoma del éxito de la expansión renovable, también suponen una señal de alerta, haciendo que este modelo pueda resultar menos atractivo para nuevas inversiones. No es que la inversión se haya detenido, pero se está reorientando hacia modelos más resilientes.

■ La sombra del apagón

La causas del macro apagón del pasado 28 de abril, que dejó a oscuras la Península Ibérica durante horas, aún no están claras, lo cual no evita que se hayan vinculado a posibles fallos en la generación solar. Una acusación

que podría beneficiar a quienes se oponen a la expansión de las energías renovables y a algunos agentes de la industria tradicional de energía.

A la espera de que los técnicos dicten veredicto —y no los intereses políticos o económicos—, lo único que se puede decir con certeza es que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red están preparados para desactivarse automáticamente durante un apagón como medida de seguridad. Dotar de baterías de almacenamiento las instalaciones solares permite afrontar este problema y garantizar la continuidad del suministro eléctrico. Pero el gran apagón del pasado 28 de abril ha puesto de relieve otra necesidad: la de impulsar el desarrollo de soluciones más resilientes y autónomas para el futuro energético.

“La energías renovables no deben verse como un problema, sino como una oportunidad para modernizar nuestras infraestructuras y fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico”, decía recientemente en rueda de prensa Antonio Morales, presidente del Cabildo de Gran Canaria. Y añadía: “la oleada de críticas, cuestionamientos y ataques furi-bundos” contra las energías limpias tras el macro apagón son “oportunistas y faltas de rigor”. En su opinión, están siendo lanzadas

por “sectores que proponen con entusiasmo resucitar tecnologías caducas y contaminantes como el gas o el fuel” mientras “arrecia igualmente el apoyo desmedido a la energía nuclear”.

Al igual que el político canario, muchas otras voces consideran irresponsable y deshonesto que, sin conocerse todavía las causas exactas del incidente, haya quienes se estén apresurando a señalar a las energías verdes como culpables. José Donoso, director general de la Unión Solar Fotovoltaica (UNEF) se muestra especialmente cauto y afirma que en la asociación “dudan mucho de que sea por una planta fotovoltaica el que se haya producido este apagón” (ver entrevista).

Dejar aparte rumorologías y esperar a tener datos fiables sobre la causa exacta y técnicamente razonable de la interrupción inusual del suministro eléctrico y las razones por las que tuvo consecuencias tan graves, es el objetivo de las comisiones que se han creado en el Congreso para investigar porqué se produjo este grave incidente, que afectó a todo el territorio nacional y Portugal.

■ Objetivo PNIEC: 76 GW en 2030

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 tiene como objetivo que el 81% de la energía eléctrica

SOLAR FOTOVOLTAICA



provenga de fuentes renovables para 2030 en España, con un papel clave de la solar fotovoltaica. Plantea para ella 76 GW instalados en esa fecha, lo que supone un aumento considerable respecto al PNIEC de 2021, que marca 36 GW. En este nuevo indicador, 57 GW corresponden a proyectos de energía solar en suelo y el resto a autoconsumo solar.

España tiene buenas posibilidades de alcanzar este objetivo, siempre que se cumplan las condiciones adecuadas para ello. Entre otras, según destaca desde UNEF, el desarrollo en materia de normativa que favorezca las inversiones en energías renovables y un aumento de la demanda eléctrica. En este sentido, desde el Ministerio para la

Transición Ecológica (Miteco) afirman que “la electrificación de la economía y el crecimiento de la demanda eléctrica, impulsados por la industria y la producción de hidrógeno renovable, favorecerán el crecimiento de la solar fotovoltaica”.

El que se empiecen a construir de nuevo fábricas de paneles solares en España es otro indicativo de que avanzamos en la dirección correcta. Una de las más importantes está impulsada por Iberdrola y Exiom, que trabajan conjuntamente en la construcción en Langreo (Asturias) de una planta con capacidad para fabricar anualmente 500 MW. La planta, en la que se producirán módulos basados en la tecnología de última generación TopCon, ha recibido una subvención europea de 1.200 millones de euros.

Iberdrola planea la construcción de otra fábrica de paneles solares en Extremadura, con una capacidad de 1,6 GW, si bien de momento no ha proporcionado más detalles sobre este proyecto. Otra referencia la encontramos en el fabricante holandés MCPV, que planea la construcción de una fábrica de módulos solares de 2,5 GW en Tudela (Navarra), con entrada en operación, según sus previsiones, en 2029.

Pero no solo en España están desarrollándose estos proyectos. Por ejemplo, MCPV está levantando en la localidad de Veendam (Países Bajos) otra planta, dedicada a la producción de células solares de heterounión de silicio, con una capacidad de 4 GW. Otras referencias las encontramos en plantas en Francia e Italia. Por ejemplo, la startup francesa Heliup ha abierto una planta de producción de paneles solares ultraligeros con una capacidad de 100 MW en Le Cheyla (sureste del país). En Italia, FuturaSun, está construyendo una fábrica de módulos solares de 2 GW, y Enel desarrolla otra en Catania (Sicilia), con la probabilidad de que sea la más grande de Europa.

Estas nuevas fábricas se unirán a otras ya operativas, como la perteneciente a Recom, el mayor fabricante en Europa de módulos fotovoltaicos con la garantía Bloomberg Tier 1 (que identifica a los fabricantes de paneles solares con mayor solvencia financiera). Y contribuirán a fortalecer la industria local europea y a reducir la dependencia que tenemos en la UE de las importaciones de países extracomunitarios. El objetivo es fabricar en la UE, en el año 2030, al menos el 40% de las necesidades anuales de despliegue de tecnologías estratégicas, como paneles solares fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías o bombas de calor.

Más información:

→ www.miteco.gob.es
→ www.ree.es

Reciclaje y reparación de paneles

En la Unión Europea los módulos fotovoltaicos pertenecen a la categoría de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, por lo que es obligado su tratamiento cuando llegan al fin de vida. En España ya hay plantas dedicadas a ello, si bien las cantidades recogidas con este fin son aún pequeñas. La razón es fácil de entender: los módulos solares tienen una larga vida útil, 25-30 años, y los que se están recogiendo ahora corresponden a los instalados hace dos o tres décadas, cuando había muy poca energía solar desplegada. Para hacernos una idea, en España en 2006 había en torno a 125 megavatios y solo en 2023 se instalaron más de 7.000 MW.

Según explicaba recientemente a ER Carmen Alonso García, responsable de la Unidad de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energía del Ciemat, los procesos para reciclar los módulos fotovoltaicos comienzan, generalmente, con la retirada de las partes más accesibles, como la caja de conexión, cableado y marco exterior. El paso siguiente es la retirada del cristal y los elementos plásticos que componen el módulo, para llegar a separar, finalmente, el resto de los materiales, incluido el silicio y otros elementos valorizables como el cobre, la plata, etc. Dependiendo del procedimiento utilizado, se pueden obtener las láminas de vidrio íntegras o trituradas, y se puede conseguir una mayor fracción de productos valiosos, como la plata, el cobre o el silicio.

En la actualidad, hay proyectos de investigación que se centran en lograr un reciclaje de alto valor, para recuperar el silicio y utilizarlo en nuevas células u otros usos. En ello trabajan investigadores del Ciemat, que también investigan sobre la posibilidad de reparar módulos que han sufrido fallos en etapas tempranas, que no corresponden con el fin teórico de su vida.

Más información:

→ www.ciemat.es

Centros de datos y energía solar

Los centros de datos (CD) tienen un impacto ambiental considerable debido, entre otros factores, a su alto consumo de energía, principalmente para la refrigeración y la operación de equipos, y su contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero. La energía solar fotovoltaica ayuda a reducir este impacto, además de proporcionarles independencia energética y flexibilidad operativa. Los paneles solares se pueden instalar en los techos o en áreas adyacentes a los edificios que albergan los centros y utilizar la electricidad que generan para alimentar los equipos informáticos y otras instalaciones.

Compañías tecnológicas como Facebook, Google o Microsoft están utilizando ya la solar FV, o proyectan hacerlo, en sus centros de datos en varios lugares del mundo. Estos son los principales beneficios que les aportará:

- Reducción de costos e independencia energética: al generar su propia energía, podrán reducir significativamente sus facturas de electricidad y disminuir la dependencia de la red eléctrica.
- Sostenibilidad: les ayudará a reducir las emisiones de carbono de los centros.
- Mejora de la eficiencia: la solar FV puede combinarse con otras tecnologías de eficiencia energética, como sistemas de enfriamiento avanzados y así optimizar el consumo de energía. El almacenamiento en baterías permite, además, a los centros disponer de energía en horas de menor producción solar o durante cortes de energía.



José Donoso

Director general de UNEF



“La solar fotovoltaica está lista para aportar no solo firmeza, sino una mayor robustez al sistema eléctrico”

■ Tras el macro apagón del 28 de abril, varios medios han publicado que hay más de una decena de grandes firmas atascadas en la captación de fondos para proyectos renovables. ¿Es así? ¿Cómo está repercutiendo el ‘fundido a negro’ en el desarrollo de los proyectos solares?

■ Bueno, todavía es un poco pronto para decir si esto va a afectar de forma negativa o no. Yo creo que lo que va a afectar es, una vez que se sepa realmente qué es lo que ha pasado, cuáles serán las medidas que se vayan a tomar. Creemos que este incidente tiene que transformarse del riesgo en oportunidad y si el Gobierno toma las medidas adecuadas, va a ser así. Creo que podemos dar un empuje muy importante en un momento que es una auténtica encrucijada al sector de las energías renovables.

■ La dificultad de financiación, ¿afecta solo a los grandes proyectos o a todos? ¿Corre riesgo de paralización el sector?

■ Las dificultades de financiación están afectando a todo tipo de proyectos. En este momento, si no de paralización, sí que se corre un riesgo de ralentización del sector si no se toman las medidas adecuadas.

■ ¿Y cuáles son esas medidas?

■ En primer lugar, el impulso y la eliminación de todas las barreras administrativas existentes para el almacenamiento. Segundo, la electrificación. Es fundamental que nos tomemos en serio la descarbonización de la energía final y el aprovechar la oportunidad que supone para nuestro país que en este momento haya 119 gigavatios de peticiones de punto de conexión para demanda. Tercero, sustituir o dar una alternativa al sistema de mercado, que no nos da una señal de precio adecuada para las plantas fotovoltaicas, por unas subastas adecuadamente definidas, que den certidumbre y que permitan la integración del almacenamiento en estas plantas.

■ Volviendo al apagón, con la información disponible a día de hoy, ¿es posible determinar si fueron las grandes centrales FV del suroeste español –como se ha dicho– las que desencadenaron la caída en cascada del sistema?

■ Creo que hay ser cautos y prudentes hasta tener la información adecuada. Pero, en todo caso, nosotros dudamos mucho de que sea por una planta fotovoltaica el que se haya producido este apagón. La responsabilidad del productor es introducir la energía en el sistema de acuerdo a los condicionantes técnicos establecidos por la regulación. Una vez que ha hecho esto, ya no tiene responsabilidad en lo que suceda después.

■ ¿Por qué una planta solar deja de pronto de suministrar electricidad a la red? ¿Es porque están preparadas para desconectarse automáticamente cuando detectan un problema que las puede dañar?

■ Efectivamente, lo que ha sucedido en estas plantas que se han desconectado es que los sistemas de protección con los que cuentan se han disparado al registrar unas alteraciones en la red que podrían perjudicar negativamente a su funcionamiento. Esto son decisiones automáticas que toma el sistema en microsegundos.

■ La solar fotovoltaica es actualmente la tecnología más económica y limpia de generar electricidad. ¿Qué hay que hacer para que aporte firmeza al sistema?

■ La energía fotovoltaica está lista para aportar no solo firmeza, sino una mayor robustez al sistema eléctrico que las antiguas (tecnologías) convencionales. Pero necesitamos, por un lado, que se apruebe el PO47.4 (relacionado con el procedimiento de operación del sistema eléctrico), que llevamos varios años esperándolo por parte de la CNMC y que nos va a permitir que aportemos servicios de reactiva y de tensión al sistema y que esta participación en las subastas de tensión haga que disminuyan los precios para los consumidores. Segundo, que el *grid forming* (clave para un sistema 100% renovable estable y seguro), que está pendiente de ser aprobado por la Comisión Europea y que no se espera hasta diciembre, se apruebe y, a ser posible, que se adelante todo lo que se pueda para que podamos aportar servicios de frecuencia. Y tercero, el almacenamiento, que es una pieza fundamental desde el punto de vista de seguridad del sistema, pero también para trasladar los precios bajos de la energía fotovoltaica de las horas de más sol a las horas caras del día cuando desaparece el sol y, al mismo tiempo, mejorar la rentabilidad de las plantas fotovoltaicas.

■ ¿Estamos ya preparados para instalar almacenamiento de forma masiva?

■ Las empresas lo están. Lo que sucede es que tenemos que eliminar las barreras administrativas, fundamentalmente aquellas que obligan a tramitar todo el conjunto de la planta partiendo desde cero. Si eliminamos estas y otras barreras todavía existentes –tenemos que tener en cuenta que el almacenamiento es una figura jurídica nueva– nosotros consideramos que a primeros del año próximo podríamos ver ya un despliegue importante del almacenamiento hibrido.

Más información:

→ www.unef.es

Cuando el Sol pudo ser tuyo

Veinte años han pasado desde aquella famosa campaña institucional que llevó a más de 65.000 familias a apostar todos sus ahorros y su patrimonio por la fotovoltaica. Lo que en un principio pareció una gran inversión, que dejaría ganancias económicas en pocos años, se convirtió, en un abrir y cerrar de ojos, en un "atraco" y una "estafa". 'El Sol puede ser suyo' cumple 20 años y los pequeños inversores continúan luchando por esas indemnizaciones que palien, en mayor o menor medida, lo sufrido durante estas dos décadas.

Celia García-Ceca

Año 2005. 'El Sol puede ser suyo'. El Gobierno lanza esta campaña animando a pequeñas familias a invertir en energía solar fotovoltaica. Y muchas lo hicieron. Miles lo hicieron. Con préstamos bancarios y avalando incluso todo su patrimonio. Todo como apuesta renovable y en último término para obtener unos frutos económicos de esas "huertas solares". Porque



estaba publicado en el propio BOE. Porque no había letra pequeña que hiciera levantar sospechas de que algo podría salir mal.

Pero, para sorpresa de todas esas más de 65.000 familias españolas, llegó el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Y después, el Real Decreto-ley 14/2010 de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Lo que significaba que el Ejecutivo limita el periodo con derecho a percepción de prima a aquellas instalaciones ya existentes. Una aplicación de dos reales decretos que, según estimaciones de las asociaciones del sector en aquel momento, supondría un recorte de las retribuciones a los productores de más del 50%; a esos mismos que habían invertido más de 25.000 millones de euros.

Pero estas modificaciones no fueron las únicas. La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, alumbraba un nuevo impuesto, del 7%, que gravará el kilovatio hora generado por cualquier instalación. Y con el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Así es como llega el 'hachazo a las renovables'

ya que suspende los regímenes económicos de las instalaciones puestas en marcha bajo los regímenes retributivos del RD 661/2007 y RD 1578/2008 por la denominada 'rentabilidad razonable'. Es decir, elimina las promesas que llevaron a miles de familias a apostar todo por la fotovoltaica.

Ahora, veinte años después del lanzamiento de la campaña 'El Sol puede ser suyo', que ha sido incluso llevada al mundo cinematográfico por las universidades de Navarra (UNAV) y Carolina del Norte (UNC), que han producido el cortometraje documental "El sol puede ser tuyo". En él se cuenta la historia de un ciudadano navarro –Juan Antonio Cabrero– que un buen día decidió invertir sus ahorros en una pequeña instalación solar fotovoltaica animado por una campaña institucional, y que ahora se siente estafado porque el Gobierno ha incumplido lo que prometía en esa campaña. El lema principal de esa campaña, lanzada concretamente desde el Ministerio de Industria, era... "El sol puede ser suyo" (la prueba fehaciente del "atraco", o de la distancia que separa lo que prometía el Gobierno y lo que está haciendo).

Veinte años después, esas más de 65.000 familias españolas inversoras continúan su lucha para conseguir las indemnizaciones que merecen. Continúan esperando una respuesta y un respaldo por parte del Gobierno. Y continúan pagando, muchas de ellas, unos préstamos que –en un principio y según lo que recogía el BOE– se amortizarían en pocos años.



Miguel Ángel Martínez-Aroca

Presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Solar Fotovoltaica (Anpier)

“El 70% de las familias fotovoltaicas sigue teniendo préstamo pendiente de las inversiones realizadas en el año 2008”

■ Este año se cumplen 20 años de la campaña “El Sol puede ser suyo”. Una campaña que trajo miles de inversiones por parte de miles de pequeños inversores que vieron, en pocos años, truncada su suerte y buena parte, o toda, de sus ahorros.

■ En qué momento se encuentra este tema?

■ Pues este tema está ahora mismo en una fase de latencia. No hay ningún avance de ningún tipo con el Gobierno, el cual ha incumplido cumplido sus promesas electorales de mejorar al colectivo familiar de productores de energía fotovoltaica originarios. Nos sentimos absolutamente defraudados por este gobierno socialista. Vemos con tristeza cómo se siguen dando laudos favorables a los grandes inversores, que condenan a nuestro reino a pagar indemnizaciones millonarias, mientras que el Tribunal Supremo despachó el asunto de una manera rápida y sencilla desestimando cualquier reclamación. Esto nos da pie a esperar a que se produzca el primer pago por parte de esos fondos de inversión extranjera para volver a demandar exigiendo equidad de trato y que den un trato justo y equitativo a los productores, a las familias productoras fotovoltaicas españolas y nacionales a las que se les ha dejado absolutamente abandonadas y a las que a siguen usando como promesas electorales, electoralistas, captadoras del voto social para luego engañarlas.

Causa especialmente dolor ver como un inversor extranjero, en su mayoría fondos de inversión, están obteniendo laudos favorables y proclamando que efectivamente hubo una inseguridad jurídica manifiesta palmaria grave en el sector de las energías renovables en la fotovoltaica de todos los proyectos construidos entre los años 2007 y 2009.

Soy consciente de la dureza de las declaraciones, pero es lo que realmente sentimos los productores fotovoltaicos.

■ ¿Se han asumido responsabilidades políticas?

■ Cero absoluto. No hay interés ninguno en resolver esta cuestión. Está claro que esto se hizo mal. El sector está pidiendo un justo trato, una mínima compensación. Y diálogo. Sentar en una mesa a esos inversores extranjeros y buscar una vía de solución.

■ ¿Y cuál es esa solución?

■ Hay una vía de solución sencilla. El extensionamiento. Permitir que llegado el año del vencimiento del Recore, aproximadamente será entre el año 2037 y 2039, se les permita seguir produciendo y seguir en el sistema eléctrico tres o cuatro años más con retribución, con apoyo para compensar el enorme recorte retroactivo sufrido, para paliar mínimamente y parcialmente todos los recortes sufridos injustamente contra el sector fotovoltaico.

Es el único caso en el mundo donde se ha pasado el rodillo de esta manera. Y es incluso un caso que se estudia en las uni-

versidades más prestigiosas sobre cómo un político no debe de actuar promocionando una inversión en un sector para luego destrozarla.

Esto se tiene que resolver y se tiene que resolver en una mesa política sin que le suponga mayor coste al consumidor. Y la única manera, insisto, con una fórmula inventada por el gobierno socialista de Miguel Sebastián, es “todo lo que os recorto os lo compenso a largo plazo”.

Anpier ha encargado, con un enorme coste, un estudio a una consultora de reconocido prestigio en España, que justifica la idoneidad de este planteamiento y se les ha trasladado al Gobierno. Silencio por respuesta. Ningún contacto. Sensibilidad social cero.

■ Fueron años complicados. Usted mismo fue uno de los afectados. ¿Cómo lo recuerda?

■ Terribles, terribles, terribles. Cuando todo se venía abajo recuerdo ir corriendo de un lado para otro para refinanciar con los bancos, que aprovecharon para subir tipos, y pedir más garantías para no perder las



SOLAR FOTOVOLTAICA

instalaciones y los avales. Tremendo. De hecho, el 70% de las familias fotovoltaicas sigue teniendo préstamo pendiente de las inversiones realizadas en el año 2008.

Y ahora hay un miedo social porque se conoce socialmente este atropello. Hay miedo a todo lo que implique que el gobierno te pida un esfuerzo para luego retirarlo. Hay un miedo absoluto a las renovables socialmente en nuestro país. Eso es lo que han conseguido. Siguen pidiendo que la población mire hacia las renovables como una oportunidad, pero no resuelven el principal problema que fue el atropello que hicieron al inicio con las renovables. Si resolvieran esta cuestión, desde luego que nuestro país comenzaría un camino decidido hacia las renovables y hacia la sostenibilidad.

Porque por mucho que se conecten nuevos parques solares al mercado por fondos de inversión, por grandes compañías eléctricas, si esa energía no se consume, nuestro país no va a avanzar. De hecho, estamos viendo precios cero porque hay mucha más oferta de energía renovable que demanda por parte de la población.

■ Una situación, la de los precios cero y negativos, preocupante...

Hay unos precios bajísimos en el mercado. Hay una sobreoferta muy grande. Y hay una falta de consumo bestial. Y con esta situación no hay señales de precio para que un inversor nuevo se anime porque no sabes si vas a recuperar siquiera mínimamente la inversión que realizas en 20 o 30 años con estas señales de precio. Eso es una parte que realmente no daña directamente al Recore, a los productores originarios, pero sí indirectamente porque una parte de nuestra factura, del rango del 20%, la recibimos del precio del mercado eléctrico, que está muy bajo y nos está causando una tensión de tesorería a mayores.

■ ¿Y dónde está la solución?

La solución, si tiene solución, yo creo que pasa por poner orden. Ha habido un desorden mayúsculo en la gestión del Ministerio en la implantación de las energías renovables. Estamos viendo como hay una sobreoferta y una baja demanda que hace que el precio, ya estamos viendo, sea con horas negativas y horas a cero, y cuando levanta, levanta muy poco. Eso es consecuencia de una mala planificación.

Pero no es lo mismo para el resto de tecnologías. Cuando llegamos a casa el precio se dispara. Ya no hay sol. ¿Quién entra? El gas. ¿Quién lo tiene? Las grandes compañías eléctricas como Iberdrola, Naturgy o Endesa. Y los ciclos combinados o nucleares, también de Iberdrola o Endesa. Entonces, ellos han obtenido una buena señal de precio en horas que no son las solares.

Yo creo que una moratoria de más generación sería deseable, sería aconsejable,

es decir, que no pierdan los avales aquellos promotores que ya tienen los puntos de evacuación autorizados, a cambio de que no construya, de momento, más energía de origen renovable hasta que no veamos si nuestro país incrementa su demanda. O hasta no ver si se van cerrando centrales contaminantes o potencialmente peligrosas para dar cabida solo a renovables. Porque si no es absolutamente insostenible la situación con estos precios que actualmente tiene el mercado para los promotores renovables, para los promotores fotovoltaicos. A quien realmente le está afectando es al promotor de energía renovable que lo está dejando francamente al borde de la quiebra.

■ ¿Y el autoconsumo?

Debemos ir pensando que el autoconsumo no necesita más ayudas y más subvenciones públicas. El autoconsumo tiene dos beneficios y es que desde el día que la conectas tienes un ahorro en los costes energéticos del hogar y de la empresa, y además tiene unos precios de construcción muy baratos como consecuencia de las primeras inversiones que se hicieron hace ya más de 15 años. No veo que sea necesaria la tercera para y además una ayuda directa.

Yo considero que ha llegado el momento de derivar todas esas ayudas que vienen de Europa o del Estado Central y de las comunidades autónomas, a la electrificación de la economía, a la electrificación de hogares y empresas para que cambien todo a eléctrico. Te hablo desde el termo para el agua caliente, que mucha gente lo sigue teniendo a butano, te hablo de la placa para cocinar que mucha gente lo sigue teniendo a gas. Te hablo incluso de la calefacción, frío y calor de la casa, que mucha gente lo sigue teniendo a gas o a petróleo. Sustituir todo a eléctrico con ayudas.

Porque si no electrificamos, si no incrementamos la demanda de energía eléctrica, no tiene sentido seguir construyendo masivamente nuevas plantas fotovoltaicas ni renovables. Tiene que incrementarse el consumo y las ayudas se tienen que destinar a sustituir los consumos que están a gas o a petróleo por eléctricos, para que esa electricidad sea renovable. Y que a los renovables se les pague un precio digno por producir energía limpia.

■ Entonces, ¿cuál es el balance que hace de la transición energética en España en estos años?

Positivo desde el punto de vista ético y moral. Absolutamente positivo. Nos quedamos con que hemos conseguido dos grandes hitos. Un cambio cambio de modelo energético en nuestro país hacia lo renovable, y además social y distribuido. Y una ayuda hacia la transición ecológica sostenible en la generación. Hemos ayudado además a tener un país más limpio, más sostenible, y comprometido con las generaciones futuras. Solo con esos parámetros me quedo absolutamente satisfecho.

Lo positivo frena, matiza, y compensa con lo negativo. A esto le seguiremos aplicando nuestra receta que es lucha y reclamación por obtener una justa compensación. Hasta el último día vamos a seguir exigiendo esa justa compensación. No cesaremos, es el único objetivo que tiene Anpier. ■

LA REFORMA ELÉCTRICA DEL GOBIERNO ENTERRA AL SECTOR FOTOVOLTAICO.

ENTRE TODOS, PODEMOS PONER FRENO A ESTA INJUSTICIA

NO SABÍAMOS QUE NUESTRO VOTO SE CONVERTIRÍA EN UN ARMA CONTRA NOSOTROS

ENTRE TODOS, PODEMOS PONER FRENO A ESTA INJUSTICIA.

Las 42.000 familias españolas que impulsaron por el propio Estado mantienen los ahorros de toda una vida en el desarrollo y promoción de las energías renovables y se quedan estremecidos su espíritu de lucha y no descuidarán en pie hasta encontrar justicia en este Gobierno o en el siguiente, en la justicia española o en la Europea.

Nota: Los renovables no son causantes del déficit de electricidad que sufren los españoles, en el Dictamen del Consejo sobre el Programa de Acción de la Unión Europea para 2012-2013, la Comisión Europea sentencia: "Una competencia europea entre el sector eléctrico ha contribuido, al menos en parte, a la constitución del déficit de electricidad, que es una compensación excesiva de algunas infraestructuras, tales como centrales nucleares y grandes centrales hidroeléctricas, ya amortizadas".

En 2011 muchos de los productores fotovoltaicos les votaron y el Partido Popular llegó al poder. Nos habían prometido seguridad jurídica en sus discursos e intervenciones parlamentarias, pero nos engañaron. Muy pronto nos dimos cuenta de que preferían mantener un sistema energético que resulta favorable al oligopolio eléctrico a costa de la seguridad jurídica, el medio ambiente y el bienestar social.

* Comisión Europea (30/05/2012). Informe SWD (2012) 310 final. Véase página 26, sobre causa del déficit de tarifa.

Movilización ciudadana sábado 21 de junio a las 12 h en Madrid: Seguridad Jurídica y la Honradez.

ENTRE A NUESTRO FACEBOOK Y TWITTER
Anpier @ANPIER_Asoc www.anpier.org

anpier Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica

Campañas de Anpier de 2014 y 2015

LOS ÚNICOS PROYECTOS SOLARES HECHOS A TU MEDIDA

Proyectos solares financiables.

Como líder mundial en soluciones de medición solar llave en mano, NRG Systems te proporciona los datos que necesitas para triunfar.

NUESTRA SOLUCIÓN INCLUYE:

- FLARE, como una solución acorde a los estándares actuales.
- Gestión integral del proyecto.
- Logística internacional.
- Instalación completa y puesta en marcha.
- Soporte técnico y rápida respuesta a requerimientos en planta.
- Servicios de monitorización de datos y garantía de calidad.



NRGSystems®

nrgsystems.com

Eclipse solar en Europa

Este es el nublado panorama de la industria fotovoltaica europea, sector incluido en el Pacto Industrial Limpio de la UE, un plan que pretende que el 40% de las necesidades anuales de despliegue renovable para 2030 sea 'Made in EU'. Mucho tendrá que cambiar la cosa en la vieja Europa para alcanzar tal objetivo, ya que los fabricantes europeos viven una suerte de eclipse solar total, solo que, en vez de la Luna, el astro que proyecta su sombra sobre la industria fotovoltaica comunitaria no es otro que el gigante asiático: China.

Manuel Moncada

Los paneles fotovoltaicos europeos no son rival para los que vienen de extremo oriente a precios de derribo, por lo que muchas fábricas han tenido que cesar su producción. Lo cierto es que hay diferencia de precio entre el producto europeo y el asiático, bastante diferencia, de hecho.

Esa es la gran ventaja del producto asiático. En cambio, el producto europeo suele ofrecer más garantías de calidad a largo plazo. Depende del instalador ponderar en qué medida valora dar un servicio con mayor durabilidad o más competitivo en precio, en base a las preferencias de los clientes finales. Por lo general, como el estándar es que los módulos e inversores tengan una durabilidad bastante elevada, los clientes finales tienden a decidir basándose en el precio.

Así las cosas, los fabricantes europeos están viviendo una ola de quiebras y cierres de factorías que enmarcan la cruda realidad del sector en 2024: la capacidad de producción anual de módulos fotovoltaicos en el Viejo Continente queda totalmente eclipsada por la competencia con los módulos importados de China, país que con 1.200 gigavatios (GW) de capacidad de fabricación concentra más del 85% de la cuota de mercado.

Fabricación de paneles en la UE

Lo cierto es que, actualmente, casi no se fabrican paneles en la UE. De hecho, los expertos consultados por *Energías Renovables* consideran difícil llegar a un número en concreto. A lo que nos podemos agarrar es que la capacidad de fabricación de módulos solares fotovoltaicos en la Europa de 2024 se estimó en, aproximadamente, 20 GW al año, según fuentes de UNEF consultadas por Energía Renovables.

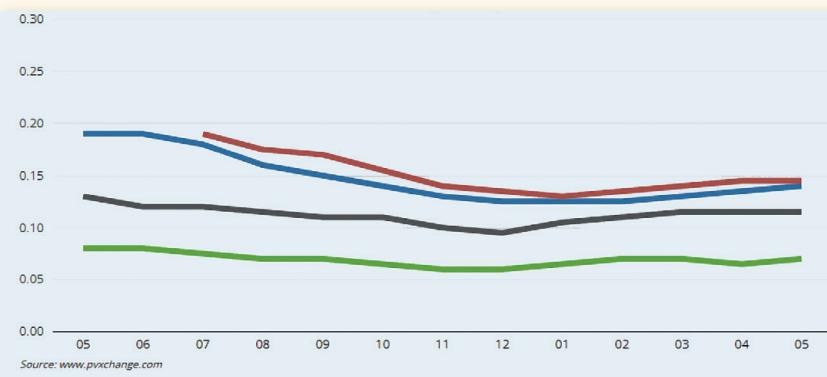
Esta cifra representa la capacidad máxima de producción anual de los fabricantes europeos, no el número real de módulos producidos, ya que la mayoría de fábricas, como se ha comentado, están paradas o han cerrado.

En realidad, el volumen de producción actual es muy inferior debido a factores como la competencia de los módulos importados, especialmente de China. Además, también afecta la dinámica de la demanda de un mercado en el que, si bien se han instalado más

GW de fotovoltaica que en años anteriores (65,5 GW en 2024 frente a los 62,8 GW de 2023) el incremento es menor que en años previos, (solo un incremento del 4% entre 2023 y 2024, contra un aumento del 53% entre 2022 y 2023).

Frente al anquilosamiento del sector fotovoltaico europeo, China saca músculo: el país asiático tiene una capacidad de fabricación de más de 1.200 GW, el doble que la demanda de paneles en el mismo año (2024). Es decir,

Evolución mensual del precio de los módulos solares entre mayo de 2024 y mayo de 2025 en el mercado europeo



Tendencia de los precios en 2025

Module class	€/Wp	Trend since April 2025	Trend since January 2025	Description
Crystalline modules				
High Efficiency	0.14	+ 3.7 %	+ 12.0 %	Módulos fotovoltaicos con células HJT monofaciales o bifaciales, tipo N/TOPcon o xBC (contacto posterior) y sus combinaciones, con eficiencias superiores al 22,5 %.
Full Black	0.145	0.0 %	+ 11.5 %	Módulos fotovoltaicos con células HJT monofaciales o bifaciales, tipo N, tipo P o xBC (contacto posterior) y sus combinaciones, con eficiencias de hasta el 22,5 %.
Mainstream	0.115	0.0 %	+ 9.5 %	Módulos fotovoltaicos con células HJT monofaciales o bifaciales, tipo N/TOPcon o xBC (contacto posterior) y sus combinaciones, con eficiencias de hasta el 22,5 %.
Low Cost	0.07	+ 7.7 %	+ 7.7 %	Productos usados o de bajo rendimiento, con garantía limitada o nula, que podrían no ser financierables en algunos casos

Source: www.pvpxchange.com

la mitad de esta capacidad de fabricación está vacante, ya que China instaló 680 GW fotovoltaicos en 2024. Esto supone una cuota de mercado de más del 85%.

■ Precios de los paneles en el mercado europeo

Para dar a conocer el precio de los paneles solares en la UE, la plataforma pvXchange publica mensualmente un índice actualizado sobre la evolución de los precios mayoristas de los módulos solares. Según los datos de pvXchange, el coste depende de la tecnología y eficiencia de los mismos y, ahora mismo, oscila entre los 0,07 €/Wp de los módulos lowcost y los 0,145 €/Wp de los paneles totalmente negros o *Full Black*.

En medio quedan los paneles de alta eficiencia (superior al 22,5 %) y los conocidos como *Mainstream*, aquellos que se fabrican y utilizan de forma masiva, módulos que en mayo de 2025 estaban a 0,135 €/Wp y 0,115 €/Wp, respectivamente.

Cabe destacar que los precios de los cuatro tipos de paneles han experimentado un aumento en los primeros cinco meses del año, ya que los módulos de alta eficiencia han subido un 12%, los *Full Black* un +11,5%, los denominados *Mainstream* un +9,5% y los Lowcost un +7,7%.

Como se ha comentado, hay mucha diferencia de precio entre el producto europeo y el asiático. Frente a los precios de derribo de Asia, el producto europeo suele ofrecer más garantías de calidad a largo plazo, por lo que depende del instalador ponderar en qué medida valora dar un servicio con mayor durabilidad o más competitivo en precio. Y la moneda suele caer del lado del precio.

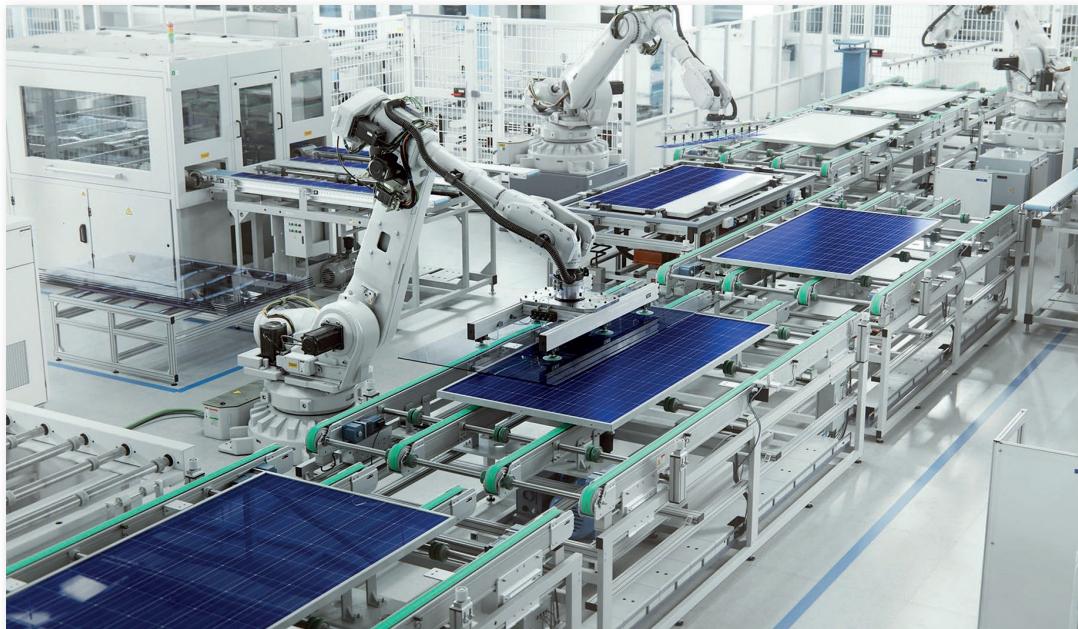
■ Made in China VS Made in UE

Aún así, las preferencias son diversas, ya que hay clientes que consideran que el producto europeo les asegura una mayor calidad y por eso se gastan más dinero en componentes fabricados en territorio comunitario. Pero los productos que vienen de China también tienen buenas garantías y suelen resultar más competitivos en precio.

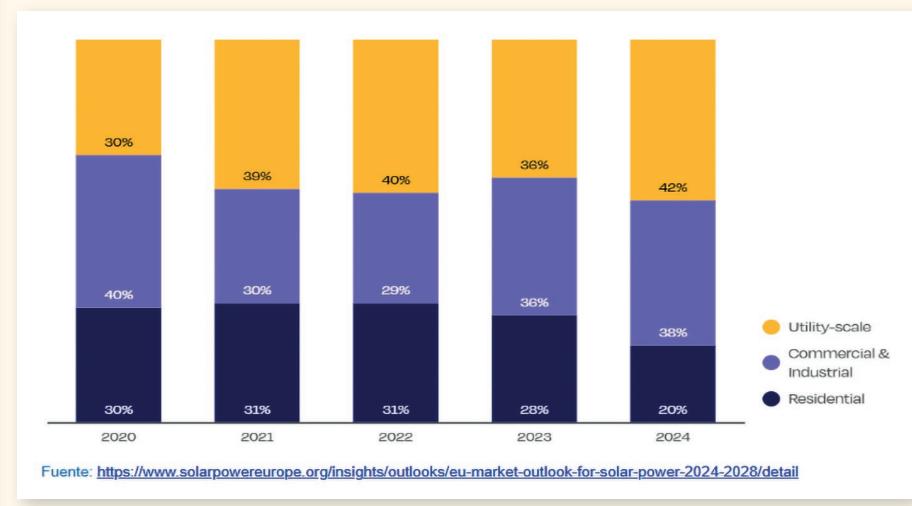
Sin embargo, en electrónica de potencia, las empresas españolas, como Ingeteam y PowerElectronics, suelen competir mejor en mercados con códigos de red más restrictivos que en España -donde es más fácil cumplir con los requerimientos del código de red nacional-, como Australia, Reino Unido o EE.UU.

■ Paneles para autoconsumo VS paneles para megaplantas

Uno podría preguntarse si hay alguna diferencia entre las placas solares que van para autoconsumo y las que van a megaparques,



Segmentación anual de energía solar fotovoltaica en la UE27 (2020-2024)



pero la verdad es que no hay una gran diferencia. A veces incluso son las mismas.

Por lo general, en autoconsumo, debido a la limitación de espacio se opta por placas más pequeñas que se adaptan mejor a las restricciones geométricas del tejado (chimeneas, sombras etc), además, también se suele optar por módulos que tienen una eficiencia más alta (que ahora está llegando a más del 24,5%).

En España las que tiran del carro son las instalaciones grandes en suelo, que han tenido una cuota de mercado mayor y parece que esta tendencia se mantendrá durante los próximos años a no ser de que se incentive mucho el autoconsumo a través de una reforma de la regulación y la estructura de peajes.

Sin embargo, en Europa siempre ha habido un mayor peso de las instalaciones de

autoconsumo, tanto residencial como comercial e industrial. Pero esta tendencia europea está cambiando y cada vez tienen más cuota de mercado las instalaciones grandes en suelo, conocidas como 'utility scale'.

■ Recetas para la reactivación de la industria fotovoltaica europea

Los expertos consultados por Energías Renovables consideran que se podría reactivar la industria europea de fabricación de paneles solares con subvenciones a la producción europea de módulos para disponer de una 'reserva estratégica' de capacidades productivas de paneles fotovoltaicos.

Para defenderse de la estrategia china, además de las subvenciones a la fabricación local, el I+D+i también puede jugar un papel importante para que Europa recupere su

SOLAR FOTOVOLTAICA

protagonismo en la fabricación de paneles.

Por ejemplo, la empresa Oxford PV está desarrollando paneles más eficientes, (paneles tándem de Silicio+Perovskita) que resultan muy prometedores por tener eficiencias bastante más altas a las de los paneles comerciales. Por el momento comercializan otros paneles tándem con eficiencias similares a las de los módulos de silicio que encontramos en el mercado (24,5%)

■ Radiografía de la industria fotovoltaica europea

Sinovoltaics, una empresa con sede en Hong Kong que se dedica a supervisar el cumplimiento técnico y la calidad de los equipos de energía solar fotovoltaica, acaba de publicar su Mapa de la Cadena de Suministro Solar de Europa, el Mediterráneo y Turquía, un documento que dibuja un panorama complejo para la fabricación de energía solar en la región en 2025, especialmente debido a las quiebras que han sacudido el mercado de la UE. En este contexto de incertidumbre, las oportunidades de la industria fotovoltaica comunitaria están más alineadas que nunca con el Pacto Industrial Limpio propuesto por la Comisión Europea, una hoja de ruta que debería ayudar a revitalizar la fabricación renovable en Europa (incluidos módulos fotovoltaicos, baterías y bombas de calor) para hacer frente a la competencia china.

Para tomarle el pulso al sector, Sinovoltaics edita cada cuatro meses mapas específicos que recogen el estado de la cadena de suministro solar de las distintas regiones del planeta, desde Norteamérica y Europa, pasando por el Sudeste Asiático y la India. Todo ello contando con la información aportada por los planes publicados de los distintos fabricantes que operan en cada región.

Pues bien, el estudio (que incluye datos de 125 fábricas repartidas por los países europeos, Rusia, Turquía, Kazajstán y Egipto) destaca que, actualmente, Europa, el Mediterráneo y Turquía tienen una capacidad combinada de producción de módulos fotovoltaicos de 21 GW y aspiran a alcanzar los 70 GW aproximadamente para 2030, con la mayor parte del centro de fabricación de la región ubicada en Turquía.

En cuanto a las células, la capacidad nominal combinada actual de fabricación es de 3,2 GW, pero podría alcanzar los 55 GW para 2030. Este aumento de la producción de células coincide con el crecimiento previsto para la fabricación de lingotes desde los 1,5 GW actuales a los 24 GW para 2030, junto con 126.700 toneladas métricas de silicio de grado metalúrgico (MGS), según los autores del informe.

El MGS es un material producido a partir de cuarzo de alta calidad que se refina para obtener polisilicio de alta pureza destinado a

la cadena de suministro de energía solar. El polisilicio se funde para generar lingotes de silicio monocristalino, que se cortan en finas obleas de silicio.

■ Fabricación de módulos en la UE

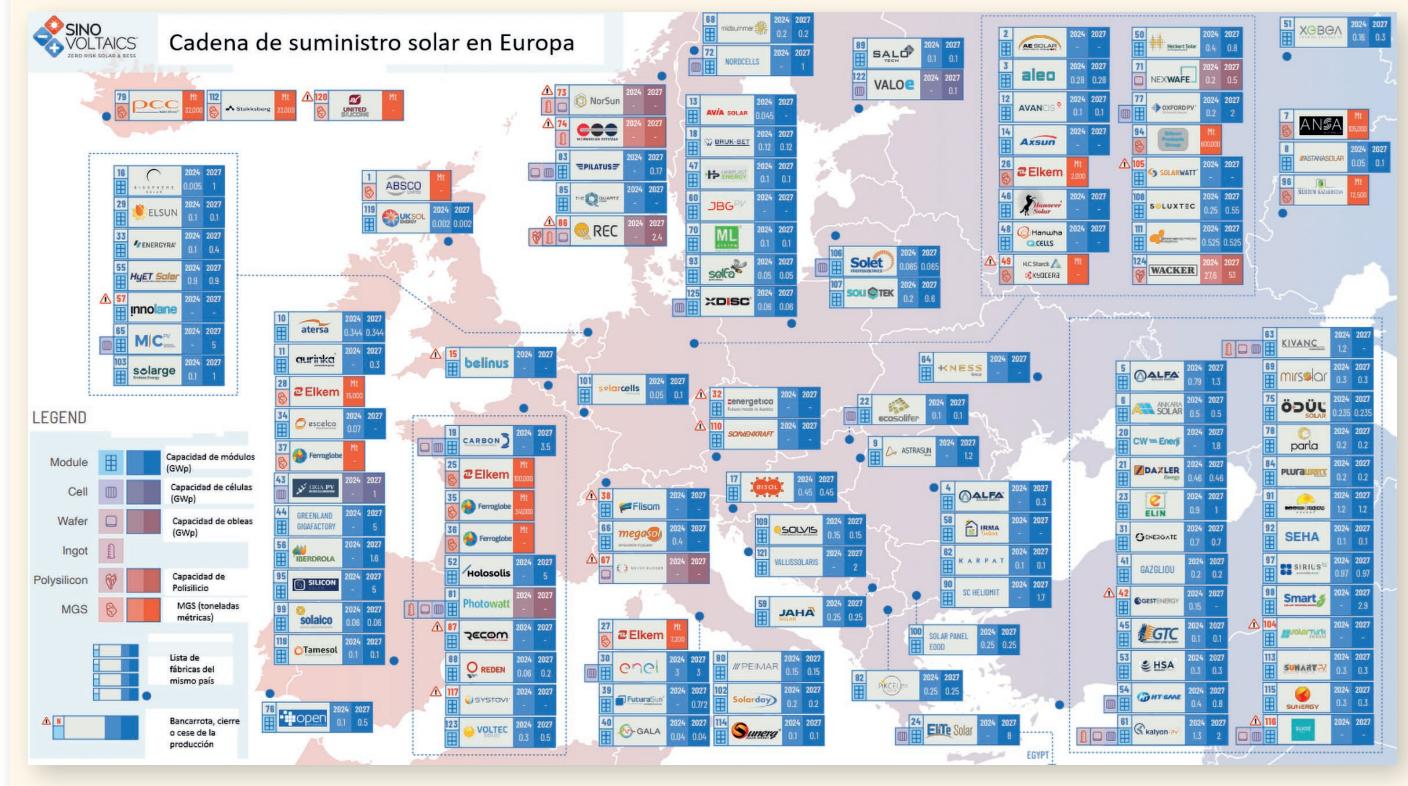
Como se comentaba al principio, si bien el Pacto Industrial Limpio de la Unión Europea promete impulsar la producción nacional de energía fotovoltaica, la región se enfrenta actualmente a una ola de quiebras y cierres de fábricas, por lo que aún se necesitarán más medidas de apoyo para la industria fotovoltaica europea.

Y es que fabricantes de paneles con una larga trayectoria como las francesas EDF -que decidió cerrar Photowatt-, Systovi, Recom Sillia y Maxeon han cesado sus operaciones en el país vecino. Además, la alemana Solarwatt también decidió cerrar su planta de fabricación en Dresde; la austriaca Energetica se declaró en concurso de acreedores; Innolane entró en quiebra en los Países Bajos; y la belga Belinus abandonó la fabricación europea a pesar de haber anunciado previamente 5 GW de producción en Bélgica y Georgia.

■ Producción de células fotovoltaicas y lingotes

La cosa no anda mucho mejor en lo que se refiere a la fabricación de células, ya que la germana Meyer Burger mantiene su planta de

Evolución mensual del precio de los módulos solares entre mayo de 2024 y mayo de 2025 en el mercado europeo



producción de células de 500 MW en Suiza, a pesar de haber suspendido la producción de módulos.

La escandinava Norwegian Crystal se declaró en quiebra en agosto de 2023, una situación crítica en la que también se vio envuelta NorSun, que interrumpió la producción en Noruega junto con REC, abandonando su fábrica de polisilicio en Noruega en 2023.

Sin embargo, el informe de Sinovoltaics detalla que también han aparecido nuevos fabricantes en el mapa, algunos fuera de la zona euro. Entre ellos la turca Kivanc Solar, con planes para producir 1,2 GW de módulos y 5 GW de células; SC Heliomat, que aspira a 1,5 GW en Rumanía; el proyecto de 8 GW de Elite Solar en Egipto; y la también turca Sunart PV Enerji, que aporta 300 MW de nueva capacidad.

Dricus de Rooij, director ejecutivo de Sinovoltaics: "Este panorama está obligando a inversores y promotores a reevaluar la selección de proveedores y la solvencia financiera con más rigor que nunca. Observamos que la capacidad por sí sola ya no garantiza la resiliencia. La transparencia y la verificación del rendimiento de la producción son igualmente cruciales".

Fabricantes españoles

El estudio de Sinovoltaics, que agrupa a los fabricantes por países, destaca a cuatro empresas españolas o que, al menos, fabrican productos fotovoltaicos en nuestro país. Se trata de Atersa Group, Aurinka, Elkem y Escelco.

El fabricante nacional más destacado en el Mapa de la Cadena de Suministro Solar de Europa es Atersa Group, una empresa española filial de Grupo Elecnor especializada en energía solar fotovoltaica. Atersa desarrolla,

fabrica y comercializa paneles fotovoltaicos y cuenta con fábricas y oficinas en Valencia y Madrid. Su factoría en Almusafes (Comunidad Valenciana) cuenta con más de 20.000 metros cuadrados y una capacidad de producción de hasta 344 MW.

En segunda posición entre las empresas nacionales figura Aurinka, una empresa española pero que fabrica principalmente en Kazajistán y que tiene una capacidad de producción de 300 MW, según el análisis de Sinovoltaics. Aunque fabrica en Asia Central, esta empresa también ha impulsado una planta de purificación de silicio y otra de reciclado de módulos fotovoltaicos (ambas en Puerto-llanos, Ciudad Real) así como una Planta de producción de módulos fotovoltaicos situada en Madrid, con una capacidad de 75 MW para el cliente ILB Helios Spain.

La tercera compañía con "marca España" del listado de Sinovoltaics es Elkem, una empresa noruega especializada en la fabricación de productos de silicio, que cuenta con una planta de producción de silicio en Santa Perpètua de Mogoda, Barcelona. Este complejo fabril, Elkem Siliconas España S.A., es parte de la división Elkem Silicones es capaz de entregas 15.000 toneladas métricas de silicio metálico (MGS).

El Mapa de la Cadena de Suministro Solar de Europa destaca en cuarta posición a Escelco, una empresa española especializada en la fabricación de módulos fotovoltaicos de alta eficiencia. La factoría de Escelco, ubicada en el Polígono Industrial de Bembibre, en la comarca leonesa de El Bierzo, cuenta con una de las salas blancas más grandes de Europa, donde se lleva a cabo todo el proceso de producción de los módulos. En concreto, Sinovoltaics cifra en 70 MW la capacidad de producción de paneles de la compañía.

■ Planes para reactivar la fabricación en la UE

Para tratar de revertir esta situación, la Unión Europea ha introducido cambios normativos que afectan a la Ley de Industria Net-Zero -la norma que pretende ayudar a Europa a producir, al menos, el 40% de sus necesidades anuales de tecnologías estratégicas- con el objetivo de apoyar la fabricación de sistemas fotovoltaicos en suelo comunitario, unos cambios que deberán ser implementados por los Estados miembros a partir de 2026.

Según la Comisión Europea, "estas normas aclaran qué proyectos de fabricación pueden beneficiarse de disposiciones específicas de la Ley, como las relativas a permisos, estatus estratégico de proyecto y criterios no relacionados con el precio".

Para la Comisión, estos criterios no relacionados con el precio para las subastas de energías renovables en los Estados miembros de la UE incluyen aspectos como "la conducta empresarial responsable, la ciberseguridad y las contribuciones a la sostenibilidad y la resiliencia". Estas normas entrarán en vigor a finales de 2025 y deberán aplicarse al menos al 30 % del volumen de las subastas, aproximadamente 6 GW al año por país.

"Esta medida se adopta tras la publicación de la Ley de la Industria Net-Zero en junio de 2024 y su consulta pública en febrero de este año", explicó la asociación comercial Solar-Power Europe. Ahora corresponde a los Estados miembros implementarla a partir de 2026.

"Esperamos ver las primeras subastas bajo la Ley en 2026 y animamos a los Estados miembros a implementar eficazmente los principios de resiliencia, incluyendo primas para los paneles solares fabricados en Europa. Con los fabricantes de energía solar en peligro, no hay tiempo que perder". ■

The advertisement features a large background image of solar panels under a blue sky. In the foreground, there's a yellow banner with the text "ORDUÑA" and "Elige experiencia, elige compromiso" followed by a large, bold "Elige Orduña". To the right, a smartphone displays the Orduña website, showing various product categories and images of solar panels. A black callout box contains the slogan "Tu confianza nos da energía".

SUNGROW
Clean power for all

BYD

SMA

DMEGC SOLAR

victron energy
BLUE POWER

CanadianSolar **GOODWE**

ELECTRIFYING FUTURE
BeePlanet factory

Gewe

CEGASA

VAN DER VALK
SOLAR SYSTEMS

Ingeteam **LONGI**

LANDATU



SUNFER

Renusol
Europe GmbH

LORENTZ



info@suministrosorduna.com
suministrosorduna.com



E N T R E V I S T A

Daniel Garrido

Director Internacional y de Energías Renovables de Eiffage Energía Sistemas

“Muchos desarrollos fotovoltaicos integran ahora baterías como solución hibridada para mejorar la estabilidad de red”

Desde que Eiffage Energía Sistemas se adentró en la segunda fase del desarrollo renovable en 2016, su evolución ha sido meteórica. De unos 25 millones de euros en facturación anual ha pasado a superar los 350 millones. Actualmente ejecuta más de 1.200 MW anuales, lo que la posiciona como la primera especialista fotovoltaica de Europa y la tercera del mundo (exceptuando China), según el ranking de Wikisolar, referente en información sobre plantas a escala utility. Con presencia internacional creciente, tecnología de vanguardia y una estrategia clara de integración y sostenibilidad, Eiffage Energía Sistemas se consolida como un actor clave en la transición energética global. De todo ello hemos hablado con Daniel Garrido. Así es la fotovoltaica con sello Eiffage.

Luis Merino

■ Eiffage Energía Sistemas ha remodelado su departamento de energías renovables. ¿Cuál es la composición actual?

■ En un contexto de fuerte crecimiento y diversificación, Eiffage Energía Sistemas ha reestructurado su departamento de energías re-

novables para adaptarse a las nuevas exigencias del mercado y optimizar sus capacidades técnicas y operativas. La división se estructura en tres grandes áreas: un departamento técnico, otro centrado en solar fotovoltaica y un tercero especializado en energía eólica.



A nivel geográfico, el grueso del equipo de ingeniería y personal técnico se encuentra en Albacete, que sigue siendo el epicentro operativo de la compañía. En Madrid se sitúa el equipo de compras para renovables, mientras que también existen sedes satélites en Avilés (Asturias), Sevilla y, desde este año, una nueva delegación en Murcia, compartida con profesionales de Alta Tensión y Operación y Mantenimiento.

La dimensión humana del área es notable: 6 jefes de grupo más de 15 Project managers, y unos 20 jefes de Obra. A esto se suman más de 30 jefes de producción especializados en obra civil, eléctrica y mecánica; más de 45 supervisores en diferentes disciplinas y más de 25 personas entre logística y administración.

En lo que respecta a áreas transversales, el departamento cuenta más de 50 profesionales dedicados exclusivamente a calidad y medio ambiente más de 60 operarios en el área de montaje mecánico. Este último equipo dispone de más de 20 hincadoras en propiedad, con tres más en fase de adquisición.

La estructura se completa con más de 50 técnicos dedicados a ingeniería, puesta en marcha, postventa, sistemas SCADA y CCTV.

■ ¿Qué proyectos están en marcha en estos momentos en España y de qué cifras de negocio estamos hablando?

Actualmente, Eiffage Energía Sistemas (EES) está ejecutando un amplio abanico de proyectos fotovoltaicos de gran escala en diversas regiones de España. En Sevilla, por ejemplo, se están desarrollando las plantas Pizana y Casilla, ambas para InfraRed y con una potencia total de 100 MW en formato EPC. En Córdoba ha comenzado la construcción de dos instalaciones emblemáticas para Everwood: la planta de Cabra (250 MW) y la de Olivar (50 MW), sumando un total de 300 MW.

En Cuenca, se han finalizado las plantas Betierra y Covatillas, con una potencia total de 300 MW.

En Zaragoza se avanza en un proyecto de 100 MW en formato EPC, mientras que en Salamanca se desarrolla una de las actuaciones más ambiciosas del momento: una planta de más de 300 MW para una de las principales eléctricas del país. En Sevilla se están construyendo unos 380 MW en 3 proyectos.

EES participa en la región de Murcia de la construcción de la planta como en la línea de evacuación, que incluyó dos subestaciones (Lorca y Totana) para un total de 320 MW, que incluye un tramo subterráneo de 20 km y otro aéreo de 60 km. Siendo ejecutado la totalidad del proyecto en un plazo de ejecución de ocho meses.

En cifras, Eiffage Energía Sistemas en el área de energías renovables superó en 2024 un volumen de negocio de 360 millones de euros.

■ ¿Cómo están evolucionando algunos proyectos significativos, como las plantas fotovoltaicas de Cabra (250 MW) y Olivar (50 MW) en Montemayor, Córdoba?

En el caso de Cabra, ya se han completado los accesos a la planta, incluida la señalización vertical y horizontal y el asfaltado. Actualmente, se está desarrollando la ingeniería de detalle, la contratación de los paquetes críticos y la adquisición de materiales como trackers,

A la izquierda, imagen de los trabajos desarrollados por Eiffage Energía Sistemas en la planta fotovoltaica de Almendralejo (Badajoz), de Acciona Energía. La planta cuenta con un sistema de almacenamiento con baterías (BESS) y ya ha sido entregada



En cifras, Eiffage Energía Sistemas en el área de energías renovables superó en 2024 un volumen de negocio de 360 millones de euros

módulos y cableado. Se avanza simultáneamente en la planificación del movimiento de tierras y la ejecución de las obras eléctricas.

Otro de los proyectos clave es el que se está construyendo en Salamanca, con una potencia de más de 315 MW para una de las grandes compañías eléctricas del país. Su principal complejidad ha sido la combinación de un plazo de ejecución muy ajustado (alrededor de 10 meses) con especificaciones técnicas superiores a lo habitual. Durante el pico de trabajo en este proyecto, han estado involucradas alrededor de 750 personas en las distintas fases de ejecución.

■ ¿Cuáles son las previsiones en construcción fotovoltaica para este 2025 en España y a nivel global?

En 2025, el objetivo del departamento de renovables es alcanzar la ejecución de 1.200 MW a nivel global. De ese total, el 70% corresponderá a proyectos en la Península Ibérica, y el 30% restante

SOLAR FOTOVOLTAICA



se distribuirá entre Colombia, Italia, Alemania y otros países donde Eiffage Energía Sistemas está en proceso de expansión internacional.

■ **Eiffage Energía Sistemas también está apostando fuerte por los proyectos de almacenamiento con baterías (BESS) como los que ejecuta en Almendralejo para Acciona Energía y otros en Castilla-La Mancha y Andalucía. ¿Cómo marchan?**

■ El proyecto de Almendralejo (Badajoz) para Acciona Energía ha sido ejecutado en tres meses y ya ha sido entregado. Consistía en un BOP (*Balance of Plant*) que incluía la ejecución de cimentaciones, obra eléctrica, excavaciones, relleno con material seleccionado, aportes de geotextil, mallas y la cimentación específica para las baterías.

Actualmente, EES está involucrada en cuatro nuevos proyectos BESS en las comunidades de Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha. En todos los casos, se trata de instalaciones asociadas a plantas fotovoltaicas previamente construidas por la compañía, lo que refuerza el modelo de solución integral del grupo.

Se trata de un nicho de mercado con gran potencial. Ya no solo se instalan baterías en plantas existentes, sino que los nuevos desarrollos las integran desde el inicio como solución hibridada para mejorar la estabilidad de red.

■ **A nivel internacional, la compañía sigue expandiéndose en Europa y en Latinoamérica. ¿Qué están haciendo en países como Italia, Alemania, Portugal o Colombia?**

■ En Portugal, EES está presente desde 2008, pero es a partir de 2022 cuando intensifica su actividad en el país. Con proyectos como la PSFV Paderne (Algarve) para Next Energy, o el de Palmela en 2024, cerca de Lisboa. Recientemente ha finalizado tres nuevos proyectos: Mafra, Vale da Pedra y Vendas Novas 2 para Total Energies.

En Italia, EES tiene contratados dos proyectos (74 MW y 37 MW) y se estudia la incorporación de un tercero de unos 100 MW. En Alemania, se está comenzando la implantación con dos subestaciones en fase de ingeniería. En Colombia, donde la empresa opera

desde hace dos años y medio, se están desarrollando dos proyectos clave: con una potencia de 200 MW y 142 MW respectivamente.

En todos estos países además de la construcción también se encarga de la operación y mantenimiento de las plantas.

■ **En muchos de esos países también han abierto líneas de negocio en operación y mantenimiento.**

■ Así es. Todos los proyectos que se están construyendo en modalidad EPC incluyen los servicios de operación y mantenimiento, tanto en España como a nivel internacional. Teniendo actualmente en operación y mantenimiento mas de 6 GW en España y 600 MW a nivel internacional en países como México, Colombia, Portugal e Italia,

Las dos fotos superiores son de la planta de Paderne, en el Algarve portugués, ejecutadas para Next Energy. Eiffage Energía Sistemas está presente en Portugal desde 2008, pero a partir de 2022 ha intensificado su actividad en el país. Debajo, a la izquierda, planta de Betierra, en la provincia de Cuenca, con 150 MW de potencia. Fue inaugurada oficialmente a finales del pasado año. Debajo, a la derecha, dos operarias de EES en la planta de Belinchón, también en Cuenca



entre las ya iniciadas las tareas de operación y mantenimiento y las que van a entrar en breve en dicha fase.

■ Aunque llevamos años hablando de los beneficios de las hibridaciones entre distintas tecnologías renovables, lo cierto es que el apagón del 28 de abril ha puesto sobre la mesa la necesidad de acelerar estos proyectos. ¿Qué está haciendo Eiffage Energía Sistemas en ese sentido?

■ La compañía está adoptando un enfoque proactivo para acelerar la implementación de sistemas de almacenamiento. En plantas ya ejecutadas, se están instalando baterías con nuevos sistemas constructivos que permiten reducir los tiempos de instalación. Se han propuesto soluciones innovadoras como el uso de elementos prefabricados y procesos de montaje industrializados para agilizar los plazos.

Además, en los nuevos proyectos, cada vez es más frecuente que los clientes soliciten plantas híbridas desde el primer momento, con sistemas de almacenamiento integrados que garanticen la estabilidad y disponibilidad de la energía vertida a la red.

■ Hablemos de autoconsumo. ¿Cómo avanza el proyecto de las 7 plantas fotovoltaicas para la Comunidad de Regantes Príncipe de España en Albacete?

■ Este proyecto, promovido por Seiasa, se encuentra actualmente en un 60% de ejecución. Ya se ha completado el vallado perimetral y



el movimiento de tierras de las siete plantas. También ha finalizado el hincado de estructuras, y se avanza en el montaje de la estructura aérea del tracker.

La recepción de los módulos está prevista para mediados de junio y se espera comenzar su instalación en julio. La obra eléctrica ya está en marcha, y se prevé que el proyecto se entregue con varios meses de antelación respecto al plazo inicial de 18 meses. El objetivo es finalizarlo en octubre.

Más información:

→ www.eiffagenergiasistemas.com



AUTOCONSUMO

¿Será 2025 el año del ascenso?

Tras el boom del autoconsumo de 2022 que disparó el número de instalaciones en España al calor de las ayudas de Bruselas, el sector ha vivido dos años de contracción en los que ha pasado de la Champions League europea a coquetear con el “infierno” de la Segunda División. Valga este símil futbolístico para ilustrar lo que se pudo percibir en el VI Congreso Nacional de Autoconsumo organizado a principios de mes por APPA Renovables en Toledo, desde donde se reclamaron medidas concretas para alcanzar unos objetivos que empiezan a alejarse. El sector quiere iniciar “una nueva era para el autoconsumo fotovoltaico” y confía en que 2025 será el año de la recuperación. El año del ascenso.

Manuel Moncada

Recapitulemos. Según recoge el *Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico de APPA*, en 2024 el sector instaló 1.431 MW de autoconsumo fotovoltaico en España, lo que supone un recorte de más de veinticinco puntos (-26,3%) con respecto a los 1.943 MW desplegados en 2023.

Esta contracción de la potencia instalada fue menor en el sector industrial (-23,4%) que la registrada en el residencial (-34,3%). En total, España cuenta a día de hoy con 8.585 MW (6.304 industriales y 2.281 residenciales). Sin embargo, desde APPA aseguran que con el ritmo actual de instalación no se alcanzarán los 19 GW marcados como objetivo en el Plan Nacional Integrado de

Energía y Clima (PNIEC).

■ VI Congreso Nacional de Autoconsumo

La sexta edición del ya emblemático encuentro organizado por APPA Renovables, que este año se ha celebrado a orillas del Tajo en la ciudad de Toledo ante más de 400 profesionales del sector, dejó una serie de mensajes, o llamadas de atención, ante la situación que afronta el sector del autoconsumo en este 2025.

Y es que, como se ha comentado, tras dos años consecutivos de reducción de la potencia anual, el ritmo instalador aleja al sector de sus metas. Entre otras cosas, el sector señala a los “retrasos administrativos y buro-

cráticos” que ralentizan una tecnología que sigue encontrando limitaciones en el acceso a la red.

Por ello, el sector demanda cambios normativos para eliminar las trabas que afectan a la tramitación de instalaciones y que siguen lastrando especialmente el desarrollo del autoconsumo compartido y las comunidades energéticas.

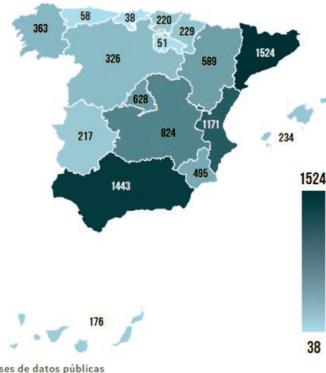
Los profesionales reclamaron también una mayor labor formativa por parte de las distintas Administraciones para demostrar la fortaleza de una forma de generación y consumo que supone importantes ahorros

Sigue en página 52...



■ Estimación potencia de autoconsumo por CCAA

CCAA	Potencia total	Porcentaje
Cataluña	1.524	18%
Andalucía	1.443	17%
Comunidad Valenciana	1.171	14%
Castilla-La Mancha	824	10%
Madrid	628	7%
Aragón	589	7%
Murcia	495	6%
Galicia	363	4%
Castilla y León	326	4%
Islas Baleares	234	3%
Navarra	229	3%
País Vasco	220	3%
Extremadura	217	3%
Islas Canarias	176	2%
Asturias	58	1%
La Rioja	51	1%
Cantabria	38	<1%



Fuente: APPA Renovables a partir de datos de CCAA y bases de datos públicas



José María González Moya

Director general de APPA Renovables

“El autoconsumo remontará con voluntad política”

El pasado 2024 fue el primer año en el que el ritmo instalador cayó por debajo de lo necesario para llegar a los objetivos establecidos por el PNIEC para la España de 2030, por lo que “ya no hay excusa, es prioritario que abordemos los cambios”, explica en entrevista a *Energías Renovables* el director general de APPA, José María González Moya, quien asegura que las medidas correctoras que necesita el autoconsumo “llegarán si la voluntad política para alcanzar los objetivos es real”.

■ El VI Congreso Nacional de Autoconsumo de APPA se ha celebrado bajo el título de “Una nueva era para el autoconsumo fotovoltaico”. ¿En qué era nos encontramos y cuál hemos dejado atrás?

■ Llevamos dos años de contracción de la potencia anual instalada, han sido años duros para el sector. Como todas las aplicaciones tecnológicas incipientes, el autoconsumo ha vivido varias etapas: una fase de crecimiento que podríamos llamar “aletargado”, cuando la regulación no es que le fuera favorable, sino que era abiertamente incompatible con el desarrollo que vimos después en los años de gran crecimiento, entre 2019 y 2022, interrumpidos por la pandemia. APPA Autoconsumo nace en 2018, con ocho empresas, y hoy contamos con más de cien socios, por lo que el balance es positivo de forma general, pero no podemos olvidar las compañías y profesionales que se han quedado por el camino.

La nueva era es la de un crecimiento más sostenible. Si el gran impulso al autoconsumo de 2022 provino de las ayudas europeas, es importante que las medidas que se establezcan en el futuro vayan más orientadas a reducción de tipos impositivos en la compra directa y exenciones fiscales. Necesitamos crecimientos orgánicos, sin sobresaltos, para evitar vaivenes. Las empresas del sector nos transmiten que esa es la situación actual.

■ **Las más de 800 horas de 2024 a precios cero o negativos, ¿qué impacto están teniendo en la inversión?**

■ El impacto es negativo, eso es indudable, pero no de la forma lógica en la que podríamos entender inicialmente el titular. En 2022, además de las ayudas europeas, contábamos con un mercado eléctrico mayorista disparado en precio. Constantemente teníamos titulares que hablaban de los récords de precios altos de la electricidad, y eso creó una sensación de urgencia por adoptar el autoconsumo.

Ahora los titulares son los precios cero o negativos, y el cliente residencial, que tradicionalmente tiene menos experiencia, piensa que si pone autoconsumo y hay precios negativos, va a tener poco menos que pagar por generar electricidad. Cuando contabilizamos términos fijos, peajes y demás cargos del recibo de la luz, vemos que ese traslado de los precios cero o negativos es muy limitado, por esos otros términos y también porque el precio puede ser cero a las dos de la tarde, pero también puede alcanzar los 150 €/MWh cinco horas después.

En línea con esto, el autoconsumo industrial no se ha reducido en estos años tanto como el residencial, porque el autoconsumidor indus-

trial tiene mayor conocimiento, mayor acceso al crédito y realiza las inversiones más a largo plazo. Todos los años calculamos el ahorro por kW instalado en el Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico, y en 2024, con los precios mayoristas bajos por esos precios cero y negativos, una instalación industrial se paga sola con los ahorros que genera en siete años, ocho años en el caso de un autoconsumo residencial. El resto de la vida útil, que puede llegar a los treinta años, genera electricidad “gratis”, inclinando la balanza de la rentabilidad.

■ **Llevamos ya dos años de caída del mercado del autoconsumo, con solo 1.431 MW nuevos en 2024, un 26,3% menos con respecto a 2023. ¿Cómo analizáis esta situación?**

■ Es una corrección del mercado tras la desaparición de la tormenta perfecta que vivimos en 2022: ayudas europeas, precios mayoristas de la electricidad disparados, fácil acceso al crédito y, algo que se mantiene ahora, que es la sencillez y fiabilidad de la tecnología.

Sí es cierto que hay que diferenciar 2023 y 2024. El primer año en el que el mercado se contrae estábamos por encima de la senda para alcanzar las metas y en 2024 estamos ya en un ritmo menor. Es necesario que pongamos medidas correctoras si la voluntad política para alcanzar los objetivos es real.

■ **¿Se podrá cumplir con el objetivo de 19 GW de autoconsumo del PNIEC?**

■ A día de hoy el autoconsumo es la tecnología que más se acerca a las cifras marcadas por el PNIEC. En general, la fotovoltaica para conexión a red, y la fotovoltaica para autoconsumo, son los dos ámbitos en los que estamos en un ritmo razonable para alcanzar las metas, por lo que está claro que es la propia tecnología fotovoltaica, por sencillez y competitividad, la que está marcando el camino. Sin embargo, es necesario que haya un equilibrio entre tecnologías, si no agravaremos el problema actual de precios cero y negativos, y si no adecuamos el ritmo instalador a la incorporación de demanda y la electrificación de los consumos, crearemos un desequilibrio tal que será muy complicado de solucionar en los próximos años.

■ **¿Hay algún motivo para pensar que el autoconsumo se reactivará a lo largo de 2025? ¿Cuál tiene mayor demanda: residencial o industrial?**

■ Tradicionalmente ha sido el autoconsumo industrial el que ha tenido mayor peso. De los 8,6 GW instalados a final de 2024, 6,3 GW era industrial (74%), y 2,3 residenciales (26%). Es una tendencia que se ha mantenido, con variaciones, estable a lo largo de los años. Hay motivos para el optimismo: la economía española está creciendo a un ritmo mayor, estamos trabajando como país para atraer o revitalizar industria... Y el autoconsumo es un aliado natural. Gracias al autoconsumo, se mejora la competitividad del resto de sectores productivos del país





AUTOCONSUMO

y esto lo debemos poner en valor, porque impulsar el autoconsumo, es impulsar la competitividad.

■ El autoconsumo colectivo está a años luz del autoconsumo individual. ¿Qué está sucediendo con el autoconsumo colectivo, tanto el de comunidades de vecinos como el industrial? ¿Cuáles son las barreras a las que se está enfrentando?

■ El autoconsumo colectivo, tanto en comunidades de vecinos como en polígonos industriales, avanza a un ritmo muy inferior al autoconsumo individual debido a barreras de muy diversa índole. A pesar de los avances normativos, los trámites administrativos siguen siendo complejos, y la coordinación con las compañías distribuidoras no es ágil, lo que dificulta la puesta en marcha de proyectos colectivos. Se está avanzando con las distribuidoras, pero aún queda camino por recorrer.

Además, nos enfrentamos a un problema común con la implantación de renovables eléctricas a gran escala. En ocasiones, las redes no están plenamente preparadas para gestionar flujos de energía compartidos entre múltiples usuarios, especialmente en zonas urbanas densas. A esto se suma una falta de incentivos específicos para el autoconsumo compartido, que lo hace menos competitivo frente a las instalaciones individuales que son más sencillas tanto para el consumidor como para el propio instalador.

Por último, habría que señalar un problema de comunicación a la sociedad: existe un gran desconocimiento por parte de ciudadanos, pymes y administraciones locales sobre cómo organizar y gestionar proyectos de autoconsumo colectivo. Esta situación, combinada con una desigual implementación autonómica de políticas de apoyo, frena el despliegue de los autoconsumos colectivos.

■ ¿Es necesario actualizar el marco regulatorio del autoconsumo? ¿Puedes ofrecer una fotografía del momento en el que se encuentra esa actualización? ¿Cuáles serían las prioridades?

■ Siempre es necesario actualizar la normativa, especialmente si no se están alcanzando las metas. 2024 ha sido el primer año en el que hemos caído por debajo del ritmo instalador necesario para llegar a los objetivos, por lo que ya no hay excusa, es prioritario que abordemos los cambios.

... Viene de página 50

para ciudadanos y empresas. Y el autoconsumo no solo es ahorro, sino también la fórmula más efectiva para superar episodios como el cero energético vivido el 28 de abril, el histórico apagón, ya que el autoconsumo con baterías y en modo isla constituye “la única forma efectiva de conservar el suministro”, aseguran los expertos.

A lo largo de las distintas mesas del Congreso, el acceso a la red eléctrica destacó como otro de los principales retos para un sector que, sólo en 2024, desperdicó cerca de 90 millones de euros en electricidad, el 19% de su producción, por las limitaciones a las compañías para verter su electricidad renovable a la red.

Voces en defensa del autoconsumo

Entre las autoridades políticas y representantes del sector que se dieron cita en el congreso toledano de APPA destacó la participación del secretario de Estado de Energía,



En autoconsumo residencial, debemos trabajar para que la transición energética sea inclusiva, no dejando a nadie atrás, porque los ciudadanos que no pueden costearse la instalación son a los que más les beneficiaría. El autoconsumo es una herramienta muy poderosa para luchar contra la desigualdad social desde la energía. Hay que trabajar para facilitar el acceso al crédito, se debería reducir al mínimo el IVA y otros impuestos que gravan los materiales y componentes. Y esto debe extenderse a bombas de calor o vehículo eléctrico porque debemos priorizar la electrificación, también en la parte de la demanda. El estudio “El Momento de la Electrificación” que hemos desarrollado con NTT DATA, cifra en más de 1.400 euros anuales el ahorro en consumos energéticos por electrificar un hogar, con autoconsumo esto tiene un efecto multiplicador, en ahorros y en emisiones evitadas.

En autoconsumo industrial, hay que trabajar en la simplificación administrativa, en facilitar la conexión a red, en integrar la generación del autoconsumo, porque no podemos seguir, literalmente, tirando el 19% de la generación industrial, cerca de 90 millones de euros al año, porque simplemente es más sencillo tramitar una instalación sin vertido que una con vertido. No podemos tratar todos los casos igual y es necesario que haya una voluntad real de todos los actores por integrar el autoconsumo en nuestro modelo energético.

■ ¿Cómo asegurar que las distribuidoras cumplan plazos y que las exenciones administrativas se apliquen de manera homogénea en todo el país?

■ Al igual que existen plazos y penalizaciones cuando conectamos proyectos a red y se incumplen, en el autoconsumo debe existir un régimen sancionador que asegure el cumplimiento de los tiempos. Sin embargo, aquí tengo que mandar un mensaje positivo, los procesos están mejorando, se están digitalizando muchos pasos y, en este sentido, todo se puede mejorar, pero no es el cuello de botella del autoconsumo. La homogeneización de procesos es algo necesario, pero no sólo con las distribuidoras, con todas las entidades regionales. No puede ser que, por cambiar de Comunidad Autónoma, la tramitación sea distinta. ■

Joan Groizard, la consejera de Desarrollo Sostenible de Castilla-La Mancha, Mercedes Gómez, y el Presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez Ramos, en cuyas intervenciones trataron de lanzar un mensaje de optimismo al sector.

■ Joan Groizard, secretario de Estado de Energía: “El autoconsumo sale a cuenta aunque ya no estemos en medio de una crisis energética y el contexto del mercado sea diferente. Sigue saliendo a cuenta, sobre todo ligado a la electrificación de la demanda y a elementos de flexibilidad y almacenamiento que aportan valor al sistema eléctrico”.

■ Mercedes Gómez, consejera de Desarrollo Sostenible de Castilla-La Mancha: “El autoconsumo y las comunidades energéticas contribuyen a abaratar el precio de la luz a través de fórmulas asociativas para que la ciudadanía genere y consuma su propia energía”.

Gómez destacó la apuesta que está lle-

vando a cabo el Gobierno de Castilla-La Mancha por la “socialización de la energía”. En este sentido puso en valor las cifras récord en autoconsumo que han logrado en la región, con 48.638 instalaciones que suman una potencia total de más de 868 MW, convirtiendo a Castilla-La Mancha en la cuarta comunidad autónoma que más energía renovable instala en España procedente del autoconsumo.

■ Santiago Gómez Ramos, presidente de APPA Renovables: “El autoconsumo representa hoy una solución de seguridad de suministro, en un contexto internacional volátil y en un sistema eléctrico que aún arrastra la incertidumbre del cero energético de abril”.

Para tratar de arrojar algo de luz (solar) sobre la situación del autoconsumo en nuestro país, hemos hablado con el director general de APPA Renovables, José María González Moya. El resultado es la entrevista que reproducimos a continuación. Esto es lo que nos ha contado. ■

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

victron energy

steca
Elektronik

BYD

BeePlanet
factory

EXIDE
TECHNOLOGIES

BULTMEIER

ESDEC
INNOVATIVE MOUNTING SYSTEMS

SUNFER

panelclaw[®]

Sölder[®]

Tigo

VMC
vector motor control

STÄUBLI

HT
INSTRUMENTS



Especialistas
en fotovoltaica

www.saltoki.com
e-mail: atencionalcliente@saltoki.com
Teléfono: 900 11 55 11



Localiza con este QR tu
centro Saltoki más cercano

SALTOKI
E-solar

¿Y si no llegamos a los 19 GW del Pniec?

APPA Renovables cifra en 1.431 los megavatios de autoconsumo fotovoltaico instalados en 2024 (una reducción del 26,3% respecto al 2023). Por su parte, la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) recoge que fueron 1.182 megavatios de autoconsumo fotovoltaico los que se pusieron en marcha el pasado año (una caída del 31% con respecto al 2023). Al margen de la diferencia en las cifras, España necesita instalar alrededor de 2.000 megavatios por año para alcanzar el objetivo de 19 gigavatios marcado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Un objetivo, que con el ritmo de instalación actual, queda lejos.

Celia García-Ceca

España deberá consumir un 81% su electricidad de origen renovable en el año 2030. Es uno de los principales objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec), a gran hoja de ruta de la descarbonización de la economía nacional, que, en su última revisión, elevó –entre otros números– la potencia fotovoltaica hasta los 76.000 megavatios, de los cuales 19.000 megavatios deberán llevar el sello de autoconsumo. Por ahora, y según los últimos datos recogidos por las principales asociaciones del sector, España cuenta con 8.585 MW (6.304 MW industriales y 2.281 residenciales), por lo que habría que instalar cerca de 2.000 megavatios anuales. El último 'Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico' desarrollado por APPA Renovables recoge que en 2024 se instalaron 1.431 MW de autoconsumo fotovoltaico en España, una reducción del 26,3% respecto a los 1.943 MW que se instalaron en 2023. Por su parte, desde la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) recogen que en 2024 se instalaron 1.182 MW de autoconsumo fotovoltaico, lo que serían unas 51.306 nuevas viviendas las que instalaron autoconsumo fotovoltaico el pasado año. Sin embargo, estos datos muestran también una caída del 31% con respecto al año anterior.

“El autoconsumo y las comunidades de energía serán dos piezas clave en la democratización de la energía”, recoge el Pniec. Sin embargo, “con el ritmo actual de instalación no se alcanzarán los 19 GW marcados como objetivo en el Plan Nacional Integrado de

Energía y Clima”, según señalan desde APPA Renovables, que ya advirtió –al conocer la actualización del Pniec– que los nuevos objetivos oficiales del Pniec (48% de renovables

sobre el consumo final de energía y un 81% de electricidad renovable, ambos para 2030) “no se alcanzarán sin cambios profundos en nuestro modelo energético”. Y añadían

Objetivos sectoriales y por tecnologías

2030	PNIEC 2020 / Hojas de ruta	PNIEC 2023
Eólica Incluida eólica offshore	50 GW 1-3 GW	62 GW 3 GW
Solar FV Incluido Autoconsumo	39 GW 9-14 GW	76 GW 19 GW
Hidrógeno renovable: potencia electrolizadores	4 GW	12 GW
Biogás	10.4 TWh	20 TWh
Almacenamiento	20 GW	22,5 GW
Eficiencia en la edificación. Rehabilitación de viviendas	1.200.000	1.377.000
Vehículo eléctrico	5 millones	5,5 millones
Electrificación (%sobre energía final)	32%	35%
Demandas eléctricas (vs. 2019)	+5%	+34%

Potencia instalada de autoconsumo, en megavatios, MW

El autoconsumo industrial ha sido el ámbito con mayor nueva potencia instalada en 2024, con 674 MW, de los cuales 578 MW corresponden a los proyectos industriales de más de cien kilovatios (100 kW) y 96 MW a proyectos industriales de menos de 100 kW, si bien se aprecia en el conjunto industrial una reducción del 34% de potencia instalada con respecto a 2023

En cuanto al resto de sectores, se registran 207 MW de autoconsumo en el sector comercial y 275 MW en el residencial



que “la realidad de los últimos años se ha alejado de la senda necesaria” para alcanzar dichos objetivos. Según la Asociación, los problemas pasan porque la demanda no está creciendo como se preveía; los vertidos son cada vez más frecuentes; la energía eólica no mantiene un crecimiento acorde con los objetivos; y el autoconsumo continúa su ralentización tras el máximo de potencia insta-

lada anual alcanzado en 2022. En esta línea, desde UNEF también señalan que “para cumplir los objetivos de 19.000 megavatios de autoconsumo que marca el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, es necesaria la adopción de medidas que faciliten e incentiven la adopción de estos proyectos”.

Por tanto, las dudas y la incertidumbre sobre este objetivo y la posibilidad de alcan-

zarlo en fecha y tiempo están encima de la mesa. Y sobre esto hemos preguntado al sector, a tres de las principales asociaciones del sector energético renovable para conocer su opinión al respecto, para conocer si el ritmo de instalación es adecuado y si, por el contrario, fracasaremos en el intento de alcanzar esos 19 gigavatios de autoconsumo. Estas son sus respuestas...

■ Jon Macías

Presidente de APPA Autoconsumo

■ ¿Es posible alcanzar el objetivo de 19 GW de autoconsumo al ritmo actual?

■ Con el ritmo actual de instalación, no llegaremos a la meta de 19 GW, pero esto es cambiante. Si la pregunta hubiera sido hace dos años, con el ritmo de 2022, diríamos que las metas se quedan cortas. Ahora nos enfrentamos a un mercado en contracción, la potencia anual se ha reducido, y la ciudadanía no tiene la percepción de la electricidad cara. Para alcanzar las cifras necesitaríamos instalar algo más de 1.700 MW al año, más que en 2024, menos que en 2023.

■ De no llegar, ¿habrá sido un fracaso?

■ Tanto en el caso del autoconsumo como en el caso de las renovables, de forma general, los planes y los objetivos marcan una senda. Por supuesto, si nos quedamos a mitad de camino, habrá una cierta sensación de fracaso, pero el sector energético está interconectado y no podemos culpar únicamente al autoconsumo. La demanda eléctrica, por ejemplo, no está acompañando, o el despliegue del almacenamiento o el vehículo eléctrico, y todo ello incide en el desarrollo del autoconsumo.

■ ¿Qué le falta a nuestro país para que termine de desplegar el autoconsumo en clave de concienciación social?

■ En primer lugar, es necesario transmitir que el autoconsumo fotovoltaico es una tecnología muy madura y predecible, y que la electrificación, cuando está basada en energía generada de forma distribuida, es la forma más sostenible de consumo de energía. Más allá de los ahorros, que son grandes, tenemos que entender que poner autoconsumo en un tejado o una cubierta es un paso hacia un consumo energético realmente sostenible.

Muchas personas aún desconocen cómo funciona, qué beneficios tiene o cómo pueden acceder a él. La concienciación empieza por entender que la energía también puede – y debe – ser local, limpia y compartida.

■ Héctor de Lama

Director técnico de UNEF

■ ¿Es posible alcanzar el objetivo de 19GW de autoconsumo al ritmo actual?

■ Al ritmo actual no llegaríamos a los 19 GW. Para alcanzar esos objetivos es necesario implementar algunos cambios en la regulación. Seguramente una de las cosas más importantes que pueden hacerse para impulsar el autoconsumo es modificar la estructura de peajes para incrementar el peso de la parte variable, que es la que te ahorras al autoconsumir energía e incrementar la parte fija, que no se ahorran los autoconsumidores. Además, así se incentivaría la eficiencia energética. En este momento, España tiene los segundos peores peajes eléctricos para el autoconsumo de toda Europa.

■ De no llegar, ¿habrá sido un fracaso?

■ No sería bueno que no se alcanzaran los objetivos del Pnec de autoconsumo. Porque el autoconsumo aporta muchas ventajas al sistema eléctrico que son difícilmente reemplazables. Por ejemplo, como el autoconsumo suele ocurrir ‘detrás de contador’ contribuye muy positivamente a la descongestión de redes eléctricas. Además, el autoconsumo es un elemento tractor fundamental para movilizar la electrificación de la demanda energética.

■ ¿Qué le falta a nuestro país para que termine de desplegar el autoconsumo en clave de concienciación social?

■ Está resultando muy complicado el despliegue de autoconsumo en edificios porque la coordinación entre vecinos es complicada y porque la activación de estas instalaciones se demora mucho debido a la incómoda y compleja tramitación con las empresas reguladoras. Pero además, es verdad que falta mucha concienciación de sus beneficios tanto para sus propietarios, como para la sociedad en general y sobre todo el medio ambiente global.

■ Ismael Morales

Responsable de Políticas Climáticas de la Fundación Renovables

■ ¿Es posible alcanzar el objetivo de 19 GW de autoconsumo al ritmo actual?

■ Lo más probable o la tendencia es que no se llegue. Pero sí que se ha visto que con el apagón puede haber un cierto impulso a sistemas de autoconsumo con baterías, y que la tendencia bajista de los últimos años se invierta. Además, en octubre del año pasado se lanzó la consulta pública para actualizar el decreto 244/2019. También creemos que ese es el impulso que hace falta. Hay que actualizar ese real decreto con las diferentes propuestas que se han mandado. Estos son los dos impulsos que pueden tratar de intentar conseguir alcanzar los 19 GW.

■ De no llegar, ¿habrá sido un fracaso?

■ Lo que es interesante del Pnec es que no solo propone objetivos. Lo que hace es –en todas las medidas que incluye– incentivar propuestas, herramientas, técnicas, regulatorias para conseguir 19 GW. Si no se llega es que no se han cumplido esas propuestas, entre ellas la actualización del 244. Y también otro punto interesante es que si conseguimos 18 GW industriales y 1 GW residencial, eso tampoco sería un éxito, como tal. Lo principal es qué sectores o qué cantidad de población a nivel cuantitativo se va a beneficiar de una cierta cantidad de autoconsumo.

■ ¿Qué le falta a nuestro país para que termine de desplegar el autoconsumo a nivel de concienciación social?

■ Esperamos que al autoconsumo individual se le trate como un electrodoméstico, sin la necesidad de comunicación ni de tramitación previa. Esto lo que haría sería fijar las especificaciones técnicas para un equipo compacto de autoconsumo, y una configuración y una conexión que esté totalmente estandarizada. En cuanto a fomentar el autoconsumo industrial, que se pueda promover la compartición de los excedentes a nivel industrial dentro de los polígonos. Esto al final es interesante para tratar de reducir esa demanda industrial. ■



AUTOCONSUMO

Autoconsumo... en modo apagón

Entre el 85 y el 90% de los sistemas de autoconsumo que hay actualmente en España están diseñados para operar conectados a red, no en “modo isla”. Eso significa que, si hay apagón, el autoconsumo se apaga también. Por motivos de seguridad. Y en ese sentido da lo mismo que el autoconsumo en cuestión tenga baterías. Vamos, que las baterías tampoco son la vacuna anti-apagón. La vacuna está en otro lugar. ¿Dónde? Pues, en realidad, en el sistema todo: hay que tocar varias teclas para que el autoconsumo en cuestión se mantenga operativo en caso de apagón. Aquí lo contamos.

Antonio Barrero F.

iPor qué no tuve luz si tengo placas solares? Es la pregunta que se hicieron unos cuantos cientos de miles de autoconsumidores el pasado 28 de abril. Porque la inmensa mayoría de los autoconsumos que operan hoy en el país no fueron concebidos para operar en modo isla en caso de apagón. Empecemos por los números: casi medio millón de hogares españoles (483.930) y más de 75.000 empresas cuentan hoy con una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo. La inmensa mayoría de esas instalaciones han sido implementadas sobre tejados y cubiertas, porque, aunque es cierto que algunas empresas apuestan por el suelo si disponen de él junto a su nave industrial (así se ahorran el trabajo en altura), lo habitual es que ubiquen su instalación sobre la cubierta. El sector no obstante no vive su mejor momento. Instaló 240.000 autoconsumos en 2022; se quedó en los 127.000 en 2023; y ha firmado este curso pasado menos de 80.000.

Con las baterías no ha sucedido sin embargo lo mismo. O ha sucedido todo lo contrario, para ser exactos. Porque, en el año 24, en este curso pasado, el sector ha

instalado en España más capacidad de almacenamiento (155 megavatios hora) que en 2023, cuando solo firmó 128.

Conclusión: -27% en potencia instalada en autoconsumos (con respecto al año anterior) y +21% en capacidad de almacenamiento. Esa es, a día de hoy, la foto, una foto que dice que poquito a poco se abren camino, también aquí, las baterías.

Bien, y ahora hay que hablar de la sensación.

La sensación de muchos y muchas autoconsumidoras era que, con batería, su independencia energética sería mayor.

Así era... hasta el 28 de abril, fecha en que muchos y muchos han descubierto que no es así. Para que una instalación solar fotovoltaica produzca electricidad durante un apagón debe contar con un inversor híbrido con función de respaldo que pueda operar de forma aislada, baterías para almacenar energía, y un sistema inteligente que gestione eficientemente la energía almacenada priorizando los consumos esenciales. Ese es el perfil idóneo.

Y obviamente la inmensa mayoría del medio millón de instalaciones de autoconsumo que hay a día de hoy en España no dan ese perfil.

■ Por partes

Para resistir un apagón, hacen falta una serie de elementos que le permitan a la instalación solar aislarse de la red (u operar en “modo isla”). Estos elementos serían (1) un inversor híbrido o con capacidad de *backup*; (2) una batería (la mayoría de las instalaciones eléctricas que ya tienen baterías necesitan de la red para poder ser operativas, ya que no tienen la capacidad de operar en



isla); y (3) un sistema de *bypass* o conmutación.

La mayoría de los inversores no pueden funcionar sin tensión de la red eléctrica, y, en el momento en que se produce un apagón, detectan la pérdida de red y se desconectan (los inversores de instalaciones aisladas, por el contrario, sí están preparados para funcionar sin el apoyo de la red eléctrica).

Para que nuestro sistema solar nos alimente de electricidad en caso de apagón es necesario pues –sintetizan en Ríos Renovables– que disponga tanto de un inversor híbrido, como de una batería y de un sistema de conmutación que permita aislar el inversor de la red eléctrica.

La instalación podrá en ese caso funcionar en “modo isla”. Las baterías se podrán



Tipos de autoconsumos

1. INSTALACIONES CONECTADAS A RED (SIN BATERÍAS)

Son la inmensa mayoría. Para que nos hagamos una idea, el año pasado fueron instalados en España hasta 1.431 megavatios de potencia en autoconsumos, y solo sin embargo 155 megavatios hora de capacidad de almacenamiento. Otro apunte: en los tres últimos años, han sido instalados en el país más de 6.000 megavatios de potencia en autoconsumos, y 689 MWh en baterías.

Todas las instalaciones solares para autoconsumo que están conectadas a la red y carecen de batería, cuando ocurre un apagón en la red eléctrica pública (como el del pasado 28A), se “desenchufan”. Por obligación. La normativa les obliga a interrumpir inmediatamente su producción eléctrica para evitar riesgos (peligro de muerte) a operarios y técnicos que puedan estar trabajando en el restablecimiento del suministro eléctrico. Este requisito técnico se denomina protección contra el funcionamiento en isla (protección anti-isla).

Los dos elementos clave de un autoconsumo son las placas y el inversor. Las placas generan la electricidad. El inversor la transforma. Un inversor fotovoltaico es un convertidor que transforma la corriente continua que recibe de los paneles solares en corriente alterna, que es la que podemos usar en casa, almacenar en baterías o verter a la red.

La desconexión de los inversores durante apagones es una obligación técnica impuesta por la normativa vigente en España.

Normativa aplicable vigente en España:

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo. Este RD obliga a que los inversores solares cumplan con la normativa de protección contra el funcionamiento en isla.

Norma técnica UNE-EN 50438:2014 (Requisitos para la conexión de microgeneradores en paralelo con redes eléctricas públicas de baja tensión), que establece la obligatoriedad de los dispositivos anti-isla en todos los inversores conectados a red.

Norma UNE 217001-IN: 2015 para instalaciones de generación conectadas a la red de distribución, en la cual se especifican los tiempos máximos de desconexión automática (generalmente inferiores a 2 segundos) tras la pérdida de tensión en la red.

2. INSTALACIONES CONECTADAS A RED CON BATERÍAS (PERO SIN CAPACIDAD DE RESPALDO AISLADO)

Tener batería tampoco salva del apagón. Hacen falta más cosas. Muchas instalaciones fotovoltaicas con baterías están configuradas exclusivamente para autoconsumo. Así, pueden almacenar la electricidad generada durante el día para consumirla por la noche, pero en muchos casos dependen también de la red como referencia para funcionar. Y, así, ante un apagón, se desconectan también.

Normativa aplicable vigente en España:

La normativa aplicable es similar a las instalaciones conectadas directamente a la red:

RD 244/2019 y UNE-EN 50438:2014, que establecen que, salvo que se incorpore un sistema específicamente diseñado para funcionamiento aislado (modo backup, respaldo o EPS), la instalación debe detener la producción eléctrica durante la ausencia de tensión de red.

3. INSTALACIONES HÍBRIDAS O CON SISTEMA DE RESPALDO AISLADO (MODO BACKUP)

Estos sistemas híbridos cuentan con inversores especiales que permiten funcionar aislados de la red pública, formando lo que se conoce como una “isla eléctrica” durante cortes de suministro. En este caso, el usuario sí tendrá luz durante el apagón.

Los inversores híbridos son dispositivos inteligentes que permiten a los paneles solares seguir generando electricidad, incluso en ausencia de red. Cuando hay luz solar disponible, estos sistemas aprovechan la energía para atender las demandas del usuario y/o cargar sus baterías.

En caso de apagón, los inversores híbridos pueden cambiar automáticamente a modo de respaldo. La instalación solar producirá (si hay Sol) y confinará esa electricidad en el hogar o la empresa del autoconsumidor, que podrá usar esa producción instantáneamente o almacenarla en baterías.

Normativa aplicable vigente en España:

RD 244/2019, artículo 3, establece la posibilidad del autoconsumo con acumulación (modalidad híbrida), reconociendo explícitamente el funcionamiento en modo aislado cuando se dispone de sistemas de respaldo con baterías.

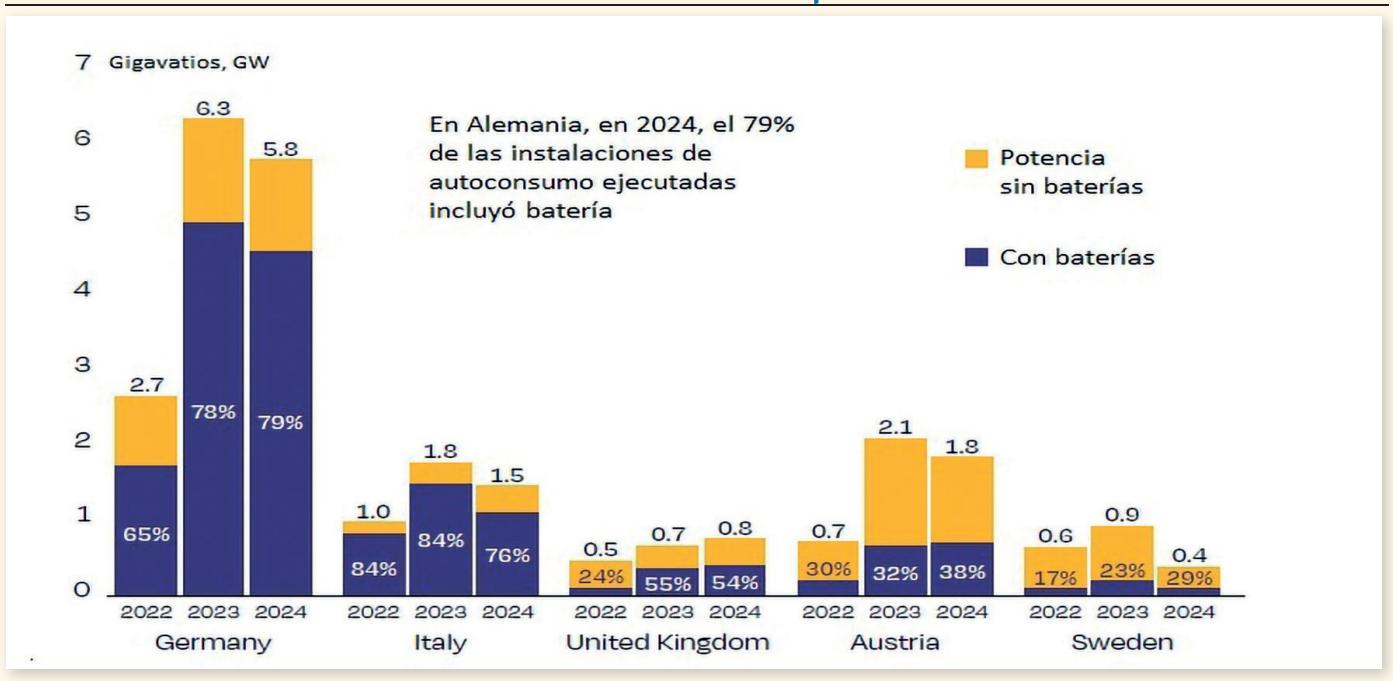
Norma técnica UNE-HD 60364-7-712 (Instalaciones eléctricas en baja tensión – Parte 7-712: Instalaciones fotovoltaicas), donde se definen los requisitos específicos de seguridad eléctrica para sistemas híbridos y aislados.

Además, en estos casos se deben cumplir estrictamente las condiciones técnicas que marca el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) aprobado por el Real Decreto 842/2002, especialmente en la ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de baja tensión).



AUTOCONSUMO

Baterías asociadas a sistemas solares fotovoltaicos residenciales para autoconsumo



Un ejemplo

Joma Energía. Cáceres. 28 de abril. Sin novedad. Joma no se apagó el lunes de autos. La actividad de su planta industrial, en Navalmaral de la Mata, se mantuvo con total normalidad gracias a su sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento de baterías. La inclusión de un dispositivo de bypass automático en la instalación le permitió operar sin novedad con energía solar y cargar el banco de baterías de respaldo, como le permite por norma exportar excedentes a la red. Sí, es posible. El autoconsumo en días de apagón. Que quede claro.

En las cubiertas de Joma hay instalados 633 módulos monocristalinos de 550 vatios pico, modelo CS6W-550MS HiKu6 (1000V) de Canadian Solar, que suman una potencia de 348,15 kWp. El sistema cuenta con 10 inversores de red trifásicos de 25 kW, modelo Sigen Energy Controller de Sigenergy. Se trata de inversores híbridos que, además de transformar la energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna –que es la que utilizan los equipos y máquinas de la planta–, también cargan un banco de baterías que se ocupa de suplir la demanda de energía de la planta en horario nocturno o... en el caso de una interrupción de energía de la red.

El sistema de baterías realiza una función clave en la integración de la energía solar en una red autónoma o conectada. Su principal función es almacenar la energía generada durante el día para que pueda ser utilizada cuando los paneles solares no están generando, como ocurre de noche o en días muy nublados. Esto permite maximizar el aprovechamiento de la energía solar y garantizar un suministro constante.

Además de su función de almacenamiento, las baterías cumplen otros roles dentro del sistema fotovoltaico:

- Balanceo de carga: en momentos de alta producción (cuando la radiación solar es alta), el sistema de baterías puede absorber el exceso de energía generada para evitar sobrecargar los equipos de la red eléctrica. Esto también ayuda a mantener la estabilidad del sistema y a evitar la pérdida de energía.

- Suministro en situaciones de cortes de energía: en sistemas fotovoltaicos conectados a la red, las baterías permiten continuar con el suministro de energía en caso de cortes de electricidad, garantizando así una fuente de energía ininterrumpida para los usuarios.

- Optimización del uso de energía: las baterías permiten gestionar la energía generada de manera más eficiente, suministrando la energía cuando los costes de la electricidad de la red son más altos, lo cual es especialmente importante en sistemas fotovoltaicos con autoconsumo.

Esta instalación cuenta con un banco de baterías Sigenergy que se compone de 60 unidades de baterías de 8 kWh, es decir, un total de 480 kWh de almacenamiento.



cargar con la energía suministrada por los paneles y se descargarán con los consumos de la vivienda.

Mientras la batería tenga energía, podrá atender las demandas del usuario; cuando no haya energía en la batería, el inversor se apagará hasta que esta vuelva a tener energía.

En Selectra consideran clave de estos sistemas antiapagón el “cuadro de respaldo o línea de carga crítica”. Este componente –explican– selecciona qué partes de la vivienda seguirán recibiendo electricidad durante el apagón. Lo habitual es incluir los enchufes principales, luces, frigorífico, wifi y algunos electrodomésticos clave.

En Ríos coinciden: “no es recomendable conectar equipos de climatización como una bomba de aerotermia, sino priorizar el uso de iluminación, sistemas informáticos o alarmas, y consumos de la cocina (vitrocerámica, nevera)”.

■ Más apuntes

Con respecto a los inversores, hay varias opciones: si el que tenemos no es apto para el modo isla, pues habrá que cambiar a uno híbrido que soporte ese modo (hay muchos, Growatt, Solis, Huawei, SolarEdge...).

Javier Domínguez, director técnico en el equipo de Cambio Energético, le recomien-



da “a los usuarios que tienen un inversor fotovoltaico sin baterías y sin sistema *backup*” que apuesten por poner “batería y sistema *backup* de su marca de inversor, siempre que sea una marca reconocida”.

En fin, prudencia. Domínguez también habla en todo caso de buenas soluciones multmarca (menciona Victron).

Y ojo también con las baterías, elemento clave lógicamente en caso de corte de suministro. Ahora ya sabemos que no son vacuna anti-apagón, pero sabemos también cuáles son los complementos para que sea redonda la solución.

La clave, para empezar, es dimensionarla como es debido, atendiendo al perfil de

consumo de cada cual. Y el momento no es malo. Su coste sigue siendo elevado, según Íñigo Serrano, el consejero delegado de Zigor Corporación, que no obstante avanza que “han bajado de precio a la mitad en tres meses. Es una locura”. Quizá pues haya llegado el momento.

En países como Alemania o Italia lo tienen meridianamente claro. Hasta el 79% de las instalaciones de autoconsumo implementadas en Alemania el año pasado añadieron a las placas las correspondientes baterías. En Italia, hasta el 76%. En fin, en las antípodas de España, donde andamos por el 10–15%, según fuentes del sector. ■



EFINTEC
Exposición y Fórum
de las Empresas Instaladoras
y Nuevas Tecnologías

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


Fira Barcelona
RECINTO GRAN VÍA · PABELLÓN 1





Las baterías que hay y las que hacen falta

El informe European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029 (Perspectiva 2025-2029 del mercado europeo de las baterías) radiografía a 31 de diciembre de 2024 el sector (europeo) y plantea tres escenarios posibles –Bajo, Medio y Alto– a cinco años vista. La radiografía dice que en 2024 Europa ha instalado 21,9 gigavatios hora de capacidad de almacenamiento (elevando su parque de baterías hasta los 61,1 GWh). La Perspectiva apunta a que en el continente podría haber en 2029 baterías instaladas por valor de casi... 600 GWh de capacidad. ¿Conclusión? El mercado de las baterías, que ya está disparado, se va a disparar aún más. Ah, y España va a dar la sorpresa... en 2025. O sea, ya.

Antonio Barrero F.

El coste medio de producción en China de las baterías LiFePo (litio, hierro, fosfato) ha caído un 50% en los dos últimos años. El precio del litio (materia prima clave de la mayoría de las baterías) lo ha hecho en más de un 80% en el mismo lapso. El informe de Perspectivas 25-29 que acaba de publicar SolarPower Europe, la asociación del sector fotovoltaico europeo, congela la foto de las baterías en Europa a día de hoy y vislumbra a continuación, a cinco años vista, tres escenarios posibles. El menos optimista de ellos –escenario Bajo– eleva el parque europeo de baterías en 2029 hasta los 254 gigavatios hora, es decir, que, en solo cinco años, Europa más que cuadriplicaría su capacidad de almacenamiento de electricidad (ahora mismo tiene 61,1 gigas hora de capacidad, como se dijo).

Eso sucedería... en el menos atrevido de los escenarios. Pero es que el más optimista –escenario Alto– eleva ese guarismo hasta los 599.

Sí, el sector de las baterías, que ya se ha disparado (Europa ha multiplicado por más de diez su capacidad de almacenamiento en solo cinco años) va a volver a dispararse... hasta los 400 gigavatios hora (escenario Medio) o hasta los susodichos 599 (escenario Alto), es decir, cien veces más capacidad de almacenamiento (599) que en el año 20 (5,6).

Europa tiene hoy una flota de baterías valorada en 61,1 gigavatios hora (esa es la capacidad total de almacenamiento). Ha llegado ahí tras un año 2024 frenético. Porque el sector ha firmado 21,9 gigavatios hora en suelo europeo en estos doce meses, 18,5 en la UE27 (nunca antes se instalaron tantas baterías en suelo europeo en doce meses).

Porque es que en doce meses se ha instalado un tercio de toda la capacidad con que cuenta hoy el continente. En solo doce meses, 21,9 de los 61,1.

Han tirado con fuerza del mercado las tres naciones de siempre, las tres que llevan diez años en lo más alto: Alemania, Italia y el Reino Unido, que se han apuntado más de dos tercios de la capacidad instalada en 2024. Los cinco mercados top del año (los tres citados, más Austria y Suecia) se han anotado el 78% de la capacidad instalada. Alemania, 6,2 gigavatios hora; Italia, 6,0 GWh; Reino Unido, 2,9 gigas; Austria, 1,1; y Suecia, un gigavatio hora.

Copan las cinco primeras plazas por capacidad acumulada de almacenamiento en baterías las mismas naciones: Alemania, 19,5 gigavatios hora; Italia, 12,8 GWh; Reino Unido, 10,3; Austria, 3,0; y Suecia, 1,8 gigavatios hora.

España ha instalado en 2024 menos de 250 megavatios hora de baterías, según el in-

forme Perspectivas 25-29, y ha sido el décimo cuarto mercado europeo este año pasado. Casi todas las nuevas instalaciones aquí han sido baterías de pequeña escala (residencial o comercial e industrial). Ha habido muy poca instalación de baterías o sistemas de baterías de gran tamaño, para empresas de servicios públicos.

El escenario sin embargo va a cambiar de manera radical en 2025. Según SolarPower Europe, España va a escalar este año desde el décimo cuarto hasta el quinto puesto del mercado europeo de las baterías. Y lo va a hacer precisamente gracias al segmento que menos ha añadido en estos últimos años: el de las utilities, o compañías de servicio público (suministro de electricidad). El informe Perspectivas 25-29 prevé la instalación en suelo español de 1,3 GWh de almacenamiento en 2025.

■ Cambio de tendencia

2024 ha sido el primer año en el que, en Europa, el peso del segmento residencial (baterías para autoconsumo) ha caído: se instalaron 12,2 gigavatios hora en 2023, se han instalado 10,8 en el 24. Ha caído, pero ha supuesto el 50% del total (el otro 50 se lo han repartido Comercial e Industrial y Gran Escala).

Comercial e Industrial se ha anotado el 10% aproximadamente (2,2 GWh) y gran

escala se ha apuntado el resto: 8,8 gigavatios hora (el 40% del total).

El grueso de la capacidad acumulada en Europa está concentrado todavía, en todo caso, en el segmento residencial: hogares solares con baterías, que suponen el 57% de la capacidad total instalada a día de hoy. El 33% es ahora para los sistemas de gran escala. Y el 10%, para el segmento Comercial e Industrial. La tendencia va a cambiar en favor de la gran escala, según el informe de Perspectivas 25-29, pero los números cosechados en estos tres últimos años son ya inapelables. Hasta tres millones de baterías domésticas han sido instaladas en este último trienio.

Lo han sido al calor de unas facturas que se desorbitaron en el bienio 2021-2022 (recuérdese el disparo de los precios de la electricidad tras el estallido de la guerra de Ucrania) y lo han sido al calor, también, de las generosas ayudas gubernamentales alumbradas entonces, ayudas que animaron a muchos a dar el paso. La consultora BNEF (citada por SolarPower Europe en su informe) estimaba ahorros de hasta 2.400 euros año para los usuarios de una batería que se hubiesen beneficiado de esas ayudas y calculaba un período de retorno de la inversión por debajo de los seis años.

El mercado residencial en todo caso ya ha entrado en otra fase, según SolarPower Europe. Ni los precios de la electricidad son hoy tan elevados como entonces, ni las ayudas, tan generosas. Y el relevo lo están cogiendo las empresas de servicio público: grandes compañías, eléctricas, energéticas, que están invirtiendo en grandes sistemas de almacenamiento de electricidad en baterías para negociar en un mercado que empieza a multiplicar las horas de precios bajos, cero o negativos. La idea es almacenar la electricidad cuando es muy barata (horario solar) y venderla cuando sea más cara (por la noche, por ejemplo).

Los autores del informe calculan que Europa va a firmar en este año que nos lleva 29,7 gigavatios hora de capacidad de almacenamiento, lo que supondría un 36% de crecimiento con respecto a lo añadido en 2024 (21,9 GWh). Y estiman que, por primera vez en la historia, las instalaciones de gran escala van a ganar.

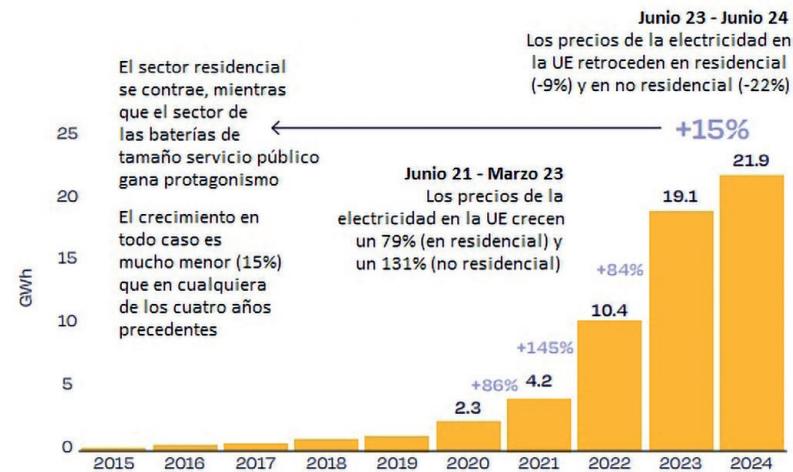
SolarPower Europe calcula que más de la mitad (concretamente el 55%) de los 29,7 GWh que está previsto sean instalados en Europa este año 2025 serán baterías para grandes instalaciones y/o empresas prestadoras de servicios públicos. El 12% de esos 29,7 gigas irá a parar a Comercio e Industria. Y el 33% restante, al sector residencial.

Las compañías de servicio público y el residencial intercambian sus lugares, porque



Foto: instalación de Solarmat

Evolución del mercado del almacenamiento en baterías, Europa



Evolución del mercado de los sistemas de almacenamiento de electricidad en baterías, por segmentos



en 2024 los porcentajes fueron al revés: el mayor (60%) se lo llevó el residencial, y el menor (40%) fue a compañías prestadoras de servicios públicos. El año 2025 está pues llamado a marcar, en ese sentido, el punto de inflexión.

Más allá del 25, si continúan las condiciones de mercado y regulatorias actuales, el escenario Medio de SolarPower Europe muestra una aguda trayectoria de crecimiento, con una adición de 41,9 gigavatios en 2026 (+41% con respecto a 2025); y 68 gigas hora de capacidad de almacenamiento insta-

lada en 2027, lo que significa un incremento del 62% con respecto a lo instalado en 2026 (41,9).

Conforme el mercado vaya madurando, conforme nos aproximamos a 2030, el crecimiento se va a ir sosegando, según el informe. Pero no demasiado. Porque los números son también muy notables en 2028, cuando está previsto sean instalados 90,8 gigas hora (+34%) y notables también en 2029, cuando Europa añadirá, según SolarPower Europe, 118 gigavatios hora de capacidad de almacenamiento (+29%).

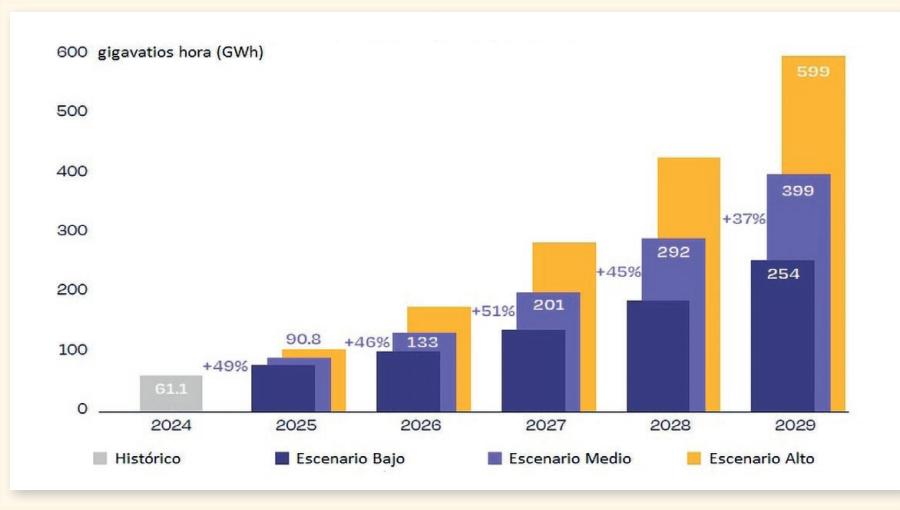


ALMACENAMIENTO

Sistemas de almacenamiento de electricidad en baterías. Capacidad acumulada. En Gigavatios hora (GWh). Europa



Estimación de la evolución del mercado de las baterías en Europa. Tres escenarios. Horizonte 2025-2029. BESS (Battery Energy Storage Systems)



La capacidad de almacenamiento de electricidad acumulada en 2029 en Europa rondaría los 400 gigavatios hora en este escenario Medio que hemos ido describiendo. Se quedaría en el entorno de los 254 en el escenario Bajo. Y alcanzaría los 599 GWh en el Alto, que plantea un marco regulatorio y unas condiciones de mercado optimistas.

De los 400 GWh de capacidad del escenario Medio a 2029, 334 estarían en la Unión Europea (UE).

El crecimiento (hasta los 400 o hasta los 599 gigavatios hora) que prevé el informe para estos cinco años en la UE (2025-2029) resulta pues extraordinario (ahora mismo hay 49,1), pero en todo caso insuficiente, según SolarPower Europe, pues estaría por debajo de los niveles de flexibilidad que va a necesitar el sistema UE, que se supone va a estar crecientemente dominado por las energías renovables variables y se supone va a registrar además una mayor tasa de electrificación que hoy.

(La electrificación en la UE está estancada en el 22-23% desde hace cinco años, pero

el objetivo que se ha fijado la Unión para el año 30, en el marco del Pacto por una Industria Limpia, es llegar al 32%).

Para acompañar en todo caso como es debido esos progresos deseados (el de las renovables y el de la electrificación), SolarPower Europe estima (en su informe Misión Solar 2040) que harían falta en 2030 alrededor de 760 gigavatios hora de capacidad de almacenamiento, es decir, muchos más de los 400 GWh del escenario Medio, y muchos más también que los 599 vislumbrados en el escenario Alto (el informe Misión Solar 2040 por cierto plantea 1,8 teravatios hora de capacidad de almacenamiento para el año horizonte al que apela ese documento, 2040).

Los autores del informe que aquí nos ocupa (*European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029*) tienen claro que los números 400 y 599 no dan ni mucho menos para materializar la transición energética en la que está embarcada la Unión Europea. Estos números –dice literalmente el informe–

quedan “por debajo, de lejos, de los niveles requeridos para atender las necesidades de flexibilidad en un sistema energético dominado por las renovables”, que es el sistema al que aspira Europa.

El escenario que plantea SolarPower Europe en su Misión Solar 2040 considera que, en el marco de un sistema energético flexible y electrificado (el sistema UE de ese futuro) el almacenamiento en baterías proveerá el 27% de las necesidades diarias de flexibilidad de la Unión Europea en 2030. “Según nuestro informe Misión Solar, la capacidad de almacenamiento de electricidad en baterías de la UE27 –concreta SolarPower Europe– debería alcanzar así los 760 GWh en 2030 para atender totalmente la transición”.

La asociación europea del sector solar fotovoltaico plantea en sus Perspectivas 25-29 una serie de propuestas para mejorar el marco regulatorio (en el que ha de desenvolverse el sector de las baterías) y para mejorar las condiciones de mercado actuales. Entre ellas, estas:

1. Armonizar (homogeneizar) códigos de red (actualmente los fabricantes se encuentran con códigos muy distintos, según la red nacional de que se trate).
2. Racionalizar los procedimientos de autorización de instalación y los procedimientos de conexión a red (procedimientos normalizados a escala europea facilitarían mucho el trabajo a los promotores, al reducir carga administrativa y/o costes).
3. Homogeneizar las regulaciones en materia de seguridad. Las diferencias nacionales obligan a los fabricantes a adaptar su producto a cada singularidad nacional, lo que encarece.
4. Asegurar la interoperabilidad. Para ello habría que adoptar protocolos paneuropeos, que mejoraría el intercambio de datos entre distribuidoras, transportistas y sistemas de autoconsumo, lo que se traduciría en eficiencia e integración de mercados.
5. La UE debe adoptar un Plan de Acción para el Almacenamiento de Energía, que incluya un amplio Paquete para la Flexibilidad.
6. Los sistemas de almacenamiento de electricidad en baterías deben tener acceso completo y justo a los mercados de electricidad, con retornos claros y marcos actualizados en lo que se refiere a las Garantías de Origen.
7. Los mecanismos de establecimiento de precios deben ser reformados para facilitar el acceso al mercado de las baterías, priorizar los sistemas híbridos y adjudicar con equidad los costes. ■



TBB POWER

EASY POWER, EASY LIFE

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





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