



ENERGÍAS RENOVABLES

194
Septiembre 2020

www.energias-renovables.com

@ERenovables

Especial Bioenergía

Gases renovables, la energía de la economía circular

Entrevista a
Santiago Gómez,
presidente de APPA
Renovables



**Ingeteam, desde
la I+D al número 1**



**Chint Energy lanza
el autoconsumo
a la carta**



ZULU

you choose. we serve.

El primer configurador online de servicios para parques eólicos y solares del mundo

Optimice la gestión de sus activos, pruebe ZULU y compruebe en un solo click la nueva forma de gestión inteligente

MAXIMIZA LA EFICIENCIA Y MINIMIZA LOS COSTES

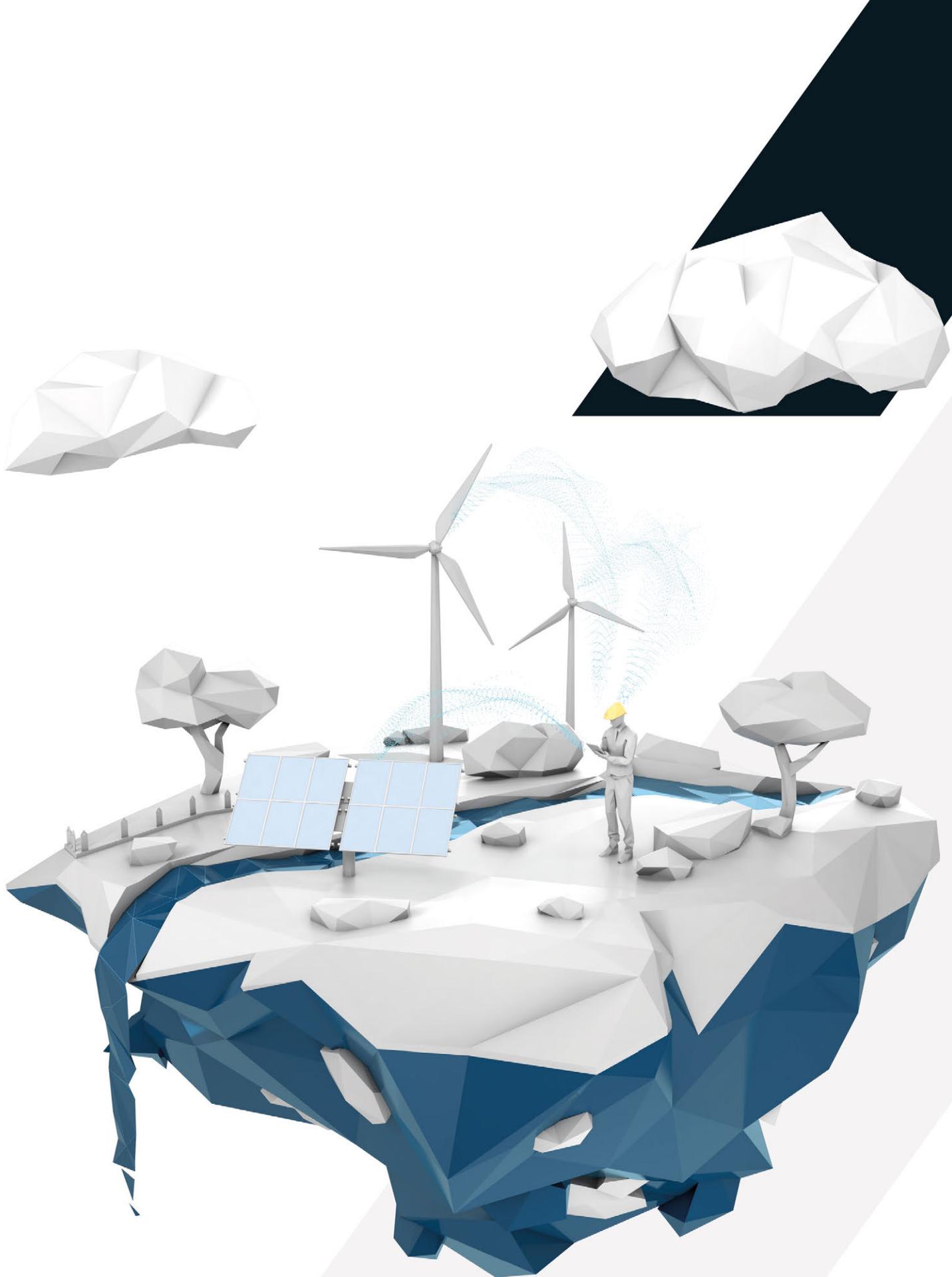
GESTIÓN DE ACTIVOS CONFIGURABLE A LAS NECESIDADES DEL CLIENTE

TRANSPARENCIA Y CREACIÓN DE NUEVOS ESTÁNDARES DEL MERCADO

AHORRO MEDIO DEL 50%

 a service provided by
Kaiserwetter
Energy Asset Management

Haz tu prueba online en: es.zulu.energy



ENERGÍA CON CONCIENCIA

PARTE DE LA EXPERIENCIA BORNAY CONSISTE
EN CREAR UN MUNDO MÁS SOSTENIBLE.
EN ESTE SENTIDO NUESTROS PRODUCTOS
AYUDAN A CONSERVAR MARAVILLAS COMO
LA QUE AQUÍ TE MOSTRAMOS.

Bornay aprovecha los recursos que te ofrece la naturaleza para dar energía a tu hogar de manera sostenible.

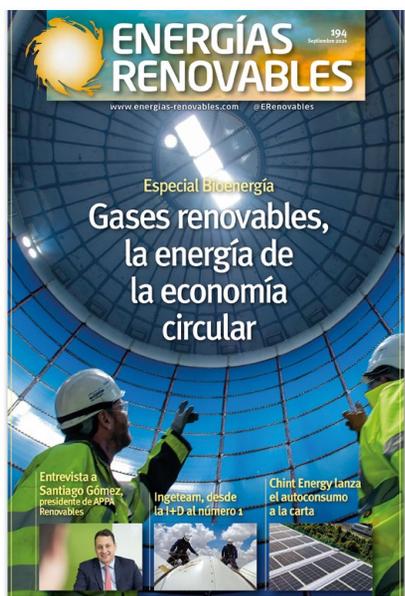
El sol y el viento se convierten en tus mejores aliados, aportándote independencia energética y cuidando el planeta que heredarán los tuyos.

Súmate a la Experiencia Bornay.

DESDE 1970
APORTANDO SOLUCIONES
AL MUNDO DE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES

Bornay 

Aerogeneradores y fotovoltaica (+34) 965 560 025 | bornay@bornay.com | www.bornay.com



194

Número 194
Septiembre 2020

En portada, interior del biodigestor anaerobio de la planta de bioenergía de Huntstown, al norte de Dublín, Irlanda, de Energía Group (energiagroup.com)

Se anuncian en este número

AEBIG	43	KAISERWETTER.....	2 y 3
ASOCIACIÓN EMPRESARIAL		KEY ENERGY	59
EÓLICA.....	11	LONGI SOLAR	17
BORNAY.....	4	SOLARWATT	9
CHINT ENERGY.....	39	SUNGROW.....	33
DTBIRD.....	13	UL RENOVABLES	15
FORO SOLAR.....	35	VESTAS	23
GESTERNOVA.....	64	VICTRON	63
HOLTROP.....	6	WINDSOURCING	31
INGETEA.....	19		

■ PANORAMA

La actualidad en breves	8
Renovables en persona: José Miguel Villarig	18
Inteligencia artificial: garantía de éxito	20
<i>(+ Entrevista a Jorge Cunha y Daniel Sánchez, director financiero y director técnico de Kaiserwetter España)</i>	

■ ENTREVISTA

Santiago Gómez Ramos , presidente de APPA Renovables	24
---	----

■ EÓLICA

Ingeteam , desde la I+D al número 1	28
<i>(+ Entrevista a David Solé, director general y de Operaciones del Grupo Ingeteam)</i>	

■ FOTOVOLTAICA

Los retos para el sector fotovoltaico ante el nuevo escenario post Covid-19	32
Chint Energy lanza el autoconsumo a la carta	36
<i>(+ Entrevista a Luz Ma, CEO de Chint Energy España)</i>	

■ BIOENERGÍA

Del biometano	40
Mapa de los biocombustibles sólidos en España: dominan los pélets	44
Primagas quiere extender el uso del biopropano por toda España	48
<i>(+ Entrevista a Per Nielsen, CEO de Primagas España)</i>	

■ AMÉRICA

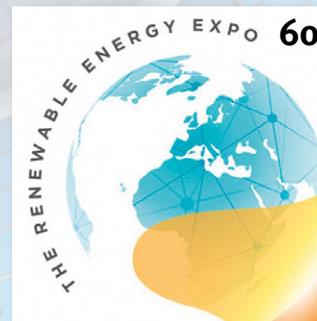
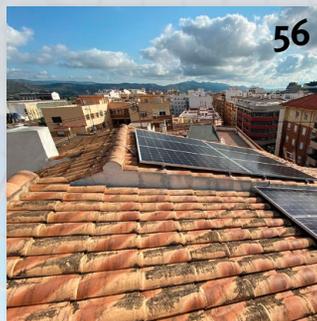
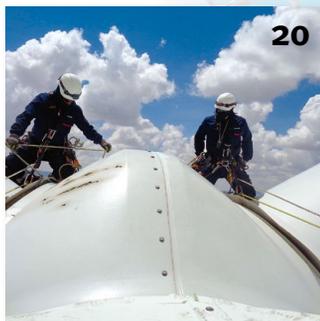
La guerra de los aranceles a los biocombustibles	52
---	----

■ AHORRO

Una estrategia de rehabilitación con mucho electricidad y pocas renovables	56
---	----

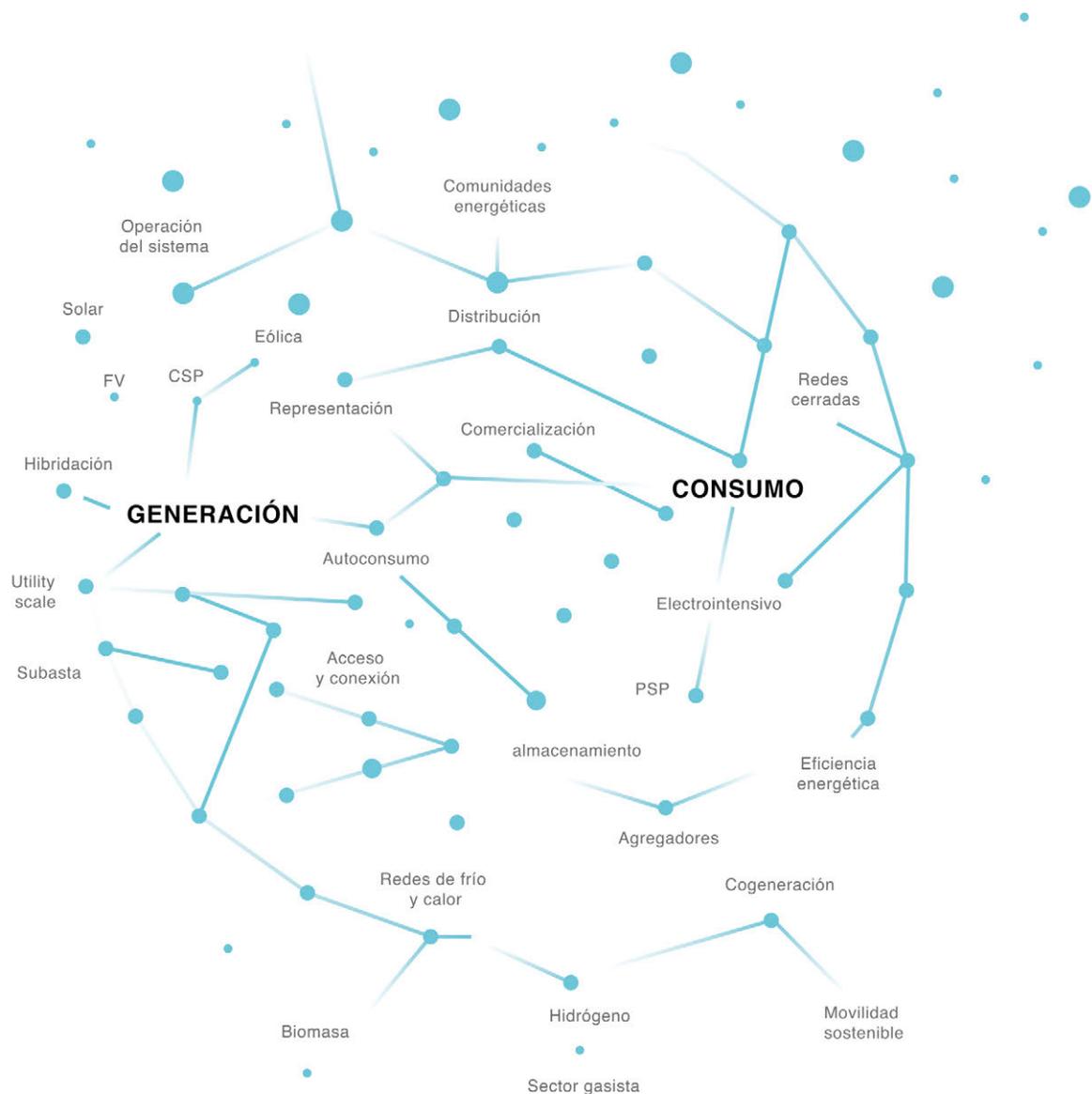
■ FERIAS

Key Energy : el futuro de la energía empieza en Rímini	60
---	----



H-FLEX

UNIVERSO TRANSICIÓN ENERGÉTICA



Asesoramiento permanente para la transición energética: sesiones de inmersión, informes optimizados y modelos de contratos para el sector energético a precios cerrados. Con H-FLEX tienes la flexibilidad que necesitas. Te asesoramos de forma personalizada con tarifas variables en función de

la urgencia de la solución. Puedes contratarlo o bien con una cuota mensual, o por trabajos realizados en cada momento. Nuestro expertise abarca todo el universo de la transición energética desde la perspectiva jurídico - regulatoria. **Somos lo que hacemos cada día.**

Más información:

T. 93 519 33 93 / info@holtropslp.com
www.holtropblog.com

HOLTROP S.L.P.
TRANSACTION & BUSINESS LAW



DIRECTORES

Pepa Mosquera
pmosquera@energias-renovables.com
Luis Merino
lmerino@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.
abarrero@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel
trazas@telefonica.net

COLABORADORES

J.A. Alfonso, Paloma Asensio, Tomás Díaz, M^a Ángeles Fernández, Luis Ini, Anthony Luke, Jairo Marcos, Michael McGovern, Diego Quintana, Javier Rico, Mino Rodríguez, Alejandro Diego Rosell, Yaiza Tacoronte, Hannah Zsolosz.

CONSEJO ASESOR

Vicente Abarca

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

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)

Luis Crespo

Presidente de Protermosolar

Javier Díaz

Presidente de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom)

Jesús Fernández

Presidente de la Asociación para la Difusión del Aprovechamiento de la Biomasa en España (Adabe)

Javier García Brea

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

Responsable del Área de Investigación e Incidencia y del Área de Cambio Climático y Energía de Greenpeace España

Santiago Gómez Ramos

Presidente de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)

Begoña María-Tomé Gil

Coordinadora del Área de Cambio Climático y Energía de ISTAS-CCOO

Antoni Martínez

Senior Advisor de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

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

Aranca Martínez Navarro

Presidenta de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf)

Emilio Miguel Mitre

Director red Ambientectura

Joaquín Nieto

Director de la Oficina de la OIT (Organización Internacional del Trabajo) en España

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1 Dcha.
28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)
Tel: +34 91 663 76 04

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04
publicidad@energias-renovables.com
advertising@energias-renovables.com

Imprime: Aries

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



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN



NOSOTROS USAMOS



kilovatios verdes limpios

Triodos Bank

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

Muchas bicis y muchos coches eléctricos

Mi sobrina Aitana lleva un par de semanas viviendo en Estocolmo (Suecia), donde se ha ido de Erasmus. “Hay un montón de bicicletas y de coches eléctricos por la calle”, contaba cuando compartía sus primeras impresiones. En realidad, no hace falta irse tan lejos para descubrir que mucha gente se mueve en las ciudades de un modo más sostenible que quemando petróleo. Si eres de Madrid, por ejemplo, te parecerá envidiable la cantidad de gente que va en bici por Sevilla, San Sebastián o Barcelona. Pero es revelador descubrir cómo otros países, que la mayoría considera modélicos desde un punto de vista económico y social, han adaptado sus ciudades para facilitar el uso de la bicicleta y del coche eléctrico.

La pandemia del Covid-19 lo ha trastocado todo. También la venta de coches, que en España ha caído un 43,42% en los siete primeros meses de 2020, en comparación con el año anterior. El batacazo se lo lleva el motor de combustión: gasolina (-50,70%), diésel (-42,95%) o gas (-65,52%). Mientras, las ventas de los eléctricos han crecido un 7,71% y la de los híbridos enchufables se ha disparado un 98,92%. Pero a pesar de esta mejoría, los eléctricos en España solo han supuesto un 1,46% del total; y los híbridos enchufables, un 1,74%.

En Europa la tendencia es la misma: bajan los coches de combustión, suben los eléctricos. Pero la cuota de mercado de los coches movidos por baterías en el primer semestre del año es mucho mayor: 7,32%. Noruega encabeza la lista de forma muy destacada con un 68%. En Suiza ya alcanzan el 9,7%. Francia ha llegado al 9,2% y Dinamarca al 8,6%. Le siguen Alemania, con un 7,4% y Reino Unido con un 7,3%.

Para que España se ponga a su altura debería multiplicar por cinco la venta de vehículos electrificados. Y no parece que lo tengamos nada claro. Somos una potencia entre los fabricantes de automóviles: segundo mayor fabricante de Europa y octavo a nivel mundial. El sector representa el 10% de nuestro PIB. Los empresarios y el Gobierno sacan pecho a menudo con estos datos. Pero estamos empeñados en seguir fabricando y vendiendo los coches más contaminantes, esos que, más pronto que tarde, dejarán de comprar los países que más coches compran. Porque es evidente que ellos sí están haciendo ya la transición a la movilidad eléctrica.

En junio, el propio Pedro Sánchez presentaba el ‘Plan de Impulso a la cadena de valor de la Industria de la Automoción, hacia una movilidad Sostenible y Conectada’. Un plan que bajo el epígrafe de “renovación del parque de vehículos” destina más dinero a los vehículos diésel y de gasolina que a los eléctricos. Lo que no parece muy coherente con una movilidad sostenible.

Si queremos reducir de verdad la contaminación de las ciudades y la emisión de gases de efecto invernadero, necesitamos más coches eléctricos, sí. Pero también es cierto que necesitamos menos coches. “Poder liberarnos de un aire tóxico ya debería ser motivo suficiente para exigir vehículos cero emisiones en la ciudad”, explica Adrián Fernández, responsable de la campaña de Movilidad de Greenpeace España, que en un artículo reciente se preguntaba si el coche eléctrico es la solución a la movilidad del futuro. Fernández, ingeniero de Obras Públicas especializado en transporte, asegura que “al final de su vida útil un coche eléctrico emite mucho menos CO₂ que uno de combustión. Sobre todo si lo recargamos con energía 100% renovable”. Pero aunque son menos contaminantes, los coches eléctricos siguen siendo coches. “El futuro de la movilidad no puede limitarse a otro cambio tecnológico que nos siga dejando sin sitio para caminar por la calle, o para movernos de forma eficiente y segura. Lo que necesitamos es el servicio de movilidad, no la posesión del vehículo”, concluye Adrián Fernández.

Calles que inviten a pisarlas, carriles que ofrezcan seguridad a quienes se mueven en bici y puntos de recarga para que los coches eléctricos lo tengan cada día más fácil. Es lo que necesita la movilidad sostenible. Y no ponerle respiradores artificiales a tecnologías que llenan nuestras ciudades de malos humos y que están llamadas a desaparecer.

Hasta el mes que viene.


Luis Merino



■ Habrá subastas anuales para las renovables con diferentes cantidades de megavatios en juego



Europa Press

La vicepresidenta cuarta del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, anunciaba este verano, en una entrevista con Europa Press, que el Gobierno prepara un calendario de subastas de renovables a cinco años, “revisable cada año y con una horquilla” en la capacidad de megavatios que se pondrá en juego cada ejercicio. El objetivo de estas subastas, dijo Ribera, es facilitar ese calendario al sector para que “haya una capacidad de anticipación muy clara de hacia dónde van las cosas y cómo se distribuyen también por tecnologías”.

El Real Decreto que recoge el nuevo modelo de subastas para plantas renovables

se está tramitando por vía de urgencia, con el objetivo de lanzar antes de que acabe este año la que será la primera subasta desde 2017. Las subastas se irán repitiendo posteriormente año tras año durante la próxima década.

La vicepresidenta cuarta del Gobierno subrayó en la entrevista que desde el principio se ha tenido en cuenta la necesidad, tanto para los desarrolladores de los proyectos como para los productores industriales, de “tener una cierta previsibilidad” y que, por ello, en un principio, se apostó por fijar una cuota mínima anual -de 3.000 MW hasta 2030 y recogida en alguno de los textos de anteproyecto de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética-, algo que “gustaba mucho” al sector. Ribera explicó que, no obstante, finalmente se decidió no incluir ese objetivo mínimo tras la consulta a expertos y juristas, ya que tenía “poco sentido vincularse de una manera tan poco flexible a una cifra fija al año, al no ser descartable que la capacidad de absorción pueda ir evolucionando a lo largo del tiempo”.

La opción “intermedia” acordada –según la definió la ministra–, busca ofrecer un calendario para cinco años, con revisiones anua-

les. “Es decir, podremos ir dando una previsión sobre cómo pueden ir evolucionando los años por venir con una cierta horquilla. En lugar de quedarte en los 3.000 MW, el año que viene irá entre 2.000 y 3.000 y el siguiente calculamos que será entre 3.000/4.000 o entre 1.500 y 2.000”. Así habrá “una cierta capacidad de ajuste, dentro de unos corredores máximos y mínimos”, explicó.

EL PNIEC COMO REFERENCIA

En este sentido, Ribera dijo que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es “probablemente uno de los instrumentos orientadores de inversión más potentes”, ya que ofrece “más seguridad y confianza para cualquier inversor o desarrollador dentro y fuera del país”. Esta ‘hoja de ruta’ diseñada por el Gobierno pasa por el desarrollo de unos 60.000 MW de nuevas renovables hasta 2030, desde los más de 35.000 MW actuales, que se articulará a través de subastas, aunque la mayoría se levantará sin ninguna garantía o ayuda pública y a riesgo de los inversores.

A pesar de ello, la ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico advirtió de que hay que ser “cuidadosos” a la hora de gestionar el ‘boom’ de incorporación de energías verdes, prestando atención a la red de transporte y distribución eléctrica y pensando en cómo se combinan las distintas opciones que se pueden presentar, “ya que no se trata de atragantarse el primer año y después el gran vacío”. A este respecto, se mostró partidaria de una combinación entre “una gran parte de proyectos de gran tamaño y otra de mucha cosa pequeña repetida muchas veces”, con la entrada del autoconsumo en distintas escalas o el hidrógeno, entre otros.

Además, subrayó la necesidad de contar con la presencia tanto de los “actores clásicos, fundamentales y que entienden bien el sistema”, como de otros más nuevos, “más audaces”; así como de “otros clásicos que están cambiando”, como el ‘oil & gas’, que están “tomando posiciones en su negocio de siempre pero no con el mismo producto, “y está dando señales muy interesantes con un valor añadido desde el punto de vista de capacidad tecnológica, inversora y visión estratégica del mundo muy interesante”.

■ Más información:

→ www.miteco.es



SOLARWATT PRESENTA EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO PARA COBARDES



30 AÑOS DE GARANTÍA TOTAL EN
PANELES Y 10 AÑOS EN BATERÍAS
INCLUYENDO UN SEGURO A TODO
RIESGO GRATUITO DE CINCO AÑOS

RIESGO CERO =
TRANQUILIDAD

Hay muchos consumidores cobardes, cautelosos y prudentes, de hecho, la mayoría lo somos.

Hombres y mujeres que tienen miedo de equivocarse al invertir su dinero, sus ahorros, en productos o servicios que les puedan salir mal. Huyen del riesgo, de los experimentos y adoran la seguridad y la fiabilidad.

Cuando un consumidor piensa en una instalación fotovoltaica para su hogar, se pregunta ¿qué pasa si los módulos se estropean? ¿y si producen menos de lo que me han dicho? ¿o si los rompe el granizo o me los roban? ¿a quién y en dónde reclamo?

Para todos los cobardes, cautelosos y prudentes, está SOLARWATT. La marca alemana que te da las mayores garantías del mundo en paneles y baterías. Garantías del fabricante por escrito para unos productos de la más alta calidad, diseñados y fabricados en Alemania. Como el comprador prudente no da un paso sin analizar las diferentes opciones, les ofrecemos nuestros productos para que puedan compararnos con cualquier oferta antes de decidir.

LA MÁS ALTA
RENTABILIDAD, POR
ENCIMA DEL 10%,
REDUCIENDO SU
FACTURA ELÉCTRICA
HASTA UN 80%.

SOLARWATT: EL
AUTOCONSUMO
PRUDENTE

Llámenos al 917 236 854

c/ Real, 12-B. Villanueva de la Cañada

www.solarwatt.es | info.spain@solarwatt.com

 **SOLARWATT**[®]
power to the people



Eva Iopham

■ La eólica es ya la tecnología número uno del sistema eléctrico español

mix, con 26.284 megavatios de potencia.

Entre el 1 de enero y el 31 de julio, el sector eólico ha conectado a red en España 632 MW de nueva potencia, lo que ha colocado a esta tecnología como la primera del *mix* eléctrico nacional, por delante de los ciclos combinados. Hoy, el parque eólico nacional suma 26.479 MW operativos, es decir, casi 200 MW más que el gas, que probablemente nunca más recuperará el liderazgo que ha perdido en el *mix* eléctrico nacional.

El parque de centrales de ciclo combinado creció de manera extraordinaria durante los primeros años del siglo XXI, hasta el punto de que en 2007 esta tecnología sumaba más megavatios de potencia que ninguna otra. Esa formidable escalada del gas, vertiginosa, tuvo lugar en apenas cinco años (la primera central de ciclo combinado de España entró en operación en 2002). El caso es que, desde 2007 y durante los últimos trece años, el parque generador de ciclos combinados ha sido el más potente del *mix* eléctrico nacional.

Julio de 2020 pues supone un punto de inflexión en la historia del sistema eléctrico español. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima se ha fijado como objetivo 2030 que el 74% de la electricidad de España proceda de fuentes renovables (el 100% es el Objetivo 2050). En esa hoja de ruta a 2030, el Ejecutivo Sánchez se propone alcanzar un parque eólico nacional de 50.333 megavatios y congela los ciclos combinados operativos en esa fecha en 26.000.

Según el boletín de REE de julio, la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular en ese mes experimentó una variación del -3,6%, si bien, una vez corregido el dato (en función del calendario y la meteorología), la variación fue del -4,6%. Este descenso es menos acusado que el registrado los meses anteriores respecto del mismo período del 2019, y sigue mostrando -explican desde REE- una recuperación en términos de consumo energético.

■ **Más información:**

→ www.ree.es

La última “Serie estadística del sistema eléctrico español”, elaborada por Red Eléctrica y que recoge datos actualizados a julio de 2020, pone de relieve que ya hay más potencia eólica instalada en España que de ninguna otra tecnología. Hasta el 31 de diciembre de 2019, el ciclo combinado (gas natural) era Top 1 en el

■ De minas ayer a invernaderos o centrales de producción de geotermia mañana

La Consejería de Ciencia, Innovación y Universidad de Asturias ha anunciado que elaborará “un mapa de pozos, galerías y explotaciones mineras en desuso que puedan albergar proyectos singulares para contribuir a la reconstrucción de Asturias”. Para ello, convocará este mes de septiembre una mesa de trabajo sobre el aprovechamiento de antiguas infraestructuras mineras y planteará, como experiencia

piloto, la instalación de invernaderos para el cultivo subterráneo.

El Gobierno asturiano invitará a su mesa de trabajo a todas las compañías vinculadas al sector de la minería y a “otros agentes implicados”. El objetivo es aprovechar las galerías e instalaciones en desuso para desarrollar “proyectos alineados con la nueva estrategia industrial europea y su doble transformación: ecológica y digital”. La condición que establece el Ejecutivo regional es “que los proyectos sean multidisciplinarios, generen empleo y valor añadido, y que, además, sean sostenibles y económicamente viables”.

Entre las iniciativas que están ya sobre la mesa, el Ejecutivo asturiano destaca “el proyecto de geotermia que lidera Hunosa en el pozo Barredo* o el almacén de medicamentos para el que se postula el municipio de Aller con el pozo Santiago”. Además, la consejería planteará a la mesa de trabajo “iniciativas que vayan un poco más allá: la idea general es crear ecoparques científico-tecnológicos y centros de I+D+i que incluyan no solo el aprovechamiento de galerías sub-

terráneas, sino también equipamientos de investigación”.

Una de las propuestas que se estudiará está vinculada al sector agroalimentario y contemplaría “la instalación de invernaderos en viejas galerías mineras”. Según el Ejecutivo regional, ya existe alguna experiencia internacional, como el programa Growing Underground, que aprovecha los bunkers londinenses de la Segunda Guerra Mundial: “a más de 30 metros de profundidad, se ha creado el huerto bajo tierra más grande del Reino Unido, donde se realizan distintos cultivos, se empaquetan y se comercializan”.

Otro proyecto que ha apuntado el responsable de Ciencia es la instalación de un centro de investigación subterráneo, siguiendo el modelo estadounidense del laboratorio Dusel, en una mina de Dakota del Sur, donde se realizan investigaciones punteras a más de 2.000 metros de profundidad sin las interferencias de partículas de la superficie terrestre.

■ **Más información:**

→ www.asturias.es



■ Estas son las tecnologías energéticas que más se instalaban en 2010 y las que más se instalan ahora

Mientras la energía solar y eólica suman el 67% de la nueva capacidad instalada en 2019, los combustibles fósiles retroceden hasta el 25%. Con 118 GW, la fotovoltaica es, de lejos, la tecnología líder, llega al 45% de la nueva potencia y es la primera en un tercio de los países, según datos recogidos por BloombergNEF (BNEF).

España, Australia, India, Italia, Namibia, Uruguay o Estados Unidos tienen una cosa en común. Instalaron más fotovoltaica

que ninguna otra fuente de energía en 2019. En total, 81 países instalaron al menos un megavatio de energía solar durante el último año y llegó al 45% de toda la nueva potencia de generación construida en el mundo. Son datos del nuevo informe de Tendencias de Transición Energética 2020 (Power Transition Trends 2020) de BNEF y de su herramienta *online*, que sigue la evolución de la última década. Ambos se basan en datos compilados por analistas de BNEF en 139 países con más de dos millo-

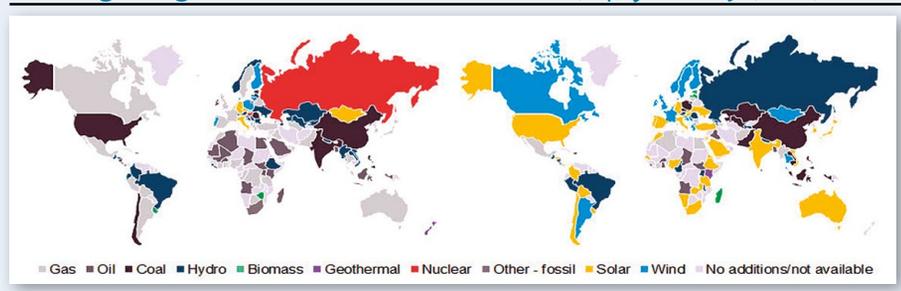
nes de habitantes y directamente de fuentes primarias.

El informe destaca los enormes avances que ha realizado la energía solar en una década, que ha aumentado de apenas 43,7 GW de capacidad total instalada en 2010 a 651 GW a finales de 2019. La energía solar en 2019 rebasó a la eólica (644 GW) para convertirse en la cuarta fuente de energía más grande potencia instalada, detrás del carbón (2.089 GW), el gas (1.812 GW) y la hidráulica (1.160 GW). “Las fuertes caídas en los costes de equipos solares, a saber, los módulos que van en los tejados y en las grandes plantas, han hecho que esta tecnología esté ampliamente disponible para viviendas, empresas y redes”, señala Luiza Demóro, analista de BNEF y autor principal del estudio. “La fotovoltaica es ahora verdaderamente ubicua y un fenómeno mundial”.

■ **Más información:**

→ <https://about.bnef.com>

Tecnología de generación más instalada en 2010 (izq.) y en 2019 (dcha.)



La cita anual más importante para el sector eólico y renovable

¿Te apuntas?

Entra en www.congresoeeolicoespanol.org y completa tu inscripción.
¡Contamos contigo!

1 - 2
Octubre

V Congreso
Eólico
Español

20
20

■ Espejos Fresnel para secar lodos y desactivar su carga tóxica



El proyecto Secasol, que se está desarrollando en Andalucía y sur de Portugal, ha recurrido a la energía solar de concentración, en concreto a los espejos Fresnel, para secar los lodos procedentes del tratamiento de las aguas residuales y del lixiviado de los residuos domésticos. De esta forma espera reducir hasta la mitad el uso de combustibles fósiles en este proceso y minimizar la carga tóxica de los lodos, hasta el punto de que podrían ser reutilizados para regenerar suelos degradados.

El proyecto se está llevando a cabo en Huelva y en él participan también las regiones portuguesas de Algarve y Alentejo. Los responsables de Secasol explican que la ubicación geográfica y la climatología de estas regiones, con grandes concentraciones urbanas en las zonas costeras e importantes centros de población en el interior, junto con su carácter turístico, traen consigo una gran generación de aguas residuales y de residuos domésticos que hasta ahora son gestionados mediante plantas que utili-

Las instalaciones de la Fundación Centro de las Nuevas Tecnologías del Agua (CENTA) han sido escenario de la puesta en marcha oficial del prototipo de secado solar del Proyecto SECASOL, liderado por la Diputación de Huelva

zan energías convencionales. Gran parte de esta energía se consume en el secado de los procedentes del tratamiento de las aguas residuales y del lixiviado de los residuos domésticos.

Estos lodos generados en las depuradoras concentran la mayor parte de los contaminantes orgánicos e inorgánicos presentes en las aguas residuales que no son biodegradables (metales pesados, medicamentos, etc.) y contienen metabolitos secundarios generados en el proceso de depuración que pueden ser altamente contaminantes y tóxicos, y poseen una gran cantidad de organismos patógenos (*Salmonella*, *E. coli*, coliformes fecales, virus, etc.), por lo que necesitan un tratamiento y una gestión adecuada. La gestión de estos lodos es, de

hecho, uno de los principales problemas a los que se enfrenta la gestión de aguas residuales, ya que su producción va en aumento como consecuencia de un mayor número de EDARs en funcionamiento y un mayor grado de depuración exigido por la normativa comunitaria.

A día de hoy, su destino final suele ser la incineración, un tratamiento muy cuestionado. Esta se realiza tras proceder al secado de los lodos para facilitar su manejo y transporte. Este secado se puede hacer de dos formas: mediante energía convencional (eléctrica o combustibles fósiles), con el consiguiente impacto; o mediante secado por evaporación mediante energía solar directa, lo que requiere una gran superficie y tiempos de secado muy grandes. Surge así la idea del proyecto Secasol, que ya ha conducido a la construcción de un prototipo de secado pionero en el mundo. Se trata de un secadero de bandas móviles que utiliza la energía solar concentrada por los espejos de un campo solar Fresnel. Esta energía es acumulada en un fluido circulante que la cede al aire que circula por dicho secadero, evaporando la humedad de los lodos y obteniendo un producto final en forma de pélets. De este modo se elimina también la necesidad de incineración ya que los pélets podrán ser utilizados luego para regenerar suelos forestales degradados o similares, dado que el tratamiento térmico recibido elimina su carga bacteriana y minimiza su contenido tóxico.

El prototipo, que ha sido ubicado en Carrión de los Céspedes, donde la fundación CENTA (uno de los socios del proyecto) tiene sus instalaciones, funciona con una temperatura máxima del aire a la entrada a secadero de 95 °C y permite tratar 180 kg/ día en lodos de depuradora y 160 kg/día en lixiviados de residuos domésticos, en un proceso que dura entre 10 y 30 minutos, en función de temperatura. Los investigadores estiman que en días altamente soleados, el consumo de combustible fósil para el secado térmico de lodos se podría reducir mediante este sistema hasta en un 50%.

El proyecto Secasol está cofinanciado con fondos FEDER a través del programa europeo de cooperación transfronteriza Poptecp.

■ **Más información:**

→ www.diphuelva.es/secasol

■ Triodos, líder mundial en financiación de renovables por quinto año consecutivo

Triodos Bank lidera por quinto año consecutivo el ranking de la Global Clean Energy League Tables en número de préstamos concedidos en el sector de las energías renovables bajo la modalidad de project finance. Esta clasificación, que elabora anualmente la entidad Clean Energy Pipeline, analiza las inversiones realizadas en todo el mundo. El compromiso de Triodos Bank con las renovables es una realidad desde la fundación de la entidad, hace 40 años. En España, la financiación concedida al sector alcanzó los 283,7 millones de euros para 194 operaciones.

Las renovables representan el 19,5% del portfolio del banco en Europa, que financió el sector por valor de 1.596 millones de euros hasta finales de 2019. Además, Triodos Bank y sus fondos de inversión en energía y cli-

ma financiaban 504 proyectos en el sector energético, que incluyeron 26 proyectos de eficiencia energética, 40 proyectos de energía sostenible en fase de construcción y otros 438 proyectos de generación de energía sostenible.

Entre las nuevas financiaciones de 2019 hay 73 proyectos que incluyen energía eólica, solar e hidráulica, así como proyectos de eficiencia energética. Sólo durante el úl-

timo año, el portfolio energético del grupo europeo financió una potencia acumulada de 3.900 MW, el equivalente a las necesidades de electricidad de 4,6 millones de hogares.

En España, la financiación concedida al sector alcanzó los 283,7 millones de euros hasta finales de 2019 repartido en 194 operaciones. En palabras de Miguel Ángel Amores, gerente de Energías Renovables y Tecnologías Ambientales de Triodos Bank, “este reconocimiento pone en valor el trabajo de un equipo altamente especializado que trabaja en proyectos de todos los tamaños, incluidos los más pequeños, que también son parte importante de nuestro compromiso por mejorar la calidad de vida de las personas y cuidar del medioambiente”.



■ **Más información:**

→ www.triodos.es



dtbird[®]
BIRD & BAT PROTECTION

**PROTECCIÓN DE AVES Y MURCIÉLAGOS
EN PARQUES EÓLICOS**

AUTOMATIC & REAL-TIME PROTECTION



Más de 200 instalaciones DTBird[®] & DTBat[®] en 14 países

www.dtbird.com

■ Dos millones de euros para desarrollar el panel solar híbrido más rentable del mercado



La empresa aragonesa Abora Solar ha obtenido dos millones de euros en financiación del Consejo Europeo de Innovación para desarrollar el panel solar híbrido más eficiente del mundo y capaz de producir tanto calor como electricidad. La firma lleva ya más de un año desarrollando el prototipo y ahora trabaja en su optimización.

El panel de Abora se llamará SHE, acrónimo de Solar Heat and Electricity y ha sido uno de los 228 proyectos presentados por España al EIC Accelerator Pilot, de los cuales solo seis recibieron este apoyo en una convocatoria “particularmente exigente en la que España ha destacado por su innovación para la transición energética en Europa”, según destacan sus convocantes. Se recibieron 1.852 solicitudes europeas y

se han invertido 278 millones de euros en total.

Tras recibir este apoyo, Abora Solar se prepara para adaptar la línea de fabricación a las innovaciones aplicadas, validar el nuevo panel y realizar tres instalaciones piloto en diferentes climas europeos para implantar la hoja ruta de la entrada del dispositivo en el mercado internacional. La compañía espera que el nuevo panel solar híbrido SHE esté en el mercado en abril de 2022. En la actualidad, Abora ya fabrica y comercializa el que está certificado como el panel solar más rentable del mercado, aH72SK, con tecnología aHTech®.

Desde Abora explican que el panel SHE logra generar simultáneamente electricidad y calor al disponer tanto de células fotovoltaicas que producen electricidad como de

un sistema hidráulico que calienta el agua. Este panel, además, aumentará el rendimiento energético y será capaz de producir más energía con menos costes, lo que supone que se necesitará también menos superficie en los tejados de los edificios para generar la misma cantidad de energía que actualmente. Con la implantación del nuevo panel solar híbrido se reducen, además, los gastos de fabricación y se ha conseguido un aumento significativo de la vida útil del dispositivo, lo que permitirá la consecución de un producto final que funcione en óptimas condiciones durante mucho más tiempo.

SHE ha sido reconocida como una tecnología realmente disruptiva en la industria solar. El mercado para estos paneles son todos los edificios que consumen calor y electricidad en elevadas cantidades: industrias cárnicas, sector agroalimentario y agropecuario, residencias y hospitales, polideportivos, lavaderos, fábricas... También tienen una interesante aplicación en viviendas dentro de los nuevos modelos de ciudad hacia los que se encamina Europa, a través del consumo compartido. El fabricante afirma que con esta tecnología se puede producir más energía en los tejados, con un 89% de rendimiento, que con cualquier instalación solar fotovoltaica o térmica (20% rendimiento).

■ Más información:

→ <https://abora-solar.com/>

■ Plocan estudia las olas y las corrientes canarias para su uso en desalación

La Plataforma Oceánica de Canarias, infraestructura científica técnica singular, ha instalado en aguas del sureste de Gran Canaria un perfilador acústico de corrientes Doppler (ADCP) para estudiar el comportamiento de las condiciones de oleaje y corrientes en la zona. El estudio se enmarca dentro de las actividades del proyecto DeSal + que se lleva a cabo en la región macaronésica para incrementar el conocimiento del nexo agua desalada - energía y mejorar la desalación.

DeSal + está coordinado por el Instituto Tecnológico de Canarias. En el marco

de esa iniciativa, Plocan tiene el cometido de identificar y analizar posibles zonas marinas susceptibles para el aprovechamiento de energías renovables marinas y su futura aplicación a sistemas de desalación.



de esa iniciativa, Plocan tiene el cometido de identificar y analizar posibles zonas marinas susceptibles para el aprovechamiento de energías renovables marinas y su futura aplicación a sistemas de desalación. El perfilador acústico de corrientes Doppler, instalado a 30 metros de profundidad, permitirá monitorizar el oleaje y las corrientes en una de las zonas piloto identificada en el marco del proyecto. Según Plocan, “las energías renovables marinas juegan un papel clave en el desarrollo de la Economía Azul en Canarias, impulsando el crecimiento económico y fomentando el desarrollo sostenible del archipiélago”.

■ Más información:

→ www.plocan.eu

AEE presenta el mapa interactivo de la eólica española

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) ha elaborado un mapa interactivo en el que cartografía las 227 instalaciones eólicas (fábricas de torres, de palas, centros de logística, de prestación de servicios de operación y mantenimiento, etcétera) que hay repartidas a día de hoy por 16 de las 17 comunidades autónomas. Además, el mapa señala los puertos con actividad eólica, habida cuenta de que España es el tercer país exportador de aerogeneradores del mundo, además de ser la quinta nación por potencia eólica instalada. Así, el mapa da los cuatro datos clave de todas y cada una de esas piezas del gran mercado eólico nacional. A saber: el nombre de la empresa, la actividad específica desarrollada, la categoría a la que pertenece y la localidad donde se ubica.

Según el Anuario AEE 2020, que presentó en julio la AEE, en España hay 20.940 aerogeneradores instalados; 1.203 parques eólicos distribuidos por más de 800 municipios. El sector eólico nacional emplea directamente a más de 13.000 personas (24.000, si sumamos empleo indirecto), cuenta con 227 centros industriales (repartidos por 16 de las 17 comunidades autónomas) y exporta productos y servicios por valor de casi 2.200 millones de euros. Según el mismo Anuario, la eólica aportó el año pasado al *mix* eléctrico nacional el 20,8% de la electricidad que demandó el país (en 2018 fue un 19%), evitó la emisión de 28 millones de toneladas de CO₂ (que sí habríamos enviado a la atmósfera si hubiéramos generado esa electricidad quemando carbón) y ahorró al país la im-

portación de 10,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

España puso en marcha en los doce meses del curso pasado, 2019, más capacidad en tierra firme (2.243 megavatios) que Alemania (1.078); más potencia que Francia (1.336 megas) y Reino Unido (629) juntos; más megavatios que los 20 países de la Europa del Este. Durante este último ejercicio la actividad fue febril. De muestra, un par de ejemplos: Aragón instaló en 2019 más del doble de potencia que toda Italia. Galicia, más que Bélgica y Holanda juntas.

Los números relativos a la potencia instalada hasta el momento en 2020 no son tan formidables como los del año pasado, pero el sector no ha parado, ni mucho menos. Así, hoy, según Red Eléctrica, España cuenta (dato de julio) con 26.479 megavatios de potencia instalados. La eólica puede presumir así de que ya cuenta con más potencia en operación que cualquier otra tecnología de generación.

■ **Más información:**

→ www.aeeolica.org



The future runs on trust.
Safety, reliability, and innovation in renewable energy

Empowering Trust™

UL and the UL logo are trademarks of UL LLC © 2020.



■ La Estrategia Nacional de Autoconsumo sigue abierta a la consulta pública

Y así seguirá hasta el próximo 18 de septiembre. El gobierno abrió la fase de consulta pública el pasado 30 de julio, paso previo de cara a la elaboración de la Estrategia Nacional de Autoconsumo, que establecerá las líneas de actuación para promover el autoconsumo renovable. El objetivo es situar al ciudadano en el centro del sistema energético, y activar el autoconsumo como herramienta clave en la lucha contra la pobreza energética.

La Estrategia desarrollará los instrumentos para promocionar el autoconsumo compartido, con fórmulas como las comunidades energéticas, y facilitará la implantación de aplicaciones en ámbitos como el industrial o el sector servicios en un contexto de reactivación económica. En este sentido, el autoconsumo no solo constituye una fuente directa de generación de empleo y actividad, ligada a su instalación, sino que también ejerce un efecto tractor

sobre el conjunto de la cadena de valor española, que pueden beneficiarse del ahorro de costes energéticos y el impulso a la modernización asociados al autoconsumo.

La elaboración de la Estrategia Nacional de Autoconsumo responde al mandato del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PINEC) 2021-2030, que contempla en su planificación las distintas potencialidades de esta forma de generación de energía: acerca la generación energética al consumo efectivo, lo cual reduce pérdidas y mejora la eficiencia; impulsa las fórmulas de consumo compartido, que permiten aprovechar al máximo la capacidad de generación y, por tanto optimizar la inversión; favorece la implicación de los consumidores en la producción renovable sobre el territorio; puede suponer una palanca en la competitividad de los sectores económicos e industriales, incluyendo el sector público; y constituye una herramienta para

mitigar la pobreza energética y la dependencia energética de los hogares y colectivos vulnerables.

La Estrategia permitirá completar el marco de acción en esta materia tras los cambios normativos impulsados por el Ejecutivo en los últimos dos años: el Real

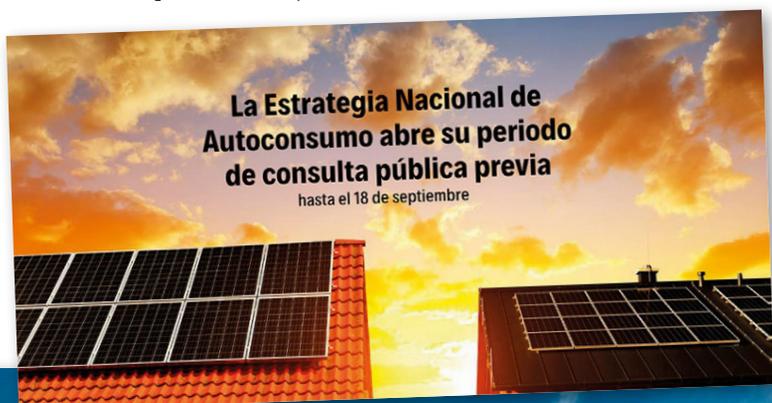
Decreto-ley 15/2018, que derogó el denominado impuesto al sol; y el Real Decreto 244/2019, que aportó seguridad y certidumbre a los usuarios habilitando la figura del autoconsumo colectivo, estableciendo el sistema de compensación de excedentes o simplificando la tramitación y requisitos para este tipo de instalaciones. Según datos del sector, este cambio normativo ha permitido que se duplique la potencia instalada de autoconsumo en España.

A partir de este nuevo marco, la Estrategia analizará el potencial de penetración del autoconsumo en los distintos ámbitos, las posibles barreras y necesidades, así como las medidas y actuaciones necesarias para aprovechar todas las oportunidades que ofrece a consumidores y sectores económicos, y para garantizar una adecuada integración en el sistema. “En un contexto de reactivación económica tras la crisis sanitaria, el autoconsumo puede jugar un papel relevante en la generación de actividad económica y empleo en el corto plazo, no solo de forma directa sino también por el efecto tractor sobre las distintas cadenas de valor locales y a través del ahorro en costes energéticos para consumidores domésticos, industriales, del sector servicios o administraciones públicas”, apuntan desde el Miteco.

La consulta previa incluye 18 de preguntas sobre las oportunidades, retos y barreras que existen en la actualidad para la implantación del autoconsumo y, en concreto, sobre cuáles son las necesidades más urgentes de cara a una reactivación económica rápida y sostenible, con cuestiones sobre sectores como el agrícola, el industrial o el de servicios; nuevos modelos de negocio; el papel que deben jugar las administraciones públicas; o las comunidades de energía. También se pregunta por las actuaciones necesarias para combatir la pobreza energética desde este ámbito. Las alegaciones pueden enviarse hasta el 18 de septiembre a la dirección de correo bnz-autoconsumo@miteco.es, indicando en el asunto “Estrategia de Autoconsumo”

Toda la documentación está disponible en este enlace:

<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=338>



Delivering true value | Higher power, lower LCOE

**Shaping the future.
Once again.**

Hi-MO 5



JOSÉ MIGUEL VILLARIG,
EXPRESIDENTE DE APPA
Josa (Teruel)



José Miguel Villarig

Cuando naces en un pueblo (Josa) perteneciente a la comarca Cuencas Mineras, parece claro que tu destino está predestinado. Sin embargo, las renovables pronto sedujeron a José Miguel Villarig, que, en los años 90, cambió de elemento, pasando de la tierra al viento. Consejero Delegado de Molinos del Ebro desde hace 25 años, ha liderado para el Grupo Samca el desarrollo eólico en Aragón: “estuvimos entre las primeras empresas que apostaron por esta tecnología”. A la energía eólica le siguieron la solar termoeléctrica, fotovoltaica... y un gran interés en geotermia debido a sus raíces mineras. Un verdadero perfil multitecnológico, al igual que APPA Renovables, la asociación que ha presidido durante los ocho últimos años hasta el pasado mes de junio.

De su etapa en la minería, José Miguel consiguió una joya que aún le acompaña, su familia: “estuve catorce años trabajando en Salamanca, una época en la que conocí a mi esposa y nacieron mis tres hijos”. Gran parte del tiempo libre que le permiten los desarrollos renovables y sus obligaciones en el Grupo Samca y Molinos del Ebro se lo dedica a sus tres nietos y a su familia.

Profesor Mercantil y Postgrado por el IESE, Villarig se declara feliz de contemplar el buen momento de las energías renovables, aunque no olvida el desarrollo pasado: “debemos ser cautos para no repetir los mismos errores, ha costado mucho alcanzar esta buena valoración de la sociedad”. Como suele recordar, las prisas son malas consejeras en el desarrollo renovable: “no hay que hacerlo rápido, ni lento; lo importante es hacerlo bien”. Una valiosa lección aprendida en los negocios y en las horas dedicadas a sus largas caminatas por el monte. Le haremos caso.

Operación y Mantenimiento

Ingeteam

READY FOR YOUR CHALLENGES

www.ingeteam.com

CUIDANDO LO QUE IMPORTA.

Ingeteam Service es una empresa global que ofrece servicios de operación y mantenimiento en plantas de generación de energía en cualquier lugar del mundo.

Los **más de 15GW** mantenidos en todo el planeta son la mejor muestra de nuestra capacidad para ofrecer las mejores soluciones y para garantizar el mejor servicio por parte de un equipo que cuida lo que verdaderamente importa.

En Ingeteam abordamos cada proyecto con toda la **energía de nuestra imaginación** para ofrecer las mejores respuestas y comprometernos al máximo con nuestros clientes.





P A N O R A M A

Inteligencia artificial: garantía de éxito

La inteligencia artificial permite predecir mejor el éxito de las inversiones y el logro de los objetivos financieros en el sector de las renovables. La plataforma Aristoteles de Kaiserwetter integra ahora los mercados de electricidad para ofrecer una visión diaria de los principales mercados de energía mundial, lo que contribuye a maximizar la transparencia y a minimizar los riesgos.

Luis Merino

Ni el carbón más barato del mundo puede competir ya con las renovables. Porque las energías limpias son cada vez más baratas, más que cualquier tecnología basada en combustibles fósiles. Lo dice la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) en su informe 'Renewable Power Generation Costs in 2019' (Costes de generación de energía renovable en 2019), publicado a primeros de junio de este año. Más de la mitad de la capacidad renovable agregada en 2019 registró costes de energía más bajos que las más baratas de entre las nuevas plantas de carbón.

Pero para seguir con esa tendencia es preciso utilizar datos que ayuden a maximizar el rendimiento, las previsiones y la evaluación de riesgos de las inversiones. Empresas *IntelliTech* como Kaiserwetter se han fijado la tarea de hacer uso de ellos para aumentar el rendimiento operacional. Su plataforma Aristoteles se sirve del internet de las cosas (IoT) y la inteligencia artificial (IA) para agregar, estructurar, analizar y consolidar datos técnicos y financieros y, por tanto, proporcionar a inversores, financieros y propietarios de activos una visión en tiempo real del rendimiento de sus carteras.

Aristoteles es capaz de integrar en todo el mundo instalaciones desde sistemas de tejados fotovoltaicos de 10 kilovatios hasta parques solares a gran escala de 200 megavatios o más. Los algoritmos

de aprendizaje automático utilizan los datos de rendimiento de las plantas solares generadas por los inversores solares y los propios módulos. Y la plataforma de IoT y IA ofrece una simulación única de las curvas de potencia fotovoltaica que ayuda a predecir el rendimiento de la planta solar con una precisión hasta ahora desconocida.

Los datos agregados de los propios activos pueden compararse fácilmente entre sí o con los datos de otras carteras. De esta manera, se pueden identificar los potenciales de optimización de costos y las mejoras de rendimiento. "La energía fotovoltaica será cada vez más importante. No sólo porque promueve el crecimiento económico y ecológico. Con la integración de la fotovoltaica en Aristoteles, logramos que las inversiones sean más previsibles y, por lo tanto, más atractivas", señala Hanno Schoklitsch, CEO de Kaiserwetter.

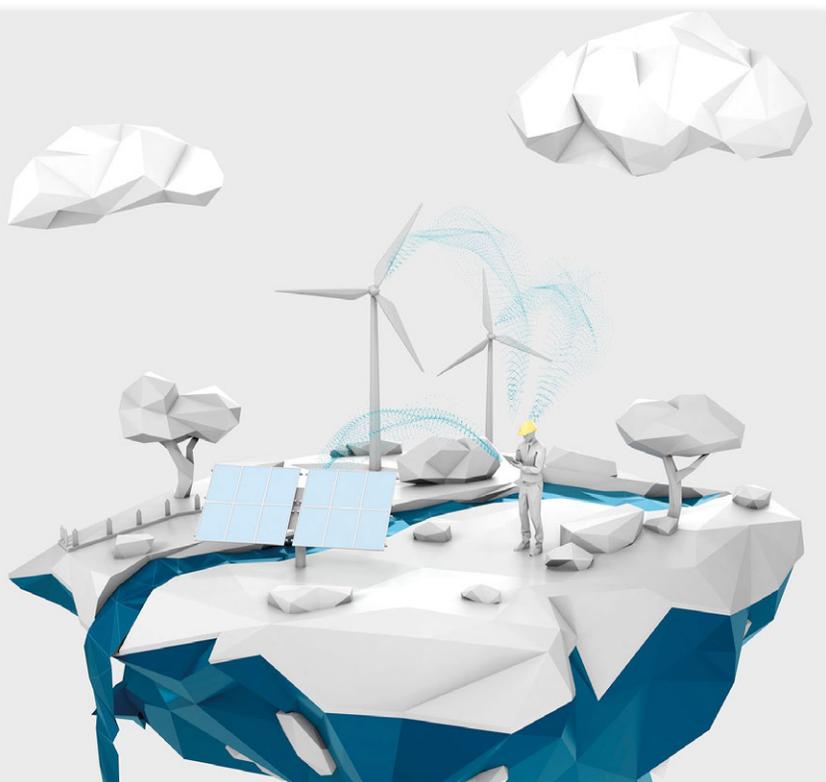
■ *Integración de datos del mercado de la electricidad*

Al integrar los datos del mercado de la electricidad, Kaiserwetter logra enriquecer aún más su plataforma. Aristoteles permite conocer diariamente los precios de la energía en los mercados europeos y estadounidenses. La comparación de los ingresos propios con las curvas de precios de los mercados mundiales revela el análisis de un posible ingreso de activos en el marco del respectivo escenario de mercado. En combinación con datos externos, como los factores meteorológicos, Aristoteles permite a los inversores y a los propietarios de activos maximizar constantemente el rendimiento operativo y financiero.

Según Schoklitsch, "el registro de precios del mercado de la energía permite a los inversores captar el valor de mercado de la electricidad producida en sus activos. Esto posibilita comprender la negociabilidad, más allá de las tarifas reguladoras, y ayuda a comparar el atractivo a largo plazo de los diferentes mercados, ya que nuestros datos abarcan la evolución histórica de los mercados mundiales de electricidad".

La pandemia del Covid-19 ha supuesto un punto y aparte en el sector energético. Ha provocado una caída en la demanda de energía global, además de un desplome a mínimos históricos del valor del petróleo. Además, ha supuesto un daño irreversible en la industria del carbón, una fuente de energía que afronta una situación casi irrecuperable por la imposibilidad temporal de extracción, por sus altos costes, baja demanda y alto grado de contaminación. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) cree que esta crisis terminará con la demanda de combustibles fósiles. Es cierto

Sigue en la página 22...



Jorge Cunha y Daniel Sánchez

Director financiero y director técnico de Kaiserwetter España

“Las energías convencionales siguen teniendo mucho peso en el mix energético mundial, pero las técnicas digitales permiten que las renovables sean mucho más competitivas”

■ ¿Qué novedades incluye la nueva versión para parques fotovoltaicos que no ofrecía antes la plataforma Aristoteles?

■ Llevamos mucho tiempo trabajando para ampliar las capacidades de Aristoteles en cuanto a energía fotovoltaica ya que hemos observado un gran crecimiento en el mercado mundial de este sector, debido especialmente a la importante caída de precios que han tenido los sistemas solares. En este sentido, la nueva innovación de Aristoteles nos permite ofrecer una simulación de las curvas de potencia única en el sector para maximizar la producción de las plantas.

Con ello, cualquier dueño o inversor puede reconocer de manera precisa si la diferencia existente entre generación actual y potencia teórica se da a causa de factores externos, como pueden ser los meteorológicos, o si por el contrario se debe a algún motivo técnico del propio sistema fotovoltaico. Aristoteles compara los datos agregados de sus activos con los datos de un grupo de pares (*benchmarking*). De esta forma se pueden identificar los potenciales de optimización de costes y maximización de rendimiento.

■ Aristoteles integra ahora los mercados de electricidad. ¿Qué beneficios ofrece esto a la actividad que realizaba ya la plataforma y qué mercados incluye?

■ Aristoteles ahora permite a los inversores comparar sus ingresos propios con las curvas de los precios actuales en los mercados mundiales. Esto se consigue gracias a la integración de los precios de la energía de los principales mercados europeos, entre los que se encuentra OMEI, OPEX, Nordpool y GME, así como de uno de los mercados estadounidenses más representativos, PJM, y seguimos integrando más mercados del mundo.

Este es uno de los aspectos más demandados por los inversores y bancos, ya que así pueden comparar de manera diaria sus ingresos propios con las curvas de precios de los mercados mundiales, mostrándoles gracias a la analítica realizada si un posible ingreso de activos puede ser de su interés en el mercado.

■ ¿Qué necesita Kaiserwetter para poder ofrecer a los inversores unas predicciones precisas del rendimiento de una inversión? ¿Hay algún límite en las capacidades que se pueden analizar?

■ Nuestra plataforma Aristoteles integra y analiza todos los datos técnicos, económico-financieros y meteorológicos de cualquier parque eólico o solar del mundo. El único requerimiento por parte de Aristoteles es que los sistemas técnicos respectivos estén ya instalados y operativos, pudiendo ofrecer los datos reales así como los datos históricos de los activos, y que se incluya la información económico-financiera de la planta, para poder trabajar también con esos datos.

Además, todas las nuevas integraciones de parques eólicos y solares nos ofrecen mucha información para analizar.

■ Kaiserwetter defiende que la digitalización tiene que jugar un papel fundamental en esta nueva etapa del despliegue masivo de renovables. ¿En qué consiste esa digitalización? ¿Qué aporta? ¿Quién la puede hacer ofrecer?

■ Las energías no renovables siguen teniendo un gran peso en el *mix* energético mundial, pero la adopción de técnicas digitales por parte de las renovables les permite ser mucho más competitivas. Por ejemplo, el Internet de las Cosas (IoT), aplicado a los activos de energía renovable, permite que éstos envíen de manera constante información sobre su estado, lo que posibilita a la Inteligencia Artificial (IA) utilizar estos datos para realizar análisis predictivos. A través del *Machine Learning* se logra una detección temprana de fallos, permitiendo actuar rápido y mantener siempre la producción optimizada. Otro ejemplo es la integración de las renovables en el sistema eléctrico a través de un ajuste directo entre una oferta cada vez más flexible gracias al uso de tecnologías de almacenamiento y una demanda que se flexibiliza también gracias a la automatización del consumo. Además, conceptos aún más avanzados como las plantas de energía virtual (*Virtual Power Plant*)



Daniel Sánchez y Jorge Cunha



sólo son viables con la ayuda de la digitalización. La incorporación de tecnologías inteligentes y técnicas de analítica avanzadas son algunos de los ejemplos que permiten el desarrollo de las 'smart grids' o de la generación distribuida, lo cual permite que las renovables cuenten con una participación eficiente en el *mix* energético.

Resulta difícil realizar estos conceptos tecnológicos *inhouse*, así que la mayoría de inversores y dueños de parques lo externaliza a expertos debido a los conocimientos específicos que se necesitan. El *outsourcing* es una tendencia que vemos también en cuanto a la gestión técnica y comercial de las energías renovables. Para ello hemos presentado

...Viene de página 20

que también ha impactado sobre el sector de las renovables, pero a pesar de ello, se estima un crecimiento de un 6% para la capacidad global de energías limpias en 2020. Y una vez superada la recesión, se espera que la demanda de energía se recupere con la electrificación de sectores, ofreciendo un horizonte optimista para el sector de las energías verdes.

La Comisión Europea ha situado ya las renovables en el centro de la recuperación económica, estableciendo unos paquetes de estímulo para incentivarlas como motor de recuperación, creación de empleo y consolidación de sistemas energéticos más eficientes y resistentes. Ante una situación así, optimista pero incierta, es necesario proteger a inversores, propietarios y operadores de activos de renovables. Que pueden servirse de tecnologías digitales, técnicas de gestión de activos y analítica de datos para impulsar una mayor transparencia en los costes de operación, la optimización de recursos en la gestión técnica y comercial de parques y el aumento de la rentabilidad en la producción de renovables.

La digitalización aplicada a la gestión de activos renovables "puede traer una gran cantidad de beneficios". Diferentes según la parte del negocio a la que vaya enfocada:

■ **Operación & Mantenimiento:** La gestión técnica de los activos renovables incluye todo el trabajo que hay tras la gestión de la maquinaria instalada en un parque. La digitalización puede ayudar en diferentes frentes como la automatización de procesos para lograr una mayor rapidez; la realización de análisis en profundidad de los estados de los paneles o aerogeneradores en tiempo real; el desarrollo de precisos análisis predictivos para conocer cuando uno de los activos técnicos va a dejar de operar de forma óptima,

ZULU, el primer configurador *online* de servicios a nivel mundial para inversores, propietarios y operadores de activos de energías renovables, con el que hemos estandarizado los precios en el mercado. Les damos la opción de elegir libremente la cantidad de módulos de servicios que necesitan, así como la manera de combinarlos.

■ **¿Hay herramientas suficientes para que la digitalización sea una realidad? ¿qué es lo que frena su implementación masiva? ¿Qué ofrece Kaiserwetter al respecto?**

■ La digitalización ya es una realidad. Sí que hay herramientas suficientes para que las renovables sean mucho más competitivas y ganen peso en el *mix*, pero la incertidumbre por parte de algunos inversores es uno de sus mayores frenos. Existen soluciones que ha traído consigo la digitalización que sirven para la gestión de instalaciones de producción de renovables, con el objetivo de ayudar a los dueños a controlar el funcionamiento de sus plantas. En este sentido, desde Kaiserwetter ya hemos mostrado innovaciones, como es el caso de Aristoteles, que permite a los inversores maximizar sus beneficios, minimizar sus riesgos y obtener la máxima transparencia, con el fin de darle mayor peso al sector. Para ello presentamos también IRIS, que ofrece un análisis profundo y exhaustivo para conocer el estado técnico de cualquier parque renovable, en solo cinco días. Esta innovación ha permitido facilitar las compras, las fusiones o la entrada de nuevos inversores, gracias a la información que les ofrece.

Si tomamos en cuenta los grandes descensos de costes que están teniendo las renovables, y contamos con la ayuda que puede aportarnos la digitalización del sector, se conseguirá pronto un mayor impulso por parte de inversores y grandes fondos, que es lo que el sector necesita, ya que serán capaces de rentabilizar las inversiones en un tiempo reducido. ■

de cara a solventarlo lo antes posible y mantener siempre la producción al máximo.

■ **Asset Management:** La gestión financiera de los activos incluye todo el desarrollo y análisis que hay tras la gestión y administración de las inversiones, la información financiera del mercado, las adecuaciones a las normativas vigentes en cada país o región, la obtención de nuevos permisos, la gestión con aseguradoras o los informes sobre la productividad de los activos. La digitalización permite automatizar algunas de estas gestiones, ofreciendo una gran reducción de los costes de operación (*Opex*), que son ignorados muchas veces a la hora de enfocar las inversiones en el sector, ya que se siguen centrando en el *Capex* (gastos en capital).

"El mayor problema hasta ahora es que los servicios de gestión de activos eran contratados conjuntamente en un paquete, por lo que los servicios financieros y fiscales de cada empresa no podían modularse independientemente de los servicios técnicos", apuntan desde Kaiserwetter. Pero la digitalización del sector ha traído consigo innovaciones, entre las que destaca "el primer configurador de servicios online, ZULU, que ofrece la posibilidad de segmentar en módulos los servicios financieros, lo que permite a los clientes adaptar totalmente los servicios que desean de acuerdo a sus necesidades". ZULU produce una "gran reducción de costes y estandariza los precios en el mercado por primera vez en la historia, ofreciendo una gran transparencia y permitiendo un ahorro de hasta el 50%". Además, permite segmentar también los distintos servicios técnicos eligiendo entre 13 módulos diferentes, con unos precios ya fijados.

■ **Más información:**

→ www.kaiserwetter.energy/es

Vestas[®]

Gracias a la combinación de **smart data** y nuestra amplia **experiencia técnica**, aseguramos el máximo rendimiento de los aerogeneradores



**100
GW**

en **Operación y Mantenimiento**



E N T R E V I S T A

Santiago Gómez Ramos

Presidente de APPA Renovables

“Si no aprovechamos la Transición Energética para industrializar el país, generar empleo y mejorar nuestra sociedad nos habremos equivocado”

Tras presidir durante ocho años –tiempo máximo según estatutos– la Sección Eólica, Santiago Gómez fue nombrado el pasado 29 de junio, por unanimidad, nuevo presidente de la Asociación de Empresas de Energías Renovables. Ingeniero superior de Minas y PDG por el IESE, Gómez Ramos es director de Gestión de la Energía en Acciona, empresa a la que se incorporó en 1994 procedente del IDAE, e inicia su mandato en un período marcado de lleno por la crisis derivada del Covid 19 pero también, como él mismo destaca, por un momento en el que las bondades y la necesidad de las energías renovables ya no se discuten.

Pepa Mosquera

■ **Ahora mismo hay 430.000 megavatios de potencia de generación eólica y solar pidiendo acceso y conexión a red, cuando el objetivo 2030 es instalar 50.000. ¿Cuánto hay de especulación en estas solicitudes? ¿Cree que el RDL 23/2020 va a ponerle freno?**

■ Está claro que este nivel de solicitudes excede con mucho lo que necesitamos y es necesario poner orden en el sector, por lo que los pasos que está dando el Ministerio con el Real Decreto-ley 23/2020 van en la buena dirección. Podremos discutir aspectos formales, pero es positivo que se busque dar prioridad a los proyectos que tengan un objetivo real de llegar a término.

Respecto a la especulación, no podemos ser tan inocentes como para pensar que todas estas solicitudes obedecen a proyectos reales ni tan perversos de sospechar de todo. Se dan una serie de circunstancias que es preciso contemplar: son tecnologías de rápida reducción de costes (89% en fotovoltaica y 70% en eólica solo en la última década), un abaratamiento que aún no se ha estabilizado; estamos en un mercado competitivo con una capacidad limitada de acceso y conexión a la red; hay liquidez en el mercado para estos proyectos, que se han identificado a nivel nacional y europeo como claves; y existía – todavía existe – un alto grado de incertidumbre sobre cómo y a qué ritmo se va a incorporar nueva potencia. En este escenario es normal que las empresas hayan pecado por exceso, para asegurarse de que, si tienen que acometer proyectos, los derechos de acceso y conexión no fueran un problema o para, en casos de competencia en determinados nudos, asegurarse un mayor porcentaje de acceso.

Esperamos que la nueva regulación ponga orden y frene estas prácticas, que no se limitan a los derechos de acceso y conexión. El acceso y conexión es más llamativo porque está contabilizado, pero todos vivimos lo que ocurrió en 2008 y sabemos que, desde el dueño del terreno hasta el suministrador de equipos, toda la cadena de valor es consciente de cuándo el mercado está creciendo. Es importante que seamos capaces de trasladar la reducción de costes de la tecnología al usuario final, permitiendo que todos los actores se beneficien, pero sin que existan distorsiones.

■ **¿Cuánto perjudican estos movimientos especulativos a los proyectos renovables serios, fiables?**

■ Como he dicho antes, estos movimientos pueden llegar a encarecer la cadena de valor y a que el regulador tome medidas excesivamente restrictivas para frenarlo, perjudicando a todos los agentes, aunque no actúen de esa forma. En cualquier caso, un buen proyecto ejecutado correctamente por una empresa sería en general siempre llega a buen término.

Movimientos especulativos los hemos visto también en las últimas subastas. Con empresas que consiguieron una adjudicación de potencia mucho más allá de sus capacidades reales de ejecución, bien de forma directa o a través de terceros. Conseguir un precio bajo en una subasta, por más que se repitiera en su momento, no es un éxito. El éxito de una subasta es que un alto porcentaje de los proyectos o la potencia se lleve a cabo. Nunca debemos olvidar que la subasta es un medio. El objetivo es la Transición Energética.

■ **¿Confía en que las nuevas subastas van a estar a la altura de lo que el país necesita?**

■ Lo estarán si tenemos claro el objetivo. Si valoramos dónde estamos, a dónde vamos y qué necesitamos. El dónde estamos engloba cómo es la red de transporte y distribución, qué tipo de tecnologías hay actualmente, etc. Luego debemos tener claro cómo las vamos a sustituir y cuándo, la aportación de cada tecnología, el impacto en la flota de generación limpia existente, etc. No podemos hacer como en el pasado y poner el “factor precio” como el único requisito.

El objetivo es realizar la Transición. Y si vemos esta Transición de forma global, como una oportunidad para, teniendo un precio competitivo de la electricidad, industrializar nuestro país y generar empleo de calidad que pueda fijar población en zonas rurales, acertaremos.

■ **El modelo de subastas que propone el gobierno distingue entre tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad,**

■ criterios de localización y madurez tecnológica. ¿Cómo lo valora APPA?

■ Es un enfoque acertado. No hay necesidad de inventar nada porque a este mismo reto ya se han enfrentado en otros lugares. En otros países hemos visto cómo se valoraba la madurez del proyecto, el tipo de tecnología, si existía almacenamiento o en qué lugar se iba a instalar la planta... No puede ser de otra manera. Y la solución es multitecnológica porque, entre sí, las renovables se complementan. Está claro que hoy la solar fotovoltaica y la eólica terrestre son las tecnologías más maduras y competitivas que aportarán un gran volumen de energía al sistema que requiere la Transición. Pero cuánto y dónde es muy importante. La hibridación y el almacenamiento tendrán un papel fundamental y, por tanto, el incluir su consideración en las subastas será también importante.

Igualmente, hay que considerar todas las tecnologías en cada fase de maduración. Hoy la fotovoltaica puede destacar por precio, pero algunas previsiones indican que en dos décadas la tecnología más implantada en Europa será la eólica marina. Debemos pensar de forma amplia y global. ¿Cómo afectará este desarrollo de la eólica marina a la red de transporte y distribución, o a la industria naval española? Lo mismo ocurre con la biomasa, donde somos un país con un recurso renovable envidiable, pero con uno de los aprovechamientos más bajos de Europa. Sin embargo, la bioenergía es fundamental para conseguir alcanzar los objetivos, tanto de transporte o térmicos como eléctricos por su gestionabilidad.

Finalmente, desde APPA creemos que en la propuesta de RD se debería haber sido más específico en cuanto a la exigencia de madurez de los proyectos que se presentan a la subasta.

■ El gobierno dice que este nuevo modelo va a abaratar el precio de la electricidad. ¿Lo comparte?

■ No me cabe duda si se hace bien. El mayor volumen a subastar será en tecnologías con coste inferior a la media del sistema eléctrico actual y por tanto impactará. En cualquier caso, debemos huir de buscar un récord de precio en la subasta. Lo que necesitamos es un sistema con un coste de generación reducido y óptimo, para lo que es necesario dar entrada a nuevas tecnologías, incluyendo gestionabilidad y el respaldo. La digitalización aplicada a la gestión de la demanda, la hibridación, almacenamiento, etc. debe ser una obligación. Debemos evitar que la gestionabilidad y el respaldo sean la excusa para el refugio ineficiente de tecnologías antiguas y contaminantes.

Por otro lado, se deberá limpiar el recibo de la luz de aquellos conceptos que nada tienen que ver con el coste de la energía entregada al consumidor si queremos ver con claridad este cambio. Adicionalmente, es importante garantizar la viabilidad de las empresas. Estos últimos meses hemos visto precios del entorno de los 28 €/MWh cuando la Orden de Parámetros preveía 54 €/MWh. Si el precio que se traslada al mercado es muy bajo, tanto por una característica puntual como ha sido la crisis del COVID19 como por exceso de excedentes, pondremos en riesgo a las propias empresas que son las responsables últimas de acometer la Transición Energética.



■ La Transición Ecológica que propone el Gobierno pasa por conectar 100 megavatios de potencia renovable cada semana durante los próximos 30 meses. ¿Están las empresas españolas preparadas para afrontar este desafío?

■ Como hemos visto el año pasado, las empresas están más que preparadas. El problema no está en nuestra capacidad de implantación o de desarrollo de proyectos, sino en saber cómo afrontarlo. Utilizando el ejemplo anterior de la eólica marina y su impacto en el empleo de los astilleros, tenemos que ver la Transición Energética como un todo y ahí las empresas estaremos las primeras para responder al desafío. Se trata de un desafío en el que Gobierno, empresas y sociedad deben ir de la mano porque es una oportunidad que no podemos perder.

Contamos en España con el mayor crecimiento anual de bosques de la Unión Europea, somos el primer productor de aceite de oliva del mundo y el principal productor de ganado porcino de Europa. A pesar de ello, solo Irlanda está por detrás de nosotros en consumo per cápita de recursos biomásicos. De 17 países analizados somos el 16. El potencial existente para generar empleo de calidad en entornos rurales, valorizar subproductos de otras industrias, fijar población evitando que los jóvenes se vean obligados a abandonar sus familias... Todo esto debe estar en nuestra mente y nuestra planificación, además de si se instalan 100 o se instalan 150 MW. Si no aprovechamos la Transición Energética para industrializar el país, generar empleo y mejorar nuestra sociedad nos habremos equivocado.

■ ¿Hasta qué punto ha trastocado o va a trastocar el Covid la evolución esperada de las distintas tecnologías renovables?

■ El Covid19 ha afectado al sector renovable, seguro que menos que a otros sectores como el turismo o la automoción, pero sí que hemos sufrido, y si vemos rebotes o nuevas oleadas, esto continuará. El efecto de la crisis económica acabará teniendo más impacto seguro.

En primer lugar, hay un efecto directo en la toma de decisión de inversiones. Esto está afectando en principio más al autoconsumo,



“Si sabemos aprovechar la complementariedad de las distintas tecnologías y situarlas en el centro de la recuperación económica, estaremos ante una década magnífica para el sector renovable”

porque muchos clientes deciden trasladar la inversión prevista debido a la incertidumbre sobre la economía. En segundo lugar, el descenso de consumo ha incidido de forma grave en los precios del mercado eléctrico, lo que muestra la necesidad de contar con mecanismos que permitan una revisión más adecuada a la realidad de los precios esperados, el valor de 54 €/MWh que marcaba la Orden de Parámetros ya se antojaba alto cuando se publicó, pero el precio medio en 2020 está siendo del orden de 30 €. En último lugar, la reducción del transporte por carretera ha influido negativamente en el consumo de biocarburantes, que suponen una parte importante de nuestro consumo de energía renovable.

■ Hablando de biocombustibles, hay países que están haciendo una fuerte apuesta por ellos, en especial por el biogás. ¿Hay posibilidades de que España empiece a caminar por esa misma senda?

■ España es un país absolutamente privilegiado en términos de bioenergía. Y es importante que seamos conscientes de que, tanto en el caso de subproductos de otras industrias como en el caso de residuos que han de tratarse, contamos con un magnífico potencial energético. El biogás y el biometano son vías para conseguir descarbonizar nuestro modelo energético más allá de la electrificación, que también es necesaria. El dato facilitado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en el Balance Energético 2019 fue que la electricidad se había situado el pasado año en el 22,2% de la energía. Si solo centramos los objetivos en la electricidad renovable, aunque hagamos un buen trabajo, no servirá. Más que una posibilidad, el biogás constituye una necesidad para alcanzar ese 42% de renovables que se plantea en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

■ Siguiendo con las renovables térmicas, a las que se les suele prestar bastante menos atención que a las eléctricas, ¿cómo prevé el desarrollo de la solar térmica y de la geotérmica para climatización en España?

■ El escenario objetivo del PNIEC para aplicaciones de calor y frío pasa por duplicar las energías renovables, pasando del 15%-

18% al 34% pero la realidad es que la biomasa es la gran protagonista de los usos térmicos en España, supone alrededor del 90% de las renovables térmicas. La energía solar térmica es una tecnología modulable, la geotermia es una de las más competitivas a nivel económico, pero falta una señal del regulador. Vemos que para instalación de autoconsumo tenemos distintas medidas de apoyo, que no tienen por qué ser ayudas a fondo perdido: exención de impuestos municipales, acceso a financiación... Y

lo mismo deberíamos hacer para estas energías que son igual de renovables e igual de eficientes. Es necesario contar con un Plan específico para los usos térmicos renovables.

■ Y la minihidráulica, ¿sigue habiendo cabida para nuevos desarrollos de esta tecnología en España?

■ El Real Decreto-ley 23/2020 abre la puerta a muchas opciones como la hibridación que permitirían dar un impulso a estas instalaciones, pero desde la minihidráulica, que fue el germen de nuestra Asociación, las preocupaciones son otras. Hasta fecha muy reciente no se ha protegido a estas instalaciones frente a algo tan habitual como una sequía y, en 2017, fueron doblemente penalizadas por este hecho. La minihidráulica es la forma de generación eléctrica más respetuosa con el medioambiente y, curiosamente, una de las que más han sido perseguidas por algunas Administraciones.

Para el futuro no se contemplan nuevos desarrollos, pero es importante que mantengamos el actual parque de generación, hay cerca de 2.000 MW de minihidráulica en España y deben seguir acompañando la Transición Energética todo el tiempo que puedan. Para que estas centrales, algunas centenarias, nos acompañen 20 o 25 años más, debemos contar con un Plan Renove para modernizarlas y automatizarlas. Especialmente para aquellas centrales más pequeñas. No es lo mismo el tratamiento para una central de 5 ó 10 MW que para una central de 500 kilovatios. Esos planes deben adecuarse al marco concesional. Si queremos que en el año 2050 sigan funcionando y resulta que la concesión termina antes, habrá que dar una solución. Entendemos que la Administración está trabajando para dar solución al marco concesional, hoy muy heterogéneo y complejo.

■ Agregación, hibridación, almacenamiento.... ¿Cómo ve el futuro de estos nuevos modelos de negocio ligados a las renovables? ¿Cree que ha llegado el momento de que APPA abra la puerta a nuevas secciones?

■ La Asociación ha estado en permanente evolución. Desde la original APPAH (Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores Hidráulicos), hasta la actual APPA Renovables

(Asociación de Empresas de Energías Renovables) se han producido muchos cambios. El más reciente, la creación de la sección de Autoconsumo. Desde APPA Renovables siempre habíamos defendido esta forma de generación, llevábamos “Autogeneradores” en el nombre original, y hace más de una década ya estaba reflejado en el Anteproyecto de Ley de Renovables que presentamos con Greenpeace con la colaboración de Cuatrecasas, aunque entonces no se llamaba “autoconsumo” que es bastante reciente sino “energía eléctrica autoconsumida” y “energía térmica autoconsumida”.

Los cambios siempre han venido por las propias empresas, hace un par de años empresas de las secciones Fotovoltaica y Minieólica decidieron que el Autoconsumo necesitaba tener una representación propia y hoy cerca de cincuenta empresas están ya representadas en esta sección. Si la hibridación, el almacenamiento o el hidrógeno renovable (o el biogás o la eólica marina) necesitan defender de forma específica sus intereses, allí estaremos. Siempre abiertos a las necesidades de nuestros socios y bajo el paraguas de una asociación de todas las renovables.

■ ¿Da España el suficiente apoyo y la suficiente inversión a las tecnologías renovables que aún están en sus inicios, caso de las renovables marinas, por ejemplo?

■ Las renovables marinas pueden ser la próxima fotovoltaica y esto no se puede prever. Hay que preparar el terreno para que sean las empresas, los tecnólogos y, en última instancia, el mercado el que juzgue. Nadie pensaba que en 2020 la fotovoltaica iba a alcanzar estos niveles de competitividad y ahí está. La eólica marina desbancará a la eólica terrestre según las previsiones que maneja la Agencia Internacional de la Energía, y esto tampoco lo esperábamos hace 5 ó 10 años. No podemos quedarnos sentados y esperar a ver si las renovables marinas, con el inmenso potencial que tienen los océanos, son la respuesta para nuestro futuro energético. Tenemos experiencia probada, magníficos centros de ensayo, líderes mundiales en ingeniería naval... Hay que ir poco a poco, pero no quedarnos atrás.

■ A partir de ahora vamos a empezar a ver también comunidades de energías renovables y quizá aparezcan otras figuras que ahora no existen. ¿Ha iniciado definitivamente la energía un camino radicalmente nuevo?

■ La creación de grandes comunidades energéticas no es algo nuevo, el sistema de vapor que suministra calefacción a la ciudad de Nueva York lleva operando desde 1882, y muchos sistemas de district heating de biomasa y geotermia también llevan décadas funcionando. La gran pregunta sería ¿por qué se ha tardado tanto en dar el paso con la electricidad?

En mi opinión, estamos viviendo un camino que ya han vivido las telecomunicaciones y la informática. Industrias que han cambiado en un par de décadas mucho más que en todo el siglo anterior. Ese es exactamente el momento en el que nos encontramos: autoconsumo, almacenamiento, vehículo eléctrico... todo esto son opciones que tiene ahora el ciudadano y que antes no tenía. Antes solo las empresas, y de forma limitada, tenían posibilidad de incidir en la forma en que consumían y gestionaban su energía, pero hoy estas opciones están disponibles para todos nosotros. Tendremos que estar atentos porque estos cambios tan vertiginosos no son fáciles,



debemos ser cuidadosos y anticiparnos a los retos que se plantean: excedentes, apuntamientos, interconexiones, movilidad renovable, incentivos para las renovables térmicas, hidrógeno verde...

■ Su mandato al frente de APPA va a coincidir con el primer tramo del PNIEC 2021-2030. ¿Cuáles serán sus prioridades a corto y medio plazo? ¿Y a largo?

■ Bueno, he de reconocer que es la primera vez que al inicio de un mandato presidencial en APPA Renovables, después de 33 años de historia, ya no se discuten las bondades y la necesidad de las energías renovables, y gran parte de culpa de esto la tienen todos los presidentes y miembros de la Junta Directiva que me precedieron a quienes agradezco su labor. Sin embargo, nunca antes nuestro sector había tenido tanto protagonismo, ni se afrontaba a un reto como el actual. Esto supone una enorme responsabilidad para nuestra asociación que estoy seguro desarrollaremos con profesionalidad y buen criterio.

A corto y medio plazo, hay que luchar para mantener esa cohesión que hoy existe entre Gobierno, sociedad y empresas, colaborando en el objetivo de ordenar el sector que lidera el Ministerio (Miteco) y clarificar los escenarios nuevos que se abren para las renovables, garantizando que la Transición Energética sea lo más eficiente posible y que podamos crecer de forma ordenada y sostenible en el tiempo. Para ello trabajaremos codo con codo con el Ministerio. A largo plazo, abriremos a la colaboración con los distintos actores y el desarrollo de nuevas vías de negocio, tratando las novedades siempre con cordura, pluralidad y sensatez, algo que ha sido la seña de la casa a lo largo de nuestros treinta y tres años de historia. Si sabemos aprovechar la complementariedad de las distintas tecnologías y situarlas en el centro de la recuperación económica, estaremos ante una década magnífica para el sector renovable. ■



EÓLICA

Ingeteam, desde la I+D al número 1

Sus números son sencillamente formidables. Solo dos pinceladas para empezar. Una: Ingeteam es hoy el primer proveedor independiente de convertidores de energía eólica del mundo, con una potencia suministrada de cincuenta gigavatios (50 GW). Y dos: Indar (Grupo Ingeteam), que desarrolla y produce (para los principales fabricantes del mundo) generadores de hasta nueve megavatios de potencia, lleva entregadas hasta la fecha más de 22.000 unidades de este componente (38 GW) y es el único fabricante independiente del mundo con producción propia en los Estados Unidos.

Antonio Barrero F.

Nació en 1972 y es hoy toda una potencia mundial –toda una autoridad– en el campo del desarrollo tecnológico de la electrónica de potencia y control (inversores, convertidores de frecuencia, controladores y protecciones); la máquina eléctrica rotativa (motores, generadores y grupos moto-bomba Indar); los sistemas de integración de ingeniería electro-mecánica y de automatización; y los servicios de Operación y Mantenimiento (ahora mismo Ingeteam presta esos servicios a más de 9.000 megavatios de potencia eólica en todo el mundo).

El secreto de los números que abren este reportaje (50 gigas de convertidores, 38 de generadores, más de 9 en OyM) radica, probablemente, en la apuesta constante de Ingeteam por la I+D+i, ítem en el que la compañía presume de invertir, anualmente, más del 5% de su cifra de negocio y en el que tiene ocupado al 11% de su plantilla: más de 400 personas.

Los resultados saltan a la vista. La compañía cuenta a día de hoy con toda una gama de productos para aerogeneradores (colosos) de hasta quince megavatios de potencia. Y no para.

Ni siquiera en mitad de una pandemia, ni siquiera en verano. Porque ya tiene en el mercado su última línea de modelos de simulación avanzada para la integración de energía eólica en redes (que repasaremos más adelante) y porque se atreve con todo, que acaba de anunciar la que es sin duda la Noticia del Verano de Ingeteam, su asociación con Iberdrola en el parque eólico de Whitelee, el mayor (terrestre) que la eléctrica opera en el Reino Unido. En Whitelee, la firma vasca (Ingeteam tiene su sede en Zamudio, Bizkaia) va a suministrar a Iberdrola el que va a convertirse en su mayor sistema de almacenamiento con baterías en el mundo (el suministro incluye Sistema de Control, Convertidores de Potencia y baterías de ión litio). Con la solución que ha desarrollado Ingeteam, Iberdrola podrá participar en el mercado de regulación de frecuencia de la red nacional de Reino Unido. La instalación comenzará a operar a finales de este año y, en el primer trimestre de 2021, está previsto concluyan las pruebas de cumplimiento de código red del operador del Reino Unido (el equivalente a Red Eléctrica de España).

Los Sistemas de Control y los Convertidores de

Potencia de este contrato están basados en la tecnología propia del Grupo Ingeteam y van a permitir la correcta carga y descarga de las baterías. En momentos de baja demanda de energía eléctrica, el parque eólico podrá seguir generando a máxima capacidad, y el excedente se almacenará en la batería. Cuando se incremente la demanda, el sistema de control enviará una orden al Convertidor de Potencia para que extraiga la energía de la batería y la entregue a la red. “Este proceso –explican desde Ingeteam– se ejecuta en fracciones de segundo, ‘enciende la pila’, realizando primero una extracción de energía de la batería en Corriente Continua, y posteriormente una conversión y adecuación a Corriente Alterna, para ser introducida en la red eléctrica de alta tensión y sumada a la que se genera en las turbinas eólicas”.

El sistema de Whitelee –explican desde Ingeteam– será “similar a una fuente de alimentación de un ordenador portátil, si bien es un millón de veces más grande y permite además que la energía fluya en los dos sentidos entre la red eléctrica y la batería”.

Pues bien, de los números de Ingeteam, de los sistemas de almacenamiento del futuro/presente, de la pandemia que todo lo llena y de “la gran importancia de la modelización y de la capacidad de simular comportamientos ante diferentes casuísticas en la red eléctrica” nos habla en las páginas que siguen David Solé, el Director General y de Operaciones del Grupo Ingeteam.

■ **Más información:**

→ www.ingeteam.com



David Solé

Director General y de Operaciones del Grupo Ingeteam

“Estamos apostando fuerte en soluciones de almacenamiento para diferentes tecnologías”



■ Leo en nota de prensa “el Grupo Ingeteam es líder mundial en suministro de convertidores de energía eólica, con una potencia instalada de cincuenta gigavatios”. ¿Qué tiene Ingeteam que no tengan sus competidores?

■ Sí, en eólica somos líderes en el suministro tanto de convertidores como de generadores.

Se me ocurren muchas cosas, pero, en esencia, considero que el diferencial radica, por un lado, en la capacidad tecnológica y conocimiento técnico y, por otro, en nuestra flexibilidad y orientación al cliente.

Ingeteam fue pionero en el desarrollo de sistemas de conversión de potencia en este sector, impulsando el concepto de velocidad variable para permitir un mayor aprovechamiento de la energía del viento. Nuestra experiencia es, por tanto, una gran ventaja frente a nuestros competidores. Asimismo, en Ingeteam desarrollamos convertidores y generadores para otras muchas aplicaciones (por ejemplo, para el sector naval, la industria, fotovoltaica, hidroeléctrica, tracción, etcétera), lo que nos posibilita enriquecer nuestros diseños con el conocimiento y capacidad tecnológica transversal que poseemos. Para nosotros, el I+D+i es el pilar básico en el que sustentamos nuestra actividad actual y a futuro.

Adicionalmente, en Ingeteam tenemos muy claro que el cliente es nuestra razón de ser y, por tanto, nos esforzamos al máximo en entender sus necesidades y alinearnos con sus estrategias. Tratamos de ser flexibles y ágiles, comportándonos como un verdadero partner.

■ Ingeteam acaba de lanzar –lo hizo en abril– sus convertidores de energía eólica de nueva generación desarrollados para aplicaciones DFIG [Generador de Inducción Doblemente Alimentado] de alta potencia. ¿Cuáles son sus principales características, sus virtudes, el valor añadido que les diferencia respecto a otros convertidores?

■ Nuestra competencia en este rango de producto es ciertamente reducida, ya que las barreras técnicas son elevadas, especialmente en lo que respecta al cumplimiento de los requisitos de conexión a red, cada vez más exigentes. La nueva generación de convertidores que presentamos recientemente cubre un rango de potencia de seis a ocho megavatios [6 MW-8 MW], no disponible hasta la fecha para turbinas con generadores doblemente alimentados.

De estos equipos, destacaría sus prestaciones de conexión a red. Permiten absorber picos de corriente provenientes del rotor de la máquina ante faltas en la red eléctrica, funcionar en redes débiles, detectar y mantener estabilidad ante resonancias subsíncronas, asegurar niveles reducidos de armónicos, etc.

Para ello, se han incorporado novedades tecnológicas en el diseño de la electrónica de potencia, en el sistema de refrigeración y, por supuesto, en las técnicas y algoritmos de control.

Esta gama de producto supone una nueva aportación para seguir reduciendo el LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) de la eólica, lo que facilitará la imparable penetración de las energías renovables, imprescindibles para la sostenibilidad de nuestro planeta.

■ ¿Dispone Ingeteam de generadores para ese mismo rango de potencia?

■ Sí, también. La diferencia es que estos generadores se diseñan y fabrican siempre *ad hoc* para cada cliente y modelo de aerogenerador, atendiendo a las especificaciones técnicas en cada caso.

En Indar cubrimos todas las tecnologías que ahora mismo se están empleando en el sector eólico; desde doblemente alimentados a jaula de ardilla o síncronos (de imanes permanentes o no)... Además somos especialistas en media tensión, lo que supone una ventaja conforme aumenta la potencia de la máquina.

■ Ingeteam suministrará a Iberdrola su mayor sistema de almacenamiento con baterías en el mundo, lo cual supone todo un espaldarazo –uno más para la empresa– y todo un reto para Ingeteam, que suministrará concretamente el Sistema de Control, los Convertidores de Potencia y las Baterías de ión litio. Está previsto que la planta entre en operación a finales de este año. ¿En qué momento se encuentra este proyecto?

■ Efectivamente, es un proyecto singular muy importante también para nosotros, ya que se trata de un sistema de almacenamiento en baterías de 50 MWh de capacidad. Estamos muy agradecidos a Iberdrola por haber confiado en Ingeteam para su desarrollo.

Como dice, los plazos son extraordinariamente exigentes y el objetivo es poder empezar a poner en marcha la instalación antes de final de año. Actualmente estamos en fase de producción y suministro de los equipamientos que serán instalados en Escocia en el último trimestre.

■ ¿Pasa el futuro de la eólica –necesariamente– por asociar parques a sistemas de almacenamiento como el que va a suministrar Ingeteam a Iberdrola? Y, al hilo de esa cuestión, ¿están llamadas a convertirse las soluciones de almacenamiento Ingeteam en línea de negocio potente en la empresa?

■ Lo que sí es necesario es integrar sistemas de almacenamiento en la red que respalden el aumento de energías renovables, fundamentalmente eólica y fotovoltaica. Quiero decir con esto que no considero necesario asociar los sistemas de almacenamiento a los parques directamente, sino que deberán ser activos con los que cuente el sistema eléctrico para optimizar su regulación y garantizar su estabilidad.

De hecho, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima se recoge para España un objetivo de nueva instalación de 6 GW de al-



macenamiento antes de 2030, pero se estima que 2,5 GW puedan ser sistemas basados en baterías y unos 3,5 GW sistemas basados en energía hidroeléctrica (el llamado *pumped storage*).

Y, como dice, desde luego que el almacenamiento es una línea de negocio importante para Ingeteam. Estamos apostando fuerte en soluciones de almacenamiento para diferentes tecnologías y aplicaciones y confiamos en seguir creciendo y posicionarnos como un actor muy relevante en el mercado internacional.

■ Supongo que los códigos de red locales y las condiciones particulares de cada país son diferentes. ¿Hay muchas diferencias entre unos y otros? Y, al hilo de esto, ¿es difícil competir con las empresas locales, que seguramente conocen muy bien esos códigos, esas condiciones?

■ Sí diría que las redes eléctricas tienen particularidades en los diferentes países y también diría que la forma de interactuar con los operadores es específica en cada mercado. Sin embargo, los códigos de red en sí son bastante parecidos, siempre marcando tendencia los países más desarrollados, como Alemania, España o Estados Unidos.

Respecto a la competencia, en este caso sigue siendo global. Ahora bien, sí tiene más opciones quien mejores prestaciones presente y quien mejor soporte técnico ofrezca para las particularidades del mercado local en cuestión. En los últimos tiempos ha cobrado gran importancia la modelización y la capacidad de simular comportamientos ante diferentes casuísticas en la red eléctrica. Precisamente, este es uno de los puntos fuertes de Ingeteam. Nuestros modelos de simulación avanzados son muy valorados en el mercado y, además, somos capaces de emplear múltiples plataformas de simulación para integrarlos fácilmente con los del cliente, la utility o el operador de red.

■ ¿Qué fabricantes de aerogeneradores montan convertidores con tecnología Ingeteam?

■ Trabajamos con prácticamente todos los fabricantes de aerogeneradores que conforman el *Top* mundial, a excepción de China, donde nuestra presencia es, de momento, reducida. El volumen de negocio y los productos y servicios que suministramos varían en función del cliente.

Nuestra oferta en el sector eólico no sólo se centra en generadores y convertidores. También suministramos cuadros de control, disponiendo de nuestro propio controlador, estamos instalando cada vez más sistemas CMS (Condition Monitoring Systems) para facilitar el mantenimiento predictivo y preventivo en el aerogenerador, somos referente con los sistemas de protección y control que se montan en las subestaciones de los parques eólicos, y contamos también con sistemas Smart SCADA [Supervisory control and data acquisition] para monitorizar y analizar toda la información disponible en los parques desde los centros de control. Al margen de los productos, somos líderes también como proveedor independiente de servicios de O&M, operando internacionalmente con nuestros servicios de valor añadido.

■ Ingeteam está ganando contratos para la operación y el mantenimiento prácticamente en todas partes. El Grupo acumula más de 9 GW de potencia eólica mantenida. ¿Mantiene solo potencia suya, en la que hay turbinas generadores Indar o convertidores propios, o mantiene también otras marcas?

■ En el sector eólico, los contratos de O&M aplican a los parques eólicos y lo que trasciende es la marca del aerogenerador, no la de sus componentes internos. Por tanto, mantenemos turbinas que pueden o no llevar nuestra tecnología. Asimismo, ofrecemos servicios de valor añadido como puestas en marcha, grandes correctivos, servicios en pala, auditorías, etcétera, que no están relacionados con nuestro suministro a nivel de producto.

■ ¿En qué medida ha afectado la Crisis Covid a la actividad cotidiana de Ingeteam? ¿Qué medidas ha adoptado la empresa para evitar que sus empleados de operación y mantenimiento corran riesgos relacionados con el Covid-19? ¿Test, mascarillas, guantes, hidrogel, algún cursillo específico de formación en materia de prevención de riesgos laborales asociados a esta nueva situación?

■ La verdad es que ha sido todo un reto, máxime al operar en muchos países con medidas y criterios distintos. Aun así, desde Ingeteam hemos hecho todo lo posible para que la actividad cotidiana apenas se haya visto afectada.

En relación a las medidas adoptadas en Servicios, hemos establecido protocolos de actuación adaptados a cada operativa con incorporación de nuevos EPIs [Equipos de Protección Individual] y encaminados a limitar al máximo los contactos entre el personal, evitando así el posible contagio y propagación del virus. Las medidas han ido desde el establecimiento de parejas fijas, el escalonado de horarios o la presencia limitada en las instalaciones, la disposición de un vehículo por persona, la gestión y soporte telefónico, la operación de almacenes y reporte de forma telemática y centralizada...

Lógicamente hemos dotado a la plantilla desde el primer momento de medios de higiene y seguridad, tales como mascarillas, gafas, monos desechables, guantes de látex o nitrilo, hidrogel, productos desinfectantes, etc. Los primeros días de la pandemia fueron de auténtica locura, pero gracias a un esfuerzo encomiable y una buena coordinación interna hemos podido mantener la actividad globalmente cumpliendo con los protocolos y medidas de seguridad que nuestro Servicio de Prevención ha determinado.

Por último, también hemos realizado tests de forma complementaria a los dictados por las autoridades sanitarias y formaciones, sobre todo dirigidas a la divulgación de los protocolos de seguridad que se han ido actualizando recurrentemente. En esta crisis sanitaria la comunicación interna ha sido clave y mi percepción es que en Ingeteam hemos procurado cuidarla, a pesar de las dificultades e incertidumbre a las que nos hemos enfrentado.

■ ¿Cómo y en qué medida se ha visto afectado –se está viendo afectado– el mantenimiento?

■ El trabajo de mantenimiento no se ha visto prácticamente afectado; simplemente ha habido que operar con protocolos y medidas de seguridad adicionales que han ralentizado los servicios menos prioritarios. Tanto los clientes como nosotros hemos optado desde el primer momento por continuar con los trabajos teniendo en cuenta la consideración de servicio esencial que tiene la generación de energía.

■ ¿Cómo y en qué medida se han visto afectadas –se están viendo afectadas– las reparaciones no programadas?

■ Respecto a las reparaciones, las no programadas que generan o pueden generar parada de máquina en breve o que tienen implicaciones de seguridad se han continuado realizando con normalidad, pero con las adaptaciones precisas para cumplir con los nuevos protocolos de seguridad.

■ Más: ¿cómo y en qué medida se está viendo afectado el suministro de piezas de recambio y/o de materiales de reparación?

■ En lo relativo a los repuestos, hasta el momento no hemos tenido grandes problemas, ya que no hemos tenido roturas de *stock* y nuestra cadena de suministro también ha podido operar con relativa normalidad. En relación a las reparaciones, en especial la de grandes componentes, sí nos hemos encontrado con un cierto empeoramiento en lo que respecta a los plazos, pero, hasta donde conozco, sin ello generar problemas destacables.



■ Y, por fin, ¿en qué medida la pandemia le ha afectado –le está afectando– a la fabricación?

■ Inicialmente sufrimos momentos de incertidumbre tanto a nivel de seguridad frente al virus como a nivel de regulación aplicable, pero a partir de ahí puedo decir que hemos conseguido mantener la actividad productiva, recuperando los retrasos provocados por la irrupción de la pandemia en nuestras vidas. La planta más afectada por la pandemia ha sido la que tenemos en la India, donde todavía a día de hoy seguimos con restricciones que afectan al normal funcionamiento de la producción.

Por otro lado, los niveles de productividad se ven ligeramente afectados en algunos casos, ya que hemos tenido que reorganizar en cierta

medida nuestras operaciones para trabajar de acuerdo a los protocolos de seguridad y salud establecidos.

Quiero aprovechar estas preguntas para mostrar públicamente nuestro agradecimiento a toda la plantilla del Grupo Ingeteam, que ha demostrado un comportamiento impecable en todo momento y que, más allá del respeto y observación de todas las medidas adoptadas, ha mantenido un nivel de esfuerzo y compromiso admirable.

■ Ingeteam cumple años por estas fechas. Lo hace convertida en Top 1 del mundo en suministro de convertidores al sector eólico. Pero lo hace también en medio de una Crisis Covid que ha llenado de incertidumbre un horizonte que hasta hace muy pocos meses parecía más despejado que nunca. ¿Tiene Ingeteam estimación del impacto del Covid-19 en su actividad y/o en sus cuentas?

■ Sí, tenemos una estimación del impacto en nuestras cuentas de este año que lógicamente se van a ver resentidas frente al objetivo marcado. Sin embargo, en el contexto en que nos encontramos, considero que podemos estar satisfechos con los resultados que vamos a alcanzar.

■ Y, en un sentido más amplio, ¿cómo creen en Ingeteam que todo esto afectará al desarrollo del sector eólico?

■ Respecto al sector eólico en general, mi impresión es que la pandemia va a suponer un cierto retraso en los planes de promoción y desarrollo de algunos parques eólicos, pero el futuro del sector sigue siendo brillante, aunque el foco debe seguir poniéndose en la rentabilidad de las operaciones, ya que la dura competencia no sólo interna sino con otras fuentes de energía alternativas como la fotovoltaica está lastrando a muchas empresas del sector. ■

Repuestos y materiales de reparación para turbinas eólicas y palas.

Todo directamente en un mismo canal de suministro.

Como distribuidor especializado en el sector, suministramos a nivel internacional productos de las principales marcas y tecnologías del mercado para el mantenimiento y reparación de aerogeneradores y palas.

Contáctenos:

info@windsourcing.com

+49 (0)40 98 76 88 00





Los retos para el sector fotovoltaico ante el nuevo escenario post Covid-19

Si el 2019 dejó un hito importante para el sector fotovoltaico, tanto que se ha considerado como el mejor año para esta tecnología en España, 2020 pasará a la historia como un año atípico, marcado por la grave crisis sanitaria y económica causada por la pandemia del Covid-19.

José Donoso*

El año pasado se cerró con cifras récord de nueva potencia fotovoltaica instalada, con 4.201 MW de nueva capacidad en plantas en suelo y 459 MW de nueva capacidad para autoconsumo, lo que prácticamente supone duplicar toda la potencia hasta ahora instalada. En la instalación de nueva potencia en suelo ha influido fundamentalmente la subasta celebrada en 2017 a la que hay que sumar que, por primera vez, se han conectado al sistema eléctrico unos 600 MW de proyectos que van a mercado o

que se financian a través de un contrato de compra-venta de energía a largo plazo (PPA). Respecto a la subasta, en nuestro sector se ha registrado un 95% de tasa de éxito sobre proyecto que se ha otorgado y proyecto realizado, lo que confirma la gran fiabilidad que tiene nuestra tecnología para poder llevar a cabo los Planes Nacionales de Energía y Clima. Los PPAs han sido otra gran novedad en 2019, con la firma de 4 GW en estos contratos.

En este contexto de optimismo parecía que nada podía frenar el despliegue del sec-

tor fotovoltaico. Sin embargo, ha irrumpido la pandemia, aportando una fuerte incertidumbre y golpeando de forma considerable a nuestro sector en sus dos vertientes.

En las instalaciones fotovoltaicas en suelo, en el corto plazo el impacto ha sido mínimo, con retrasos en la construcción y en la tramitación administrativa. Además, se han reducido las financiaciones para proyectos que vayan a mercado y han empeorado las condiciones para los PPAs. Al respecto, el anuncio de una próxima convocatoria de nuevas subastas de energías renovables que ha realizado el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico resulta muy positivo, ya que ayudará a impulsar una rápida reactivación del sector.

■ Impacto notable sobre el autoconsumo

En el caso del autoconsumo, nos encontramos con una situación completamente diferente, ya que el impacto en el corto plazo es notable. Nuestros mayores clientes, las pequeñas industrias y el sector servicios, son quienes se han visto afectados de una manera más negativa. Ha habido proyectos paralizados o incluso alguno cancelado. No obstante, en el largo plazo, a medida que la economía se vaya recuperando, estamos convencidos que se va a ir recuperando este sector.

En cambio en el sector doméstico, después de una parálisis casi total, motivada por el distanciamiento social, el sector ha vuelto a recuperar el ritmo anterior a la crisis e incluso mejor debido a las bonificaciones



fiscales de un número importante de ayuntamientos, al mayor ahorro generado por los hogares durante el confinamiento y el haber tenido más tiempo para decidir.

Para mejorar la situación es necesaria una reducción de los tiempos de las tramitaciones administrativas, fundamentalmente eliminando la licencia de obra para los proyectos de autoconsumo. En este sentido, desde UNEF venimos desarrollando una exitosa campaña en relación a las CCAA. Estamos consiguiendo que cada vez se suprima este requisito en más territorios.

Sin olvidarnos de que estamos en un nuevo contexto de una grave crisis económica que ya ha provocado la pérdida de más de un millón de empleos en nuestro país y que puede llegar a suponer la contracción del PIB de España de hasta el 14,4% en 2020, según los datos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

Ante esta crisis motivada por un shock de demanda, las inversiones en energía fotovoltaica pueden jugar un importante papel anti-crisis. Tenemos la oportunidad de contribuir a una recuperación económica que sea, además, sostenible, es decir, que fomente la inversión en aquellos sectores que, además de generar empleo y riqueza, contribuyen a alcanzar el objetivo de una completa descar-

bonización de nuestras economías a 2050.

No cabe duda de que la transición energética tiene que ser una de las palancas de la salida de la crisis y el motor del crecimiento económico en la fase post Covid-19, tal y como reconoce también el Pacto Verde europeo (EU Green Deal).

En muchas ocasiones, desde UNEF hemos querido remarcar el importante papel que el sector fotovoltaico español puede desempeñar para la reindustrializar la economía española, aportando empleo estable, local y cualificado, así como crecimiento económico. Se trata de un sector que cuenta con un tejido industrial fotovoltaico ya consolidado, de calidad y competitivo, con empresas líderes a nivel internacional en la fabricación de componentes fotovoltaicos, como los inversores. Además, en el segmento de los seguidores solares, cuatro de las diez mayores compañías del mundo son españolas. Gracias a este sector, la industria española puede disponer de energía eléctrica barata, lo que representa una ventaja competitiva importante respecto a sus competidores.

■ Importantes novedades regulatorias

Esta primera parte de 2020, además, ha visto la introducción de importantes novedades

regulatorias que contribuyen a impulsar el desarrollo del sector fotovoltaico y que incorporan la mayoría de las propuestas que desde UNEF hemos realizado en los últimos meses.

Entre ellas, cabe destacar la aprobación del Real Decreto-Ley 23/2020, que representa un paso en la dirección correcta por muchas razones. En primer lugar, se establecen las condiciones para que se puedan celebrar nuevas subastas de energías renovables en los próximos meses. Las licitaciones son un elemento clave para capturar el mejor precio posible para los consumidores, así como para garantizar un desarrollo estable y ordenado del sector fotovoltaico. La estabilidad y la previsibilidad en la trayectoria de desarrollo de este mercado son indispensables para dar una señal de largo plazo y atraer los más de 20.000 millones de euros en inversiones con capital privado necesarios para cumplir con los objetivos de nueva capacidad fotovoltaica a instalar definidos por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) a 2030. El modelo de subasta que dará claridad a los participantes y evitará sobre-retribuciones, permitirá poner en marcha rápidamente el sector fotovoltaico. Especial mención merece la convocatoria de una subasta específica para las Islas Canarias: se

Commercial Extreme.

Inversores SG33CX | SG40CX | SG50CX | SG110CX

Más potente que nunca.
Ahora disponible con
recuperación de PID
y función AFCI.





Arriba, intervención de la ministra en el VI Foro. Debajo, segunda mesa de debate del #ForoSolar19: ¿Es el autoconsumo compartido una realidad?

trata de una noticia muy positiva que permitirá fomentar la instalación de energía limpia en uno de los territorios que, por sus características, ya se ve especialmente afectado por el cambio climático.

En segundo lugar, el RDL reforma la regulación de acceso y conexión a la red eléctrica, introduciendo una serie de hitos administrativos posteriores a la obtención de los permisos que permiten otorgar prioridad a los proyectos reales y maduros, eliminando aquellos no reales, pero sin perjudicar a los pequeños desarrolladores, actores importantes del sector.

En tercer lugar, esta nueva norma introduce una serie de medidas para agilizar la tramitación administrativa de los proyectos fotovoltaicos, concediendo un plazo único de treinta días a las distintas Administraciones para que contesten, e introduciendo el silencio positivo para los informes. No cabe duda de que la eliminación de uno de los principales frenos al desarrollo de nuevos proyectos –la lentitud de la burocracia– es una noticia muy positiva para el sector.

Además, el RDL ha introducido en el marco normativo las propuestas realizadas por UNEF sobre la hibridación y la sobre-potenciación, permitiendo que se combinen diferentes tecnologías renovables en un mismo proyecto, pudiéndose optimizar de este modo el aprovechamiento de los recursos naturales.

Otra reclamación histórica del sector fotovoltaico, que ha sido acogida en la norma

aprobada el 23 de junio, tiene que ver con la necesidad de reconocer el almacenamiento como actividad y sujeto jurídico, medida de fundamental importancia para asegurar su integración en el sistema eléctrico.

■ El VII Foro Solar será online

Estas son las bases del nuevo marco regulatorio en el que se va a desarrollar el PNIEC. Los objetivos a 2030 son ambiciosos, pero España está en una posición ideal para aprovechar el buen recurso solar y el territorio de los que dispone, no solo para consolidarse como país líder en el crecimiento del sector fotovoltaico a nivel internacional, sino también para construir una recuperación económica sostenible.

En el séptimo Foro Solar, evento que celebraremos los próximos 21, 22 y 23 de octubre en formato online, trataremos éstas y muchas más cuestiones candentes para el sector fotovoltaico, de la mano de ponentes nacionales e internacionales de primer nivel.

Como todos los años, contaremos con expertos que nos presentarán las últimas novedades tecnológicas en el ámbito de I+D+i, y debatirán sobre el potencial del hidrógeno como complemento para garantizar una mayor penetración de la tecnología fotovoltaica en el sistema a través del almacenamiento estacional y la necesidad de impulsar la digitalización del sector fotovoltaico, lo que se puede traducir en una vía de mejora de la competitividad de las empresas. La adopción de tecnologías digitales, de la analítica de datos, de la inteligencia artificial y del internet de las cosas son herramientas que permiten reducir considerablemente tanto los costes de la fabricación de componentes, como la operación, la monitorización y el mantenimiento de las instalaciones, aumentando la eficiencia de los procesos y la rentabilidad de los proyectos.

A pesar de la coyuntura actual, las empresas, la sociedad y el marco regulatorio están listos para continuar consolidando el impulso de la energía fotovoltaica como fuente inagotable de oportunidades y futuro para todos.

Las inscripciones para el evento ya están abiertas. ¡Nos vemos en el Foro Solar!

***José Donoso es director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)**



■ **Más información:**
→ www.unef.es



LA FOTOVOLTAICA COMO MOTOR DE LA RECUPERACIÓN ECONÓMICA

EDICIÓN ESPECIAL ONLINE: 21, 22 y 23 de Octubre

Participa en el congreso anual de referencia del sector fotovoltaico en España

Ponentes nacionales e internacionales de primer nivel desarrollarán los temas más candente del sector y como este puede jugar un rol fundamental en la recuperación económica.

El evento se realizará en una plataforma online abocada a que los participantes puedan aprovechar al máximo las oportunidades de networking

Inscríbete en www.unef.es



SOLAR FOTOVOLTAICA

Chint Energy lanza el autoconsumo a la carta

Lo denominan CIF. Y lo explican así: “reducimos el ‘Coste’ del kilovatio, hacemos la ‘Instalación’ y ‘Financiamos’ la obra si el cliente lo prefiere”. Tras 10 años de presencia en España, el gigante Chint Astronergy quiere impulsar el autoconsumo en nuestro país ofreciendo a empresas y particulares una batería de opciones que incluyen la financiación total de la inversión.

Luis Merino

La historia de Chint es la de tantos grupos industriales chinos que evolucionan hacia la energía solar fotovoltaica de forma natural. Fundada en 1984, es uno de los fabricantes líderes en el sector eléctrico, con un amplísimo rango de productos que van desde baja, media y alta tensión, hasta la automatización industrial, la fabricación de componentes de automoción, la eficiencia energética y las soluciones fotovoltaicas. Con cifras mareantes, como los más de 30.000 empleados, es la mayor empresa de fabricación de la ciudad de Wenzhou y sus productos se encuentran en mercados de los cinco continentes.

En 2006 nació Astronergy, la rama solar fotovoltaica del Grupo Chint, especializada en la investigación, el desarrollo y la producción de componentes fotovoltaicos de alta eficiencia –fundamentalmente paneles e inversores–, así como el desarrollo de proyectos solares a nivel global. Entre su gama de productos se encuentran módulos monocristalinos, policristalinos, PERC y bifaciales. Astronergy es uno de los fabricantes TIER 1 de la lista que elabora Bloomberg,

una garantía de solvencia financiera reconocida por todo el sector. En la actualidad, cuenta con una capacidad de producción anual de 5 GW con plantas de producción en China, Alemania, Tailandia, y Vietnam.

Hace unos meses sus módulos conseguían la puntuación más alta en el ‘Top Performer’ de PVEL 2020, el ranking de fiabilidad de módulos fotovoltaicos. “Nuestra meta es poder ofrecer un panel solar a un muy buen precio pero con unas especificaciones y un rendimiento lo más altos posibles”, apuntan desde la empresa. Astronergy recibió las mejores notas en los cuatro regímenes de pruebas de PVEL que incluyen: ciclos térmicos (TC), efecto de degradación inducida (PID), calor húmedo (DH) y carga mecánica dinámica (DML). La prueba fue realizada con cuatro paneles solares diferentes de cada fabricante. PVEL hace sus análisis a productos de más de 50 fabricantes, incluido el 75% de las empresas que cuentan con la calificación TIER 1 de Bloomberg.

La filial española de Astronergy es Chint Energy y nació en 2011 para cubrir las nece-

sidades del grupo fuera de China, principalmente en Europa y Latinoamérica. Chint Energy ha crecido de forma considerable, tanto en cifras de negocio como en soluciones.

Luz Ma es directora general de Chint Energy España. Empezó en esto de la energía solar “hace 15 años, cuando una placa fotovoltaica costaba diez veces más que ahora”, recuerda. Y tiene claro cuál va a ser una de las principales líneas de negocio en los próximos años en España: “el autoconsumo, porque los cambios normativos, la reducción de costes de las instalaciones, las ayudas y la facilidad de financiación provocarán un crecimiento exponencial del mercado”.

■ Músculo financiero

La capacidad de financiación es una de las bazas que esgrime Chint a la hora de asegurar la viabilidad de los proyectos, ya que cuenta con el apoyo financiero del mismo grupo. Actualmente tiene 4,5 GW en operación propia en China, Corea del Sur, España, Tailandia, Estados Unidos, Bulgaria, Rumania, India, Sudáfrica, Japón, y Filipinas. Y sigue ampliando su radio de acción en la producción de energía verde. Pero el desarrollo de proyectos no se limita a las grandes plantas. De hecho, ha llevado a cabo 700 MW sobre cubiertas industriales y tejados residenciales. Para estos últimos, han desarrollado un kit solar específico.

Al estar integrada verticalmente, Chint Energy “tiene un conocimiento profundo de todas las áreas necesarias para desarrollar las distintas fases de un proyecto fotovoltaico, y puede participar activamente en toda la ca-

Los módulos de Chint se extienden por esta zona escarpada de Zhangjiakou, en China.



E

Luz Ma

CEO de Chint Energy España

“El cliente nos cede el tejado, nosotros costeamos la inversión y él ve reducido el precio del kilovatio desde el primer día”

■ En primer lugar, felicidades por el ‘Top Performer’ de PVEL 2020. Los módulos de Astronergy han recibido la puntuación más alta en el ranking de fiabilidad. ¿Se lo esperaban?

■ Bueno, el mercado es altamente competitivo y el nivel de calidad es muy elevado. Chint, con su marca de módulo Astronergy, siempre ha buscado la calidad del producto. En los últimos años han hecho mucho esfuerzo en este sentido y ha dado su fruto. Un honor ocupar esta primera plaza.

■ ¿Cuántos años hace que Chint inicio su actividad?

■ En China hará pronto 35 años. Y aunque la filial española Chint Energy se constituyó en 2011, yo inicié el negocio en España hace 15 años, cuando una placa fotovoltaica costaba diez veces más que ahora. Increíble.

■ El año pasado anunciaron su intención de desarrollar 520 MW en España, a los que se podrían sumar 500 más con acuerdos de colaboración con otros inversores chinos. ¿Cómo van esos desarrollos?

■ La tramitación de los permisos se está alargando, nuestro grupo ha puesto avales para 1 GW y, aparte de eso, estamos estudiando la adquisición de 1 GW más de licencias en proyectos brownfield (áreas restauradas).

■ ¿Cómo prevé el mercado del autoconsumo en España en los próximos años?

■ Los cambios normativos, la reducción de costes de las instalaciones, las ayudas y subvenciones, y la facilidad de financiación provocarán un crecimiento exponencial del mercado. Hoy nadie discute la eficiencia del autoconsumo en los sectores doméstico e industrial. La posibilidad de recuperar la inversión en tres años y generar beneficios económicos y sociales los próximos 25 años es un atractivo incuestionable.

■ ¿Cuál es la propuesta de Chint Astronergy para el mercado español?

■ La denominamos CIF, reducimos el ‘Coste’ del kilovatio, hacemos la ‘Instalación’ y ‘Financiamos’ la obra si el cliente lo prefiere.

■ ¿A quién va dirigida?

■ A propietarios de naves industriales que entiendan que tarde o temprano sus tejados llevarán placas fotovoltaicas que les permitirán reducir su coste energético, reducir las temperaturas interiores de sus edificios y participar en un mundo más sostenible.

■ ¿Reducir las temperaturas interiores?

■ Efectivamente, la colocación bien estructurada de las placas fotovoltaicas crea una capa de aislamiento térmico que genera el mismo efecto que una cubierta ventilada, lo que permite reducir la temperatura interior en los meses de calor entre 5 y 8 grados.

■ ¿También pueden optar a este tipo de autoconsumo las viviendas residenciales?

■ Como Chint Energy, por ahora, vamos a estar sólo en el mercado de autoconsumo industrial, aunque nuestra matriz Chint en China es número uno en instalaciones de autoconsumo residencial e industrial, con 2 GW/año.

■ Pero el momento favorable que vive la fotovoltaica ha coincidido con una situación económica crítica e incierta. Desde la experiencia que le dan más de 15 años en el sector, ¿cuál cree que va a ser la respuesta de la industria?

■ Somos muy conscientes del momento en el que nos encontramos, y por ello nuestra propuesta pasa por financiar nosotros la totalidad de la inversión. Nuestro cliente sólo debe cedernos el tejado, nosotros le costeamos la inversión y él goza de una reducción en el precio del kilovatio desde el primer día.

■ ¿Esta solución les convierte a ustedes en propietarios de la instalación?

■ Sí, efectivamente, la propiedad es nuestra, y nosotros nos haremos cargo del mantenimiento y buen funcionamiento de la instalación. También de redirigir los excedentes del



fin de semana o de las vacaciones a la red y de gestionar las eficiencias para garantizar el ahorro energético a nuestro cliente durante los próximos 25 años.

■ ¿Pero podría el cliente recomprar la instalación en cualquier momento?

■ Efectivamente, así es. Desde el primer momento y durante toda la vida útil de la instalación, el cliente puede activar el derecho de recompra. Es evidente que nosotros obtenemos una rentabilidad de la inversión realizada, y el cliente puede, cuando lo considere, comprar el activo y disfrutar del beneficio derivado.

■ Entonces...

■ Nosotros consideramos, al igual que se hace en China, que las inversiones de las empresas se deben focalizar en activos directamente productivos para sus negocios, es decir, en nuevas máquinas y herramientas de trabajo más eficientes y en la mejora e innovación de sus procesos.

■ Antes me comentaba que el que sale más satisfecho de sus acuerdos es el director financiero.

■ Sí, claro, porque evita tener que aumentar sus deudas y perjudicar sus balances frente a accionistas, bancos, entidades financieras... nosotros somos los propietarios del activo, en sus cuentas de balance no aparece. Lo único que aparece como beneficio son sus menores costes energéticos en sus cuentas de explotación.

■ Pero en última instancia, ¿quién acaba perdiendo o asumiendo el riesgo de la operación?

■ Aquí no hay truco. Es un *win-win-win*. Lo único que necesitamos es que el sol salga cada día en los próximos 25 años. Y en este país el sol está garantizado. ■

SOLAR FOTOVOLTAICA

440 kW de autoconsumo en una industria de Rubí

Esta fabrica industrial ubicada en Rubí (Barcelona) ya consume energía 100% renovable gracias a la instalación de paneles solares, realizada por Chint Energy. Se han utilizado paneles solares de Astronergy, concretamente el AstroSemi de 440 W de potencia. Se han necesitado 960 módulos fotovoltaicos que suman 422 kWp de potencia instalada en el tejado del edificio.

La instalación solar va a producir 621 MWh al año y evitará la emisión de 178 toneladas de CO₂. “Con el monitoreo constante de la aplicación podemos acceder a los datos reales diaria, mensual o anualmente. Y comprobar que permite cubrir las necesidades de consumo con energía 100% renovable desde las 10:30 de la mañana hasta bien pasadas las 18:40 de la tarde.



Arriba, instalación de autoconsumo industrial en Zaragoza.

En la foto inferior, un área de LongYou (China) con autoconsumo residencial.



dena de valor, ofreciendo también soluciones como epecista, llave en mano o la operación de las plantas solares”, explican desde la empresa. Eso supone una optimización radical de los proyectos. De hecho, algunas de sus instalaciones de autoconsumo “permiten recuperar la inversión en tres años y generar beneficios económicos y sociales los próximos 25 años, lo que supone un atractivo incuestionable”, apunta Luz Ma.

Chint Energy acaba de lanzar una propuesta que podría definirse como autoconsumo a la carta. Ellos la denominan CIF porque “reducimos el ‘Coste’ del kilovatio, hacemos la ‘Instalación’ y ‘Financiamos’ la obra si el cliente lo prefiere”. Va dirigida especialmente a propietarios de naves industriales. Y como son conscientes del momento de crisis e incertidumbre que se vive por la pandemia del Covid-19, “nuestra propuesta pasa por financiar nosotros mismos la totalidad de la inversión. Nuestro cliente sólo debe cedernos el tejado, nosotros le costeamos la inversión y él goza de una reducción en el precio del kilovatio desde el primer día”, aclara Luz Ma. De este modo Chint Energy se convierte en propietario de la instalación y se ocupa de su operación y mantenimiento, de gestionar los posibles excedentes y, en definitiva, de garantizar el ahorro energético para el cliente durante 25 años.

En todo caso, el cliente puede recomprar la instalación si lo desea en cualquier momento. “Es evidente que nosotros obtenemos una rentabilidad de la inversión realizada, pero el cliente puede, cuando lo considere, comprar el activo y disfrutar del beneficio derivado. Es un *win-win-win*. Lo único que necesitamos es que el sol salga cada día en los próximos 25 años. Y en este país el sol está garantizado”, afirma Luz Ma.

■ Más información:

→ <https://chintenergy.com>



ASTRONERGY
A CHINT COMPANY



ESPECIALISTAS EN AUTOCONSUMO INDUSTRIAL



Construimos, Invertimos y Financiamos para usted
«somos fabricantes»



PVEL

EDIFICIO AUSTRALIA · C/ Antonio Machado, 80, 2P1A · 08840 Viladecans (BCN)
Tel. +34 934 673 778 · info@chintenergy.com · www.chintenergy.com



Del biometano

La Asociación Europea del Biogás (European Association Biogas, EBA) y la asociación de los operadores de infraestructuras de gas (Gas Infrastructure Europe, GIE) acaban de publicar la segunda edición del Mapa Europeo del Biometano. El mapa localiza, referencia y caracteriza 729 instalaciones productoras de biometano en Europa. Alemania tiene más centrales de biometano que ninguna otra nación del Viejo Continente: 232. Francia ha cuadruplicado el número de plantas en solo dos años (ahora mismo tiene 131). Reino Unido cuenta con 80. ¿Y en España...? Bastan los dedos de una mano.

Antonio Barrero F.

La fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (la cáscara de un plátano, el filo de una pizza, las mondas de patata), los lodos procedentes de las depuradoras de aguas residuales, los subproductos que genera la industria agroalimentaria, los purines de cerdo, la cáscara de la almendra (y la de la pipa y la de las naranjas que llenan de zumo los desayunos), el hueso de los melocotones de la mermelada, los residuos de la industria conservera, las podas de parques y jardines, los serrines y cortezas de la industria maderera, el estiércol, la gallinaza. Todo eso es biomasa. Biomasa que, cuando se descompone en ausencia de oxígeno, produce biogás, un combustible renovable (que contiene entre un 55 y un 75% de metano) y que podemos quemar para producir electricidad, calor o movimiento. Si damos un paso más y depuramos ese biogás hasta convertirlo en biometano (combustible renovable en el que el por-

centaje de metano ya está por encima del 96) pues entonces ya no solo podemos quemarlo para producir calor o energía eléctrica, sino que, además, podemos inyectarlo en las redes de gas natural (o usarlo como combustible en el motor de un autobús).

Pues bien, acaba de ver la luz el Mapa Europeo del Biometano, obra de la Asociación Europea del Biogás, que es un combustible renovable, y de la patronal de los operadores de infraestructuras de gas, que es un combustible fósil (entre los operadores están los propietarios de los gasoductos, los tanques donde se almacena el gas natural, las regasificadoras y los buques metaneros).

Según ese mapa, en el Viejo Continente solo 18 países cuentan a día de hoy con alguna planta de biometano. ¿Y dónde están esas plantas? Pues en los vertederos, en las estaciones depuradoras de aguas residuales, en las granjas de cerdos, en las vaquerías, en explo-

taciones agroindustriales. O sea, donde hay biomasa, materia orgánica.

¿Y qué hacen con el biometano? Pues quemarlo. Para generar electricidad que las propias explotaciones autoconsumen (y eso que se ahorran de comprarle a la Iberdrola que corresponda); o para producir calor con el que, por ejemplo, mantener a la temperatura adecuada las naves en las que crían lechones. Porque esa es una de las virtudes de este combustible renovable, su versatilidad: vale para todo. Incluso para inyectarlo a la red de gas natural y distribuirlo como si fuera... gas natural. Porque las propiedades y características del biometano son prácticamente idénticas a las de su colega fósil. Tan similares son que también sirve para inyectarlo en el depósito de cualquier vehículo –un autobús, por ejemplo– que funcione con gas natural.

■ Pero estábamos con el Mapa...

Y en el mapa manda Alemania, con más de 230 instalaciones. Le sigue Francia, donde en apenas dos años el biometano se ha multiplicado por cuatro: 30 centrales cartografió EBA en la edición de 2018; más de 130 ha localizado en la de 2020. El disparo es fruto de la legislación. El Ejecutivo francés lleva ya varios años promoviendo este aprovechamiento energético de los residuos y el sector está respondiendo sin titubeos. Reino Uni-

Gasinera de biometano en las instalaciones de Porgapors, Vila-Sana. Usar biometano en lugar de gasolina (en un vehículo con motor de combustión) reduce en un 25% las emisiones de CO₂; usarlo en lugar de diésel reduce en un 85% las emisiones de NO_x, según el proyecto LIFE MethaMorphosis



do, Suecia, Holanda y Dinamarca también cuentan con varias decenas de instalaciones productoras de metano de origen bio. Como Suiza, que, con una superficie menor a la de Extremadura, cuenta ya con 38 plantas biometaneras (más de 600 de biogás).

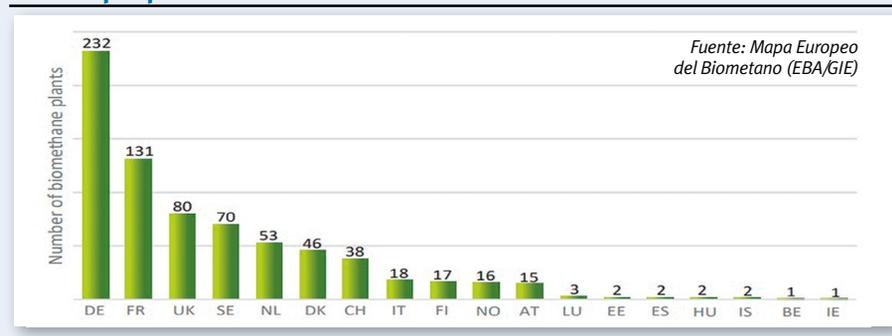
Lo cierto es que el sector ha vivido dos años de febril actividad. Según esta segunda edición del Mapa, el número de instalaciones ha crecido en Europa en un 51% en este bienio: los autores computaron 483 en 2018; han registrado ahora 729, instalaciones que producen un combustible, extraordinariamente versátil, que en Suecia e Italia es principalmente empleado en el transporte; en Reino Unido, en calefacción; y en Alemania, en la generación de energía eléctrica.

El frenesí biometanero no ha llegado sin embargo a estos pagos. El Mapa recoge solo dos plantas en toda España, guarismo absolutamente desproporcionado si tenemos en cuenta la extraordinaria abundancia de materia prima: el sector agroindustrial y ganadero español es uno de los más formidables de Europa. Nuestra agricultura exporta a todo el continente. La cabaña porcina española, por ejemplo, es la segunda más numerosa de la UE. O sea, que hay recurso. Pero no solo. Porque también hay necesidad (de gestionar/ aprovechar un residuo y así ahorrar costes y ganar competitividad) y hay conocimiento: “la tecnología es conocida, está madura y hay empresas españolas que la están exportando”.

Lo dice el doctor Xavier Flotats, profesor emérito de Ingeniería Ambiental de la Universidad Politécnica de Cataluña (UPC) y probablemente la mayor autoridad en la materia en España. Flotats explicaba hace solo unas semanas –durante la presentación de “Los gases renovables. Un vector energético emergente”– que “el número de publicaciones sobre biogás y digestión anaerobia, según la base de datos Scopus, que agrupa a revistas internacionales, sitúa a España como el sexto país”. El sexto país de Europa en publicaciones científicas, universitarias, relacionadas con este ítem. Y, sin embargo, el biogás desempeña en España un papel absolutamente marginal, en comparación con su rol protagonista en otras naciones europeas, y el biometano... ya no digamos.

Y eso que sus virtudes no acaban en su versatilidad. Su condición de almacenable es también un valor extraordinario. Más aún, habida cuenta de que el peso de la generación eólica o fotovoltaica en el mix eléctrico continental es cada vez más elevado. Los sistemas eléctricos necesitan de un soporte para cuando no sopla todo el viento necesario o para cuando no luce el sol. Y ese soporte, que ahora lo da la gran hidráulica, o el gas fósil o el carbón... puede darlo mañana el biometano. “En las baterías –explica el doctor

Plantas por países



Flotats– podemos almacenar una cantidad determinada de energía, del orden de unos días; y si nos vamos a las centrales hidráulicas reversibles, ya podemos hablar del orden de meses; pero cuando hablamos de gas renovable... estamos hablando de almacenamiento masivo de energía... Podemos acumular una cantidad inmensa de energía prácticamente a lo largo de un año”.

■ ¿Conclusión?

La variabilidad de la aportación renovable quedaría así neutralizada. Porque si no sopla el viento lo suficiente, o está nublado, podemos inyectar en el sistema el biogás que hayamos almacenado. Eso hace más flexible al sistema, que puede encajar así más fácilmente más energías renovables, energías que son la clave de la descarbonización de Europa y la vía de acceso más directa al cumplimiento de los objetivos climáticos que se ha fijado el Viejo Continente. Además, las instalaciones precisas para contener ese biometano –los almacenes de gas– ya están construidas, apunta Flotats. El sistema gasista europeo tiene una capacidad de 1.100 teravatios hora, que es un tercio del total de la energía generada en un año en Europa. “Es realmente una súperbatería, y ya existe. No hay que inventar nada”, concluye el profesor de la UPC (véase mapa de almacenes de gas en la página siguiente).

La gran barrera a la que se enfrenta el desarrollo del parque de biometano europeo es el precio. Según “Los gases renovables. Un vector energético emergente” (obra de Flotats y el así mismo experto Álvaro Feliu, editada por la Fundación Naturgy, 2019), “el gas natural tiene un precio en el mercado ibérico en torno a los 20 €/MWhPCS (6 22 €/MWhPCI), mientras que el coste medio de producción del biometano es de 70-80 €/MWhPCI”. El horizonte en todo caso está muy claro. Si el objetivo es la descarbonización (la lucha contra el cambio climático) y la independencia energética (ergo económica) del Viejo Continente, pues habrá que hacer con el biogás lo que Europa hizo antes con la eólica o la fotovoltaica: apoyarlas legislativa y económicamente para impulsar su desarro-

llo hasta que se valgan por sí solas y puedan competir sin ayuda en el mercado, como ahora les sucede... a la eólica y a la fotovoltaica.

La secretaria general de la Asociación Europea del Biogás, Susanna Pflüger, lo tiene claro: “el apoyo político es esencial para maximizar el necesario despliegue del biometano y asegurar la integración inteligente del sector”. Su homóloga en GIE, Boyana Achovski, también. Si el horizonte es un sistema energético completamente renovable, el biometano –considera Achovski– deberá desempeñar un rol más destacado y aprovechar las infraestructuras que ya tiene Europa porque ofrece la mejor solución de desarrollo de un “sistema energético competitivo en términos económicos y resilientes”.

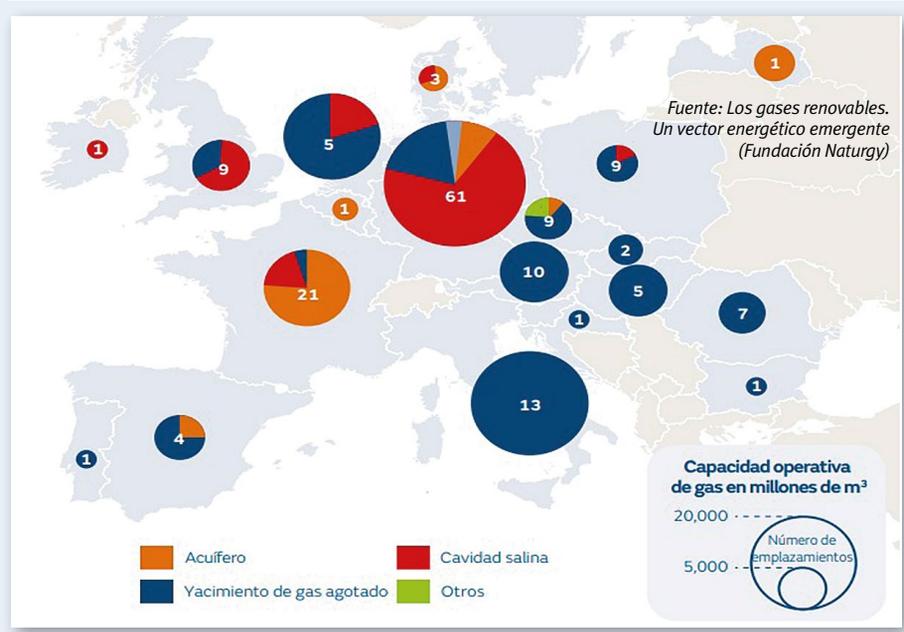
La edición 2020 del Mapa Europeo del Biometano incluye datos actualizados referidos a: [1] el tipo de conexión a la red (algunas plantas están conectadas a la red de transporte, otras a la de distribución y unas pocas no están conectadas pues son empleadas para autoconsumo); [2] el tipo de gas transportado por cada red específica (este depende de la regulación nacional y puede ser más o menos calorífico), y [3] si hay in situ producción de biometano natural comprimido, o biometano natural licuado, que puede ser empleado como combustible en el sector transporte. El Mapa, que fue publicado en junio, asigna solo dos plantas de biometano a España, ambas en Madrid. Flotats y Feliu hablan de cuatro en su obra. Son estas.

■ Valdemingómez, la más grande

El Parque Tecnológico de Valdemingómez concentra desde 1978 todas las instalaciones de tratamiento de residuos urbanos de Madrid, a las que llegan las más de cuatro mil toneladas que se generan a diario en la ciudad. Las obras del complejo de biometanización concluyeron en diciembre de 2008. El Parque Tecnológico cuenta con tres centros de tratamiento y clasificación de residuos: La Paloma, Las Lomas y Las Dehesas; dos plantas de biometanización, en las que se trata la fracción orgánica de los residuos urbanos para producir biogás, situadas en La Paloma y Las



Almacenamiento de gas en Europa



Dehesas; una planta de tratamiento de una parte del biogás producido en las plantas de biometanización, para transformarlo en biometano e inyectarlo en la red de distribución de alta presión; tres plantas de valorización energética que producen electricidad. El Parque Tecnológico cuenta con una planta de cogeneración de 18,9 megavatios que se alimenta de biogás y que produce electricidad que vierte a la red. Valdemingómez es la fábrica de biometano más grande de España. ¿Biogás producido en las plantas de biogás de La Paloma y Las Dehesas en 2018? 34.835.533 Nm³. ¿Electricidad generada en 2018 en Las Lomas, La Galiana y Las Dehesas? 303.682 megavatios hora. ¿Inyección de biometano en la red desde la planta de purificación del biogás en 2018? 95.618 megavatios hora. Todos los datos proceden del Área de Gobierno de Medio Ambiente y Movilidad del Ayuntamiento de Madrid.

■ Butarque, recién llegada

El Consorcio Eco-Gate, cofinanciado por la Unión Europea y liderado por Nedgia, la distribuidora de gas del grupo Naturgy, inició en octubre de 2019 la inyección y distribución en pruebas del gas renovable generado en la estación depuradora de aguas residuales (EDAR) de Butarque a la red de distribución de Nedgia. Eco-Gate estima que la planta de biometano de Butarque será capaz de inyectar alrededor de cinco gigavatios hora al año (5 GWh/a).

En la EDAR de Butarque, que está gestionada por el Canal de Isabel II, Nedgia ha instalado un módulo de producción de biometano (gas renovable) que purifica el biogás procedente de la valorización de los residuos

de la estación depuradora de aguas residuales y otro para inyectar el biometano producido en su red de distribución de gas natural. Además, el proyecto también incluye un surtidor de repostaje de gas natural comprimido (GNC) para vehículos, gestionado por Naturgy (1.920 l; 250 bares).

El Consorcio Europeo Eco-Gate (European COrridors for natural GAs Transport Efficiency) es uno de los planes mundiales más ambiciosos para la movilidad con gas natural convencional y renovable. Cofinanciado por Connecting Europe Facility, de la Unión Europea, está gestionado y coordinado por Nedgia, como líder de un consorcio compuesto por 38 socios de España, Portugal, Francia y Alemania.

El proyecto, que ha sido financiado por la UE con diez millones de euros, contempla la construcción de 21 estaciones de repostaje de gas natural (fósil) a lo largo de los corredores del Atlántico y el Mediterráneo. Serán ejecutadas en Alemania (1), Francia (1), Portugal (6) y España (13).

■ Vila-Sana, Lleida

La granja de cerdos Porgaporks, en Vila-sana (Lleida), cuenta con una instalación de producción de biometano vehicular. La empresa catalana Ecobiogàs puso en marcha allí, en el año 2007, una planta de biogás, con una potencia eléctrica de 191 kW_e, que se amplió posteriormente a 382 kW_e y 315 kW_t térmicos, con venta a la red eléctrica y autoconsumo de la energía térmica en la granja. Pues bien, Naturgy, en el marco del Proyecto LIFE-MethaMorphosis, puso en marcha en Vila-Sana, en 2018, una unidad de purificación, que convierte el biogás en biometano. Y, aho-

ra, anexa a la planta de biogás, se encuentra la gasinera, cuyo equipo de compresión eleva la presión del biometano hasta los 250 bar para almacenarlo listo para el reportaje de los vehículos. Participan en este proyecto dos vehículos Seat con motor de gas que están usando el biometano de Vila-sana como combustible.

El proyecto LIFE-MethaMorphosis es un proyecto subvencionado por la Unión Europea (UE) a través del programa LIFE+ de lucha contra el cambio climático. El prototipo instalado en Vila-Sana se denomina MethAgro y produce biometano de alta calidad a partir de residuos agroindustriales y otros residuos orgánicos.

Los socios del proyecto son Aqualia, Área Metropolitana de Barcelona, FCC Servicios Medioambientales, Naturgy, el Instituto Catalán de la Energía y Seat. El próximo paso de LIFE-MethaMorphosis es inyectar el biometano en la red de gas natural.

■ Bens, A Coruña

El entonces alcalde de A Coruña, Xulio Ferreiro, y el conselleiro de Economía, Empleo e Industria de la Xunta de Galicia, Francisco Conde López, inauguraron el 22 de octubre de 2018 las instalaciones de generación de biometano ubicadas en la depuradora de Bens, instalaciones cofinanciadas por la Agencia gallega de Innovación a través de fondos Feder y puestas en marcha por Naturgy, el centro tecnológico gallego EnergyLab y la empresa pública supramunicipal Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) Bens SA.

En aquel acto, fue presentado también un autobús que ha estado desde entonces funcionando con el biometano producido en Bens y que da servicio al área metropolitana de A Coruña. La segunda etapa de este proyecto tiene como objetivo la inyección de este biocombustible en la red de gas. Según sus impulsores, el biometano salido de Bens podría abastecer la demanda energética anual de unas 2.800 viviendas. El autobús (bifuel diésel 70% biometano 30%) ya ha recorrido –según explican desde EnergyLab– 100.000 kilómetros. También emplean ese combustible tres furgonetas de la EDAR.

Según EnergyLab, la planta produce del orden de 400 Nm³/h, de los cuales 100 Nm³/h se destinan a la producción de biometano. El resto alimenta motores de cogeneración, que producen energía eléctrica y térmica para autoconsumo de la EDAR, que da servicio a los municipios de A Coruña, Arteixo, Cambre, Culleredo y Oleiros (400.000 habitantes). La planta de biometano de Bens acaba de recibir el Premio Galicia de Energía 2020 al Mejor Proyecto de Innovación (Asociación de Ingenieros Industriales de Galicia). ■

AEBIG representa y defiende los intereses del sector del biogás y gases renovables, promoviendo su valor como energía renovable, su contribución a la economía circular, la valorización de residuos, la mejora ambiental y el desarrollo rural, estableciendo una plataforma de comunicación y colaboración entre los actores del sector.





Mapa de los biocombustibles sólidos en España: dominan los pélets

El mapa de los biocombustibles sólidos en España 2020, elaborado por la asociación Avebiom, refleja que las 169 fábricas que hay en el territorio nacional –seis más que en 2019– producen más de 1,4 millones de toneladas al año de estos productos. Dominan las fábricas de pélet, 83 en total, con 714.000 toneladas producidas. No hay datos precisos de la producción en las 25 de hueso de aceituna y en las 61 de astilla, si bien se estima en torno a 700.000 toneladas entre ambas.

ER

La Asociación Española de Biomasa (Avebiom) elabora cada año un mapa en el que ofrece el retrato de la situación de los biocombustibles sólidos en España. Según este mapa, hay 169 fábricas en el Estado, a las que habría que sumar las que permanecieron cerradas en el ejercicio anterior o las que por diferentes motivos no “computan”.

Es el caso de los pélets, con una planta más en el total, pero con más nombres de empresas nuevas en el listado. Según Avebiom, en 2019 cinco nuevas plantas comenzaron a

producir sus primeras partidas de pélet en Cataluña, Andalucía, Galicia y Castilla y León, y cuatro que estaban en proyecto no llegaron a concretarse. La asociación adelanta que para este año “siete fábricas que aún mantuvieron actividad durante 2019 van a entrar en parada temporal por distintas circunstancias”.

Los casos más llamativos son los de las tres plantas de Sunwood (Aldequemada y Bailén en Jaén y Mohorte en Cuenca), que entró en concurso de acreedores a principios de este año y ya no se refleja producción

tampoco en 2019. Igualmente, no aparecen plantas en proyecto en Huelva y Extremadura que sí estaban en ediciones anteriores del mapa. Para las de Cáceres y Badajoz, la Consejería para la Transición Ecológica y Sostenibilidad ha aprobado subvenciones de seis millones de euros.

De acuerdo con los datos de Avebiom, la cantidad total producida de pélets actualmente se sitúa en 678.000 toneladas, 36.000 menos que la cifra dada a conocer a principios de mayo por la misma asociación en el Informe estadístico anual sobre el mercado del pélet en España. Desde Avebiom explican que la diferencia radica en las fábricas de las que no han obtenido datos para 2019. Por ejemplo, olo entre Bio Genil y, sobre todo, Combustibles Naturales, llegaron a las 30.000 toneladas en 2018.

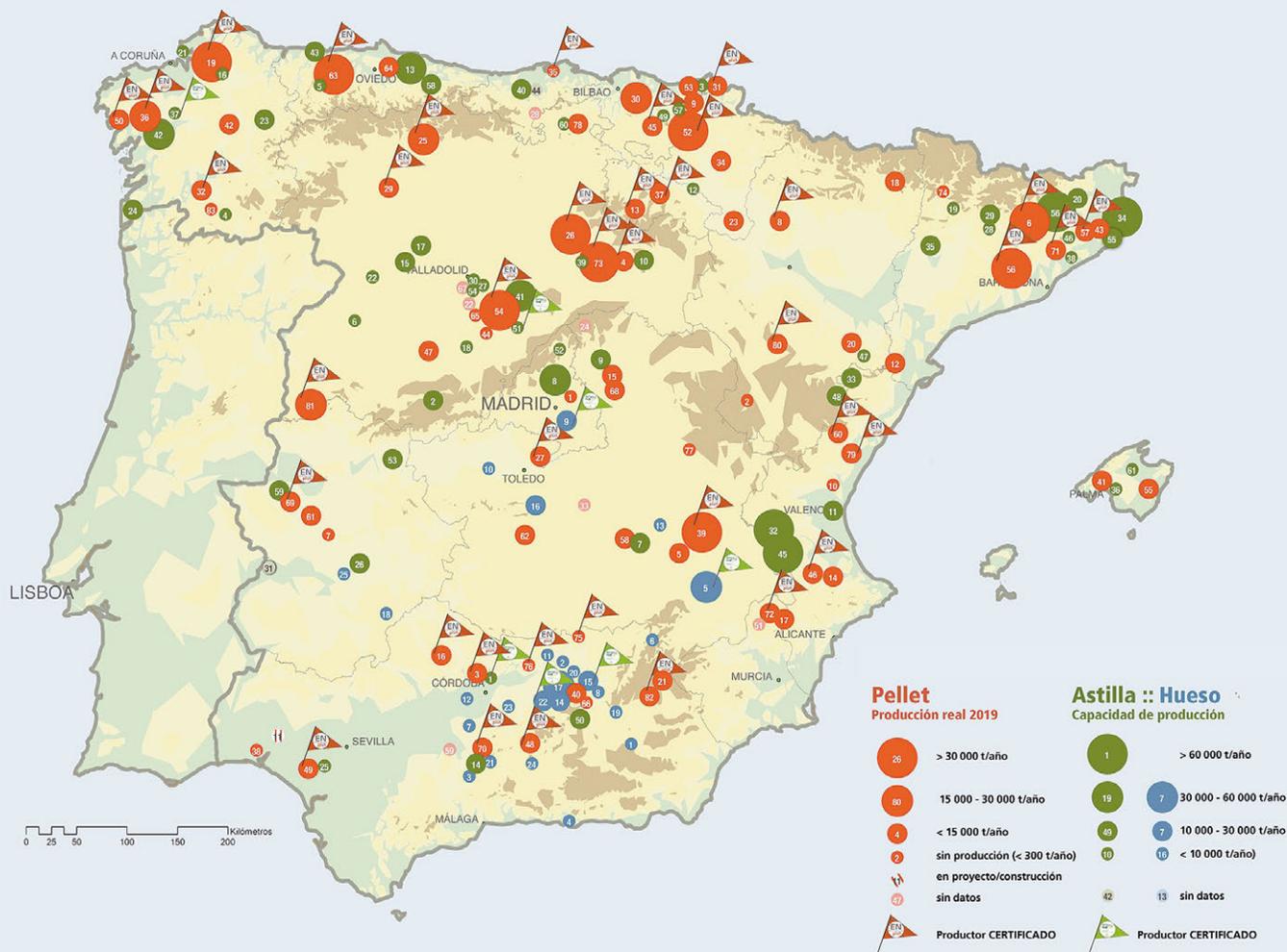
En cuanto a la producción estimada para el presente año, el Informe Pellets 2020, que complementa la información del mapa de biocombustibles sólidos, confirma lo adelantado en mayo pasado: la producción bajará hasta las 650.000 toneladas, debido al *stock* con el que iniciaron 2020 las fábricas, con más de 100.000 toneladas almacenadas, e inviernos que siguen siendo menos fríos.

En el detalle del mapa se aprecia qué fábricas han contribuido en mayor proporción a que en 2019 la producción creciera más de un 20% con respecto a 2018. Por ejemplo,



Mapa de los Biocombustibles 2020

Actualizado en junio de 2020



Aplicacions Energètiques de la Fusta pasa de 26.648 a 41.240 toneladas; Naparpellet dobla sus cifras (de 15.000 a 30.000 toneladas); Burpellet sube de 51.760 a 60.000 y Pellets Asturias de 31.585 a 35.000.

Alta capacidad (teórica) de producción

La mayor fábrica de España, Arapellet, en Erla (Zaragoza), entró en funcionamiento en 2019 y tiene una capacidad de producción de 140.000 toneladas, si bien su producción real se sitúa, de momento, en 10.000 toneladas. Aunque no aparece en el mapa, el Informe Pellets 2020 fija la capacidad de producción de todas las plantas en 1.878.400 toneladas al año (1.417.400 certificadas con el sello de calidad ENplus). Desde Avebiom aseguran que el cálculo de la capacidad máxima teórica de se ha revisado en 2019.

La capacidad máxima teórica, explican desde la asociación, "se estima teniendo en cuenta la producción máxima que pueden

Producción de Pellets de madera

(toneladas/año)

Año	Número de plantas de producción operativas	Capacidad máxima teórica de producción	PRODUCCIÓN REAL
2010	29	900.000	150.000
2011	32	950.000	225.000
2012	40	950.000	250.000
2013	42	975.000	350.000
2014	45	1.125.000	410.000
2015	79	1.250.000	475.000
2016	82	1.600.000	490.000
2017	78	1.747.000	529.000
2018	79	1.760.000	593.000
2019	82	1.878.400	714.000
2020*	84	2.000.000	650.000
2022*	88	2.200.000	900.000

*Estimaciones

La Capacidad Máxima Teórica se calcula a partir de la producción máxima que pueden alcanzar las fábricas de pellets en función de sus granuladoras o secaderos, trabajando 8000 horas al año.



Consumo de Pellets de madera

(toneladas/año)

Año	Calefacción residencial <50 kW	Calefacción comercial >50 kW	Plantas de cogeneración	Plantas eléctricas	CONSUMO TOTAL
2010	10.000	0	0	0	10.000
2011	120.000	0	0	0	
2012	125.000	50.000	0	0	175.000
2013	235.000	145.000	0	0	380.000
2014	205.000	145.000	0	0	350.000
2015	240.000	160.000	0	0	400.000
2016	285.000	190.000	0	0	475.000
2017	326.000	203.000	0	0	529.000
2018	355.000	218.000	0	0	573.000
2019	420.000	255.000	0	0	675.000
2020*	430.000	260.000	0	0	690.000
2022*	505.000	295.000	0	0	800.000

*Estimaciones

Capacidad máxima teórica

Capacidad máxima teórica de ENplus® en color naranja

CCAA	2017			2018			2019		
Andalucía	188.000	172.000	91%	221.100	187.100	85%	220.400	184.000	83%
Aragón	155.800	24.000	15%	187.800	24.000	13%	160.800	144.000	90%
Principado de Asturias	56.000	48.000	86%	56.000	48.000	86%	56.000	48.000	86%
Illes Balears	16.000	-	0%	16.000	-	0%	16.000	-	0%
Comunidad Valenciana	100.000	16.000	16%	111.000	31.000	28%	95.000	87.000	92%
Cantabria	24.000	8.000	33%	35.000	8.000	23%	35.000	8.000	23%
Castilla-La Mancha	183.200	72.000	39%	171.700	76.000	44%	187.000	80.000	43%
Castilla y León	372.000	332.000	89%	367.000	320.000	87%	456.600	412.000	90%
Cataluña	120.000	112.000	93%	144.000	116.800	81%	180.000	140.800	78%
Extremadura	18.400	-	0%	18.400	11.200	61%	16.800	9.600	57%
Galicia	190.400	178.400	94%	140.000	136.000	97%	170.800	152.000	89%
La Rioja	40.000	32.000	80%	40.000	40.000	100%	32.000	32.000	100%
Madrid	36.000	-	0%	1.600	-	0%	1.600	-	0%
Región de Murcia	31.200	16.000	51%	31.200	16.000	51%	31.200	16.000	51%
Navarra	104.000	72.000	69%	112.000	80.000	71%	104.000	80.000	77%
País Vasco	112.000	24.000	21%	107.200	24.000	22%	115.200	24.000	21%
TOTAL	1.747.000	1.106.400	63%	1.760.000	1.118.100	64%	1.878.400	1.417.400	75%

Las capacidades máximas teóricas están expresadas en toneladas/año

La Capacidad Máxima Teórica se calcula a partir de la producción máxima que pueden alcanzar las fábricas de pellets en función de sus granuladoras o secaderos, trabajando 8000 horas al año.

alcanzar las fábricas en función de las granuladoras o secaderos que poseen, trabajando 8.000 horas al año”. De esta manera, en 2019 también subió la ratio entre capacidad y producción, superando el 40%.

En cuanto al consumo, el Informe Pellets 2020 confirma que subió notablemente con respecto a 2018, pasando de 573.000 a 675.000 toneladas. Se estima que este año de 2020 crecerá un poco y se quedará en 690.000 toneladas. Otro dato extraído de

este informe es que el destino principal de los pellets (77%) en 2019 fue el uso doméstico, de aquí que la forma de consumo más habitual sean los sacos de 15 kilos que se venden en grandes superficies de bricolaje, ferreterías y gasolineras. En cuanto a la certificación, el 82% de los pellets llevaba ya el sello ENplus.

Su destino, en 2019, fue el siguiente: 420.000 toneladas se consumieron en calderas y estufas domésticas y 255.000 en calefacción comercial. Respecto a la balanza co-

mercial, se importaron 161.000 toneladas –la mayoría desde Portugal, de donde llegaron 160.000 toneladas– y se exportaron 90.000. Este año el mapa no incluye los productores de pellets de Argentina, Chile, Portugal y Uruguay. Avebiom indica que estos datos los aportará este mismo mes de septiembre.

■ Astillas y huesos de aceitunas

La lista de las fábricas de astillas suma 61, cuatro más que en 2019. En este caso, seis nuevos centros comenzaron a producir el año pasado y dos cerraron. “La mayoría tiene producciones inferiores a 30.000 toneladas al año; la mitad tienen capacidad para producir hasta 10.000 toneladas; ocho producen más de 30.000 y solo cuatro, todas en el mediterráneo oriental, son capaces de superar las 60.000”, indican desde Avebiom.

Respecto a las fábricas de hueso de aceituna, el mapa indica que hay 25. “Desaparece una y comienzan a producir dos nuevas fuera del núcleo principal, en Badajoz y Toledo”, dice la asociación. Ese núcleo principal se encuentra en las provincias de Jaén y Córdoba, con 15 de las 25 plantas. “Las producciones por fábrica son, por lo general, inferiores a las 10.000 toneladas al año, aunque esto varía con la campaña anual de la aceituna y este año dos de ellas reportan capacidades superiores a las 30.000”, señalan desde Avebiom.

La asociación también indica que con ninguno de estos dos últimos biocombustibles es posible establecer cifras totales de producción. El mapa no las adjudica por cada planta; además, el consumo de astilla y hueso, al contrario que el de pellet, no solo procede de estas fábricas, sino también de otros proveedores, por ejemplo administraciones que gestionan montes, o de almazaras que venden ellas mismas la producción de hueso. Una aproximación dejaría en cerca de 500.000 toneladas las astillas que salen de las 61 plantas computadas y en 230.000 las de huesos de aceituna.

■ 2020, al ralentí

Como para tantos otros sectores, este año de 2020 no va a dejar buenas cifras en el sector de los biocombustibles sólidos. Desde 2019 hay acumuladas decenas de toneladas de pellets y las ventas en su principal mercado (grandes superficies de bricolaje) han caído a la mitad; también se ha ralentizado el ritmo de instalación de calderas y estufas, en parte por la bajada de los precios del gas y del petróleo, pero también por la pandemia.

Antes incluso de que apareciera lo peor de la Covid-19, los factores citados trasladaban también problemas logísticos a los productores, con limitaciones para el almacenamiento y una ralentización en la salida de pellets.

ENplus, un certificado internacional que garantiza la calidad de los pélets

Piomade-Industria de Madeiras en Brasil, Agricycle en Egipto, Azwood en Nueva Zelanda, Madem Gulf Industries en Baréin o Pellets Asturias –la primera empresa que se certificó en España– cuentan con el sello ENplus, que distingue ya a un millar de empresas de los cinco continentes, entre productoras y distribuidoras de pélets y proveedoras de servicios. Lo han obtenido a través de los diez organismos de certificación autorizados, entre ellos la asociación española Avebiom.

Según los datos de Bioenergy Europe, Alemania es el país que lidera la certificación, con más de 2,7 millones de toneladas distinguidas con el sello. Austria, con 1,2 millones; Rusia, con 990.000; Francia, con 630.000; y Polonia, con 522.000 completan los cinco primeros puestos. Todos estos países, excepto Francia, han aumentado su producción en comparación con 2018. En sexta posición aparece España, con 521.000 toneladas. Sin embargo, los últimos datos de Avebiom elevan esa cantidad a las 585.000 toneladas en 2019, equivalente al 82% de las 714.000 producidas en total ese año en biocombustibles sólidos. De esta manera, nuestro país superaría a Polonia en el quinto puesto mundial en producción de pélets.

Bioenergy Europe estima que la producción total de pélets certificados superará los 12 millones de toneladas en 2020, lo que representa cerca del 77% del mercado europeo de calefacción. Se trata del mismo porcentaje con respecto a 2019 que aparecerá en el próximo informe del mercado que publicará en breve la citada asociación.

Fuera de la Unión Europea, y contando al Reino Unido dentro al tratarse de cifras de 2019, el primer país que aparece con más toneladas certificadas con ENplus es Estados Unidos, superando ligeramente las 200.000, seguido de Suiza, Bielorrusia, Rusia, Ucrania, Brasil, Bosnia y Herzegovina y Canadá.

■ Más información:

→ www.avebiom.org



de venta, tanto on line como de forma física, y estar colaborando de forma activa con distribuidores y comercios para poder mantener el mercado mientras dure esta situación”. No obstante, afirman que no temen grandes ni graves consecuencias porque entienden que el suministro de pélets es necesario y políticas europeas como el Acuerdo Verde apuesta por este tipo de alternativa energética.

De hecho, Avebiom prevé cifras de nuevo muy positivas para 2022, año para el que pronostica una producción en torno a las 900.000 toneladas. “A pesar del anormal desplome de los precios del petróleo, se esperan una serie de medidas legislativas desde el Gobierno de España que impulsarán el uso de las energías renovables los próximos años”, señalan al respecto. Y recuerdan que, como otros países de la Unión Europea, “España ha expresado su deseo a la Comisión Europea de apoyar una salida ‘verde’ para la economía post Covid-19, lo que se une a la intención de la UE de llegar a un acuerdo para alcanzar objetivos de descarbonización más ambiciosos para 2030”.

Los datos y gráficos contenidos en el informe de Avebiom sobre producción y consumo de pélets en España son recogidos en el informe estadístico europeo que anualmente publica Bioenergy Europe, la Asociación Europea de la Biomasa (antes denominada Aebiom), y que será publicado en noviembre de 2020 en su página web (<https://bioenergy-europe.org>).

■ Más información:

→ www.avebiom.org

Certificados ENplus® emitidos

Evolución del número de certificados emitidos

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (abril)
Productores	0	4	8	15	18	39	46	48	52	54	54
Distribuidores	0	0	0	6	10	17	20	23	26	30	31
Empresas Certificadas	0	4	8	21	28	56	66	71	78	84	85

Avebiom añade que “a causa de la Covid-19 se ha ralentizado demasiado el trabajo de las empresas instaladoras de nuevas calderas y estufas de pélets, por lo que se espera que el aumento del consumo en España durante 2020 sea sólo del 2% mientras que el crecimiento en los últimos tres años ha sido del 12%”.

El retraso en algunos pagos desde clientes también pone en una situación difícil a los principales productores, que aún así afirman estar tomando “todas las medidas necesarias para asegurar la próxima campaña y mantener la viabilidad de sus plantas a mayor largo plazo”. Los mismos productores afirman trabajar también en “abrir o reforzar otras líneas



BIOENERGÍA

Primagas quiere extender el uso del biopropano por toda España

El biopropano, un gas renovable, comenzará este mes de septiembre a extender sus dominios por España. Y lo hará de la mano de Primagas, una empresa del grupo internacional SHV Energy, que lo distribuirá en nuestro país por primera vez y de forma exclusiva, tanto para empresas como hogares. Hemos hablado con Per Nielsen, CEO de Primagas España, para conocer la apuesta de la compañía por los biocombustibles.

Luis Merino

Cambia de gasóleo a biopropano. Es uno de los mensajes que ha comenzado a lanzar Primagas para tratar de convencer a empresas y hogares de las ventajas del gas renovable que empieza a distribuir este mes, y de forma exclusiva, en España. El gancho es rotundo: el biopropano puede reducir hasta un 80% sus emisiones de carbono sin hacer ningún cambio en sus sistemas de almacenamiento, transporte o consumo actuales. Beneficios ambientales, en

línea con las nuevas limitaciones que impone la legislación comunitaria europea, sin que se vea afectada la eficiencia del combustible.

Primagas forma parte del Grupo SHV, una empresa familiar con sede en los Países Bajos. Con más de 16.000 empleados y actividad en 27 países, su objetivo se centra en ofrecer soluciones de energía bajas en carbono. SHV Energy es a día de hoy el mayor proveedor de gases licuados del petróleo (GLP) en el mundo, pero su intención es que esos

suministros de productos de gas sean cada vez más renovables, lo que significa más gases renovables de origen biológico que tienen menos emisiones de carbono. “El biopropano juega un papel importante en nuestros objetivos de sostenibilidad para Primagas y SHV Energy –explica Rebecca Groen, directora de Biocombustibles de SHV Energy–. De hecho, planeamos aumentar considerablemen-

Sigue en la página 50...



Per Nielsen

CEO de Primagas España

“Otros países europeos aplican incentivos fiscales a las empresas que optan por el biopropano y animamos al Gobierno español a explorar esa vía”



Per Nielsen (Dinamarca, 1976) es el consejero delegado de Primagas en España desde principios de 2018. Antes trabajó en la sede de Primagas en Escandinavia, donde llegó a ocupar el cargo Chief Commercial Officer (CCO). Previamente, también ejerció como Country Manager para Dinamarca. Con la vista puesta en las fuentes de energía claves para la transición energética, lideró la introducción del biopropano (BioGLP) en Escandinavia. Por eso, llegó a la sede española con un profundo conocimiento de las distintas áreas de Primagas y con una clara visión del papel que tiene que jugar la sostenibilidad en el sector energético. Domina varios idiomas (danés, inglés, alemán y sueco) y está aprendiendo español. Nielsen es licenciado en International Business por la Rennes School of Business (Francia) y MBA por la Cranfield School of Business (Reino Unido).

■ **Primagas forma parte del Grupo SHV Energy, el mayor proveedor de gas licuado de petróleo (GLP) del mundo. Pero ha decidido apostar fuerte por un gas renovable como el biopropano. ¿Por qué?**

■ En Primagas y SHV apostamos por liderar la transición energética a través de la producción de combustibles cuyas fuentes sean menos contaminantes, como es el caso del biopropano. Si bien es cierto que para alcanzar el objetivo de la transición energética hemos de utilizar fuentes energéticas que sean completamente renovables, hay combustibles que definitivamente son la alternativa ideal para incrementar dicha oferta. Y ningún producto es mejor que los biogases, y en concreto que el biopropano, ya que reduce hasta un 80% las emisiones de CO₂ frente a otros combustibles fósiles.

■ **¿Cuáles son las características del biopropano? ¿Qué beneficios tiene frente a otros gases fósiles o renovables? ¿Y cuáles son sus usos principales?**

■ El biopropano es químicamente idéntico al propano convencional pero, a diferencia

de este, no proviene de combustibles fósiles sino que tiene un origen completamente orgánico. Actualmente es producido mediante una mezcla de residuos, desechos orgánicos y aceites vegetales de origen sostenible. Esto significa que utiliza las mismas instalaciones y tiene el mismo poder calorífico que el propano, con la ventaja adicional de que su producción y consumo reduce las emisiones de CO₂ hasta en un 80% frente al propano

convencional. Tiene las mismas aplicaciones y equipos y se transporta y almacena en los mismos tanques.

■ **Y el precio, ¿es similar al de los otros gases?**

■ En comparación con el propano convencional, el biopropano es un poco más caro ya que incluye un coste premium derivado de su producción. Sin embargo, y desde el punto de vista del precio final al cliente, dicho coste se puede reducir ya que la compra del biopropano puede hacerse mediante una mezcla con propano convencional (debido a que químicamente es el mismo producto, ambos gases pueden mezclarse en un mismo depósito). Por lo tanto, un cliente puede comprar un porcentaje de biopropano mezclado con propano convencional sin por ello asumir el coste total del premium, con el

Sigue en la página 46...

Beneficios del biopropano

	Biopropano	Propano	Gasóleo
Mantiene la eficiencia las 24 horas, los 7 días de la semana	✓	✓	✓
Mantenimiento mínimo	✓	✓	✗
Repostaje rápido	✓	✓	✓
Certificado de ahorro de CO ₂	✓	✗	✗
Combustible de origen sostenible	✓	✗	✗
Reducción de la huella de carbono	✓	✓	✗



beneficio adicional de reducir la emisión de CO₂ a la atmósfera.

■ ¿Trabajan con otros tipos de gases renovables como el biogás o el biometano?

■ La estrategia de SHV para el desarrollo sostenible durante los próximos 20 años consiste en asegurar que la fuente de nuestros productos de gas –que ya son altamente limpios, seguros y eficientes– sea cada vez más renovable, basada en productos orgánicos y con bajas emisiones de carbono. Todos los combustibles derivados de desechos no fósiles, como la biomasa, el estiércol, residuos agrícolas y materiales renovables se llaman combustibles renovables y con origen bio. Actualmente estamos explorando dichos combustibles: biopropano, bioGNL, hidró-

geno y, en el futuro, amoníaco, metanol y otros combustibles novedosos de origen renovable.

■ El Grupo SHV Energy lleva años siendo un referente en el sector del GLP y del gas natural licuado (GNL). Pero también asume los procesos de descarbonización de la economía en los que está inmersa España y Europa. ¿Tienen previsto abandonar definitivamente los combustibles fósiles?

■ Desde hace años estamos apostando por avanzar hacia una economía descarbonizada y lo hacemos cada vez a mayor velocidad. Enfocándonos de forma creciente en los biocombustibles y, en general, en los productos de origen renovable. El equipo de biocombustibles de SHV dedica esfuerzos continuos a avanzar con este tipo de productos basados en fuentes renovables.

■ ¿Dónde se produce el biopropano que Primagas va a comenzar a distribuir en España?

■ A partir de septiembre compraremos el biopropano en Lavéra, Francia. Es allí donde se produce y desde donde se enviará por barco hasta el puerto de Barcelona.

■ En mayo de 2019 publicamos en Energías Renovables que la compañía aérea KLM, el productor de biocarburantes SkyNRG y SHV Energy (Shell se sumó más tarde al proyecto) proyectaban construir en la localidad de Delfzijl (Países Bajos) una biorrefinería con una producción de 100.000 toneladas anuales

de bioqueroseno para aviones a partir de residuos, principalmente aceites usados, y 15.000 de biopropano. La puesta en marcha se anunció para 2022. ¿Cómo va el proyecto? ¿Este sería un segundo centro de producción de biopropano para SHV Energy?

■ El proyecto está progresando muy bien, aunque por supuesto hemos tenido ciertos retrasos debido a la pandemia causada por el Covid-19, que ha retrasado algunos permisos. Creemos que estará finalizado para el primer trimestre del 2023. Esta es la primera vez que SHV Energy ha cofinanciado una producción. Todo el resto de nuestro biopropano proviene de diferentes productores con los cuales tenemos acuerdos de compra (por ejemplo, el contrato público con Neste en Rotterdam).

■ ¿Es la primera vez que se distribuye biopropano en España?

■ Sí. Somos la primera empresa que trae el biopropano a España, y de momento somos el distribuidor exclusivo de este producto en el país. Consideramos que es una gran oportunidad para dar un paso más en la transición energética, especialmente para aquellas empresas, sean o no clientes, que apuestan por la sostenibilidad. También creemos que es una gran oportunidad para trabajar en incentivos fiscales para las empresas que opten por el biopropano apostando firmemente por la reducción de CO₂, y más en un momento como el actual. En otros países europeos ya se ha seguido este camino con éxito y animamos al Gobierno a explorar vías similares. ■

...Viene de página 48

te nuestra cartera de biocombustibles en los próximos 20 años”.

■ Qué es el biopropano

El biopropano es un gas renovable y sostenible. Está hecho de una mezcla de residuos y materiales de origen orgánico. Es un subproducto de la fabricación del hidrobiodiésel a partir de aceites vegetales, de cuyos gases secundarios se separa y purifica el biopropano. Químicamente es idéntico al propano convencional pero, a diferencia de éste, no proviene de combustibles fósiles sino que tiene un origen completamente orgánico. Es decir, utiliza las mismas instalaciones y tiene el mismo poder calorífico que el propano, con la ventaja de que su producción reduce las emisiones de CO₂ hasta en un 80%. Tiene las mismas aplicaciones y equipos y se transporta y almacena en los mismos tanques.

El biopropano y el propano convencional se pueden mezclar y hacer que la cadena de suministro sea más eficiente, a través de un método llamado “balance de masa”. El biopropano se puede utilizar para cualquier negocio de la misma manera que el propano convencional, por lo que no es necesario cambiar los equipos, vehículos o infraestructura de suministro existentes. “El biopropano es molecularmente idéntico al equivalente fósil o propano convencional. Como tal, cumple con todos los estándares asociados con el suministro y uso de propano y tiene idénticas propiedades químicas, físicas, energéticas y de combustión”, explica Keith Simons, científico principal de SHV Energy. Así, cuando un cliente hace un pedido de biopropano, recibe una mezcla de ambos para evitar el transporte adicional que generaría emisiones innecesarias.

Durante la fabricación, las materias primas se someten a una serie de tratamientos

complejos. Se combinan con hidrógeno en un proceso llamado hidrogenólisis, que separa y purifica su contenido de energía. Durante el proceso de refinación se producen una variedad de subproductos, unos gases residuales que contienen propano o biopropano. Por cada tonelada de biodiésel se generan 50 kg de biopropano. Este coproducto se purifica para que sea idéntico al propano convencional.

El biopropano que distribuye Primagas proviene de diferentes productores con los que la compañía tiene acuerdos de compra. Entre ellos destaca Neste Oil, el primer productor mundial de hidrobiodiésel y de biocombustibles avanzados. En su fábrica de Rotterdam (Países Bajos) el biopropano es un coproducto del innovador proceso de producción de biodiesel NEXBTL.

En enero de 2017 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) dio el visto bueno a una propuesta de resolu-

El biopropano se puede utilizar de la misma manera que el propano convencional, por lo que no es necesario cambiar los equipos, vehículos o infraestructura de suministro existentes.

ción del entonces Ministerio de Energía para que el biopropano fuera incluido en la orden de fomento de biocarburantes.

■ Gas renovable certificado

Cuando Primagas suministra biopropano ofrece un certificado de gas ecológico, que garantiza las cualidades de toda la cadena de suministro y avala su autenticidad, del mismo modo que lo hacen los certificados de garantía de origen en la electricidad que procede al 100% de fuentes renovables. “Con el certificado aseguramos la trazabilidad de todo el biopropano entregado y utilizado, al tiempo que destaca la cantidad de CO₂ ahorrado por todos nuestros clientes ecológicos”, apuntan desde la compañía. “Sea cual sea tu industria o tamaño de tu empresa, con nuestra cobertura nacional, capacidad de almacenamiento eficiente, red de entrega y telemetría, somos el socio en el que puedes confiar para mantener tu negocio en funcionamiento. Y hacerte más verde”.

En la Unión Europea hay unos 40 millones de hogares en áreas rurales en las que viven 114 millones de personas que no están conectadas a las redes de gas. Cerca de la mitad dependen de los combustibles fósiles para cubrir sus necesidades de agua caliente y calefacción. Son datos de la iniciativa *The Future of Rural Energy in Europe* (FREE), creada por SHV Energy en 2010 para promover el uso de energía sostenible en comunidades rurales y añadir nuevas perspectivas al debate energético y climático de la UE. En un informe de FREE publicado en noviembre de 2018, los estudios de modelización de la descarbonización rural mostraban que en los seis países europeos donde los combustibles fósiles mantienen altos niveles de penetración –España, Francia, Reino Unido, Bélgica, Alemania y Polonia, que suman el 73% del consumo en Europa– es posible hacer progresos considerables si se quiere alcanzar el objetivo de reducir en un 80% (sobre los niveles de 1990) las emisiones de gases de efecto invernadero para 2050. Los propios países ya han empezado a dar pasos en este sentido. Francia se ha comprometido a eliminar el uso de derivados del petróleo para la producción de calor en zonas rurales para 2027. Dinamarca se ha dado de margen hasta 2030. Lo mismo que el Reino Unido (aunque en este caso también incluye el carbón). Y Bélgica eliminará todas las calderas diésel en 2035.



El estudio de FREE ha diseñado dos escenarios alternativos al uso de combustibles fósiles para cubrir las necesidades de calor en zonas rurales. El primero se basa en una conversión total de los actuales sistemas a bombas de calor eléctricas. El segundo incluye un 44% de calderas de biomasa, otro 44% de calderas de biopropano, y un 12% de bombas de calor. El resultado es que en el primer caso se consigue una reducción del 90% de emisiones de CO₂ con un coste de 30.000 millones de euros. En el segundo escenario se logra reducir las emisiones un poco menos, hasta el 88%, pero el coste es notablemente inferior, de 11.000 millones de euros. Lo que

demostraría que la contribución de la bioenergía en forma de biomasa y de biopropano podría contribuir a alcanzar objetivos de descarbonización similares con un tercio de las inversiones necesarias.

La andadura del biopropano comienza en España de la mano de Primagas. Seguiremos atentos la evolución de un gas renovable que puede aportar enteros a la descarbonización de nuestra economía.

■ Más información:

→ www.primagas.es/gas/biopropano



AMÉRICA

La guerra de los aranceles a los biocombustibles

Una de las herramientas habituales que se utilizan en el comercio internacional es el impuesto que se cobra sobre las importaciones, ampliamente conocido como aranceles. Desde que los biocombustibles se presentaron en el mercado mundial como un bien exportable, no son pocas las veces que han desencadenado contenciosos de diversos signo y justificación. Esta es una historia de esos desencuentros.

Luis Ini

Antes de entrar a una somera reseña de más de una década de polémicas debe hacerse una breve introducción. En los primeros años del desarrollo de las renovables –hay que situarse a finales de la primera década de este siglo– los biocombustibles se presentaban como uno de los sectores más dinámicos en cuanto a su inmediata implementación, a diferencia de la eólica y la fotovoltaica, unas tecnologías no del todo maduras por entonces y con costes elevados en prácticamente toda su cadena de valor.

■ UE vs. EEUU – biodiésel

En ese contexto, en marzo de 2009, la Comisión Europea (CE) aprobó medidas *antidumping* por cuatro meses y antisubvención por otros seis por las que se obligaba a que las empresas estadounidenses exportadoras de biodiésel a la Unión Europea con mezclas superiores al 20% pagasen entre 208 y 237 euros por tonelada exportada en los aranceles más elevados.

En aquel entonces, la CE constató que las importaciones de biodiésel subvencionado procedentes del país norteamericano habían incurrido en un dumping medio ponderado del 33%, lo que –se alegaba– causaba un grave daño a la industria europea de biodiésel, especialmente intenso en países como España.

De acuerdo con datos del sector, las importaciones del biodiésel subvencionado estadounidense se habían hecho en un solo año (2007) con el 50% del mercado español y en el primer semestre de 2008 copaban ya más del 60%.

■ UE vs. EEUU – etanol

Dos años y medio más tarde, con los mismos actores como protagonistas, el objeto de disputa fue el etanol. En octubre de 2011, a instancias de una solicitud de la European Renewable Ethanol Association (ePure), la CE inició sendos procedimientos *antidumping* y antisubvención relativos a las importaciones de bioetanol desde





Estados Unidos. En España, la sección Biocarburantes de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) se congratuló de la decisión, sobre todo porque en nuestro país las importaciones durante el tercer trimestre de ese año representaban ya el 60% de toda la demanda interna, frente al 45% de 2010 y el 29% de 2009.

Finalmente, se le impuso al etanol procedente de Estados Unidos medidas *antidumping* por cinco años. En 2018 se realizó una reconsideración de lo entonces determinado. Mientras que la patronal europea (ePure) solicitaba su extensión por otros cinco años, en la revista estadounidense Ethanol Producer Magazine se recogía el parecer de Brian Jennings, director general de la ACE (siglas en inglés de la Coalición Estadounidense por el Etanol), quien afirmaba que “los países y socios comerciales que imponen medidas proteccionistas para limitar las exportaciones de etanol de Estados Unidos terminan lastimando a sus propios ciudadanos”. De esta manera –continuaba Jennings–, “no tienen acceso a un biocarburante al menor costo y con una menor emisión de carbono del mundo”.

Más de un año después, la CE cerró dicha investigación afirmando que “ante la ausencia de probabilidad de reaparición de las exportaciones objeto de dumping procedentes del país afectado, no es necesario analizar la probabilidad de reaparición del perjuicio y el interés de la Unión”; como consecuencia, se derogaron las medidas impuestas a las importaciones desde Estados Unidos.

La declaración institucional al respecto de ePure fue una buena puntualización de otros conflictos: “La decisión se produce en un momento en que otros mercados claves de exportación desde Estados Unidos, como Brasil, China, Perú y Colombia, han introducido, o lo están considerando, medidas para protegerse de las exportaciones injustas. Esto aumenta el riesgo de que se desvíen hacia la UE”.

■ Brasil vs. EEUU – etanol

En 2017, Brasil impuso un arancel del 20% a los envíos de etanol de maíz desde Estados Unidos que excedían una cuota anual de 750 millones de litros, después de que el aumento de las importaciones desbordara el mercado brasileño y provocara la bajada de los precios. De algún modo, aunque con retraso, la medida era una respuesta a una medida de 2005, por la que se fijaba un arancel estadounidense a las importaciones de etanol de Brasil de 14 centavos de dólar por litro, lo que hacía las exportaciones directas a Estados Unidos prácticamente inviábiles.

La última información de este contencioso es de agosto pasado, cuando el presidente estadounidense Donald Trump amenazó con represalias comerciales si Brasil no reducía los aranceles de importación al etanol estadounidense. A cambio, desde el lado brasileño se ha comenzado a plantear el compromiso de atender la demanda del fin de las barreras a la importación, siempre y cuando Washington haga lo mismo con el azúcar brasileño exportado a Estados Unidos.

■ China vs. EEUU – etanol

En 2018, China comenzó a aplicar un arancel adicional del 15% a las importaciones de etanol de Estados Unidos, como parte de su respuesta a los aranceles de Washington a las importaciones de aluminio y acero. El gravamen anterior era del 30%.

■ Perú vs. EEUU – etanol

También en el año de 2018, la peruana Comisión de Dumping, Subsidios y Eliminación de Barreras Comerciales No Arancelarias (CDB), dependiente del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi), dispuso la aplicación de derechos compensatorios definitivos a las importaciones de etanol procedente de Estados Unidos, por un período de cinco años. La decisión fue tomada –según se informó– luego de que se verificara la existencia de prácticas de subvenciones, a través de programas de ayuda por parte del gobierno estadounidense a las empresas que comercializaban etanol hacia Perú. Así, fueron impuestos derechos compensatorios a un promedio de 47,9 dólares por tonelada.

■ Colombia vs. EEUU – etanol

En mayo de este año, después de 15 meses de investigación, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia (MINCIT) resolvió imponer derechos compensatorios a la importación de etanol procedente de Estados Unidos por un periodo de dos años. Como en otros casos mencionados, la medida se justificó en la constatación de que el maíz con el que se elabora ese biocarburante recibe subsidios por parte del gobierno estadounidense.

■ UE vs. Argentina e Indonesia – biodiésel

En 2013, la Unión Europea impuso aranceles *antidumping* definitivos a la entrada de biodiésel argentino e indonesio, que en algunos casos triplicaban los establecidos meses antes. De este modo, se pasó de un



derecho adicional del 10,9%, el más alto para las empresas exportadoras argentinas, y 9,6%, para las indonesias, a 24,6% y 18,9%, respectivamente. Las medidas *antidumping* definitivas se aplicaron por cinco años.

Según lo especificado oportunamente por analistas del sector, el mercado europeo representó durante el período 2011–2012 el 90% de las exportaciones argentinas de biodiésel, aunque en valores totales significó sólo entre el 10% y el 12% del consumo total de la UE.

Propiedad Intelectual (Indecopi) decidió aplicar derechos *antidumping* a la importación de biodiésel procedente de Argentina, “con el fin de equilibrar las condiciones de competencia en dicho mercado, dentro del país”. En 2018, Argentina interpuso ante la Organización Mundial de Comercio (OMC) una queja contra Perú por la aplicación de los aranceles contra las exportaciones argentinas de biodiésel; la entidad internacional aún no ha dado a conocer su parecer al respecto. ■

El porcentaje más importante se destinó a España.

Aunque en 2016 la Sala Novena del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) emitió un fallo por el que anuló la imposición de esos aranceles, estos finalmente fueron eliminados totalmente hasta 2018. En febrero de 2019 el Diario Oficial de la Unión Europea publicó los nuevos aranceles anti-subsención a la importación de biodiésel argentino, sin dar cuenta de los términos de un acuerdo entre Argentina y la UE, que plantea la entrada anual, sin aranceles, de 1,2 millones de toneladas a un precio confidencial. La European Biodiesel Board (EBB), entidad que había iniciado el procedimiento de denuncia ante la Comisión Europea, aplaudió la imposición de aranceles y el acuerdo. Desde APPA Biocarburantes, por su lado, se afirmó que esta decisión “unida a la eliminación total el pasado año de los derechos *antidumping*, nos deja muy descontentos con la actuación de la Comisión Europea, que parece que ha puesto más empeño en dar satisfacción a las demandas argentinas que en defender a la industria europea de biodiésel”.

■ EEUU vs. Argentina – biodiésel

En mayo de este año el Departamento de Comercio estadounidense (DOC, por sus siglas en inglés) publicó en el Boletín Oficial del país la decisión final de mantener la aplicación de derechos antisubsidios al biodiésel argentino vigentes desde principios de 2018, arancel fijado en un 72%. A esto debe sumarse el vigente 74% de aranceles *antidumping*, lo que prácticamente mantiene el cierre del mercado estadounidense para el biocombustible argentino, un volumen cifrado en 1.200 millones de dólares antes de la existencia de estas restricciones.

Si bien en julio de 2019 se había publicado en otra comunicación de la misma agencia en el registro oficial de Estados Unidos que no correspondía la aplicación de los mencionados derechos antisubsidios al biodiésel argentino, esta nueva disposición se basa en que el Departamento de Comercio “continúa encontrando que no hay cambios suficientes en las circunstancias para garantizar cualquier revisión”.

■ Perú vs. Argentina – biodiésel

En 2016, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la

Hablamos el lenguaje de las renovables ¿Y tú?

Anúnciate en



**ENERGÍAS
RENOVABLES**

170.000

**visitantes únicos
al mes** Datos: OJD

El periodismo de
las energías limpias

**ENERGÍAS
RENOVABLES**

**RENEWABLE
ENERGY MAGAZINE**

www.energias-renovables.com

The screenshot shows the website interface for 'ENERGÍAS RENOVABLES'. At the top, there is a navigation bar with categories like 'Agenda', 'Cursos', 'Empresas', 'Empleo', 'trER', and 'Quiénes somos'. Below this is a main content area with several articles and featured sections. One prominent article is titled 'El autoconsumo, gratis total' by Antonio Barrero F., discussing solar panel installation for self-consumption. Other sections include 'movilidad', 'rem', and 'fotovoltaica'. At the bottom, there is a 'panorama' section with a date of Wednesday, June 3, 2020, and a 'SOLARWATT' logo with the tagline 'power to the people'.



Una estrategia de rehabilitación con mucha electricidad y pocas renovables

El Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana presentaba el pasado mes de junio la 'Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España' (ERESEE 2020). Un documento que forma parte del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y es clave para lograr la rehabilitación del parque inmobiliario con alta eficiencia energética y su descarbonización a más tardar en 2050. Pero el ERESEE 2020 se ha "olvidado" de incorporar los nuevos elementos que introducen las directivas de edificios de 2010 y 2018 para una mayor integración de renovables, como el autoconsumo, las infraestructuras de recarga, los contadores inteligentes y las aplicaciones para la gestión de la demanda que definen el concepto del edificio de consumo de energía casi nulo. Todo se resume en la electrificación de los edificios y un uso testimonial de fuentes renovables.

Javier García Brea

La ERESEE 2020 presentada en el mes de junio a la Comisión Europea corrige la anomalía de no estar incluida en los borradores de 2019 y 2020 del PNIEC 2021-2030, a lo que obliga el artículo 53 del Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. La estrategia forma parte del PNIEC y deberá apoyar la rehabilitación de todo el parque inmobiliario con alta eficiencia energética y su descarbonización a más tardar en 2050, transformando los edificios existentes, de forma rentable, en edificios de consumo de energía casi nulo. La idea es hacerlo a través de su electrificación, pero sin incluir los criterios ampliados para los edificios de consumo de energía casi nulo de la Directiva (UE) 2018/844 y de la Recomendación (UE) 2016/1318, ni la Recomendación (UE) 2019/786 sobre renovación de edificios. La ausencia del concepto ampliado

de edificio de consumo de energía casi nulo y la trasposición solo parcial de la Directiva (UE) 2018/844 de eficiencia energética de los edificios, llaman la atención por tratarse de la actuación más importante para alcanzar los objetivos de energía y clima en la UE para 2030.

El carácter interdisciplinar de la rehabilitación energética no se ha tenido en cuenta. Mientras los aspectos que se refieren a la envolvente y eficiencia de las instalaciones se incluyen en los menús de actuación, no ocurre lo mismo con los que se refieren a la infraestructura eléctrica, gestión energética, aplicaciones inteligentes, recarga del vehículo eléctrico, autoconsumo y almacenamiento, renovables o conectividad, que son las principales propuestas de la Directiva (UE) 2018/844.

La ERESEE 2017 analizó acertadamente las barreras y la desconfianza hacia la reha-

bilitación por las dificultades de su financiación. En 2020 se repite el análisis con pocas novedades y propuestas sobre financiación y fiscalidad. Se vuelven a relacionar las mismas medidas, pero sin desarrollarlas al ser competencia de otros departamentos y administraciones. Lo mismo ocurre con la regulación energética para dar un valor económico a la rehabilitación que favorezca su financiación. Si se tiene en cuenta que la ERESEE no tiene rango normativo y que en buena medida su implementación corresponde a las comunidades autónomas y ayuntamientos, estamos ante un documento orientativo y destinado a Bruselas.

Conceptos que no se incluyeron en la última revisión del Código Técnico de la Edificación (CTE) del RD 732/2019, aprobado en diciembre, seis meses después se plantean para una futura revisión. Aún llevará años que la regulación edificatoria y las licencias

se ajusten a las directivas europeas vigentes, con el retraso que ello implica en el desarrollo del mercado de rehabilitación desde una perspectiva integrada e interdisciplinar.

■ Financiación

Se confirman, como en las estrategias de 2014 y 2017, las barreras y distancias para que los propietarios puedan financiar el coste de las medidas propuestas por los menús de intervención, a no ser que existan ahorros previos o ayudas públicas. La financiación a través de los ahorros energéticos obtenidos solo funciona en las zonas climáticas con inviernos más fríos y se hace muy difícil en las zonas climáticas más benignas con ahorros en calefacción de pequeña magnitud. Resulta imprescindible priorizar actuaciones sobre las zonas climáticas y tipologías de mayor consumo de calefacción e introducir otros criterios complementarios que permitan un mayor equilibrio territorial de las actuaciones.

Se considera que el promotor de cada intervención deberá hacer frente al 33,3% de su coste, otro 33,3% a través de subvención pública y el 33,3% restante a través de préstamo bancario. De los dos tercios a los que debe hacer frente el promotor, se supone que una parte se recuperará mediante los ahorros conseguidos en la factura energética. Se estima que los ahorros energéticos permiten recuperar entre el 31% y el 61% de la inversión total realizada, por lo que, si se añaden las ayudas públicas, se reduce la aportación privada a largo plazo.

Los instrumentos que se relacionan son los conocidos, como el Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), Plan Estatal de la Vivienda, Programa de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes (PAREER), líneas ICO, fondos europeos y Banco Europeo de Inversiones (BEI), a las que se añaden un programa no detallado de ayudas a la rehabilitación para el sector terciario, una mejor valoración de los beneficios de la rehabilitación, al efecto del análisis de riesgos, y créditos hipotecarios con principal en carencia indefinida en los que el banco sería propietario de la plusvalía derivada de la rehabilitación y de los mecanismos facilitadores previstos en la Ley 8/2013.

■ Fiscalidad

Las medidas propuestas se remiten a un futuro estudio sobre fiscalidad favorable a la rehabilitación en residencial y terciario a través del IVA, Impuesto de Transmisión Patrimonial (ITP), Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), Sociedades, licencias de obra e ICIO. Las ayudas se deberán vincular a la Certificación Energética, antes y después de las actuaciones.



■ Desarrollo normativo

Se propone incluir la rehabilitación en el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética en la que apenas se recoge, una nueva revisión del CTE, revisar la Ley de Propiedad Horizontal e identificar otras barreras en la regulación energética y bancaria. No se propone la trasposición de las directivas europeas, tan solo implantar los sistemas de automatización de consumos previstos en la Directiva (UE) 2018/844.

A nivel autonómico se destaca la revisión de los impuestos autonómicos y trabajar la situación en que han quedado los Informes de Evaluación del Edificio (IEE), antigua ITE, después de la sentencia del Tribunal Constitucional que los anuló. A nivel local se plantean el desarrollo de planes de rehabilitación a escala local, impulsar el IEE o la ITE como instrumento activador, revisión de los impuestos municipales y el desarrollo de las medidas facilitadoras previstas en la Ley 8/2013 (incrementos de edificabilidad, plusvalías).

■ Objetivos del sector residencial

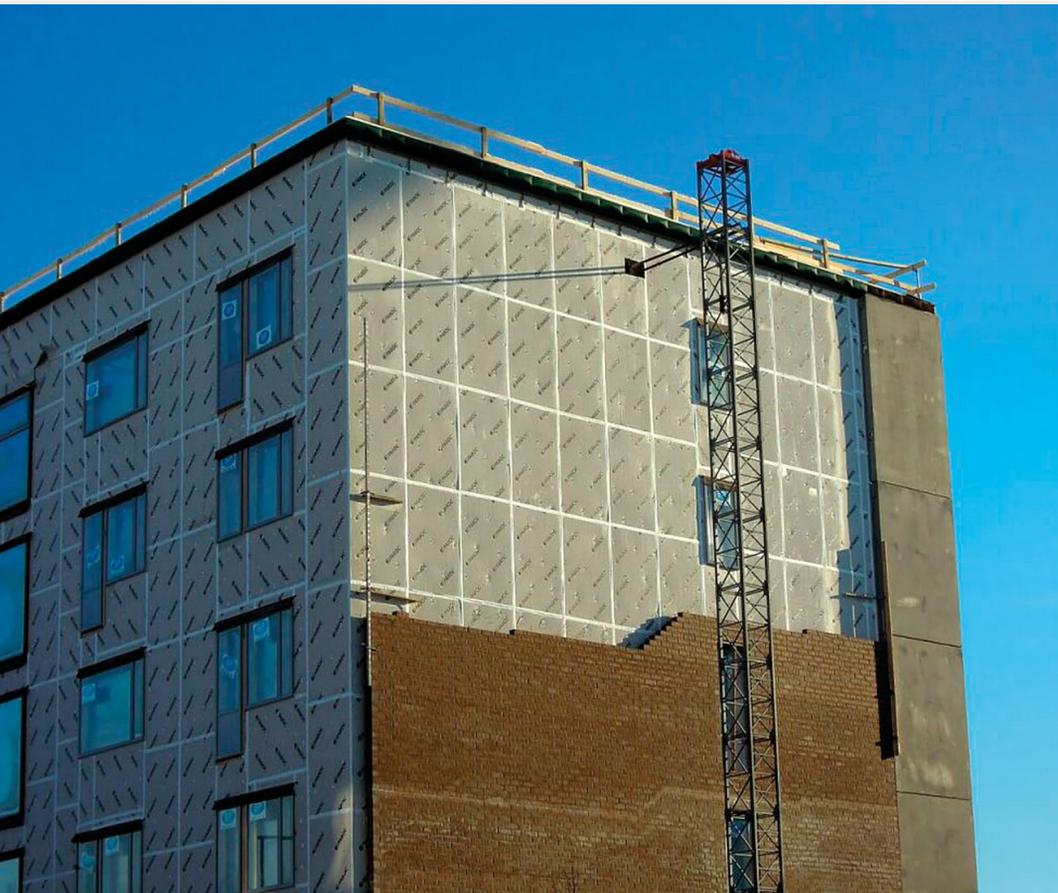
El parque residencial contiene 25,7 millones de viviendas, de las que 17,5 millones son principales (primera vivienda) y 16,8 millones con calefacción. El horizonte temporal de la estrategia es 2020-2050. Para ese periodo se pretende para el sector residencial un ahorro acumulado del 37,3% del consumo de energía (41,1% en 2030, 34,1% en 2040 y 24,8% en 2050) y una reducción del 98,8% de las emisiones. El ahorro en calefacción sería del 48,7%, que representa el 73,8% del objetivo total. Según la ERESEE, por fuentes energéticas se eliminaría el uso de combustibles fósiles (42% en 2020) y se sustituirían por electricidad, que pasaría del 39,9% en 2020 al 81,6% en 2050, y renovables que pasarían del 18,1% al 18,4%. El parque residencial se

Llama la atención la no incorporación de los nuevos elementos que introducen las directivas de edificios de 2010 y 2018 para una mayor integración de renovables

segmenta en “paquetes” de “rehabilitación de baja eficacia” (3,3 millones de viviendas) y de “rehabilitación de envolvente prioritaria” 2030-2050 (5,9 millones de viviendas) y 2020-2030 (1,2 millones de viviendas).

La “rehabilitación de envolvente prioritaria” afectaría a 7.101.517 viviendas hasta 2050. De 25.000 viviendas rehabilitadas al año se pasaría a 300.000 en el año 2030 y 350.000 viviendas con rehabilitación profunda durante la década 2030-2040, descendiendo a 150.000 en 2050. El total de viviendas rehabilitadas profundamente entre 2020 y 2030 sería de 1,2 millones y de otros 5,9 millones entre 2031 y 2050, sumando un total de 7,1 millones de viviendas que rebajarían su consumo unitario hasta 12 kWh/m². Se añadirían otros 3,9 millones de viviendas de nueva construcción entre 2020 y 2050 que serían edificios de consumo de energía casi nulo. Las viviendas que se rehabiliten situadas en zonas climáticas benignas también pueden considerarse intervenciones profundas con consumos unitarios similares.

Según la Recomendación (UE) 2019/786, sobre rehabilitación de edificios, se considera que una rehabilitación es superficial cuando los ahorros de energía primaria obtenidos es-



Sin autoconsumo ni generación distribuida, falta un análisis del sistema eléctrico para justificar la viabilidad técnica y económica de la electrificación del parque inmobiliario

y en refrigeración un 7,2%. El conjunto de estos usos pasaría de representar el 60,1% en 2020 al 41,9% en 2050. El ahorro en calefacción sería del 69,7% y representa el 50% de todo el esfuerzo. Según la ERESEE, por fuentes de energía, en 2050 no se usarían combustibles fósiles (40,8% en 2020) y se sustituirían por electricidad, que pasaría del 57,2% en 2020 al 91,5% en 2050 y renovables que pasarían del 2,1% al 8,5%.

Para el sector privado no se considera que en el periodo entre 2020 y 2030 sean necesarias rehabilitaciones profundas; por el contrario, para el sector público las obligaciones derivadas de la Directiva 2012/27/UE de rehabilitar cada año un 3% de la superficie total obligan a un elevado nivel de intervención que agotará en 2030 su potencial de ahorro. Para el periodo desde 2030 a 2050 las intervenciones se concentrarían en el sector privado con medidas de intervención profundas como las adoptadas hasta 2030 para los edificios públicos.

■ Propuestas de menús de actuación y fuentes de energía

El orden lógico de las intervenciones que se plantea es: (i) la racionalización del uso y gestión del edificio, (ii) la reducción de la demanda energética del edificio mediante la intervención en la envolvente y en la ventilación, (iii) la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones y (iv) el uso de energías renovables.

Con respecto a la implantación de energías renovables y residuales se recomiendan la biomasa para la calefacción doméstica, la autóctona en núcleos rurales, protegiendo la biodiversidad y los principios de la economía circular. La energía solar se integrará siempre que sea técnica y económicamente rentable, principalmente la solar térmica para ACS. La bomba de calor en la rehabilitación se incluye



tán entre 0 y el 30%, rehabilitación intermedia cuando los ahorros están entre el 30% y el 60% y rehabilitación profunda cuando se obtienen ahorros superiores al 60% de energía primaria. La ERESEE no explica si sigue este baremo.

■ Objetivos del sector terciario

El sector terciario engloba el parque del sector privado y el del sector público. Presenta un importante potencial de ahorro que pue-

de reducir los plazos de amortización y que las intervenciones sean de mayor envergadura. Afecta a 12 millones de inmuebles, de los que 2 millones corresponden a servicios, 1,7 industrial y 8,3 millones a almacén y otros.

El sector terciario acumularía un ahorro hasta 2050 del 36% del consumo de energía (36% hasta 2030, 49% hasta 2040 y 15% hasta 2050). La reducción del consumo en calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) sería de un 72,8%, en iluminación un 12,5%

aquí como elemento de electrificación a largo plazo del sector residencial y solo en las zonas de inviernos más suaves. También se incluyen las redes de energía térmica en municipios próximos a industrias que generen calor residual.

Para el consumo de la calefacción, las energías fósiles tienden a desaparecer totalmente en 2050. La biomasa tendrá más peso en 2020, pero a partir de 2030 su implantación se reducirá. El gas natural actuará como vector en 2020-2030 para sustituir al carbón, gasoil y los gases licuados del petróleo (GLP) y aún tendrá un cierto consumo en 2050. El carbón se eliminaría totalmente en 2020. El único vector que crecerá en todo el periodo será la electricidad, tendiéndose a una clara electrificación de los hogares, también para la calefacción y el despliegue de las bombas de calor. Finalmente, se considera un cierto despegue de la energía solar para calefacción y de la geotermia.

Para el sector terciario, las medidas propuestas afectan a la envolvente térmica, renovación de instalaciones térmicas con incorporación de renovables, automatización y monitorización de consumos y las instalaciones de iluminación. La prioridad es en todos los casos reducir la demanda en los usos de la energía.

Llama la atención la similitud de estos menús con los que proponía la ERESEE 2014 y la no incorporación de los nuevos elementos que introducen las directivas de edificios de 2010 y 2018 para una mayor integración de renovables, como el autoconsumo, las infraestructuras de recarga, los contadores inteligentes y las aplicaciones para la gestión de la demanda que definen el concepto del edificio de consumo de energía casi nulo. Todo se resume en la electrificación de los edificios y un uso testimonial de fuentes renovables. Sin autoconsumo ni generación distribuida, falta un análisis del sistema eléctrico para justificar la viabilidad técnica y económica de la electrificación del parque inmobiliario.

■ Ejes de acción y medidas

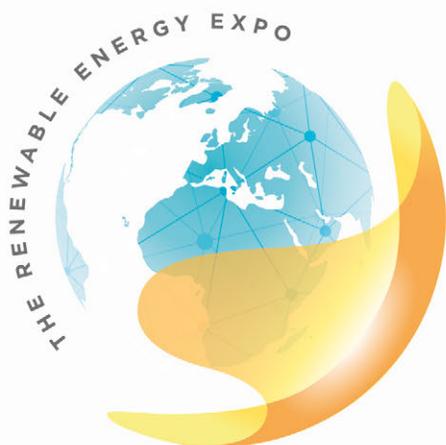
En la última parte de la ERESEE 2020 se relacionan un conjunto de medidas que incorporan elementos de las directivas europeas que no se han tenido en cuenta en los menús de intervención y que inciden en el cálculo de la eficiencia energética de los edificios, como una regulación más favorable para reducir el término fijo del recibo de la luz y que una parte importante del consumo se cubra con energías renovables, impulso a los dispositivos bioclimáticos, a los puntos de recarga para vehículos eléctricos, fomento de

las comunidades de energías renovables y del autoconsumo, una revalorización de la certificación energética, fomento del almacenamiento, agregación de la demanda a escala de barrio o activar la demanda de rehabilitación mediante el etiquetado de eficiencia energética.

Estas medidas deberían haberse incorporado a los menús de actuación de la rehabilitación energética porque serán necesarias para alcanzar los objetivos de ahorro energético y de descarbonización que se proponen. La electrificación por sí sola no será suficiente y exigirá un elemento que no aparece en la ERESEE 2020 como es la gestión de la demanda por los propios usuarios. La eficiencia energética de los edificios exige abordar la gestión energética, la gestión de la demanda y la conectividad de los edificios.



■ **Más información:**
 → www.mitma.es



Donde la energía avanza hacia el futuro.

Desde las fuentes renovables a la acumulación; desde la gestión eficiente al uso de las tecnologías digitales; desde las ciudades inteligentes a la movilidad sostenible. El mercado que guía la transición energética de empresas y territorios.

KEY ENERGY

THE RENEWABLE ENERGY EXPO

3 - 6
 NOV.
 2020

EN EL RECINTO
 FERIAL DE RÍMINI,
 ITALIA

Organizado por



En colaboración con



Simultáneamente a



keyenergy.it

Para obtener información y entradas gratuitas, póngase en contacto con:

DEKER - Consultores de Marketing - Javier Moreno Oto - Tel. +34 945 35 97 77 - javier.moreno.oto@deker.es - www.deker.es



KEY ENERGY

Fotovoltaica, eólica, biogás, eficiencia

El futuro de la energía empieza en Rímini

Where energy meets the future. Es el lema que ha elegido para su 14ª edición Key Energy, la feria de las energías renovables de Rímini, convertida ya en la referencia clave para el sector REN en toda la cuenca mediterránea. Organizada por el Italian Exhibition Group, Key Energy vuelve a Rímini un año más, como vuelve (simultánea) Ecomondo, probablemente la más importante feria de la economía circular que tiene lugar este año en Europa. Tras los mil encuentros suspendidos por mor del coronavirus, las dos citas –Key y Ecomondo– quieren convertirse en noviembre en el rompehielos del Covid, en el hito que señale el principio del futuro.

Antonio Barrero F.

Enercon, Engie, Huawei, Ingeteam, Nordex, Siemens Gamesa, Vestas... Todas están en la Lista Key Energy 2020 de Expositores. La gran feria mediterránea de las energías renovables ha izado bandera #safebusiness (ha reinventado su modus operandi para asegurarse de que cada acto, cada evento, cada cita, discurra de manera segura para expositores y visitantes) y, así, ha convencido, con su protocolo sanitario, a todos los actores del sector, desde las grandes corporaciones cuyo nombre todo el mundo conoce a las pymes que siguen resistiendo las embestidas de la zoonosis y el coronavirus. Sí, Key Energy The Renewable Energy Expo celebra este año su 14ª edición. La feria tendrá lugar entre los días 3 y 6 de noviembre en el vanguardista Centro de Exposiciones de Rímini, organizada por el Italian Exhibition Group (IEG), que ha contado con la colaboración de la Agencia Italiana de Comercio del Ministerio de Relaciones Exteriores y Cooperación Internacional de Italia (www.ice.it) y de la “hermana mayor” de Key (Ecomondo, que cumple este año su 24ª edición).

IEG ha sabido desde el primer momento a lo que se enfrentaba, y por eso ha tomado medidas –plan #safebusiness– para que todos (los trabajadores de la feria, los expositores, los visitantes profesionales y el público) se sientan tan seguros como cómodos. Así, se ha convertido en la primera entidad italiana acreditada

para la implementación del programa GBAC STAR. El Global Biorisk Advisory Council (Consejo Global Asesor en materia de Bioriesgos) es una división de la Asociación Internacional de Suministros Sanitarios, y su programa STAR ha sido diseñado para habilitar a entidades de todos los tamaños y complejidades en la gestión de bioriesgos: prevención, limpieza y desinfección. Pues bien, el Italian

Exhibition Group ha apostado por este protocolo en Key Energy. Con ello –explica el director ejecutivo de IEG, Corrado Peraboni–, le estamos añadiendo ahora, a todos los protocolos que están implementados desde hace meses, un componente clave que enriquece los servicios que presta IEG al público: “es un valor añadido para toda la cadena de nuestro sistema expositivo”.

Key Energy va a implementar así poco menos que todas las medidas de bioseguridad imaginables: toma de temperatura previa al acceso a todos los asistentes, multiplicación de los accesos (para evitar aglomeraciones a la entrada y la salida), ampliación de los horarios de apertura (con el mismo fin), mascarilla obligatoria, distribución de mascarillas para quienes no dispongan de ella, máscaras transparentes para hablar con personas con discapacidad auditiva, determinación previa del aforo de todos y cada uno de los espacios de la feria, digitalización máxima (pago digital para el acceso, acreditación digital), mamparas entre las mesas en los espacios destinados a la restauración, espacios habilitados al aire libre para comer, dispensadores de gel por todas partes y, por supuesto, una aplicación propia para saber todo lo que hay que saber no solo de la feria en cuestión sino también en materia de bioseguridad (toda la información relativa al protocolo sanitario Key Energy está en #safebusiness ieg).

Quién visita Key Energy

• Perfil profesional

–Decisores (tienen la última palabra en lo que se refiere a la decisión final de compra en sus empresas): 52%

–Asesores externos (*external influencers*): influyen en los procesos de compra desde el exterior: 13%

–Asesores internos (*internal influencers*): 35%

• Sector de origen

–Servicios: 39% (compañías suministradoras de energía, ingenierías, instaladoras, gestión, operación y mantenimiento de parques solares fotovoltaicos, empresas de servicios energéticos)

–Industria: 35% (electricidad, electrónica, equipamientos para instalaciones renovables, mecánica, automóvil); Edificación 5%; Administración Pública 4%; Investigación y Formación 4%; Distribuidores 4%; y otros (Agricultura, Instituciones, Medios especializados)

El caso es que, así pertrechada, Key Energy The Renewable Energy Expo aborda una edición que quiere ser principio de futuro. De un nuevo futuro. Cuatro son sus vertientes clave: (1) la eficiencia energética; (2) la energía eólica (la presencia de los más grandes fabricantes de aerogeneradores europeos –los más grandes de Europa y del mundo– delata el interés que suscita esta edición); (3) la energía solar fotovoltaica (FV) y su asociación con el almacenamiento; y (4) la Ciudad Sostenible.

Sustainable City va a contar, por décimo año, con un área específica, dentro de Key Energy, para la exposición de las mil y una soluciones concretas que demanda la ciudad y para el encuentro y el debate en talleres de ideas y de trabajo, un área que IEG ha diseñado con un fin explícito: avanzar en “el diseño de las ciudades del futuro desde una perspectiva sostenible”, una perspectiva que apela, fundamentalmente, a tres horizontes: la regeneración urbana, las nuevas formas de movilidad y la digitalización.

■ LUMIexpo

Además, este año, la ciudad del futuro (Sustainable City) estará acompañada por LUMIexpo, un evento de nuevo cuño que IEG organiza en colaboración con Tecno Edizioni y que pone el foco en las soluciones inteligentes para la gestión eficiente de la energía en edificios y negocios, la integración de sistemas, la digitalización del alumbrado público y privado, el rol de las compañías de suministros como conductoras de la transformación de los territorios y de la movilidad eléctrica, las comunidades energéticas, el papel del prosumidor, etc.

Más allá de la Ciudad Sostenible, los otros tres focos clave de Key Energy estarán puestos (como se dijo) en (1) la Eficiencia; (2) la Eólica; y (3) el binomio Solar-Almacenamiento. Italia es la segunda potencia FV de Europa, con más de 20.000 megavatios de capacidad de generación ya instalados, el doble de lo que tenemos en España. Pero es que, además, las perspectivas (tanto las del sector FV italiano puertas adentro, como las del resto del mundo), siguen siendo (pese al Covid) extraordinarias.

Porque no solo todo el mundo ya sabe que la solar FV fue la tecnología renovable que más megavatios instaló el año pasado, sino que, además, todos aventuran ya que la fotovoltaica va a volver a serlo este año. Por eso nadie quiere perder el sitio (sigue habiendo mercado) y por eso todos (además) buscan mejorar su posicionamiento. Pues bien, en ese marco, Key Energy se postula como el foro idóneo para ello: para hacer negocio y para analizar las nuevas vías por las que ha de discurrir el futuro inmediato de la fotovoltaica.

Así, en Key habrá exposición de producto y servicio, por una parte, y espacio y tiempo



Las áreas clave de Key Energy, de un vistazo

- **Eólica** (con el patrocinio de la Associazione Nazionale Energia del Vento, que es la asociación eólica italiana): aerogeneradores, terrestres y marinos, tecnologías eólicas flotantes, componentes, productores, soluciones para la renovación y repotenciación del parque existente, operación y mantenimiento, activos y financiación, desarrolladores.
- **Solar y almacenamiento** (con el patrocinio de Italia Solare, que es la patronal FV italiana, y Confindustria, entre otras entidades): fotovoltaica, inversores, solar termodinámica, componentes, soluciones para la operación y el mantenimiento (renovación y repotenciación), tecnologías para el almacenamiento de energía, redes inteligentes.
- **Eficiencia energética**: cogeneración, trigeneración, micro-cogeneración, energía geotérmica y bombas de calor, digitalización y sistemas de manejo de la energía, empresas de servicios energéticos, empresas especializadas en el llave en mano (engineering, procurement and construction, EPC), comercialización de la energía.
- **Ciudad Sostenible**: digital, eléctrica y circular. Sistemas y tecnologías para la digitalización, movilidad integrada y eléctrica, iluminación eficiente, gestión de riesgos, seguridad, internet de las cosas, edificación y edificios inteligentes, compañías suministradoras de servicios (electricidad, gas). LUMIexpo tiene lugar en este marco y se centra en la integración de sistemas. Apela a profesionales del medio ambiente edificatorio y del suministro de la cadena del sector: integradores de sistemas, gestores energéticos, administradores de instalaciones, gestores de seguridad y diseñadores.

Biogás

Ecomondo lleva años apostando fuerte por el biogás, una fuente de energía renovable, un sector, que oferta una materia prima tan versátil que puede ser empleada para (1) generar electricidad; (2) producir calor; o (3) como combustible para el transporte. Y Rimini es hoy por eso cita obligada para el sector, lugar de encuentro para la interacción entre productores, industriales, asociaciones e investigadores. La feria presume así de haberse convertido en, por una parte, un destino-referencia para todos los operadores del sector, que acuden a su convocatoria -apuntan desde IEG- “cargados de sinergias y excelencia tecnológica”, y, por otra, en un enorme escaparate a la vista de “los actores del sector llamados a tomar decisiones en el marco de la transición energética y la descarbonización del sistema productivo”.

Los resultados de esa larga historia de apuesta por el biogás se han traducido de muchas maneras. Una de ellas es el alumbramiento (compartido desde luego con otros foros) del concepto de Refinería de Biogás, o centro industrial que no solo produce gas a partir de biomasa, sino también fertilizantes bio, bioplásticos, etc. Otra materialización de esa apuesta histórica de Ecomondo por esta versátil fuente de energía renovable es la Plataforma Tecnológica Nacional del Biometano, que vio la luz, precisamente en la feria, el año pasado. La Plataforma está conducida por el poderoso Consorzio Italiano Biogas (CIB) y por el Consorzio Italiano Compostatori (CIC) y declara como objetivo el “fortalecer la alianza estratégica con la industria del gas natural, situando al biometano como agente de transición entre las energías convencionales y las renovables”.

La Asociación Española de Biogás (Aebig) estará en Ecomondo 2020, junto a la Federación Húngara de Gestión de Residuos, Air Liquide Biometano, multinacionales austríacas que construyen centrales de biogás en toda Europa (desde Reino Unido a Serbia, pasando por la República Checa), la Asociación Búlgara del Agua o la finlandesa Vaisala, especializada en el desarrollo y fabricación de aparatos de medición para el sector del biogás.

■ Más información:

→ Lucia Gurnari (+39) 0541/744.615 (+39)0541/744.475 lucia.gurnari@iegexpo.it



Aviso a *start-ups* y *scale-ups*

Ecomondo y Key Energy están decididas a reforzar aún más su rol como “plataformas para el diálogo entre compañías, inversores y *startups*”. Y por eso este año han decidido invitar a las *start-ups* y *scale-ups* de todo el mundo a su primera Convocatoria para la Innovación. La iniciativa Call for Innovation 2020 de Key Energy y Ecomondo está dirigida, sí, a *startups* y *scaleups* de todo el mundo “que ofrezcan servicios y/o productos relacionados con las tecnologías verdes, la sostenibilidad ambiental, las energías renovables y la movilidad sostenible”. Impulsa esta iniciativa el Italian Exhibition Group SpA (IEG), en colaboración con la Agenzia ICE (Italian Trade Agency). Participa como socio en el proyecto Attrattività Ricerca Territorio (ART-ER), consorcio con sede en Emilia-Romagna.

Los objetivos de la Convocatoria para la Innovación 2020 de Key Energy y Ecomondo son tres, fundamentalmente: (1) ofrecer visibilidad internacional a las empresas más jóvenes y dinámicas, fomentando el intercambio y la compartición de ideas en el medio perfecto, “un medio en el que se encuentran tradición e innovación”; (2) crear oportunidades para que las compañías presentes en la feria puedan conocer empresas nuevas con gran potencial de innovación, desarrollo y crecimiento, que a su vez pueden así promocionar sus productos y/o servicios innovadores; y (3) promover el sistema de innovación italiano como canal clave para el desarrollo de productos de los sectores citados: tecnologías verdes, energías renovables y movilidad sostenible a escala nacional e internacional.

Requisitos

Call for Innovation 2020 se dirige a *startups* y *scaleups* con productos y/o servicios innovadores que reúnan estos tres requisitos: (1) que estén trabajando en líneas

tecnológicas de desarrollo relacionadas con los sectores *green tec*, de las energías renovables, la movilidad sostenible y/o la sostenibilidad urbana; (2) que hayan pasado ya de la fase primera o germinal, o, alternativamente, que tengan ya una cartera de clientes y estén activas en el mercado; y (3) que tengan un sitio en la red (www) y/o material promocional en idioma inglés.

Evaluación de las candidaturas

Las *startups* y *scaleups* presentadas que reúnan esos tres requisitos serán evaluadas por un Comité Científico (secretariado de IEG, en colaboración con ART-ER) que asignará una puntuación a cada una de ellas en función de los siguientes 5 factores (el peso de cada factor en la puntuación final está expresado en forma de porcentaje).

- el contenido innovador del producto y/o servicio (20%);
- el producto o servicio desarrollado está destinado a ser comercializado entre empresas (fabricante-distribuidor; distribuidor-minorista...; otro 20%);
- disponibilidad de referencias (consumidores), o, alternativamente, que hayan recibido una inversión a partir de un inversor privado de al menos 500.000 euros, o, alternativamente que estén establecidas como compañías con una estructura de propietarios (20%);
- producto y/o servicio ya industrializado o listo para el mercado (20%);
- congruencia con el paradigma objetivo: tecnología verde, energías renovables, eficiencia energética, movilidad sostenible, urbanismo sostenible... (20%).

Incluso si los candidatos reúnen los requisitos descritos -explican desde IEG-, solo 32 *startups* y *scaleups* serán seleccionadas, las que obtengan las puntuaciones más elevadas.

Servicios que esta iniciativa ofrece a las 32 *startups* y *scaleups*

La iniciativa no incluye viaje, estancia, manutención ni transporte; pero sí todos los servicios (completamente gratuitos) que siguen a continuación:

- Acceso a todas las presentaciones
- Inclusión en el catálogo
- Inclusión en la página correspondiente de los sitios (www) de Ecomondo y Key Energy
- Espacio en el Área Startup con escritorio y grafismo
- Acceso a la Plataforma de Negocio de Ecomondo y Key Energy, que abre la posibilidad a agendar reuniones con más de 400 compradores
- Paquete de Comunicación
- Asistencia para la presentación
- Una entrada gratuita al aparcamiento de la feria
- Dos acreditaciones para el espacio (*stand*) asignado
- Diez entradas gratuitas a la feria
- Acceso libre a la Zona de Compradores
- Giras guiadas por los espacios de los expositores, que serán programadas diariamente y sezonadas con breves presentaciones
- Acceso al Punto de Información (Info Point) para dejar allí información y, en general, a todas las zonas propias de la organización
- Cobertura mediática y servicios promocionales nacionales e internacionales

Plazo de presentación de solicitudes

No más tarde de las 12.00 horas del viernes, 25 de septiembre de 2020. Una vez efectuada la selección, todas las candidaturas recibirán su respuesta el día 10 de octubre. En los dos días siguientes, los candidatos seleccionados habrán de confirmar su asistencia o renuncia a la invitación.

por otra para hablar de los mil asuntos que ocupan al sector. Así: de la recuperación de los polígonos industriales para albergar parques fotovoltaicos, de los PPAs para comunidades energéticas, de los nuevos modelos financieros que están detrás de las grandes instalaciones solares sobre suelo, de la renovación tecnológica de las muchas instalaciones que ya van teniendo unos años (*revamping*) y, por supuesto, del gran desafío al que se enfrenta este sector: las soluciones para el almacenamiento de energía.

La dimensión eólica de Key Energy es también condición sine qua non es posible entender la verdadera magnitud de esta feria, que presume de ser, con razón, “el evento clave para la energía eólica de la Cuenca Mediterránea, los Balcanes y el Oriente Próximo”.

Key Wind, que ha sabido atraer, incluso en tiempos como los que corren, a los más

grandes del sector, aspira en esta edición, como nunca, a convertirse en la gran Plataforma de Encuentro 2020 para la vasta familia eólica, compuesta ella por los fabricantes de aerogeneradores, los tecnólogos de la eólica flotante (tecnología disruptiva que ya está operando frente a las costas de la vecina Francia y Portugal), los especialistas de la renovación (*revamping*) y repotenciación, la operación y mantenimiento, los propietarios de activos, bancos, inversores, desarrolladores, aseguradoras... En fin, un sector ya muy maduro que enfila el futuro con una firmeza extraordinaria: en el primer semestre de este año han sido conectados a red más de 2.600 megavatios de potencia eólica marina (el año pasado, sin Covid, el mundo instaló 5.194 en doce meses).

Dícese en fin Key Energy The Renewable Energy Expo, tendrá lugar en Rimini (Italia)

entre los días 3 y 6 de noviembre, es demostración fehaciente –su propia convocatoria– de que es como feria tan resiliente como el sector al que apela, y espera, en esta edición tan especial, (1) varios miles de visitantes (el año pasado fueron más de 10.000); (2) centenares de ponentes (por Rimini desfilaron más de 500 en Key Energy 2019); (3) decenas de talleres, seminarios y conferencias (el programa aún no está cerrado) que abordarán los temas más candentes de la actualidad sectorial: mercados emergentes, modelos de negocio, novedades tecnológicas, marcos regulatorios, modelos financieros); y (4) 19.500 metros cuadrados. Todo ello... en aras de compartir, en 2020, sueños, ideas, proyectos y productos en clave Key, en clave de #safe-business ieg, en clave de futuro.

■ Más información:

→ en.keyenergy.it → ecomondo.com

Blue Power

The professional choice



victron energy
BLUE POWER

www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



Sir Alexander Fleming, 2 N6
Parque Tecnológico
46980 Paterna. Valencia
Tel. 963 211 166
info@betsolar.es
www.betsolar.es



P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n
03420 Castalla, Alicante
Tel. 965 560 025
bornay@bornay.com
www.bornay.com



Polígono Industrial "Els mollons",
Torners, 6
46970 Alaquás, Valencia
Tel. 961517050
info@saclimafotovoltaica.com
www.saclimafotovoltaica.com

SKV 
Solo Kilovatios Verdes

900 373 105

Comercializador de energía
de origen 100% renovable

#MeCambioaGesternova

Para disfrutar de una tarifa verde y competitiva

Para fomentar el uso de las energías limpias

Para contribuir en el cuidado del medio ambiente

Y porque con ello favorezco el cambio de modelo
energético hacia uno más sostenible

Energía verde, compromiso transparente

info@gesternova.com

www.gesternova.com

 **gesternova**
energía

