

ENERGÍAS RENOVABLES

176
Noviembre 2018

www.energias-renovables.com

@ERenovables

El impuesto al sol ya es historia

**Renovables en
España 2017:
Paisaje en claroscuro**



**Larga vida a
los parques eólicos**



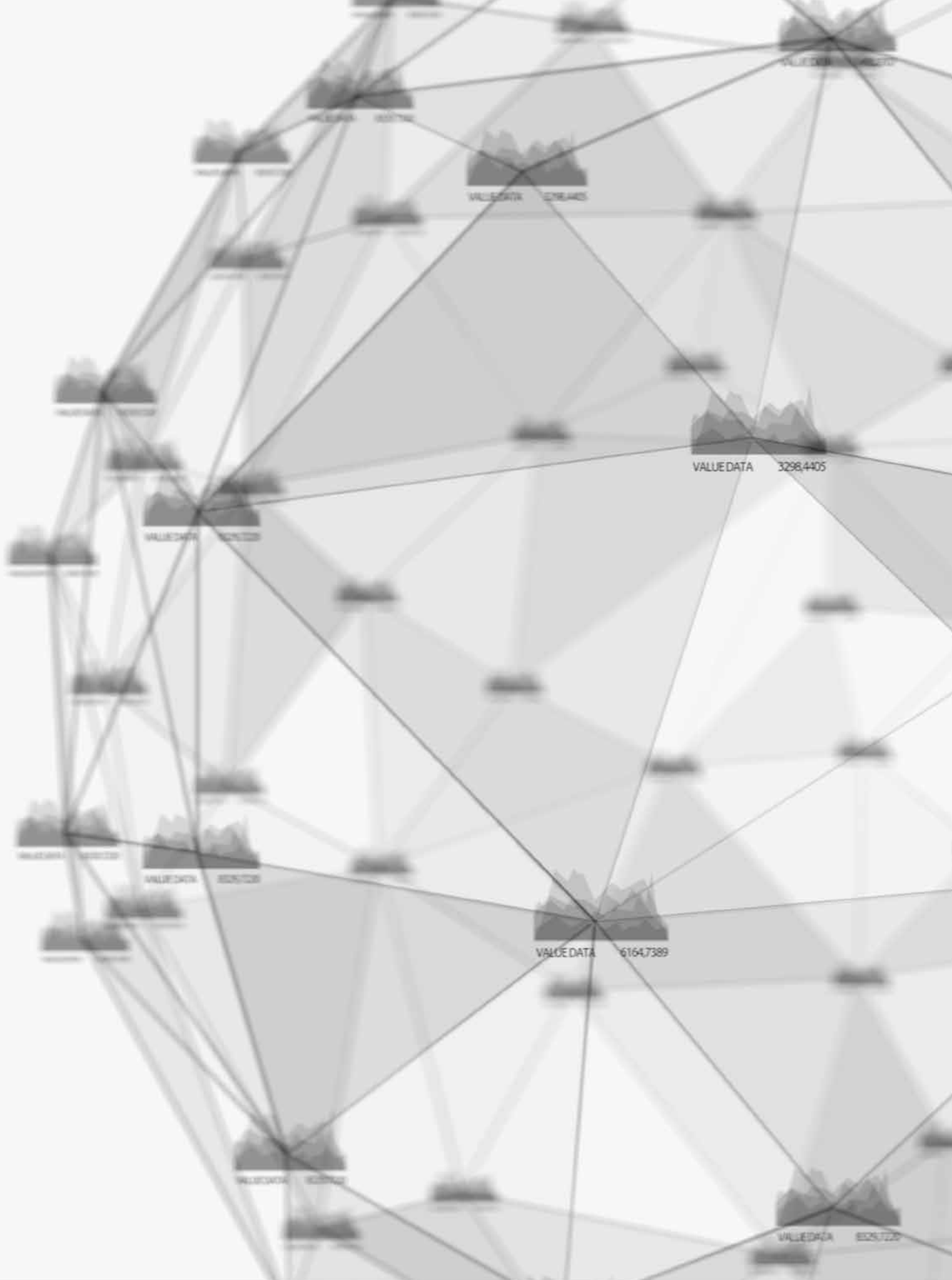
**Expobiomasa
2019, acceso
directo a un sector
imparable**



ARISTOTELES

Energy Portfolio Analytics

five continents. one solution.



Hablamos el lenguaje de las renovables ¿Y tú?

Anúnciate en



**ENERGÍAS
RENOVABLES**

**120.000
visitantes únicos
al mes** *Datos: OJD*

El periodismo de
las energías limpias

**ENERGÍAS
RENOVABLES**

**ENERGÍAS RENOVABLES
amÉRica**

**RENEWABLE
ENERGY MAGAZINE**

www.energias-renovables.com

The screenshot displays the website's layout with a top navigation bar, a main content area with multiple news articles, and a sidebar with registration information. The main content area includes articles such as 'Los pequeños productores fotovoltaicos quieren retratar a Iberdrola y compañía', 'Cataluña se prepara para el arranque del autoconsumo solar con baterías de ion-litio', and 'Brasil: ANEEL anuncia la aprobación de más de 7.000 MW en pequeñas centrales hidroeléctricas'. The sidebar on the right features a registration call to action for 'The 30th International Electric Vehicle Symposium & Exhibition'.



176



Número 176
Noviembre 2018

■ PANORAMA

La actualidad en breves	8
Opinión: Javier G. Brea (8) / Sergio de Otto (10) / Ernesto Macías (12) / Eduardo Collado (14)	
La larga, tortuosa y absurda historia del impuesto al Sol	16
Renovables en España 2018: Paisaje en claroscuro	20
Entrevista a Florent Marcellesi, negociador en el Parlamento Europeo para la directiva sobre el Mercado Eléctrico	24

■ EÓLICA

50.000 oportunidades	28
<i>(+ artículo de Juan Virgilio Márquez, director general de la Asociación Empresarial Eólica, AEE)</i>	

■ SOLAR FOTOVOLTAICA

Fenie Energía lanza su producto de autoconsumo	32
La mayor planta fotovoltaica de Europa va tomando forma en Murcia	36
<i>(+ Entrevista con Luis Selva, director O&M de Fotovoltaica en Ingeteam Service)</i>	

■ TERMO-SOLAR

Almacenes de energías renovables	40
---	----

■ AHORRO

Un negocio valorado en 250.000 millones de euros	44
<i>(+ artículo de Aquilino Alonso Miranda, director gerente de la Agencia Andaluza de la Energía)</i>	

■ BIOENERGÍA

Expobiomasa 2019, acceso directo a un sector imparable	48
Galicia quiere jugar la liga de campeones de la biomasa	52

■ HIDRÓGENO

Un gran aliado para almacenar las energías renovables	56
--	----

■ AMÉRICA

Un paseo por la generación distribuida en América latina	60
---	----

Se anuncian en este número

BAYWA R.E.15	KAISERWETTER.....2 y 3
BORNAY.....6	SANTOS MAQUINARIA ELÉCTRICA.....11
DESIGENIA.....35	SOLARWATT9
DNV GL.....31	SOLTEC27
EDF SOLAR.....13	TRIODOS BANK.....43
EXPOBIOMASA.....51	VICTRON.....63
GENERA.....55	
GESTERNOVA.....64	



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



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)

Jorge Barredo

Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf)

Luis Crespo

Secretario General de Protermosolar y presidente de Estela

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

Begoña María-Tomé Gil

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

Antoni Martínez

Senior Advisor de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

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

Emilio Miguel Mitre

Director red Arquitectura

Joaquín Nieto

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

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

José Miguel Villarig

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

REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1^a Dcha.
28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)
Tel: +34 91 663 76 04 y +34 91 857 27 62

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.

¡Vamos!

Octubre de 2018 pasará a la historia de las renovables en España. El día 5, la ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, daba carpetazo al impuesto al Sol, auténtico paradigma de las políticas anti-renovables llevadas a cabo por los últimos gobiernos del PP. “Me produce especial satisfacción este anuncio”, dijo Ribera al término del Consejo de Ministros, mientras recordaba que “todos los organismos internacionales se han mofado” de un impuesto que ha impedido el desarrollo del autoconsumo en nuestro país.

Hace tres años, cuando el Ejecutivo Rajoy aprobó su real decreto de autoconsumo, nosotros titulamos *Born to die*, porque era inevitable que, tarde o temprano, la cordura volviese al regulador. Han tenido que pasar no obstante tres años –y una moción de censura– para que lo que era una reivindicación de toda la sociedad civil quedase materializada en la letra de la ley.

13 días después de su aprobación en Consejo de Ministros, el Pleno del Congreso de los Diputados convalidaba el 18 de octubre el Real Decreto-ley (RDL) 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, RDL que, entre otras cosas, deroga el impuesto al Sol y abre la puerta al balance neto. La convalidación parlamentaria se hizo por mayoría absoluta (180 votos a favor), con la abstención de PP, Ciudadanos y Foro Asturias. Además, el Pleno del Congreso voto a favor de que el RDL se tramite como proyecto de ley por el procedimiento de urgencia.

Energías Renovables está cerca de cumplir sus primeros 20 años de vida. Lo hará a principios de 2020. En este tiempo hemos dado cuenta del devenir de un sector plagado de altibajos. Pero en medio de esa sucesión de euforias y depresiones, la tendencia no ofrece la más mínima duda: vamos ganando. Es más, probablemente ya hemos ganado. Porque a día de hoy nadie pone en cuestión que las renovables dominarán el panorama energético mundial. Y lo harán incluso antes de lo que nos imaginamos.

Lo reconocía el europarlamentario socialista José Blanco, que participó el mes pasado en el Congreso Nacional de Energías Renovables, organizado por APPA. “Cuando llegue 2030 Europa habrá superado ese objetivo del 32% que establece la Directiva de Energías Renovables –de la que es ponente– porque las tecnologías renovables serán cada vez más baratas y competitivas”. Esa Directiva, que previsiblemente será ratificada antes de que acabe el año, garantizará la “previsibilidad y la seguridad jurídica”. Una respuesta que vale para los que se preguntan qué pasará con el autoconsumo si vuelve a ganar el PP. Porque la Directiva, que va a ser la guía de la transformación del sistema energético europeo en los próximos años, prohíbe tajantemente el impuesto al Sol.

Para el sector de las renovables en España, Esteban Morrás es un referente único. Una de las personas que con mayor visión estratégica, entusiasmo y capacidad de trabajo han entendido el poder transformador de las renovables. A finales de octubre participó en un encuentro organizado por Enercluster, el Clúster Eólico en Navarra, en el que recordó la historia de EHN desde su creación en 1989, cuando solo “éramos un David, y acertamos a darle entre los ojos al gigante de los combustibles fósiles”.

El 5 de octubre de 2018 el impuesto al Sol pasó a la historia. Ese día está conectado para siempre con aquel 1989 del nacimiento de EHN. Y con otras fechas anteriores, como el 10 de marzo de 1984, cuando se inauguró en Valldevià (Girona) el primer prototipo de aerogenerador Ecotècnia, de 12 metros de diámetro y 15 kilovatios de potencia. O cuando por entonces la cooperativa Gedeón ponía en marcha también su turbina eólica.

Las renovables van escribiendo su historia. Una historia vitalista y asombrosa. Una historia emocionante. Aquí estaremos para contarla.

Hasta el mes que viene.

Luis Merino





Javier García Breva
Asesor en políticas energéticas y Presidente de N2E
→ jgarciabreva@imediapres

Demasiadas migajas todavía en la transición ecológica

El primer decreto de la transición energética por fin llegó al BOE. El RDL 15/2018 consta de dos partes diferenciadas, la que establece medidas para paliar la pobreza energética, que resulta decepcionante por no tocar el fondo del problema, y la que avanza en el desarrollo del autoconsumo y las infraestructuras de recarga para el vehículo eléctrico, que abre la esperanza a un modelo energético con la participación de consumidores activos en el sistema eléctrico.

En el preámbulo solo se responsabiliza de la subida de la luz a los elevados precios del carbón, el gas, el crudo y el CO₂. El análisis de los elementos estructurales se limita a los mercados de futuros y no entra en la pésima regulación, el mix inadecuado o un mercado sin competencia como origen de la pobreza energética. Las medidas fiscales y sobre contratación se quedan en coyunturales frente a unos males estructurales.

No extraña que el decreto haya gustado a las eléctricas. Tanto que al día siguiente el presidente de Iberdrola manifestó en el Congreso que la luz había subido mucho menos que el pan, la vivienda y que la renta media de las familias. Las eléctricas habían pedido rebajas fiscales para no ver mermados sus ingresos, por lo que ahora difícil será que las trasladen a los precios y mucho más difícil al mercado mayorista. La luz seguirá subiendo por la falta de competencia y el nefasto intervencionismo regulatorio de los últimos diez años.

Es un avance ajustar la potencia contratada a la demanda, pero es una señal insuficiente para la eficiencia energética dada la enorme subida del término de potencia aprobada en 2013 y 2014. Faltan señales que faciliten los contratos de servicios energéticos y la accesibilidad a los contadores inteligentes, como establece la directiva de eficiencia energética de 2012. Es preciso dar más competencias a la CNMC, ignorada en el decreto.

El reconocimiento del derecho de los consumidores a autogenerar, con compensación de excedentes y sin peajes, y a la recarga del vehículo eléctrico es el gran avance del decreto para una energía barata y limpia. El derecho al autoconsumo compartido abre también el camino a microrredes y plantas de generación virtuales (VPP) y un nuevo concepto de energía descentralizada, a falta del anunciado desarrollo regulatorio.

Extraña que no se cite la nueva Directiva (UE) 2018/844, de eficiencia energética de los edificios, ya que el edificio de consumo de energía casi nulo está vinculado al autoconsumo con renovables y a las infraestructuras de recarga. Hasta ahora la regulación impedía su cumplimiento, pero con el nuevo decreto ya es posible la sinergia entre renovables, autoconsumo y vehículo eléctrico en los edificios. El decreto deja el Código Técnico de la Edificación en el túnel del tiempo sin que el Ministerio de Fomento haya dicho nada sobre la transposición de la directiva, en vigor desde hace cinco meses.

El riesgo es que el autoconsumo y la recarga de vehículos eléctricos sean actividades capturadas por un renovado oligopolio de eléctricas y petroleras, algo que la Comisión Europea quisiera evitar abriendo el mercado a nuevos actores. Es necesario desarrollar el decreto con una regulación a favor de que los consumidores y los agregadores de demanda puedan participar en el mercado eléctrico a través del autoconsumo y las infraestructuras de recarga y facilite las iniciativas públicas en ambas actividades.

Es necesario hablar más del coste que el cambio climático supone para España, acabar con su tratamiento exótico en los medios y con la opinión de que se puede hacer la transición energética con más gas, nucleares o captura de CO₂. La transición energética solo tiene una dirección, abrir el mercado eléctrico a la participación de millones de autogeneradores.

Es necesario desarrollar el decreto con una regulación a favor de que los consumidores y los agregadores de demanda puedan participar en el mercado eléctrico a través del autoconsumo y las infraestructuras de recarga y facilite las iniciativas públicas en ambas actividades

IRENA lanza una encuesta global sobre el papel de las mujeres en las renovables

La Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA, con el apoyo de GWNET, REN21 y otras instituciones, está llevando a cabo una encuesta global sobre energías renovables y género. El objetivo es recopilar información cuantitativa y cualitativa sobre el estado actual de la participación de las mujeres en el sector de las energías renovables, los desafíos existentes y las posibles soluciones para mejorar la diversidad de género. Los hallazgos de la encuesta contribuirán a abordar la brecha de datos y conocimientos sobre el papel de las mujeres en las energías renovables, y ayudarán a la formulación de políticas para garantizar que la transición energética sea inclusiva y se beneficie de un grupo más amplio de talentos. Los hallazgos se integrarán en el próximo informe de IRENA sobre Mujeres en Energía Renovable.

Se trata de una encuesta abierta a la participación de las personas que trabajan en el sector de las renovables, emitida en cinco idiomas (inglés, árabe, español, chino y francés) y que no lleva más de 10 minutos en completarse. La encuesta se puede responder a título individual o en nombre de la organización en la que se trabaja. Las preguntas para cada categoría son diferentes.

- De los trabajadores que contesten a título individual, IREBA espera obtener información sobre los desafíos y las barreras a las que se enfrentan al atraer y retener a las mujeres en los puestos de trabajo, así como posibles soluciones. La agencia alienta a todas las personas que respondan la encuesta a que la compartan con sus colegas, para garantizar una muestra lo más amplia posible de encuestados, y con el departamento de Recursos Humanos de su organización.

- De las organizaciones del sector, la Agencia Internacional de Energías Renovables busca conocer la distribución de género en su fuerza laboral y las políticas y medidas que está implementando para lograr una mayor diversidad de género. Responder las preguntas requerirá el conocimiento de las estadísticas relevantes del personal y, por tanto, los representantes de la división de Recursos Humanos pueden estar mejor equipados para cumplimentar esta parte del sondeo.

Los datos personales y la información de identificación individual no serán divulgados públicamente.

■ **Más información:**


→ www.irena.org





SISTEMAS DE AUTOCONSUMO SOLARWATT. UNA INVERSIÓN DE CONFIANZA



Una instalación de autoconsumo fotovoltaico de alta calidad es mucho más que conectar componentes sea cual sea su fabricante. SOLARWATT es el único fabricante del mundo que diseña sistemas de autoconsumo fotovoltaico integrados. Esto es: módulos, gestores inteligentes y baterías con un mismo origen. Dispositivos que optimizan mutuamente su funcionamiento, y que trabajan mejor cuando lo hacen juntos. Y todo ello con la calidad, servicio y seguridad que los clientes inteligentes exigen para invertir con tranquilidad.

 **El mejor módulo fotovoltaico:** Los módulos vidrio-vidrio SOLARWATT tienen la mejor garantía del mercado: 30 años con el 87% de la potencia nominal.

 **La mejor batería:** MyReserve de SOLARWATT es la batería fotovoltaica más eficiente y segura del mercado con una garantía única: 80% de su capacidad inicial a los 10 años de funcionamiento, sin límite de ciclos de carga.

 **EnergyManager:** La tecnología más avanzada para monitorizar y gestionar nuestros sistemas de autoconsumo.

 **SOLARWATT**[®]
power to the people

Tel. 917 236 854 | www.solarwatt.es | info.spain@solarwatt.com



Sergio de Otto
Consultor en Energías Renovables
→ sergiodeotto@sdeocom.com

La transición energética necesita también a las empresas

Podemos, sin duda, congratularnos de haber ganado una batalla con la convalidación del “Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores”. El mismo enunciado de la norma vinculando “urgencia” con “transición energética” es ya una victoria, aunque la terminología no es suficiente. El anterior gobierno tuvo la desfachatez de denominar la nefasta Ley 15/2012 como “de medidas fiscales para la sostenibilidad energética” cuando sus efectos eran todo lo contrario.

Afortunadamente, en esta ocasión el contenido responde al enunciado, aunque se requieren más medidas que, de momento, han quedado fuera del BOE. Lo más importante del decreto (aprobado sin el voto en contra de ninguno de los principales partidos) es que se han eliminado algunas de las trabas más importantes al autoconsumo al abordarse tres aspectos cruciales:

- 1) Reconocer el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos.
- 2) Reconocer el derecho al autoconsumo compartido.
- 3) Introducir el principio de simplificación administrativa y técnica.

Para las numerosas entidades que forman parte de la Alianza por el Autoconsumo, la supresión del llamado “Impuesto al sol” (que ha sido una barrera más psicológica que jurídica) era cuestión de principios, sin más, una aberración que había que borrar del mapa. La complicada tramitación administrativa era el verdadero obstáculo para que los ciudadanos empezáramos de forma masiva a producir nuestra propia energía. Además, el autoconsumo compartido es la puerta que puede acelerar que la ciudadanía ejerza ese derecho fundamental en el nuevo modelo. Muchos entendemos que el cambio de sistema energético debe situar al ciudadano en el centro, pasando de ser un consumidor cautivo de las grandes corporaciones energéticas a ser un productor, gestor y usuario de la energía.

Sí, pero no debemos olvidar que con el autoconsumo no es suficiente. La generación distribuida es un pilar fundamental de la transición, pero se requieren otros no menos importantes: priorizar políticas de ahorro y eficiencia, sobre las que estamos esperando noticias, electrificación del transporte, etc.

Pero hay un elemento más del que no se habla tanto, y sobre el que tenemos algunos prejuicios, que no es otro que facilitar la participación de las empresas en este proceso. Solo con autoconsumo, solo con participación ciudadana no vamos a cambiar el modelo energético, afirmación que sirve para el conjunto de la transición, pero especialmente para la generación de electricidad llamada a cubrir el 50% de la demanda energética en 2030, el 70% en 2040 y el 80% en 2050, con una participación de las renovables en esa generación del 80% en 2030 y del 100% a partir de 2040, según las propuestas de la Fundación Renovables.

Es obligatorio reivindicar que se marque una senda para que las empresas se lancen a la construcción de plantas de generación renovable, a la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías limpias, para que recuperen la confianza perdida con el frenazo y marcha atrás de estos últimos diez años. Y tendrán que construirse plantas de gran tamaño, sí, con condiciones que garanticen su sostenibilidad, sin dar lugar al acaparamiento por parte de las grandes corporaciones. Pero se tendrán que hacer o no habrá transición.

En el reciente Congreso Nacional de Energías Renovables “Renovables 2018”, organizado por APPA, se palpaba una contradicción en el sector. Por una parte, el convencimiento de que estamos en el momento crucial del despegue, con todo a favor, pero, por otro lado, la desconfianza de las empresas a que en el camino vuelvan a encontrarse con cambios regulatorios, con bandazos que conllevan pérdida de seguridad jurídica y quebrantos económicos como les ha sucedido a las que solo tenían activos renovables. Los partidos políticos tienen que ponerse de acuerdo para fijar esa senda de confianza para que las empresas participen plenamente en este cambio de modelo energético porque las necesitamos, aunque nosotros, los ciudadanos, estemos llamados a ser los protagonistas de la misma.

Es obligatorio reivindicar que se marque una senda para que las empresas se lancen a la construcción de plantas de generación renovable, a la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías limpias

Ence compra la termosolar de Puertollano y la hibridará con biomasa

“Con esta operación Ence da su primer paso hacia la diversificación a otras tecnologías renovables y le permite obtener una rentabilidad similar a la de sus plantas de generación con biomasa”. Así explica la compañía en una nota de prensa el acuerdo por el que adquiere el 90 por ciento de la termosolar de Puertollano (Ciudad Real) a Iberdrola (por más de 180 millones de euros). A su vez informa que la planta de biomasa con la que se hibridará, en las instalaciones de Elcogás, ha recibido la primera partida de componentes de la caldera y se mantiene la previsión de que entre en funcionamiento el primer trimestre de 2020.

Ence anunció hace unos días el acuerdo por el que adquirirá el noventa por ciento de la termosolar a Iberdrola. Según la compañía energético-papelera, el acuerdo “permitirá convertir un activo renovable no gestionable, que sólo genera energía durante las horas con sol, en gestionable, gracias a la capacidad de la biomasa de producir energía de manera programable, firme y estable, y en momentos de alta demanda”.

Para Ence, “con la instalación simplemente de una caldera de biomasa, la termosolar puede trabajar ininterrumpidamente cómo mínimo desde las seis de la mañana hasta las doce de la noche, que son las horas de máximo consumo de electricidad”. Calculan que “con la hibridación de la termosolar con biomasa se puede aumentar la generación en unas 3.800 horas/año de máxima demanda. Además, el coste de la mayor energía generada en estas horas sería de unos 65 euros el megavatio hora, que es competitivo con el gas, dado el precio del CO₂”.

■ **Más información:**
→ www.ence.es



Iberdrola inaugura el mayor parque marino del Báltico

Iberdrola inauguraba a finales de octubre el parque de Wikinger, ubicado en aguas alemanas del Mar Báltico y de 350 MW de potencia. Este parque es el primer proyecto eólico marino ejecutado en solitario por el grupo, con una inversión en torno a los 1.400 millones de euros. En su desarrollo han participado otras empresas españolas, como la asturiana Windar y la empresa pública Navantia.

El parque de Wikinger es el segundo proyecto en eólica marina en operación de Iberdrola, tras el parque de West of Duddon Sands (WoDS), propiedad conjunta con la danesa Orsted y que fue puesto en marcha en el Mar de Irlanda en 2014 con una capacidad de 389 MW tras una inversión que superó los 1.600 millones de libras (unos 1.800 millones de euros).

Conectado desde finales del año pasado a la red eléctrica alemana, la instalación aporta energía limpia a unos 350.000 hogares alemanes desde la costa noroeste de la isla alemana Rügen. El proyecto ha supuesto, además, un importante efecto tractor, ya que se han creado 2.000 empleos en el puerto de Mukran y en las fábricas donde se han construido todos sus componentes, tanto en Alemania como en España.

En el caso español, en su desarrollo han participado empresas como la asturiana Windar, con la construcción de 280 pilotes de 40 metros de longitud, así como la danesa Bladt y la española Navantia, que han fabricado las 70 cimentaciones ('jackets'), o Adwen, que se ha encargado de las turbinas. La subestación marina, utilizada conjuntamente por Iberdrola y 50Hertz, operador del sistema eléctrico alemán, también ha sido construida por Navantia en las instalaciones de Puerto Real (Cádiz).

La energía eólica marina es una de las claves del crecimiento para el grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán, sector en el que está acometiendo fuertes inversiones en Reino Unido, Alemania, Estados Unidos y Francia, principalmente.

En Reino Unido, junto a su primer proyecto de West of Duddon Sands (WoDS), está desarrollando el macroproyecto de East Anglia One (EAO), que contará con una inversión de 2.500 millones de libras (unos 2.800 millones de euros) y que será uno de los mayores parques eólicos marinos del mundo cuando comience a operar en 2020 con 714 MW. En Alemania, a Wikinger le seguirán los proyectos recientemente adjudicados de Baltic Eagle (476 MW) y Wikinger Süd (10 MW).

En Francia, Iberdrola tiene en fase de desarrollo el proyecto de Saint-Brieuc, ubicado 20 kilómetros mar adentro frente a la costa de la Bretaña francesa, a unos 100 kilómetros de la ciudad de Rennes. El parque marino contará con 62 turbinas Siemens Gamesa de 8 MW de capacidad. En Estados Unidos, el grupo realizará su desembarco en eólica marina e a través de Vineyard Wind, sociedad al 50% con el fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) que desarrollará 800 MW en aguas de Massachusetts.

■ **Más información:**
 → www.iberdrola.com

MANTENIMIENTO CORRECTIVO PARA EL SECTOR EOLICO

GENERADORES, MULTIPLICADORAS, TRANSFORMADORES, MOTOREDUCTORES...



TALLER HOMOLOGADO-SERVICIO OFICIAL Y ASISTENCIA TÉCNICA



Santos
 MAQUINARIA ELÉCTRICA S.L.

C/Sindicalismo 13-15-17 Pol.Ind.Los Olivos
 28906 Getafe (Madrid)
 Tel: 91 468 35 00 - Fax 91 467 06 45
 e-mail: direccion@santosmaquinaria.es
www.santosmaquinaria.es

Desde **1967**



Ernesto Macías
Expresidente de la Alliance for Rural Electrification y miembro del Comité Directivo de REN 21
→ ernesto.macias@sfcbp.com

¿Y ahora qué?

iPor fin lo hemos conseguido! Ya tenemos un marco legislativo que va a permitir el desarrollo del autoconsumo a cualquier escala.

No hay duda de que el acceso al autoconsumo a escala residencial ha sido uno de los argumentos utilizados por casi todos los representantes y actores del sector fotovoltaico, principalmente los instaladores, importadores y distribuidores. Sin olvidar a los muy pocos fabricantes que quedan en nuestro país y en Europa. Hemos defendido el derecho a producir, gestionar y consumir la energía en nuestra casa, en nuestro comercio o nuestra industria. La “democratización” de la gestión energética en un escenario de generación distribuida e interconectada con la nueva movilidad, etc., etc.

El marco para el autoconsumo residencial (hasta 10kW) ya estaba bastante bien, al menos lo suficiente como para desarrollarse, desde octubre de 2015. Y la realidad, contrastada con numerosos profesionales, es que ese enorme mercado está creciendo, sí, pero de forma lentísima y con muchas dificultades. No dudo que el nuevo escenario vaya estimular a algunos ciudadanos, pero seguimos teniendo los mismos problemas: el desconocimiento general, la confusión de los pocos que algo conocen y el factor “amortización financiera” que tan ligado está a la fotovoltaica desde el año 2008.

Por otra parte, el autoconsumo industrial, a pesar de las limitaciones, ha crecido de forma espectacular, con plantas de hasta 1 MW, y se dice que podrían haberse instalado ya cientos que, por una u otra razón, escapan del control de REE.

En definitiva, parece que el modelo de desarrollo venidero, y el interés de la mayoría de los actores del mercado, está yendo a lo que podríamos definir como lo más fácil: autoconsumo industrial, PPA's y las grandes instalaciones derivadas de la subasta de 2017.

¿A quién le interesan las pequeñas instalaciones residenciales? ¿Quién va a invertir en crear el conocimiento y la demanda? No el “sector” tradicional fotovoltaico y sí curiosamente todas las grandes, y pequeñas, compañías eléctricas. Pero, por el momento, sin dedicarle grandes recursos.

En España, más del 35% de la población vive en casas con “tejado propio”. Eso nos podría hacer sentir optimistas para desbancar a Alemania y sus más de 1,6 millones de instalaciones frente a (nadie tiene una cifra exacta) a lo instalado por nuestros poquitos miles de intrépidos españoles y muchos (en proporción) extranjeros afincados en nuestro país. Pero me temo que nos queda mucho camino por recorrer hasta que nuestra sociedad entienda el autoconsumo no sólo como una buena inversión financiera (de nuevo el único argumento comercial), sino como una opción responsable para mejorar el modelo energético. Y de paso contribuir a incrementar la independencia energética del país y la reducción de las emisiones.

A comienzos de este siglo, la entonces existente industria española y europea, junto con los centros de investigación y otros actores, promovimos las renovables con dos argumentos fundamentales: la creación de más industria y más y mejor empleo. Me gustaría que el “sector”, a partir de ahora, recuperase estos argumentos a la hora de apostar por el modelo de desarrollo. No lo dejemos sólo en manos de los grandes inversores y las importaciones masivas de productos asiáticos. Acerquémoslo a la gente y reinventemos la industria. No está todo inventado y tenemos investigadores muy capaces que seguro que pueden innovar y crear nuevos conceptos industriales que satisfagan este enorme potencial en España.

El Gobierno central, los autonómicos y los ayuntamientos tienen un importante papel que jugar en este empeño

No dudo que el nuevo escenario vaya estimular a algunos ciudadanos, pero seguimos teniendo los mismos problemas: el desconocimiento general, la confusión de los pocos que algo conocen y el factor “amortización financiera”

Acciona desarrolla vehículos autónomos submarinos para la eólica offshore

Acciona está participando en el proyecto europeo Swarms (enjambres), iniciativa cuyo objetivo es el desarrollo de “vehículos capaces de realizar tareas complejas en entornos submarinos de manera autónoma, es decir, sin necesidad de intervención humana, empleando para ello las nuevas tecnologías de Inteligencia Artificial”.

Estos vehículos podrán ser usados para efectuar reparaciones en plataformas marinas, para medir y controlar los materiales en suspensión derivados de las operaciones de dragado o para detectar tempranamente la concentración de sustancias contaminantes disueltas en el agua. Los vehículos trabajarán de manera conjunta y colaborativa, a modo de enjambres (lo que da nombre al proyecto, *Swarms*, que significa precisamente eso: enjambres), comunicándose entre sí a través de módem acústicos, sin necesidad de cableado que los conecte, ni de ser operados por humanos. Según la empresa española, “el empleo de este tipo de vehículos autónomos submarinos reducirá la peligrosidad de las tareas de reparación y construcción de estructuras marinas, que hasta ahora eran llevadas a cabo y monitorizadas por buzos”.

El proyecto, que cuenta con un presupuesto de 17 millones de euros, está siendo desarrollado por 30 empresas, universidades e institutos tecnológicos de una decena de países europeos (España, Alemania, Francia, Portugal, Noruega, Suecia, Países Bajos, Rumania, Turquía e Italia). Entre las entidades presentes en esta iniciativa hay multinacionales de distintos sectores (Leonardo, Thales, Bosch, Boskalis, Tecnalia...) y universidades como la Politécnica de Madrid (el profesor José Fernán Martínez de la UPM es el coordinador del proyecto), la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, la Universidad Sueca de Mälardalens o la Universidad de Aveiro (Portugal).

El proyecto incluye el diseño de un interfaz de usuario, con un aspecto similar al de un videojuego, pensado para permitir que los vehículos puedan llegar a ser manejados sin necesidad de contar con una formación específica en robótica.



■ La turbina de FloTEC genera 3 GWh de electricidad en un año y bate récord

El proyecto europeo FloTEC inició su andadura en 2016 con el objetivo de demostrar el potencial de los sistemas de marea flotantes para generar energía barata, fiable y con pocos riesgos para la red europea. Para tal fin creó SR2000, la turbina accionada por corrientes de marea más potente del mundo, que en el primer año de pruebas ha superado todas las expectativas de generación.

Instalada en aguas de las Orcadas (Escocia), la SR2000, que tiene 2 MW de potencia, ha generado durante los primeros doce meses de operación más de 3 GWh de energía limpia. Esta cantidad equivale al consumo anual de electricidad de unos 830 hogares británicos y es más que la generada por el sector undimotriz y mareomotriz escocés al completo durante los doce años anteriores a la instalación de SR2000 en 2016. La turbina también generó de manera intermitente una cuarta parte de la electricidad necesaria en las Orcadas.

“El rendimiento extraordinario de SR2000 supone una nueva referencia para la industria mareomotriz”, ha declarado

Andrew Scott, director ejecutivo de Scotrenewables Tidal Power Ltd, la empresa coordinadora del proyecto, en una nota de prensa publicada en la web de FloTEC. “A pesar de ser un proyecto de I+D y de ser nuestra primera turbina a escala real, durante su primer año de pruebas ha ofrecido un rendimiento cercano al de tecnologías renovables maduras y de uso generalizado”.

Las tormentas intensas de este año a finales de otoño y principios de invierno en el Atlántico Norte sirvieron, además, para demostrar la capacidad de la turbina flotante para generar electricidad en casi cualquier condición meteorológica de las Orcadas. SR2000 aguantó olas de más de 7 metros de altura. También pudo generar electricidad de forma continua con olas de 4 metros y mantuvo una potencia nominal de 2 MW en mares con olas de 2 metros.

DISEÑO INNOVADOR

El diseño de la turbina cuenta con varias innovaciones. Entre ellas, una captura de energía un 50% superior gracias a rotores más grandes que giran a menor velocidad,



álambes de altas prestaciones y amortiguadores de la tensión de fondeo. Además, se logró que SR2000 fuera compatible con la cadena de suministros y la infraestructura local, y que existiera pleno acceso sobre el terreno a todos los sistemas de turbinas mediante una configuración optimizada de la plataforma.

El proyecto *Floating Tidal Energy Commercialisation* (FloTEC) se plantea ahora construir una unidad de producción comercial de 2 MW para finales de 2018. Esta unidad se probará en las Orcadas antes de comercializarse. Un informe de mayo pasado del centro Offshore Renewable Energy Catapult señala que la industria mareomotriz podría generar en Reino Unido beneficios por valor de 1.400 millones de libras, incluidas las exportaciones, y crear en torno a 4.000 puestos de trabajo para 2030.

■ Más información:

→ <https://orbitalmarine.com/flotec>

LÍDERES DE ESPAÑA EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EMPRESAS



Produce y consume tu propia energía



Ahorro de hasta el 60% en factura



Amortización en 5 años



EDF

ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO

Delegaciones:

GALICIA - NAVARRA - CATALUNYA - CANARIAS - COM. VALENCIANA - CASTILLA Y LEÓN - CASTILLA LA MANCHA - ANDALUCÍA - MURCIA

Pásate al autoconsumo de la mano de **la empresa líder en España** en soluciones de autoconsumo industrial, con 11 años de experiencia en el sector y con **más de 950 instalaciones realizadas**.

Contacta con EDF Solar y solicita tu presupuesto sin compromiso:

986 84 78 71 - info@edfsolar.es

www.edfsolar.es



Eduardo Collado
Experto en energías renovables y profesor de universidad
→ eduardo.collado@ya.com

El Cambio Climático va en serio

Después de leer el informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) no se llega uno a creer que los políticos estén todavía pensando que no va en serio. Es increíble que el futuro del mundo actual esté en manos de líderes como Donald Trump, que ha prometido retirar a Estados Unidos, el mayor emisor histórico del mundo, del Acuerdo de París. O que Bolsonaro vaya a hacer otro tanto en Brasil y parezca dispuesto a dejar la selva amazónica en manos de la agroindustria. El informe del IPCC dice que tenemos 12 años para limitar una catástrofe climática

y que se necesitan cambios urgentes para reducir el riesgo de calor extremo, sequías, inundaciones y pobreza.

No son conscientes de que las conclusiones del IPCC son fruto de una gran cantidad de científicos de renombre mundial, que llevan observando todos los efectos nocivos de este cambio climático durante muchos años y que nos están avisando de que esos 12 años son vitales para que el calentamiento global se mantenga en un máximo de 1,5°C. Esa es la línea roja que no habría que sobrepasar.

Los científicos del IPCC han evaluado las diferencias entre mantener las temperaturas no sobrepasando 1,5°C y lo que ocurriría si llegamos a subir 2°C. Serían las siguientes:

- Para 2100 el aumento del nivel del mar afectaría a 10 millones más de personas, ya que ese aumento sería 10 cm más bajo con 1,5°C que con 2°C.
- El 14% de la población mundial experimentará olas de calor extremas al menos una vez cada cinco años a 1,5°C. Pero esa cifra aumenta a más de un tercio del planeta si las temperaturas suben a 2°C.
- El hielo marino del Ártico permanecerá durante la mayoría de los veranos si el calentamiento se mantiene a 1,5°C. Pero con 2°C, los veranos sin hielo serían 10 veces más probables, lo que llevaría a mayores pérdidas de hábitat para osos polares, ballenas, focas y aves marinas.
- Con 1,5°C, los arrecifes de coral seguirán disminuyendo en un 70-90%, pero con 2°C casi todos los arrecifes del mundo se perderían.
- Con 1,5°C, la proporción de la población mundial expuesta al estrés hídrico podría ser 50% menor que con 2°C.
- Los insectos, vitales para la polinización de los cultivos y las plantas, tienen casi el doble de probabilidades de perder la mitad de su hábitat con 2°C en comparación con 1,5°C.
- Los océanos ya sufren de una acidez elevada y niveles más bajos de oxígeno como resultado del cambio climático. Un modelo muestra que las pesquerías marinas perderían 3 millones de toneladas a 2°C, dos veces la disminución a 1,5°C.

¡Que barbaridad, señores! Y eso que no se han relacionado nada más que unas pocas consecuencias. El mundo es ya algo más de 1°C más cálido que en los niveles preindustriales, lo que se deja notar con devastadores huracanes, sequías récord, incendios forestales, etc. Esto es solo el principio, caso de no mejorar, y exige recortes serios de emisiones. La ruta del 1,5°C requeriría precios de carbono tres o cuatro veces más altos que para el objetivo de 2°C. Pero los costes de no hacer nada serían mucho más altos.

Como asignatura pendiente clave queda que este Gobierno realice una regulación del mercado eléctrico en España (ese es el gran problema para bajar el nivel de precios), y deje de ser tímido haciendo solamente promesas de eliminar el impuesto de generación

■ Cierran en cascada algunas de las principales plantas de producción de etanol de Europa

El año pasado cerró la planta insignia del bioetanol de segunda generación, la de Beta Renewables, en Crescentino (Italia); en septiembre Vivergo anunciaba el cierre de su planta en Yorkshire (Reino Unido); y ahora el principal productor europeo de etanol, Crop Energies, asegura que “debido a las difíciles condiciones del mercado” detiene la producción en sus instalaciones de Wilton (Reino Unido).

“Este fenómeno se puede atribuir a la reestructuración del sector, esencialmente orientada a la tasa de utilización de su capacidad. Esta tasa ha aumentado del 71% en 2016 a alrededor del 79 % en 2018. En cuanto a los precios de los combustibles, el precio del bioetanol ha bajado. Esta tendencia, que continuó durante el primer trimestre de 2018, redujo las cifras de ventas de las empresas del sector, a pesar del menor costo de las materias primas, principalmente el trigo y el maíz”.

A pesar del aumento del consumo (5% en el caso del bioetanol) esta es la explicación que ofrece el Observatorio de Energías Renovables (EurObserv'ER) en su último barómetro sobre biocarburantes en Europa. La última “víctimas” ha sido la planta de Crop Energies en Wilton (Reino Unido), que detendrá la producción de sus instalaciones a partir de finales de este mes de noviembre. La planta tiene una capacidad para producir 400 millones de litros de bioetanol y 350.000 toneladas de pienso para animales.

La compañía reconoce que la evolución del mercado y la caída de los precios del etanol han truncado sus expectativas económicas. Calculan que este año obtendrán un resultado operativo de entre 15 y 35 millones de euros, cuando las previsiones eran de entre 25 a 55 millones. Esto va acompañado de una expectativa de ventas de 750 a 780 millones de euros, frente a los 810 a 860 millones esperados.

Crop Energies, perteneciente al grupo Südzucker, es el principal fabricante europeo de etanol, con una capacidad de producción de 1.3 millones de metros cúbicos al año. Con sus plantas en Alemania, Bélgica, Reino Unido y Francia, tomó el relevo del liderazgo en el continente que dejó Abengoa, tras vender esta todas sus plantas. Pero la crisis del etanol europeo ni empezó con Abengoa ni parece acabar con Crop Energies, ya que entremedias cerró en 2017 la planta más grande de bioetanol (113 millones de litros de capacidad de producción y una inversión de casi 200 millones de euros), la de Beta Renewables en Crescentino (Italia), y en septiembre anunció su final la planta más importante del Reino Unido.

La planta de Vivergo en Yorkshire era la más grande del país, con una capacidad de producción de 420 millones de litros a partir de más de un millón de toneladas de trigo procedentes de casi 900 granjas, principalmente situadas en los condados de Yorkshire y Lincolnshire.



Grandes retos requieren soluciones globales

A partir de octubre de 2018, DMSolar se transforma en BayWa r.e.

DMSolar, especialista en suministros de sistemas fotovoltaicos de alta calidad en México, comienza a formar parte de BayWa r.e., un grupo económicamente estable debido a su diversificación sectorial e internacional. Así, garantizamos a nuestros socios soluciones globales en combinación con nuestra experiencia local.

Como BayWa r.e., especialistas en abastecimiento, gestión de proyectos, servicios y asesoramiento en los sectores de energía eólica, solar y geotérmica, podemos garantizar el suministro de energía renovable y contribuir a la transformación del modelo energético actual. Por un mundo más sostenible, también para las generaciones futuras.



P A N O R A M A

La larga, tortuosa y absurda historia del impuesto al Sol

Born to die. Fue el titular que empleamos hace ya tres años, cuando el Ejecutivo Rajoy aprobó su real decreto de autoconsumo, ese que incluía un sorprendente impuesto al Sol. *Born to die* porque era inevitable que, tarde o temprano, la cordura volviese al regulador. Han tenido que pasar no obstante tres años –y una moción de censura– para que lo que era una reivindicación de toda la sociedad civil quedase materializada en la letra de la ley. El Gobierno ha derogado hoy el impuesto al Sol.

Antonio Barrero F.

Hasta dieciocho partidos políticos se pusieron de acuerdo el 27 de julio de 2015 para firmar un manifiesto a favor del autoconsumo y en contra del impuesto al Sol. Dieciocho partidos políticos que concurrieron poco después a las elecciones del 20D (20 de diciembre) y que obtuvieron nada más y nada menos que 227 escaños: 227 sobre un total de 350. Mayoría pues abrumadora a favor del autoconsumo y contra el impuesto al Sol. Luego habría otras elecciones (26 de junio de 2016) que arrojaron el mismo resultado: mayoría también abrumadora de escaños para los partidos que decían en campaña “no” al impuesto al Sol. Frente a ellos, solo 137 diputados del PP, “el partido que no sube los impuestos... los inventa”, comentaba entonces no sin sorna cierto empresario del sector.

La pregunta es: ¿qué ha pasado entonces para que –habida cuenta de ese gran consenso– hayan tenido que pasar tres años, desde aquel 27 de julio, hasta derogar el impuesto al Sol? Pues bien, Ciudadanos tiene la respuesta. Porque en marzo de 2017 decidió cruzar la acera, empleó sus votos en la Mesa del Congreso para evitar que el autoconsumo fuera debatido en el Parlamento (más abajo lo explicamos), y anunció ese mismo mes –primavera del 17– que montaría una Mesa de Negociación bipartita –PP–Ciudadanos– para desbloquear el asunto. “Hemos abierto una mesa de negociación con el Gobierno para desbloquear el autoconsumo”, diría entonces Melisa Rodríguez, a la sazón portavoz de Energía del Grupo Parlamentario de Ciudadanos. Aquello sucedió en marzo del 17, y luego fueron pasando los meses (abril, mayo, y junio, y julio...), y luego las estaciones (verano, otoño, invierno...) y de la Mesa nunca más se supo. Ni Ciudadanos ni el Partido Popular informaron de reunión alguna y, por supuesto, el autoconsumo quedó varado a la sombra del impuesto al Sol. Hasta que una moción de censura desahució a Rajoy de su Moncloa en la primavera del 18.

■ Pero, ¿y la democracia?

Porque, antes de reparar la larga, tortuosa y absurda historia del impuesto al Sol, quizá convendría reflexionar sobre una democracia que da carta de naturaleza a situaciones como la antes descrita. Ciudadanos y el Partido Popular han amarrado a las patas de la Mesa del Desbloqueo (Melisa dixit) el impuesto al Sol durante muchos meses, constituyéndose con sus votos/veto en una minoría de bloqueo: 169 diputados (137 del PP y 32 de Ciudadanos) frente a los otros 181. Ciento sesenta y nueve que han mantenido secuestrada la regulación del autoconsumo durante más de un año y que solo han perdido la partida gracias a la gran coalición (180 votos de censura) que ha firmado una moción de censura y sacado de Moncloa al líder supremo del Partido Popular.

Cabe insistir: ¿qué calidad tiene una democracia que permite situaciones como esta? ¿Qué calidad tiene una democracia que le da la llave a una minoría –cinco votos en la Mesa del Congreso– para gobernar contra la voluntad de la mayoría absoluta de los diputados (representantes políticos) y contra la inmensa mayoría de los representantes de la sociedad civil? Porque, aparte de la mayoría parlamentaria, la derogación del impuesto al Sol también la han pedido explícitamente, a lo largo de estos tres años, los sindicatos (CCOO, UGT, UPA, COAG), las patronales del sector (APPA, UNEF, Anpier), las oenegés (Greenpeace, WWF, Ecologistas en Acción, Amigos de la Tierra), las asociaciones de consumidores (Facua, OCU, Asgeco) y todas las entidades del sector (Fundación Renovables, Observatorio Crítico de la Energía, Plataforma por un Nuevo Modelo Energético). Todas las organizaciones citadas –y una treintena más– constituyeron en mayo de 2017 la Alianza por el Autoconsumo.

En fin, hecha la reflexión, esta es la historia del impuesto al Sol.

18 DE NOVIEMBRE DE 2011

■ Zapatero ve la luz del autoconsumo en el último minuto de la prórroga

Solo dos días antes de que el Partido Popular gane, por mayoría absoluta, las elecciones generales del 20N, el Gobierno Zapatero publica en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 1699/2011, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. El RD en cuestión “anuncia [página 130034] la futura y próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo que incentivará el autoconsumo”.

La disposición adicional segunda de ese RD dice literalmente lo siguiente: “El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, elevará al Gobierno una propuesta de real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo”.

Además, el RD 1699 apuesta claramente por la simplificación administrativa: “como novedad, se simplifican los requisitos para las instalaciones de pequeña potencia que pretendan conectarse en puntos donde exista ya un suministro. Del mismo modo –continúa el texto–, se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones de producción con potencia nominal no superior a 100 kW y se anuncia la futura y próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo que incentivará el autoconsumo”.

“Con estas medidas –concluye el texto– se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno”.

3 DE FEBRERO DE 2012

■ *El autoconsumo es legal*

Mariano Rajoy está recién llegado a La Moncloa (ha ganado, por mayoría absoluta, las elecciones del 20N de 2011). El nuevo Ejecutivo toma forma el 22 de diciembre, que es cuando Rajoy hace públicos los nombres de quienes conformarán el Consejo de Ministros. Apenas pasadas las navidades, ve la luz un informe del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, Ministerio de Industria, Energía y Turismo). El informe en cuestión se titula «Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente» y dice exactamente lo siguiente: “el marco normativo actual permite realizar instalaciones destinadas a producción para autoconsumo total o parcial de la energía, de forma totalmente legal”.

El informe del IDAE repasa en efecto la normativa vigente y recoge efectivamente –como indica su título– numerosas “Referencias” a la producción de electricidad renovable destinada total o parcialmente al autoconsumo. La primera de esas referencias, primera y fundamental, se encuentra, desde 1997, en el artículo nueve de la Ley del Sector Eléctrico. Allí ya se habla de los “autoprodutores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso”.

La Ley va más allá incluso: “se entenderá que un autoprodutor genera electricidad, fundamentalmente para su propio uso, cuando autoconsume, al menos, el 30 por 100 de la energía eléctrica producida por él mismo, si su potencia instalada es inferior a 25 MW y, al menos, el 50 por 100 si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW”. Ese artículo, explica el IDAE en la página 4 de su informe «Referencias...», establece la posibilidad de que un productor “destine su producción no a su venta a red (para terceros) sino a su consumo propio, ya sea autoconsumo total (consumo del 100% de la energía generada) o parcial”.

24 DE MAYO DE 2012

■ *Comienza la marcha atrás*

El director de Prospectiva Regulatoria de Iberdrola, Gonzalo Sáenz de Miera, participa en Genera, la gran feria nacional de las energías renovables. Allí, presenta un documento que se titula «Análisis del autoconsumo en el marco del sector eléctrico español», documento en el que Iberdrola propone un fuerte incremento del término fijo de los costes de acceso (o sea, de la potencia) y, asimismo, la creación de lo que denomina peaje de respaldo para el autoconsumo. Es el embrión del impuesto al Sol. La propuesta causa un impacto brutal en el sector, que en ese momento –plena depresión– contempla el autoconsumo como válvula de escape de la crisis en la que ya empieza a abismarse. Pronto comenzarán a circular anteproyectos de real decreto que contienen de un modo u otro el impuesto susodicho.

17 DE SEPTIEMBRE DE 2013

■ *El autoconsumo presiona a la baja los precios*

La Comisión Nacional de la Competencia (CNC) publica un informe –IPN 103/13– “relativo al Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico” en el que señala que el autoconsumo presiona el precio de la luz a la baja. A saber: según ese informe, el autoconsumo introduce “una tensión competitiva relevante, en el mercado mayorista y minorista, incentivando precios más eficientes en ambos mercados”. Es decir, que el autoconsumo no es beneficioso solo para el autoconsumidor –que ahorra en su factura gracias a los kilovatios que ha generado en la azotea de su casa–, sino que, además, presiona al mercado –incentiva la bajada de los precios–, lo cual es beneficioso para todos los consumidores.

Los beneficios que puede traer aparejados el desarrollo del autoconsumo, “en el caso español”, resultan “particularmente interesantes por varios

motivos”, según el informe. En primer lugar –dice la CNC–, “nuestro país ha presentado tradicionalmente una alta dependencia energética respecto al exterior, resultando el autoconsumo una estrategia voluntaria, a nivel microeconómico, que facilitaría la reducción de esta desventaja económica con repercusión sobre la totalidad del sistema económico”. Es más –continúa el informe–, si el legislador penaliza el autoconsumo “estará perjudicando a la eficiencia del sistema e impidiendo que los clientes, particularmente determinados clientes de mayor tamaño que utilizan la energía eléctrica como *input*, reduzcan sus costes, con el consiguiente impacto en la competitividad de la economía española”. [¿Clientes de mayor tamaño? ¿Alcoa? Corría el año 2013 cuando la CNC publicó ese informe. Hace ya un lustro].

4 DE MARZO DE 2014

■ *Izquierda Unida presenta en el Parlamento una proposición de ley de autoconsumo con balance neto*

La Izquierda Plural, grupo parlamentario integrado por los diputados de Izquierda Unida, Iniciativa per Catalunya Verds–Esquerra Unida i Alternativa, y Chunta Aragonesista, presenta en el Parlamento una proposición de ley que apuesta por el autoconsumo con balance neto y un “sistema de compensación de saldos de energía”. Izquierda Unida y compañía proponen concretamente que el consumidor pueda ceder los excedentes de energía a la red eléctrica, “lo que le generará unos derechos de consumo diferido con una vigencia de 12 meses desde la fecha de generación del derecho”. Además, la izquierda parlamentaria propone eliminar el peaje de respaldo y elevar el techo de las instalaciones de autoconsumo desde los actuales 100 kilovatios que marca la Ley del Sector Eléctrico hasta los 10 megavatios.

27 DE JULIO DE 2015

■ *Partidos, oenegés, sindicatos, asociaciones*

Dieciocho partidos y formaciones políticas se comprometen a derogar el impuesto al Sol si este es finalmente aprobado. El acuerdo es escenificado en una fotografía ante las puertas del Congreso de los Diputados. Los partidos son Amaiur, BNG, CHA, Ciudadanos, Coalición Canaria, Compromís, Convergència Democràtica de Catalunya (CDC), EQUO, ERC, Geroa Bai, ICV, IU, Nueva Canaria, Podemos, PNV, PSOE, UPyD y UPN. Firman un manifiesto –«Compromiso de la sociedad a favor del derecho cívico al autoconsumo de energía»– que además es suscrito por las principales asociaciones de consumidores de España (OCU, Facua, Asgeco, Adicae, etcétera), por los dos sindicatos mayoritarios del país (Comisiones Obreras y UGT), por la gran patronal de las energías renovables, por supuesto, y por las cinco grandes del ecologismo patrio: Greenpeace, Amigos de la Tierra, SEO/BirdLife, WWF y Ecologistas en Acción.

El Manifiesto es muy explícito: “el autoconsumo –dice– contribuye a reducir la dependencia energética del exterior, genera energía eléctrica de forma respetuosa con el medio ambiente y descentralizada (...), incrementa la eficiencia energética, mejora la competitividad de las empresas, crea empleo y fomenta la economía local”. Por todas esas razones, “y por la necesidad de democratizar la energía tal y como indica la Unión Energética de la Comisión Europea –añaden los firmantes–, cualquier normativa reguladora del autoconsumo debería tener como principal objetivo favorecerlo y, por lo tanto, inspirarse en las mejores prácticas disponibles a nivel internacional”.

10 DE OCTUBRE DE 2015

■ *Real Decreto de Autoconsumo... born to die*

El Real Decreto (RD) de autoconsumo que acaba de aprobar el Ministerio de Industria, Energía y Turismo –contamos ese día– parece condenado de antemano. Porque el arco parlamentario todo ha dicho que lo derogará sin falta no más salgan por la puerta el señor Soria (ministro del ramo) y su secretario Alberto (Nadal, responsable directo del departamento de Energía). Born to die... porque hasta 18 partidos políticos (Podemos y Ciudadanos incluidos) han dicho alto y claro –Manifiesto mediante– que no quieren ponerle impuestos al Sol y que si hoy se los ponen los señores susodichos, mañana ellos se los quitarán.

Eso contábamos el 10 de octubre. Han tenido que pasar hasta tres años –y una moción de censura– para que el impuesto al Sol fuera derogado. Pero la derogación es ya un hecho.

21 DE ENERO DE 2016

■ *Proposiciones No de Ley*

Dos grupos parlamentarios registran, en el Congreso de los Diputados, otras tantas Proposiciones no de Ley para facilitar el autoconsumo solar fotovoltaico con balance neto. Se trata, concretamente, del Grupo Parlamentario Socialista y del Grupo Parlamentario Podemos–En Comú–En Marea. Ambas proposiciones apuestan por la derogación del impuesto al Sol, la simplificación administrativa y el balance neto. En lo que a esto último se refiere, el PSOE –entonces en la oposición, ahora en el Gobierno– propone concretamente lo siguiente: “impulsar el desarrollo del autoconsumo eléctrico en la modalidad de balance neto, entendiendo que éste se ha de configurar como un sistema de compensación de créditos de energía, en un periodo de tiempo tasado, que se ha de aplicar al consumidor que disponga de una instalación de generación conectada a su red eléctrica interior”.

26 DE ENERO DE 2017

■ *Proposición de Ley*

Todos los Grupos Parlamentarios –todos, menos el Grupo Popular, se entienden– registran en el Congreso una Proposición de Ley de Autoconsumo que reconoce a los ciudadanos y ciudadanas de España “el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin ningún tipo de cargo” (o sea, una Proposición de Ley que dice «no» al impuesto al Sol). Y dice no a ese impuesto porque considera que “la energía autoconsumida instantáneamente (o almacenada en baterías y autoconsumida con posterioridad) no debe contribuir adicionalmente a sufragar los costes del sistema eléctrico, ya que en ningún momento se hace uso de la red eléctrica”. El texto presentado por los grupos parlamentarios propone además suprimir el Registro Administrativo de Autoconsumo, “cuya razón de ser era la necesidad de control de la energía autoconsumida y que supondría ahora una carga administrativa injustificable”.

7 DE MARZO DE 2017

■ *Autoconsumo al Detalle*

La Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen) presenta en Valencia la plataforma digital Autoconsumo al Detalle, iniciativa cuyo objetivo es que el autoconsumo sea visto como “una opción de presente que las administraciones públicas debemos impulsar de forma decidida y sin fisuras”. EnerAgen presenta también propuestas para la evolución del autoconsumo hacia modelos basados en sistemas de compensación de saldos energéticos o “balance neto”.

15 DE MARZO DE 2017

■ *Contra todo pronóstico, Ciudadanos se suma por sorpresa al veto del PP al autoconsumo*

El Gobierno ha decidido vetar la Proposición de Ley de regulación del autoconsumo presentada por todos los grupos parlamentarios. El veto podría haber sido levantado por la Mesa del Congreso. Ciudadanos sin embargo se alinea con el PP y evita que la Proposición sea tramitada. La Mesa está compuesta por nueve diputados: 3 del PP, 2 del PSOE, 2 de Ciudadanos y 2 de Unidos Podemos. Pues bien, las 3 diputadas del Partido Popular (Ana Pastor, Rosa María Romero y Alicia Sánchez-Camacho) y los dos de Ciudadanos (Patricia Reyes y José Ignacio Prendes) han decidido “no” levantar ese veto.

En fin, que esta Proposición de Ley, que planteaba la derogación del impuesto al Sol, no será tramitada. Han votado a favor de que continuase el procedimiento Micaela Navarro Garzón y Juan Luis Gordo Pérez (del PSOE) y María Gloria Elizo Serrano y Marcelo Expósito Prieto, de Unidos Podemos–En Comú Podem–En Marea. Este es el vigésimo cuarto veto registrado por el Ejecutivo. El motivo que ha esgrimido Ciudadanos para sumarse al veto ha

sido un informe del propio Ministerio de Energía que asegura grosso modo que el autoconsumo causará pérdidas a las arcas del Estado.

Frente a ese argumento, el sector de las energías renovables denuncia por una parte que el informe en cuestión está cuajado de apriorismos injustificados, falsedades e irregularidades contables, y señala, por otra, que si bien es cierto que habrá pérdidas en cuanto a determinados conceptos, estas quedarán mucho más que compensadas por los ingresos –mucho más cuantiosos– derivados de la recaudación de otros impuestos: IVAs, impuestos de sociedades y demás licencias, gravámenes y tasas que le llegarían al estado de la mano de la actividad económica derivada de la instalación de sistemas de autoconsumo. Ciudadanos sin embargo sí da por bueno el informe del Ministerio y se alinea con el veto PP.

23 DE MARZO DE 2017

■ *PP y Ciudadanos bloquean la negociación sobre el autoconsumo*

Ni PSOE, ni Unidos Podemos, ni Compromís, ni el Partit Demòcrata Català (antes Convergència i Unió), ni el Partido Nacionalista Vasco, ni Esquerra Republicana de Catalunya, ni Unión del Pueblo Navarro, ni Coalición Canaria... Ciudadanos firmó primero –con todos esos partidos– una Proposición de Ley de Autoconsumo (que registró en las Cortes); y vetó después esa proposición (junto al Partido Popular, en la Mesa del Congreso), lo cual ha impedido que sea tramitada en el Parlamento. Pues bien, ahora, el partido de Albert Rivera dice que ha abierto una mesa de negociación con el Gobierno para desbloquear este asunto. Eso sí, en esa futurible mesa no estarán ni PSOE, ni Unidos Podemos, ni Compromís, ni el PNV, ni...

Así lo contábamos el día 23 de marzo de 2017

“Hemos abierto una mesa de negociación con el Gobierno para desbloquear el autoconsumo”. Lo dice Melisa Rodríguez, la portavoz de Energía del Grupo Parlamentario de Ciudadanos, según reza la muy escueta nota de prensa que difundió ayer el partido que lidera Albert Rivera. Rodríguez, que al parecer se ha reunido con el ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, Álvaro Nadal, considera que “la única manera de eliminar las trabas al autoconsumo es negociar la ley de Ciudadanos”. Eso sí, la negociación parece ser que será... a dos bandas: Partido Popular y Ciudadanos. Sin luz ni taquígrafos. Ni PSOE, ni Unidos Podemos, ni Compromís, ni En Comú Podem, ni el PNV, ni Esquerra Republicana de Catalunya, ni Unión del Pueblo Navarro, ni Coalición Canaria. Ningún representante de esas formaciones políticas –parece ser– estará en esa futurible mesa.

11 DE MAYO DE 2017

■ *Nace la Alianza por el Autoconsumo*

Cuarenta organizaciones de la sociedad civil –de consumidores, ecologistas, empresarios, sindicatos, cooperativas– presentan en Madrid la Alianza por el Autoconsumo, un nuevo actor del escenario energético nacional que nace con el ánimo de impulsar el desarrollo de esta forma de ahorro y con la intención explícita de que el autoconsumo sea reconocido “como un derecho ciudadano”. La Alianza, que ha presentado hoy su primer manifiesto –«Con el autoconsumo ganamos todos»–, exige la derogación del impuesto al Sol y glosa las virtudes del autoconsumo, que evita emisiones de gases de efecto invernadero –kilovatio hora generado por un panel solar, kilovatio hora que no habrá de generar una térmica de carbón o gas natural–, ahorra así importaciones al país, rebaja la factura de la luz del autoconsumidor y, en tanto que nuevo actor en el escenario energético (nueva competencia), presiona a la baja los precios del mercado, por lo que beneficia a toda la sociedad.

30 DE MAYO DE 2017

■ *Nadal deroga el impuesto al Sol en Canarias*

El exsecretario de Estado de Energía Alberto Nadal, el ideólogo del impuesto al Sol deroga el impuesto en cuestión en el archipiélago canario. Lo ha hecho en el marco de las negociaciones que el Partido Popular ha mantenido

con los nacionalistas de Nueva Canarias para lograr el «sí» de este partido a los Presupuestos Generales del Estado (PGE).

Las preguntas que ahora se abren paso son las siguientes: (1) ¿habría obtenido ese premio también el archipiélago balear si tuviese –como Canarias– un representante nacionalista en el Congreso de los Diputados? y (2) Ciudadanos fue el primer partido en comprometer su «sí» a los PGE y es partidario –presuntamente– de la derogación del impuesto al Sol.

La pregunta en este caso es: ¿por qué no le exigió Albert Rivera al Partido Popular ese compromiso –la derogación del impuesto al Sol– a cambio de su «sí» a los PGE? ¿Por qué no se lo exigió al menos en los territorios extrapeninsulares? ¿O al menos en Canarias, que es por cierto la tierra de la portavoz de la Comisión de Energía de Ciudadanos en el Congreso, Melisa Rodríguez, diputada por Santa Cruz de Tenerife?

2 DE OCTUBRE DE 2017

■ *Cataluña subvenciona la adquisición de baterías para instalaciones de autoconsumo solar*

Frente a la cerrazón del Gobierno central, en manos del Partido Popular, son ayuntamientos y comunidades autónomas las que impulsan el autoconsumo. El Instituto Catalán de Energía (Icaen), organismo dependiente del departamento de Empresa y Conocimiento de la Generalitat, abre en octubre la línea de ayudas para la adquisición de baterías para instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico. Podrán optar a esas subvenciones las familias y las comunidades de vecinos. El Govern ha asignado a este concepto una partida presupuestaria que asciende a 360.000 euros.

29 DE NOVIEMBRE DE 2017

■ *El Parlamento Europeo señala el principio del fin del impuesto al Sol*

La Comisión de Energía del Europarlamento dio luz verde ayer –43 síes contra 14 noes– a la propuesta de Directiva de Energías Renovables que le presentó el redactor José Blanco (Grupo Socialista). Esa propuesta, que aún debe ser ratificada por el Consejo Europeo, eleva el Objetivo Renovable UE 2030 (lo eleva del 27 al 35%) y refuerza el autoconsumo “como un derecho –explica el propio ponente– que no podrá someterse a impuestos de ningún tipo siempre que la electricidad generada permanezca fuera de la red”.

21 DE MARZO DE 2018

■ *Autoconsumo con balance neto, cierre de todas las térmicas de carbón en 2025 y de todas las nucleares en 2028*

El Consejo Asesor para la Transición Ecológica de la Economía del PSOE acaba de publicar el documento «Propuesta de bases para una estrategia de transición energética», una hoja de ruta “hacia una economía descarbonizada 2030–2050” que establece efectivamente, como su propio nombre indica, las bases de una Estrategia de Transición Energética. Entre los objetivos que el PSOE marca en esa hoja de ruta, destacan tres: “cierre ordenado de las centrales térmicas de carbón antes de 2025 (...), cierre ordenado de las centrales nucleares a medida que vayan cumpliendo los 40 años de vida” (la última los cumple en 2028) y retribución “de forma adecuada y estable” a los excedentes de las instalaciones de autoconsumo.

Preside el Consejo Asesor para la Transición Ecológica de la Economía (Capte) Teresa Ribera. El Grupo de trabajo autor de esta propuesta está integrado por Antxon Olabe Egaña, Natalia Fabra, Mikel González Eguino, José Domínguez Abascal, Josep María Serena, Julio Lumberras y Roberto Ruiz.

10 DE MAYO DE 2018

■ *Ciudadanos no aparece*

Los Grupos Parlamentarios Socialista, Confederal de Unidos Podemos–En Comú Podem–En Marea, de Esquerra Republicana, Vasco (EA)–PNV y Mixto

registran en el Congreso una Proposición de Ley de medidas para el fomento del autoconsumo eléctrico. Las medidas propuestas son las mismas que en ocasiones anteriores: simplificación administrativas, «no» al impuesto al Sol y balance neto.

“La energía autoconsumida estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores”.

“Sin perjuicio de lo anterior, reglamentariamente podrán desarrollarse mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas, que en todo caso estarán limitados a potencias de estas no superiores a 100 kW”.

25 DE MAYO DE 2018

■ *Censura*

Tras una sucesión de escándalos que salpican al Partido Popular, el PSOE registra en el Congreso una moción de censura contra el presidente Mariano Rajoy. La medida sorprende en casi todos los mentideros políticos. No está nada claro que el Partido Socialista vaya a “ganar” esa moción. La cuestión catalana sobrevuela el Congreso. A pesar de todo, el 1 de junio 180 diputados del Congreso censuran al presidente. Rajoy sale del Gobierno. Al día siguiente, Pedro Sánchez es investido. El día 6, Teresa Ribera es nombrada ministra para la Transición Ecológica. Mujer muy conocida en el sector ambiental y energético español, anuncia desde muy pronto que derogará el impuesto al Sol.

15 DE JUNIO DE 2018

■ *La UE marca el rumbo*

La Unión Europea (Consejo, Comisión y Parlamento) acuerdan como Objetivo Renovable 2030 para la UE un 32%, o sea, que la Unión deberá satisfacer ese año sus necesidades energéticas con al menos un 32% de energía de origen renovable. Además, la UE dice «no» al impuesto al Sol. Ese «no» se inscribe en la Directiva de Energías Renovables, la directiva del 32%, de aplicación a partir de 2021. El acuerdo entre el Parlamento Europeo y los gobiernos de los diferentes países establece el derecho de la ciudadanía, autoridades locales, pequeñas y medianas empresas y cooperativas a producir, consumir, almacenar y vender su propia energía renovable, sin estar sujetas a tasas.

5 DE OCTUBRE DE 2018

■ *El Gobierno de Pedro Sánchez deroga el impuesto al Sol*

El Consejo de Ministro aprueba el Real Decreto–ley (RDL) 15/2018. Las claves de la nueva regulación son tres, según el Ministerio para la Transición Ecológica: (1) se simplifican los trámites burocráticos y técnicos requeridos, como la inscripción en un registro para aquellas instalaciones no superiores a 100 kilovatios; (2) se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores, lo que permitirá aprovechar las economías de escala; y (3) se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin peajes ni cargos. Queda, por tanto, derogado el cargo que se imponía al autoconsumidor por la energía generada y consumida en su propia instalación, el denominado “impuesto al Sol”.

18 DE OCTUBRE DE 2018

El Pleno del Congreso de los Diputados convalida el Real Decreto–ley (RDL) 15/2018, RDL que, entre otras cosas, deroga el impuesto al Sol y abre la puerta al balance neto. Votan a favor de la convalidación todos los partidos menos PP, Ciudadanos y Foro Asturias, el partido fundado por Francisco Álvarez Cascos. ■



Renovables en España 2017

Paisaje en claroscuro

El Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España en 2017, presentado por APPA la primera semana de octubre, no da lugar a engaño: el consumo nacional de energía renovable ha retrocedido durante los últimos tres años. El sector, protagonista indiscutible de la transición energética en la que estamos inmersos, ha estado prácticamente paralizado hasta el año pasado, si bien las distintas subastas y los proyectos que directamente acudirán a mercado (en el ámbito eléctrico) son los primeros síntomas de la tendencia al alza que ya empezamos a ver. Pero incluso en años difíciles la tecnología renovable española da alegrías. Por ejemplo en exportaciones, que en 2017 alcanzaron cifras históricas.

Pepa Mosquera

Los estudios macroeconómicos sobre la situación del sector renovable en España, que APPA Renovables viene realizando desde hace diez años, tienen siempre una excelente acogida. Prueba de ello es el llenazo del salón de actos del Club Español de la Energía (Enerclub), donde el 3 de octubre pasado APPA presentaba el exhaustivo informe y desgranaba los datos que incluye. Desde la situación de cada tecnología y el impacto de las renovables en el medioambiente y en la dependencia energética, al haber y el debe de cada una de ellas.

Empezando por lo positivo, a destacar la fuerza exportadora de la tecnología renovable española. Tanto es así que las exportaciones de bienes y servicios del sector alcanzaron una cifra récord en 2017 al situarse en 4.564 millones, lo que arroja un saldo neto exportador de 3.117 millones de euros. Esta balanza comercial renovable contrasta fuertemente con el déficit comercial del conjunto de la economía (-22.694 millones) del cual el déficit energético supone el 85% (-19.269 millones).

Las renovables en sus distintos ámbitos –generación eléctrica, energía térmica y biocarburantes– evitaron, además, que en 2017



tuviéramos que gastarnos aún más dinero del que ya gastamos en importar combustibles fósiles. Según los datos de APPA, 6.951 millones de euros ahorrados, como resultado de no tener que importar 20 millones de toneladas equivalentes de petróleo. A ello hay que sumar las emisiones de CO₂ evitadas: 56.850.744 toneladas, valoradas en 332 millones de euros.

Siguiendo con los datos positivos, en 2017 las renovables supusieron el 0,80% de la economía nacional. Su contribución directa al PIB fue de 7.496 millones de euros, lo que supone un aumento respecto al año anterior del 8,7%. Este es el tercer año consecutivo que la aportación renovable crece, superando los 7.456 millones que alcanzaron en el año 2012. La contribución inducida registró un aumento del 10%, hasta alcanzar los 1.809 millones de euros. Por tecnologías, el podio lo encabeza la solar fotovoltaica, que aportó el 31,7% de los 7.496 Me, la eólica fue la segunda, con el 23,7% y la solar termoeléctrica la tercera, con el 15,7%. La biomasa eléctrica supuso el 14,9%, los biocarburantes el 8,2% y la minihidráulica el 3,3%. El resto de las tecnologías representaron el 2,4% de la contribución del sector renovable al PIB nacional en 2017.

Estos datos han ido acompañados de la creación de puestos de trabajo.



El sector registró el año pasado un incremento de 4.101 empleos, de manera que ahora ya hay 78.667 personas trabajando en renovables (un 5,5% más que en 2016). La cifra está todavía muy lejos de los 127.548 puestos de trabajo con que contaba el sector en 2011. Pero va a seguir en ascenso, “gracias a la reactivación del sector derivada de las subastas de 2016 y 2017”, según señaló José Miguel Villarig, presidente de APP, en la presentación del informe. Ahora bien, el estudio deja claro que la recuperación que empieza a detectarse no se debe a la generación de energía dado que la potencia instalada en renovables se mantuvo básicamente estancada el año pasado y la energía vendida disminuyó respecto al ejercicio anterior. Los motivos de los números positivos hay que buscarlo en la competitividad alcanzada por tecnologías de generación eléctrica como la eólica y la solar fotovoltaica y en las citadas subastas.

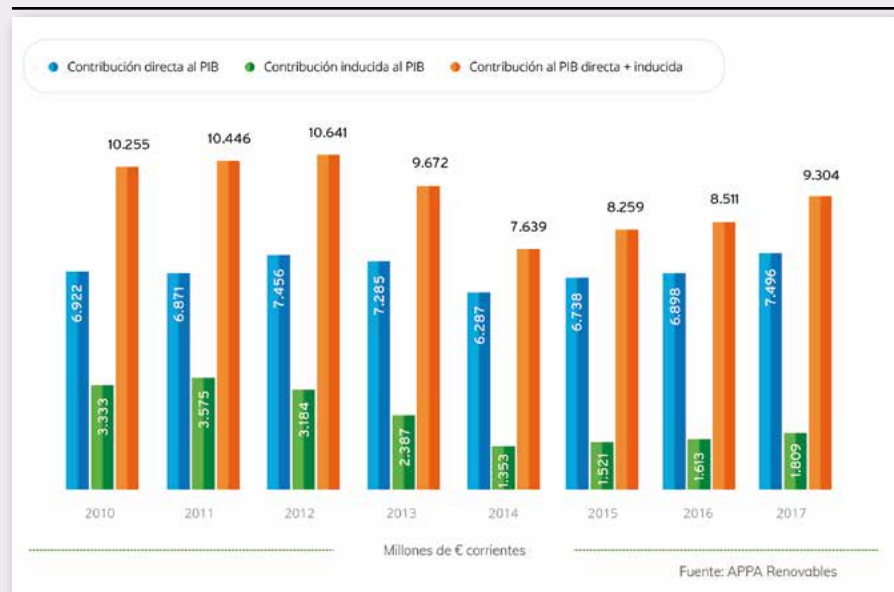
■ Otra vez más dependientes del exterior

Respecto a lo negativo, si nos centramos en las renovables eléctricas, la baja producción hidráulica, consecuencia de la sequía que España sufrió en 2017, hizo que la generación eléctrica renovable disminuyera un 16,4%. El hecho de no haberse incorporado apenas nueva potencia renovable que pudiera sustituir esta disminución no ayudó precisamente, haciendo que el porcentaje de renovables sobre energía final bruta descendiera hasta el 16,7%, lo que nos aleja de los objetivos del 20% para 2020.

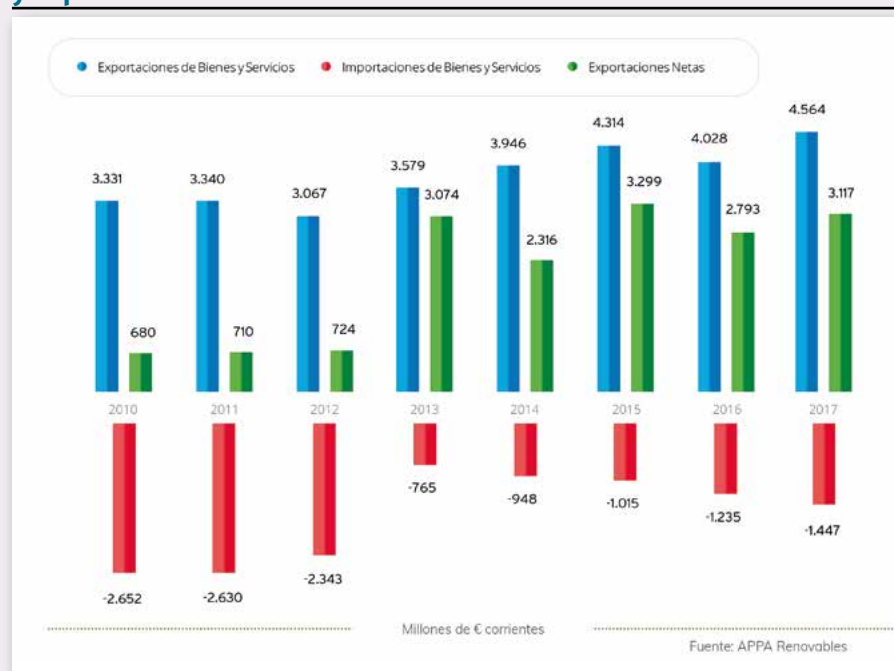
Toda la caída de la generación hidráulica, y el incremento de consumo energético de 2017, fue cubierto con generación fósil. El incremento de todos los tipos de importaciones fósiles nos ha llevado a que la dependencia energética se situara en 2017 en el 76,1%, lo que supone un aumento de casi cuatro puntos según los cálculos de APPA Renovables. Un hecho que, como destaca la asociación, “no solo nos aleja de los objetivos de energías renovables sino que mantiene a la economía española en una posición de debilidad ante variaciones del precio del petróleo”.

En 2017, las renovables aportaron el 31,9% de la producción eléctrica, muy lejos del valor registrado el año anterior, que llegó a superar el 38%. Este descenso en la generación, unido a la baja disponibilidad de las nucleares francesas y los precios récord de casación experimentados en enero, lastraron los ahorros que las renovables producen en el pool. Aún así, lo abarataron en 10,23 e por MWh, ahorrando al sistema eléctrico 2.584 millones de euros. Además, el sector continuó siendo contribuidor fiscal neto, aportando 1.089 millones de euros a las arcas del Estado.

Aportación directa, inducida y total al PIB del Sector de las Energías Renovables



Impacto de las energías renovables en las exportaciones, importaciones y exportaciones netas



■ Balance por sectores

El año pasado, las renovables eléctricas (incluida la gran hidráulica) produjeron 84.505 GWh, el 31,9% de la electricidad peninsular, 6,2 puntos porcentuales por debajo del 38,1% que se alcanzó en 2016. La tecnología con mayor contribución a la cobertura de la demanda fue, al igual que el año anterior, la eólica, con un 17,6%, seguida de la hidráulica, con el 7,6%. La solar fotovoltaica aportó un 3,1% y la solar termoeléctrica el 2%. La biomasa, el biogás, la hidroeléctrica y las energías marinas representaron, conjuntamente, el 1,6% restante. Los estudios de prospectiva tecnológica indican que para cumplir con los objetivos



P A N O R A M A

de descarbonización de cara al año 2030, la producción de electricidad con renovables debe situarse en torno al 70%.

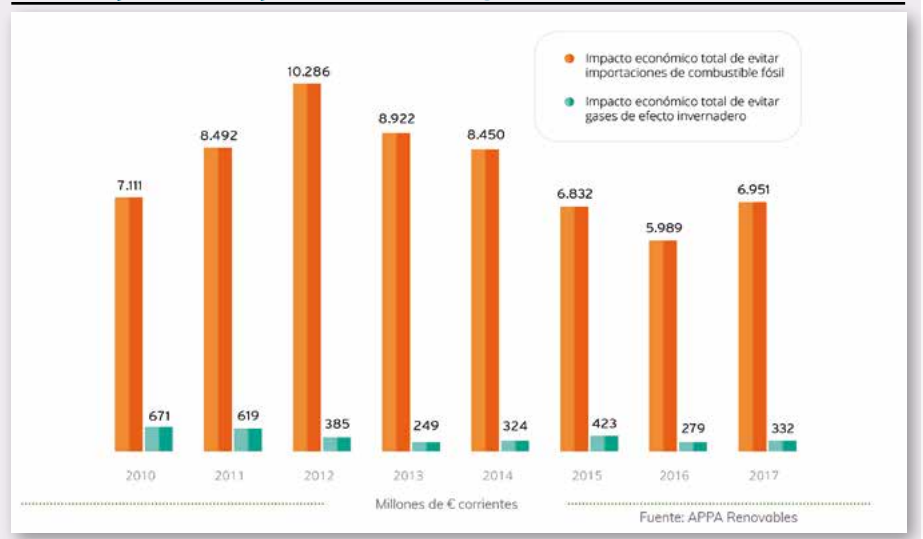
En lo que refiere a la potencia instalada, según el registro que realiza la CNMC, la capacidad total de las energías renovables del antiguo régimen especial (sin tener en cuenta la gran hidráulica) se situó en 2017 en 33.186 MW (añadiendo unos escasos 79 MW con respecto al año anterior, como se ha señalado anteriormente). Pero la parálisis que ha vivido el sector desde 2013 se ha detenido y empieza a cambiar el rumbo. El cambio comenzó con las subastas de 4.608 eólicos, 4.010 fotovoltaicos y 200 de biomasa, lo que ha dinamizado algunos sectores tecnológicos. Del mismo modo, Appa espera que la nueva potencia adjudicada, que en su mayoría tendrá que estar instalada antes de que finalice el 2020, reactive una cadena productiva que ejerce un impacto muy positivo sobre la balanza comercial y fiscal y eleve la creación de empleo en el territorio nacional.

En cuanto al sector térmico, los datos corresponden a 2016, que son los últimos aportados a APPA. En ese año, el consumo de energías renovables térmicas ascendió a 4.362,2 ktep en términos de energía final, lo que representa un aumento de un 1,83% tras dos descensos anuales consecutivos (durante los años 2011, 2012 y 2013 la aportación de las renovables térmicas había crecido un 3,71% de media anual). La biomasa fue la renovable térmica más consumida, con el 91,95% del total, seguida de la solar térmica, con un 6,73%, el biogás con el 0,88% y la geotérmica con el 0,45%.

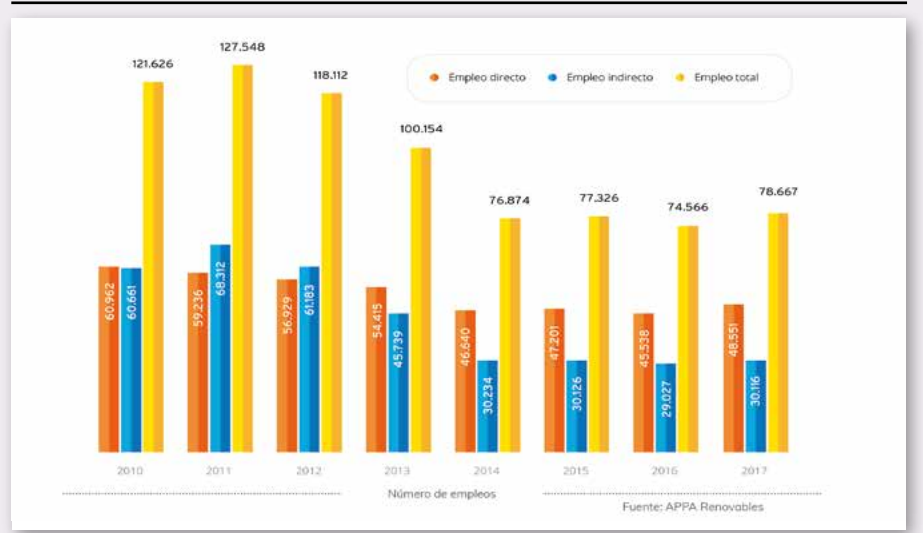
La cuota real de consumo de biocarburantes en gasóleo alcanzó en 2017 el 5,3% en términos energéticos, frente al 4,5% del año anterior. El biodiésel contribuyó a la misma con 4,1 puntos porcentuales, mientras que el hidrobiodiésel aportó los 1,2 puntos restantes. En gasolinas, la cuota se situó en 2016 en el 2,9%, ligeramente por encima del 2,7% alcanzando el año anterior.

En geotermia, su uso para generar electricidad sigue siendo una promesa, mientras que la geotermia de baja entalpía (calefacción y refrigeración) va ganando terreno pasito a pasito, de la mano de nuevas edificaciones y rehabilitaciones. APPA considera que en el marco de la futura ley de Cambio Climático y Transición Energética, la geotérmica para climatización debería jugar un importante rol y así contribuir a la reducción del consumo e energías de origen fósil en los edificios e industrias.

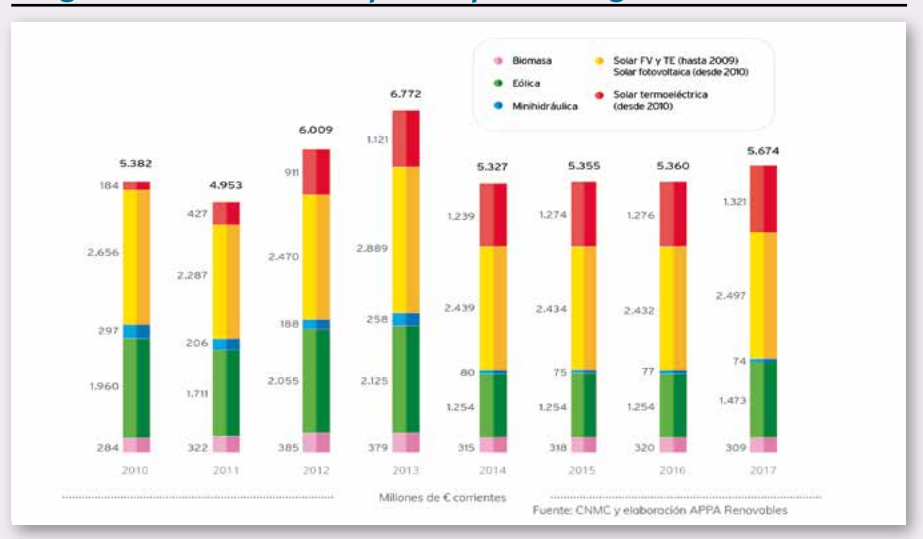
Ahorros producidos por el uso de energías renovables



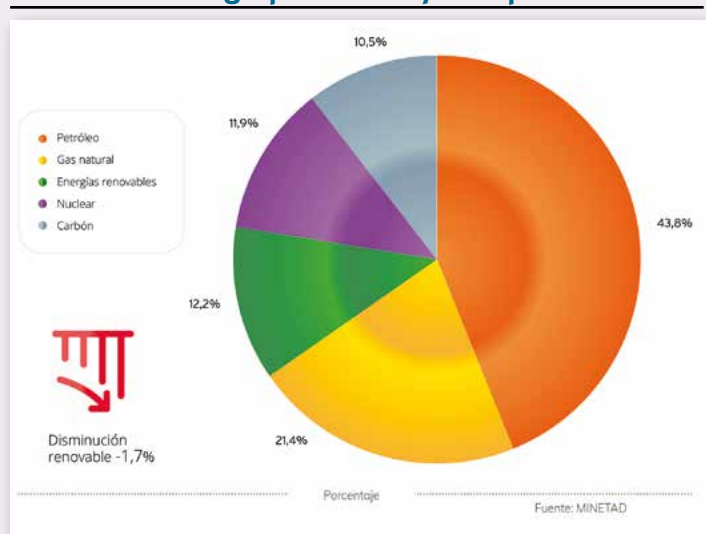
Empleo directo e indirecto del Sector de las Energías Renovables



Desglose de la retribución específica por tecnología



Consumo de energía primaria 2017 en España



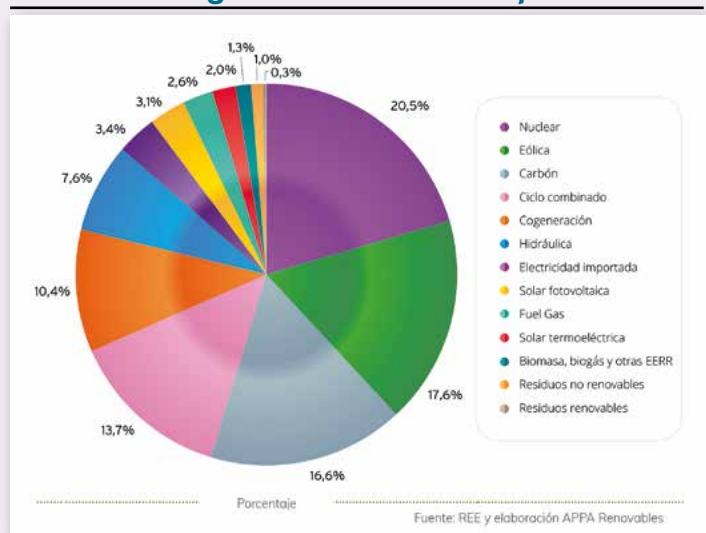
“Sabemos ya cuáles son los objetivos de 2030 y debemos contar con una fiscalidad que recoja el principio de que quien contamina, paga, y un marco regulatorio estable para poder acometer las inversiones.”

José Miguel Villarig

Las energías oceánicas (olas y corrientes) crecieron en 2017 un 4,6%, aumentando sensiblemente su aportación al PIB nacional: 13,5 millones de euros. De este sector, APPA destaca varias cosas: los avances tecnológicos que se van implementando gracias a los proyectos demostrativos que hay en marcha; el empuje que está dando a estas tecnologías la Comisión Europea; y, en España, el apoyo a nivel nacional y autonómico para financiar y completar una red de centros de ensayos punteros a escala internacional. Como consecuencia de ello, contamos con la primera planta comercial de energía de las olas en la Europa continental: el proyecto de Mutriku del Ente Vasco de Energía (EVE) y el IDAE, y varios dispositivos en pruebas repartidos por aguas españolas.

A la minieólica en 2017 le fue algo peor dentro de España y sufrió una leve reducción, tanto en volúmen de negocio como en empleos. APPA explica que esta situación está provocada por la falta de un marco regulatorio específico para esta tecnología, que lastra su desarrollo. En cuanto a la minihidráulica, la gran sequía sufrida en 2017 lastró notablemente su producción y redujo su aportación al PIB a 305,9 Me (323 M en 2016).

Balance de energía eléctrica nacional 2017

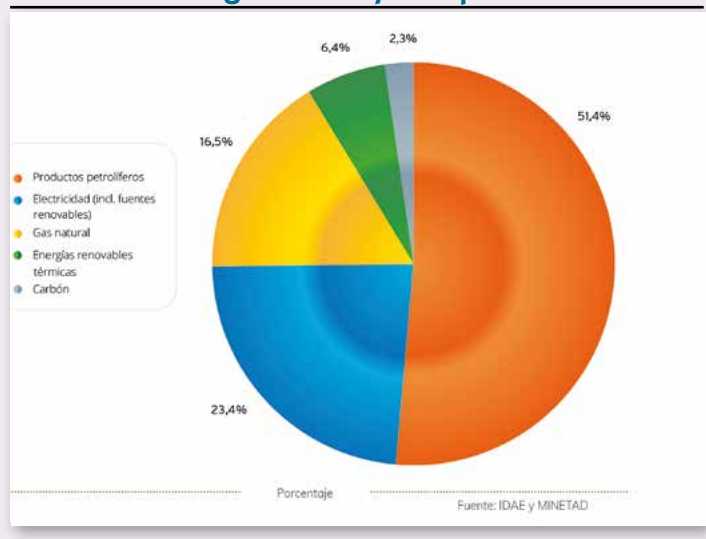


Peticiones al Gobierno

Este ha sido el paisaje renovable de 2017; como se ve, con abundancia de claroscuros. En cuanto al futuro, el presidente de APPA Renovables prefiere mostrarse optimista: “debemos aprender de nuestros errores porque contamos con un magnífico potencial para liderar la transición energética en Europa y el mundo. Contamos con profesionales experimentados, empresas con gran experiencia y somos un país con envidiables recursos renovables, algo que nos permitirá convertirnos en un pilar de creación de industria en el país, generando empleo y riqueza autóctonos. Tenemos por delante una década en la que España debe dar un paso adelante en renovables”, dijo José Miguel Villarig en la presentación del informe.

Esta visión esperanzadora no le impide recordar al Gobierno que poco se podrá avanzar si el sector no cuenta con un marco regulatorio estable; algo que Villarig considera imprescindible y urgente. “Sabemos ya cuáles son los objetivos de 2030 y debemos contar con una fiscalidad que recoja el principio de que quien contamina, paga, y un marco regulatorio estable para poder acometer las inversiones. Debemos dejar de improvisar y comenzar a planificar a medio y largo plazo para poder desarrollar el sector y cumplir con nuestros objetivos”, concluyó José Miguel Villarig.

Consumo de energía final 2017 en España



Más información:

www.appa.es



E N T R E V I S T A

Florent Marcellesi

Eurodiputado y negociador del Grupo Verde para la directiva sobre el Mercado Eléctrico

“El cambio climático y el nuevo modelo energético deben ser prioritarios en el debate político”

Diputado de Equo en el Parlamento Europeo desde 2016, donde ya era portavoz desde mayo de 2014, Florent Marcellesi asumió hace medio año la vicepresidencia de Eufores, la red parlamentaria europea para el fomento de las energías renovables, en sustitución de Claude Turmes. Por lo tanto, ahora es el negociador del Grupo Verde para la Directiva de Diseño de Mercado Eléctrico, incluyendo los mecanismos por capacidad, el rol del carbón y de la nuclear, así como la cooperación transfronteriza, entre otros asuntos. Temas todos ellos de máxima actualidad que analiza para *Energías Renovables* en esta entrevista.

Pepa Mosquera

■ **El último informe del IPCC deja claro que estamos al borde del desastre climático si no actuamos ya. ¿Qué cree que Europa, y España, deben hacer para cumplir de verdad con sus compromisos climáticos? ¿Por dónde habría que empezar?**

■ Ciertamente, los expertos climáticos internacionales del IPCC no dejan lugar a dudas: hay que actuar más rápido y con más ambición para cumplir con el Acuerdo de París. Sin embargo, por ahora los compromisos de los países nos llevan a un temible aumento de temperatura de 3°C, es decir el doble del objetivo de 1.5°C de París. Esto supondría convertir por ejemplo el sur de España en un desierto de aquí a finales de este siglo.

Así que además de completar una reforma energética coherente con el Acuerdo de París, es fundamental que la UE revise al alza sus compromisos de reducción de CO₂ y demás gases de efecto invernadero. Tiene para ello dos oportunidades de oro: de cara a la próxima cumbre climática en Polonia (COP24) y en su estrategia de descarbonización para 2050. Por su parte, el Gobierno español debe plasmar cuanto antes su voluntad de mayores compromisos de reducción de emisiones en una ley de cambio climático potente y ambiciosa. España puede ser una palanca potente de la transición ecológica en Europa, y por tanto un país decisivo en las negociaciones climáticas internacionales.

■ **En España, en los últimos 20 años las centrales con energía sucia han recibido casi 18.000 millones de euros que hemos pagado en la factura de la luz. ¿Siguen siendo necesarios los pagos por capacidad, si es que lo han sido alguna vez?**

■ España ha sido por desgracia el país en Europa que más ha abusado, de forma totalmente opaca, de los llamados pagos por capacidad. Y entre todos lo hemos pagado en la factura de la luz. En la reforma del diseño del mercado eléctrico a nivel europeo tenemos la oportunidad de poner fin a esta situación contraria al Acuerdo de París y a una transición energética eficiente y justa. Para ello la propuesta del parlamento Europeo gira en torno a tres propuestas:

- Primero, realizar una evaluación de adecuación europea y transparente para conocer si un Estado Miembro tiene o no un problema de seguridad de suministro.
- Segundo, en caso probado de problema, no siempre se necesitan pagos por capacidad. Algunas otras medidas (más

flexibilidad como el almacenamiento, gestionar la demanda, establecer redes inteligentes, la generación renovable variable, el uso más eficiente de los interconectores existentes) pueden lograr el mismo resultado sin distorsiones del mercado.

• Tercero. Como último recurso los pagos por capacidad se podrían utilizar siempre y cuando sean medidas condicionales, transitorias, sin distorsiones de mercado, no vayan a los activos más contaminantes, especialmente al carbón, y estén abiertos a la gestión de la demanda y a las renovables.

■ **¿Qué más cree que habría que hacer para lograr una factura de la luz transparente y justa en España?**

■ Para que sea transparente, es necesario informar a la ciudadanía de lo que realmente paga en su factura al final de cada mes. En este sentido, el Parlamento Europeo propone que en la factura de la luz aparezcan todas las subvenciones a los combustibles fósiles y a la energía nuclear. Para que sea justa, dejemos de pagar facturas infladas por subvenciones a energías sucias y centrales térmicas que no producen energía, o por importar energía que podríamos producir nosotros mismos con nuestros recursos de forma mucho más barata y renovable. El fin del impuesto al sol es una buena noticia para el desarrollo del autoconsumo. Además, necesitamos un mercado eléctrico que permita la integración profunda y segura de las energías limpias.

■ **La ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, ha dicho que es inevitable el cierre en 2020 de siete de las quince centrales térmicas de carbón existentes ya que no han realizado ninguna inversión. ¿Deberían cerrar también las otras ocho?**

■ El informe de los expertos climáticos de la ONU es diáfano: el carbón no tiene sitio en un futuro sostenible. Por tanto, debemos completar el abandono definitivo del carbón y cerrar todas las centrales cuanto más tarde en 2025. Este cierre se tiene que hacer de forma justa para no dejar atrás a las comunidades locales que viven en las cuencas mineras o de las centrales. Ya existen ejemplos potentes de transición ecológica y justa de cuencas mineras como la de Loos en Gohelle en Francia. Salir del monocultivo industrial y diversificar su economía, apostar por la economía sostenible y las renovables, disminuir su dependencia de las grandes eléctricas, elevar el nivel de formación de



sus jóvenes y dar más peso a las mujeres en una economía minera históricamente masculinizada son algunas pistas para las cuencas mineras. Tienen una gran potencial cultural y grandes valores solidarios para dar el paso definitivo hacia los sectores sostenibles. No hay futuro para el carbón, pero sí para los mineros y el resto de habitantes de las cuencas mineras.

■ **¿Y las nucleares? ¿Tiene sentido que cierren en España si no cierran en otros países europeos?**

■ La energía nuclear es cara, depende de países terceros para la importación de uranio y produce residuos peligrosos que se quedarán para decenas de generaciones futuras. Siempre y cuando reducimos el consumo energético, sabemos que es perfectamente posible cerrar todas las centrales nucleares en España. El futuro pasa por la reducción del consumo, la eficiencia energética y las energías limpias, y un cambio de modelo de producción y de consumo más responsable y más austero.

■ **Hablemos de interconexiones. ¿Es realmente necesario el proyecto de gas MIDCAT entre España y Francia? ¿Y la interconexión eléctrica de Vizcaya?**

■ En un continente ya saturado de infraestructuras de gas, el MIDCAT no tiene ningún sentido. Además es incomprensible que se quiera financiar infraestructuras de este tipo. Podría tener graves impactos sobre el territorio a nivel ambiental y económico y supondría dar prioridad a una fuente de energía contaminante, como es el gas. Una fuente que además se caracteriza por su fuerte concentración y procedencia de Estados cuyo cumplimiento de los derechos humanos son dudosos. Espero que el nuevo Gobierno Español ponga fin a esta inútil e insostenible interconexión gasística.

En cuanto al proyecto de interconexión eléctrica de Bizkaia, existe una fuerte oposición ciudadana y política que no se puede obviar más.

El informe de los expertos climáticos de la ONU es diáfano: el carbón no tiene sitio en un futuro sostenible. Por tanto, debemos completar el abandono definitivo del carbón y cerrar todas las centrales cuanto más tarde en 2025

Hay una grave falta de participación y de transparencia en torno a esta megainfraestructura cuyo coste-beneficio y utilidad real sigue sin demostrarse. Por tanto, es necesario una suspensión de este proyecto mientras se realice un informe independiente sobre su impacto donde se estudie su contribución o no a la seguridad energética, a la reducción de emisiones, a la penetración de energías renovables y al impacto en el precio de la electricidad.

■ **Las negociaciones para decidir cómo va a ser la futura Directiva de Diseño de Mercado Eléctrico culminan a principios de diciembre, con una reunión del trío, así que, a no ser que haya sorpresas de última hora, a finales de año se conocerá la normativa. ¿Por qué es tan importante esta directiva?**

■ Esta directiva es la que hará posible que las directivas de renovables y eficiencia energética recientemente aprobadas se hagan realidad. En-



Los retos energéticos y climáticos de este siglo XXI se solucionarán con más cooperación entre países y más integración europea para producir y compartir energía limpia. Ya hemos dado pasos en este sentido con las Directivas de Energías Renovables, de Eficiencia Energética y de Gobernanza energética

tre otras cosas, es la que define la integración práctica de las renovables en el mercado eléctrico, puede poner fin a las subvenciones millonarias a las energías sucias, puede dar cuerpo a las comunidades energéticas o puede hacer que la factura de la luz sea más transparente para cualquier ciudadano.

■ Otro tema que está en pleno debate es el de la reducción de las emisiones de los coches. El Parlamento Europeo propone reducirlas un 40% para 2030, pero el Consejo de la UE, es decir los países, ha optado por limitarla al 35%. ¿Cree que la Comisión ha cedido a las presiones del lobby automovilístico?

■ Creo que, efectivamente, los países han cedido a la presión de la

industria automovilística, cuando lo cierto es que tras la publicación del informe de los/as expertos/as climáticos/as de la ONU ya no sirve el chantaje del empleo: limitar el cambio climático a 1,5°C generaría más de 18 millones de empleos netos. Esta decisión dificulta que podamos cumplir con nuestros compromisos climáticos adquiridos en la cumbre de París y aprovechar los enormes beneficios económicos, sociales y ecológicos que ello implicaría. Desde los Verdes europeos vamos a trabajar para que el resultado de la negociación sea lo menos malo posible y para que la UE compense este error intensificando sus esfuerzos y nivel de ambición climática a todos los niveles.

El Ministerio para la Transición Ecológica de Teresa Ribera debe asumir que para que España pueda ser realmente decisiva en la política climática europea, su nivel de ambición tiene que ser mucho mayor. Si su posición hubiera sido diferente, hubiera decantado la balanza del lado de los países que pedían más ambición.

■ **¿Es posible llegar a establecer una política energética realmente común en Europa?**

■ Es posible y necesario. Los retos energéticos y climáticos de este siglo XXI se solucionarán con más cooperación entre países y más integración europea para producir y compartir energía limpia. Ya hemos dado pasos en este sentido con las Directivas de Energías Renovables, de Eficiencia Energética y de Gobernanza energética. Y es el camino que marca el Parlamento Europeo al pedir un mercado eléctrico plenamente integrado donde la visión paneuropea y la cooperación transfronteriza son pilares de la política energética del futuro. Frente a ello, los Estados miembros siguen pensando en clave nacional y de forma opaca, para proteger entre otras cosas sus industrias contaminantes o subvenciones millonarias a las energías sucias. Espero que este pulso lo ganemos el Parlamento Europeo y apostemos por una política energética realmente común, transparente y sostenible en Europa.

■ **Este mes de noviembre se celebra en Polonia la COP24. ¿Confía en que esta vez la reunión sirva para avanzar más a fondo en la implementación del Acuerdo de París sobre cambio climático? Porque sigue habiendo muchos temas pendientes de solventar...**

■ No tenemos mucho más tiempo: los gobiernos tienen que escuchar a la comunidad científica y llegar a COP24 con más ambición, empezando por la UE y el gobierno español. No solo para evitar los costes de una catástrofe humanitaria inimaginable sino también para aprovechar la oportunidad social y económica que representa el cambio de modelo. Y después de la retirada de Estados Unidos del Acuerdo de París, desde Europa y España tenemos la capacidad y responsabilidad de liderar la transición ecológica hacia un modelo social, económico y energético más limpio y solidario. Para que esto sea una realidad, será fundamental también que en el ciclo electoral que tenemos por delante, el cambio climático y el nuevo modelo energético sean prioritarios en el debate político. Es el gran reto social, económico y ecológico del siglo XXI. ■

Transformamos la energía en **liderazgo.**

Soltec es el líder europeo en fabricación y suministro de seguidores solares a un eje. Contamos con un equipo de más de 750 personas en todo el mundo dedicadas a transformar la energía del sol en liderazgo, innovación, respeto y empleo.

Estamos comprometidos con el medio ambiente y convencidos de nuestra capacidad para liderar el futuro de la energía fotovoltaica a través de la innovación en seguimiento solar.



50.000 oportunidades

El parque eólico global alcanzó los 50.000 megavatios de potencia en el año 2004. En 2020, todos ellos (miles y miles de aerogeneradores repartidos por todo el mundo) habrán superado los 15 años de operación (15.000 megavatios de ese formidable parque global habrán superado incluso los 20). Lo que hayan hecho sus propietarios con esas máquinas a lo largo de toda su vida útil (en materia de operación y mantenimiento) habrá determinado cómo se encuentren en ese año emblemático. A partir de entonces (o a partir de ya, porque el año 2020 ya está aquí), los propietarios de ese inmenso parque eólico global veinteañero deberán plantearse (ya lo están haciendo) qué hacer: ¿prolongamos la vida útil del aerogenerador (por norma, 20 años) o repotenciamos?

Antonio Barrero F.

El día D llegará en primer lugar –ha llegado ya– a Dinamarca, Alemania y España, porque esas tres naciones de la Vieja Europa fueron pioneras en la instalación de tecnología eólica. El sector es consciente de ello y por eso ya en 2016 la Asociación Empresarial Eólica (AEE) convocó su primera Jornada Internacional sobre Extensión de Vida de Parques; en el 16 convocó la primera y, hace unos días, ha celebrado la tercera: “para analizar los retos pendientes, las oportunidades e intercambiar experiencias” –ha dicho la presidenta de la Asociación, Rocío Sicre, durante su discurso inaugural–, y también porque en 2020, la mitad de los aerogeneradores que beben los vientos de España habrá superado los quince años.

La III Jornada de AEE ha atraído a más de 200 profesionales, ante los que han desfilarado hasta 25 ponentes. Entre los conferenciantes ha habido voces muy diversas, desde el presidente de la asociación eólica francesa, Oliver Perot (France Energie Eolienne), al secretario general de la patronal de las renovables portuguesas, José Medeiros (Associação Portuguesa de Energias Renováveis). También han participado en el evento Jakob Juul, de la Danish Energy Agency, y Joan Herrera, el recién nombrado director general del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Herrera ha dado algunas de las claves de lo que podría ser el futuro marco

regulatorio de la “renovación de los parques eólicos” en España.

Para empezar, el exdiputado de Iniciativa per Catalunya Verds ha dejado muy claro que la primera función del IDAE es “dar apoyo técnico al Ministerio en materia de desarrollo normativo”, y, acto seguido, ha perfilado (aviso para navegantes) dos ideas fuerza.

Primera: la extensión de vida de un parque tiene muchas ventajas frente a un proyecto nuevo. Herrera ha destacado dos: (1) costes de explotación y disponibilidad técnica controlados y (2) una “mayor facilidad en la ampliación de los permisos vigentes (autorización administrativa, licencia municipal)” y mayores facilidades también a la hora de abordar el a veces laborioso asunto de “los contratos de arrendamiento de terrenos”. En fin, camino recorrido –camino ya hecho–, frente

al periplo de principio a fin que le espera a cualquier proyecto nuevo.

Herrera ha sugerido además –ojo al dato también– que “una entidad independiente podría aprobar la extensión de la vida operativa de un parque en condiciones de seguridad más allá de su vida de diseño”.

Segunda idea: la repotenciación (“renovación de los parques eólicos” es la expresión que Herrera ha usado más) también está “en mejores condiciones de partida para competir con los parques nuevos”.

¿Y por qué? Pues (1) porque se enfrenta –ha dicho– a “menores trámites administrativos (ya disponen de capacidad de evacuación, de terrenos en uso, de permisos y de estudios previos); (2) porque los parques en general ocupan mejores emplazamientos; y (3) porque la inversión es menor, pues las infraestructuras eléctricas ya existen”.

Dicho todo lo cual, y aquí llega la clave, Herrera ha apostado (declaración de intenciones) por la “simplificación de los procedimientos administrativos”.

El director general del IDAE ha hablado por ejemplo de la exención del trámite de utilidad pública y de declaración de bienes y derechos afectados; y de la reducción de plazos en los trámites de información y de evaluación de impacto ambiental.

Además, ha dado otro golpe en la mesa: ha venido a decir que la “renovación tecno-

Qué son

El objetivo de la extensión de vida es prorrogar la operación de una máquina sobre su vida útil certificada (por ejemplo, mediante la sustitución de ciertos componentes originales del aerogenerador por otros, nuevos, que oferten mejores prestaciones). La repotenciación consiste en el desmantelamiento y sustitución de un aerogenerador existente por otro, nuevo, más avanzado.

lógica eólica” debe contribuir a maximizar la penetración renovable: “que la energía eólica trascienda más allá de su realidad actual (como sustituto de energía convencional) y demuestre que puede convertirse en sustituto de potencia de respaldo para el sistema”.

Herrera ha introducido la idea de “un calendario de Subastas Renovables con Garantía de Potencia, fruto de la hibridación de la eólica (y de otras renovables) con la tecnología de almacenamiento eléctrico, de modo que los ingresos de mercado y el apoyo adicional resultado de las subastas permitan asumir el incremento de inversión”.

De los apoyos ha hablado en la Jornada de AEE José María Guillot de la Puente, gerente de ventas de Servicios para la Optimización de Flotas de Vestas, que ha recordado que, “en países como Italia o Estados Unidos, existen ayudas a la extensión de vida”.

También ha apelado a ellas Fernando Castellano Hernández, del Instituto Tecnológico de Canarias. Castellano ha apostado por “aplicar retribución específica a los proyectos de repotenciación para que sean viables y económicamente atractivos para los propietarios”, ayudas que, entre otras cosas, deberían reconocer que “la repotenciación no supone deterioro de nuevo territorio”, tan valioso él en espacios como los insulares. Castellano ha repasado el caso canario: 31 parques del archipiélago –ha dicho– tienen ya más de 15 años.

La repotenciación y la extensión de la vida útil (ambas explicadas con precisión por el director general de la AEE, Juan Virgilio Márquez, en la tribuna de la página siguiente) parecen pues el futuro inmediato de la eólica española. De momento, ambas están apenas dando sus primeros pasos.

La Xunta de Galicia autorizó en septiembre de 2017 la repotenciación del parque de Malpica, y hoy, donde ayer hubo hasta 69 aerogeneradores Ecotènia (67 de 225 kilovatios de potencia y 2 de 750), solo giran 7 (de 2,350 megavatios). Eso sí: hoy producen el doble con la misma potencia que entonces.

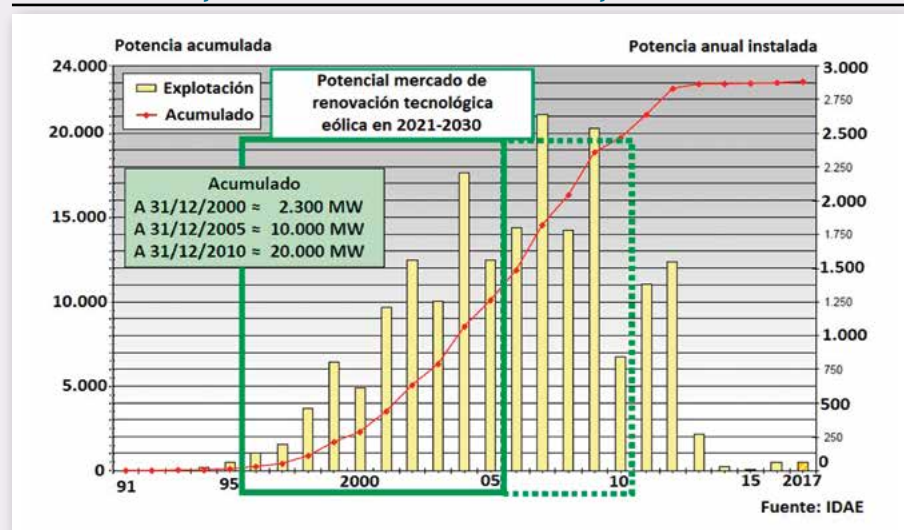
En la otra orilla, hace unos días, la certificadora SGS hizo público que había entregado el pasado mes de agosto a Innogy Spain “el primer Certificado de Extensión de Vida de un parque eólico español” (el parque tiene 16 megavatios y está en Muel, Zaragoza). SGS ha desarrollado un procedimiento propio de certificación “con el objetivo de reducir la incertidumbre y poder dar tranquilidad al sector”.

Porque esa es una de las quejas clave del sector: “actualmente en España no hay una norma homogénea que defina los requisitos a cumplir por un parque eólico con más de 20 años, y sería deseable disponer de esa norma de referencia”.

Lo ha dicho otro de los ponentes, Juan Tesón, el director de Operación y Manteni-



Evolución de la potencia eólica en servicio en España



miento de la división Eólica de Enel Green Power España (EGPE). EGPE no obstante no espera, y ya ha establecido una “Instrucción Operativa para definir el análisis a realizar en parques eólicos con más de 20 años”, una instrucción que podría ser “una posible norma de referencia”.

La división renovable de la multinacional italiana lo tiene claro: “consideramos que se pueden operar los parques eólicos de forma segura y rentable más allá de los 20 años, siendo 30 años un horizonte razonable”.

Markus Tacke, el presidente ejecutivo de la gigantesca Siemens Gamesa, acaba de decirlo en Pamplona, donde ha participado en un encuentro del máximo nivel convocado por el poderoso Clúster Eólico de Navarra: “necesitamos un marco regulatorio específico para el repowering que aclare el escenario en el que se pueden mover las empresas. Será una oportunidad para España”.

Sí, la oportunidad está ahí: 50.000 oportu-

nidades –enorme mercado– que seguramente se disputarán las marcas más tecnológicamente vanguardistas de las tres naciones más veteranas, las más experimentadas: Dinamarca, Alemania y España.

En la Jornada convocada por la Asociación Empresarial Eólica, Herrera (IDAE) ha abierto su intervención recordando que el primer objetivo del Instituto que dirige es “prestar apoyo técnico al Ministerio en materia de desarrollo normativo”; ha glosado las virtudes de la “renovación de los parques eólicos”; ha defendido una simplificación administrativa que facilite esa renovación; ha mirado con buenos ojos que “entidades independientes” del sector puedan aprobar las extensiones de vida de los parques; ha introducido el concepto Subastas Renovables con Garantía de Potencia; y ha hablado incluso de apoyos adicionales que permitan asumir el incremento de inversión. Las cartas están sobre la mesa. ■

Repotenciación o extensión de vida, estrategias clave para el sector eólico español

Juan Virgilio Márquez,
Director General de Asociación Empresarial Eólica (AEE)



La energía eólica es la segunda fuente de generación eléctrica del mix y parte vertebral para el avance hacia la descarbonización y el cumplimiento de los objetivos 2030. Hablamos de una tecnología que ha demostrado su excelencia técnica al consolidarse y ganar en competitividad, reduciendo sus costes y ganando en prestaciones para poder integrarse en un sistema ya existente con enormes exigencias en materia de seguridad, estabilidad y calidad de servicio. Hablamos de una industria, tecnológica y manufacturera como la que más, que ha permitido colocar a España en el cuarto puesto del ranking mundial a nivel de exportaciones. Hablamos de la eólica.

Uno de los principales retos del sector eólico español es el mantenimiento de la capacidad de generación de energía de las instalaciones que se acercan

al final de su vida útil de diseño. En nuestro país existen 20.142 aerogeneradores instalados en 1.090 parques eólicos, con una potencia total de más de 23.000 MW. En 2020, casi la mitad de la potencia eólica instalada en España habrá superado los 15 años de funcionamiento, y más de 2.300 MW superarán los 20 años.

El sector eólico es consciente de la responsabilidad que debe asumir, y por ello, en la III Jornada Internacional sobre Extensión de Vida de Parques Eólicos, que la Asociación Empresarial Eólica (AEE) celebró el pasado 9 de octubre, el sector analizó temas en torno a las mejoras operativas de los parques eólicos en operación y la extensión de vida sobre los 20 años inicialmente certificados. Además, durante la jornada se presentaron soluciones innovadoras de nuevas tecnologías, por parte de empresas con

amplia experiencia en el sector, universidades y centros tecnológicos.

Actualmente, una decisión clave por parte de las empresas es optar por la extensión de vida o la repotenciación de los parques eólicos. La extensión de vida significa alargar la vida del parque sobre la vida útil certificada, lo que supone una mejora operativa de los aerogeneradores existentes. Se basa en diversas estrategias que van, desde el análisis mediante modelos matemáticos y físicos del comportamiento de la máquina a nivel de subsistema, incluso de los propios materiales, hasta la sustitución de ciertos componentes con mejores prestaciones. En algún caso, se realizan mejoras que permiten alcanzar valores similares a un

Tabla comparativa estrategias parques eólicos

REPOTENCIACIÓN	EXTENSIÓN DE VIDA
Única vía para parques con baja disponibilidad, obsolescencia tecnológica y sin repuestos.	En parques sin repuestos u obsoletos no es recomendable esta técnica.
Mayor inversión al sustituir aerogeneradores, mayor apalancamiento financiero y mayor riesgo.	Menor inversión al afectar solo parcialmente a los aerogeneradores y realizarse de forma periódica. Alarga la vida de los activos incluso desde el punto de vista contable.
Mayor producción por una mejor disponibilidad de los nuevos equipos, sistemas de control avanzado y mayor tamaño del rotor.	Mantiene un mínimo de producción y dado que la inversión está amortizada, el margen (ingresos variables menos costes variables) tiene que ser suficientemente atractivo. Admite soluciones específicas para incrementar la producción de los aerogeneradores menos demandados.
Mayor afectación a los cambios regulatorios al amortizarse la inversión en varios años.	Viabilidad a corto plazo, menos sensible a los cambios regulatorios.
Posibilidad de incrementar la potencia del parque, si existe suficiente capacidad de acceso y conexión en la red, dado que existe terreno suficiente.	Es clave mantener unas horas mínimas de funcionamiento, no se incrementa la potencia del parque.
Para la industria, incrementa la carga de trabajo para equipos nuevos y complementa el desarrollo de productos para la exportación.	Mantiene la carga de trabajo en la fabricación y reparación de componentes.
Permite la puesta a punto de nuevos equipos e innovaciones tecnológicas concretas.	Introduce nuevas modalidades de mantenimiento atendiendo al alargamiento de vida y evita los fallos por fatiga. Habilita posibles soluciones de ingeniería inversa y la digitalización de las máquinas, así como el uso del <i>big data</i> .

Fuente: Asociación Empresarial Eólica (AEE)

parque nuevo con un coste que puede ser inferior al 15% de un aerogenerador de nueva adquisición.

La repotenciación es otra opción y dependerá de un conjunto de factores: la casuística del parque y de la máquina, del entorno regulatorio, etc. Es una oportunidad para aprovechar los mejores emplazamientos, los más antiguos y con el mejor recurso, para permitir que la nueva tecnología eólica actúe con todo su potencial. Consiste en el desmantelamiento y sustitución de los aerogeneradores existentes por otros nuevos más avanzados, cumpliendo con todos los requisitos para su integración en la red, que permiten mejorar el aprovechamiento del recurso primario, al incrementar la capacidad de generación para la misma disponibilidad de viento. Esta opción implica inversiones más elevadas (del orden del 80–85% del coste de un parque eólico nuevo) y tramitaciones administrativas complejas, a cambio de la mejora de producción y mayores ingresos. Por otro lado, los aerogeneradores desmantelados pueden suponer unos ingresos adicionales, como se ha puesto en evidencia en los últimos parques repotenciados en España, que podrían superar las previsiones iniciales de los modelos financieros.

Cada empresa analizará ambas opciones y tomará la decisión más favorable según su modelo de negocio. No existe una estrategia mejor que otra. Eso sí, es fundamental que ambas estrategias dispongan de un marco regulatorio que aporte seguridad jurídica y estabilidad para los inversores, y simplicidad y claridad en los procedimientos y tramitaciones. Lo idóneo sería que se sentasen las bases para que el mercado de las repotenciaciones despejase en España, como ya lo está haciendo en otros países de nuestro entorno, gracias a una regulación que establezca las condiciones técnicas y económicas, y ponga de acuerdo al Gobierno central con los autonómicos en temas medioambientales.

La extensión de vida, hoy en día, parece ser la tendencia más extendida en el sector, la que menores riesgos implica para los propietarios de los parques. Pero, en un futuro, la repotenciación será necesaria para seguir aprovechando aquellos emplazamientos con mayor recurso eólico, pudiendo generar, para un mismo emplazamiento con la misma potencia instalada, hasta el doble de energía que con el parque antiguo.

Los principales objetivos de extender la vida útil de los activos de un parque eólico son alargar su vida económica, ga-

rantizando ingresos durante el periodo de prolongación de su vida útil y contener los costes de O&M. Además de estas ventajas, la extensión de vida consolida el suministro de componentes, lo que afecta a los fabricantes de las mismas y en gran medida a las empresas de mantenimiento. Para los fabricantes de aerogeneradores y componentes, las empresas de mantenimiento y de servicios, la extensión de vida es una oportunidad para abrir nuevas vías de negocio. Para los promotores, se abre la posibilidad de lograr rentabilidades mayores al alargar la vida de los activos.

En definitiva, no se pueden desaprovechar los buenos emplazamientos donde están ubicados los parques más antiguos, bien sea repotenciando o bien sea extendiendo la vida útil. Para la optimización de ambas estrategias, el desarrollo tecnológico juega un papel clave. Ámbitos como la sensorización, la digitalización, la explotación de ingentes cantidades de información, la mejora de los procesos y los modelos de mantenimiento, la evolución en las tecnologías de diagnóstico, etc., son las áreas de desarrollo orientadas a aprovechar al máximo los activos existentes, lo que conllevará un beneficio directo para el consumidor. ■

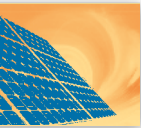


SABEMOS DE ENERGÍA

Y CÓMO ASEGURAR EL MÁXIMO RENDIMIENTO

- 30 años de experiencia y 2,500 expertos
- Compraventa de activos
- Due diligence técnicas
- Análisis de recurso eólico y solar
- Gestión y optimización operacional
- Inspecciones y mediciones
- Generación transmisión y distribución
- Mercado y política energética
- Gestión y eficiencia energética

www.dnvgl.com/energy



SOLAR FOTOVOLTAICA

Feníe Energía lanza su producto de autoconsumo

Tras una fase piloto con más de 1.300 ofertas a clientes y 100 proyectos ejecutados, Feníe Energía lanza su producto de autoconsumo. La comercializadora considera que la eliminación del impuesto al Sol es una oportunidad porque estas instalaciones se convierten en alternativa a los altos precios del pool. Así que, como dice el mensaje que incluyen en todas sus ofertas, por qué no decides que el Sol sea tu energía.

Luis Merino

Levan mucho tiempo hablando de las bondades del autoconsumo y tratando de convencer a los grupos políticos que apoyen su desarrollo sin fisuras. Por eso el mes pasado, en cuanto se conoció el contenido del Real Decreto Ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energéti-

ca, Feníe Energía salió a la palestra para decir que “es una gran oportunidad para el instalador ya que aumentará significativamente la demanda de instalaciones de autoconsumo y ampliará el perfil de consumidores de puntos de recarga de vehículos eléctricos (ya que se elimina la figura del gestor de carga)”.

Aplaudía así el paquete de medidas que el Gobierno ha tomado con respecto al autoconsumo “dado que es una reclamación histórica del sector eliminar las barreras que existían”. Desde la compañía siempre han apostado por aprovechar el sol y, a partir de ahora, “pueden llevarlo a cabo de forma más sencilla sin las



trabas que suponía para el cliente el impuesto al Sol”.

Y ahora, después de llevar a cabo una fase piloto de actuaciones en la que han realizado más de 1.300 ofertas a clientes y se han ejecutado más de 100 instalaciones de todo tipo desde enero de 2017, Fenie Energía lanza su producto de autoconsumo. Pretende así afianzar su apuesta por las energías renovables, ofreciendo a sus clientes, no solo electricidad y gas, sino “un amplio catálogo de servicios de ahorro energético. Y al instalador la posibilidad de ampliar los servicios y productos que ofrecen en su empresa con el apoyo de una compañía en la que disponen de formación, asesoramiento, análisis del proyecto y la posibilidad para el cliente de financiarlo”. En un contexto en el que el mercado mayorista de la electricidad está marcando precios muy altos y sostenidos en el tiempo Fenie Energía plantea el autoconsumo como una alternativa.

La compañía de los instaladores aprovecha un marco regulatorio más favorable con la supresión del impuesto al Sol para “fomentar otra manera de consumir energía aprovechando los recursos naturales. Porque desaparece la barrera que suponía que el cliente tuviera que pagar por la energía que generaba y no vertía a la red de distribución.

Con este producto, Fenie Energía ofrece la posibilidad de instalar autoconsumo contando con la experiencia que han adquirido llevando a cabo la fase piloto y con el asesoramiento de su red de más de 2.500 instaladores en toda España, que pueden ofrecer un proyecto personalizado y adaptado a las necesidades de cada consumidor con la posibilidad de financiación, algo a tener en cuenta en este tipo de proyectos. “Nuestro objetivo para 2019 es duplicar el número de instalaciones realizadas hasta ahora”, explica Javier Bescós, subdirector de Servicios de Ahorro Energético de Fenie Energía.

■ Instalaciones aisladas, conectadas a red, con baterías...

Esta amplia experiencia ha llevado a la compañía a poder implementar todo tipo de instalaciones, desde aisladas en las que el cliente no está conectado a la red eléctrica, hasta el autoconsumo interconectado con batería o sin batería donde el cliente sí está conectado a la red. En este caso, cuando se instalan baterías, se puede gestionar la energía y consumirla cuando sea conveniente. También llevan a cabo un tipo de instalación que sería exclusivamente

Este gráfico muestra el perfil de los clientes de autoconsumo a los que Fenie Energía ha hecho ofertas. Las fotografías corresponden a una instalación de Ibiza.



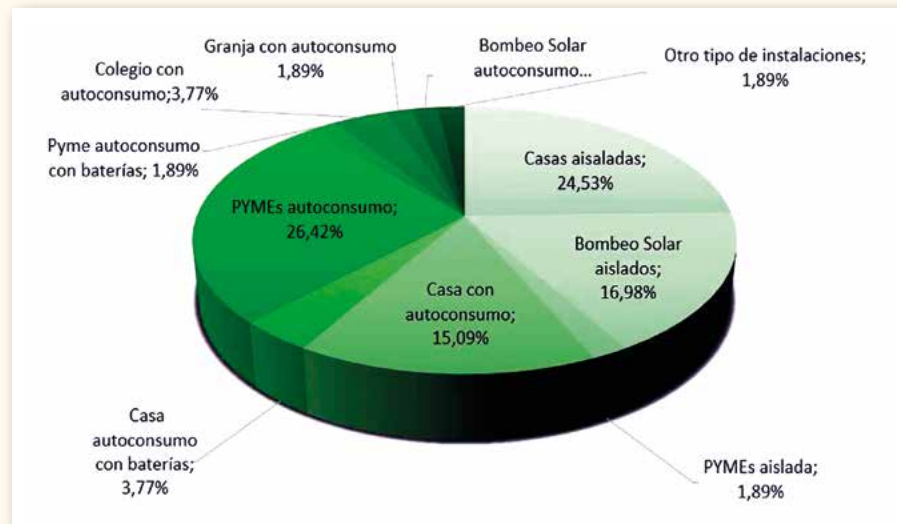
Medidas positivas del Real Decreto Ley 15/2018

Además de los aspectos relativos al autoconsumo, Fenie Energía considera que el Real Decreto Ley 15/2018 tiene muchas otras ventajas. Por ejemplo, “la desregulación de las potencias es una medida muy positiva de protección a los consumidores que puede ayudar al ahorro a través del asesoramiento del instalador”. Y es que, para elegir el término de potencia más apropiado, “contar con la recomendación de un instalador formado que conoce su consumo es fundamental”. A raíz de este Real Decreto Ley, la potencia se podrá ajustar todavía más.

La comercializadora también cree que la reducción del 7% del impuesto de generación era necesaria. Pero que si se quiere impactar de forma sostenida en el precio que paga el cliente en la factura, hay que buscar soluciones al problema estructural del mercado. “Es necesaria una reforma profunda del mercado mayorista dado que en este Real Decreto no se han incluido cambios estructurales significativos. Y que cuenten con el sector a la hora de desarrollar la letra pequeña de los grandes anuncios”. El precio del pool del mercado mayorista “depende de otros muchos factores y al estar tan alto, esta reforma no resuelve de forma inmediata” las circunstancias en las que los consumidores van a pagar facturas de la luz más elevadas estos meses.

En cuanto a las medidas sobre la pobreza energética y la creación de un bono social térmico con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, Fenie Energía considera que el hacerlo con un nuevo mecanismo de financiación a cargo de los Presupuestos Generales del Estado se aproxima a la propuesta que vienen defendiendo las comercializadoras independientes con el bono eléctrico.

Porcentajes de clientes de autoconsumo



SOLAR FV

Instalación de autoconsumo en una vaquería, en la provincia de Toledo.

para el sector agrícola y los depósitos de ciudad, como es el autoconsumo de bombeo solar, en donde la energía solar permite que se bombee el agua para regar o para almacenarla en depósitos.

En el gráfico de la página anterior se puede ver el perfil de los clientes de autoconsumo a los que han hecho ofertas. “Nos han pedido todo tipo de instalaciones. Por ello, nosotros personalizamos nuestros productos. Lo bueno del piloto ha sido poder conocer qué tipo de instalaciones demandan; cada oferta es distinta, por lo que nos adaptamos a las especificaciones particulares de cada cliente e instalación”, señala Bescós. “Con este nuevo producto, al cliente se le ofrece un servicio personalizado para que se adapte a sus necesidades de consumo y a las condiciones de su



Instalación en una compañía de autobuses de Ibiza

Hace algunos meses, Zaid Instaladora, una empresa delegada de Fenie Energía, realizó un estudio pormenorizado del consumo de Autocares Dipesa, una compañía localizada en Sant Jordi de Ses Salines, Ibiza. El cliente mostró su interés en la energía solar para reducir su consumo eléctrico y conseguir una mayor sostenibilidad. Así que decidieron ir adelante. Zaid Instaladora montó una instalación de 37,44 kWp, con la que se pretende eliminar el consumo de electricidad de la red durante las horas de producción solar. Para ello se aprovechó la subvención publicada en la orden 6118 del *Butlletí Oficial de les Illes Balears* (BOIB), con la que la inversión del cliente se redujo en 9.000 euros.

“La inversión realizada ha sido de 35.000 euros y, pese a suponer un desembolso importante, calculamos que cada año supondrá un ahorro de 4.600 euros aproximadamente. Con lo que instalación estará amortizada en 7 años. Si tenemos en cuenta que la vida útil de los paneles es de



Datos más representativos:

Inversión aprox.	Ahorro anual aprox.	Retorno de la inversión
35.000€	4.600€	7 años

Genera tu propia energía



25 años, es evidente que la energía solar es una buena inversión”, explican desde Zaid Instaladora. “Por otro lado, en caso de que se realice alguna ampliación en las instalaciones del cliente, se aprovecharán los excedentes generados para cubrir estos nuevos consumos. Lo que implica que el retorno de la inversión se verá reducido”. Se ha estimado que el consumo de la instalación se verá reducido en 44.000 kWh. “Nuestro cliente ha dejado de emitir a la atmósfera una gran cantidad de CO₂ y, por tanto, realiza una gran contribución a la sostenibilidad y preservación del medio ambiente”.



evolución y madurez tecnológica. Además, se espera que el vehículo eléctrico provoque una mayor demanda en la red eléctrica que llevará a que todos los países incentiven el autoconsumo. Ambos efectos, junto con las economías de escala que también harán más rentable el producto y la presión social por cuidar el medio ambiente, “harán que los consumidores cada vez más se decidan a realizar instalaciones de autoconsumo”.

Desde la compañía trabajan para “que sus clientes puedan participar y aportar a esta revolución energética su granito de arena”. Tras esto, a Feníe Energía no le cabe ninguna duda de que “el futuro pasa por democratizar la energía y por que todos los ciudadanos podamos participar en hacer más sostenible el consumo energético”.

De esta manera, refuerza su posicionamiento como compañía concienciada con el medio ambiente que, además de vender energía 100% verde y ser generadores con parques eólicos en funcionamiento, hace una clara apuesta por aprovechar el sol y las energías renovables en un contexto de precios altos que está afectando a los consumidores.

vivienda, empresa o industria”. Feníe Energía ofrece, además, información sobre cuáles son sus posibilidades en cuanto a la instalación, cuándo se amortiza y cuánto ahorra con el cambio al abastecerse con placas solares fotovoltaicas. “Precisamente por esa variedad

de tipos de instalación trabajamos con varios fabricantes, siempre primeras marcas, que nos ofrecen la mejor solución para cada necesidad”, apunta Javier Bescós.

Los precios de este tipo de productos no han parado de bajar en los últimos años por la

■ **Más información:**

→ www.fenieenergia.es



DESIGENIA



Alto nivel de servicio
garantizado



Sistema de monitorización y
gestión remota 24x7



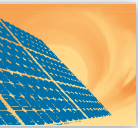
Reducción del uso de
generadores diésel hasta
un 90%

**EL SISTEMA HÍBRIDO MÁS EFICIENTE
PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO ELÉCTRICO**

Teléfono: +34 91 845 74 66

WWW.DESIGENIA.COM

Email: info@desigenia.com



SOLAR FOTOVOLTAICA

La mayor planta fotovoltaica de Europa va tomando forma en Murcia

Se llama Mula y está ubicada al sureste del municipio murciano del mismo nombre. Con sus 500 MWp de potencia es la más grande de España y de toda Europa. Cuando entre en plena operación, previsiblemente para finales de 2019, la energía solar producida en Mula será suficiente para abastecer a una ciudad del tamaño de Murcia capital.

Luis Merino

Los datos de la planta fotovoltaica de Mula —493,74 MWp exactamente— cobran sentido cuando se ponen en contexto. Con 438 MW de potencia fotovoltaica instalada, según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), Murcia es la quinta comunidad autónoma del ránking. La planta de Mula va a hacer que esa potencia se

duplique de un plumazo y Murcia se ponga al nivel de Castilla-La Mancha y Andalucía. Otra comparación: los 500 MW de Mula son el 10% de toda la potencia fotovoltaica instalada hoy en España, unos 5.000 MW.

Grupo Cobra, especialista del proyecto, e Ingeteam, adjudicataria del contrato de suministro y montaje, van dando forma, día a

día, al proyecto promovido por la empresa Promosolar JUWI17. Para Ingeteam, el contrato supone el suministro de 238 inversores fotovoltaicos y las labores de descarga, posicionamiento, montaje, conexionado y puesta en marcha de las 74 Inverter Stations o centros de transformación de la planta. Gracias a esta adjudicación, Ingeteam alcanzará en el



mes de diciembre la cifra de 2.000 MW en inversores fotovoltaicos suministrados para el mercado español. Un hito al que se suma la prestación de servicios a 900 MW de potencia fotovoltaica en el país.

Se estima que para finales de 2019 la planta pueda entrar en plena operación a través del punto de acceso y conexión en la subestación El Palmar, nudo estratégico de la red de transporte eléctrico de Murcia.

Con sus casi 1.000 hectáreas de extensión, se prevé que la planta solar de Mula producirá más de 750 millones de kWh anuales, cantidad de energía suficiente como para abastecer a una ciudad del tamaño de la capital murciana, que tiene 440.000 habitantes. La magnitud del proyecto lo convierte en una iniciativa única para la región, que colocará a Murcia a la cabeza de las energías renovables a nivel mundial.

Ingeteam ya ha empezado a entregar los 238 inversores fotovoltaicos centrales, todos con tecnología de 1500 Vdc (tienen una potencia nominal de 1.690 kW y pertenecen a la Serie B de la familia Ingecon® SUN Power-Max). Además, el suministro no se limita a los inversores fotovoltaicos, sino que se extiende a la solución completa en media tensión, Inverter Station. Dicha solución integra todos los elementos necesarios tanto de baja como de media tensión (transformador BT/MT, celdas de MT, cuadro de BT y transformador de servicios auxiliares) y se conecta en campo con los inversores fotovoltaicos.



Con sus casi 1.000 hectáreas de extensión, se prevé que la planta solar de Mula producirá más de 750 millones de kWh anuales, suficiente como para abastecer a una ciudad del tamaño de la capital murciana

“Estos datos consolidan el posicionamiento de la compañía como líder mundial en prestación de servicios de operación y mantenimiento en plantas de generación de energía con 12 GW”, explican desde Ingeteam.

■ **Más información:**
→ www.ingeteam.com

Luis Selva

Director O&M de Fotovoltaica en Ingeteam Service

“El principal reto es reducir los costes de explotación y el precio medio de la energía”

Comenzó a trabajar en el campo de las energías renovables en 2004, ocupando distintos puestos de responsabilidad. Hoy, este ingeniero industrial es el director global de la Unidad de Negocio de Service Fotovoltaico en Ingeteam. Durante años ha compatibilizado su actividad profesional con la de formación en renovables, impartiendo clases en distintos másteres para universidades y asociaciones profesionales. Cree que acompañar a los clientes e innovar son las claves del éxito. Y que para ello es fundamental evolucionar y desarrollar nuevas herramientas tecnológicas adaptadas a las necesidades reales.

Luis Merino

■ **La planta fotovoltaica de Mula es un proyecto colosal. ¿Qué supone para Ingeteam la adjudicación de un contrato de 500 MW?**

■ Gracias a este nuevo contrato, Ingeteam va a alcanzar en el mes de diciembre la cifra de 2.000 MW en inversores fotovoltaicos suministrados para el mercado español. Un hito al que se suma la prestación de servicios a 900 MW de potencia fotovoltaica en el país. Ingeteam está suministrando un total de 238 inversores fotovoltaicos centrales, todos con tecnología de 1500 Vdc. Además, el suministro no se limita a los inversores fotovoltaicos, sino que se extiende a la solución completa en media tensión, Inverter Station. Dicha solución integra todos los elementos necesarios tanto de baja como de media tensión (transformador BT/MT, celdas de MT, cuadro de BT y transformador de servicios auxiliares) y se conecta en campo con los inversores fotovoltaicos. Aparte del suministro de equipos, Ingeteam llevará a cabo las tareas de descarga, posicionamiento y conexionado, así como las labores de puesta en marcha y montaje electromecánico de los 74 centros de transformación de la planta. Este nuevo contrato viene a consolidar la posición de Ingeteam en España y como líder mundial en prestación de servicios de operación y mantenimiento en plantas de generación de energía, con más de 12 GW.

■ **En España parece que la apuesta por las renovables, y en concreto por la fotovoltaica, es definitiva. ¿Qué papel quiere jugar Ingeteam en esta transición energética?**

■ Ante este momento privilegiado en el que se vive la oportunidad de modificar y desarrollar un nuevo modelo energético acorde con las nuevas necesidades y demandas de los usuarios, empresas y del medio ambiente, es, sin duda, una transición con visión a largo plazo, pero con acciones a corto que comienzan a tener su repercusión, como venimos viviendo en las últimas semanas. Ingeteam debe ser un actor relevante y esencial en este cambio aportando su tecnología, experiencia y compromiso con el modelo energético sostenible, que tantos años viene defendiendo, ofreciendo soluciones en todos los ámbitos renovables, autoconsumo, Smart Grids, y almacenamiento, así como el servicio experto asociado a cada sector con la máxima flexibilidad que permite a nuestros clientes contar con una solución completa de largo plazo y asegurando su inversión.

■ **¿Y fuera de España? ¿Qué está haciendo Ingeteam en el mercado fotovoltaico global?**

■ Ingeteam continúa su expansión internacional consolidando su liderazgo y acompañando al desarrollo del sector renovable en

los mercados clave. Actualmente, tenemos presencia con filial propia en 22 países, aunque son más mercados los que disponen de proyectos con tecnología y servicios Ingeteam que desarrollamos mediante alianzas estratégicas. Esta presencia global refuerza nuestra estrategia de crecimiento y de valor para nuestros clientes, a quienes acompañamos durante muchos años desde el desarrollo inicial del proyecto hasta su explotación a largo plazo, en ocasiones más de 25 años, lo que nos consolida como un ISP (Independent Service Provider) líder mundial en prestación de servicios de operación y mantenimiento en plantas de generación de energía. Hemos registrado un nuevo récord anual en potencia global mantenida, superando los 12 GW.

■ **¿Cuáles son las claves que han llevado a Ingeteam a posicionarse como una de las empresas líderes en O&M fotovoltaico?**

■ Cercanía, capacidad tecnológica, flexibilidad y adaptabilidad al entorno, junto con el compromiso orientado al cliente, son las claves fundamentales de nuestra propuesta de valor que nos ha permitido multiplicar por cinco nuestro crecimiento durante los últimos cinco años. La sostenibilidad y visión a largo plazo nos marcan el camino para cerrar alianzas estratégicas con nuestros clientes en todos los mercados donde nos encontramos o nuevos mercados en los que queremos estar. Gracias a los casi 20 años de experiencia adquirida en los servicios de operación y mantenimiento prestados para las principales empresas energéticas nacionales e internacionales, la presencia en 22 países con diferentes entornos y retos, así como al valor aportado por nuestro capital humano, una plantilla multidisciplinar y altamente cualificada de 1.600 empleados a nivel global, y aplicando las últimas tecnologías en gestión de mantenimiento con desarrollos propios bajo nuestra política de I+D+i, nos permiten adaptar nuestro modelo de negocio a las necesidades reales más actuales de cada cliente y proyec-





to. Todos estos factores permiten a Ingeteam ofrecer al cliente un modelo de negocio particularizado a sus necesidades que abarca desde la contratación de un único servicio, pasando por un LTSA (*Long Term Service Agreement*) asociado al producto Ingeteam, hasta la posibilidad de realizar la gestión integral de sus activos. De esta manera, el cliente recibe un servicio totalmente adaptado a sus necesidades y, por tanto, se optimizan los costes de OPEX y LCOE, principal reto en el sector.

■ **Es evidente que Ingeteam es una de las empresas mejor preparadas para atender la demanda de inversores y de electrónica de potencia para grandes instalaciones fotovoltaicas. ¿Y para las pequeñas? ¿Dispone de productos y servicios para el previsible crecimiento de instalaciones de autoconsumo? ¿Le interesa ese nicho?**

■ Desde luego. No hay que olvidar que el primer inversor fotovoltaico que desarrolló Ingeteam, en el año 1999, fue un equipo de 2,5 kW. Ingeteam cuenta con una amplia gama de inversores de String dirigidos al sector residencial, comercial e industrial. Todos ellos están preparados tanto para las tradicionales instalaciones de inyección a red como para sistemas de autoconsumo. En este nicho de mercado Ingeteam cuenta con numerosas referencias en España, una de ellas es la instalación de autoconsumo más grande del país, ubicada en Villena, Alicante. Asimismo, nuestros clientes cuentan con un soporte de servicio particularizado que se adapta a las necesidades de este nicho de mercado, cumpliendo con nuestro objetivo que es acompañar a nuestro cliente durante la vida útil de la instalación.

■ **El almacenamiento energético es el aliado perfecto de las renovables si queremos avanzar en una economía descarbonizada. ¿Está haciendo Ingeteam algo en este sentido?**

■ Efectivamente, el almacenamiento de energía es un sector estratégico en el que se

prevé un gran crecimiento a medio plazo e Ingeteam cuenta con diversos productos, tanto para el sector residencial como para sistemas a gran escala. No en vano, Ingeteam ha suministrado hasta la fecha más de 100 MWh en equipos de conversión de potencia para sistemas de almacenamiento de energía con distintas tecnologías de baterías. En este segmento, es importante destacar que en el campo de servicio supone una evolución con respecto al modelo clásico de una planta fotovoltaica, ya que podríamos llegar incluso a generar energía durante las 24 horas del día, por ello las necesidades evolucionan y con ellas nuestra gama de servicios, siendo de nuevo la flexibilidad y experiencia de Ingeteam claves para ofrecer las soluciones necesarias a nuestros clientes.

■ **Para liderar el mercado fotovoltaico global es preciso invertir en innovación. ¿En qué desarrollos está trabajando Ingeteam para aportar nuevas soluciones al sector?**

■ De hecho, Ingeteam anualmente invierte un 5,5% de sus ingresos en I+D. Actualmente, el sector fotovoltaico demanda soluciones compatibles con módulos fotovoltaicos de 1500V. Ingeteam cuenta desde hace tiempo con un inversor central de 1500V y ahora está desarrollando un inversor de string de 1500V, que será presentado el año que viene. Además, el equipo de ingenieros de Ingeteam sigue desarrollando nuevas soluciones en inversores centrales (también en el terreno del almacenamiento de energía), así como en la forma de integrar dichos equipos en soluciones de media tensión. Estamos a la vanguardia de las necesidades del mercado y demandas de nuestros clientes, ya que la evolución tecnológica de los últimos años para adaptarnos al modelo de negocio energético ha requerido de gran esfuerzo, lo que nos ha servido para prepararnos con anticipación al futuro más cercano, no solo en productos sino también en los modelos de servicios

ofrecidos. Porque necesitamos de la máxima flexibilidad para adaptarnos a nuestros clientes.

■ **¿Cree que hay margen de mejora en los servicios de O&M fotovoltaico que se están ofreciendo ahora?**

■ El principal reto al que nos enfrentamos de la mano de nuestros clientes es la mejora continua de nuestros servicios reduciendo los costes de explotación (OPEX) y precio medio de la energía (LCOE). No se podría decir de forma más compacta: dar más por menos. Estamos convencidos de que es el camino a seguir para aumentar la competitividad y sostenibilidad del modelo de negocio energético que nos acompaña en estos momentos, y que puede marcar el devenir de las futuras estrategias para aportar nuevas soluciones para el futuro modelo energético que se plantea.

Para ello, es fundamental evolucionar y desarrollar nuevas herramientas adaptadas a las necesidades reales. En Ingeteam contamos con nuestra propia herramienta inteligente de monitorización de activos con la que pretendemos dar un paso más al futuro en el análisis de información multisectorial que nos permita continuar con este objetivo. Así como el resto de herramientas asociadas, Scada, GMAO (Gestión de Mantenimiento Asistido por Ordenador), mantenimiento predictivo, uso de drones, correcta parametrización de los KPIs (indicadores claves de rendimiento), claves para un éxito seguro: eficiencia energética, disponibilidad económica, retrasos en mantenimiento preventivo, MTBF (*Mean Time between Failures*), MTTR (*Mean Time to Repair*). Todas estas funcionalidades, están implementadas en la nueva versión del software Ingeboards®, que añade una visión inteligente a la gestión diaria del O&M con el fin de reducir costes, alargar los años de vida de los activos y, sobre todo, aportar consciencia real del estado de salud de nuestras instalaciones.

Bajo el concepto de *Smart O&M* la solución aportada será la adecuada mientras no haga falta cambiar ni los factores endógenos del proyecto ni las condiciones del entorno: ante cualquier cambio hará falta una necesaria adaptación, basada en combinar los datos de un modo diferente, o en añadir más factores de análisis. Disponemos de los ingredientes necesarios para acompañar a nuestros clientes donde nos lo requieran con el modelo de servicio más evolucionado del mercado, por ello seguiremos trabajando para continuar en la línea de la vanguardia e innovación para aportar las soluciones necesarias al coste más competitivo. ■



TERMO SOLAR

Almacenes de energías renovables

Dieciocho de las 50 centrales termosolares españolas pueden acumular el calor del Sol en grandes tanques de sales, que funcionan como una pila que absorbe ese calor durante el día y lo libera para generar energía eléctrica con él durante la noche. España cuenta así con una capacidad de almacenamiento termosolar que alcanza los 6.850 megavatios hora, más que ningún otro país del mundo. El primer hito de esta historia de éxito lo estableció Gemasolar allá por el año 2011, cuando esta central sevillana produjo electricidad, ininterrumpidamente, por primera vez en la historia, durante 24 horas.

Antonio Barrero F.

La Plataforma (PSA) Solar de Almería, que dio sus primeros pasos a finales de los 70, es el centro de I+D especializado en energía termosolar más importante del mundo. Así como España es la nación en la que más centrales termosolares hay instaladas y a pleno rendimiento: una cincuenta; 2.300 megavatios de potencia, muchos más que en Estados Unidos, en China o en cualquier otro país del mundo. Además, son 2.300 megas muy diversos, porque en la península ibérica tenemos instalaciones termosolares de tecnologías varias: centrales de torre, de colectores cilindro parabólicos, de reflectores de Fresnel lineales compactos... Todo ello, fruto maduro de la apuesta por la I+D que ha venido haciendo España –PSA– desde hace ya cuarenta años, apuesta atrevida por una tecnología que ayer no era más que una promesa de futuro.

Una promesa que se ha materializado. O un futuro que ya es presente. Porque, a rebufo de la I+D de la Plataforma Solar de Almería ha brotado verde toda una industria –netamente made in Spain– que está llevando hoy la Marca España a todas partes. Así, hay empresas sevillanas, vascas, asturianas, madrileñas... trabajando ahora mismo en la construcción de centrales termosolares en Australia, Suráfrica, Chile, Estados Unidos, Norte de África, Oriente Medio, México. Desplegando una tecnología plenamente competitiva.

Un consorcio formado por las españolas Abengoa y Acciona, por ejemplo, está ponien-

do en marcha en estos momentos la central termosolar Cerro Dominador, en Chile: 110 megavatios de potencia (más del doble que la mayor termosolar de las españolas). Ciento diez megas capaces de generar electricidad con el Sol durante las 24 horas del día. El complejo Cerro Dominador (que suma a sus 110 megavatios termosolares otros 100 de fotovoltaica) está situado en la localidad de María Elena, en la Región de Antofagasta, en un área que presenta uno de los índices de radiación solar más elevados del mundo.

El campo fotovoltaico (FV) fue construido por Abengoa y opera desde febrero de 2018, mientras que Acciona anunciaba el pasado mes de agosto que la construcción de la parte termosolar entraba en su fase final. La central estará integrada por 10.600 heliosta-

tos que dirigirán la radiación solar a un receptor instalado sobre una torre de 252 metros de altura. La instalación tiene una capacidad de almacenamiento térmico en sales fundidas de 17,5 horas, lo que le va a permitir operar de sol a sol. En conjunto, el complejo ocupa 1.000 hectáreas. Acciona y Abengoa calculan que la electricidad solar que cada año saldrá de allí evitará la emisión de 870.000 toneladas anuales de dióxido de carbono.

La última noticia sobre el proyecto es otra expresión del éxito de la I+D made in Spain y otra muestra de la confianza que inspira esta tecnología (solar con almacenamiento) en los mercados financieros: Cerro Dominador acaba de ser reconocida en Nueva York por la prestigiosa consultora LatinFinance con el premio 2018 a la mejor financiación





de un proyecto de energías renovables de toda Latinoamérica (LatinFinance pasa por ser la compañía especializada en “inteligencia sobre los mercados financieros y económicos de Latinoamérica y Caribe” más importante del mundo).

La operación Cerro Dominador tiene efectivamente (también en ese sentido) un perfil formidable. A saber: la financiación de este complejo termosolar, que se cerró en mayo, ha alcanzado un valor –explican sus promotores– de más de 800 millones de dólares. Han firmado esa financiación un grupo de instituciones financieras entre las que se encuentran el Societé Générale, Santander, el banco público alemán de crédito al desarrollo KfW-IPEX, ABN Amro, Brookfield, Natixis, Kyobo (banco participado por el Gobierno coreano), Helaba, Commerzbank, Deutsche Bank, KB Insurance, y BTG Pactual.

Cerro Dominador se define como “una empresa chilena de propiedad de fondos de inversión administrados por EIG Global Energy Partners”. La compañía firmó en 2014 acuerdos de compraventa de energía con empresas distribuidoras por 15 años.

■ Desde Suráfrica a Dubái

No es el único proyecto en el que están medidas Abengoa y Acciona. Esta última ya ha construido diez termosolares en todo el mundo (624 megavatios en total) y está trabajando actualmente en la puesta en marcha de la central de Kathu, en Suráfrica (100 MW). Más impresionantes aún, si cabe, son los números de Abengoa, que actúa en Cerro Dominador como socio tecnológico del proyecto de ingeniería y construcción.

Esta multinacional de origen sevillano ha construido centrales en prácticamente todo el mundo: hasta 2.600 megavatios, en total, lo que representa alrededor del 38% de la capacidad instalada a escala global. Ahora mismo, por ejemplo, es socio tecnológico y participa

en la construcción de la fase IV del que pronto se convertirá en el mayor complejo solar del mundo, que se encuentra en Dubai, el Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park, propiedad de Dubai Electricity and Water Authority (DEWA).

El presidente ejecutivo de Abengoa, Gonzalo Urquijo, daba detalles sobre el particular en la junta ordinaria del pasado mes de junio. Allí aprovechaba para informar a sus accionistas de “la reciente adjudicación del desarrollo de la tecnología termosolar y la construcción de un campo solar de colectores cilindroparábolicos de 3 x 200 megavatios con 12 horas de almacenamiento en sales fundidas para la IV fase del complejo solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park”.

El importe del alcance bajo ejecución directa de Abengoa es –informa la empresa– de alrededor de 650 millones de dólares estadounidenses. El formidable complejo solar de Dubái prevé llegar a los 5.000 MW de potencia en 2030 (alcanzará los 1.000 en solo unos meses).

■ Noor, Marruecos

Hasta entonces, hasta que alcance ese primer gigavatio de capacidad, en lo más alto del podio está Noor, que es ahora mismo el complejo termosolar más grande del mundo. Ubicado en Ouarzazate (Marruecos), Noor también toca los dos palos –termosolar (510 MW) y fotovoltaica (70 MW)– y también lleva la Marca España: léanse Acciona, Sener y TSK.

Noor consta de tres centrales termosolares. La primera, inaugurada en febrero de 2016, tiene una potencia de 150 MW, tecnología cilindro parabólica y 3 horas de almacenamiento; la segunda (200 MW, 7 horas de almacenamiento) también ha apostado por la tecnología cilindro parabólica. La tercera, sin embargo, es de torre central (250 metros de altura), tiene 150 megas de potencia y 7 siete horas de almacenamiento. Diseñada y cons-

En la página anterior, tanque de almacenamiento de Gemasolar. Arriba, la central termosolar Cerro Dominador, en Chile.

truida por la vasca Sener (autora de la pionera Gemasolar), Noor III completó su primera sincronización con la red de Marruecos el pasado mes de agosto.

Más modesto pero no por ello menos significativo es el proyecto CGN Delingha (50 MW), primera termosolar que opera comercialmente en China (comenzó a hacerlo, a 3.000 metros sobre el nivel del mar, hace apenas unos días). En ese proyecto (9 horas de almacenamiento de energía térmica con sales fundidas) participan las empresas asturianas Rioglass y TSK Energy Solutions como contratistas. TSK también está implicada en la termosolar de Ashalim, en Israel (110 megas), y en otra central, de 50 MW, similar a Delingha, en Kuwait.

La termosolar con sistema de almacenamiento, y las empresas españolas, triunfan pues en todas partes, desde el cono sur americano, al Norte de África, Oriente Medio, China o el Golfo Pérsico. Los proyectos, por muy ambiciosos que puedan ser, están siendo respaldados –también en todas partes– por los actores financieros, síntoma inequívoco de que la tecnología ya está más que probada. El valor añadido de esta renovable –su capacidad de almacenar energía y despacharla a demanda (o sea, cuando es necesaria)– refuerza además su perfil de solución limpia de respaldo para cuando otras tecnologías renovables no generan (léase la FV por la noche, o la eólica, cuando no sopla el viento).

El doctor Luis Crespo, presidente de Protermosolar, que es la asociación de la industria española del sector, nos lo contaba hace solo unas semanas: la transición hacia un modelo descarbonizado es inviable –nos decía–, tanto desde el punto de vista técnico como de inversión, si no se cuenta con la termosolar, “cuyo



valor diferencial es su capacidad de almacenar energía eléctrica”. En ese sentido, la partida ahora mismo está ganada.

Porque si crece el parque fotovoltaico tendrá que haber un respaldo, y si crece el eólico, también; y porque, en lo que se refiere a almacenamiento –o sea, respaldo–, la termosolar no tiene rival.

Los costes de inversión en sistemas de baterías están 10 veces por encima del precio del almacenamiento en centrales termosolares. En estas –apuntan desde Protermosolar–, el almacenamiento tiene unos costes de inversión “de unos cuarenta euros el kilovatio hora de capacidad eléctrica equivalente instalada, mientras que los sistemas de baterías, teniendo en cuenta el *battery pack* y el *balance of system*, están 10 veces por encima en precio”.

■ Termosolar versus baterías

O sea, que ahora mismo podemos almacenar la FV de las dos de la tarde (o la eólica de las cuatro de la madrugada) en tanques de sales térmicas, o podemos almacenarla, a un coste diez veces mayor, en baterías.

Y eso ya lo saben en todas partes: lo saben donde hay dinero (en el Golfo Pérsico, en Israel o en China, por ejemplo) y lo saben donde hay conocimiento. Ahora mismo, y, aparte de la PSA y de la I+D de las empresas españolas, hay dos grandes programas termosolares en el mundo: The SunShot Initiative, en los Estados Unidos, y el programa australiano, “y seguramente –nos contaba Crespo hace unas semanas– van a aportar resultados muy interesantes con soluciones innovadoras en cuanto a componentes y subsistemas”.

Puertas adentro, en Europa, tenemos la Iniciativa EU-Solaris, una especie de club de centros europeos de I+D que van a trabajar conjuntamente para evitar duplicidades, poner en valor las buenas prácticas, canalizar las

necesidades de las empresas y ofertar mejor capacidad de respuesta en cada ámbito concreto.

La génesis de esta iniciativa tuvo lugar a principios de década, pero la “Fase de Implementación” se ha puesto en marcha este mismo año. En EU-Solaris, cuyo nodo central (*strong central node*) es la Plataforma Solar de Almería, participan también centros de investigación de Chipre, Francia, Alemania, Grecia, Italia, Portugal y Turquía.

Y, en la I+D de todas partes –Estados Unidos, Australia, Europa–, el almacenamiento es uno de los horizontes clave. El discurso, tan explícito como inequívoco, es de Protermosolar: “las centrales termosolares pueden despachar la energía recogida durante el día a partir de que el Sol empieza a caer por la tarde, compensando la caída de la producción fotovoltaica y generando de forma sincrónica y con un programa firme y sin desvíos hasta vaciar su tanque caliente de almacenamiento, con pérdidas de energía despreciables durante las horas de espera”.

Hace unos meses, New Energy Update –compañía especializada en estudios de mercado– hizo público un estudio (de 16 proyectos termosolares puestos en marcha desde 2016) en el que mostraba los mismos síntomas (ahora en el sector termosolar) que ya no son noticia en los sectores eólico y fotovoltaico: la vertiginosa caída de los costes.

¿Conclusión de aquel estudio? Según New Energy Update, el coste de construir nuevas centrales termosolares ha disminuido a medida que los desarrolladores han ido ejecutando proyectos y adoptando la tecnología de torre con almacenamiento.

¿El dato concreto? El coste de capital (capital expenditure, CapEx) de las centrales termosolares instaladas entre los años 2013 y 2015 oscilaba entre los 6,05 y los 12,60 dólares por kilovatio para centrales termosolares con almacenamiento de cuatro a ocho horas

(dato de la Agencia Internacional de Energía Renovable); el CapEx de los proyectos puestos en marcha desde 2016 muestra que los gastos de capital se encontraban entre 3,910 y 6,355 dólares por kilovatio para capacidades de almacenamiento de energía que oscilan entre las 6 y las 16 horas (dato de New Energy Update).

Es decir, más almacenamiento (hasta cuatro veces más) y más barato (hasta casi un 50% más barato).

Ah, y un aviso (otro) para navegantes y paladines varios de la era fósil. Según Protermosolar, si a los almacenes de la termosolar les añadimos (1) el complemento de la gran hidráulica, “cuya contribución a la reducción del respaldo fósil podría mejorarse si se aplicasen unos criterios de operación en línea con ese objetivo”, y (2) el complemento de la biomasa, “cuya completa disponibilidad de operación permitiría también operarla con dicho objetivo”, la necesidad de respaldo de gas en términos anuales quedaría muy, muy en entredicho. Los ejemplos ya están aquí: Ence acaba de comprarle a Iberdrola la termosolar de Puertollano y ya ha anunciado que la hibridará con biomasa.

■ Ah, y otro aviso

Lo dio la ministra Teresa Ribera, en comparecencia ante la Comisión para la Transición Ecológica del Senado, el pasado 25 de octubre: “hay un volumen [de megavatios hidroeléctricos], que es un volumen limitado, que nos debería permitir pensar en dos opciones básicamente: garantizar un cierto precio para consumidores vulnerables y una cierta capacidad de almacenamiento y moderación de precios medios”. Ribera se refería a las concesiones hidroeléctricas que están a punto de caducar (centrales hidroeléctricas que pasarán a manos del Estado).

Porque resulta que a muy corto plazo caducan dos: el embalse de El Tranco de Beas, en el Guadalquivir (la concesión expira en unos meses, en 2019). Y el embalse de El Ebro, en Reinosa (la concesión expira en 2020). El primero tiene una potencia de generación de electricidad de 498 megavatios. El segundo, de 541. Entre ambos suman más potencia de generación que la más grande de las centrales nucleares de España (Vandellós, 1.087 megavatios).

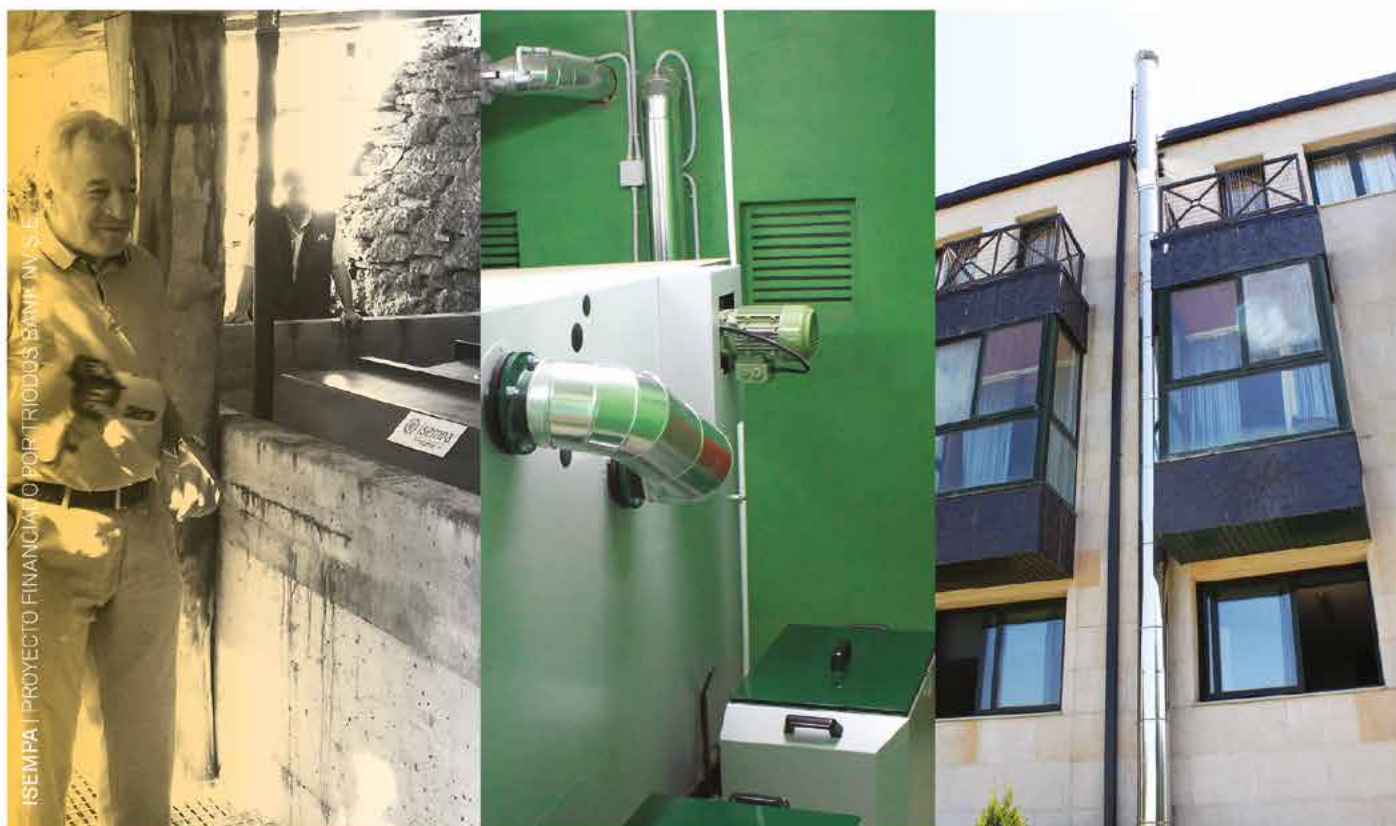
Más de mil megas de potencia hidro, en fin, que, bien empleados, pueden servir efectivamente para, por ejemplo, abaratar el precio de la luz. ¿Cómo? Operando como una batería, que (1) guarda celosamente el agua cuando el precio de la electricidad es bajo, y (2) la libera para que mueva en su caída las turbinas cuando el precio es alto.

Almacenar (en un pantano, en un tanque de sales), ergo ahorrar. ■

Comprometidos con la eficiencia energética

Triodos Bank potencia modelos energéticos sostenibles, impulsados por el desarrollo de las energías renovables y dando mayor importancia al ahorro energético. Con un uso eficiente de los recursos se puede obtener un ahorro energético y todo ello sin renunciar a la calidad de vida.

Si opera dentro del sector, Triodos Bank es su proveedor natural de productos y servicios financieros. Contacte con nosotros.





AHORRO

Un negocio valorado en 250.000 millones de euros

La cifra la dio hace solo unos días el más alto representante de la Unión de la Energía, Maroš Šefčovič, que acaba de anunciar el lanzamiento de una asociación de regiones europeas por la promoción del almacenamiento de energía. La nueva asociación, que se integrará en la Alianza Europea de las Baterías, se beneficiará de una serie de apoyos de la Comisión Europea (CE). Para empezar, el próximo 24 de enero la CE lanza una convocatoria de ayudas –114 millones de euros– para la investigación en baterías (for battery related topics). Además, la Comisión ya ha anunciado su intención de asignar otros 70 millones de euros en 2020 a proyectos (for battery related projects).

Antonio Barrero F.

Forman la nueva asociación interregional, que está encabezada por Eslovenia, seis regiones: por una parte están las españolas Castilla y León (que participa en esta iniciativa a través del Instituto de Competitividad Empresarial), País Vasco (a través de Tekniker–IK4) y Andalucía (a través de su Agencia de la Energía); y, por otra, las regiones de Nueva Aquitania y Auvernia–Ródano–Alpes (ambas, de Francia) y Lombardía (Italia). La nueva asociación, en cuyo horizonte inmediato se perfilan ayudas por valor de más de 180 millones de euros, declara como objetivos el impulso a la movilidad limpia, la lucha contra el cambio climático y la reducción de la dependencia de las importaciones de energía.

Durante el acto de presentación de la

alianza interregional, que ha tenido lugar el 8 de octubre, el máximo responsable de la Unión de la Energía, el vicepresidente Maroš Šefčovič, ha dicho que las regiones son “los laboratorios vivientes de nuestra política industrial” y ha expresado su satisfacción por el hecho de que la Alianza Europea de las Baterías, que fue lanzada en octubre de 2017, haya sido capaz de atraer ahora “a aquellas regiones que desean aprovechar esta oportunidad de modernización, aportando sus puntos fuertes y capacidades”.

Según Šefčovič, esta nueva asociación interregional está llamada a desempeñar “un papel esencial en el desarrollo, en Europa, de una cadena de valor de las baterías competitiva, innovadora y sostenible y cuyo objetivo final –ha dicho– es conquistar un mercado que podría crecer hasta alcanzar los 250.000 millones de euros al año a partir de 2025”. La Comisión Europea estima que cubrir solo la demanda continental de baterías requerirá al menos 20 gigafactorías de baterías.

Una de ellas ya está en la rampa de lanzamiento, impulsada por el fabricante sueco Northvolt, que hizo público hace unos meses que establecería una de esas factorías en Skellefteå (Suecia), donde prevé comenzar a producir a finales de 2020 (su objetivo es alcanzar una producción de 32 gigavatios hora de capacidad a partir del año 2023). Northvolt, que es miembro de la Alianza Europea



de las Baterías, ha elegido ese emplazamiento por varios motivos: por las facilidades que hay allí para acceder a fuentes de agua limpia y energía cero cedós (carbon neutral) y por la estabilidad de la red, que considera clave (*stable grid is key*).

Además –explican desde la empresa–, varios de los minerales críticos pueden ser extraídos en la propia región. Por último, el fabricante sueco señala un motivo adicional: “la potente competencia académica de la región, una fuerza de trabajo con formación elevada y un gran número de compañías multinacionales con fuertes intereses en el almacenamiento de energía y en la tecnología de las baterías”.

Fundada en 2016 por Peter Carlsson, Paolo Cerruti, Carl-Erik Lagercrantz y Harald Mix –profesionales que proceden de los sectores de la automoción, el almacenamiento de energía, la logística y el desarrollo de negocio–, Northvolt, que tiene su sede en Estocolmo, gasta un discurso fuertemente disruptivo: queremos construir –dicen– “la batería más verde del mundo, con una huella de carbono mínima y con la más elevada reciclabilidad”.

La empresa ha recibido fondos externos en forma de inversiones y/o préstamos y subvenciones de la Agencia Sueca de la Energía (Energimyndigheten), la agencia de investigación e innovación sueca (Vinnova), la compañía eléctrica sueca Vattenfall, la iniciativa europea EIT InnoEnergy (socio de la Alianza Europea de las Baterías) y la operadora de transporte marítimo de pasajeros Stena.

La iniciativa de Northvolt ha llamado en seguida la atención de varios gigantes del sector energético europeo. La multinacional danesa Vestas –primer fabricante de aerogeneradores del mundo– anunció a mediados del pasado mes de diciembre que había suscrito un acuerdo de colaboración tecnológica con Northvolt para desarrollar soluciones de almacenamiento de electricidad de origen renovable.

El objetivo último del fabricante danés es mejorar en predictibilidad e incrementar la certidumbre en materia de inyección de energía en las redes con el fin de lograr una mayor estabilidad en ellas y con el propósito asimismo de cumplir con los cada vez más numerosos y complejos requerimientos técnicos que formulan los operadores de red. Además, Vestas quiere desarrollar y optimizar sistemas de control que posibiliten la integración de sistemas de almacenamiento de energía con otras tecnologías renovables. La multinacional danesa ha anunciado que va a invertir, en la primera etapa de este proyecto, diez millones de euros.

Solo seis meses después de ese anuncio, el pasado mes de mayo, Siemens Gamesa, segundo fabricante de aerogeneradores del planeta, anunciaba otro acuerdo de colaboración



El proyecto de factoría de Northvolt en Skellefteå (Suecia), donde prevé comenzar a producir a finales de 2020 (su objetivo es alcanzar una producción de 32 gigavatios hora de capacidad a partir del año 2023).

con Northvolt: para desarrollar “la mejor tecnología de producción de baterías ecológicas de iones de litio de alta calidad”. Siemens ha anunciado además que ofrecerá a Northvolt su cartera de empresas digitales para facilitar la “completa digitalización de toda la cadena de valor” de la fabricación de baterías.

La compañía alemana invertirá en este proyecto 10 millones de euros. El acuerdo estipula que Northvolt se convertirá en proveedor oficial –*preferred supplier*– de baterías de ión de litio para Siemens.

Según la multinacional alemana, la asociación tecnológica entre Siemens y Northvolt se establece en torno a dos áreas principales de colaboración. (1) Tecnología punta:

el uso de la cartera de Siemens Enterprise Digital, que abarcará desde la planificación de manufactura y software de diseño hasta la automatización, incluyendo redes de comunicaciones industriales y soluciones en la nube (según Siemens, “esto le permitirá a Northvolt optimizar su producción de ba-

Sigue en página 47...

EIT InnoEnergy, pivotal role

El Instituto Europeo de Innovación y Tecnología (European Institute of Innovation and Technology, EIT) es un organismo dependiente de la Unión Europea (UE). Fue creado con el fin de “ayudar a las empresas, a las instituciones educativas y a las de investigación a trabajar juntas para crear un entorno propicio para la innovación y el emprendimiento en Europa”. Su misión es maximizar la capacidad de innovación de esos tres actores, que integran lo que denomina “el triángulo del conocimiento”, y fomentar así la competitividad de la UE.

InnoEnergy es una iniciativa de EIT, lanzada en Budapest en 2009, que persigue un objetivo muy concreto: instituirse en “el primer motor de la innovación y el emprendimiento en energía sostenible en toda Europa”. Por eso –explican en innoenergy.com–, “fomentamos el contacto a nivel europeo entre inventores e industria, licenciados y empleadores, investigadores y emprendedores, y empresas y mercados; y apoyamos la innovación e invertimos en cada una de las etapas del proceso: desde el aula hasta los clientes finales”.

European Institute of Innovation and Technology (EIT) InnoEnergy desempeña un papel clave (pivotal role) en el marco de la Alianza Europea de las Baterías, de la que forma parte. Su labor ha consistido, desde la fundación de la Alianza, en octubre de 2017, en (1) movilizar a los actores industriales y de innovación del sector (de todos los segmentos de la cadena de valor de las baterías), y (2) conducir el desarrollo de esta nueva red. En solo un año, EIT InnoEnergy ha logrado asociar a la Alianza a 260 empresas y centros de innovación.

Estos “actores clave” se han comprometido –informa la Comisión Europea– a invertir en acciones y proyectos que ellos mismos han identificado como Prioridades Top, y que van desde la fabricación de celdas, a la reutilización de las baterías usadas (segunda vida), el ecodiseño, la reducción de la huella de carbono de los procesos de fabricación, el reciclado, el binomio vehículo eléctrico–red, y la mejora de la cooperación entre universidades y empresas en materia de formación en las aulas y programas de formación en la empresa.



Cerrando el círculo

Aquilino Alonso Miranda,
Director gerente de la Agencia Andaluza de la Energía

El modelo energético que persigue Andalucía, plasmado en la Estrategia Energética de Andalucía, documento base de la planificación energética para la región hasta 2020, sienta sus bases en la mejora de la eficiencia del uso de la energía, priorizando la utilización de recursos autóctonos sostenibles, lo que supone una apuesta clara por el uso de energías renovables. La configuración de este modelo energético necesita de sistemas que aseguren el abastecimiento energético. Surge así la necesidad de almacenar la energía para conseguir una gestión eficiente tanto técnica como económica del sistema.

En este sentido, el futuro del sector energético está estrechamente relacionado con el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía. Estos desarrollos son necesarios para terminar de cerrar el círculo del abastecimiento con energías renovables, especialmente con autoconsumo. España, por su condición de “isla energética”, y Andalucía, por su elevado potencial de aprovechamiento de energías renovables, deben estar a la vanguardia de los desarrollos futuros.

Además, en materia de movilidad sostenible, la Junta ha asumido el compromiso, plasmado en su Hoja de Ruta para la movilidad eléctrica, de impulsar una movilidad limpia, accesible y asequible para todos, a través del desarrollo del vehículo eléctrico, cuyo futuro está también estrechamente relacionado con el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía.

■ El elemento esencial

Por todo lo anterior, el Gobierno de la Junta ve una clara necesidad de impulsar los sistemas de almacenamiento como elemento esencial para alcanzar un sistema energético descarbonizado y como oportunidad de posicionamiento para las entidades andaluzas en el ámbito nacional e internacional.

Los partenariados europeos surgen del interés de la Comisión Europea de potenciar la colaboración entre regiones que comparten experiencia y puntos fuertes en determinados ámbitos de especialización y desarrollo. Por ello, el que Andalucía forme parte de la nueva asociación de regiones europeas de baterías supone para nosotros un impulso y un valor añadido a las actuaciones que ya se desarrollan a nivel regional en este sector estratégico.

Una cuestión que enfocamos desde el prisma de la oportunidad que el desarrollo industrial de estas tecnologías tiene para Andalucía, para el crecimiento económico y para la creación de empleo.

El extenso apoyo que estamos dando al desarrollo de las instalaciones de autoconsumo de electricidad a partir de energías renovables contempla la configuración de instalaciones con almacenamiento de electricidad. Con una intensidad de ayuda a fondo perdido del 40%, y del 80% en el caso de las entidades locales, venimos incentivando la instalación de sistemas fotovoltaicos que incluyan almacenamiento mediante baterías, en tanto que resulta un elemento esencial para salvar la barrera de la mayor inversión inicial que conllevan. Así, muchas de las más de 1.500 instalaciones de autoconsumo que han solicitado ayuda, y a las que se destina un incentivo de 23 millones de euros, podrán contar con instalaciones de almacenamiento, incrementándose notablemente el grado de cobertura de aportación renovable sobre la energía final consumida.

■ Empresa, universidad, I+D+i

Andalucía también cuenta con una notable experiencia en el ámbito del I+D+i de sistemas de almacenamiento energético, producción de hidrógeno y pilas de combustibles, desarrollada a través de las empresas, universidades andaluzas y los centros de investigación. Esta labor desarrollada ha permitido, incluso, la internacionalización de productos y empresas.

Desde la Junta se están llevando a cabo actuaciones para reforzar aún más ese posicionamiento de la región. En este sentido, estamos apostando firmemente por generar un tejido industrial especializado en almacenamiento, especialmente a través de la ubicación de gigafactorías de fabricación de baterías en Andalucía; y hemos incorporado el desarrollo de los sistemas de almacenamiento en los principales documentos estratégicos asociados a la innovación, industrialización y desarrollo energético de Andalucía.

Por un lado, dentro de la Estrategia Energética de Andalucía se recogen una serie de líneas de actuación cuyo objetivo persigue la incorporación de estos sistemas que propician una mayor eficiencia y uso



de energías renovables, el desarrollo del autoconsumo energético o la economía del hidrógeno en Andalucía.

En la Estrategia de Especialización Inteligente Estrategia de Innovación de Andalucía 2014-2020 (RIS3 de Andalucía), también se está trabajando en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía como elemento clave del futuro del sector energético.

A través de Estrategia Industrial de Andalucía también se han puesto en marcha 2 grupos de trabajo en los que el desarrollo de nuevos sistemas de acumulación y almacenamiento de energía son la prioridad de desarrollo industrial; uno de distribución y almacenamiento inteligente y otro de movilidad eléctrica con energías renovables, ambos coliderados desde la Agencia Andaluza de la Energía.

Además, en el marco de la iniciativa europea Interreg Poctep, la Junta, a través de la Agencia, participa en el proyecto sobre almacenamiento AGERAR, que tiene como objetivo promover la eficiencia energética y criterios de sostenibilidad en microrredes comerciales y residenciales, incrementando el uso y mejorando la gestión de energías renovables gracias a los almacenamientos de energía y a la utilización de tecnologías de la información y comunicación.

Por último, el almacenamiento es uno de los ámbitos identificados dentro de las denominadas Iniciativas Tecnológicas Prioritarias, cuyo objetivo es contribuir a incrementar la inversión privada que facilite el desarrollo en Andalucía de iniciativas tecnológicas en materia de energías renovables, desarrollo de redes inteligentes y almacenamiento de energía, eficiencia energética, movilidad sostenible, construcción sostenible o tecnologías marinas. Se trata de un paso más para situar a la región a la cabeza del desarrollo tecnológico en materia de energía verde y aprovechar todas las oportunidades de innovación, industriales y de generación de empleo derivados de los recursos energéticos renovables de la región y de la ecoeficiencia. ■

terías y agudizar su ventaja competitiva”). Y (2) Suministro de baterías de iones de litio: Siemens se convertirá en cliente de Northvolt una vez el nuevo centro de producción a gran escala comience a operar. Las compañías también están explorando otros “desarrollos conjuntos”.

Otro socio –también industrial– de la Alianza Europea de las Baterías es Terra-E Holding GmbH, compañía creada en mayo de 2017 por seis empresas de la red alemana KLIB (Kompetenznetzwerk Lithium Ionen Batterien) y que ha impulsado la creación de un consorcio de 17 empresas y centros de investigación que está trabajando en la puesta en marcha, en Alemania, de otra gigafactoría (organizada en dos centros de producción) de baterías de ión litio (su objetivo es alcanzar una capacidad de producción de 34 gigavatios hora en 2028).

Terra-E presume de que el consorcio que lidera, que fue presentado en julio del año pasado, incluye compañías de toda la cadena de valor del sector: diseñadores de infraestructuras de fabricación, productores de materias, ingenierías, fabricantes de celdas y consumidores industriales. La empresa alemana, que construirá y operará los dos centros de producción, está trabajando ahora con “potenciales inversores y consumidores”, en particular –explican desde Terra-E– de sectores industriales (carretillas elevadoras, equipos de jardinería, herramientas inalámbricas) y del entorno de la electromovilidad (autobuses, coches, camiones).

■ Toda una apuesta

La Unión Europea –tanto Bruselas como la iniciativa privada– parece decidida pues a entrar de lleno por fin en el ítem del almacenamiento. Y el ariete primero es probablemente la Alianza Europea de las Baterías (a la que se ha unido ahora la asociación interregional). La Alianza fue lanzada en octubre de 2017 y se define como una “plataforma cooperativa” en la que se encuentran la Comisión Europea, los países interesados de la Unión, el Banco Europeo de Inversiones y más de 260 socios industriales y de innovación (centros tecnológicos). Todos ellos –informa la Comisión– persiguen un mismo objetivo: la creación de una cadena de valor de las baterías en Europa.

En solo un año, la Alianza ha logrado impulsar y adoptar un Plan Estratégico de Acción para las Baterías (mayo de 2018) que comprende una serie de “ambiciosas medidas” en materia de investigación e innovación, requerimientos regulatorios y/o materiales críticos.

Precisamente, el próximo 14 de noviembre tendrá lugar en Bruselas una Conferencia

Experiencias de almacenamiento en España

Acciona ya almacena el viento en baterías. Así titulábamos, en mayo del año pasado, la crónica que hacía referencia a un proyecto que la compañía española acababa de presentar: “la primera planta híbrida de almacenamiento de electricidad en baterías integrada en un parque eólico conectado a la red en España”. Acciona ha desarrollado allí así mismo un simulador que utilizará en esa instalación y que ha obtenido el Premio Eolo de Innovación 2017, concedido por la Asociación Empresarial Eólica (AEE). “Ambas iniciativas –explicaban entonces desde Acciona– sitúan a la compañía como pionera en este tipo de soluciones orientadas a facilitar la integración de las renovables de generación variable en la red y optimizar la gestión de la energía producida”.

La instalación, situada en el municipio navarro de Barásoain, cuenta con un sistema de almacenamiento integrado por dos baterías ubicadas en sendos contenedores: una batería de potencia (de respuesta rápida) de 1 MW/0,39 MWh (capaz de mantener un megavatio de potencia durante 20 minutos) y otra batería de energía de respuesta más lenta y mayor autonomía, de 0,7 MW/0,7 MWh (capaz de mantener 0,7 MW durante 1 hora). Ambas baterías son de tecnología Li-ion Samsung SDI y están conectadas a un aerogenerador AW116/3000, de tres megavatios de potencia nominal y tecnología Acciona Windpower (Grupo Nordex), del que tomarán la energía que deba ser almacenada. Esta turbina eólica es una de las cinco que integran el Parque Eólico Experimental Barásoain, que la compañía opera desde 2013. Todo el sistema se gestiona mediante un paquete de control desarrollado por Acciona Energía, y está permanentemente supervisado por el Centro de Control de Energías Renovables (Cecoe) de la compañía.

Hace unos meses, y apenas un año después de presentada en sociedad, la instalación de Acciona quedaba certificada (mayo de 2018) por DNV GL conforme al procedimiento GridStore, que se basa en las normas, referencias y patrones del sector. Barásoain se convertía así en la primera en el mundo en obtener una certificación integral del conjunto del sistema (de almacenamiento de electricidad eólica en baterías a escala de red). El acto de entrega de la certificación tuvo lugar en Chicago, en el marco de la feria eólica que ha organizado allí este año la patronal estadounidense del sector, la American Wind Energy Association.

La mayor batería de España no obstante no almacena energía limpia. Está en Carboneras (Almería), concretamente en la central térmica de Litoral, que quema carbón para producir electricidad. Su propietaria, Endesa, adjudicó el año pasado su instalación a la empresa Electro Power Systems (EPS), que ha dotado este año a Carboneras de una batería de iones de litio de veinte megavatios de potencia (20 MW) y 11,7 megavatios hora de capacidad. La compañía transalpina (Endesa es propiedad de la empresa pública italiana Enel) ha declarado una inversión de más de 11,5 millones de euros en el proyecto, que ha incluido el suministro e instalación del banco de baterías, inversores y transformadores elevadores de tensión, y dos transformadores auxiliares para la conexión con la central adjudicados a la empresa ABB.



de Alto Nivel sobre Materias Primas. Y, en el marco de ese evento, está previsto sean presentadas “una serie de recomendaciones que han salido del diálogo lanzado por la Comisión con los Estados Miembros relacionadas con las materias primas implicadas en la fabricación de baterías”.

El objetivo último de esta Conferencia de Alto Nivel es, según la Comisión Europea, “desarrollar un marco de condiciones atractivo” en la Unión para la exploración, extracción y reciclado de las materias primas que necesitan los fabricantes de baterías.

Unos días después, el 20 de diciembre, Bruselas acogerá otra conferencia en la que se espera ir avanzando en el establecimiento de los criterios de rendimiento y sostenibilidad que deben acompañar al desarrollo de las ba-

terías en su hoja de ruta de penetración en el mercado europeo.

Umicore, Basf, Solvay, Saft, BMW... Son otros de los actores integrados en la Alianza Europea de las Baterías, alianza a la que acaba de añadirse una asociación interregional en la que participan –como apuntábamos al principio– tres actores nacionales: el Instituto de Competitividad Empresarial de Castilla y León, el centro tecnológico vasco Tekniker-IK4 y la Agencia Andaluza de la Energía, que quieren empezar a ganar posiciones en una carrera paneuropea –horizonte 2025– cuyo premio es un mercado de 250.000 millones de euros.

■ Más información:

→ European Battery Alliance: bit.ly/2rZQD8d



BIOENERGÍA

Expobiomasa 2019, acceso directo a un sector imparable

Valladolid volverá a acoger del 24 al 26 de septiembre de 2019 una nueva cita de Expobiomasa. La duodécima edición de la feria, organizada por Avebiom, será el evento del año para los profesionales del sur de Europa y demostrará que el sector cuenta con las herramientas necesarias para dar respuesta a los nuevos desafíos de la sociedad. Una puerta abierta a una realidad imparable.

Jorge Herrero*

Según las previsiones, en la duodécima edición de esta feria participarán más de 500 expositores, que presentarán lo último en tecnología, diseño y prestaciones a los 15.000 profesionales que visitarán el recinto ferial, ávidos de ver y adquirir equipos que ofrecen solucio-

nes a un consumidor cada vez más exigente y mejor informado.

En los últimos años se han instalado en Europa unos 4,5 millones de estufas y calderas de biomasa de alta eficiencia, según los datos arrojados por la encuesta EPC 2017. Estos equipos y los más de 315.000 profesionales

dedicados a la biomasa sólida son los que han permitido que se use biomasa de origen local y de forma sostenible, en lugar de consumir el equivalente a unos 98.000 millones de litros de gasóleo para calefacción. La biomasa, que es la renovable más importante a nivel europeo, nos permitirá ser autosuficientes durante 43 días este año.

Ante este mercado en alza, Expobiomasa ha ido evolucionando en los últimos años hasta convertirse en uno de los cinco eventos más importantes del sector a nivel mundial. Es una apuesta por un mercado que aún ofrece muchas oportunidades en España y Portugal, así como un punto de enlace de la tecnología europea con los profesionales latinoamericanos. Un evento que ha crecido edición tras edición y que pretende ayudar a las firmas líderes a consolidarse en el mercado como alternativa a los fabricantes de “tecnología fósil” y a los lobbies de multinacionales eléctricas.

■ Soluciones para una sociedad moderna

La sociedad demanda cada vez más servicios y productos personalizados, económicos y sostenibles. Digitalización, automatización, materiales avanzados, conectividad... son términos que la industria 4.0 adopta para satisfacer a su cliente. Los fabricantes de estufas, chimeneas y calderas se están implicando en presentar soluciones más eficientes e inteligentes, orientadas a un nuevo consumo más



consciente del uso de la energía e interesado en participar en su gestión en tiempo real.

Las previsiones del sector a nivel europeo apuntan a un crecimiento sostenido en número de instalaciones en los próximos años, al tiempo que se prevé la mejora en la eficiencia energética de todos los equipos, adaptándose a las nuevas directivas, como la de Ecodiseño o las de Emisiones, con el fin de generar cada vez más energía con la misma cantidad de biomasa y garantizando la seguridad de suministro ante el inevitable agotamiento de los recursos fósiles.

Expobiomasa es, sin duda alguna, el escaparate perfecto para la tecnología, las novedades y la innovación, prueba de ello es nuestro compromiso con la promoción de las firmas y la entrega de más de 80.000 euros a lo largo de estos años, a las candidaturas ganadoras del Premio a la Innovación por su implicación en la mejora continua en el sector y la adaptación a las nuevas demandas de los consumidores.

■ La biomasa, protagonista de la bioeconomía

Es un hecho que la biomasa va ganando presencia año tras año en el mix energético español. Las nuevas estufas y calderas de biomasa han experimentado un crecimiento importantísimo en los últimos años, por un motivo fundamentalmente: el importante ahorro económico que supone esta solución frente al gasto en combustibles de origen fósil, o frente al altísimo coste de la electricidad, ya que la biomasa representa un considerable ahorro para las familias, las empresas y las propias administraciones.

El sector forestal en España, como ya ocurre en Europa, ve con muy buenos ojos que un aumento de consumo sostenible de biomasa ayude a movilizar mucha más madera y contribuir a superar el abandono del bosque. Y para la industria y las empresas de servicios es prácticamente imposible encontrar otra tecnología energética que cumpla tan coherentemente con los postulados de la Economía Circular, el control de costes operativos y la gestión de subproductos.

El uso tradicional de la biomasa en España se mantiene en una gran parte de la sociedad rural, así como de la industria agroalimentaria y forestal. En torno al 12% de la energía para calefacción se genera con biomasa. Y de ese porcentaje, el 30% corresponde a las nuevas estufas y calderas, más modernas, de alimentación automática y tecnológicamente avanzadas que trae energía limpia y renovable también a las ciudades y al sector servicios. Una cifra que apenas alcanzaba el 8% hace 10 años, según la información aportada por www.observatoriobiomasa.es.

Al igual que ha evolucionado Expobiomasa desde sus inicios en 2006, en España,



el número de instalaciones de biomasa de alta eficiencia ha pasado de las 9.600 de 2008 a las 244.197 de 2017. De estas nuevas instalaciones, el 90% son estufas de pellets. El resto son calderas de biomasa de uso doméstico, con una potencia inferior a los 50 kW (15.755), así como de uso industrial o colectivo (11.336) con potencias mayores o iguales a 50 kW.

■ 'District heatings' y cambio climático

Las redes de calefacción distribuida o 'district heatings' tienen conectado al 12% de

la población europea, algo que ha facilitado mucho los procesos de descarbonización de la calefacción. La biomasa tiene el potencial de ofrecer soluciones significativas y rentables a una demanda creciente de calor. Ya no existen grandes limitaciones técnicas, y la biomasa se puede utilizar como combustible en casi todas las aplicaciones para calefacción.

Para muchas ciudades europeas la transición energética está siendo más rápida y sencilla que en las españolas, gracias al alto grado de implantación de district heatings. Ahora, al usar biomasa como combustible garanti-



zan el suministro a largo plazo y cuentan con óptimas condiciones respecto al control de emisiones, al haber sustituido por modernas instalaciones miles de chimeneas de calderas independientes, que en su mayoría estaban obsoletas y faltas de mantenimiento.

Países como Dinamarca, donde el 90% de la población urbana ya está conectada voluntariamente a la red urbana de calefacción, o Suecia, con el 60% de la población total conectada a una red de calefacción, son claros ejemplos de países que lograrán no sólo sus objetivos, sino desarrollar tecnológicamente

sus empresas y utilizar sus recursos propios reduciendo su dependencia energética de los países exportadores de petróleo.

Actualmente, nueve de cada diez nuevas redes de calor en España usan biomasa. Y las previsiones del sector estiman que su número pasará de 300 a 600 en los próximos años. Técnicamente, se están superando todas las dificultades: generación mixta con otras energías renovables o convencionales, implementación del servicio en grandes industrias, hospitales, grandes barrios residenciales y ciudades enteras.

La falta de experiencia era básicamente la única desventaja en el desarrollo de redes de calefacción en España, debido a la implantación masiva de calderas individuales de gas, apoyada por las diferentes administraciones en los últimos treinta años. Esto está cambiando, y Expobiomasa con expositores expertos, jornadas exclusivas y visitas técnicas a 16 redes de calor se ha convertido en el mejor lugar para encontrar la tecnología y la experiencia necesarias.

■ Una feria única

Visitantes y expositores consiguen tener más contactos en tres días que en todo un año. Aunque actualmente hay mil herramientas para estar en contacto, es obvio que a los más de 25.000 profesionales que trabajan en este sector en España nos gusta también personalizar las relaciones comerciales. Es una feria profesional, en la que tres de cada cuatro visitantes ya se dedicaban o participaban en proyectos vinculados a la biomasa, y el resto viene a encontrar productos y servicios para incorporarse.

La oportunidad de contactar con profesionales procedentes de más de 40 países (10,53% de los visitantes proceden de fuera de España) y tener al alcance de la mano la mayor plataforma de innovaciones, novedades y tendencias de productos y servicios destinados a la producción de biocombustibles y a la generación energética a partir de los mismos, hacen que Expobiomasa sea "única". Para el 60% de los visitantes será la única feria del sector que visiten durante ese año.

Única además, ya que cuenta con pabellones dotados con sistemas para la extracción de humos que permite apreciar el funcionamiento de los equipos en vez de sólo catálogos. Sólo el 6% de los expositores encuentran otras ferias mejor que Expobiomasa, siendo para ellos una feria que contribuye notablemente al incremento de sus ventas, según las encuestas realizadas por la organización.

■ Éxito colectivo en un evento "hecho a medida"

Los 180 miembros de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom) son los verdaderos promotores del evento. Y el éxito de la feria se debe, en gran parte, a la colaboración de decenas de asociaciones empresariales y profesionales, confederaciones, centros de investigación y universidades, agencias de energía, oficinas comerciales de las embajadas, administraciones públicas y medios de comunicación.

**** Jorge Herrero es director de Expobiomasa**
jorge.herrero@expobiomasa.com

■ Más información:

→ www.expobiomasa.com

→ <http://www.avebiom.org>



+30 PAÍSES
COUNTRIES



500 EMPRESAS
COMPANIES



15k VISITANTES
VISITORS



19

Expo Biomasa

24/26 SEPT. 2019

VALLADOLID. SPAIN

**INTERNATIONAL
BIOENERGY
FAIR**

**FERIA
INTERNACIONAL
DE BIOENERGÍA**

Organiza:



Colaboran:





Galicia quiere jugar la liga de campeones de la biomasa

El crecimiento continuo, y en algunos apartados acelerado, de la biomasa en Galicia tiende a situarla entre las cuatro comunidades autónomas que más usan biocombustibles sólidos para producir energía, tanto térmica como eléctrica. En la actualidad ocupa la quinta posición en potencia térmica y se debate entre el segundo y el cuarto en eléctrica. Más arriba está en producción de pélets, con una empresa, Biomasa Forestal, que fabrica más del diez por ciento de todas las plantas españolas. Las ayudas de la Xunta y el potencial forestal y rural de Galicia pueden conseguir que se consolide en puestos de “champions”.

Javier Rico

Biomasa Forestal, perteneciente al Grupo Gestán, ejemplifica con su planta de fabricación de pélets de As Pontes de García Rodríguez (A Coruña) la pujanza de la biomasa para aprovechamiento energético en Galicia. Tiene concedido el sello Galicia Calidade, fue la primera empresa española en conseguir el certificado *Sustainable Biomass Partnership* (SBP) al pélet de uso industrial, en 2017 ocupó el puesto dieciséis en la lista de las mil empresas europeas más innovadoras y de más rápido crecimiento elaborada por Financial Times y este año la Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) calificó sus pélets como los de mayor calidad del mercado para uso doméstico.

A este nombre se podría unir el de Greenalia, antes Renova, principal suministradora de materia prima forestal para la fábrica de As Pontes y responsable de que en un año se duplique la potencia instalada de generación de energía eléctrica con biomasa en Galicia con la construcción de una central de 50 megavatios en Curtis (A Coruña).

Son dos muestras del pujante momento que vive esta comunidad autónoma, que parte, por un lado, de la necesidad de un mejor aprovechamiento de la biomasa forestal que

crece día a día en los montes gallegos y que en muchas ocasiones está en el origen de numerosos incendios forestales debido a la falta de una gestión adecuada. Por otro lado está la apuesta que la Xunta de Galicia hace por la biomasa desde hace unos años y que, aunque ha estado salpicada de vaivenes en el apartado eléctrico, se afianza en el térmico.

■ Biomasa, la primera en ayudas

Además, este impulso público a la biomasa pretende conjugar la explotación forestal con el desarrollo del medio rural, para, entre otros objetivos, intentar revertir la despoblación que sufre la región. Un último ejemplo de esto son las subvenciones para “la creación, mejora y ampliación de pequeñas infraestructuras para proyectos de energías renovables destinadas a particulares y cofinanciadas parcialmente con el Fondo Europeo Agrícola de Desarrollo Rural (Feader), en el marco del Programa de Desarrollo Rural (PDR) de Galicia 2014–2020”, según muestran en la página del Instituto Enerxético de Galicia (Inega).

Son las últimas ayudas publicadas que conciernen a la biomasa, y es sintomático que sobre una dotación presupuestaria de 6.420.000 euros, más de 5,4 millones (el 85 por ciento) se destine a la instalación o mejo-

ra de estufas y calderas alimentadas con biocombustibles sólidos, mientras la geotermia, la aerotermia y la energía solar se reparten un millón de euros.

Desde la Xunta recuerdan que estas y otras ayudas canalizadas a través del Inega forman parte de la línea de apoyos emanadas de la Estrategia de Impulso a la Biomasa 2014–2020, que hasta mediados de 2017 afirmaba haber propiciado la instalación de 4.000 calderas desde su puesta en marcha.

Según el Observatorio de la Biomasa de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom), Galicia es la quinta comunidad autónoma que más potencia de biomasa térmica instaló en 2017, por detrás de Andalucía, Castilla y León, Cataluña y Castilla-La Mancha. Ocupa el mismo puesto en el acumulado, tanto en el número total de equipos instalados (15.028, de las cuales 13.104 son estufas y 1.924, calderas), como en potencia (673 megavatios). En este último apartado se encuentra muy cerca de los 692 MW de Castilla-La Mancha.

A pesar de este acercamiento al cuarto puesto, 2017 reflejó una tendencia a la baja en la potencia instalada, con 72 MW, muy por debajo de los 112 de 2014 y los 98 de 2015 y por debajo también de los 74 de 2016. No



obstante, eso no impidió que la instalación de estufas y calderas en Galicia creciera en 2017 por encima de la media de España. En total se instaló un 24,5 por ciento más de estos equipos avanzados que en el año anterior, “incremento que se sitúa 1,5 puntos por encima de la media nacional (23 por ciento)”, destaca Avebiom, algo que ya se dio en 2016 con respecto a 2015.

■ **Contra la despoblación rural**

También con cifras de Avebiom, los números globales resaltan que la biomasa de calefacción generó un negocio de 77,2 millones de euros y 602 empleos. El incremento del número de personas que trabajan en este sector (13,5 por ciento), se situó por debajo de la media estatal de los últimos años, que es del 15 por ciento. A los 602 empleos de la térmica hay que sumar 600 más vinculados a la actividad tradicional (aprovechamiento de la leña) y a la generación eléctrica con biomasa de origen forestal o agroalimentario.

Según Apropellets, la patronal que agrupa a los principales productores de pélets de España, “la biomasa se ha convertido en un nicho de empleo en Galicia que, al margen de proporcionar un importante volumen de puestos de trabajo en los últimos años, ha generado significativas oportunidades laborales vinculadas al medio rural, contribuyendo a frenar la despoblación que afecta a buena parte del territorio gallego”.

Apropellets también destaca que “la producción, transformación y distribución de la biomasa han sido las áreas que han registrado una mayor concentración de empleos, su-

mando un total de 317 puestos de trabajo. La venta e instalación de los nuevos equipos es otro de los nichos que ha contabilizado más empleos directos, con 189. Parejo a ellos se han desarrollado 96 puestos para el mantenimiento de estas instalaciones”.

La patronal del pélet coincide en que se presenta un futuro prometedor, en especial al cotejarlo con las perspectivas de crecimiento de la Consellería de Economía, Empleo e Industria de la Xunta de Galicia, que a través de sus programas de fomento del empleo de la biomasa apunta a la creación de mil puestos de trabajo más en este área.

Con el salto al apartado eléctrico, la construcción y puesta en marcha de la planta de 50 MW que Greenalia levanta en el polígono industrial de Teixeira, en Curtis (A Coruña), ayudará a cumplir con el pronóstico de la Xunta. Tras declarar de interés especial para la región este proyecto, el ejecutivo gallego confirmó que conllevará “una inversión de 113,7 millones de euros, entrará en funcionamiento en el primer trimestre de 2020 y permitirá la creación de 550 puestos de trabajo durante su construcción y alrededor de 130 con su puesta en marcha”.

■ **Sobrevivir tras la moratoria**

Esta potencia añadida permitirá que Galicia afiance su segundo puesto en solitario entre la biomasa eléctrica, ya que ahora lo comparte, kilovatio arriba kilovatio abajo, con Asturias y Extremadura. En la actualidad las dos plantas principales son la que Energía y Celulosa (Ence) mantiene dentro de su proceso de fabricación de pasta y papel en la fábrica de

Lourizán (Pontevedra) y que, principalmente, con sus 35 MW, suministra electricidad para dicho complejo industrial; y la de Allarluz, de Norvento, en Allariz (Ourense), con una potencia instalada de 2,3 MW.

Antes de que llegara el real decreto ley 1/2012 de moratoria para las renovables, que frenó en seco los proyectos de instalación, y de que se diera en Galicia el cambio de Gobierno del bipartito del Partido Socialista de Galicia (PSdG-PSOE) y el Bloque Nacionalista Galego (BNG) al del Partido Popular, se hablaba de que había un mínimo de ocho y un máximo de cuarenta propuestas de centrales encima de la mesa. Excepto la varias veces prometida de Ence en Pontevedra, el resto no superaba los diez megavatios, que fue el límite de potencia establecido en el acuerdo entre el PSdG-PSOE y el BNG para su desarrollo.

¿Está preparada Galicia para abastecer este crecimiento tanto en el apartado térmico como en el eléctrico? Parece que sí, ya que tanto en producción de pélets como de astillas la región ocupa directamente puestos de “champions”, al estar entre las tres comunidades autónomas con un mayor número de plantas y de producción, según el Mapa de los biocombustibles 2017 que elabora igualmente Avebiom.

Aunque el primer puesto en la producción de pélets lo ocupa con mucha ventaja Castilla y León (121.000 toneladas producidas en 2017), el segundo se lo disputan Cataluña (73.800) y Galicia (70.000). Dentro de Galicia, el principal responsable de sus números es Biomasa Forestal, que según el registro de Avebiom superó las 59.000 toneladas en 2017.



Estos números hacen que de la empresa de As Pontes salga el diez por ciento de todo el pélet que se fabrica en España, que en 2017 se quedó en 470.000 toneladas.

■ Galicia, en la “champions” de los pélets

“La empresa ha crecido, tanto en ventas de exportación como nacional”, afirman desde Biomasa Forestal. Añaden que “una parte de este crecimiento viene derivado del encarecimiento de los combustibles fósiles, lo que hace que muchas calderas multi-producto se vuelvan al consumo de pélet por rentabilidad;

y otra parte procede del desarrollo y crecimiento del sector de la biomasa, que tiene y tendrá gran recorrido tanto en España como en Europa en los próximos años”.

Según el Mapa de biocombustibles 2018, en 2017 había en Galicia cinco plantas de producción de pélets operativas y que habían aportado datos para el censo. Con la salvedad de Biomasa Forestal, ninguna de las restantes superan las 7.000 toneladas producidas y algunas están muy alejadas de su capacidad real. En concreto son Ecowarm, en Brión (A Coruña), con 6.142 toneladas sobre una capacidad de 32.000; Maderas Ornanda, en

Biomasa Forestal, el buque insignia del pélet gallego, y español

A la espera de las nuevas plantas que se prevén construir en España y que superarán o rondarán las 100.000 toneladas de capacidad de producción anual, Biomasa Forestal se mantiene al frente como la empresa de mayor producción en España.

Según los datos referidos a 2017, el 60 por ciento de las ventas se destinó a la exportación y el 40 por ciento al consumo nacional. “Respecto a las ventas internacionales se mantienen y amplían clientes en el Reino Unido, Dinamarca, Francia, Italia, Portugal y República Dominicana, y se abre mercado en Irlanda” aseguran desde Biomasa Forestal. Dentro de las ventas en España, el mercado gallego se lleva el 70 por ciento de las mismas, además del 25 por ciento del total de ventas de Biomasa Forestal.

En cuanto al origen de la materia prima, emplean principalmente restos de cortas de pino y de otros árboles, como sauces y álamos, que en un 80 por ciento procede de montes gallegos y el cien por cien es suministrado por Greenalia.

Biomasa Forestal aún no tiene beneficios, pero esperan tenerlos en este año, una vez consolidadas las dos líneas de ventas que complementan a la de pélets: las astillas y una variedad de pélets con alto poder de absorción que se emplea como sustrato para cajas u otro tipo de receptáculos para animales domésticos. “La previsión para 2018 es de un crecimiento del 8 por ciento en unidades de venta de pélets, y esperamos que los nuevos productos supongan un 5 por ciento”, pronostican desde la empresa.

“En cuanto a los precios del pélet, se prevé una recuperación razonable similar al año 2017, lo que los situará en niveles de 2013-2014, donde la producción resulta rentable”, añaden, para concluir que “el crecimiento en 2018 viene garantizado por los contratos de exportación, que ya están cerrados a fecha actual, y los nacionales, que prácticamente también lo están; lo que nos lleva a un escenario de plena producción por segundo año consecutivo”.

■ Más información: → www.bioforestal.es

Porto do Son (A Coruña), con 4.850 sobre 20.000; Xinzo Wood Flooring, en Xinzo de Limia (Ourense), con 3.000 sobre 3.200; y Pellets Ecofogo, en Ramirás (Ourense), con 1.109 sobre 16.000. Una de las más veteranas del sector, Galpelle, con 30.000 toneladas de capacidad, cerró ya su actividad.

Biomasa Forestal llegó en 2017 a las 59.000 toneladas de pélets mencionadas sobre una capacidad de 70.000, lo que ayudó a que la facturación anual de la compañía se situara en los nueve millones de euros. Sobre la disposición para atender el incremento de la demanda que se avecina, afirman estar preparados para atenderla, tanto en pélet como en astilla, porque la empresa contribuye también a que, con este último biocombustible, Galicia se sitúe entre las tres primeras comunidades autónomas en producción. Su línea de fabricación de astillas se une a las de siete plantas más de otras tantas empresas gallegas.

Ha sido justo en 2018 cuando ha cuajado esta nueva línea, con ventas tanto industrial, como ensacada para comercios y grandes superficies. Estiman que con ella “las ventas se incrementen en torno a un 47 por ciento, luego del ligero retroceso experimentado en los últimos dos años, ocasionado principalmente por un invierno cálido y una bajada de los precios de los pélets”.

La producción no ha cubierto aún el cien por cien de su capacidad, pero esperan llegar a una cantidad que estará entre las 35.000 y 40.000 toneladas anuales. Estos números la sitúan también entre los principales productores de astillas en España.

■ Aprovechar más los restos de cortas

¿Y habrá suficiente biomasa forestal y de otro tipo en Galicia para abastecer el incremento de la demanda? El pasado mes de octubre, La Voz de Galicia publicaba un reportaje sobre la situación de la biomasa en la región, donde se afirmaba que, según fuentes del sector, “en la comunidad se talan cada año nueve millones de toneladas de madera, de las cuales, entre un 20 y un 25 por ciento, esto es, alrededor de dos millones, son residuos forestales. La mayor parte se queda en los montes. Esas mismas fuentes calculan que solo se usa un cinco por ciento de los restos de cortas”.

Pero hay que contar con que, como afirman desde Greenalia, “la planta de Curtis consumirá unas 546.000 toneladas al año de biomasa forestal y exportará a la red 324.434 megavatios hora”, incidiendo en que dichas toneladas se extraerán de los montes gallegos. Se entiende que a Curtis irá a parar parte de ese 95 por ciento de restos de corta que ahora queda en el monte y que, como también incide Greenalia, supone un riesgo para la propagación de incendios forestales. ■



FERIA INTERNACIONAL DE
ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

26 Feb.-
1 Mar.
2019
Madrid. España

ORGANIZA



IFEMA
Feria de
Madrid

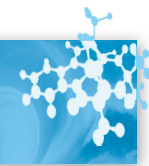
Un nuevo escenario de autoconsumo

En coincidencia con:

C&R CLIMATIZACIÓN Y
REFRIGERACIÓN
Salón Internacional de Aire Acondicionado,
Calefacción, Ventilación, Frio Industrial y Comercial

SIGA
Feria de Soluciones Innovadoras
para la Gestión del Agua

Tecnova
PISCINAS
Feria de tecnología e innovación
para instalaciones acuáticas



Hidrógeno, un gran aliado para almacenar las energías renovables

En una sociedad que progresa hacia un futuro cada vez más sostenible y que trata de reducir las emisiones totales a la atmósfera, los actuales sistemas de producción de hidrógeno basados en la electrólisis del agua en combinación con las fuentes de energía renovables se plantean como un recurso de gran potencial. Tanto para la obtención de hidrógeno limpio como para minimizar las fluctuaciones de las energías renovables utilizando el hidrógeno generado como almacén energético.

Gema Rodado Nieto*

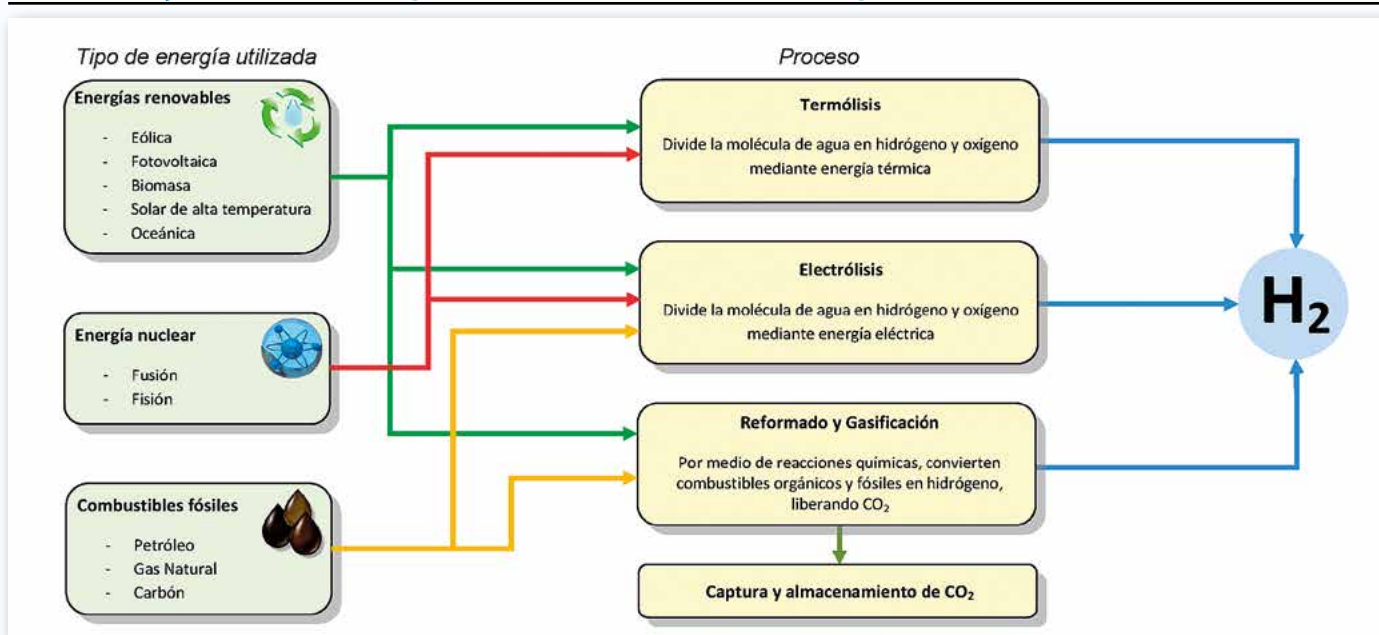
El hidrógeno es el elemento químico más abundante que existe en el universo pero no se encuentra en estado libre sino que está combinado con otros elementos, por lo que no se trata de un recurso natural, sino de un vector energético.

El hidrógeno puede ser producido a partir de una amplia gama de fuentes de energía como el agua, los combustibles fósiles o la biomasa, entre otros, a través de diferentes procesos según sea la materia prima y la fuente energética utilizada. Los principales procesos para

obtenerlo son la electrólisis, gasificación, reformado, procesos biológicos o termólisis. Por la diversidad de los recursos a partir de los que se puede producir, la utilización del vector hidrógeno implica mayor seguridad de abastecimiento y mayor acceso a la energía. A fecha



Procesos de producción de hidrógeno en función de la fuente de energía utilizada

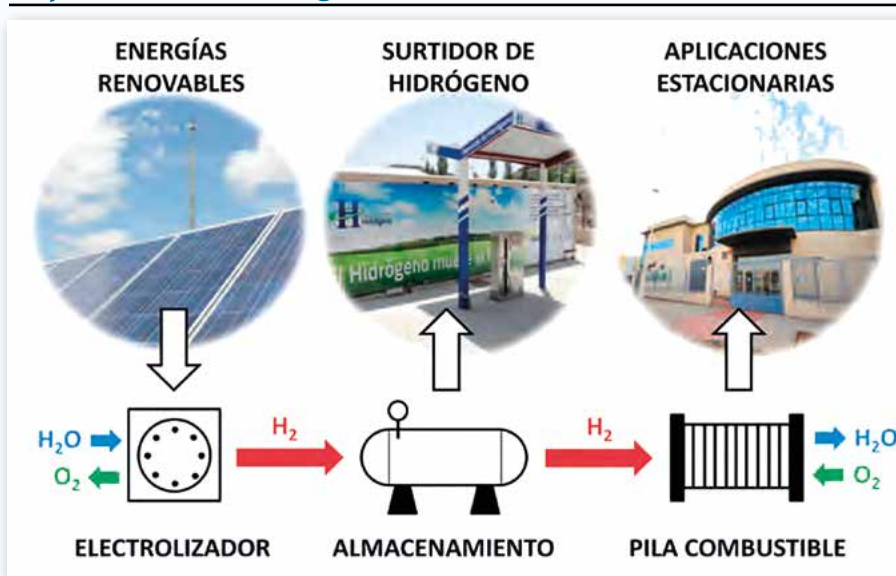


de hoy, los principales usos del hidrógeno se dan en la industria petroquímica y química, en refinerías de petróleo y en la obtención de amoníaco; aunque también se utiliza en la industria metalúrgica, electrónica y aeroespacial. En la actualidad también se está empleando el hidrógeno como combustible en vehículos de pila de combustible así como en aplicaciones estacionarias. Este hidrógeno es obtenido principalmente a partir de recursos fósiles, como por ejemplo mediante el proceso de reformado de gas natural, y en menor medida, mediante el proceso de electrólisis del agua, separando la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno mediante una aportación de energía eléctrica.

Todos los procesos de transformación suponen un gasto energético cuyos costes son asumibles (al igual que pasa con la electricidad), pero a diferencia de la electricidad, el hidrógeno se puede almacenar. Por otro lado, la posibilidad de utilizar fuentes de producción autóctonas de origen renovable para obtención de hidrógeno permite eliminar la dependencia energética del exterior. Además, cuando el hidrógeno se produce a partir de fuentes renovables y se usa para la alimentación eléctrica de pilas de combustible se obtienen grandes beneficios medioambientales ya que el único “residuo” generado es vapor de agua, por lo que el impacto ambiental es nulo.

En la página anterior, la instalación fotovoltaica de 100 kW del Centro Nacional del Hidrógeno.

Etapas del ciclo del hidrógeno

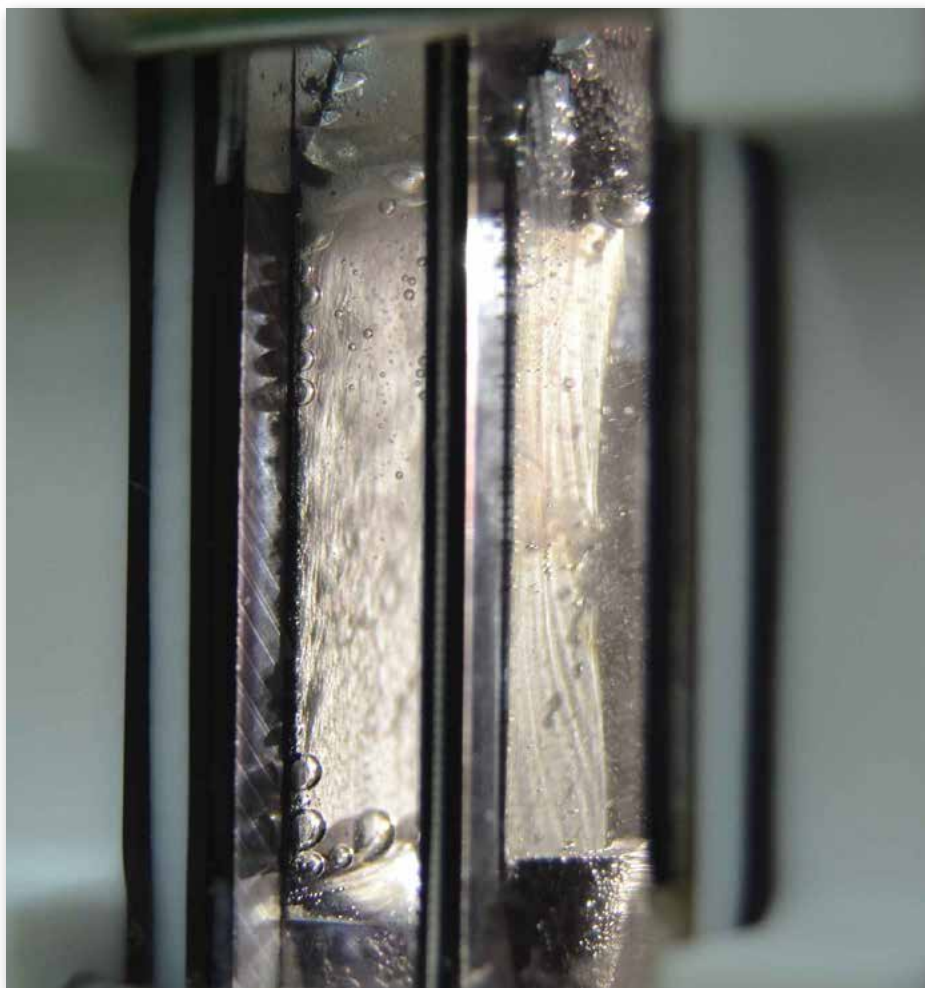


Como es bien sabido, las energías renovables constituyen un recurso indispensable para solucionar parte de los problemas generados por los combustibles fósiles, principalmente los dirigidos a la reducción de gases de efecto invernadero a la atmósfera y a la consecución de una mayor eficiencia energética reduciendo el consumo de energía primaria. Sin embargo, las fluctuaciones en la producción de las energías renovables exige un sistema de almacenamiento energético eléctrico que optimice el aprovechamiento de la energía captada y, al mismo tiempo, introduzca el mínimo de distorsiones para adaptar la curva de generación a la curva de demanda,

y asegurando una disponibilidad energética cuando los paneles solares o los aerogeneradores no se encuentren en funcionamiento.

■ Electrólisis del agua y su integración con renovables

La producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua a partir de energías renovables se presenta como una tecnología clave, capaz de facilitar la integración de estas fuentes y de paliar de forma significativa los inconvenientes que las renovables presentan a día de hoy en su previsión, ofreciendo la posibilidad de almacenar y transportar la energía.



Arriba, monocelda de electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno. Debajo y en la página siguiente, banco de ensayos de stacks de electrólisis alcalina desarrollado por el CNH2.

Un electrolizador está compuesto por una serie de celdas electroquímicas (stack de electrólisis) donde tiene lugar la reacción electrolítica, mediante la aplicación de una corriente continua, que provoca la ruptura de la molécula del agua con la consiguiente

generación de oxígeno e hidrógeno gaseosos en los correspondientes electrodos de la celda.

Los electrolizadores se consideran clave para el futuro de la energía aunque inicialmente esto podría no tener sentido: si pensamos en convertir electricidad en hidrógeno para usarlo directamente como combustible o bien para transformarlo posteriormente de nuevo en energía, supondría una o dos conversiones energéticas adicionales, lo que disminuiría notablemente el rendimiento global del conjunto. Sin embargo, si la electricidad de partida es un “residuo” al no poder ser utilizada o consumida, como ya sucede con las desconexiones de parques eólicos, estos equipos sí tendrían su sentido y funcionalidad.

■ Escenario actual

La electrólisis es una tecnología muy madura que se lleva utilizando desde hace más de 200 años. Actualmente existen diferentes tipos de electrolizadores, siendo los de tipo alcalino los sistemas de electrólisis más desarrollados y utilizados en diversos procesos industriales debido a sus altas capacidades de producción de hidrógeno y a las eficiencias de operación que rondan el 60%.

A pesar de ello, la implantación de esta tecnología en su integración con las energías renovables a gran escala debe superar una serie de barreras tecnológicas ya que, actualmente, estos sistemas están diseñados para trabajar en regímenes de potencia continuos orientados a la producción de hidrógeno con fines químicos, siendo necesario conseguir avances en I+D que permitan que estos electrolizadores operen de forma eficiente y segura en entornos de potencia variable, propios de fuentes renovables. Por otro lado, también es necesario reducir el coste de estos sistemas con el fin de que sean competitivos frente a otras tecnologías convencionales para lo que es indispensable el desarrollo de nuevos materiales y componentes, así como los procesos de fabricación. Por último, los equipos que existen en el mercado no son de muy elevada potencia, llegando sólo a unos cientos de kilovatios de consumo y sólo existen equipos cercanos al megavatio de potencia en fase de desarrollo y demostración que forman parte de proyectos demostrativos, por lo que lo ideal sería contar con electrolizadores con potencias del orden de megavatios, de manera que puedan complementar a grandes parques eólicos o plantas fotovoltaicas de este orden de magnitud.

Actualmente, los electrolizadores comerciales que existen no están específicamente diseñados y optimizados para un funcionamiento acoplado a energías renovables y más si nos centramos en el mercado español donde





no existe un tejido industrial desarrollado en torno a esta tecnología.

Teniendo en cuenta este escenario, es indiscutible la necesidad, a nivel nacional, de trabajar en el desarrollo de electrolizadores, principalmente de tecnología alcalina de alta potencia y elevada eficiencia, para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables con capacidad de operación en condiciones variables de potencia manteniendo o, incluso mejorando si es posible, los rendimientos obtenidos, vida útil de los equipos y pureza de los gases producidos.

■ El laboratorio del CNH2

En esta línea, desde el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) se trabaja activamente en el desarrollo e investigación de esta tecnología, tratando de avanzar en aquellos puntos que se consideran claves en su implantación en el mercado.

Para ello, el CNH2 cuenta con un Laboratorio de Electrólisis Alcalina cuyo objetivo es la optimización e impulso de esta tecnología a través del estudio electroquímico, térmico y fluidodinámico para describir el comportamiento de celdas de electrólisis alcalina y su validación experimental, así como la caracterización, experimentación y validación de stacks y sistemas de electrólisis alcalina.

Además, gracias a su integración con otros equipos y líneas de investigación como los del Laboratorio de Caracterización de Materiales o del Laboratorio de Simulación, este laboratorio consigue ampliar sus capacidades tecnológicas permitiendo desarrollar un extenso abanico de actividades que abarcan tanto el diseño y la mejora de celdas de electrólisis mediante el desarrollo de simulaciones que pueden ser validadas a través de ensayos experimentales a nivel de laboratorio, como la caracterización y testeo de stacks y sistemas de electrólisis alcalina a escala industrial enfocados al análisis de su durabilidad y a la optimización de su funcionamiento.

Entre las actividades llevadas a cabo, el CNH2 ha desarrollado un banco de ensayos para la caracterización y experimentación de celdas de electrólisis alcalina hasta una potencia de 15 kW eléctricos y electrolizadores hasta 100 kW conectados a energías renovables. Este banco de ensayos ofrece la capacidad de realizar pruebas para demostrar la fiabilidad y durabilidad de estos sistemas y su funcionalidad bajo unas ciertas condiciones de operación para las que han sido diseñados, analizando la degradación de los mismos ante diversos parámetros críticos del funcionamiento que ayuden a estimar el tiempo de vida útil en aplicaciones reales.

Entre las pruebas llevadas a cabo se encuentran: ensayos de caracterización para determinar el comportamiento general de stacks y sistemas, testeos de larga duración para caracterizar e comportamiento del sistema durante elevados periodos de tiempo (>1000h), ensayos de vida acelerada para potenciar los aspectos críticos que influyen en la degradación del sistema, simulación de perfiles de energías renovables para emular el comportamiento de los stacks frente a perfiles de cargas variables.

En definitiva, las líneas de trabajo expuestas con anterioridad ponen de manifiesto que el Centro Nacional del Hidrógeno como centro de investigación en el sector del hidrógeno y pilas de combustible, trabaja para impulsar el desarrollo de esta tecnología, dando soporte tanto al sector industrial como al sector del conocimiento, complementando sus actividades de I+D y poniendo herramientas e infraestructuras al servicio de toda la comunidad científica, tecnológica e industrial.

**Gema Rodado es ingeniera en el Centro Nacional del Hidrógeno.*

■ Más información:

→ www.cnh2.es



Un paseo por la generación distribuida en América latina

Sin duda, es uno de los temas de moda en el ámbito de las renovables: el impuesto al sol es definitivamente historia en España. Eso da pie para imaginar un futuro promisorio para el sector de la generación distribuida, pero ¿qué pasa con el tema en América latina? Por supuesto, es muy despasejo en su desarrollo, y en algunos países ni siquiera se ha empezado a desplegar legislación acorde. Aquí repasamos algunos casos que pueden tomarse como los más destacados de la región.

Luis Ini



■ ARGENTINA

Desde finales del año pasado existe la ley 27.424 de “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública”, que habilita a usuarios residenciales y a pymes para la generación de energía eléctrica de origen renovable “para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red”.

Evidentemente todavía por desplegar, vale la pena citar dos situaciones que pueden

calificarse como hitos. Una es la instalación por la compañía eléctrica Edenor dentro de su área de concesión del primer medidor bidireccional a un cliente residencial. Se trata de una prueba piloto de generación distribuida que incluirá a tres clientes. Según informó en su momento la compañía, en el domicilio particular ubicado en la localidad de San Fernando, provincia de Buenos Aires, cercano a la capital del país, funciona un sistema compuesto “por 24 paneles solares, que en conjunto suman 6 kW de potencia nominal”.

La otra acción nos traslada al centro de Argentina. En la provincia de Córdoba, en una pequeña localidad de 300 habitantes llamada La Rancherita se autocalifican como comarca ecológica a partir de, entre otras, sus políticas de reciclaje de basura y por desarrollar un sistema fotovoltaico comunitario de 12,8 kW, conectado a la red eléctrica, y por el cual se compensa gran parte de la iluminación eléctrica pública.



■ BRASIL

En 2012 la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) aprobó varias medidas destinadas a reducir las barreras a la instalación de generación distribuida de pequeño porte, con inclusión de la microgeneración, con un máximo de 100 kW de potencia, y de las minigeneración, de 100 kW a 1 MW.

Desde entonces, y según datos de la Asociación Brasileña de Energía Solar Fotovoltaica (Absolar), se han alcanzado los 300 MW de potencia instalada en esos tipos de sistemas, en locaciones que abarcan residencias, comercios, industrias, productores rurales y edificios públicos.

Tres son los factores citados que justifican el que haya más de 32 mil sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: la fuerte reducción de más del 75% en el precio de la energía solar fotovoltaica a lo largo de la última década; el fuerte aumento en las tarifas de energía eléctrica de los consumido-





res brasileños, presionando el presupuesto de familias y empresas; y el aumento en el protagonismo y la responsabilidad socioambiental de los consumidores, cada vez más dispuestos a ahorrar dinero ayudando al mismo tiempo a la preservación del medio ambiente.

Sin embargo, han encendido las alarmas nuevas disposiciones relacionadas con un cambio en el reconocimiento económico que se implementarán a los sistemas a partir del segundo semestre de 2019, aunque no afectarán a los ya vigentes.

Asimismo, desde el sector se recuerda que muchas distribuidoras de energía en el país han creado diversos obstáculos para dificultar el acceso a la generación distribuida, incluyendo exigencias que no coinciden con las normas vigentes.

■ CHILE

El pasado mes de octubre, con un voto a favor casi unánime, el Senado aprobó el proyecto de modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, por el cual se podrá incrementar de 100 kW a 300 kW la capacidad instalada residencial, entre otras medidas. Entre sus principales contenidos la ley amplía el rango de beneficiarios, no sólo a las personas que posean para su propio consumo equipamiento de generación de energía eléctrica a partir de renovables, sino también a los sistemas comunitarios o de propiedad conjunta.

Pero, tal como se desprende de los datos anteriores, ya la generación distribuida estaba legislada, específicamente desde 2015. Existen varias modalidades de conexión.

En la página anterior, paneles instalados en La Rancherita, provincia de Córdoba, Argentina. Arriba, infografía sobre el programa de techos solares públicos del gobierno de Chile.

Entre ellas destacan los proyectos de tipo net billing, es decir de autoconsumo e inyección del sobrante generado a red, que según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de abril de este año superaban las 2.400 instalaciones, con una capacidad total de 15,5 MW.

Mayor peso tienen los llamados Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), que comercializan energía en el mercado eléctrico además de autoconsumo a mayor escala; de este tipo se sabe que hay más de 150 conexiones que suman un total cercano a los 400 MW.

Por último, es importante destacar el Programa de Techos Solares Públicos, creado en 2015 y que busca instalar 300 sistemas fotovoltaicos en edificios públicos. Sin duda el dato más relevante de este programa es la instalación en noviembre de 2017 de un sistema que aportará 37.200 kW/h anuales desde los mismísimos tejados del Palacio de la Moneda, la sede del poder ejecutivo chileno.

■ COLOMBIA

En marzo pasado se aprobó la *Resolución Creg030*, que reglamenta el procedimiento que debe seguirse para producir energía y vender el excedente al Sistema Interconectado Nacional. Dicho reglamento especifica potencia para autogeneración a pequeña escala, de hasta 100 kW, y la de sistemas fotovoltaicos y otras tecnologías de una potencia entre 100 kW y 1 MW. Allí, puede leerse en la comunicación de Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “se define un mecanismo fácil y sencillo para que los usuarios residenciales de todos los estratos, así como los comerciales y pequeños industriales, produzcan energía principalmente para atender sus propias necesidades y puedan vender los excedentes al sistema interconectado”.

De acuerdo con el reglamento, “también aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala mayores a 1 MW y menores o iguales 5 MW”, aunque la resolución excluye los “sistemas de suministro de energía de emergencia, existentes o nuevos”.

En este contexto, la energética Celsia propone un esquema de negocio a través de un contrato de compra de energía (PPA, por su acrónimo en inglés), que, explican, “permite pagar por los kWh consumidos a un precio competitivo y tarifas estables en el tiempo, o por los kWh que genera el sistema solar fotovoltaico. De esta forma ambas partes aprovechan los excedentes del sistema. Y es Celsia la que asume la instalación, mantenimiento, montaje y operación del servicio”. Este modelo ya ha sido contratado por diferentes usuarios, desde un centro comercial, pasando por una universidad, hasta una fábrica de chocolates, por ejemplo.

■ MÉXICO

Posiblemente, el caso mexicano sea la demostración más potente del desarrollo de la generación distribuida en América latina. En 2014, dentro de la conocida como *Ley de la Industria Eléctrica* se estipularon los lineamientos para su desarrollo.

Una parte importante de las políticas que se impulsaron en ese sentido fue la promoción del financiamiento de proyectos de este tipo.

Esto ha llevado a realizar estudios que concluyen que en 2025 los sistemas de generación distribuida alcanzarán los 9 GW, según un trabajo impulsado por la Iniciativa Climática de México (ICM), la Asociación Solar de México (Asolmex) y la Asociación de Bancos de México (ABM). Allí se explica que esa previsión está dada especialmente por la “reducción del precio promedio de mercado de los Sistema Solar Fotovoltaico Interconectado menor a 500 kW” y por un “aumento continuado de los precios de la electricidad para los usuarios no subsidiados”.

En concreto, se especifica que si se cumplen todas las tendencias que el mercado fotovoltaico viene demostrando hasta ahora, que se ha multiplicado por nueve en los últimos tres años, se alcanzarán 9.177 MW instalados en azoteas.

■ PANAMÁ

Según el Plan Energético Nacional 2015-2050, presentado por la Secretaría Nacional de Energía, se estima que para 2050 el 10% de las viviendas del país contarán con generación solar distribuida, en capacidad instalada significaría unos 900 MW.

No son números especialmente altos, aunque debe tomarse en cuenta que el país tiene



Instalación de autoconsumo y portada del plan Crego3o, en Colombia. Debajo, instalación en Aguascalientes, México.

en la actualidad 4,1 millones de habitantes. Si se cita aquí es por una polémica que estalló el pasado mayo, cuando la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) dejó caer que planeaba cobrarle a los clientes con paneles solares instalados una tasa por demanda de energía o por uso de la red de distribución (¿debería el lector pensar en el recientemente fenecido impuesto al sol español?).

En términos económicos, según citó el diario local La Prensa, esto supondría que “un cliente que haya instalado un sistema de 24 paneles solares, que representa una inversión de aproximadamente 7 mil dólares, pagaría hasta 48 dólares por demanda, cuando este cargo no existía antes”.

La presión social fue tal, especialmente a través de las redes sociales, que desde ASEP

debieron retractarse, aunque no del todo, dejando abierto la posibilidad de “una tasa por uso de la red eléctrica”. Como dato de color, valga tener en cuenta que uno de los operadores eléctricos más importantes de Panamá es, a través de varias filiales, Gas Natural Fenosa, que como se sabe es integrante de Unesa, la Asociación Española de la Industria Eléctrica, precisamente una de las impulsoras intelectuales del “impuesto al sol”.



PERÚ

Si bien no está aún vigente, existe un proyecto de Decreto Supremo, es decir, sin necesidad de recorrido parlamentario y pendiente de la firma presidencial para su implementación, que propone la reglamentación para la generación distribuida, un paso necesario para hacer efectiva la ley de medición neta promulgada en 2015, que propone proyectos de hasta 200 kW y esquemas de hasta 10 MW.



Para el primer caso, es trasladar a las instalaciones de hasta 200 kW un diseño de net billing, capaz de permitir la venta a la red de los excedentes de energía no autoconsumida, y pagada a con descuentos en las facturas eléctricas.

Para el segundo caso, entre 200 kW y 10 MW, se plantea, al igual que en Chile, un esquema para Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

En general, expertos en el tema energético peruano plantean que, al ser una tecnología en ciernes, sin prácticamente recorrido en el país, deberán ajustarse convenientemente tanto las cuestiones relacionadas con las capacidades técnicas de la red eléctrica para absorber estos nuevos sistemas, como el desarrollo de un esquema de retribución e incentivos de los usuarios. ■



Blue Power

The professional choice



victron energy
BLUE POWER

www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



Ronda Narcís Monturiol, 4
Edif. A - Despacho 204,
Parque Tecnològic
46980 Paterna, Valencia
Tel. 963 211 165
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, G
46970 Alaquàs, 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

