



Almacenamiento, la llave maestra de la transición energética

**Geografía española
del hidrógeno**



**Bajar el precio de la
luz es muy fácil**



**Baterías: renovables
a tiempo completo**



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



198



Número 198
Febrero 2021

■ PANORAMA

La actualidad en breves 6
Opinión: **Javier García Brea** (8) / **Sergio de Otto** (10) / **Ernesto Macías** (12) / **Pep Puig** (14)

Bajar el precio de la luz es muy fácil 18

■ ENTREVISTA

Raquel Paule, directora general de la Fundación Renovables 22

■ AUTOCONSUMO

ecovatios: electricidad solo renovable, autoconsumo solo SunPower 26
(+Entrevista a **Carlos García**, fundador y director general de ecovatios)

■ ALMACENAMIENTO

Almacenamiento de energía, la llave maestra del nuevo sistema energético 30

Entrevista a **Juan Fraga**, consultor especializado en almacenamiento de hidrógeno y asesor tecnológico de Dos Grados Capital 36

La geografía española del hidrógeno 40

Baterías: renovables a tiempo completo 44

■ MOVILIDAD

A las puertas de **la aviación del futuro** 48

Familia cero emisiones 52

■ BIOENERGÍA

La CE puede modificar unos **criterios de sostenibilidad de la biomasa** que aún no se han puesto en marcha 56

■ AMÉRICA

Biden viene a **restañar las heridas que deja Trump**. ¿Podrá? 60

Se anuncian en este número

BORNAY..... 2	MASTER REM PLUS.....13
CONTIGO ENERGÍA..... 64	SOLARWATT 9
EES 35	SANTOS MAQUINARIA ELÉCTRICA.....15
ENERXÉTIKA..... 55	SUMINISTROS ORDUÑA 33
HOLTROP 25	SUNRISE.....43
INTERSOLAR 39	VICTRON 63
LONGI SOLAR 17	



Hablamos el lenguaje de las renovables ¿Y tú?

Anúnciate en

 **ENERGÍAS
RENOVABLES**

200.000
visitantes únicos
al mes Datos: OJD

El periodismo de
las energías limpias

 **ENERGÍAS
RENOVABLES**

 **RENEWABLE
ENERGY MAGAZINE**

www.energias-renovables.com



The screenshot shows the website's layout with a top navigation bar, a main content area with several articles, and a bottom section with various advertisements and news snippets.

Top Navigation: Logo, "ENERGÍAS RENOVABLES El periodismo de los energías limpias", "ENERGY MAGAZINE", and social media icons.

Main Content Area:

- Left Column:** "Suministro energía renovable", "Compensación de excedentes", "y AHORA", "SUNPOWER".
- Center Article:** "Claro que podíamos presentar biomasa a la subasta, pero a un precio inasumible" by Javier Rico. Text: "El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) anunció que la biomasa podría presentar ofertas a la subasta de renovables del pasado martes dentro de los mil megavatios sin asignación tecnológica. Tanto quienes presentaron ofertas con biomasa, como quienes no, confirman que 'es imposible'".
- Right Column:** "Los ecologistas denuncian las 'técnicas de intimidación' de la multinacional que quiere abrir una mina de uranio a cielo abierto en Salamanca", "El almacenamiento subterráneo de hidrógeno a gran escala podría ayudar a mantener estable el precio de la luz?", "Amenazas veladas de la minera Berkeley para frenar la acción legislativa del Congreso", "El desarrollo desarrolla una herramienta para evaluar la capacidad de generación eólica en Colombia", "El Gobierno se da dos semanas para valorar la viabilidad económica de la co-combustión en As-Plantas", "En Madrid ya se puede repostar hidrógeno en 5 minutos".
- Bottom Right:** "SUNPOWER MAXION", "22,6% Mayor eficiencia de módulos del mercado", "Hasta 35% más de producción en 15 años", "25 años de garantía de producto y potencia".

Bottom Section:

- rem:** "Duke Energy to Sell 19.9% of Subsidiary to Singapore Company".
- hidrógeno:** "¿El almacenamiento subterráneo de hidrógeno a gran escala podría ayudar a mantener estable el precio de la luz?".
- panorama:** "N-620 MANCA CASTRA RETO", "Amenazas veladas de la minera Berkeley para frenar la acción legislativa del Congreso".
- Advertisements:** "El secreto: NUESTRO PANEL DE DOBLE VIDRIO", "SOLARWATT power to the people", "ENERGÍA SOLAR".
- Footer:** "panorama", "inter solar", "LA FERIA DE LA INDUSTRIA SOLAR LIDER EN EL MUNDO", "JUNIO 09-11".



DIRECTORES

Luis Merino

lmerino@energias-renovables.com

Pepa Mosquera

pmosquera@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.

abarrero@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel

trazas@telefonica.net

COLABORADORES

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

CONSEJO ASESOR

Vicente Abarca

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

Mar Asunción

Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa

Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Mercedes Ballesteros

Directora de Energías Renovables del Ciemat (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)

Luis Crespo

Presidente de Protermosolar

Javier Díaz

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

Jesús Fernández

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

Javier García Brea

Experto en Políticas Energéticas y presidente de NzE

José Luis García Ortega

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

Santiago Gómez Ramos

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

Begoña María-Tomé Gil

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

Antoni Martínez

Senior Advisor de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

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

Aranca Martínez Navarro

Presidenta de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf)

Emilio Miguel Mitre

Director red Ambientectura

Joaquín Nieto

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

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1 Dcha.

28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)

Tel: +34 91 663 76 04

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04

publicidad@energias-renovables.com

advertising@energias-renovables.com

Imprime: Aries

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



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN



NOSOTROS USAMOS



kilovatios verdes limpios

Triodos Bank

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

El obsceno precio de la luz

En febrero de 2014, Sergio de Otto, columnista habitual en estas páginas, utilizaba una frase parecida a esta –el obsceno recibo de la luz, en su caso– para encabezar uno de sus artículos de opinión. Transcurridos siete años, ambos titulares –el suyo y el nuestro–, siguen siendo, lamentablemente, del todo apropiados.

A lo largo de las últimas semanas hemos visto cómo algunos expertos en energía y mercado eléctrico, y aún más “amateurs”, aportaban ideas y propuestas para que no vuelva a repetirse lo ocurrido en la segunda semana de 2021, cuando el precio al que se casaba la electricidad en el gran mercado mayorista alcanzaba cifras obscenas en plena ola de frío glacial. Algunas de esas ideas las comparto, otras en absoluto, pero eso es lo de menos. Quienes escribimos esta revista somos periodistas, no técnicos, así que no nos corresponde a nosotros decidir cómo hay que rediseñar el modelo eléctrico para que el derecho a disponer de electricidad de calidad a un precio decente se haga realidad. Pero sí es nuestra obligación aportar una información, fiable y verificable, que ayude a caminar en esa dirección.

Fiable y verificable es, por ejemplo, que en 2020 se instalaron 596 megavatios nuevos en autoconsumo solar en España, lo que supone un incremento del 30% con respecto a 2019 y, sin la menor duda, toda una hazaña en pleno año Covid. O que, a pesar también de la pandemia, la demanda de turbinas eólicas en Europa se disparó el año pasado hasta la cifra récord de 15.000 megavatios.

También es nuestra obligación, como periodistas, informar y denunciar lo que no se hace bien. En este proceso hacia la descarbonización de la economía ha habido negacionistas del cambio climático –reales o motivados solo por el lucro– que no han tenido el menor reparo en intoxicar el debate con todo tipo de datos falsos. Por ejemplo, sobre la capacidad de las energías renovables para aportar energía limpia o su precio. Todavía los hay, si bien parece que esta batalla ya está ganada. Sin embargo, el que las energías renovables sean limpias no significa que todo valga en relación a ellas.

Mientras escribía estas líneas, estaba terminando de tomar cuerpo una nueva alianza, integrada por organizaciones ciudadanas y ecologistas que, con el apoyo de científicos –algunos de ellos de primer nivel– denuncia la forma en que se está desplegando la potencia renovable en España. Advierten sobre el riesgo de una transición energética enfocada únicamente en la tecnología, que sature el territorio con proyectos a gran escala, con graves impactos en el suelo y la biodiversidad. Su propuesta es apostar por la generación renovable distribuida, el ahorro energético y el autoconsumo.

En *Energías Renovables* nos hemos hecho eco de esta denuncia, pero también de las reflexiones de quienes defienden que para lograr un *mix* cien por cien limpio las macro plantas son imprescindibles. Reconocen que las energías renovables, especialmente las solares, implican una ocupación notable del territorio, pero puntualizan que hay impactos muy visibles que son menos dañinos que otros poco aparentes, como las emisiones de gases de efecto invernadero o de residuos radiactivos. Luego están quienes, en un camino más intermedio, plantean que el reto no es tanto instalar 52.000 megavatios en eólica y solar fotovoltaica para 2030 sino aproximar la generación al consumo (aspecto clave en las propias directivas europeas).

Es muy probable que este debate incipiente termine jugando un papel destacado en la transición ecológica. La razón de extender las renovables es un imperativo para frenar el calentamiento global; otra cosa es cómo lo hacemos. Esperemos que, como dice Emilio Menéndez, que fue profesor de Ecología de la Universidad Autónoma de Madrid (está jubilado, pero sigue colaborando en másters) analizar, reflexionar y dialogar sea la luz que lo conduzca.

Hasta el mes que viene.

Pepa Mosquera

■ La primera subasta de 2021 adjudica 3.034 MW a un precio un 43% inferior al del mercado

En la primera subasta de 2021 de renovables se han adjudicado 3.034 MW a precios por debajo de mercado: un 43% inferior a la estimación de precios a largo plazo. A la subasta han concurrido 84 agentes que han ofertado por 9.700 MW (más de 3 veces la potencia subastada), reflejo del gran interés por las renovables en España y lo atractivo del nuevo marco normativo, según indican desde el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico.

En concreto, la subasta se ha saldado con un precio medio ponderado de 24,47 €/MWh para la tecnología fotovoltaica y de 25,31 €/MWh para la eólica. El promotor recibirá un precio fijo por la energía generada en función de la oferta que haya realizado. El despliegue de los 3.034 MW adjudicados movilizará inversiones por unos 2.100 millones de euros asociados a la fabricación y construcción de las instalaciones, ocupando a unos 27.000 trabajadores. También permitirá reducir el coste de producción de electricidad, efecto que se verá acumulado con las sucesivas subastas, aseguran desde el Miteco. Además, una vez entren en funcionamiento los proyectos adjudicados, se prevé una reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero próxima a los 2,5 millones t/CO₂-eq.

Un total de 26 compañías se reparten el millar largo de megavatios subastados en

solar fotovoltaica, una potencia muy repartida entre los concurrentes. A destacar los 315 MW de X-Elio y los 243 MW de Ibernova (del grupo Iberdrola), seguidas por Naturgy con 196,68 MW y Solaria con 180 MW. Destacan también Elawan Energy (en la que participa el grupo asiático Orix), con 175 MW, y Garnacha Solar, con 150 MW. Ignis Desarrollo (Grupo Ignis), la compañía que ofertó el precio más bajo (14,89 €/MWh), se ha llevado 125 MW. La multinacional EDP se ha hecho con 98,4 MW, la surcoreana Hanwha Energy suma 86 MW, la francesa Engie 85 MW y AKUO Renovables (que pese a su nombre es también de origen francés) 81,2 MW.

En eólica, son ocho las compañías adjudicatarias. La primera en el ranking es Capital Energy, compañía española fundada en 2002 que se ha hecho con 405 MW; una potencia a la que hay que añadir los 220,66 MW conseguidos por su filial Green Capital. Por tanto, entre las dos suman 625,66 MW. La gallega Greenalia Wind Power ha conseguido 134,3 MW y Elawan 105 MW, mientras que Naturgy se ha hecho con casi 38 MW (37,950 MW). Todas estas compañías suman, en conjunto, 902,91 MW. El resto se reparte entre EDP (45MW), Enerfin (40 MW) y la japonesa Eurus (14 MW).

Convocada el pasado 11 de diciembre, esta ha sido la primera subasta bajo el nue-

vo sistema, denominado Régimen Económico de Energías Renovables (REER) y que, por primera vez, cuenta con un calendario indicativo de convocatorias hasta 2025, orientado a la consecución de los objetivos de producción renovable establecidos en el Plan Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que prevé 60 gigavatios (GW) adicionales en la próxima década, logrando que el 74% de la generación eléctrica sea de origen renovable al término de esta década.

PRÓXIMOS PASOS

Los adjudicatarios de la subasta tienen un plazo de dos meses para solicitar la inscripción en el registro electrónico del REER en estado de preasignación. Una vez que se produzca dicha inscripción, dispondrán de 6 meses para identificar las instalaciones y de 12 meses para acreditar que disponen de la autorización administrativa de construcción de dichas instalaciones. Asimismo, los adjudicatarios tendrán que presentar un plan de cadena de valor.

Las instalaciones fotovoltaicas deben estar totalmente finalizadas antes del 28 de febrero del 2023 y las eólicas antes del 29 de febrero de 2024.

■ Más información:

→ www.miteco.gob.es



■ “Claro que podíamos presentar biomasa a la subasta, pero a un precio inasumible”

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) anunció que la biomasa podía presentar ofertas a la subasta de renovables del pasado martes dentro de los mil megavatios sin asignación tecnológica. Tanto quienes presentaron ofertas con biomasa, como quienes no, confirman que “es imposible competir con el precio por MWh que impone la fotovoltaica, con lo que desaparece la igualdad competitiva” (El precio medio ponderado ha sido de 24,47 €/MWh para la solar fotovoltaica y de 25,31 €/MWh en la eólica).

La industria pide que el Miteco corrija este error, ya que quedan dos subastas dentro del calendario indicativo elaborado por el ministerio en los que la biomasa no tiene potencia asignada. La Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Biomasa) y la Asociación Española de Biomasa (Avebiom) consideran claramente insuficientes para la biomasa este calendario y este mismo sistema, que solo permitirán presentar ofertas con tecnología asignada

en las subastas de 2021 (140 MW) y 2023 (260 MW), para acabar en 2025 con 380 MW acumulados.

APPA Biomasa y Avebiom presentaron alegaciones al borrador de la orden ministerial que regula el mecanismo de subastas, pero en lo esencial (conseguir más potencia y que se tuviera en cuenta el coste mayor de la producción de energía con biomasa, pero también su carácter gestionable) no se tuvo en cuenta. Tras conocerse el resultado de la subasta, Javier Díaz, presidente de Avebiom, manifestó en Twitter que “las energías renovables deben de ser un conjunto de tecnologías que cubran las necesidades del país en todo momento, y si no se cuenta con la biomasa como energía gestionable, siempre faltará una pata y la mesa cojeará. La biomasa para electricidad es necesaria para la estabilidad del sistema”.

Desde algunas de las empresas de biomasa que finalmente no han presentado ofertas se afirma que “para que de verdad pueda desarrollarse el sector de la biomasa eléctrica es necesario: cupo tecnológico,



más megavatios en las convocatorias que den opción a todos los proyectos acumulados tras estos años de moratoria regulatoria y también sería deseable un mayor plazo (quince años son pocos en general) para amortizar este tipo de activos.

■ Más información:

→ www.avebiom.org

→ www.appa.es

■ El autoconsumo crece un 30% en el año del Covid

Muchos han sido los obstáculos a los que ha debido enfrentarse el autoconsumo en 2020, el año del Covid: desde la incertidumbre y los miedos iniciales que derrumbaron el mercado allá por el mes de marzo a los confinamientos selectivos que han ido trufando toda España durante todo el año. A todos esos obstáculos ha sobrevivido esta solución de ahorro.

Según los registros de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), el año pasado se instalaron en España 596 MW de nueva potencia fotovoltaica en autoconsumo. “Esta cifra -concreta UNEF- supone un incremento del 30% con respecto a 2019, cuando se colocaron 459 MW”. La patronal o estima que, de esos 596 MW, un 2% corresponde a instalaciones de autoconsumo aisladas de la red.

En cuanto al reparto por sectores, la mayoría de la nueva potencia, un 56%, se ha instalado en el sector industrial; un 23%, en el sector comercial; y un 19%, en el sector doméstico, “que es donde el autoconsumo ha experimentado un crecimiento sin precedentes” (en 2019 el autoconsumo doméstico supuso un 10%). Y es

que, según UNEF, “cada vez más familias apuestan por esta tecnología más barata y limpia gracias a la eliminación de las barreras administrativas, a los incentivos locales para las instalaciones y al ahorro logrado con las medidas de confinamiento” (con los confinamientos la población permanece más tiempo en casa y eso se traduce en mayor gasto eléctrico, que el autoconsumo puede paliar).

José Donoso, director general de UNEF afirma que “en el caso de viviendas unifamiliares en una zona soleada, una instalación sin baterías es una inversión que se puede recuperar en 9 o 10 años. Además, hay deducciones en el IBI y los bancos no están dando rentabilidad por lo que su dinero está mejor en el tejado de la casa”.

UNEF destaca por otro lado, la importancia de la simplificación administrativa: “este año son ya ocho las comunidades autónomas que han eliminado la licencia de obra para las instalaciones sobre tejado y esperamos que otras se sumen muy pronto”. Otra de las reivindicaciones tradicionales de la asociación es “disminuir el término fijo de la factura eléctrica española, el más elevado en Eu-

ropa”. De ese modo se asegurará, según UNEF, el “crecimiento sostenido a lo largo de la década”.

En el segmento industrial, el avance se ha estabilizado en 2020, alcanzando un 56% de los megavatios fotovoltaicos instalados, frente al 70% que supusieron en 2019. En el ámbito comercial ha supuesto un 23%, frente al 30% registrado el año pasado. Según la asociación, el desarrollo particular de las instalaciones de autoconsumo en estos sectores ha dependido de cómo se han visto afectados en cada caso por la crisis sanitaria.

■ Más información:

→ www.unef.es





Javier García Brevia
Asesor en Modelos
Energéticos
→ jgb@nze.es

La adaptación al cambio climático es para hoy

España cuenta con planes nacionales de adaptación al cambio climático desde el año 2006; sin embargo, cuando se suceden fenómenos climáticos extremos, como la borrasca “Filomena”, o pandemias como la Covid-19, se pone de manifiesto nuestra vulnerabilidad y falta de resiliencia ante perturbaciones que tienen su origen en la actividad humana. Lo dramático es que España no está preparada para enfrentarse al cambio climático.

Hace un año se aprobó la declaración de emergencia climática; sin embargo, como ha explicado el biólogo del CSIC Fernando Valladares, se ha destacado antes la conexión entre el coronavirus y la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero que la conexión que existe entre el aumento de las emisiones y el origen de las pandemias. Se olvida que una naturaleza bien conservada es lo que nos protege del clima y de nuevas enfermedades.

La borrasca “Filomena” ha provocado debates inútiles y exasperantes. Pero solo los meteorólogos acertaron en el aviso y en el diagnóstico. El calentamiento ha alterado la circulación atmosférica y los episodios climáticos son cada vez más extremos y frecuentes. Su origen está en el deshielo del Ártico, pero ese debate no interesa porque obliga a hablar de los límites del planeta y del crecimiento o de la necesidad de conservar los ecosistemas y la biodiversidad.

La ola de frío de enero ha demostrado que los usos que hacemos de la energía no nos protegen de los efectos del cambio climático. La regulación eléctrica sigue incentivando el consumo de energía para asegurar primero los ingresos del sistema eléctrico convencional y la rentabilidad de un *mix* desequilibrado por la falta de generación distribuida, antes que el ahorro energético y un precio transparente de la electricidad.

Tampoco los edificios y viviendas se construyen o reforman pensando en las necesidades de sus ocupantes ante situaciones de pandemia o variaciones climáticas extremas. En el transporte hemos disfrutado unos días de la ciudad sin coches y sin emisiones; pero es evidente que tantos años multiplicando la circulación de vehículos de combustión por las mismas calles y alimentando calefacciones con carbón, petróleo y gas han convertido las ciudades en entornos inhóspitos y, en palabras del profesor de la UCM César García Aranda, en destructoras de ecosistemas.

A pesar de que las directivas europeas establecen la fórmula para reducir las emisiones y abaratar la energía con generación distribuida y gestión de la demanda con el control del consumidor, los mercados energéticos mantienen las barreras a la competencia de las nuevas formas de autogenerar, agregar y consumir la electricidad. La regulación medioambiental es incoherente, como la taxonomía aprobada por la Unión Europea que, con criterios como los de neutralidad tecnológica o actividades facilitadoras, permitirá más inversiones contaminantes a gran escala que se etiquetarán como verdes y se financiarán con fondos públicos.

La sostenibilidad ya es un concepto fagocitado por el mercado, que lo ha relegado exclusivamente como valor reputacional para empresas e instituciones. La relación entre la energía, la biodiversidad y la salud no entra en los balances económicos ni en la política de compartimentos estancos que practican todas las administraciones públicas, en las que cada negociado solo entiende de lo suyo.

Para que la sociedad y la economía se adapten al cambio climático es preciso cambiar el mercado a través de un modelo energético más productivo que rentista, con menos energía centralizada y más energía de proximidad, con el uso masivo de renovables distribuidas y de economía circular, sin residuos ni emisiones, que asigne un valor a la eficiencia y ahorro de energía y que respete el territorio y su biodiversidad.

Si en esta crisis hemos aprendido a escuchar y respetar a los científicos, es hora de hacer lo mismo con los biólogos.

Si en esta crisis hemos aprendido a escuchar y respetar a los científicos, es hora de hacer lo mismo con los biólogos.

Para que la sociedad y la economía se adapten al cambio climático es preciso cambiar el mercado a través de un modelo energético más productivo que rentista, con menos energía centralizada y más energía de proximidad, con el uso masivo de renovables distribuidas y de economía circular

La eólica es, desde 2020, la primera tecnología del sistema eléctrico nacional

No hay tecnología de generación de electricidad en España que tenga ahora más potencia instalada que la eólica: 27.259 MW. Casi mil megavatios más que los ciclos combinados, tecnología que hasta el año pasado encabezaba el ranking, con 26.284 MW.

Según los datos aportados por Red Eléctrica de España (REE) en su estadística correspondiente a diciembre de 2020, la eólica conectó a red 1.383 megavatios de nueva potencia entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2020. Otra tecnología que logra un importante hito es la fotovoltaica. El crecimiento de esta tecnología ha sido espectacular en el bienio 2019-2020, período durante el cual fueron conectados 6.835 MW de potencia, cantidad que supera con mucho la acumulada durante toda la historia. A principios del 19 había en España 4.712 megavatios de potencia FV en marcha. Ahora mismo hay más de 11.500. La fotovoltaica es, de lejos, la tecnología que más potencia ha añadido al parque nacional de generación en este bienio (más de 2.500 en el año del Covid).

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima se ha fijado como objetivo 2030 que el 74% de la electricidad de España proceda de fuentes renovables (el 100% es el objetivo 2050). En esa hoja de ruta a 2030, el Ejecutivo Sánchez congela los ciclos combinados operativos en esa fecha (2030) en 26.000 MW. La nuclear seguirá también como está, en 7.117 MW.

Más información:

→ www.ree.es

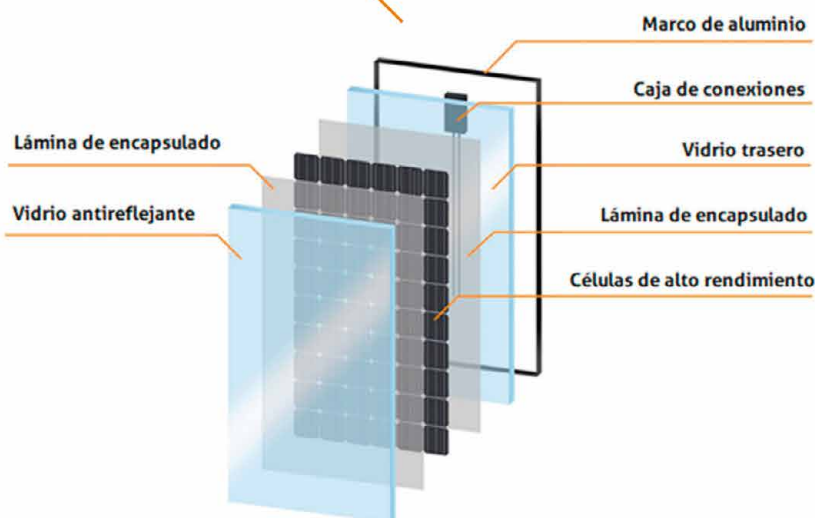


EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CON MÁS VENTAJAS ES ALEMÁN Y SE LLAMA SOLARWATT

30 AÑOS DE GARANTÍA TOTAL EN TUS PANELES. SIN LETRA PEQUEÑA.
PRODUCE MÁS ENERGÍA PORQUE SE DEGRADA LA MITAD QUE LOS
PANELES CONVENCIONALES.
INVERSION CON RIESGO CERO.
INSTALACIÓN A LA MEDIDA. NI MÁS NI MENOS QUE LO IDEAL PARA
TU CASA.

TU INSTALACIÓN TE
PROPORCIONARÁ UN 50%
MÁS DE AUTOCONSUMO
GRACIAS A LA GESTIÓN
INTELIGENTE DEL **SISTEMA
ENERGYMANAGER**

El secreto: NUESTRO PANEL DE DOBLE VIDRIO



SOMOS LOS ÚNICOS QUE TE
ASEGURAMOS (ERGO)
TODA LA INSTALACIÓN A TODO
RIESGO Y GRATUITAMENTE LOS
5 PRIMEROS AÑOS: PEACE OF MIND

ERGO



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

Nosotros y la transición ecológica

En el momento de escribir estas líneas estoy tentado de referirme, por ejemplo, a la cantidad de disparates que pudimos escuchar durante el episodio que tuvo lugar en la primera quincena de enero cuando se dispararon los precios del mercado eléctrico, o al resultado de la subasta de potencia renovable que cerraba el mes, o a glosar el acierto que supone la creación del Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sector Eléctrico (FNSSE) para repartir el esfuerzo de transformación de nuestro modelo energético entre los distintos usos de la energía, cumpliendo, por cierto, la demanda que Fundación Renovables hacía once años atrás, o, sencillamente reflexionar sobre la cantidad de “Filomenas” que tenemos por delante.

Son, sin duda, hechos destacados de la actualidad, pero prefiero referirme a un tema crucial de la transición ecológica en la que estamos inmersos: nuestra participación, nuestro papel, la capacidad de cada uno de nosotros para hacer frente a la crisis climática, para hacer más sostenible nuestra relación con el planeta que nos acoge. Ha sido la lectura del último libro de Carlos Fresneda, periodista con una larga trayectoria ocupándose de los temas ambientales, la que me ha cargado de argumentos para el optimismo, para creer en la viabilidad de esta revolución a la que estamos abocados.

En “Ecohéros”, Carlos recoge el testimonio de “cien voces por la salud del planeta” entre las que se encuentran desde personajes de renombre mundial como pueden ser Jane Goodall, David Attenborough o James Lovelock hasta personajes desconocidos que han llevado a cabo iniciativas, proyectos de todo tipo, algunos insólitos, otros sencillos, pero siempre con un denominador común: hacer más sostenible nuestra presencia en la tierra. Esas voces están agrupadas en nueve capítulos dedicados a ciudades, alimentación, ciencia, naturaleza, agua, clima, energía, economía y consumo. Con todos ellos, con los cien protagonistas, ha hablado Carlos, que logra en las tres o cuatro páginas que dedica a cada uno acercarnos su ejemplo y su testimonio de una forma tan atractiva que te engancha como una novela.

Desde la historia de Joan Carulla, un “payés urbano” que hace cuarenta años ya cultivaba en su azotea barcelonesa, adelantándose varias décadas a la moda que arrasa hoy en Manhattan y otras capitales mundiales, hasta las reflexiones del economista reconocido mundialmente Nicholas Stern, el libro presenta un riquísimo catálogo de actitudes e iniciativas que tienen como principal característica su diversidad y constituye un inmenso e inspirador abanico de alternativas para no quedarnos cruzados de brazos.

En el ámbito de la energía, Carlos Fresneda nos trae el ejemplo de coherencia de Domingo Jiménez Beltrán que ha hecho de su casa una demostración de la viabilidad de lo que ha venido defendiendo desde hace tantos años y que hoy resume en el concepto de “autosuficiencia conectada”. También nos cuenta el éxito de la iniciativa de Gijsbert Huikink, el holandés que puso en marcha Som Energía, una de las más evidentes demostraciones de cómo la sociedad puede ser protagonista del cambio, o la merecida mención al incansable Pep Puig que ha logrado hacer realidad su sueño de “Viure de L’Aire”, la primera iniciativa popular para instalar un aerogenerador.

La lectura de estos cien testimonios, pese a los certeros y preocupantes diagnósticos que muchos de los protagonistas manifiestan, invita a la acción, al convencimiento de que frente al reto al que nos enfrentamos hay un sinnúmero de posibilidades para hacerle frente o para adaptarnos.

No sé si lo más acertado es hablar de “ecohéroes” como lo hace el título, aunque algunos lo son obviamente por las condiciones en que desarrollan su tarea, como es el caso de Nina Gualinga una de las “Guardianas del Amazonas”. No es heroísmo, no debería ser heroísmo, ponerse en marcha, reaccionar a lo que está mal, buscar otras formas de hacer las cosas, no esperar a que los gobiernos actúen con decisión o buscar el amparo de las leyes para actuar.

Estas cien voces lo que nos cuentan es que cada uno de nosotros tiene un papel en esta transición ecológica, que no podemos ser meros espectadores y que nuestra participación la hará viable.

Lo que nos cuentan los “ecohéroes” es que cada uno de nosotros tiene un papel en esta transición ecológica, que no podemos ser meros espectadores y que nuestra participación la hará viable

Los pedidos de aerogeneradores en Europa alcanzaron cifras récord en 2020

A pesar de la pandemia, los pedidos de aerogeneradores, tanto en tierra como en el mar, aumentaron nada menos que un 74% en 2020 en Europa, hasta alcanzar la cifra récord de 15 GW, según un nuevo informe –Wind Turbine Order Monitoring 2020– de la asociación europea del sector, WindEurope.

Los países europeos hicieron 104 pedidos de turbinas eólicas en 2020. De ellos, 8,2 GW fueron de aerogeneradores para instalar en tierra, lo que supone un aumento del 13% en comparación con 2019. Los pedidos de máquinas para instalar en el mar se multiplicaron por seis en comparación con el año anterior, hasta alcanzar los 6,4 GW.

Estos pedidos fueron realizados por 19 países diferentes a lo largo de todo el año. Reino Unido fue el que más capacidad de turbinas eólicas pidió, con 4,4 GW, seguido de Holanda, con 2,4 GW, y Suecia, que quedó en tercer lugar, con 1,4 GW, fundamentalmente para su instalación en tierra.

Reino Unido y Holanda ocupan el segundo y tercer puesto en peticiones de máquinas para tierra, si bien ambos países solicitaron, sobre todo, turbinas offshore. El primero fue el que más capacidad pidió. Francia y Alemania son los otros países que han encargado una cantidad importante de turbinas para alta mar, pero el estancamiento de la expansión de la energía eólica en ambos países ha hecho que los pedidos sean menores que en años anteriores.

■ **Más información:**
 → www.windeurope.org

■ La carga en cinco minutos de los vehículos eléctricos estará disponible en 3 años

La compañía israelí StoreDot ha desarrollado nuevas baterías de iones de litio, fabricadas por EVE Energy en China, capaces de cargarse completamente en cinco minutos, lo que significa que la recarga de los vehículos eléctricos podría ser tan rápida como el llenado de los coches de gasolina o diésel. StoreDot confía en tenerlas disponibles para su comercialización masiva en tres años.

StoreDot ya ha demostrado el buen funcionamiento de esta batería de carga extremadamente rápida (XFC) en teléfonos o drones. Ahora, según ha anunciado, el millar de baterías que ha producido servirán para mostrar su tecnología a los fabricantes de automóviles y otras empresas. Hasta el momento, StoreDot ha recaudado 130 millones de dólares para el desarrollo de las baterías, con inversores como Daimler, BP, Samsung y TDK entre otros.

“La barrera número uno para la adopción de vehículos eléctricos ya no es el precio sino la preocupación por el alcance”, ha declarado Doron Myersdorf, CEO de StoreDot. “O bien tienes miedo de quedarte atascado en la autopista o vas a tener que sentarte en una estación de carga durante dos horas. Pero si la experiencia del conductor es exactamente como repostar

[un coche de gasolina], toda esta ansiedad desaparece”. Y añade: “Una batería de iones de litio de cinco minutos de carga se consideraba imposible. Pues bien, nosotros no estamos hablando de un prototipo de laboratorio, estamos hablando de una línea de producción en masa. Esto demuestra que ya es factible y que está comercialmente lista”.

SUPERANDO BARRERAS

Las baterías de Li-ion existentes usan grafito como un electrodo, en el cual los iones de litio son empujados para almacenar la carga. Pero, según StoreDot, cuando se cargan rápidamente, los iones se congestionan y pueden convertirse en metal y provocar un cortocircuito en la batería. La batería de la compañía israelí sustituye el grafito por nanopartículas semiconductoras en las que los iones pueden pasar más rápida y fácilmente. Estas nanopartículas se basan actualmente en el germanio, que es soluble en agua y más fácil de manejar en la fabricación. Pero el plan de StoreDot es usar silicio, que es mucho más barato, y espera tener estos prototipos a finales de este año. Según Myersdorf, su coste sería el mismo que el de las baterías de Li-ion existentes.



Los prototipos de las nuevas baterías han sido fabricados por EVE Energy, socio estratégico de StoreDot, en China y están diseñadas para ser producidas en las líneas de fabricación de Li-ion existentes, con posibilidad de empezar a desarrollarlas a finales de este mismo año.

■ Más información:

→ www.store-dot.com

■ 80 entidades se unen para defender la biodiversidad frente a las renovables a gran escala

80 entidades de todo el Estado han creado la Alianza Energía y Territorio (ALIENTE) y han presentado, con el apoyo de más de 250 científicos, un documento con 13 medidas que, en su opinión, garantizaría una transición energética acorde con la conservación de la biodiversidad, el paisaje y el desarrollo de un modelo energético distribuido y justo.

Consideran que “el desarrollo masivo, sobredimensionado, sin planificar ni evaluar de instalaciones renovables a gran escala, en ausencia de políticas efectivas de ahorro y eficiencia de la energía, está suponiendo un grave riesgo con consecuencias irreversibles para la conservación de la biodiversidad y el paisaje en nuestro territorio, además de comprometer los servicios que la biodiversidad nos brinda, entre ellos la protección de la salud”. Entre los impactos

que según la alianza provoca el modelo actual de desarrollo de las renovables, citan la mortalidad directa de miles de aves y quirópteros causada por los parques eólicos y su impacto en áreas de elevado valor paisajístico, así como la amenaza que supone “la proliferación de grandes industrias fotovoltaicas, que ocupan y destruyen amplias extensiones de áreas de cultivo, pastizales y estepas naturales de gran importancia”.

También alertan sobre “la mortalidad de muchas especies, la merma y fragmentación de los hábitats, la pérdida de suelo y erosión de cubierta vegetal, la disminución de la retención de agua y el cambio de las condiciones climáticas en el entorno de las instalaciones”.

Para garantizar la conservación de la biodiversidad, ALIENTE pide a los gobiernos central y autonómicos la puesta en

marcha de 13 medidas. Entre ellas, la necesidad de hacer una planificación sinérgica del territorio con áreas de exclusión legalmente vinculantes para la instalación de energía a gran escala y ampliar y completar la Red Natura 2000, cumpliendo con las exigencias de la Unión Europea al Estado Español.

Piden, asimismo, una catalogación de las especies afectadas en coherencia con su estado real de conservación para la evaluación correcta de los impactos, y garantizar la independencia y rigurosidad de las evaluaciones de Impacto Ambiental y procedimientos ambientales aplicando criterios científicos.

■ Más información:

→ www.aliente.org



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

¡Le regalamos las placas!

Después de muchos años de una larga travesía en el desierto, con cientos de profesionales del sector fotovoltaico y sus asociaciones trabajando, más bien diría peleando, para conseguir un marco favorable para el desarrollo del tan necesario autoconsumo fotovoltaico, se consiguió.

Paso a paso, desde octubre de 2015, hemos ido avanzando para que esta tecnología esté al alcance casi de cualquier consumidor de electricidad: empresas, familias, cooperativas, casi sin barreras. Y digo casi porque algunos ayuntamientos parece que no se acaban de enterar y no dejan de poner obstáculos administrativos. Pero lo cierto es que tenemos ya la solución tecnológica que permite a los ciudadanos producir, gestionar, en algunos casos almacenar, y consumir su energía.

Hasta aquí las buenas noticias.

He escrito “solución tecnológica” porque el autoconsumo fotovoltaico es una solución que consiste en analizar los consumos de un cliente, estudiar su potencial de producción, realizar un dimensionamiento adecuado, que

implica la instalación de un sistema ajustado a las necesidades y objetivos del cliente, con el que poder “pronosticar” con un grado de fiabilidad bastante alto qué es lo que ese sistema va a producir, cómo y cuánto se va a consumir a lo largo de los años y, consecuentemente, informar al futuro prosumidor de cuál va a ser el escenario esperable, también en términos financieros. Y eso implica un estudio riguroso y profesional para que, una vez instalado el sistema, proporcione lo que habíamos calculado.

Pues bien, siendo muy positivo, el creciente interés de la sociedad y de numerosos nuevos actores que están irrumpiendo en este potencial mercado, personalmente me genera cierta inquietud. Porque, en muchos casos, estos sistemas están apareciendo de una forma, digamos, poco fiable.

Por un lado, tenemos empresas energéticas de mayor o menor entidad que han identificado en este “producto” la forma de defender su clientela o de conquistar la contraria, cosa perfectamente lícita. Pero insisto en que el problema reside en que estos sistemas no son “plug & play” ni los puedes comprar en un híper e instalarlos tú.

Someto a consideración tres principales problemas. El primero es que a muchos clientes se les vende un sistema diciéndoles que van a alcanzar un porcentaje de autoconsumo directo sencillamente imposible. Está comprobado empíricamente visitando numerosas páginas de “auto dimensionamiento”. ¿Qué va a pasar dentro de un tiempo cuando el cliente compruebe que el rendimiento no es el esperado? Nada. Supongo que será un tema que habrá que legislar y el sector tendrá que controlar si no queremos crearnos una muy mala reputación.

Segundo: Calidad y garantía de los productos. La mayoría cumplen con los requisitos exigidos pero muchos documentos de garantía no se los han leído ni los que venden los paneles y otros aparatos, entendiendo que en el caso de haber un problema, el fabricante responderá. No digo yo que no, pero después de haber leído algunos tengo mis reservas.

Además, es un sector que se ha caracterizado por dar unas garantías desorbitadas, desconocidas en cualquier mercado.

Tercero: La presión inusitada en la oferta está llevando a apretar económicamente a los que son el último eslabón de la cadena: los instaladores eléctricos. Muchos de ellos sin experiencia y conocimientos, todavía, suficientes. Y que deben hacerlo muy deprisa y con el menor gasto posible en materiales.

¿De verdad es esto en lo que pensábamos hace diez años?

No digo en absoluto que sea malo que fabricantes de muebles, operadores de telefonía, hipermercados de electrónica y, muy posiblemente dentro de poco, hasta supermercados, nos ofrezcan instalaciones gratis a cambio de llenar el carro de la compra. Pero sugiero que estas ofertas respeten las expectativas del cliente y se hagan con componentes de calidad y personal especializado. Lo de “morir de éxito” no es algo nuevo en este sector, lamentablemente.

Insisto, es tremendamente positivo que el péndulo nos haya llevado a esta situación, pero, por favor, con rigor profesional. No podríamos resistir un batacazo como el que padecemos con la solar térmica hace casi 30 años.

En serio, ¿hace falta regalar “las placas” para desarrollar este mercado?

■ Más de un billón de dólares en proyectos de oleoductos y gasoductos en el mundo

El riesgo de que los proyectos queden varados ha llevado a que la construcción de oleoductos y gasoductos se redujera un 13% en 2020, según un estudio de Global Energy Monitor. Pero a pesar de la caída, los planes de construcción de estas infraestructuras siguen activos en todo el mundo, Unión Europea incluida, con más de un billón de dólares en proyectos en marcha.

Si bien es cierto que todas las grandes compañías petroleras se han visto muy afectadas por la pandemia, y que el gasto en oleoductos y gasoductos cayó en 2020, los países del G20 –Unión Europea incluida, pese al Green Deal– han comprometido 242.000 millones de dólares desde el inicio de la pandemia en estos proyectos, frente a los 180.000 millones de dólares destinados a proyectos de EERR. Otros países involucrados son China, EEUU, Australia, Brasil o Canadá.

Los autores del informe advierten que si los proyectos se completan, esto socavará drásticamente las promesas de las principales economías de alcanzar la neutralidad de carbono.

■ Más información:

→ <https://globalenergymonitor.org/>

El creciente interés de la sociedad y de numerosos nuevos actores que están irrumpiendo en este potencial mercado, personalmente me genera cierta inquietud. Porque, en muchos casos, estos sistemas están apareciendo de una forma, digamos, poco fiable

■ El sector renovable atrajo en 2020 más de 300.000 millones de dólares en inversión

Un nuevo informe de BloombergNEF, que analiza las tendencias de inversión en la transición energética mundial, muestra que la energía solar fotovoltaica encabezó las inversiones globales a lo largo de 2020, creciendo un 12% respecto a 2019 pese a la desaceleración económica inducida por la Covid-19. En conjunto, la inversión en renovables aumentó un 2% interanual, con el sector atrayendo 303.500 millones de dólares en financiación.

BloombergNEF señala que a lo largo del año pasado se invirtió aproximadamente medio billón de dólares en proyectos, sistemas y empresas relacionadas con la transición energética; una inversión animada por los nuevos objetivos establecidos por los gobiernos para descarbonizar los sistemas energéticos. El analista destaca que esta fue la primera vez que la inversión en la transición energética alcanza los 500.000 millones de dólares y que la energía solar fotovoltaica por sí sola atrajo 148.600 millones

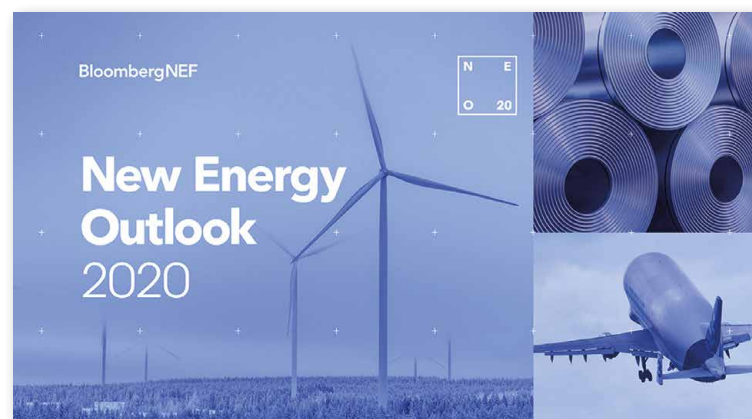
de dólares. Por el contrario, la inversión en proyectos eólicos disminuyó un 6%, hasta los 142.700 millones de dólares, debido, fundamentalmente, a la paralización del desarrollo de la eólica terrestre, según el informe.

El informe de BNEF muestra, asimismo, que los gobiernos y los hogares gastaron otros 139.000 millones de dólares en vehículos eléctricos y puertos de carga, lo que representa un aumento del 28% en comparación con 2019. Otro dato relevante es la inversión récord en almacenamiento en Norteamérica, con cifras que rondaron los 1.200 millones de dólares en 2020, si bien la zona del globo en la que más se invirtió en este campo fue Asia-Pacífico, donde se alcanzó la cifra de 1.800 millones de dólares, con China, Corea del Sur y Japón a la cabeza. En

contrapartida, en Europa, Oriente Medio y África la financiación para almacenamiento descendió a 600 millones de dólares.

■ **Más información:**

→ <https://about.bnef.com>



MASTER IN RENEWABLE ENERGY IN THE MARINE ENVIRONMENT

REM PLUS



Universidad del País Vasco

Euskal Herriko Unibertsitatea



University College Cork, Ireland
Cotiste na hOllscoile Corcaigh



International Master 4 Universities + 50 Companies



Co-funded by the Erasmus+ Programme of the European Union

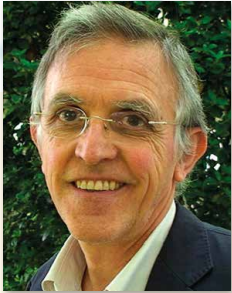
Apply Now

master-remplus.eu

Erasmus Mundus Master
120 ECTS - On Site
English lectured

Scholarships available
International teaching staff
In-company MSc Thesis

Get the best training in Renewable Energy



Pep Puig
 Presidente de Eurosolar
 España
 → pep.puigiboix@gmail.com

¡Renovables sí, pero no solo así!

Por fin parece que van desapareciendo los obstáculos que gobiernos anteriores pusieron a las renovables. ¡Parece! La realidad es más compleja si miramos quién está detrás de los proyectos de renovables que van apareciendo.

Continúa la ceguera (¿ceguera?) gubernamental/administrativa hacia los proyectos de base ciudadana, comunitarios y cooperativos. Entre la incontable cantidad de leyes, reales decretos, decretos, ordenes... que se han adoptado en el Estado español, ¿alguien ha visto alguno en el que los legisladores hayan escrito las palabras 'proyecto renovable comunitario' o 'proyecto renovable cooperativo'?

Parece que la única forma de aprovechar los bienes comunes que nos brinda el Sol sea la apropiación por parte de los que desde hace decenios dominan, como si fuera su coto privado, el sector de la energía, o tienen fácil acceso a él. Y ello ha sido así porque los legisladores han cedido a las presiones de las oligarquías energéticas y bancarias que campan a sus anchas por los campos de Hispania. Solo hay que ver la ristra de cargos públicos que están, o han pasado, por los consejos de administración de las grandes energéticas.

Pero la experiencia europea nos muestra que la forma dominante en España de aprovechamiento de las fuentes renovables no es la única posible a materializar en un país.

Tuve la oportunidad, a finales de los 70 y durante los años 80, de viajar a Dinamarca, donde un movimiento popular (el antinuclear y pro-renovable) posibilitó el renacer de la abandonada tecnología eólica (nacida en Dinamarca a finales del siglo XIX, de la mano del profesor de la Askov Folk High School, Paul la Cour). Allí pude comprobar cómo la ciudadanía activa y organizada (en cooperativas) incitaba a pequeños talleres de maquinaria agrícola locales, a construir aerogeneradores (una de estas empresas locales, con su ingeniosa creatividad se convertiría en el gigante Vestas).

También pude visitar el famoso aerogenerador construido en 1975, con trabajo voluntario y con la ayuda de algunos técnicos pioneros, por las escuelas Tvind, que aún hoy funciona y que fue, durante muchos años, el único aerogenerador del rango del MW operativo en el mundo, mientras grandes corporaciones (NASA, Boeing, etc) se estrellaban con sus grandes prototipos financiados generosamente por la administración americana.

Pude ver el aerogenerador de Gedser (200 kW), en Jutlandia, que se construyó en 1957 y funcionó sin interrupción hasta el año 1967. Es más, después de estar 10 años paralizado volvió a funcionar entre noviembre de 1977 y marzo 1978 (Lundsager, P., et al., 1980), en un programa de investigación, plagado de sensores para medir todas y cada una de sus características. Fue la base del programa eólico gubernamental danés (dos aerogeneradores de 630 kW, en Nibe, 1979-1980).

El ejemplo danés de cooperativas eólicas y proyectos eólicos comunitarios aun sigue vivo en Dinamarca, donde las grandes empresas se han centrado principalmente en proyectos off-shore. Ese ejemplo es practicado hoy en día ampliamente en numerosos países (Alemania, Bélgica, Holanda, Inglaterra, Escocia, etc), pero no en España, donde solo se ha materializado un proyecto eólico comunitario.

Vergüenza nos debería dar a todos, que las renovables vayan cayendo a manos de grandes empresas cuyo solo objetivo es dar beneficios a sus accionistas. No pongo en duda en ningún momento que tengan derecho a hacerlo. Es lo que ha practicado durante todo el siglo XX el industrialismo-productivista, en base a una economía extractiva de riqueza local para ponerla en manos de unos pocos.

Pero las renovables, en pleno siglo XXI, nos brindan la oportunidad de que la riqueza local pueda beneficiar directamente a las personas que habitan en los territorios donde se hacen los aprovechamientos.

¿Serán las empresas promotoras capaces de demostrar que son responsables social y ecológicamente? ¿Será la sociedad capaz de aprovechar la oportunidad?

Las renovables, en pleno siglo XXI, nos brindan la oportunidad de que la riqueza local pueda beneficiar directamente a las personas que habitan en los territorios donde se hacen los aprovechamientos. ¿Serán las empresas promotoras capaces de demostrar que son responsables social y ecológicamente? ¿Será la sociedad capaz de aprovechar la oportunidad?

Las gasolineras deberán informar desde abril sobre el coste del kilómetro eléctrico

El Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco) quiere que las gasolineras tengan, a partir del próximo 1 abril, la obligación de mostrar el coste por kilómetro que tiene cada uno de sus carburantes, incluidos los alternativos, con el fin de que los conductores puedan comprobar de forma directa cuánto cuesta cada uno de ellos y así valorar mejor sus futuras decisiones de compra.

La información que las gasolineras deben mostrar será la publicada trimestralmente en la web del Miteco y se utilizarán los precios de venta al público promedio del trimestre y los consumos homologados según el estándar WLTP (World Harmonized Light-duty Vehicle Test Procedure). El WLTP es un estándar global para determinar los niveles de contaminantes, emisiones de CO₂ y consumo de combustible de los coches tradicionales, híbridos y eléctricos puros, desarrollado por la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas (CEPE o UNECE en inglés) para sustituir al Nuevo Ciclo de Conducción Europeo (NEDC) como procedimiento de homologación de vehículos.

Las gasolineras tendrán que mostrar esta información en su instalación dentro de la zona de suministro o en la superficie comercial destinada a tienda, en un lugar suficientemente visible para el usuario. El incumplimiento de esta norma será considerado infracción administrativa grave.

■ **Más información:**
 → www.miteco.gob.es

MANTENIMIENTO CORRECTIVO PARA EL SECTOR EOLICO

GENERADORES, MULTIPLICADORAS, TRANSFORMADORES, MOTOREDUCTORES...

Los 10 pasos que propone Greenpeace para reinventar el sistema eléctrico

La organización ecologista ha elaborado un decálogo con el que quiere inspirar “la imprescindible transformación integral del mercado eléctrico mayorista”. Con estas propuestas, Greenpeace dice que es posible alcanzar “un sistema eléctrico eficiente, flexible, 100% renovable y abierto a la participación ciudadana”. Este es el Decálogo:

1. **No financiar la destrucción del planeta y las personas.** Es necesario construir un nuevo sistema energético en el que se reemplacen los combustibles fósiles y nuclear por energías limpias renovables y se apueste por la eficiencia y las soluciones inteligentes que aseguren una transición justa en la UE antes de 2040.

2. **Convertir la energía en un derecho.** Tratar la energía como un mero producto sin valorar algunos de sus servicios ya no es una opción: la energía debe tratarse como un derecho de forma que deje de ser una fuente de cambio climático y desigualdad.

3. **Dejar de engordar la energía y empezar a mantenerla.** Hay que cambiar la premisa de crecimiento ilimitado por la de ser sostenibles en el tiempo: redirigir el impulso del sistema socioeconómico de la búsqueda del crecimiento indefinido hacia la prosperidad, la sostenibilidad y la equidad.

4. **Incluir en los costes del sistema energético los costes de los impactos.** Reorientar las señales económicas hacia la internalización de todos los costes sociales y ambientales del sistema energético para que los agentes responsables de estos impactos se hagan cargo de ellos y de sus implicaciones.

5. **Corregir el debe y el haber del sistema eléctrico.** Organizar justamente el reparto de los costes (reales) y beneficios que cualquier actividad realizada supone para el sistema eléctrico, independientemente de que la lleven a cabo generadores, suministradores, comercializadores, consumidores o particulares. Para ello es necesaria una auditoría de los costes regulados y aplicar el principio de “quien contamina paga” y “quien más consume más paga”.

6. **Garantizar que la descarbonización es un objetivo.** Se debe garantizar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a la mayor brevedad, para evitar que sigan causando graves impactos en pérdida de biodiversidad, riesgo para la salud e injusticia social y climática.

7. **Valorar (realmente) el sistema eléctrico.** El valor de algo no se refiere únicamente a cuánto cuesta en términos económicos sino a cuánto vale la pena disponer de ello. El valor del sistema eléctrico tiene también un valor social: la electricidad puede contribuir a la mitigación del cambio climático, a la reducción de la contaminación, a la creación de empleos adecuados, a la cobertura de las necesidades básicas...

8. **Reinventar el mercado energético.** Diseñar todos los elementos que configuran las reglas del mercado eléctrico para que alineen el valor, el coste y el precio de la electricidad; permitan recuperar los costes de las inversiones en renovables y ofrezcan precios asequibles a la ciudadanía.

9. **Abrir el sistema a toda la ciudadanía.** Para ello, la normativa debe organizar todas las señales económicas para que se incentive la flexibilidad, la reducción (y gestión) de la demanda de energía, la eficiencia y el autoconsumo; premiando un uso inteligente del sistema (carga y descarga de vehículo eléctrico, por ejemplo) y penalizar el uso no inteligente.

10. **Una transición energética que incluya a todos.** Hay que asegurar una evaluación de los impactos redistributivos de la reforma de la estructura económica del sector para elegir las medidas más eficaces en términos de reducción de emisiones y con un menor impacto sobre la redistribución de la riqueza.



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**

Comunidades energéticas locales, una oportunidad para involucrar al consumidor en la transición energética

Las comunidades energéticas locales fueron las protagonistas del *webinar* organizado por la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aeléc) celebrado el pasado 27 de enero. Los más de 600 inscritos dan idea del interés que despiertan estas comunidades entre ciudadanos, empresas y administraciones.

En la presentación, Marina Serrano, presidenta de aeléc, destacó la relevancia para la transición energética de este instrumento para involucrar en ella a los consumidores, situando a la ciudadanía, como marca la Estrategia de Descarbonización para 2050, en el centro de los cambios que deben acometerse en el sector eléctrico. También aclaró que, bajo el término “comunidades energéticas locales” (CEL), se reúnen dos figuras jurídicas de la normativa europea: las “comunidades ciudadanas de energía”, de la Directiva de Mercado Interior; y las “comunidades de energías renovables”, de la Directiva para el fomen-

to del uso de energías renovables. Estas últimas se han traspuesto a nuestra legislación por el Real Decreto-Ley 23/2020, publicado el pasado 23 de junio. Serrano señaló que el desarrollo de todo este marco estratégico y normativo en proyectos concretos es precisamente el gran reto para las administraciones y también para los gestores de infraestructuras, como facilitadores del papel activo de los consumidores.

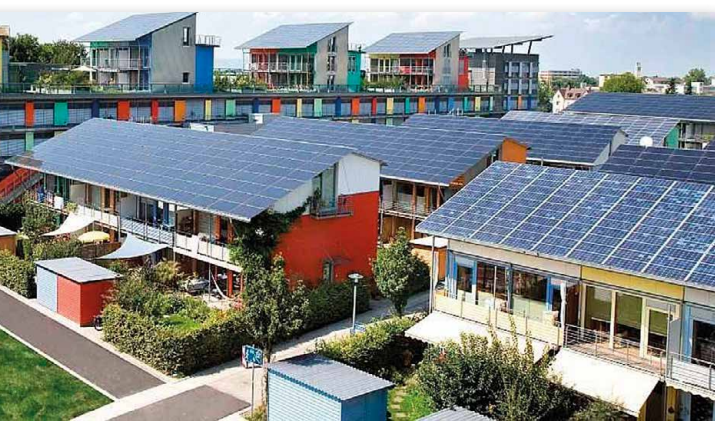
Miguel Rodrigo, jefe del Departamento de Marco Regulatorio y Estrategia Corporativa del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) – institución que está jugando un papel destacado en el impulso de las comunidades energéticas– resaltó el papel de la participación ciudadana en este proceso de cambio que atraviesa el sector energético: “Los ciudadanos han de estar en el centro de la transición energética. Es una cuestión que la Unión Europea, desde el Paquete de Energía Limpia, identifica como prioritaria, y cuya importancia ya se ha recogido en la planificación energética española a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima”. Una de las formas de facilitar esa participación activa es a través de las comunidades de energías renovables, concepto que ya se ha incluido en la Ley del Sector Eléctrico a través del Real Decreto ley 23/2020. Pero, de acuerdo con Rodrigo, “aún falta mucho por hacer, y el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Re-

siliencia supone una oportunidad para facilitar el desarrollo de proyectos de este tipo”. (El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico tiene abierta hasta el 21 de febrero una consulta para que los ciudadanos aporten ideas sobre las comunidades de energía locales).

El panel de expertos contó también con la participación de Joan Herrera, director de Acción Ambiental y Energía del Ayuntamiento del Prat de Llobregat, quien recordó que las comunidades ciudadanas de energía y las comunidades de energías Renovables pueden ser creadas por la ciudadanía, empresas locales y entes locales, que podrán operar en energía en todo lo que uno pueda imaginar. “Hay que facilitar su creación, su interrelación con los actores energéticos, y hacer que la agenda energética sea una agenda local”, resaltó.

Íñigo del Guayo, catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad de Almería y vicepresidente de la Asociación Española de Derecho de la Energía (AEDEN), abordó la situación normativa de estas figuras jurídicas y su necesaria transposición a nuestra legislación. “Lo que ha hecho el Gobierno hasta ahora es muy limitado. Por tanto, es imposible evaluar si la legislación española equilibra correctamente el interés de los miembros de las comunidades con el interés de la sociedad en su conjunto”, subrayó. “La primera subasta renovable no ha concretado la forma de adjudicar potencia renovable a las comunidades. Debe permitirse a las comunidades participar activamente en el mercado”, añadió.

En la misma línea, Alexandre Diez, consejero y fundador de Ampere Energy, señaló que “sin la consolidación normativa y el mercado de las comunidades energéticas, el modelo de transición estaría claramente incompleto”. En el debate, moderado por Luis Merino, codirector de *Energías Renovables*, también participó Pedro González, director de Regulación de aeléc, quien destacó las diferencias entre las dos figuras jurídicas que se integran bajo el paraguas de las CEL, señalando que “son modelos de negocio distintos que hacen que optar por uno u otro dependa finalmente de los objetivos que realmente se persiguen”.



#webinarsaeléc

Comunidades energéticas locales



Presentación
Marina Serrano
Presidenta **aeléc**



Intervención
Miguel Rodrigo
jefe del Departamento
Marco Regulatorio
y Estrategia Corporativa **IDAE**



Moderador
Luis Merino
Codirector



Joan Herrera
Director de Acción
Ambiental y Energía



Íñigo del Guayo
Catedrático de
Derecho
Administrativo



Alexandre Diez
Consejero
y Fundador



Pedro González
Director de
Regulación











Miércoles
27 de enero
de 16h a 17h

■ **Más información:**

→ <https://aelec.es>

Delivering true value | Higher power, lower LCOE

**Shaping the future.
Once again.**

Hi-MO 5



Bajar el precio de la luz es muy fácil

En realidad eso lo sabe todo el mundo en el sector. Porque, en realidad, todo el mundo sabe (todo el que quiere enterarse) cuáles son las teclas que hay que apretar para ir desinflando la factura de la luz. Lo que hace falta es voluntad política. Esa es la clave. El primer gobierno de coalición de la historia de esta democracia española tiene la pelota en su tejado, como antes la tuvieron muchos otros. Habrá que ver cómo la juega. Aquí recogemos algunas de las propuestas que circulan en el sector. Algunas de ellas llevan muchos años sonando en voz más o menos baja en pasillos y despachos. Otras suenan más “nuevas”.

Antonio Barrero F.

En realidad todo el mundo sabe (todo el que quiere enterarse) que el disparo de la luz en los primeros días de enero no ha sido debido al frío o a la escalada del precio del gas en los mercados internacionales, ni a un buque metanero que pasaba por allí y que resulta que luego no “atraco” donde debía. Esos han sido factores, sí, que han influido en esa subida, pero la clave (en lo que se refiere al precio de la luz) no radica en esos tres actores (o en cualquier otro de los muchos que interactúan en este escenario).

La clave es el escenario: el mercado, en sentido amplio, *grosso modo*, entendido como ese terreno de juego en el que el legislador (y solo él) determina cuáles son las líneas maestras (las que delimitan el campo) y determina también cuáles son las reglas, todas las reglas. Y ahí el legislador lo tiene claro: ha decidido que aproximadamente el 60% de lo que cuesta una factura (algo más) sea coste regulado, es decir, coste que determina el Gobierno en función de su propio criterio político.

El Gobierno decide por ejemplo qué impuestos hay que colocar ahí; y qué peso tiene cada uno de ellos; y cuánto hay que pagarle cada año al transportista; y cuánto, a las distribuidoras; y cuánto hay que pagar por seguridad de suministro, y etcétera, etcétera, etc. Ese 60 lo ha decidido el legislador; y el mismo legislador ha decidido que el otro 40 sea fruto de la oferta y la demanda en el mercado (mercado cuyas reglas –no lo olvidemos– también las ha decidido el legislador). Y punto.

Las primas a las renovables (que es uno de los costes regulados, o sea, fijados por el Gobierno) han estado saliendo de la factura hasta hace dos telediarios. Y, hace dos telediarios, el legislador (el pasado 15 de diciembre) decidió que las primas a las renovables (5.700 millones de euros en 2019) salgan de la factura. Y lo mismo ha hecho con las ayudas que recibe el gas de la cogeneración (unos 1.300 millones en 2019). El legislador, sí, ha sacado ese coste de la factura y está

diseñando un Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico del que a partir de ahora saldrán esos recursos, que serán financiados por las comercializadoras de gas y de electricidad; los operadores de productos petrolíferos al por mayor; los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor; y los consumidores directos (al por mayor) de los productos anteriores.

¿Resultado de sacar de la factura ese coste e imputárselo a esos actores del sector? Una bajada del precio de la luz del 13%, según el Gobierno.

Además, con la nueva medida, el Ejecutivo, aparte de abaratar la factura, quiere (1) dar señales claras de electrificación de la economía (si baja el precio de la electricidad, será más fácil por ejemplo que el usuario doméstico deje el gas y opte por la calefacción eléctrica, lo que además contribuye al cumplimiento de los compromisos climáticos de España, porque la electricidad emite menos CO₂ que el gas); y (2) quiere animar a los inversores: si crece la demanda (porque electrificamos usos que antes eran satisfechos por otras fuentes de energía –léase el ejemplo del gas–), el capital se verá, presumiblemente, incentivado a invertir en nueva potencia renovable.

Otro de los costes regulados (coste que establece el Gobierno) es el correspondiente al transporte y la distribución de electricidad. Todos los años nos cuesta más de 6.500 mil lones de euros (M€). En 2019, último año con la liquidación cerrada (liquidación que se hizo pública el pasado 15 de diciembre), 1.709 M€ de la factura fueron a parar a Red Eléctrica de España, que es el transportista, y casi

4.800 a las 5 súper distribuidoras: END-D (Endesa), IBE-D (Iberdrola), UNF-D (Naturgy), E-Redes (EDP) y Viesgo Distribución, que han cobrado de nuestras facturas durante los últimos cinco años 25.000 millones de euros por eso, por distribuir. Una fortuna, curso tras curso, y a pesar de que muchos años ha caído la demanda (y no así el coste reconocido por el Gobierno, que, antes al contrario, ha crecido en varios de esos ejercicios). Lógico que sean cada vez más numerosas las voces críticas.



El catedrático de Termodinámica Valeriano Ruiz exponía su particular visión del asunto hace unos meses en un artículo que publicamos en ER. Ruiz reconocía en esa tribuna el valor evidente de las redes que llevan la electricidad hasta casa.

«Ese valor es evidente, pero habría que preguntarse de quién son esas redes. ¿Quién las ha pagado? ¿Las empresas que tienen hoy día la propiedad? Por favor. ¿A quién no le suena eso de la acometida? ¿Quién la pagaba? Las instalaciones se hacen en buena parte a cargo de los usuarios, y la empresa distribuidora es la que se apunta la propiedad. La verdad es que me parece uno de los mayores tontos del sistema (...). A día de hoy el sistema de distribución debería ser propiedad del Estado porque, de hecho, lo hemos pagado entre todos».

El presidente de la Fundación Renovables, Fernando Ferrando, también señala ese coste regulado como objeto a revisar: “tendríamos que empezar a pensar que la distribución y el transporte tienen que empezar a cobrar en función de la energía que se transporta y se distribuye”. En todo caso, Ferrando propone “una discusión previa: ¿las infraestructuras tienen que pagarlas los contribuyentes o los consumidores? Si cuando coges un tren, tuvieras que pagar en el billete las infraestructuras... te alquilabas un avión. ¿Por qué no puede ser mañana pública la red de distribución?”.

■ ¿Nacionalización?

“No –contesta automático Ferrando–. Digo hoy como dijeron los americanos en el New Deal, en 1930 y 1931: las infraestructuras, públicas; y el coste del servicio, a marginal de coste. Estas son teorías económicas que han existido siempre. Y yo creo que a lo mejor lo que tenemos que hacer es levantar la cabeza y ponernos a pensar. Va a haber que invertir más de 40.000 M€ en digitalización y automatización de redes para avanzar en gestión de la demanda, vehículo eléctrico, autoconsumo, autonomía del consumidor y todo lo que viene por delante... y lo que tenemos que plantear es si esos 40.000 M€ los van a asumir las empresas ahora propietarias o hay que hacerlo a través de una titularidad público-privada. Además, es que estaríamos hablando de un coste del dinero prácticamente cero, porque vienen los 140.000 M€ de los Next Generation [fondos europeos pro-recuperación postCovid], y ese a lo mejor podría ser un buen destino”.

Greenpeace hace una lectura parecida. Los ecologistas consideran “deseable” que la gestión de las redes de distribución “sea asignada periódicamente por concurso sobre unas bases que no discriminen las iniciativas ciudadanas como, por ejemplo, una comunidad energética local, una cooperativa eléctrica o una empresa municipal”.

De regreso a la clave económica, Ferrando lo resume en una frase: “lo que yo tengo muy claro es que a una infraestructura pública no se le exige la misma rentabilidad que a una infraestructura privada, por lo que el recargo que le podría suponer a la tarifa sería necesariamente menor”.

Los costes extrapeninsulares (776 millones de euros el último año) constituyen otro coste que infla la factura y no debieran. Se trata de una especie de subvención a la electricidad en los territorios extrapeninsulares, donde generar electricidad es más caro que en la península. El Gobierno incluyó esa ayuda en la factura. “Por ley, en el año 2012 –recuerda sin embargo Ferrando–, se dijo que

en 2013 esos costes ya estarían en los Presupuestos Generales del Estado, pero siguen estando al 50% dentro de la tarifa”. En fin, otro coste a reducir... simplemente cumpliendo la ley.

■ IVA

El IVA que se le aplica a la electricidad es otro coste que establece el Gobierno. Y el IVA que el Gobierno ha elegido para la electricidad es del 21%. El presidente de la Fundación Renovables va directo al grano: “la luz la estamos pagando como un bien de lujo. Me cuesta el mismo IVA comprarme un yate que pagar el recibo. La electricidad es un bien de primera necesidad, y no puede tener un IVA del 21%”.

La asociación de consumidores Facua también apela al IVA cuando de propuestas para bajar el precio de la luz se trata, si bien –recalca su secretario general, Rubén Sánchez– bajar el IVA de la electricidad es “nuestra última y menos importante medida. Nosotros entendemos que un 21 es excesivo, que se podría aplicar el 4, el súper-reducido, a la factura, o a una parte de la factura, sean los primeros kilovatios hora del consumo, sea la totalidad del consumo, sea la potencia. Son muchas las maneras y hay que valorarlas con precisión”.

José Luis García Ortega, responsable del Programa de Cambio Climático en Greenpeace España, también habla del IVA, pero también con matices: “se puede bajar. Y se debe bajar. Lo que ocurre es que se está poniendo mucho el acento ahí y se está desviando el debate de lo principal. Está muy bien que se reduzca el IVA. Se podrían establecer tramos de consumo –señala Ortega–, y esa sería una herramienta para aplicar el principio ‘quien más consuma... que pague más’. Y podría haber perfectamente un mínimo de consumo garantizado para el consumidor doméstico que tuviese un IVA súper-reducido, que cubriese las necesidades básicas. Y se puede eliminar también el impuesto del 7% a los productores de electricidad, o condicionarlo al impacto ambiental real de cada productor de electricidad [ahora lo pagan todas las fuentes de energía por igual, limpias y sucias], pero lo fundamental –recalca en todo caso Ortega– es meter más energías renovables y abordar una reforma completa del mercado eléctrico” (véase texto adjunto: El mercado dual (o binario) de Greenpeace).

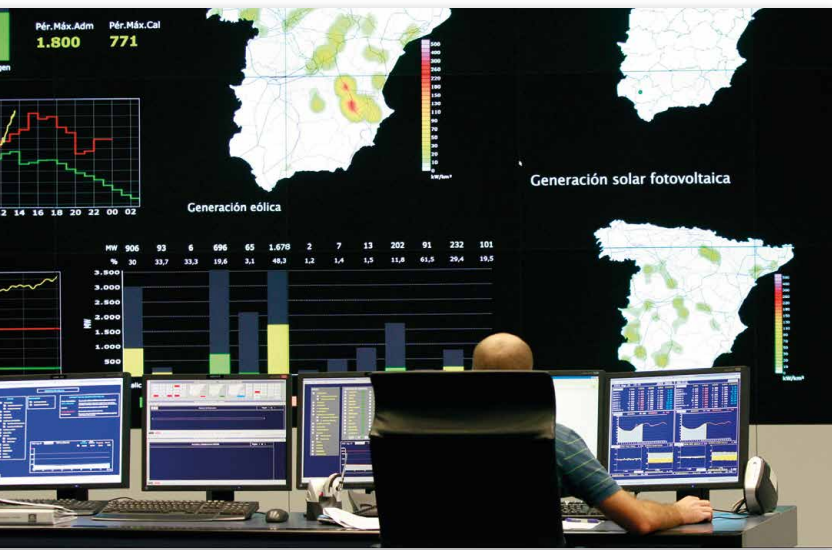
Señores del Gobierno, esto es lo que está firmado

Coalición Progresista. Un nuevo acuerdo para España es el título del documento que presentaron el PSOE y Unidas Podemos solo unos días antes de formar el primer gobierno de coalición de la historia de esta democracia. Coalición Progresista tiene 49 páginas y está estructurado en torno a 11 “ejes prioritarios de actuación del Gobierno”. Todo un Eje, el número 3, está dedicado a la lucha contra el cambio climático. Es ahí donde PSOE y Podemos localizan las propuestas más específicas en materia de mercado eléctrico. A continuación, cuatro pinceladas de ese Acuerdo.

- Impulsaremos la elaboración de normas legales necesarias para reformar el mercado eléctrico, de forma que la reducción progresiva del coste de las energías renovables se traslade al precio de la electricidad, y se garantice la rentabilidad adecuada y el pleno desarrollo de la expansión de las mismas. Modificaremos los requisitos, reglas y convocatorias de las subastas para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, estableciendo como criterio fundamental el coste de generación de cada tecnología.
- Realizaremos los cambios normativos para acabar con la sobrerretribución (conocida como “beneficios caídos del cielo”) que reciben en el mercado mayorista determinadas tecnologías que fueron instaladas en un marco regulatorio diferente, anterior a la liberalización y que han recuperado sobradamente sus costes de inversión.
- Revisaremos los pagos por capacidad.
- Modificar la factura eléctrica con el objetivo de: reducir el porcentaje que representa el término de potencia; que el término variable de la componente regulada sea incremental en función de la energía consumida, de forma que el coste a pagar por las personas consumidoras por los primeros kilovatios hora sea inferior a los siguientes, incentivando la eficiencia energética.



P A N O R A M A



El economista Jorge Fabra, así mismo doctor en Derecho por la Universidad Carlos III de Madrid, también habla del IVA, cuando se le pregunta, pero también insiste en el modelo: “se puede bajar. O se puede establecer un IVA en diferentes tramos. O un IVA para los consumidores que consumen menos de una determinada cantidad de energía eléctrica, pero, si lo que queremos es bajar realmente el precio de la electricidad, lo fundamental es cambiar el modelo de mercado”.

Y aquí volvemos al principio. Al mercado. Entendido *grosso modo*. En sentido amplio. Entendido como ese terreno de juego en el que el legislador (y solo él) determina cuáles son las líneas maestras (las que delimitan el campo) y cuáles son las reglas, todas las reglas.

El mercado dual (o binario) de Greenpeace

La organización ecologista lo tiene muy claro: el disparo del precio de la luz que se produjo a principios de año (coincidiendo con la ola de frío más cruda de los últimos cincuenta inviernos) no ha sido fruto del frío y la subida del precio del gas. La verdadera causa de los precios desorbitados que, recurrentemente, alcanza la electricidad, es, según los ecologistas, “el diseño del actual mercado eléctrico, que necesita ser transformado y reinventado”. Pues bien, frente a ese mercado, Greenpeace propone (no son los únicos) el mercado mayorista dual o binario.

- Mercado de energía renovable: diseñado para las energías renovables; basado en la contratación a largo plazo; ha de aportar una *mix* apropiado de generación centralizada y distribuida así como de diferentes tecnologías renovables tanto variables, como por ejemplo la eólica, como despachables, como por ejemplo la biomasa (estas podrían comprometer parte de su producción en este mercado y dejar otra parte para el mercado de flexibilidad).

- Mercado de flexibilidad (de entrega): diseñado para todas las “fuentes de flexibilidad”, incluidas (1) las energías renovables despachables (hidroeléctrica, termosolar, biomasa), (2) el almacenamiento, (3) la gestión de la demanda, (4) el vehículo eléctrico conectado a red, (5) las tecnologías de conversión de energía renovable a gas, líquido, calor; es un mercado basado en los actuales mercados de corto plazo, modificados para permitir la participación a recursos de gestión de la demanda, almacenamiento, la integración de otros sectores así como de los recursos distribuidos (a través de agregadores); está diseñado para casar oferta y demanda en el corto y muy corto plazo. Puede incluir mercados locales de flexibilidad aptos para el tratamiento de las restricciones a nivel de distribución.

“El precio de la electricidad depende directamente del BOE”, espetó sin prolegómenos el doctor Fernando Prieto, portavoz en este caso del Observatorio de la Sostenibilidad en España, *think tank* del sector. “Y lo que hay que hacer es cambiar toda una serie de órdenes, de decretos que están dentro del BOE, para cambiar ese precio”. Así –propone Prieto–, hay que bajar por ejemplo el precio de la potencia, “que está absolutamente descompensado” (Facua y Greenpeace también hacen hincapié ahí); hay que eliminar la interrumpibilidad (otro coste incluido en la factura que la mayoría de los autores –Ferrando incluido– considera innecesario): “hay que reinventarlo todo desde el principio”, concluye Prieto.

Volvemos pues a la casilla de salida: el legislador ha decidido que más del 60% de los costes de la factura los va a determinar el Gobierno y que solo el 40% dependerá de lo que diga el mercado.

■ ¿Y cómo es el mercado?

Pues digamos que, *grosso modo*, marginalista. El coste que se usa como referencia no es el coste individual (lo que cuesta un kilovatio hora determinado) sino el marginal (lo que “cuesta” el último kilovatio hora). Y ese es el problema. El kilovatio hora más caro, el último en casar la oferta y la demanda, marca el precio de todos los kilovatios hora. Esa es la regla que eligió el Gobierno en 1997. Y el problema es que la última central que fija el precio “no solo lo fija para las semejantes. Lo fija para todas, lo fija para cosas –señala Fabra– que no tienen nada que ver. Es como si vas a la frutería y te cobran la manzana a precio de aguacate”.

¿Y qué se puede hacer? El economista apunta: “bueno, el propio Gobierno ya lo ha apuntado, sacando a las nuevas inversiones en tecnologías renovables del mercado, y estableciendo un mercado de subastas en las que solamente compiten las renovables contra las renovables. Y fundamentalmente cada tecnología renovable contra cada tecnología renovable. Es decir, discriminando las diferentes tecnologías, para que cada tecnología, compitiendo contra ella misma –diferentes inversores compitiendo entre ellos–, revele el coste de sus propias inversiones, y por tanto de la propia producción de energía eléctrica que van a integrar en el sistema. Eso ya lo ha hecho el Gobierno”, concluye Fabra.

La subasta asegura al adjudicatario un precio para su producto (el megavatio hora) durante un período determinado (12 años). El proceso es transparente, genera certidumbre, y efectivamente revela el coste: si el productor eólico ha pujado en esa subasta a razón de 25 euros el megavatio hora es porque sabe que con eso le va rentar la inversión. Es la nueva vía: la vía renovable en modo subasta.

La vieja vía, la de nucleares e hidráulica, es todo lo contrario. Hidráulica y nuclear disfrutaron de un coste regulado hasta 1997, de ayudas millonarias para adaptarse a la Ley del Sector Eléctrico que entró en vigor ese año y, ahora, amortizadas, se están beneficiando de un modelo (marginalista) que fue creado (año 97) cuando el sistema eléctrico tenía apenas 43.000 megavatios de potencia (27.000, térmicos) y se esperaban 26.000 de gas.

Pero el escenario ha cambiado por completo. Para empezar, (1) hoy hay 42.000 megavatios renovables (eólica, fotovoltaica, termosolar, biomasa) donde entonces no había uno solo; y (2) ni nuclear ni hidráulica necesitan ya ayuda alguna para operar. Y el Gobierno lo sabe.

“Hay un compromiso –recuerda Sánchez, de Facua–, recogido en el Acuerdo del Gobierno de Coalición, y es acabar con la sobre-retribución que están cobrando determinadas tecnologías, que se han estado subvencionando y que ya no tiene sentido seguir subvencionando. Se está hiperfinanciando algo que está sobradamente amortizado”.

A las energías renovables el Gobierno Rajoy decidió un buen día (2013) establecerles una “rentabilidad razonable”, porque conside-

De la reversión de concesiones y de una empresa pública de energía

Al calor de la brutal subida de la luz registrada durante los primeros días de enero, Unidas Podemos ha planteado “nacionalizar una eléctrica para tener al menos una gran empresa pública de energía que pueda competir con el oligopolio que nos sube la luz”. La propuesta, quizá lanzada más de cara a la parroquia propia que otra cosa, no ha tenido demasiado eco. Ha habido voces críticas muy sonoras (siempre las hay cuando se mienta la bicha, la nacionalización) y otras, matizadas, en voz baja. En principio no son muchos los analistas partidarios de la nacionalización, pero la gama de grises es amplia.

El profesor universitario Cristóbal Gallego, cofundador de El Observatorio Crítico de la Energía (del que ya no forma parte), reconoce que una eléctrica pública podría ser buena noticia para la ciudadanía, “pero no sé si es el momento”, matiza, en alusión a los elevados costes en los que habría que incurrir.

Rubén Sánchez, secretario general de la asociación de consumidores Facua, también ve “enormemente complejo” nacionalizar una eléctrica “por el coste que representaría... pero no por complejo desechamos, como idea, algo que nos parecería positivo: el volver a tener una gran empresa energética pública, como Endesa, cuya privatización consideramos fue un gran error. Las empresas públicas hoy podrían ser la clave para la contención de los precios en determinados sectores”.

El doctor (en Ecología) Fernando Prieto, director del Observatorio de la Sostenibilidad, considera que “sería buena idea que la mayoría de las acciones de una o dos compañías fuera del Estado. En Francia, con mayoría estatal, está EDF, que, de alguna forma, sí que sirve para marcar el mercado. En Italia está Enel”.

Fernando Ferrando, el presidente de la Fundación Renovables (FR), no cree necesario tener una empresa pública de generación de electricidad. “Endesa nació –explica Ferrando– porque no había volumen privado ni interés privado para generar energía eléctrica con carbón. Ahora estamos hablando del autoconsumo, de la generación distribuida, ahora hay un apetito inversor extraordinario, ¿para qué necesito entonces yo una empresa pública?”. El presidente de la FR apela a la capacidad de legislar como vía para evitar abusos, especulación: “el Gobierno, la Administración, el Estado –recalca–, tienen la legislación, la regulación”.

De la misma opinión es el economista Jorge Fabra, doctor en Derecho, expresidente de Red Eléctrica de España: “lo

que podrías lograr con una empresa pública lo puedes lograr también con una regulación eficiente. Hombre –reconoce–, la ventaja de tener una empresa pública de generación es que tendrías información directa sobre los costes de generación, por ejemplo, y podrías combatir la información asimétrica que recibes de las empresas privadas. Pero eso no es suficiente como para justificar una inversión de esas características. Porque lo puedes resolver con la regulación. Ah, y te pongo un ejemplo de cómo una empresa pública de generación te resuelve problemas de información asimétrica: hay centrales hidroeléctricas cuyas concesiones han caducado y de ellas se han hecho cargo las confederaciones hidrográficas. Y esas sí que saben cuál es el coste de producir esa energía eléctrica”. El profesor Gallego también considera que la reversión de estas instalaciones, de las que destaca su “flexibilidad maravillosa”, puede ser “muy útil” para el Estado: “una explotación de las centrales hidroeléctricas sería muy deseable”.

José Luis García Ortega, de Greenpeace, coincide en la apreciación: “la hidráulica tiene la ventaja de ser la más flexible de todas las tecnologías de generación, y no debería haber la posibilidad de que sea gestionada, como ahora, en modo especulativo”. Ortega ve con buenos ojos la reversión: “es una posibilidad que tiene todo el sentido. Lo que no tiene sentido es que la renovación de las concesiones se dé por garantizada. No, la renovación de las concesiones debería someterse a concurso público. Y ese es el momento de introducir nuevas reglas. Concurso y reglas. Ahí podemos establecer concretamente que no se pueda utilizar para especular: tú no puedes ir con la hidráulica a la contratación a plazos, porque la necesitamos para la gestión de los desvíos”.

Sobre las posibilidades técnicas que ofrece la hidráulica también se explaya Fabra. Con la hidráulica –señala–, puedes elegir el momento de producir: “te llega agua, pero no la utilizas, la embalsas. Y cuando tienes una punta de precios, produces y afeitas la punta de precios. Afeitas las puntas de demanda. Ahora sería interesantísimo, porque no solamente afeitarías las puntas de demanda y las puntas de precios produciendo con energía hidroeléctrica en los momentos en que esas puntas fueran mayores, sino que además estarías utilizándolo como un elemento de almacenamiento de la energía para cubrir los baches de las renovables”.

ró que el mercado había cambiado, consideró que estaban cobrando demasiado y consideró que había que ajustar. Estudió sus costes y decidió aplicarles un 7,3% de lo que denominó efectivamente “rentabilidad razonable”.

¿Por qué el legislador no hizo entonces lo propio con las históricas nuclear e hidráulica? Sobre todo, habida cuenta de que ellas sí habían recuperado ya en 2013 sus inversiones por diferentes vías: a través de los beneficios generados, a través de las amortizaciones contables, a través de los pagos regulados de los que han disfrutado.

A la nuclear y a la hidráulica se les estableció un coste regulado hasta 1997, se las apoyó con los Costes de Transición a la Competencia hasta 2010 (con miles de millones de euros de ayudas) y hoy, según algunos, podría haber llegado pues el momento de sacarlas del mercado, como a las nuevas renovables (a las de la subasta).

O de establecerles una rentabilidad razonable: la hidráulica está produciendo a menos de 10 euros el megavatio hora, y la nuclear a 18, cuando el mercado mayorista ha oscilado en los últimos cinco años entre los 34 y los 57 euros mega (rentabilidades no razonables sino astronómicas en ambos casos todos los años).

¿Más soluciones a esa sobrerretribución que ya no tiene motivo y solo genera encarecimiento para la ciudadanía? Imponerles “un *windfall tax*, es decir, un impuesto –explica Fabra– para extraerles

esos beneficios regulatorios, que no se deben ni a la mejora de la tecnología, ni a un mayor acierto en la gestión de los empresarios”.

El 33% de la generación en 2020 ha salido de hidráulicas y nucleares. Uno de cada tres kilovatios. Todos ellos han cobrado lo mismo que el más caro en el mes de enero, cuando por lo visto se desvió un barco a China con un cargamento de gas natural y el precio de ese combustible fósil creció y encareció la electricidad toda.

La nuclear y la hidráulica son las más veteranas del parque (hay hidroeléctricas con 80 años de historia y nucleares con casi 40). Vivieron el Marco Legal Estable (el Estado les reconocía unos costes y les adjudicaba una retribución acordada con el sector). Vivieron los Costes de Transición a la Competencia (el Estado les asignó unas ayudas para transitar al nuevo modelo: el de la competencia). Y ahora estamos en su tercera vida: en la era de las renovables. ¿Cabe una nueva revisión de su estatus? Evidentemente, cabe. ¿Tiene sentido pagar manzanas a precio de aguacate? No. ¿Irán a la ruina las eléctricas propietarias de lo hidro y la nuclear si se les domestican esos beneficios salvajes? No parece. ¿Mercado dual?

¿Cómo se puede bajar el precio del recibo de la luz?, pregunto a Ferrando no más descolgar el teléfono. “Es muy fácil”, me contesta sin titubeo. ■



Raquel Paule

Directora general de la Fundación Renovables

“La clave para avanzar en la transición energética es ambición, ambición y más ambición”

Aterrizó en la Fundación Renovables en 2016, donde ha sido directora de proyectos los dos últimos años. Desde el pasado mes de noviembre es la directora general de este *think tank* que acaba de cumplir diez años de historia. Y que tiene una influencia creciente en el escenario energético nacional. Probablemente porque han sabido ver desde el principio hacia dónde camina la energía (la clave está en el propio nombre de la Fundación), y qué pasos hay que dar para llegar hasta allí.

Luis Merino

■ **Filomena ha vuelto a poner en el disparadero a las renovables. Que a pesar de haber aportado el 50% de la electricidad en los días críticos, han aparecido como las culpables en muchos medios de comunicación. ¿Qué está fallando?**

■ La borrasca Filomena ha vuelto a poner en evidencia algo que sucede a lo largo de todo el año, y es que no existe una transparencia nítida en la fijación de precios dentro del mercado eléctrico. El sistema marginalista no es eficiente en un mix eléctrico con un porcentaje elevado de renovables, es decir, no es consecuente con un mix futuro 100% renovable. No es lógico que la última oferta y la más cara sea la que adjudique el precio de venta a todas las ofertas previas, más baratas e incluso cercanas a coste cero (como es en el caso de las renovables). Evidencia la necesidad de reformar el funcionamiento del mercado eléctrico.

■ **¿Qué podrían hacer en este sentido las personas que apoyan el desarrollo de las renovables?**

■ Lo primero es que hagan un uso responsable de la energía, a través de buenas prácticas y todas las medidas de ahorro y eficiencia que puedan hacer. Y lo segundo, que contraten una energía 100% renovable para sus hogares. Luego ya depende del poder adquisitivo de cada uno, pero mi recomendación sería electrificar toda la demanda de su casa y poner una instalación de autoconsumo.

■ **¿Cuál es la receta de la Fundación Renovables para evitar subidas descomunales de la luz cómo la que se ha producido con Filomena?**

■ Los ingredientes son tan variados como complejos de llevar a cabo. La estructura actual de la tarifa eléctrica es lo primero que hay que abordar. En la Fundación Renovables proponemos una tarifa monómica progresiva, que todos los costes fijos sean variables en función de la electricidad que se consume. Es decir, un “pago por uso” que corresponda con el servicio que se presta y no como sucede actualmente, que es una herramienta de posicionamientos políticos y de rentabilidad de activos. También, habría que reformular

impositivos fiscales, como reducir el IVA, y la eliminación del 7% del impuesto medioambiental de generación a la producción de electricidad con fuentes renovables. La electricidad es un bien de primera necesidad, su acceso debe ser universal y tiene que ser considerada como un servicio público.

■ **Acaba de cumplir 10 años y la Fundación Renovables parece haber tomado un nuevo impulso. ¿En qué dirección? ¿Con qué objetivos?**

■ La dirección es la misma, acelerar la transición energética, pero el contexto es otro: las renovables son ya una realidad. Día a día observamos cómo diferentes actores públicos, privados y sociales se están posicionando ante la reconversión del sistema socioeconómico y energético que estamos viviendo. Nuestro principal objetivo es convertir en realidad todos los planes estratégicos y objetivos, ayudando y trabajando para que la descarbonización sea factible cuanto antes y, sobre todo, tenga a la ciudadanía en el centro y el consumidor activo sea el eje de la transición energética; algo ineludible.

■ **¿Qué ha aportado la Fundación Renovables al cambio de modelo energético en estos 10 años?**

■ Creo que, más allá de todos nuestros informes repletos de medidas técnicas, regulatorias y económicas para la transición energética, hemos iniciado un debate abierto y transparente, con diferentes partidos políticos, asociaciones y actores del sector dónde la vocación de diálogo, reflexión y la búsqueda de acuerdos para favorecer el cambio de modelo energético ha sido una constante. Complementariamente, hemos procurado hacer partícipes del debate y dotar de herramientas y propuestas a las diferentes administraciones locales y a la propia ciudadanía, ya que creemos son el motor de la transición energética, en un marco que muchas veces es ajeno y lejano a la política energética nacional.

■ **En diciembre se sumaron a la campaña de “los sin cromos” para reclamar una mayor participación de la ciudadanía en**



la transición energética. ¿Por qué? ¿Quién está haciendo esa transición? ¿Quién debería hacerla?

■ No solo nos sumamos, fuimos uno de sus principales impulsores junto con Greenpeace; y es que hay motivos de sobra. Los recientes avances normativos, legislativos y estratégicos del 2020 han puesto en evidencia que el engranaje de puertas giratorias sigue funcionando y que la política pública no está cumpliendo su finalidad, trabajar por el interés colectivo y no hacer comparsa de intereses económicos del sector que convenga.

■ ¿Cree que la ciudadanía, la gente de a pie, sabe lo que es la transición energética? ¿Y los políticos? ¿Y los empresarios? ¿Cómo ha cambiado la percepción de la energía y de los efectos derivados de su producción y consumo en estos 10 años?

■ Se ha visto un avance en la ciudadanía, gracias al periodismo y los grandes medios de comunicación, también causado porque los efectos del cambio climático son más evidentes. La declaración de emergencia climática y una vicepresidencia para la transición ecológica han ayudado a incluir este tema en la agenda política. El sector privado, apoyado por la estabilidad regulatoria, encabeza esta transición. Las renovables, la eficiencia y la tecnología sin emisiones es uno de los principales nichos de mercado a nivel global. Incluso la banca y los grandes fondos han mostrado la intención de redirigir sus inversiones hacia activos respetuosas con el medio ambiente.

■ ¿Cuáles son las claves para avanzar en esa transición energética a una adecuada velocidad de crucero?

“La electrificación de la demanda debe ser el objetivo principal para avanzar en la transición energética porque es el vector del futuro”

■ Ambición, ambición y más ambición. Los objetivos deben mejorar para que las inversiones se aceleren y generen empleo de calidad, investigación e implantación de las diferentes energías renovables. La electrificación de la demanda debe ser el objetivo principal ya que es el vector energético del futuro.

■ Si los proyectos renovables que están solicitando acceso y conexión a la red son casi 10 veces más que lo que se prevé instalar de aquí a 2030, ¿puede decirse que hay especulación en el sector de las renovables? ¿quién la provoca? ¿cómo se podría evitar?

■ Es un problema que hay que atajar cuanto antes. Los especuladores han solicitado todos los puntos de acceso y conexión que han podido porque saben que es un bien escaso ante la gran cantidad de potencia a instalar, haciendo de un proceso administrativo un vector de transacción para obtener rentabilidad, cuando, en muchos casos, no hay un proyecto real detrás. Nos parece importante desligar la potencia autorizada de la potencia evacuable, norma que permitirá optimizar la capacidad de



“La batería normativa para favorecer la transición energética por parte del Gobierno ha sido asombrosa, incluso con el confinamiento y las restricciones por la Covid 19”

Foto: Javier Carbojal

Por el contrario, no hablaría de políticas decepcionantes, sino más bien de ausencias y contenidos ambiguos. La ausencia de desarrollo del muy bien intencionado pero estancado Real Decreto 244/2019, para el avance del autoconsumo compartido y los coeficientes dinámicos. En cuanto a la ambigüedad, los diferentes objetivos contenidos en el PNIEC y en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (CCyTE), que si ya son bajos per se, son desiguales, con un 23% y un 20% respectivamente.

■ **¿Qué diría a quienes critican que el FNSSE es un instrumento para pagar “la fiesta de las renovables”?**

■ Están negando un acto de justicia y de

corresponsabilidad entre vectores energéticos que se debería haber llevado a cabo hace 10 años. Ahora llega tarde, aunque por lo menos tenemos el Anteproyecto de Ley. La fiesta, por desgracia, sigue siendo de los combustibles fósiles, siendo muy necesario que el FNSSE se mejore y se apruebe, como proponemos en nuestro nuevo informe, además de avanzar en la fiscalidad verde y activa en los Presupuestos Generales del Estado y en la Ley de CCyTE.

■ **¿Grandes proyectos o generación distribuida y autoconsumo?**

■ Son complementarios entre sí. El modelo de transición energética descentralizado y distribuido es el que más beneficios aporta, acercando la generación al consumo y aumentando la gestión de la demanda, demanda energética tan elevada que los grandes proyectos son necesarios para cubrirla. Ahora bien, los megaproyectos han de respetar un bien limitado, como es el suelo fértil, más teniendo en cuenta que la agricultura y la ganadería son un sector que componen el 2,8% del PIB nacional y el gran número de familias que dependen de un producto básico de suministro como es la alimentación. Con la gran superficie de tejados disponibles en nuestras ciudades, la generación en el punto de consumo supone una oportunidad que hay que impulsar a través de los planes estratégicos nacionales, con objetivos sobre la demanda final, favoreciendo y agilizando la batería de trámites administrativos.

■ **Más información:**

→ www.fundacionrenovables.org

evacuación de nuestras redes. Echamos en falta el establecimiento de medidas específicas que dificulten los procesos especulativos generados por la disponibilidad de un permiso de conexión, introduciendo limitaciones a su transaccionalidad.

■ **¿Qué relación mantienen con las asociaciones empresariales de renovables?**

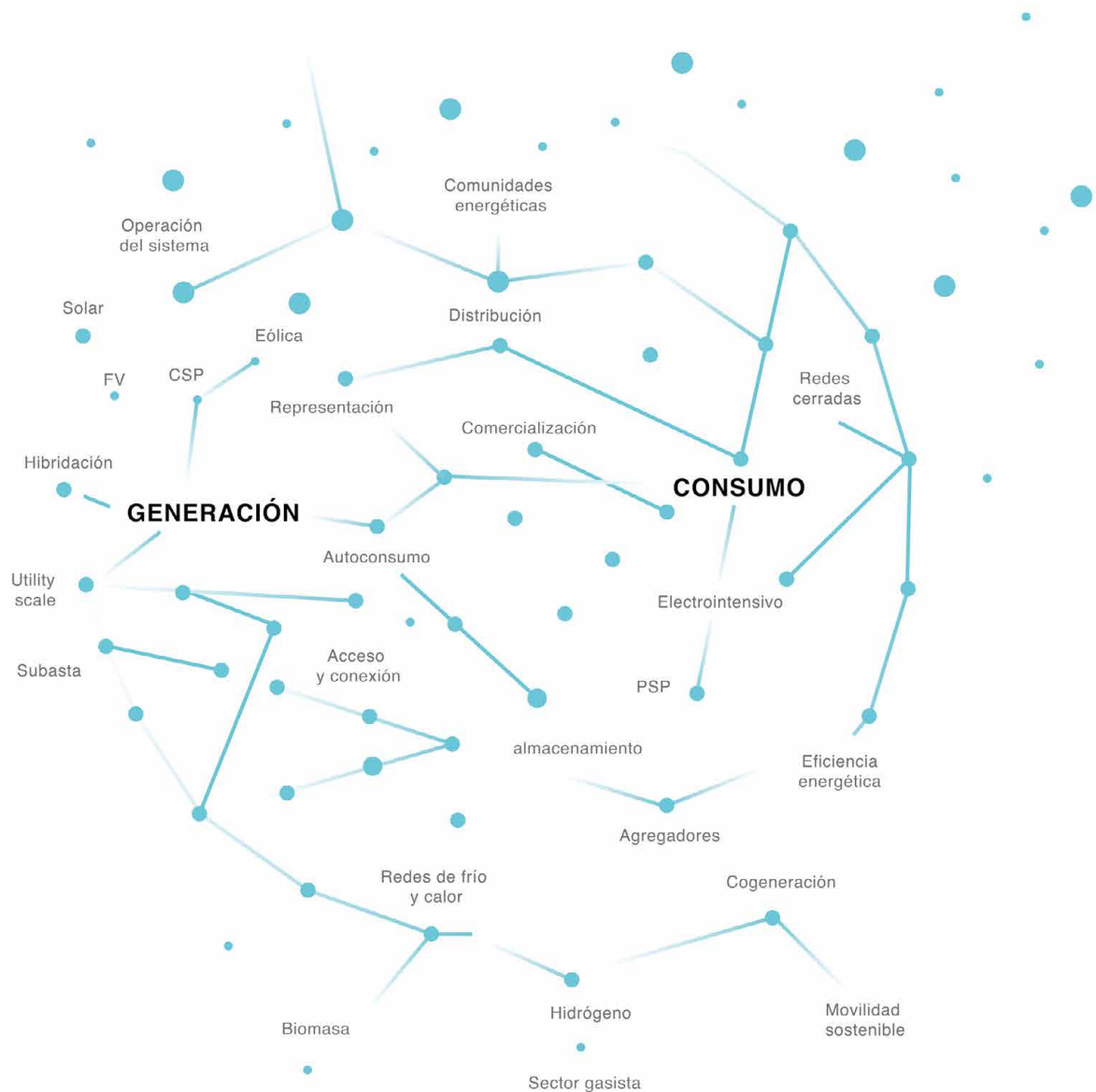
■ Siempre ha sido muy buena. De hecho, colaboramos en alianzas y asociaciones. En cierto modo compartimos los mismos objetivos e idearios de descarbonización, la simbiosis y el apoyo mutuo es la mejor vía para alcanzar dichos objetivos, contribuyendo a incentivar también una industria de las renovables fuerte a nivel nacional.

■ **Si tuviera que quedarse con dos decisiones positivas tomadas por el Gobierno de Pedro Sánchez en materia energética, y otras dos medidas, llámémosle decepcionantes, ¿cuáles serían?**

■ Hay que tener en cuenta que la batería normativa para favorecer y acompañar la transición energética por parte del Gobierno ha sido asombrosa, incluso con el confinamiento y las restricciones a causa de la Covid 19. La aportación ha sido positiva, pero si especificamos, la creación del Anteproyecto de Ley del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE) supone un acto de justicia con los consumidores eléctricos y un avance hacia la transparencia en la fijación de costes. Además, la planificación de nuevas subastas de renovables, abandonado el marginalismo y la no fijación de un precio suelo y apostar por la madurez tecnológica para los proyectos, supuso un gran avance por parte del Miteco.

H-FLEX

UNIVERSO TRANSICIÓN ENERGÉTICA



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

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

Más información:

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

HOLTROP S.L.P.
TRANSACTION & BUSINESS LAW



ecovatios: electricidad solo renovable, autoconsumo solo SunPower

Fundada en 2014, ecovatios es una de esas comercializadoras de electricidad de origen renovable que ha sabido capear todos los temporales (Covid incluido) hasta consolidarse en el escenario energético nacional. Hoy, siete años después de su debut, esta firma, que también desempeña labores de representación de productores de energías renovables en el mercado, empieza a pisar fuerte además en el negocio del autoconsumo, para lo que acaba de adquirir la condición de distribuidor oficial para España de SunPower, una marca indiscutible que es emblema de calidad en materia de solar fotovoltaica.

Antonio Barrero F.

Todos los paneles solares SunPower traen consigo una garantía de 25 años de producto y de potencia (la línea SunPower Maxeon garantiza un 92% de la potencia original del módulo solar en el año 25) y presumen además de “diseño minimalista”, lo que facilita su integración arquitectónica en el tejado. Es el discurso rotundo de una marca que lleva muchos años situando la calidad en lo más alto. Carlos García Buitrón, fundador y director general de ecovatios, a quien entrevistamos en las páginas siguientes, lo tiene muy claro: los paneles SunPower –nos cuenta ahí entre otras cosas– “son el número uno indiscutible del mercado en eficiencia: 22,6% a nivel de módulo”. Y por eso ecovatios los ha elegido: para catapultarse en el abigarrado hoy (y frenético) mercado del autoconsumo, donde las oportunidades no cesan de multiplicarse pero la competencia es cada vez más feroz.

La tecnología SunPower es especialmente apropiada para el autoconsumo –insiste Carlos–, y más especialmente aún “para un país de alta radiación (y altas temperaturas) como España. En la vida real de una instalación solar de tejado –explica el fundador de ecovatios– va a haber, con toda seguridad, sombras, obstáculos, estrés mecánico debido a cargas por nieve acumulada o por viento...

Por eso es fundamental contar con una tecnología que responda a todos esos desafíos durante la vida útil de la instalación, que en el caso de SunPower es de 40 años”.

Lo dice un físico –García Buitrón– con veinte años de experiencia en el sector, cinco idiomas en la cabeza y unos cuantos miles de kilómetros en el pasaporte.

La crisis financiera global (que arrasara España con toda su crudeza durante la primera mitad de la década pasada) y una política energética sinsentido (anti-renovables) le dejaron en la calle (en el paro) ante una disyuntiva: partir al exilio en pos del horizonte renovable que en otros países sí estaba claro (y despejado), o quedarse aquí, lidiar con el más feo morlaco (el impuesto al Sol), reinventarse y empezar a formar parte de la resistencia.

Optó por lo segundo (resistir), montó ecovatios, “a la espera de que llegase el momento del autoconsumo”, y... aquí está, con una propuesta de autoconsumo en clave de servicio personalizado (escala local) y en clave de calidad (SunPower).

Los detalles de esa propuesta los repasa el director general de la joven comercializadora en las páginas que siguen, pero, grosso modo, podríamos sintetizar su fórmula así: además de distribuir y vender paneles marca

SunPower a las empresas instaladoras, lo que se propone ecovatios es ofrecer al profesional de la instalación la posibilidad de que oferte a su cliente final así mismo (y de manera conjunta a la instalación para autoconsumo propiamente dicha) un suministro de energía 100% renovable que daría ecovatios y que la comercializadora acompañaría “con unas condiciones muy ventajosas en la compensación de excedentes: 85 €/MWh durante dos años y sin permanencia mínima”.

A ese paquete (suministro de electricidad de origen exclusivamente renovable para cuando la instalación solar no baste; suministro de tecnología SunPower para la instalación propiamente dicha; y compensación de excedentes... de lujo), ecovatios también añade “la posibilidad de financiar las instalaciones en unos términos muy favorables”. Nos lo cuenta su director general, Carlos García Buitrón (Granada 74, políglota, y ciclista urbano convencido), en las páginas que siguen, donde ha dejado dicho también algo que no debe pasar inadvertido: “no creemos en un modelo en el que la comercializadora vende el autoconsumo al cliente final y subcontrata al instalador para la ejecución del proyecto, que es el modelo dominante en estos momentos”.

■ **Más información:**
→ ecovatios.com

E Carlos García

Fundador y director general
de ecovatios

*“No ofrecemos productos de calidad A,
B o C; solo suministramos tecnología
SunPower”*



A.B.

■ **Año 2014. La economía no acaba de salir de la crisis. En España hay más de cinco millones de desempleados. La eólica y la solar están, sencillamente, congeladas. Los rumores sobre la aprobación de un impuesto al sol son cada vez más sonoros. El oligopolio y sus puertas giratorias lo controlan todo y... entonces... nace ecovatios. ¿Cómo?**

■ En realidad, ecovatios nace a consecuencia de esa situación. Yo venía de trabajar en renovables, sector en el que llevo disfrutando algo más de 20 años: los primeros 6 años, en eólica; el resto, en solar. Pero en 2014 la situación regulatoria era tan adversa que, como muchos otros compañeros del sector, me quedé sin trabajo. Fue duro, pero me permitió tomar un tiempo para pensar qué quería hacer. Básicamente las posibilidades eran dos: irme fuera, a Chile, Japón... o a algún otro país con un sector renovable vibrante en ese momento, o bien comenzar un proyecto propio, algo que siempre me había rondado. Opté por lo segundo. Pensé que la comercialización de energía me permitiría seguir en el sector renovable (todo lo que vende ecovatios es energía verde de productores locales), y que cuando llegase el momento del autoconsumo (algo que tenía claro que iba a llegar más pronto que tarde), estaríamos preparados, porque teníamos claro tanto el modelo de negocio como su rentabilidad, e intuía que, por muchas puertas giratorias que hubiese en el sector, no se podían poner puertas al campo del autoconsumo indefinidamente.

■ **Bien, han pasado ya siete años desde entonces. ¿Cómo ha sido el trayecto, o cómo está siendo?**

■ Pues los primeros años fueron complicados. Y en ese sentido tengo claro que la clave para llegar adonde estamos hoy ha sido tener la suerte de contar con unos compañeros de viaje increíbles. Empezamos a operar en 2015 y, a finales de ese año, se unió Germán Medina, una figura clave en ecovatios, con formación científica y título de Doctor [en Ciencias Biológicas], pero que llegó al proyecto sin experiencia previa en energía. Lo cierto es que ahora sabe mucho más que yo del mercado eléctrico. En total, ahora somos un equipo de 6 personas. Y el esfuerzo y compromiso de cada una de ellas, especialmente durante un año tan duro como 2020, han sido clave para que ecovatios sea una empresa sólida hoy.

■ **¿Qué impacto ha causado la Crisis Covid en ecovatios?**

■ Bueno, pese a la pandemia, comenzamos 2021 en buena forma. Pero es cierto que, como el 90% de nuestra energía la consumen empresas, y muchas de ellas cerraron o redujeron mucho su actividad en el segundo trimestre de 2020, nuestra facturación de ese trimestre se redujo a la mitad respecto del mismo período del año anterior. Afortunadamente,

el balance final del año es que, debido al crecimiento en nuevos clientes, incluso a pesar de la pandemia, hemos suministrado más energía en 2020 que en 2019. El año pasado ha sido, claramente, un año muy difícil para todos, incluidos nuestros clientes, y por supuesto también para nosotros. Por eso, cuando llegó el estado de alarma pusimos toda nuestra energía en poner en marcha inmediatamente medidas de ahorro hacia los clientes, como las bajadas de potencia, con el fin de reducir al máximo su factura.

■ **Bien, 2020 ya pasó. ¿Cuáles son los números clave del ecovatios de hoy?**

■ Tenemos una cartera de unos 1.000 clientes que consumen 25 gigavatios hora anuales, y hemos crecido cada año entre un 30% y un 50% desde que comenzamos, consiguiendo ser rentables desde 2019. Respecto a nuestra tipología de cliente, nuestro foco son las empresas, a las que ayudamos a consumir menos, a bajar su huella de carbono; y a las que animamos a instalar autoconsumo. Pero tratamos igual de bien a cualquier particular que nos contrata.

■ **¿Algún cliente especial? Por volumen, por significado...**

■ Me cuesta destacar a unos clientes por encima de otros, pero... nos sentimos muy orgullosos por ejemplo de tener como clientes al Comité español de ACNUR [Alto Comisionado de Naciones Unidas para los Refugiados], a la empresa de moda sostenible Ecoalf, a la empresa japonesa de cosmética Shiseido, a los centros de coworking Impact Hub o a la empresa Too Good To Go, especializada en evitar el desperdicio de comida. También destacaría nuestra colaboración con la organización EKOenergy, a través de la que canalizamos una parte de nuestra facturación a proyectos de electrificación rural con renovables en países en vías de desarrollo. El sello de EKOenergy está disponible para todos los clientes que nos lo solicitan, y no supone ningún sobre coste para ellos.

■ **¿Qué tiene ecovatios, en su condición de comercializadora, que no tengan sus competidores? ¿Por qué habría de elegirla yo como mi suministradora de electricidad?**

■ En realidad, tenemos algunos competidores magníficos, entre los que citaría, por ejemplo, a Som Energía o a Gesternova. En ese sentido, yo creo que siempre es una buena noticia que un cliente elija energía verde, independientemente de la empresa a la que contrate.

Lo que intentamos hacer en ecovatios, además de simplificar al máximo la contratación (que se puede hacer en 3 minutos de manera digital), es ofrecer a nuestros clientes lo que llamamos una Solución Energética 360°. El suministro de energía verde es el punto de parti-



AUTOCONSUMO

da, pero también les proponemos autoconsumo solar con tecnología SunPower a través de nuestra red de *partners* instaladores y, por supuesto, la compensación de sus excedentes. Así como medidas para ahorrar consumo, emisiones y euros: por ejemplo, optimizando su potencia o su tarifa, o a través de la monitorización remota de sus consumos.

■ Otra de las líneas de actividad de ecovatios es la representación de productores de energías renovables en el mercado. ¿Es así?

■ Sí, es una línea clave para nosotros, y que nos diferencia de muchas otras comercializadoras, porque nosotros tenemos ese otro gorro, el de representantes de mercado de productores renovables ante OMIE, REE y la CNMC. De esta manera tenemos la capacidad de representar, con un coste realmente competitivo, y asumiendo el coste de desvío, tanto a plantas con incentivos (por ejemplo, las acogidas al Real Decreto 661 ó posteriores), como a plantas de autoconsumo que no pueden o no desean compensar sus excedentes y necesitan la figura del representante para vender en el mercado su producción.

■ ecovatios se atrevió con el autoconsumo a mediados del decenio pasado, cuando la sombra del impuesto al Sol parecía oscurecerlo todo. ¿Por qué entonces? Y, sobre todo, ¿cómo fue?

■ Fue muy emocionante, estamos hablando de los años 2015-16, en los que está vigente el infausto peaje de respaldo (conocido por impuesto al Sol). Un peaje que, curiosamente, promovieron algunas de las empresas que ahora invierten mucho dinero en publicidad para tratar de vender autoconsumo. Como comentaba antes, nosotros teníamos claro que se trataba de una regulación injusta (que provocó una oleada de destrucción de empleo, riqueza y tejido productivo de alto valor añadido, como era el que existía esos años en España) y que no se sostenía con lo que en esos mismos años estaba promoviendo la UE respecto a la generación distribuida. Además, sabíamos que, aun con el peaje de respaldo, la increíble bajada de costes de la tecnología fotovoltaica permitía rentabilidades muy interesantes en proyectos de autoconsumo comercial e industrial, algo conocido por todo el sector, pero que no llegaba al cliente final debido al clima mediático negativo que rodeaba a la energía solar en esa época.

En esos años “oscuros” hicimos mucha pedagogía pro-autoconsumo entre los clientes finales, y sacamos una herramienta, en ese momento bastante innovadora, para calcular los ahorros que generaban los proyectos, y lo cierto es que el interés fue tremendo. Recuerda que cuando la lanzamos en 2016, nos llegaron tantas peticiones durante las primeras semanas que nos desbordaron un poco; nos preocupaba no poder atenderlas a tiempo (nos comprometíamos a tenerlas listas en 24 horas) pero, con bastante esfuerzo, logramos responder.

■ Hasta que el impuesto al Sol es derogado a finales de 2018 y todo cambia, ¿no? ¿Cómo impacta la nueva letra de la ley en el mercado? Y, ¿cómo impacta en el negocio de ecovatios?

■ Efectivamente, al final se impuso la lógica, saltó el peaje de respaldo, y poco después se creó el mecanismo de compensación simplificada. Y, sobre todo, gracias a esos cambios regulatorios tan necesarios, cambió también la percepción mediática sobre la energía solar y el autoconsumo. Los consumidores empezaron a escuchar mensajes positivos alrededor de la energía solar, de ahorro, de contribución medioambiental, etcétera; y el resultado es que la demanda del autoconsumo ha crecido a buen ritmo en los dos últimos años, incluso pese a la pandemia.

En ecovatios nos parece una gran noticia este auge, pero, aunque ahora todas las eléctricas (las de siempre y las más nuevas) se suman a la promoción del autoconsumo, nuestro modelo es diferente al de la mayoría de ellas.

■ ¿Y por qué es diferente?

■ Casi todas las eléctricas quieren vender el proyecto al cliente final. Nosotros, sin embargo, insistimos en un modelo en el que promovemos el autoconsumo, pero no somos quienes lo vendemos a los clientes. En nuestro caso el proyecto lo vende el instalador local y con sus condiciones. Que sea local es muy importante para nosotros, porque creemos que un instalador bien formado (muchas veces con capacidad de ingeniería), y próximo a sus proyectos, es quien mejor posicionado está para dar el mejor servicio a los clientes finales. Y es también el instalador local quien posee el conocimiento que le va permitir ser más ágil en las tramitaciones, y dar un servicio más rápido y eficiente ante incidencias.

Como en nuestro modelo los que venden las instalaciones son nuestros *partners* instaladores, nosotros nos focalizamos en mandarles oportunidades maduras de nuevos proyectos, en proponerles el mejor producto, tecnología fotovoltaica SunPower, o en ofrecerles la opción de añadir servicios que les ayuden a reforzar la oferta a sus clientes, como por ejemplo una compensación de excedentes atractiva (85 €/MWh durante dos años si adquieren SunPower a ecovatios), o unas condiciones de financiación muy favorables.

■ ecovatios se acaba de convertir en distribuidor oficial de SunPower en España. ¿Por qué de SunPower?

■ Sí, durante el confinamiento maduramos nuestra estrategia respecto del autoconsumo, y de ahí salió el acuerdo para ser distribuidores oficiales en España y Portugal de SunPower. No queremos ofrecer productos de calidad A, B o C. Por eso solo suministramos tecnología SunPower a nuestros *partners* instaladores. Siempre decimos que el cliente solo tiene un tejado, y que, si decide instalar solar en él, está haciendo una importante apuesta económica y medioambiental de largo plazo. Y, en ese sentido, creemos que la mejor opción, la que le va a generar mayor rentabilidad y menos problemas a lo largo de la vida útil de la instalación, es SunPower.

Apostamos por esta tecnología porque la conocemos muy bien, y creemos que, además de ser el número uno indiscutible del mercado en eficiencia, 22,6% a nivel de módulo, se trata también de la tecnología más fiable y robusta a lo largo de su vida útil, lo que le permite dar no solo 25 años de garantía de producto, sino garantizar para la línea SunPower Maxeon un 92% del valor nominal de la potencia en el año 25.

Hace unos años, tuve la suerte de conocer personalmente en California al fundador de SunPower, el Doctor Richard Swanson, un científico brillante, pero a la vez una persona muy sencilla y cercana. Y me maravilló entender cómo, hace ya más de 35 años, se propuso eliminar todas las fuentes de ineficiencia de las células solares y acercar al máximo la tecnología a su límite físico. De ahí el diseño diferenciado de la célula, con los contactos eléctricos traseros y toda la superficie frontal de captación. En definitiva, se trata de una tecnología solar muy avanzada, con varias características que la diferencian mucho del resto.





■ ¿Por ejemplo?

■ Pues, por dar solo algunas pinceladas, diré que la tecnología SunPower cuenta con un coeficiente de temperatura especialmente bajo, de 0,27%/° (algo muy importante en nuestras latitudes), o una degradación anual garantizada de sólo un 0,25%, y que su diseño especial y diferente de célula es la clave no solo para obtener una mayor eficiencia y productividad, sino, especialmente, para proporcionar una mucho mayor durabilidad, un parámetro fundamental, que minimiza los problemas que puede tener un proyecto fotovoltaico –puntos calientes, microcracks, etcétera–, que pueden tener un efecto muy negativo tanto en la producción de la planta, como en la vida útil de una instalación. Esto es algo que los instaladores más veteranos conocen bien, pero a lo que muchas veces no se presta la suficiente atención por parte de los clientes finales.

Por último, destacaría otros dos aspectos que se suelen pasar por alto al considerar una u otra marca: por un lado, el diseño minimalista de los productos SunPower, que permite una integración elegante en el tejado; y, por otro, el impacto ambiental en su proceso de fabricación. A este respecto, la tecnología Maxeon de SunPower posee el sello Cradle to Cradle, que proporciona 6 puntos adicionales en la certificación LEED de edificios [Líder en Eficiencia Energética y Diseño sostenible]. Además, debido a su mayor eficiencia, la amortización energética de esta tecnología se realiza en solo un año y dos meses.

■ El nuevo marco regulatorio del autoconsumo reconoce la venta de excedentes: si las placas solares que he puesto en el tejado generan electricidad y yo no la autoconsumo porque en ese momento estoy fuera de casa... pues puedo venderla a la red: es el autoconsumo con excedentes. Y ahí ecovatios ha vuelto a ser pionera: pionera en aplicar la compensación de excedentes en la factura. ¿En qué consiste la oferta de ecovatios en esta materia?

■ Creo que fuimos de los primeros comercializadores en aplicar la compensación simplificada de excedentes, hace ahora algo más de un año. Es un mecanismo que nos gusta mucho porque es fácil tanto de explicar a los clientes, como de aplicar, siempre que la comercializadora tenga voluntad de hacerlo. Ahora, en ecovatios hemos dado un paso más, y ofrecemos una valoración de 85 €/MWh durante dos años a los clientes finales que instalen tecnología SunPower que nosotros hayamos vendido a través de nuestros partners instaladores, y que deseen contratar con nosotros su suministro eléctrico.

■ El instalador es una pieza clave del autoconsumo. ¿Qué garantías ofrece ecovatios a sus clientes en ese aspecto?

■ Como decía antes, al contrario que la mayoría de las eléctricas, sean estas tradicionales o independientes, no creemos en un modelo en el que la comercializadora vende el autoconsumo al cliente final y subcontrata al instalador para la ejecución del proyecto, que es el modelo dominante en estos momentos. Nosotros creemos que ese es un modelo que añade una capa de coste (el de la eléctrica), y añade muy poco valor al cliente final (cuando no se lo resta), a costa de disminuir el beneficio del instalador, al que se suele subcontratar para realizar las partes de menor valor añadido del proyecto.

Nuestra apuesta es crecer en paralelo al instalador, pero no ocupando su lugar, sino proponiéndole opciones para que pueda ofrecer una propuesta diferenciada, de calidad, y de mayor valor para su cliente, saliendo así de una dinámica competitiva solo basada en las bajadas de precio.

■ En esa línea, ecovatios también ofrece soluciones de financiación a sus clientes. ¿En qué consisten, concretamente?

■ Tenemos disponibles para los instaladores que nos lo soliciten dos tipos de soluciones financieras asociadas a la venta de tecnología SunPower, una de tipo PPA para proyectos comerciales o industriales, y otra pensada para el autoconsumo residencial, que creemos que es muy interesante, tanto por el plazo del préstamo, lo suficientemente largo para que sea realidad que los ahorros producidos por la instalación sean mayores que las cuotas a pagar, como por la simplicidad y agilidad del proceso.

■ Y, por fin, ¿qué objetivos se plantea ecovatios de cara a 2021?

■ Acabamos de comenzar nuestra actividad de distribución de tecnología SunPower, combinando el que creemos firmemente que es el mejor producto del mercado con servicios a su altura, y estamos entusiasmados con la respuesta que está teniendo entre los instaladores, tanto entre los que ya conocíamos, como en otros que estamos conociendo ahora. Además, nuestra apuesta es que esta presencia creciente en el sector del autoconsumo nos va a permitir seguir creciendo, tanto en comercialización como en representación. Por último, seguimos con interés los desarrollos normativos que van a permitir la implementación de conceptos tan interesantes como las comunidades energéticas locales. ■



ALMACENAMIENTO

Almacenamiento de energía, la llave maestra del nuevo sistema energético

Sin almacenamiento de energía la transición energética es francamente difícil. El almacenamiento flexibiliza la intermitencia a la que está sujeta gran parte de la generación con energías renovables, liberando energía cuando la demanda es alta y almacenándola cuando ésta es menor. Resulta, por tanto, indispensable para disponer de electricidad a gran escala. Pero también lo es para el avance del autoconsumo y las comunidades energéticas. Así andan las cosas a día en este revolucionario sector. Pepa Mosquera

El mercado de almacenamiento de energía a gran escala en España se limita, de momento, a proyectos piloto o instalaciones de investigación y desarrollo. Pero el sector está a punto de despegar, gracias, entre otras medidas, al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que considera el desarrollo del almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico, facilitar la integración, cada vez mayor, de renovables (60 GW a añadir hasta 2030) y conseguir una mejor gestión de las redes eléctricas. El almacenamiento, fomenta además la

participación ciudadana en el cambio de modelo energético y permite una mayor competencia.

En España, de momento, hay 8,3 GW de capacidad en almacenamiento, cifra que incluye tanto el disponible a gran escala como el almacenamiento detrás del contador y el estacional. El Ejecutivo estima las necesidades mínimas de almacenamiento para 2030 en al menos 20 GW de capacidad y en 30 GW para 2050. El pasado mes de octubre se publicaba el borrador de la Estrategia de Almacenamiento de Energía de España, que confirma estos objetivos y plantea los medios para alcanzarlos.

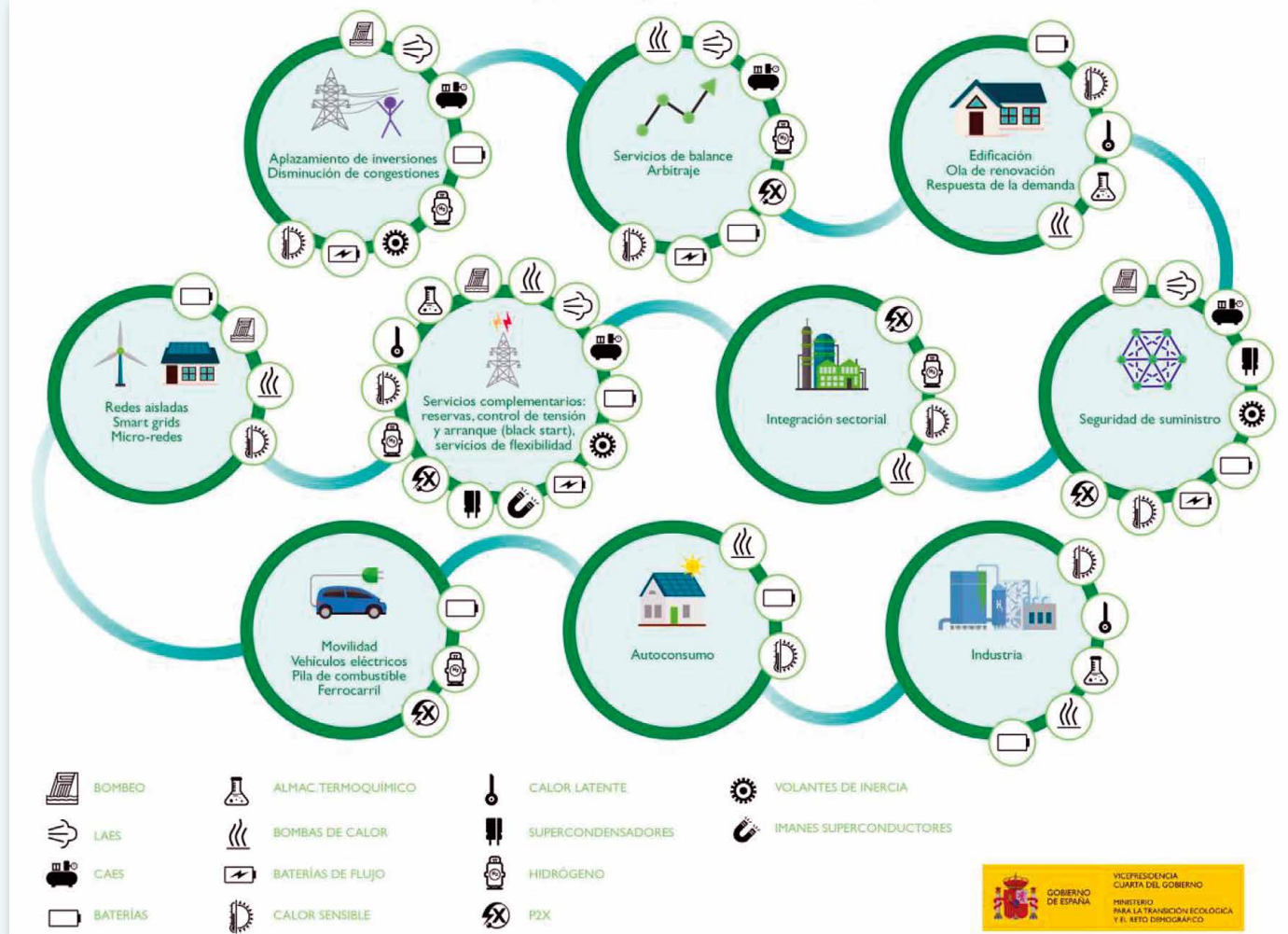
■ Pieza esencial

“El #almacenamiento de energía es una pieza esencial en un sistema energético seguro, renovable y eficiente. Es también una oportunidad para la industria y el empleo”, dejaba escrito en un tuit la ministra de Transición Ecológica y vicepresidenta cuarta, Teresa Ribera, el mismo día –9 de octubre– en el que se publicaba el borrador de la Estrategia. Un documento de más de cien páginas en el que se presentan las distintas tecnologías y soluciones para el almacenamiento, los retos que

Acciona Energía ha puesto en marcha en Barásoain (Navarra) la primera planta híbrida de almacenamiento de electricidad en baterías integrada en un parque eólico conectado a la red en España



Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento. Usos y tecnologías asociadas a ellos



enfrenta su despliegue y las oportunidades que supone para el sistema energético y para el país.

En la Estrategia se establecen diez líneas de acción, concretadas en 65 medidas diferentes, para lograr un despliegue efectivo del almacenamiento e impulsar la competitividad de la industria nacional, y se destaca la importancia de disponer de fabricantes nacionales en toda su cadena de valor y para los distintos sistemas de almacenamiento, tanto delante como detrás del contador. También se analizan con detalle todos los sistemas de almacenamiento de energía disponibles en la actualidad: mecánicos, como las centrales hidráulicas de bombeo o los volantes de inercia; electroquímicos, como las baterías; químicos, como el hidrógeno, el amoníaco, el metanol o los combustibles sintéticos; térmicos, como las sales fundidas de las centrales termosolares; y eléctricos, como los súpercondensadores y/o los imanes súperconductores.

De todas estas posibilidades, el Miteco solo considera “muy maduras” tres tecnologías, con una capacidad energética que va más allá del gigavatio: el bombeo, el aire comprimido y las sales fundidas, que funcionan ya en muchas centrales termosolares españolas. Respecto a este último sistema, el Ministerio dice que “se prevé un importante crecimiento por su potencial en cuanto a servicios que puede aportar”; y apuesta por aprovechar “el liderazgo de España en almacenamiento térmico renovable para mejorar la gestionabilidad del sistema eléctrico y reducir vertidos renovables”. El Centro de Investigaciones Energéticas y Medioambientales y Tecnológicas (Ciemat), coincide y señala

que teniendo en cuenta el estado actual de las tecnologías, el almacenamiento térmico, que permite almacenar electricidad a escala de gigavatios, es el más eficiente y económico y resulta fundamental en el diseño de las redes energéticas del futuro.

■ El (gran) papel de las baterías

Al bombeo, el aire comprimido y las sales fundidas se suma otra tecnología determinante para atender las elevadas cifras de almacenamiento que van a ser necesarias en unos años: las baterías. Según el Escenario de Desarrollo Sostenible de la Agencia Internacional de la Energía, para que el mundo cumpla los objetivos climáticos y de energía sostenible, se necesitarán en todo el mundo cerca de 10.000 GWh de baterías y otras formas de almacenamiento. La consultora McKinsey señala, por su parte, que unos objetivos de descarbonización más fuertes, que nos aseguren no sobrepasar el peligroso umbral de los 1,5°C de incremento de las temperaturas para 2050, exigen disponer de una capacidad de 25 GW de almacenamiento en baterías para 2030, y más de 150 GW para 2050.

Según la AIE, la potencia mundial de proyectos de sistemas de almacenamiento en baterías se ha multiplicado por más de 15 estos últimos cinco años, pasando de 0,2 GW a 3,1 GW, y no parece que la tendencia vaya a estancarse. Una de las principales razones es que las baterías son cada vez más baratas. Basándose en cómo avanza la innovación tecnológica, la integración de la cadena de valor, la electrificación en todos los sectores y las nuevas soluciones financieras,



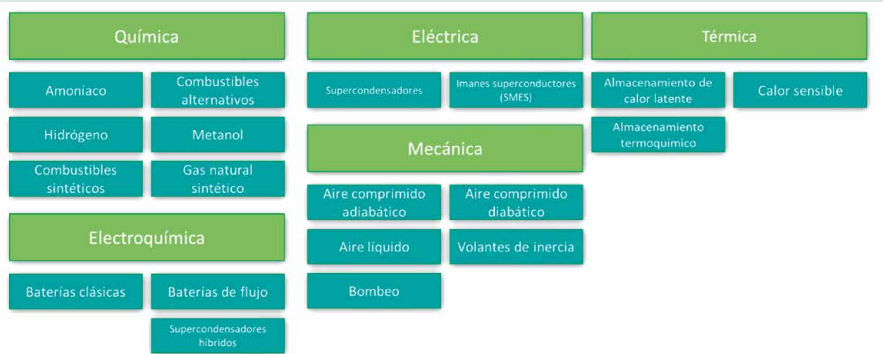
ALMACENAMIENTO

Sistemas ya disponibles

■ **MECÁNICOS.** En este grupo se incluyen, entre otros sistemas, las centrales hidráulicas de bombeo y los volantes de inercia.

— Las plantas de bombeo elevan agua desde un depósito inferior a uno a mayor altura. Durante los periodos de alta demanda, el agua almacenada en el embalse superior se libera mediante turbinas hacia un depósito inferior para producir electricidad, mientras que en periodos de baja demanda el agua se bombea de vuelta al embalse superior y se almacena de nuevo. Actualmente supone más del 90% de la potencia de almacenamiento instalada a nivel europeo.

— Volantes de inercia. Estos dispositivos cuentan con un disco de inercia que gira acoplado a una máquina eléctrica, que opera como motor o como generador y que se conecta, en consecuencia, a la red eléctrica o a la carga, almacenando energía cinética durante la carga. En la descarga, la energía mecánica almacenada es transformada en energía eléctrica y devuelta a la red. Es una tecnología utilizada en la industria.



■ **ELECTROQUÍMICOS.** Las baterías clásicas son la opción más utilizada, pero también empiezan a hacerse hueco las de flujo redox.

— Las baterías clásicas contienen dos o más celdas electroquímicas que utilizan reacciones químicas para crear un flujo de electrones en un circuito externo, es decir, corriente eléctrica. Presentan densidades de potencia muy atractivas y la eficiencia de su ciclo está en rangos del 60-70%, por lo cual esta tecnología se encuentra ya ampliamente extendida. Además, permite el uso de una gran variedad de materiales (litio, sodio, plomóniquel, metal aire...).

— Baterías de flujo redox. Emplean reactivos que al entrar en contacto se transforman en otro compuesto, produciendo energía eléctrica. Esta tecnología presenta una amplia variedad de combinaciones de electrolitos, algunos de ellos todavía en investigación. Comercialmente destacan las baterías de vanadio (VRB), de gran rapidez de respuesta de carga/descarga, y las de Zinc-Bromo (Zn-Br).

■ **QUÍMICOS.** Los sistemas de almacenamiento químico se basan en la transformación de energía eléctrica en energía de enlaces químicos de determinadas moléculas, para ser extraída cuando sea requerida, o bien para emplear estas moléculas en procesos industriales. Se utilizan para ello el hidrógeno, el amoníaco, el metanol o los combustibles sintéticos. (Ver reportaje sobre el hidrógeno en la página 40).

■ **TÉRMICOS.** El almacenamiento de energía térmica, en forma de frío o calor, permite aprovechar los vertidos de energía eléctrica para producir calor o frío para su uso posterior en múltiples aplicaciones (industriales y domésticas). Además, tiene un gran potencial de hibridación con otras tecnologías, como la bomba de calor con tanques de almacenamiento, ya sea en forma de almacenamiento de agua caliente o con tanques de cambio de fase. El almacenamiento en sales fundidas utilizado en la centrales termosolares es otro ejemplo de almacenamiento térmico.

■ **ELÉCTRICOS.** Dentro de esta categoría se encuentran, por ejemplo, los supercondensadores y los imanes superconductores.

— Supercondensadores. Almacenan la carga eléctrica en una doble capa eléctrica en la interfaz entre un electrodo de carbón y un líquido electrolito. Se trata de un mecanismo altamente reversible, lo cual permite su carga y descarga a elevados ratios de potencia, pero su densidad energética es más baja que la de las baterías. Sus prestaciones se verían multiplicadas si se combinan con baterías de ion-litio.

— Imanes superconductores (SMES). Almacenan la energía en campos magnéticos generados por una corriente eléctrica en bobinas superconductoras. Estos sistemas necesitan temperaturas criogénicas para su funcionamiento, permitiendo el almacenamiento de energía con mínimas pérdidas eléctricas, así como una entrega rápida y muy eficiente de potencias elevadas. Su principal inconveniente, el alto coste de la infraestructura criogénica, se está mitigando gracias a la mejora en el rango de las temperaturas de operación.

McKinsey augura que el coste de las baterías puede descender hasta un 90% en los próximos años. La Oficina Europea de Patentes (OEP) y la Agencia Internacional de la Energía (AIE) señalan, por su parte, en un informe conjunto, que el almacenamiento en baterías viene creciendo desde hace años a un ritmo anual del 14% en todo el mundo, y las baterías representan ya casi el 90% de toda la actividad de patentamiento en el ámbito del almacenamiento de electricidad.

Este desarrollo está impulsado, fundamentalmente, por los avances en las baterías recargables de iones de litio (Li-ion) utilizadas en los dispositivos electrónicos de consumo y en los automóviles eléctricos. La movilidad eléctrica, en particular, está fomentando el desarrollo de nuevos productos químicos de iones de litio destinados a mejorar la producción de energía, la durabilidad, la velocidad de carga y descarga y la capacidad de reciclaje. El progreso tecnológico también se ve impulsado por la necesidad de integrar cada vez mayores cantidades de energía eólica y solar en las redes eléctricas.

El estudio de la OEP y la AIE muestra, asimismo, que están surgiendo rápidamente otras tecnologías de almacenamiento, como los supercapacitores y las baterías de flujo redox, que pueden resolver algunas de las deficiencias de las baterías de iones de litio. Según señalan en su estudio, las baterías de flujo redox pueden proporcionar una alternativa más segura, duradera y escalable que las baterías de Li-ion para algunas aplicaciones, como las estacionarias a gran escala y la carga de los vehículos eléctricos. Los supercapacitores, por su parte, pueden complementar las baterías de Li-ion atendiendo necesidades específicas, como la carga y descarga rápidas. Sin embargo, esta tecnología aún tiene que superar algunas debilidades, como el uso de sales de metales pesados potencialmente peligrosas para el medio ambiente.

Y luego está el hidrógeno, gas que se postula como el gran aliado para descarbonizar los sectores en los que la reducción de las emisiones de carbono es particularmente difícil, como el industrial, el transporte pesado o la edificación. (De todo ello hablamos ampliamente en el reportaje de la página 40).

■ Impulso europeo

La Unión Europea ha ido aprobando a lo largo de los últimos años diferentes normas que regulan el almacenamiento energético. La Directiva 2019/944 y el Reglamento 2019/943, ambos relativos al mercado interior de la electricidad, establecen los principios de una nueva configuración del mercado eléctrico, en la que el cliente activo, la respuesta de la demanda y el almacenamiento pasan a ser elementos determinantes. La Di-

La multinacional de la industria aeroespacial y militar Lockheed Martin es una de las compañías que ha apostado por la tecnología Redox para el almacenamiento

rectiva 2018/2001, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, incluye también el uso del almacenamiento energético.

El Plan de Recuperación Verde acordado por Bruselas cuenta, igualmente, con las tecnologías de almacenamiento para impulsar la recuperación en la UE. Adicionalmente, existen diferentes iniciativas europeas encaminadas al desarrollo específico de tecnologías de almacenamiento. Una de las más importantes, lanzada en 2017, es la Alianza Europea por las Baterías, con la que se pretende impulsar el liderazgo de la UE a lo largo de la cadena de valor de las baterías, de manera que se elimine la dependencia tecnológica de terceros países, generando, al mismo tiempo, empleo y creando un ecosistema de baterías sostenible, innovador y competitivo en Europa.

La Comisión Europea ya ha inyectado 3.200 millones de euros a un primer proyecto de I+D en baterías y ahora acaba de aprobar un nuevo proyecto PIICE (Proyecto Importante de Interés Comunitario), dotado con 2.900 millones de euros, para ahondar más en la investigación e innovación en la cadena de valor de las baterías. Esta iniciativa cuenta con 42 participantes directos, incluidas pymes y empresas emergentes. Dos de los participantes son españoles: Ferroglóbe (empresa fruto de la fusión de Ferroatlántica con la norteamericana Globe Specialty Metals) y Little Electric Cars.

La CE estima que los 2.900 millones de financiación pública que recibirá este proyecto movilizarán otros 9.000 millones de euros en inversiones privadas; es decir, más del triple que la ayuda estatal. El proyecto abarca toda la cadena de valor de las baterías, desde la extracción de las materias primas, el diseño y la fabricación de las celdas y



conjuntos de baterías, hasta el reciclado y eliminación en una economía circular, haciendo especial hincapié en la sostenibilidad. Según el vicepresidente de la Comisión Europea y Comisario europeo de Unión de la Energía, el eslovaco Maroš Šefčovič, este proyecto “ayudará a revolucionar el mercado de las baterías”. De hecho, Šefčovič vaticina que en 2025 habrá ya una industria robusta en el Viejo Continente, que alimentará al menos seis millones de coches eléctricos cada año.

■ Los líderes del momento

En 2017, la industria de las baterías de la UE apenas estaba en el mapa mundial. Hoy, cinco países europeos ocupan posiciones muy destacadas. Son, según BloombergNEF (BNE), Alemania (puesto 4 mundial), Reino Unido (7), Finlandia, Francia (ambos en el 8) y Suecia (10).

ORDUÑA
Suministros Fotovoltaicos

SOLUCIONES FOTOVOLTAICAS RENTABLES A LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS DE HOY

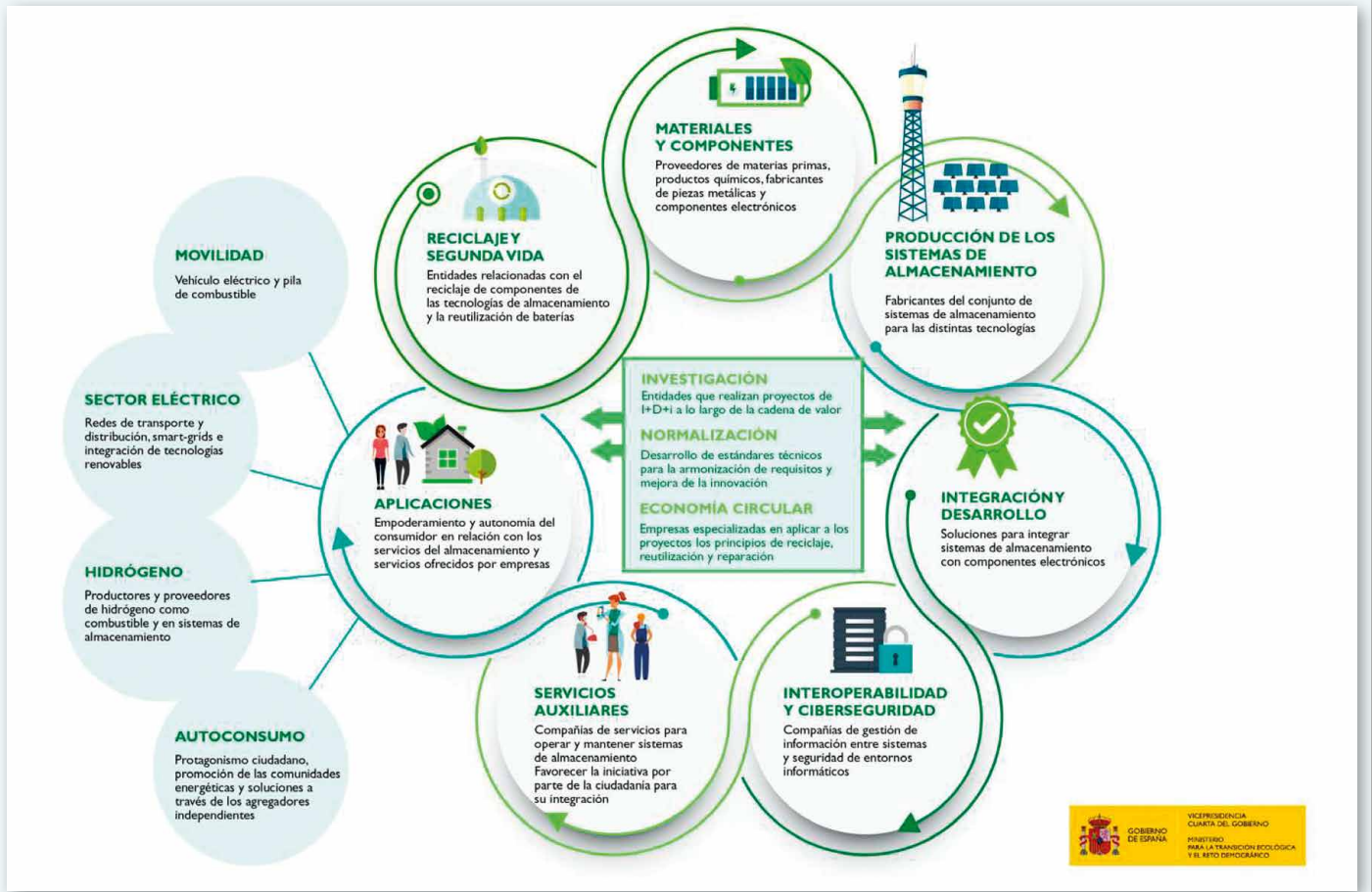


- Agrovoltáica
- Autoconsumo Residencial
- Autoconsumo Industrial
- Sistemas Aislados
- Bombeo Solar





Cadena de valor del almacenamiento de energía



El don de la versatilidad

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) ha publicado diferentes análisis en los que muestra la versatilidad del almacenamiento para utilizarse en la movilidad eléctrica, las aplicaciones domésticas o a escala de servicios públicos. Las baterías también ayudan a proporcionar electricidad fiable y más barata en redes aisladas y a comunidades no conectadas a la red, que de otro modo dependerían de cars y contaminantes combustibles fósiles, como el diésel. IRENA estima que para 2030 el almacenamiento a pequeña escala habrá aumentado significativamente, en especial en los mercados emergentes, donde la agencia prevé que este tipo de almacenamiento aumente un 40% cada año hasta 2025.

En la actualidad, el almacenamiento a escala de servicios públicos se está desplegando, sobre todo, en Alemania, Australia, Estados Unidos, Japón, Reino Unido y otros países europeos. Uno de los sistemas más grandes en términos de capacidad es el proyecto de Tesla de almacenamiento en baterías de iones de litio de 100 MW / 129 MWh en el parque eólico de Hornsdale, en Australia. En el estado de Nueva York (EEUU), otro proyecto que utiliza un sistema de almacenamiento de baterías de 4 MW / 40 MWh ha demostrado que su uso permite al operador reducir en casi 400 horas la congestión en la red eléctrica y ahorrar hasta dos millones de dólares en costos de combustible.

Varias comunidades insulares y fuera de la red han invertido también en el almacenamiento de baterías a gran escala para equilibrar la red y almacenar el exceso de energía renovable. Un ejemplo de ello lo encontramos en Hawái, donde se han instalado casi 130 MWh de sistemas de almacenamiento en batería para proporcionar servicios asociados a la generación con solar fotovoltaica y eólica.

La instalación de baterías detrás del medidor (BTM), que se conectan con el objetivo principal de ahorrar en la factura de electricidad, está aumentando también gracias a la disminución de los costos de esta tecnología y el despliegue de la generación distribuida. En Alemania, por ejemplo, el 40% de las aplicaciones fotovoltaicas en tejado recientes se han instalado con baterías BTM. Australia, por su parte, se propone alcanzar un millón de instalaciones de baterías BTM para 2025.

De momento, sin embargo, los reyes del almacenamiento están en Asia. BNEF ha analizado la posición que ocupan los países en la actualidad y cómo es previsible que estén en 2025, en función de su trayectoria actual de desarrollo y teniendo en cuenta cinco puntos clave relacionados con la cadena de suministro: materias primas, fabricación de células y componentes, el medio ambiente, RII (regulaciones, innovación e infraestructura) y la demanda final (de vehículos eléctricos y almacenamiento estacionario). En base a todos estos parámetros, su conclusión es que China dominará la cadena de suministro de baterías de ion-litio hasta al menos 2025, año en el que Estados Unidos y Suecia podrían ocupar la tercera y cuarta posición.

El éxito de China –explican desde la consultora– se debe a su gran demanda interna de baterías, de 72GWh, así como a controlar el 80% del refinado de materias primas del mundo, el 77% de la capacidad mundial para fabricar baterías y el 60% de la fabricación de componentes. Japón y Corea ocupan las posiciones segunda y tercera, respectivamente: aunque ambos países son líderes en la fabricación de baterías y componentes, no tienen la misma influencia en el refinado y extracción



electrical energy storage

La feria de baterías y sistemas acumuladores de energía más grande e internacional de Europa
MESSE MÜNCHEN, ALEMANIA

JULIO
21-23
2021

www.ees-europe.com



- Desde acumuladores domésticos y comerciales hasta acumuladores para la red eléctrica
- Innovaciones en baterías, pilas de combustible e hidrógeno verde
- Para proveedores, planificadores, fabricantes, distribuidores e instaladores
- Coincida con más de 50.000 expertos en energía y 1.480 expositores en las cuatro ferias especializadas simultáneas

de materias primas que China. Ahora bien, esta carencia la compensan con mayores puntuaciones ambientales y de RII que China.

BNEF ha analizado también si un país está promulgando políticas y regulaciones específicas, lo que le permitirá mejorar su posición. En este sentido, señala que aunque Estados Unidos quedó en sexto lugar en 2020, la elección de Joe Biden como nuevo presidente del país podría cambiar la situación. “Si Estados Unidos aumentara su inversión en materias primas y promoviera la adopción de vehículos eléctricos, podría superar a Japón y China para ocupar el primer lugar en 2025. Por el contrario, el Reino Unido podría ver caer su posición en 2025 si se vuelve incapaz de acceder a la gran demanda en Europa continental, que será alrededor de cinco veces el tamaño de su mercado nacional”.

■ Sostenibilidad, cada vez más importante

En BNEF ponen el acento también en que la sostenibilidad y las emisiones de carbono asociadas con la cadena de suministro de las baterías son de creciente importancia. “Es vital asegurarse de que la electricidad que se use en el procesamiento de materiales y la fabricación de células de baterías sea baja en carbono”, señalan. Pero no es solo cuestión de utilizar electricidad limpia.

Las baterías actuales contienen componentes clasificados como residuos peligrosos que hay que gestionar con cuidado. Desarrollar baterías cada vez más verdes es por tanto, uno de los retos a los que se enfrenta el sector.

De acuerdo con Luis Marquina, presidente de la Asociación Nacional de Pilas, Baterías y Almacenamiento Energético (AEPIBAL) de España, también es de vital importancia crear un cuerpo regulatorio que abarque desde las unidades de producción a gran escala a la hibridación o el almacenamiento distribuido y su organización en comunidades energéticas, agregadores de demanda o prosumidores. Igualmente, hay que configurar un ecosistema financiero que permita que el almacenamiento sea un modelo de negocio rentable, cualquiera que sea su modalidad.

La necesidad de evolucionar tecnológicamente, en un proceso de mejora de la eficiencia de las baterías, identificando las mejores soluciones para cada aplicación mientras se acomete en paralelo una bajada de costes, es otro imperativo. En este sentido, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) prevé que a partir del año 2025 comenzará a llegar una nueva generación de baterías híbridas muy competitivas. Por ejemplo, gracias a la combinación de las actuales de ion-litio con nuevas tecnologías recargables (el centro vasco CIC energiGUNE ya trabaja en ellas) como vía para abaratar costes y desarrollar soluciones específicas para determinadas aplicaciones.

Los electrolitos sólidos irán adquiriendo también cada vez más relevancia. Algo más tarde, en torno a 2030, según la OCDE se llegará a una nueva etapa en la que coexistirán diferentes tecnologías, como metal-aire, litio-azufre, flujo redox... que, a su vez, estarán especializados en diferentes segmentos del almacenamiento: estacionario, movilidad, portabilidad...

Se abre, por tanto, todo un abanico de oportunidades que, en palabras de Luis Marquina, “hay que aprovechar para apoyar, estimular, robustecer y consolidar definitivamente un tejido industrial local en España, ampliando la cadena de valor desde la gestión de las materias primas esenciales a la economía circular o segunda vida con residuos cero”.

■ Más información:

→ www.miteco.gob.es

→ www.aepibal.org

→ www.ciemat.es

→ <https://about.bnef.com>

Part of

THE smarter
EUROPE





ALMACENAMIENTO

E

Juan Fraga

Consultor especializado en almacenamiento e hidrógeno y asesor tecnológico de Dos Grados Capital

“Aunque queda mucho por hacer, la partida del almacenamiento se está ganando”

Pepa Mosquera

Desde que empezó con las renovables hace 27 años, Juan Fraga no ha perdido su entusiasmo y ganas de estar en lo más nuevo de este apasionante mundillo. Y en este momento toca electrificación, sobre todo para usos térmicos y para movilidad, y en consecuencia almacenamiento e hidrógeno. Así que, como no podría ser de otra manera, ahí está él, y asegura que es una suerte poder hacerlo “para seguir aprendiendo y contribuyendo a la completa descarbonización de la economía”.

■ ¿Así que ahora se dedica al almacenamiento?

■ Siempre he intentado estar en lo más nuevo: primero promoviendo una política de renovables, y unos objetivos, en Europa, y luego dedicándome a la promoción de plantas minihidráulicas, eólicas y fotovoltaicas, desarrollo de negocio de electrónica de potencia, inversión en plantas renovables... Y ahora, al almacenamiento y al hidrógeno, desde la consultoría e ingeniería. En realidad, desde 2015 estoy metido en almacenamiento, porque Dynavolt, la propietaria de la empresa donde yo trabajaba, era un fabricante de baterías de plomo

y de litio, y así acabé participando en el diseño de un proyecto alemán de 200 MWh, entre otros, y más adelante en el de uno de 5 MWh en Canarias, el primero en España para mí. Todo ello me ha dado un conocimiento de primera mano de este tipo de sistemas, tanto de esa tecnología como de su desarrollo e integración en la red eléctrica.

■ ¿Por qué es tan importante el almacenamiento?

■ La generación eléctrica no va a parar de crecer, pero eso no significa que las renovables, sobre todo la fotovoltaica y la eólica, se puedan adaptar a la demanda sin que se deba sobrepotenciar mucho y permitir que parte de la producción se pierda, es decir, los famosos vertidos. Si queremos que la energía sea 100% renovable, necesitamos almacenamiento, que es la clave ahora de la transición energética, así de simple.

La transición energética implica una electrificación generalizada del suministro energético, en todo aquello en lo que se pueda, claro. La movilidad eléctrica es una realidad, y en breve los coches eléctricos no van a tener competencia, tanto en el valor de adquisición como en los costes de operación y mantenimiento, que son bajísimos comparados con los de los convencionales o incluso los híbridos. Los usos



térmicos domésticos y comerciales, e incluso en parte de los industriales, se van a electrificar también, sobre todo por medio de bombas de calor, las llamadas aerotermia y geotermia.

■ ¿Y la industria?

■ En la industria hay usos que son de muy difícil electrificación, sobre todo en las aplicaciones de alta temperatura, y aquí es donde surge la necesidad de termias renovables, es decir, hidrógeno. Esto también es cierto para transporte en largas distancias, incluyendo el ferroviario, el marítimo y el aéreo de largo recorrido, donde serán necesarios combustibles sintéticos, los llamados *e-Fuels*, sobre todo a corto plazo para permitir el uso de la flota existente. Estos *e-Fuels* se producen con hidrógeno y carbono de origen orgánico. Y todo ese hidrógeno, verde, claro, se debe producir también con electricidad, con lo que también por esto se va a incrementar, y mucho, la generación eléctrica. Se estima que en 2050 al menos el 30% de la energía pasará por el vector hidrógeno.

■ ¿Hidrógeno solo verde?

■ El hidrógeno solo puede ser verde, es decir, producido con energías renovables. Lo del hidrógeno azul, que implica usar gas fósil y luego hacer captura de CO₂, solo va a retrasar lo inevitable, así que es mejor acometer el desarrollo de las tecnologías necesarias ya, con un apoyo inicial, como ha ocurrido con cualquier otra tecnología energética, carbón y nuclear incluidas. Además, estoy convencido de que el coste del hidrógeno verde será competitivo con el de origen fósil mucho antes de lo previsto, y en todo caso esta misma década, y en esto tendrá mucho que ver la bajada del coste de la generación renovable, que es el factor más relevante.

■ El almacenamiento no compensa por ahora para híbridar con generación. ¿Para cuándo se espera que su precio resulte competitivo?

■ Los costes del almacenamiento están bajando exponencialmente, de forma similar a la bajada de la fotovoltaica, por lo que en un par de años veremos niveles de precios impensables hace muy poco, y de hecho mucho más bajos que la mayoría de las previsiones, que consideran bajadas lineales. Por eso insisto siempre en que es importante analizar los posibles escenarios de introducción del almacenamiento en las plantas de generación, para poder planificar las fases de instalación. Hoy en día no se puede preparar un *business plan* considerando que se va a poder vender toda la producción a un precio mínimo, porque según vaya entrando toda esa nueva potencia en la red, y hablamos de 40 GW, habrá momentos de precio cero, o vertidos por falta de demanda. Todo aquel que esté promocionando ahora una planta de generación y no haya previsto el almacenamiento tendrá que afrontar luego unos costes de instalación mucho más elevados que los de plantas ya planificadas desde el principio.

Para que se vea bien la bajada del almacenamiento, el año 2015 el coste nivelado de almacenamiento, el LCOS, que es una forma de medir el coste de almacenar energía en función de la inversión y los costes de operación, estaba en unos 240 €/MWh. El año pasado ya se puso en unos 45 €/MWh, y estimo que en dos años estará por debajo de 15 €/MWh. Es por ello que hoy en día conviene esperar para montar almacenamiento, pero no mucho. Luego se podrá montar aún más, a un coste marginal comparado con la generación. Y es importante entender que el coste de los sistemas de almacenamiento implica mucho más que las baterías. De hecho, la contribución de las baterías al coste total baja con el tiempo, de forma similar a los módulos en la



“Los costes del almacenamiento están bajando exponencialmente, de forma similar a la bajada de la fotovoltaica, por lo que en un par de años veremos niveles de precios impensables hace muy poco”

fotovoltaica. Además, todos nos acordamos de cuando se decía que la solar era cara, por percepción histórica. Eso mismo pasa ahora con el almacenamiento.

■ Por lo que dice, ¿sería interesante para un promotor invertir ya en almacenamiento?

■ El almacenamiento permite instalar mayor potencia de generación para una misma potencia del punto de conexión. Como antiguo promotor, sé lo difícil que es conseguir todos los permisos para conectar



“Si queremos que la energía sea 100% renovable, necesitamos almacenamiento, que es la clave ahora de la transición energética, así de simple”

una planta de generación a la red. Por ello es necesario maximizar las posibilidades de ese punto de conexión, ya que dinero para invertir en buenos proyectos sobra. Lo que falta son buenas oportunidades de inversión. Por ejemplo, si tienes un punto de conexión de 100 MW, en principio montarías 120 MW pico de fotovoltaica, pero si tienes 100 MWh de almacenamiento, o sea una hora de producción, podrías aumentar esa potencia fotovoltaica, quizás a 150 MW pico, para aprovechar el llamado *clipping*. Lógicamente, según vaya habiendo más vertidos, deberás ir instalando más capacidad de almacenamiento, empezando por ejemplo por otra hora, y llegando con el tiempo a cuatro horas, con una capacidad total de 400 MWh. Ese incremento de capacidad se haría, lógicamente, según bajen los costes del almacenamiento. Y más adelante, si se monta una planta de hidrógeno con la misma potencia que el punto de enganche, de 100 MW, la potencia fotovoltaica puede volver a aumentar, esta vez de forma drástica, a 200 o 300 MW de pico, o incluso más, dependiendo del sitio.

■ **Esto supone una ruptura importante con la forma tradicional de plantear los proyectos, ¿no?**

■ El concepto tradicional de planta de generación, en la que todo se

monta desde el principio y luego simplemente se explota, va a cambiar. Va a pasar de un modelo estático a otro dinámico, en el que se van acometiendo inversiones progresivamente, tanto en aumentos de potencia instalada como en tecnologías. El almacenamiento es quizá el ejemplo más relevante, por la necesidad de esperar a que los precios se vayan poniendo a tiro, y a que empiece a haber vertidos significativos o el mercado se mueva hacia precios nulos en horas de máxima generación, para que una inversión compense. Para cada planta llegará un punto en el que se justifique una inversión determinada, pero más adelante, con más cambios en esos tres parámetros, podrán justificarse otras inversiones adicionales. De forma similar, la hibridación con otras tecnologías de generación también es muy interesante, al igual que las nuevas tecnologías como el hidrógeno, y todas ellas se irán añadiendo también a las plantas originales de forma progresiva.

■ **También se está hablando del almacenamiento para entrar en mercados de servicios de red. ¿Es esto interesante?**

■ Los mercados de servicios de ajuste del sistema, que gestiona Red Eléctrica, sirven para garantizar la seguridad de suministro y solucionar restricciones técnicas y desequilibrios entre oferta y demanda y, como se vio a principios de enero, tienen unos precios muy interesantes, mucho mayores que los del mercado diario. El problema es que manejan muy poca energía, por lo que cuando empiece a haber más capacidad instalada de almacenamiento los precios empezarán a bajar, como ya ha ocurrido en Alemania o en el Reino Unido. Pero el que quiera montar almacenamiento para ir a estos mercados que lo haga ya, y no espere a que bajen los costes. Más adelante pueden llegar a ser un buen complemento, pero el que base su inversión en estos mercados creo que se equivocará.

Lo que sí puede ser interesante para complementar la rentabilidad de estas plantas es el arbitraje de precios en el mercado, comprando electricidad por la noche o durante los picos de





Imagen de la presentación y paneles fotovoltaicos del proyecto FOTOBAT 5 + 5, una planta fotovoltaica de 5 MW de potencia y 5 MWh de acumulación, en Arico, Tenerife, un modelo piloto en el que se comprobará la viabilidad técnica y económica de acometer instalaciones solares de media-gran potencia conectadas a red sin retribución específica bonificada, según el marco legislativo actual.

generación que he comentado, y vendiendo cuando la demanda sea alta. Dicho esto, tampoco se debe basar la inversión en esto, ya que según se vayan montando más sistemas de almacenamiento, los precios también se irán aplanando, y aunque este efecto será más lento que la bajada en los mercados de servicios complementarios, también acabará produciéndose.

Otro aspecto relevante es el cumplimiento de nuevos códigos de red. El que las plantas puedan cumplir con rampas de subida y sobre todo de bajada, suavizado de curvas, como cuando pasa una nube, potencia a subir con frecuencias bajas, etc., solo se puede hacer con almacenamiento, y de hecho hay redes que no permiten conectar sin estas capacidades.

■ ¿Está formado el sector para afrontar todos estos nuevos conceptos que conlleva el almacenamiento?

■ Hablando con muchos promotores sobre estos sistemas vi que había muy poco conocimiento de cómo incluir el almacenamiento en sus promociones, y escasa oferta de asesoría, pero sí mucho interés. Y es que preparar una planta para almacenamiento no es solo cuestión de dejar el espacio necesario. En la parte técnica se deben contemplar también las futuras conexiones o el tipo de inversores, que deberán ser compatibles en el futuro, y para hacer eso bien se debe analizar ya la topología a utilizar, lo que incluye hacer escenarios de implantación y los balances energéticos correspondientes. Pero además, también se deben prever las futuras ampliaciones en los contratos con los suministradores, los sistemas de control de planta, y la tramitación de dicha ampliación, entre otros. Por ejemplo, en topologías de conexión en el lado de continua, una tramitación bien planificada sirve para evitar más adelante actualizaciones del estudio de interconexión. ■

inter solar

connecting solar business | EUROPE

La feria de la industria solar líder en el mundo
MÚNICH, ALEMANIA

JULIO
21-23
2021
www.intersolar.de



- Desde células y centrales solares hasta inversores
- Acceso a mercados internacionales y nuevos modelos comerciales
- Innovaciones tecnológicas y tendencias del sector
- Coincida con más de 50.000 expertos en energía y 1.480 expositores en las cuatro ferias especializadas simultáneas

3 YEARS
1991-2021
INTERSOLAR



La geografía española del hidrógeno

El hidrógeno verde ha eclosionado en la España de 2020. Y Endesa, Iberdrola, Naturgy, Acciona, Enagas, las más grandes del sector energético, afilan ya sus proyectos, al calor de los fondos europeos que ha desatado el Covid y del súbito interés que ha desarrollado sobre el particular en los últimos meses el Gobierno. El propio presidente Sánchez anunciaba en noviembre que, “entre 2021 y 2023, vamos a destinar más de 1.500 millones de euros al desarrollo del hidrógeno renovable”, mientras la ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, decía hace solo unos días, ante la asamblea de la International Renewable Energy Agency, que el hidrógeno verde es para España un “proyecto país”. Esta es, a día de hoy, la geografía española del hidrógeno.

Antonio Barrero F.

La Hoja de Ruta del Hidrógeno renovable que aprobó en octubre el Gobierno de España anticipa una visión de cuál será el papel de este gas (H_2) en las siguientes tres décadas. La primera de ellas (2020-2030) será de desarrollo de la tecnología; durante la segunda, el Ejecutivo espera que el hidrógeno se haya convertido ya en una fuente de energía “plenamente competitiva”; y, a partir de ahí, el Gobierno quiere convertir España en “un país exportador de hidrógeno renovable”. Hidrógeno verde (o renovable) es aquel que emplea como materia prima el agua (H_2O) y como fuente de energía una renovable. Grosso modo inyectaríamos electricidad (de origen renovable) en la molécula del agua para separar el hidrógeno del oxígeno. En ese proceso no hay emisiones de CO_2 por ninguna parte. El 99% del hidrógeno que hoy produce el mundo es hidrógeno sucio: fabricado a partir de gas natural y en un proceso en el que sí se producen emisiones de gases de efecto invernadero.

■ Mallorca

El proyecto industrial Power to Green Hydrogen Mallorca (proyecto de producción a escala industrial de hidrógeno renovable, hasta 7,5 MW de electrólisis) es el núcleo de Green Hysland, una iniciativa europea a través de la cual la UE ha comprometido 10 millones de euros. El proyecto surge como una oportunidad de reindustrialización a partir del cese de actividad de una cementera (Cemex) en Lloseta. El objetivo de Power to Green Hydrogen Mallorca es producir más de 300 toneladas de hidrógeno renovable al año con la energía que generen dos parques fotovoltaicos situados en los municipios de Lloseta y Petra. El hidrógeno servirá como combustible en autobuses y vehículos de alquiler, que podrán repostar en una estación de servicio –hidrogena– construida a tal efecto. Así mismo, el gas limpio será empleado para la generación de calor y energía para edificios comerciales y públicos, o como energía auxiliar en ferris y operaciones portuarias. Además,

parte de ese hidrógeno verde se inyectará en la red de gas natural (gas fósil) de la isla con el apoyo de Redexis (que va a construir el que pasa por ser el primer hidroducto de España) y a través de un Sistema de Garantías de Origen desarrollado por Acciona. Enagás y Acciona lideran el proyecto.

■ Aragón

Hydrogen In Gas GridS es un proyecto de cooperación europea cuyo objetivo es estudiar la posibilidad de inyectar hidrógeno en las infraestructuras existentes de gas natural. Coordina esta iniciativa la prestigiosa Fundación Hidrógeno de Aragón. Participan en el proyecto entidades suizas, alemanas, belgas y las españolas Tecnalia (que es un centro de investigación) y Redexis, compañía dedicada al desarrollo y operación de redes de transporte y distribución de gas natural, a la distribución y comercialización de gas licuado del petróleo y a la promoción del gas vehicular. Esta última, por cierto, acaba de completar la integración de una pila de combustible en una estación de regulación de medida de uno de sus gasoductos, en Zaragoza, que va a suministrar electricidad y calor. Se trata de la primera integración de este tipo que se realiza en España. Este proyecto –explican desde Redexis– pretende probar la tecnología de la pila de combustible y su aplicación para usos domésticos o terciarios, estudiando al mismo tiempo su viabilidad para implementarla de forma general en las redes de transporte y distribución de gas para reducir el impacto ambiental y la huella de carbono de estas infraestructuras. Redexis ha anunciado que prevé invertir 60 millones de euros en proyectos de hidrógeno y gases renovables durante los cinco años que vienen.

■ Tenerife

El proyecto SeaFuel, impulsado por una quincena de agentes (entre los que se encuentran el Instituto Tecnológico y de Energías Renova-

bles de Tenerife, ITER, y Enagas), tiene como objetivo “demostrar la viabilidad de alimentar redes locales de transporte utilizando combustibles producidos a través de fuentes renovables y del agua del mar”. El proyecto, localizado en Tenerife, contiene una instalación de energías renovables (51 MW) asociada a una hidrogenadora (25 kilos de H₂/día a 350 bar) que estará conectada directamente a los aerogeneradores y será abastecida por agua de mar produciendo el hidrógeno a partir de los recursos naturales disponibles. El hidrógeno generado se destinará a la sustitución de parte de la flota de vehículos diésel por coches de hidrógeno. Las plantas fotovoltaicas abastecerán la estación de servicio y la planta desaladora (125 m³/día (2.4 kW/ m³). La hidrogenadora estará lista en breve en el ITER.



■ Valencia

Proyecto piloto a escala europea localizado en el Puerto de Valencia que desarrolla y valida la transformación a H₂ de dos máquinas (grúa telescópica y cabeza de camión) en condiciones reales de operación. El proyecto incluye el desarrollo de una hidrogenadora a 350 bares, así como el estudio y desarrollo de la logística de suministro de H₂ en el Puerto. Coordina el proyecto la Fundación Valenciaport. Participan así mismo la Autoridad Portuaria de Valencia, el Centro Nacional del Hidrógeno y las empresas privadas MSC Terminal Valencia, Grupo Grimaldi, Hyster-Yale, Atena, Ballard Power Systems Europa y Enagás. Objetivo del proyecto: realización de estudios de viabilidad para el desarrollo de una cadena de suministro de hidrógeno sostenible en el puerto para reducir el impacto ambiental de sus operaciones. El proyecto se prolongará hasta 2023 (comenzó en 2019) y cuenta con un presupuesto de 4 millones de euros procedente de Fuel Cells and Hydrogen Joint undertaking.

■ Talgo

La emblemática compañía ferroviaria está desarrollando un tren híbrido que permite una operación flexible, hidrógeno-eléctrico, diseñada para la plataforma de Cercanías Regional Vittal de Talgo. Según la empresa, esta es “una solución escalable, con concepto *plug and play*, que permitirá aplicarla en otros modelos de tren, y reconvertir actuales trenes diésel a hidrógeno”. El tren alcanzará una velocidad máxima en modo eléctrico de 220 kilómetros por hora, y de 140 kilómetros por hora en modo hidrógeno, con una autonomía en modo hidrógeno de unos 800 kilómetros y un consumo de 0,25 kilogramos de hidrógeno por kilómetro. Según la empresa, el proyecto se divide en dos fases: “la primera queremos concluirla en noviembre de 2021; queremos validar en vía la tecnología del hidrógeno el mes de noviembre de 2021 en un tren Talgo ya existente; en la segunda fase, y una vez validado este desarrollo en un tren existente, se instalará en un nuevo tren Talgo Vittal; y para ello contamos con unos plazos entre los años 2021 y 2023”, concretan desde la empresa. El Centro Nacional del Hidrógeno es el principal colaborador de Talgo en este proyecto.

■ Endesa

La compañía italiana (Endesa pertenece al Grupo Enel) acaba de presentar hasta 23 proyectos relacionados con el hidrógeno renovable, por valor de más de 2.900 millones de euros (M€) para poner en marcha 340 megavatios (MW) de potencia en electrolizadores alimentados con 2.000 MW de potencia renovable. Los proyectos peninsulares de electrolización contemplan una inversión agregada de 2.000 M€ para la construcción de 8 electrolizadores con una capacidad de 315 MW, en As Pontes (A Coruña), Huelva, Teruel, Almería, Tarragona, Valle del Ebro, Compostilla (León) y Seseña (Toledo). Endesa estima se generarán 620 empleos durante su construcción y 320 en la fase pos-

terior (20 años) de operación y mantenimiento. A ello se sumará el empleo relacionado con la puesta en marcha de la generación renovable que alimentará los electrolizadores. Además, la empresa planea proyectos extrapeninsulares, que absorben otros 900 M€ de inversión, y que van desde la producción de hidrógeno verde en plantas de generación (Barranco de Tirajana, Granadilla y Alcudia, con electrolizadores que sumarán 25 MW), al paso de plantas operativas a su funcionamiento con bi-combustible y la sustitución de potencia de otras plantas operativas por hidrógeno/gas.

■ Del carbón de La Robla al hidrógeno solar

Naturgy y Enagás proyectan una fábrica de hidrógeno limpio en La Robla (León), que producirá aproximadamente 9.000 toneladas de H₂ verde al año mediante un electrolizador de hasta 60 MW y un parque solar fotovoltaico de 400 MW. El proyecto, que se enmarca dentro de la iniciativa Green Crane (promovido por Enagás y al que se ha sumado Naturgy) ya ha sido presentado previamente como candidato a proyecto de interés común europeo (ipcei) y proyecto para la Transición Justa en Castilla y León. Las compañías van a desarrollar esta instalación en La Robla, en el entorno de la central térmica (carbonera) que Naturgy clausuró el pasado verano. El hidrógeno verde tendrá varios destinos, según sus impulsores: el consumo local, la inyección a la red gasista “y posibilitar una futura exportación hacia el noroeste de Europa”.

Hidrógeno: las credenciales de un elemento simple y abundante

- El hidrógeno es el elemento más simple y más abundante del universo.
- La molécula de hidrógeno es, en condiciones normales de presión y temperatura, un gas incoloro, inodoro, no tóxico e inflamable.
- El hidrógeno posee mayor energía de combustión por kilo que cualquier otro combustible, lo que se traduce en una mayor eficiencia por peso.
- De hecho, el hidrógeno ofrece entre dos y tres veces más energía que la mayoría de los combustibles comunes: gasolina, diésel y gas natural.
- A partir de los poderes caloríficos pueden establecerse equivalencias entre los combustibles. Así 1 kilogramo (kg) de hidrógeno equivale a 2,78 kg de gasolina, a 2,80 kg de gasóleo y a unos 3 kilogramos de gas natural.
- A diferencia de los combustibles basados en el carbono, el hidrógeno no produce subproductos nocivos con su combustión ni emisiones contaminantes de CO₂, sino agua pura, que obviamente no es contaminante.
- El término hidrógeno verde se refiere al hidrógeno obtenido por energía 100% renovable. Se contraponen como combustible limpio al hidrógeno azul y el gris, que se extraen a partir del gas natural, ambos con emisiones de CO₂ y otras partículas contaminantes en su proceso.
- La tecnología con mejor relación entre eficiencia y costes en la actualidad para conseguir hidrógeno verde es la electrolisis del agua, que separa el hidrógeno y el oxígeno utilizando para ello electricidad renovable.



ALMACENAMIENTO

■ Puertollano

Fertiberia e Iberdrola impulsan en la ciudad manchega de Puertollano un proyecto de fabricación de hidrógeno que va a integrar una instalación solar fotovoltaica de 100 MW, un sistema de baterías de ion-litio con una capacidad de almacenamiento de veinte megavatios hora (20 MWh) y un sistema de producción de hidrógeno mediante electrólisis de 20 MW (que funcionará con energía 100% renovable). El hidrógeno “verde” que produzca la nueva instalación será empleado en la fábrica de amoniaco de Fertiberia en Puertollano, que tiene una capacidad de producción superior a las 200.000 toneladas año. Los promotores estiman una inversión de 150 M€ y aseguran que la instalación estará operativa antes de finales de año. Ambas compañías han anunciado además una inversión global de 1.800 M€ en lo que sería todo el Plan de Hidrógeno Verde Iberdrola-Fertiberia (que incluiría “otros tres proyectos entre 2023 y 2027”), pero dejan claro que ello requeriría del apoyo del Fondo Europeo de Recuperación “para la ejecución de las tres últimas fases”. La materialización del plan completo supondría “el desarrollo de 800 MW de hidrógeno verde”. De momento, y en todo caso, el de Puertollano –explica Iberdrola– será “el mayor complejo de hidrógeno verde para uso industrial de Europa”.

■ La conexión Euskadi-Noruega

El fabricante noruego de electrolizadores Nel (a través de su filial Nel Hydrogen Electrolyser) y la compañía eléctrica Iberdrola han firmado un acuerdo para desarrollar electrolizadores de gran tamaño y promover la cadena de valor de esta tecnología en España. Para materializar el proyecto, Iberdrola, junto a la empresa vasca Ingeteam, han constituido la compañía Iberlyzer, con el fin de convertirla en el primer fabricante de electrolizadores a gran escala de España (el banco público noruego Norges Bank es uno de los principales accionistas de Iberdrola). La empresa noruega Nel es el mayor fabricante de electrolizadores del mundo. Opera comercialmente en más de 80 países. Iberdrola asegura que Iberlyzer “iniciará su operación el próximo año y suministrará más de 200 MW de electrolizadores en 2023, con una inversión inicial cercana a los 100 millones de euros, que generará empleo directo para 150 personas”.

■ Cantabria

El proyecto Bahía H₂ Offshore, impulsado por el clúster de energías marinas de Cantabria, tiene como objetivo el diseño, construcción, instalación y seguimiento de un prototipo marino de producción de hidrógeno y amoniaco verde alimentado por plataformas solares flotantes. Bahía H₂ Offshore está incluido en la propuesta Cantabria re-Activa y se desarrollará en un espacio de dominio público de la Autoridad Portuaria de Santander. El combustible verde obtenido se

destinará a buques y equipamientos de líneas y operadoras del Puerto de Santander. El clúster de energías marinas de Cantabria, Sea of Innovation Cantabria Cluster (SICC) ha presentado este proyecto a la convocatoria de Manifestaciones de Interés del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia que promueve el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo con el fin de obtener fondos europeos para su financiación.

■ Asturias

Duro Felguera, compañía española especializada en la ejecución de proyectos “llave en mano” y prestación de servicios en las áreas de energía, minería y manejo de materiales, y petróleo y gas, ha firmado un acuerdo con la empresa pública Hunosa y con el distribuidor Nortegas “para desarrollar proyectos de hidrógeno verde en la zona central de Asturias”. Los proyectos se centrarán en la producción, almacenamiento, transporte, inyección en la red de gas natural y uso en movilidad de hidrógeno.

■ Madrid, a 700 bares de presión

En Madrid ya se puede repostar hidrógeno en 5 minutos para tener una autonomía de 550 kilómetros. La instalación (hidrogenera) en la que es posible repostar en esos términos suministra hidrógeno a 700 bar/Mpa, lo que la convierte en pionera en España: es la primera en ofrecer hidrógeno a tan elevada presión. La hidrogenera madrileña (abajo, en la foto) permitirá repostar a una flota de 12 Toyotas Mirai, vehículos que utilizarán las compañías que impulsan este proyecto pionero, que son Toyota España, Enagás (a través de la startup Scale Gas), Urbaser, Carburros Metálicos, Sumitomo Corporation España y la Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES).

■ Sun2Hy

Desarrollado por Enagás y Repsol, este proyecto quiere desarrollar una tecnología propia de fotoelectrocatalisis para producir hidrógeno a partir de energía solar. Se trata de una tecnología que no necesita electricidad externa (bias free), tan sólo agua y sol. En la iniciativa también participan la ingeniería Magrana y varios centros de investigación de referencia, como el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña, el Instituto Universitario de Electroquímica de la Universidad de Alicante y la Fundación del Hidrógeno de Aragón. Además, la petrolera quiere producir en sus nuevas instalaciones de Bilbao hidrógeno verde para usarlo, junto con CO₂ capturado, para elaborar combustibles sintéticos con cero emisiones netas.

■ Autobuses en BCN

El Ayuntamiento de Barcelona ha adquirido ocho autobuses de hidrógeno (6,4 millones de euros, IVA incluido). Los vehículos (Caetano H₂ City Gold LHD) son de fabricación portuguesa, tienen 12 metros de longitud, y su núcleo tecnológico será una pila de combustible de la firma japonesa Toyota de 60 kilovatios. La motorización y la parte electrónica las aportará Siemens. El fabricante estima un consumo diario de 20 kilos de hidrógeno y una autonomía de 300 kilómetros. El Ayuntamiento prevé la incorporación de estos vehículos al servicio a principios del 2022. Los vehículos estarán asignados al Centro Operativo de Negocio de la Zona Franca y se abastecerán de hidrógeno vehicular en la planta de recarga que se construirá en el mismo polígono a partir del convenio que suscribieron TMB (Transports Metropolitans de Barcelona) y el Consorcio de la Zona Franca. Esta planta, la primera de España con vocación pública, suministrará unos 160 kilos diarios de hidrógeno de origen renovable a los ocho coches de TMB y prestará servicio también a otras empresas de los entornos y a particulares. Actualmente la construcción de la planta está en fase de licitación. ■



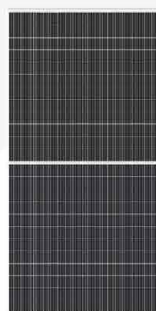
▶ *Creando un futuro sostenible*



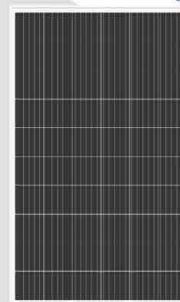
Distribuidor en España:

Bornay 

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



SR-M672HL Mono PERC
400-410 W



SR-M660L Mono PERC
315-325 W



Baterías: renovables a tiempo completo

Sol, viento y agua full time. Energías renovables disponibles a cualquier hora. Las baterías se han convertido en el aliado perfecto de las energías limpias. En este reportaje vamos a ver qué opciones están disponibles en el mercado. Y por qué elegir una batería solo por el precio o por la tecnología no es lo más recomendable. Lo ideal es elegirla en función del uso que le vamos a dar. Bornay nos ayuda a entender las claves que hay que tener en cuenta.

ER



Las baterías son los productos encargados de almacenar la energía de una instalación de renovables, para suministrarla independientemente de la producción (por ejemplo, en días con poca luz o durante la noche). El tipo de uso marca la elección de la batería. La decisión sobre qué baterías poner en una instalación de renovables está, en la actualidad, más condicionada

por el precio o la tecnología (litio ó plomo) que por la necesidad de energía real que va a tener la instalación. Y no es lo más acertado, porque cuando una batería se elige mal va a influir, inevitablemente y de manera negativa, en su vida útil.

La gran cantidad de marcas existentes en el mercado y el acceso, cada vez más fácil, del usuario final a toda la información y precios de los equipos de renovables provocan que, en ocasiones, se dimensionen de forma inadecuada las instalaciones. Ante tal cantidad de información disponible, el papel del instalador es clave: asesorar al cliente de cuál es la mejor opción y no basarse únicamente en el precio o la tecnología. Y es un papel primordial, sobre todo ahora que está quedando muy claro el importante papel de las energías renovables en la sostenibilidad medioambiental del planeta y su capacidad para hacer frente al cambio climático.

Las baterías son una opción excelente para disponer de libertad energética. Muchas personas están, en los períodos de confinamiento a los que nos hemos visto obligados, cambiando sus hábitos de vida y de trabajo. Muchas personas han optado por vivir y trabajar en segundas residencias, en espacios alejados de las ciudades y donde el contacto con la naturaleza se torna más fácil. Esas segundas residencias son, en muchas ocasiones, casas aisladas para las que una instalación de renovables bien dimensionada es la solución perfecta.

■ Para qué queremos la energía

Para elegir las baterías más adecuadas para cada instalación es conveniente realizar un estudio exhaustivo sobre los usos de la energía por parte de los clientes:



Instalación en el Chad, con un aerogenerador Bornay 6000, paneles solares y baterías estacionarias. La realizó Sahara Conservation Fund en 2016

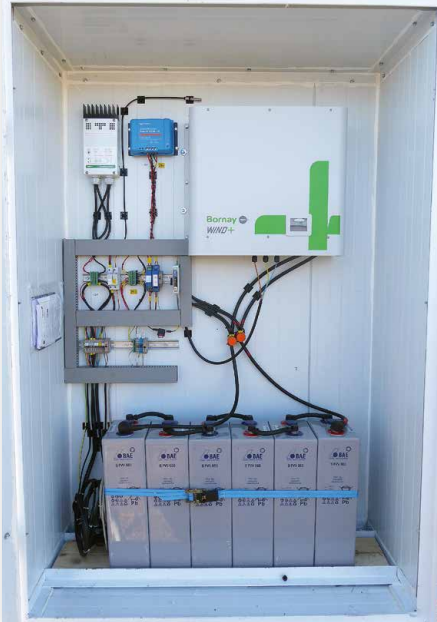
- Tipos de consumos conectados (electrodomésticos, iluminación...)
- Hábitos de consumo
- Temperatura ambiente del habitáculo de las baterías
- Autonomía deseada
- Potencia máxima instantánea

En función de las respuestas obtenidas se elegirán los componentes de la instalación y, entre ellos, las baterías más adecuadas para esos consumos y esos ciclos de descarga. El objetivo debe ser que el cliente disponga de una instalación con los productos más adecuados a su tipo de consumo para que tenga la mejor durabilidad en el tiempo.

Tipos de baterías

Bornay es fabricante de aerogeneradores de pequeña potencia y distribuidor de todos los productos que necesita una instalación de renovables. En este sentido, la empresa dispone de productos que atienden a toda la gama de necesidades de un cliente, con una filosofía muy clara, basada (sobre todo) en la calidad.

“Uno de los valores principales de Bornay es su área técnica, conformada por los ingenieros de I+D+i de la empresa y de los técnicos de atención permanente al cliente. Esta área es, también, la encargada de validar los productos que la empresa distribuye”, explican desde Bornay. Cuando se desea introducir un producto nuevo en la empresa, el área técnica es la primera en actuar para determinar si la calidad del producto es la adecuada con los estándares de calidad de la empresa. El departamento comercial se nutre de toda esta información para aconsejar adecuadamente a los instaladores sobre los productos más idóneos para cada instalación, acompañándolos, además, en el proceso de puesta en marcha de los equipos.



En el mercado podemos encontrar distintas tecnologías de baterías:

- **Baterías de plomo y ácido:** suelen proporcionar tensiones en múltiplos de dos, ya que la tensión que suministra cada celda es de 2V (voltios). Pueden suministrar intensidades de corriente relativamente grandes. Estas baterías están formadas por un depósito de ácido sulfúrico donde se sumergen placas de plomo, paralelas entre sí y alternas en cuanto a su polaridad. Son baterías abiertas. Requieren un mínimo mantenimiento para su correcto funcionamiento.
- **Baterías de gel o AGM:** disponen de un principio de funcionamiento similar al utilizado en las baterías de plomo y ácido comentado en el apartado anterior. En este caso se utiliza como fluido conductor un material gelificado en el caso de las baterías de Gel y un material absorbente en el caso de las AGM. Este tipo de baterías suelen ser herméticas y por tanto permiten la movilidad de estas durante su funcionamiento y también ofrecen una mayor versatilidad en cuanto a posiciones de



Instalación en Islandia. Consta de un aerogenerador Bornay 13+, un panel fotovoltaico, un regulador Schneider y baterías estacionarias. La empresa instaladora es Measwind Renewable Services

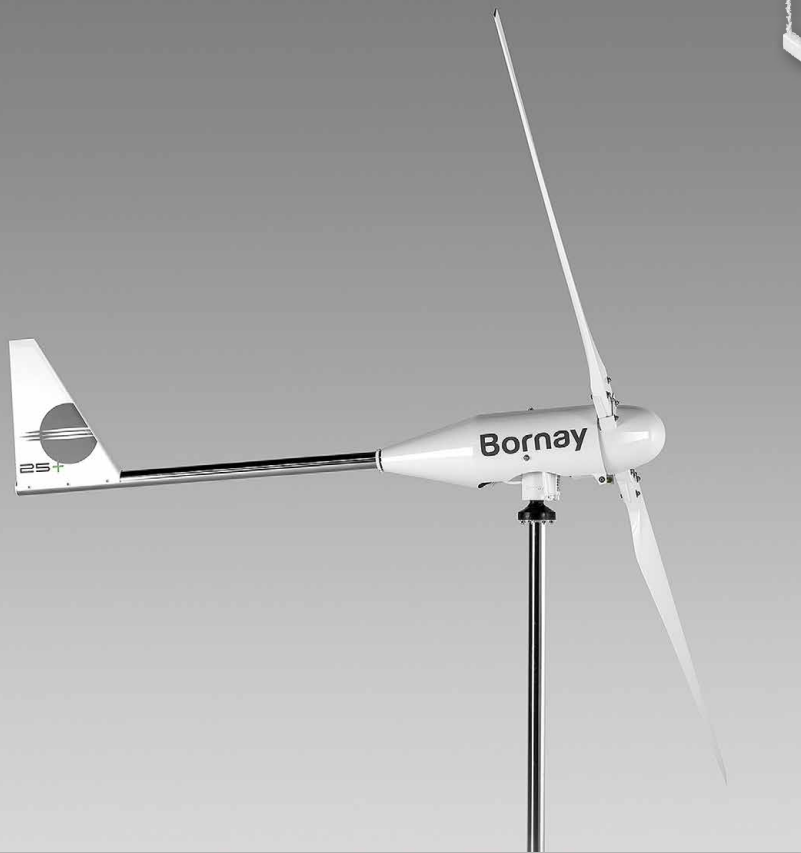
funcionamiento. Por norma general estas baterías no requieren de mantenimiento.

- **Baterías de ion de litio:** han sido diseñadas para el almacenamiento de energía de forma innovadora empleando como electrolito sales de litio. En el proceso de carga y descarga de este tipo de batería intervienen en la reacción electroquímica los iones de litio. Esta batería requiere un proceso de carga y descarga diferente al de las baterías convencionales de plomo. Además, precisan un sistema activo de vigilancia continua del estado de la batería y de los procesos de carga y descarga comúnmente llamado BMS. Esto es así porque durante la carga y la descarga se producen reacciones que de no ser controladas pueden provocar daños importantes tanto a las propias baterías como al resto de la instalación.

En la siguiente tabla se ha realizado una comparativa de las diferentes tecnologías existentes en el mercado, comparando determinados aspectos importantes, tales como su vida útil, el tipo de mantenimiento, los usos más convenientes o su impacto medioambiental.

Tipos de baterías

Tecnología	MONOBLOC			ESTACIONARIAS			
	Plomo ácido	AGM / GEL	Litio	OPZS / TOPZS	OPZV	AGM / Gel	Litio
	Plomo	Plomo	Litio	Plomo	Plomo	Plomo	Litio
Vida útil	4-5 años	5-8 años	Más de 10 años	12-15 años	12-15 años	5-8 años	Más de 10 años
Tipo de Instalación	Muy bajo consumo	Pequeñas instalaciones con poco consumo o sistemas móviles	Pequeñas instalaciones con consumos bajos o medios con necesidad de corrientes elevadas	Grandes instalaciones aisladas (granjas, 1ª vivienda...), Descarga de energía constante.	Grandes instalaciones aisladas (pueden tumbadas). Descarga de energía constante	Instalaciones de tamaño medio con descarga de energía constante. Adecuadas para lugares con vibración	Instalaciones de cualquier tamaño. Con altos requerimientos de carga/descarga. Además, se pueden hacer más de 1 ciclo de carga diario
Profundidad de descarga máxima	No debería sobrepasar el 50-60 %	No debería sobrepasar el 50-60 %	95 - 100%	No debería sobrepasar el 50-60 %	No debería sobrepasar el 50-60 %	No debería sobrepasar el 50-60 %	95 - 100%
Requerimientos de instalación	Sencillos	Sencillos	Temperaturas no extremas	Se debe prestar atención a la ventilación	Sencillos	Sencillos	Temperaturas no extremas
Mantenimiento	Mínimo	Mínimo	1 vez al año	Entre 2-6 meses	Entre 2-6 meses	Mínimo	1 vez al año
Ampliación con otros modelos	X	X	Posible	X	X	X	Posible
Buen soporte de arranque	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Impacto medioambiental	Alto	Alto	Moderado - Bajo	Alto	Alto	Alto	Moderado - Bajo



Aerogenerador Bornay 25+ y batería me de la gama monobloc AGM/Gel, que distribuye Bornay



Visto el cuadro anterior, podríamos plantear diferentes escenarios:

1. Vivienda aislada de uso habitual.

En una vivienda de uso habitual donde, además, uno de los miembros de la familia teletrabaja, tendrán un uso energético basado en calefacción / aire acondicionado, un frigorífico, una lavadora, tres ordenadores, televisión, calentador de agua

caliente, iluminación del hogar (número de bombillas), etc. Estos serán los datos para revisar exhaustivamente para poder realizar un dimensionado adecuado de la instalación.

Además, el uso de consumo será elevado, puesto de uno de los miembros teletrabaja y existen adolescentes que estudian diariamente.

Conociendo todos estos datos, el tipo de batería que se necesitaría en una instalación de estas características será normalmente de 24V para instalaciones con consumos entre 2 y 4 kilovatios pico. Y de 48V cuando la

potencia pico instantánea sea igual o superior a los 5 kW. Las baterías deben ser o bien estacionarias o de litio. En el caso de las estacionarias pueden emplearse tanto baterías de gel (OPzV) como baterías de plomo abiertas (OPzS) cuyas capacidades suelen estar entre los 600 Ah y los 3.000 Ah en función de los consumos que existan.

2. Granjas. Se trata de instalaciones con alta demanda de potencia, sobre todo durante horas diurnas, debido a la maquinaria destinada a la alimentación de animales o procesos de almacenaje de los cultivos. También hay mucho consumo en maquinaria destinada a la limpieza y mantenimiento del espacio donde están los animales y/o los productos cultivados. Además, suelen tener también mucha potencia instalada en equipos para el control de temperatura como ventiladores o extractores, y su horario de trabajo es intermitente durante todo el día. También suele haber bastante consumo en iluminación. A estas instalaciones siempre se le suele sumar el consumo de alguna vivienda con consumos básicos para las personas encargadas de la granja. Y suelen ser instalaciones totalmente aisladas de la red eléctrica.

En este tipo de instalaciones se suelen utilizar grupos electrógenos de apoyo para aquellos días en los que las fuentes renovables no proporcionan suficiente energía. Por lo general son instalaciones trifásicas.

Banco de baterías estacionarias BAE para un proyecto fotovoltaico de Energía sin Fronteras en Benin, que ofrece electricidad a un poblado de enfermos de lepra. La empresa instaladora es Gamo Energías



Para estos usos las baterías necesarias suelen ser a 48V y con baterías estacionarias de plomo, pueden ser de gel o de líquido abiertas. Ya se están haciendo muchas con baterías de litio también. La batería total resultante suele ser una batería de un tamaño considerable, superior e los 3.000 Ah.

3. Industrias aisladas. Este tipo de instalación normalmente consiste en una serie de consumos elevados debido a que existe maquinaria industrial. Por lo normal son instalaciones trifásicas. En este tipo de instalaciones las baterías que se deben utilizar deben ser estacionarias de plomo (gel o abiertas), o de litio de gran capacidad. Al igual que en el caso anterior, la batería total resultante suele ser una batería de un tamaño considerable, superior e los 3.000 Ah.

4. Segunda vivienda. Este tipo de instalación normalmente tiene unos consumos medios no demasiado elevados. Pueden ser instalaciones trifásicas, aunque lo más común es que sean monofásicas. Y puede haber red eléctrica de apoyo. En caso contrario hay ocasiones en las que se requiere la instalación de un grupo electrógeno de emergencia. Las baterías que se suelen instalar pueden ser tanto de 24V como de 48V, con unas capacidades entre los 600-2.000 Ah en el caso de baterías de plomo y de algo menos en el caso de utilizar litio, ya que las profundidades de descarga son mayores y se puede aprovechar mejor densidad de capacidad.

5. Instalaciones de Autoconsumo. Son instalaciones en las que sí existe suministro eléctrico, pero se pretende aportar un ahorro energético mediante fuentes de energía renovable. Independientemente de que haya vertido a la red eléctrica o no, se pueden categorizar en dos tipos:

- Autoconsumo directo
- Autoconsumo directo con almacenamiento de excedentes

Cuando se habla del almacenamiento de excedentes, directamente se está hablando de la necesidad del uso de baterías. En este caso las baterías a utilizar deben ser de litio ya que los requerimientos de carga y descarga suelen ser durante un mismo día y en algunas ocasiones incluso menores. Para este propósito existen dos tipologías de instalación en cuanto al voltaje de las baterías:

- Baterías de alto voltaje: normalmente trabajan con tensiones internas entre los 150- 400Vdc.
- Baterías de bajo voltaje: suelen ser de 48V, aunque existen modelos que trabajan también a 24V.

La capacidad de la batería para este tipo de instalación se suele calcular en torno a la de-



manda diaria ya que existe el respaldo constante de la red eléctrica y no se necesita por tanto una acumulación mayor.

6. Instalaciones en vehículos. Este tipo de instalaciones englobaría los montajes que se encuentran en vehículos como:

- Caravanas y autocaravanas
- Camiones
- Vehículos de servicios como ambulancias, bomberos, etc
- Autobuses
- Barcos

Son instalaciones pequeñas en las que los consumos no suelen ser muy elevados. Se trata de consumos como pequeña maquinaria, iluminación, pequeños electrodomésticos y consumos de ese tipo. Dependiendo del tipo de consumo y la duración del mismo se calculará el tamaño de la batería.

En estos montajes se deben emplear baterías monoblock de gel o baterías de litio ya que no provocan ningún derrame de producto al someterlas a vibraciones. La elección de la tecnología a utilizar dependerá de las necesidades de potencia exigidas.

Los voltajes más utilizados suelen ser 12V, aunque puede haber casos en los que se requieran conjuntos de baterías de 24V e incluso de 48V, pero no son tan habituales. En cuanto a la capacidad de baterías, normalmente se reduce a uno o dos módulos en paralelo en el caso de las baterías de litio. Y de una batería por cada 12V en el caso de las baterías de gel.

■ El reciclaje de los materiales

Debido a su permanencia en el mercado, las baterías de plomo se reciclan casi en su totalidad. De hecho, el 98% del plomo que se utiliza en el mundo es reciclado. Sin embar-

Baterías de litio Pylontech con inversores/cargadores de Victron para una instalación fotovoltaica en una vivienda en Benissa (Alicante). Realizada por Lucafar

go, el patito feo de las baterías de litio es el reciclaje. Al tratarse de una tecnología muy nueva, todavía no existen normativas claras para su reciclaje que, por otro lado, resulta más caro que obtenerlo nuevo. Y, en tercer lugar, el diseño no está especialmente pensado para reciclar, aspecto que sí se cuida en las baterías de plomo. Por tanto, al tratarse de una cuestión económica, mucho del litio que se desecha se utiliza en hormigones.

De momento, parece que no hay escasez de litio para desarrollar todos los productos que se desee. Pero dada nuestra experiencia humana sobre el desabastecimiento de recursos naturales, nada podría asegurarnos que con el litio no vaya a pasar. Por lo que sería conveniente 'obligar' a las empresas fabricantes a reciclarlo para hacer un aprovechamiento más justo e inteligente de los recursos.

"En conclusión, se podría decir existen diferentes tecnologías de baterías y topologías de instalaciones. Por lo tanto, es muy importante hacer un buen estudio de los requerimientos para, de este modo, seleccionar el tipo de batería adecuado para cada ocasión. No existe una regla única, pero sí parámetros que determinan la selección de un tipo de batería u otro. Por tanto, se recomienda que a la hora de enfrentarse a un diseño de este tipo se recurra siempre a empresas especializadas y con experiencia demostrable en este sector", apuntan desde Bornay.

■ Más información:

→ www.bornay.com



A las puertas de la aviación del futuro

La mejora continuada en la eficiencia energética de los aviones comerciales permite que, en la actualidad, los de última generación consuman de media tres litros de combustible por cada 100 pasajeros-km, lo mismo que un automóvil eficiente. Pero para ser ambientalmente sostenible, el sector debe avanzar mucho más. Su meta actual está en conseguir un crecimiento neutro en CO₂ a partir de 2020 y que en el año 2050 las emisiones supongan la mitad del nivel de 2005. La electrificación de los vuelos y el hidrógeno se presentan como las alternativas más disruptivas para lograrlo.

Pepa Mosquera

El sector de la aviación, responsable del 2,4% de las emisiones globales de efecto invernadero, debe necesariamente reducir el CO₂. Pero también otros gases que emite, como los óxidos de nitrógeno, que provocan la formación de estelas y nubosidad inducida, dos fenómenos con claro efecto invernadero también (algunos estudios indican que debido a ello la aviación estaría contribuyendo realmente hasta con un 5% al calentamiento global). Minimizar el ruido, mejorar las infraestructuras y la gestión del tráfico aéreo y diseñar aviones cada vez más eficientes son otros imperativos para que el sector resulte verdaderamente sostenible.

El Colegio Oficial de Ingenieros Aeronáuticos de España (COIAE) publicaba en octubre pasado un informe, elaborado por el Comité de Sostenibilidad que el propio Colegio creó en 2019, en el que repasa de manera exhaustiva el abanico de medidas, estrategias y tecnologías en las que se está trabajando para dar respuesta a todas estas demandas. De acuerdo con Estefanía Matesanz, decana del COIAE, en un horizonte de 10 a 20 años es factible alcanzar una aviación en la que predomine la propulsión eléctrica e híbrida para el transporte regional y de corto alcance, motores de combustión de hidrógeno para rutas intermedias y de alta capacidad, y vuelos de larga distancia con combustibles sostenibles. Pero eso es el futuro.

■ El presente

Si nos ceñimos al presente, el mayor avance viene de la mano de los combustibles sostenibles, tanto de origen biológico como sintético a partir de fuentes energéticas renovables. Estos combustibles son ya una realidad, aunque con un uso aún minoritario.

Desde el COIAE explican que existen básicamente dos tipos de combustibles sostenibles para aviación: los producidos a partir de compuestos biológicos (biocombustibles), ya sean cultivados directamente para este propósito o residuales, y los producidos de forma sintética a partir de CO₂ e hidrógeno, que se conocen como electrocombustibles, “e-fuels” o también “synfuels”. Estos combustibles están formulados de manera que pueden mezclarse directamente con el combustible habitual en los motores de las aeronaves, en una proporción que teóricamente podría llegar hasta el 100% (en la actualidad está permitido hasta el 50%).

Estos combustibles ayudan a mejorar la sostenibilidad de las aeronaves actuales, incluidas las que operan vuelos de alta capacidad y larga distancia, si bien para calcular su eficiencia medioambiental debe tenerse en cuenta su ciclo de vida completo, incluyendo los impactos directos e indirectos de su producción.

El primer vuelo con biocombustibles se realizó en 2008 (un jumbo de Virgin Atlantic entre Londres y Amsterdam) y desde entonces se ha avanzado bastante en su introducción, estimándose que el total de vuelos realizados con algún porcentaje de este tipo de combustibles rondaría los 300.000 en 2020, según la Asociación Internacional de Transporte Aéreo, IATA. Datos referidos a 2018 indican que la aviación utilizó 15 millones de litros de biocombustibles ese año, cifra que, no obstante, sigue siendo mínima ya que supone menos del 0,1% del total de combustible usados por los aviones ese año. El COIAE estima, sin embargo, que los biocombustibles podrían haber cubierto potencialmente el 4% de las necesidades totales de combustible de aviación en Europa en 2019.

■ Los e-fuels

La producción sintética de combustibles alternativos a los de origen fósil –los citados e-fuels– supone un salto cualitativo en lo referente a la sostenibilidad de la aviación. Mimetizando en cierta forma el ciclo de los biocombustibles, el proceso implica la extracción del CO₂ directamente de la atmósfera o su captura en procesos industriales, y su conversión en hidrocarburos al combinarlo con hidrógeno, que a su vez se obtiene, por ejemplo, por electrólisis del agua. El tipo de energía utilizada en el proceso es lo que determinará el saldo neto de emisiones de CO₂. Si se utilizan fuentes renovables, como la energía solar o eólica, el e-fuel resultante podría ser prácticamente neutro en CO₂.

A pesar de estar un paso por detrás de los biocombustibles, tanto en aplicación industrial como en coste, estos electrocarburantes cuentan con la ventaja de ocupar mucho menos terreno por unidad de combustible producido. Y evitan toda la problemática de los efectos directos e indirectos de cambio de uso de suelo cultivable, además de demandar un mínimo consumo de agua.

Noruega –uno de los países más avanzados del mundo en el desarrollo de estos e-fuels– cuenta ya con una normativa que obligará a las



En la imagen, Airbus E-Fan X. Uno de los cuatro motores a reacción de este prototipo, lanzado por la compañía aérea en 2017, es eléctrico

aerolíneas a utilizar un mínimo del 30% de combustibles sostenibles en sus operaciones domésticas e internacionales para 2030. Y para ayudar a ponerlo en práctica, a partir de 2023 empezará a fabricar *e-fuel* con fuentes renovables. La empresa Norsk-e pretende tener pretender tener para ese mismo año una capacidad anual de 10 millones de litros, multiplicarla por 10 en solo tres años y replicar el modelo en otras factorías.

España participa en otro proyecto singular de enorme potencial, en este caso basado en reacciones termoquímicas de alta temperatura. Se trata del proyecto Sun-To-Liquid, que con financiación de la Unión Europea y Suiza se está desarrollando en las instalaciones de IMDEA Energía en la localidad madrileña de Móstoles. En su caso, un reactor alimentado con luz solar concentrada consigue transformar CO_2 y agua en gas de síntesis, compuesto de hidrógeno y monóxido de carbono, antes de su transformación en “queroseno solar”. A finales de 2019 concluyó con éxito la validación del ciclo completo de producción escalable a nivel industrial.

■ Un poco más eléctricos

Según los autores del informe del COIAE, la aviación comercial con propulsión eléctrica es, de momento, la única vía para poder realizar vuelos con un impacto medioambiental cero, asumiendo que se usen suministros renovables (y a falta de evaluar el ciclo de vida de los equipos empleados). Aunque los plazos para convertir en realidad esta alternativa son inciertos, los autores del informe creen que su despliegue empezará esta misma década. Estiman que hacia 2025 puede haber ya aeronaves eléctricas pequeñas, para 20 pasajeros, surcando los cielos; y al comienzo de la siguiente década, aeronaves mayores, de 50-80 pasajeros.

Estas aeronaves tendrán configuraciones muy variadas y flexibles y se pondrán híbridar con otras formas de propulsión, para optimizar sus capacidades. En cuanto al suministro eléctrico, pueden aportarlo baterías o pilas de combustible. Ahora bien, lo que de momento hay no son aviones eléctricos, sino aviones “más eléctricos”. Aviones, por ejemplo, en los que los pesados y complejos circuitos hidráulicos, neumáticos y mecánicos se eliminan gracias al uso de motores y sistemas eléctricos, con la consiguiente reducción de peso y optimización de los motores principales, dedicados en exclusiva a la propulsión. Un ejemplo de este avance es el Airbus A380, en el que se ha reemplazado el mecanismo hidráulico que acciona los inversores de empuje por uno eléctrico,

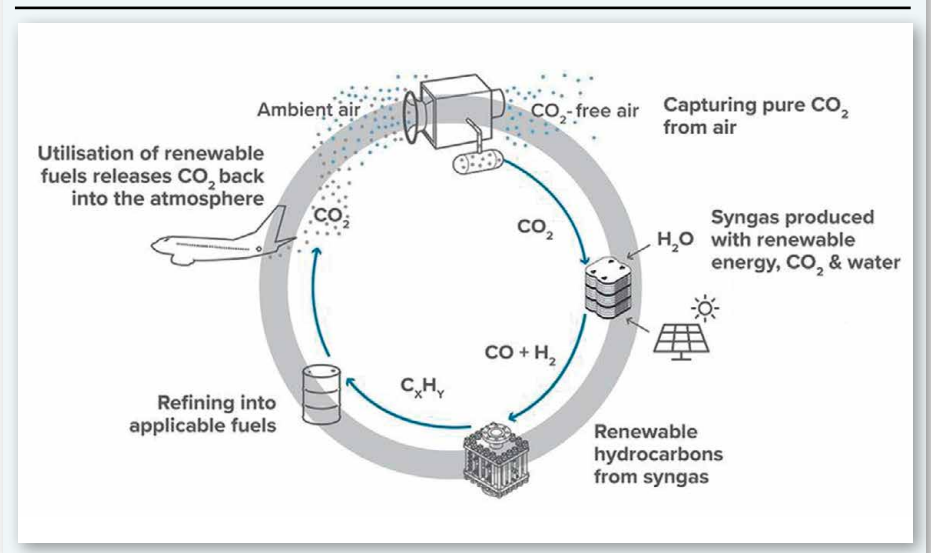
Otro logro significativo de este enfoque es el sistema “e-taxi”, desarrollado por Airbus y Safran. Esta innovación, que podremos ver ya volando en 2022, consiste en utilizar la pro-

pulsión eléctrica durante las operaciones en tierra mediante un motor eléctrico conectado al tren de aterrizaje. Con ello logra un ahorro de combustible y emisiones de hasta un 4% en corta y media distancia, además de una considerable reducción del ruido.

El sistema turboeléctrico, en el que una turbina de gas, alimentada por combustible convencional, mueve un generador eléctrico que a su vez transmite la potencia para que motores eléctricos generen el empuje es otro enfoque en el que se está trabajando. Aunque la fuente de energía primaria siga siendo hidrocarburos, esta arquitectura permite optimizar el régimen de la turbina de gas, dedicada en exclusiva a la generación de energía eléctrica, lo que incrementa de manera significativa su eficiencia. Además, el comportamiento medioambiental de este sistema se podría mejorar recurriendo a combustibles sostenibles.

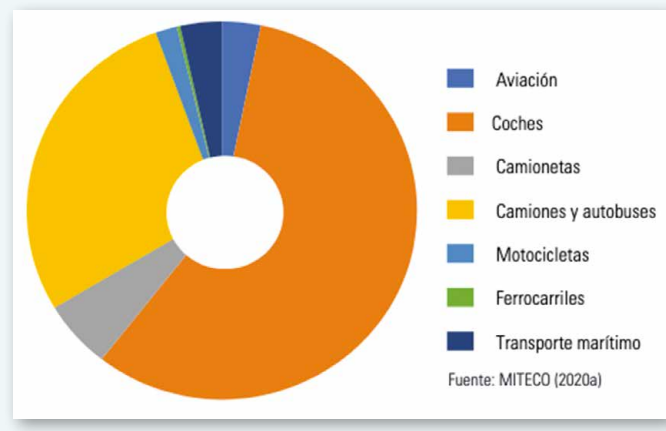
El futurista N3-X de NASA, un ala volante con las turbinas de gas en las puntas y sistema eléctrico superconductor, mejoraría la eficiencia energética en un 72% frente al equivalente Boeing 777, según sus ideólogos, si bien el horizonte tecnológico a alcanzar para hacerlo técnicamente viable está muy lejano. Más a corto plazo, podrían verse propuestas similares como la planteada en el marco del proyecto ESAero ECO-150, una nave para 150 pasajeros basada en la propulsión turboeléctrica, lo que significa que utiliza motores eléctricos impulsados por turbinas de gas a bordo.

Cerrando el ciclo del carbón: combustibles renovables





Emisiones de CO2 de los modos de transporte en España, 2017



■ Híbridos, siguiente hito

El siguiente hito en esta estrategia hacia la sostenibilidad del transporte aéreo se producirá con la incorporación de la propulsión eléctrica en el vuelo (al menos durante algunas fases), para lo cual entran en escena las baterías o las pilas de combustible. Según el COIAE, esta propulsión híbrida permitiría, por ejemplo, aprovechar la mayor energía específica del queroseno para superar fases de alta demanda, como el despegue y ascenso; y reservar el empuje eléctrico para el crucero, eliminando así las dañinas emisiones en altura y otros efectos negativos asociados a la propulsión a reacción, como son las estelas de condensación y la nubosidad asociada.

Boeing presenta esta posibilidad de hibridación en su SUGAR Volt, un aparato que mantiene motores turbofán que pueden operar de manera convencional, quemando queroseno, o gracias a un motor eléctrico acoplado en diferentes momentos del vuelo. Se estima que el SUGAR Volt ahorraría en combustible alrededor del 60% respecto al equivalente convencional.

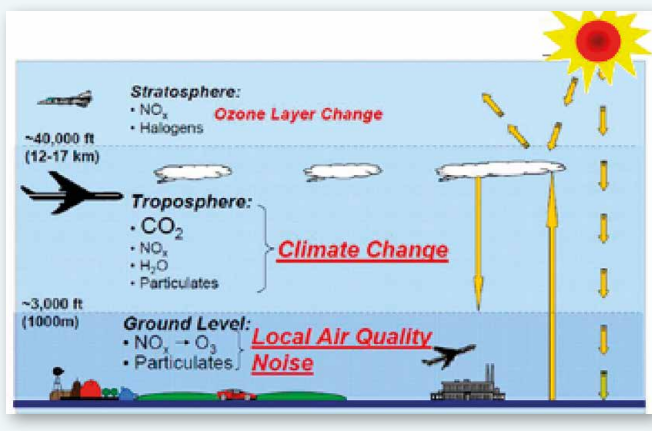
La otra opción híbrida más trabajada consiste en confiar la propulsión exclusivamente a motores eléctricos, que a su vez estarían ali-

Trazos en el cielo

Los motores actuales de los aviones emiten vapor de agua, dióxido de carbono, pequeñas cantidades de óxidos de nitrógeno (NOx), hidrocarburos, monóxido de carbono, gases de azufre y partículas de hollín y metal. El vapor de agua es relevante para la formación de estelas de condensación, esas nubes de hielo, en forma de largas líneas, que surgen en ocasiones al paso de un avión, por condensación del vapor de agua emitido. Las partículas de hollín también forman esas estelas, ya que permiten la nucleación de los microcristales que las componen. La ventaja de los combustibles sostenibles es que emiten menos hollín y, por tanto, generan menos estelas.

Las estelas pueden permanecer en el cielo en forma de cirros cuando se dan las condiciones atmosféricas adecuadas (humedad ambiental, viento...). Un incremento de estas nubes puede cambiar el balance radiativo local, reduciendo, por ejemplo, la cantidad de energía solar que alcanza la superficie terrestre. A la vez pueden provocar un calentamiento local al impedir la salida de la radiación terrestre. En definitiva, contribuyen al cambio climático. No obstante, todavía existen incertidumbres con respecto al alcance de este impacto y en particular, su impacto en las temperaturas de la superficie. Pero está claro que suponen un problema.

Impacto medioambiental de la aviación (fuente: COIAE)



mentados alternativamente desde baterías o mediante un motor convencional conectado a un generador eléctrico. A estos sistemas se les denomina híbridos en serie y comparten con la opción turboeléctrica la ventaja de poder optimizar el punto de diseño del motor convencional, ya sea de combustión interna o turbina de gas, al estar dedicado en exclusiva a la producción de electricidad. Como en la opción anterior, los tramos alimentados por baterías conseguirían la eliminación total de emisiones durante algunas fases del vuelo, aunque el hecho de contar con dos fuentes energéticas en la aeronave eleva su peso y dificulta su mantenimiento.

El consorcio internacional Futprint50, financiado por la Unión Europea, busca el desarrollo de las herramientas y tecnologías necesarias que permitan la entrada en servicio de un avión de este tipo, de 50 plazas, antes del año 2040.

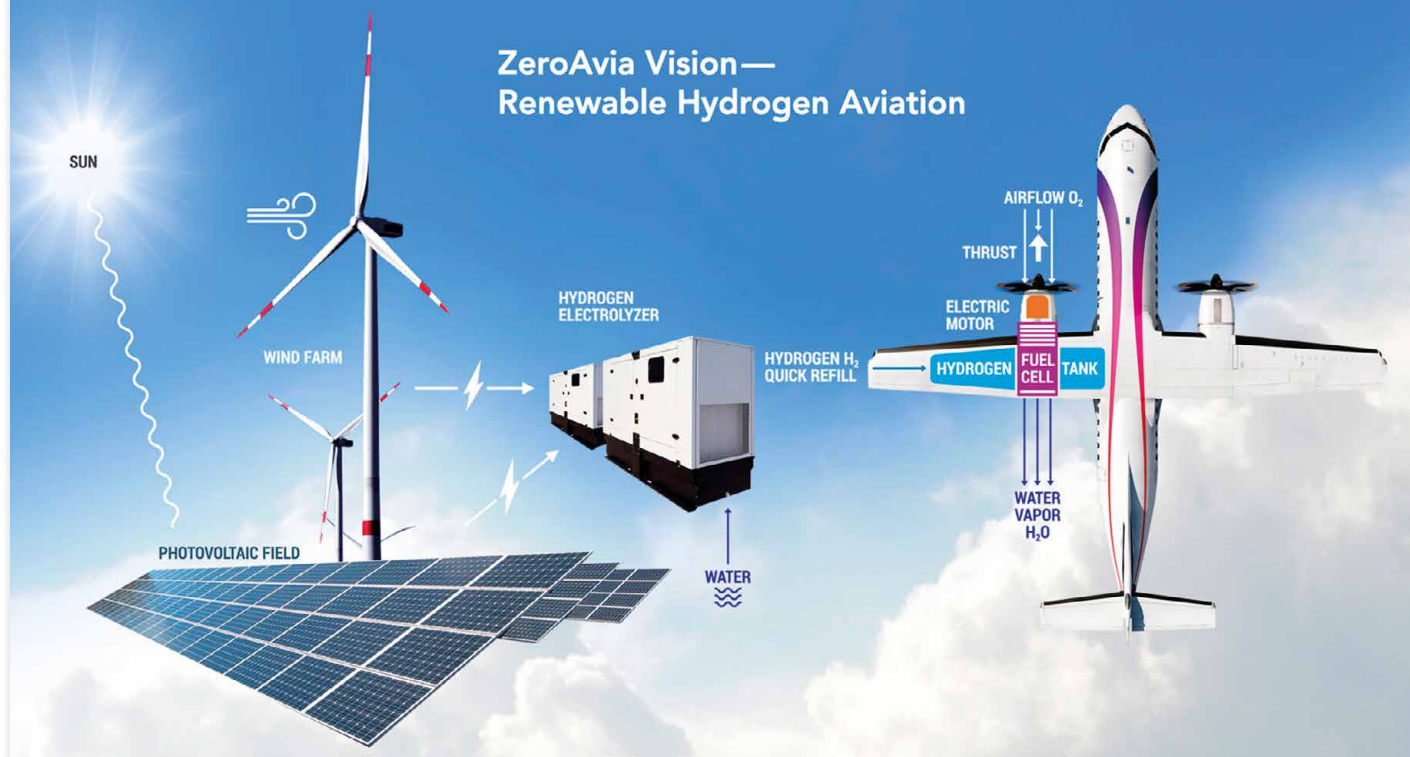
■ Baterías de altos vuelos

En el camino hacia los aviones 100% eléctricos, el siguiente escalón es almacenar la energía necesaria para el vuelo en baterías o en pilas de combustible, desde donde ésta se transmite directamente a motores eléctricos que generan el empuje. El desafío es conseguir baterías con suficiente autonomía; tanta como la aportada por los hidrocarburos utilizados en la aviación convencional, que contienen al menos 40 veces más energía por unidad de peso.

Diferentes estudios señalan que los umbrales de energía específica que permitirían desarrollar soluciones eléctricas viables para la aviación comercial se conseguirían a partir de baterías que alcanzasen los 400 W•h/kg. Sin embargo, en el caso de pequeñas aeronaves, el vuelo 100% eléctrico parece posible con las actuales baterías de ion-litio. Ahí están para demostrarlo el Alpha Electro de Pipistrel, una aeronave ligera de nuevo diseño 100% eléctrica; o las remotorizaciones eléctricas de aeronaves ya existentes como la de un De Havilland Beaver para 6 pasajeros (Harbour Air y Magnix) o la de un Cessna Grand Caravan con hasta 9 pasajeros (Aerotec y Magnix). Todas estas aeronaves han realizado ya vuelos exitosos de demostración.

Las baterías actuales parecen también capaces de alimentar los eVTOL, pequeñas aeronaves destinadas al transporte aéreo urbano, cuyo desarrollo es en la actualidad una auténtica competición con multitud de proyectos en fase de ensayos en vuelo. En ella participan desde los grandes constructores aeronáuticos, como Airbus o Boeing, hasta nuevos actores con experiencia en movilidad (Uber, Hyundai) y una multitud de start-ups (Joby Aviation, Volocopter, Lilium). También hay propuestas muy ambiciosas para trayectos de largo alcance con aviones de 186 pasajeros, como el de Wright Electric, cuya entrada en servicio está prevista para 2030.

ZeroAvia Vision— Renewable Hydrogen Aviation



Ciclo del hidrógeno para una aviación sostenible con pilas de combustible. Se trata de un proyecto de ZeroAvia, startup que cuenta con el apoyo de Bill Gates

Para disponer de la energía requerida que permitan estos vuelos, se está trabajando, por ejemplo, en el desarrollo de baterías de litio-sulfuro, como la que prepara la empresa Oxis Energy, en las baterías de metal-aire o con aplicaciones de grafeno. También se investiga en cómo lograr de forma eficiente y segura la distribución y gestión de las altas potencias necesarias.

■ El (esperado) hidrógeno

El hidrógeno se presenta como una solución idónea al problema del almacenamiento energético: cada kg de H_2 tiene 2,7 veces más energía que su equivalente de combustible convencional. Esto elimina, en principio, el problema de autonomía de la aviación eléctrica. No obstante, la densidad energética del H_2 —la cantidad de energía almacenada por litro— es al menos cuatro veces inferior a la del queroseno, lo que implica que aún contando con mayor energía específica, las aeronaves que utilicen hidrógeno como combustible necesitarán mayor espacio de almacenamiento. Además, la geometría cilíndrica de los depósitos criogénicos

El plan CORSIA

El sistema europeo de compensación de emisiones (EU ETS) ha certificado la reducción de 193 millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono relacionadas con el tráfico aéreo entre 2013 y 2020. Así lo destacan los miembros del Comité de Sostenibilidad del COIAE, quienes aseguran que “el sector de la aviación lleva tratando de encontrar soluciones técnicas para que el transporte aéreo y la aviación en general sean cada día más sostenibles, prácticamente desde su mismo origen, pero desde luego desde los últimos veinte años”.

A nivel global, este año entrará en funcionamiento la primera fase del marco regulador del Plan de Compensación y Reducción de Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA, por sus siglas en inglés), adoptado por la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) y que afecta a la práctica totalidad de la aviación civil internacional. Los objetivos principales de este plan son el crecimiento neutro en carbono del sector a partir de 2020 y reducir las emisiones netas a la mitad en 2050 respecto a niveles de 2005. El promedio de emisiones de CO_2 de la aviación internacional entre 2019 y 2020 representará la base de referencia para el crecimiento neutro en carbono a partir de 2020, con respecto al cual se compararán las emisiones de los próximos años.

(-253° C) o de alta presión (700 bar) necesarios para alojarlo supone un desafío para la configuración y dimensiones de las aeronaves.

El uso del hidrógeno en aviación se puede aplicar con dos tipos de tecnologías: las pilas de combustible, que convierten la energía química de un compuesto en electricidad, y la combustión directa en motores convencionales. El primer ensayo en vuelo de una aeronave propulsada por pilas de hidrógeno se realizó en España en 2008, de la mano de Boeing. Mucho antes, en el año 1937, ya se planteó el uso directo de este combustible en un motor a reacción, aunque hubo que esperar hasta 1990 para que se produjese el primer ensayo en vuelo de un avión parcialmente propulsado por motores turbofán de hidrógeno, el Tupolev Tu-155.

La gran ventaja medioambiental de utilizar hidrógeno es que solo emite agua. Sin embargo, desde el COIAE advierten que el uso directo de hidrógeno en motores a reacción presenta algunos inconvenientes, al producirse óxidos de nitrógeno (NOx) y liberarse directamente vapor de agua en la atmósfera. Para mitigar las emisiones de NOx, fruto de las altas temperaturas alcanzadas en la cámara de combustión, se están desarrollando investigaciones que reducirían su volumen entre el 66 y el 80%. En cuanto a la emisión de vapor de agua en altura, que conduce a la creación de estelas de condensación y nubosidad asociada—con su consiguiente impacto sobre el calentamiento global—diversos estudios indican que su efecto negativo total será al menos un 11% menor que el provocado por los hidrocarburos. Medidas adicionales, como modificar la altitud del vuelo, contribuirían significante a reducir este problema.

Otro aspecto relacionado con la aviación con hidrógeno es su seguridad. El informe Cryoplane despejó dudas al respecto, concluyendo que la seguridad en aeronaves con este tipo de combustible sería cuando menos similar a de las aeronaves con tanques de queroseno. Otros estudios posteriores apuntan incluso a una mayor seguridad en el caso de aviones alimentados con hidrógeno líquido.

“El año 2020 ha marcado un hito de cambio y aceleración hacia una aviación propulsada por hidrógeno y los factores políticos, tecnológicos y económicos parecen alinearse por fin para hacer realidad el enorme potencial en el ámbito de la sostenibilidad de este vector energético”, concluyen los autores del informe del COIAE. Y recuerdan que tanto la Alianza Europea del Hidrógeno Limpio, presentada en julio de 2020, como la Hoja de Ruta española para el hidrógeno renovable, de octubre de 2020, contemplan el uso de este vector energético en la aviación e incluyen la instalación de hidrogeneras en los principales aeropuertos.

■ **Más información:**

→ www.coiae.es



Familia cero emisiones

El día que Rafael Caro Rosique, autor de este artículo, compró un coche eléctrico se hizo esta pregunta: ¿cómo puede una familia conseguir que sus emisiones de CO₂ en la vivienda y en el transporte se reduzcan hasta poder hablar de una familia cero emisiones? ¿Qué tienen que hacer para conseguirlo? Estas son las respuestas.

Rafael Caro Rosique

Si queremos alcanzar los objetivos de la Unión Europea de cero emisiones netas de gases efecto invernadero para 2050, es fundamental plantearse qué tienen que hacer las familias para conseguirlo. La descarbonización de la sociedad tiene que pasar por integrar las energías renovables en el consumo energético. Donde resulta más fácil de integrar es en la producción de electricidad, y ya se están consiguiendo grandes resultados.

Las tecnologías renovables suman 57.254 MW de potencia instalada, de un total de 104.459 MW, según datos de Red Eléctrica de España (REE) de noviembre de 2020.

- **Eólica:** 26.615 MW. Aporta un 21,8% de la generación total de energía en 2020.

- **Hidráulica:** 17.083 MW. Aporta un 12,2%.
- **Solar Fotovoltaica:** 10.182 MW. Aporta un 6,1%.
- **Termosolar:** 2.304 MW. Aporta un 1,8%.
- **Otras renovables** (biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica): 1.071 MW. Aportan un 2,1% la generación total de energía en 2020.

En 2020, la demanda de energía eléctrica en España se situó en 249.970 GWh. Y las renovables aportaron el 44% de la producción total, alcanzando los 110.577 GWh. Con los anteriores datos, si le sumamos la producción nuclear que es de 22,2% del total, vemos que la electricidad libre de

emisiones de CO₂ se sitúa en el entorno del 66%. Esto da como resultado que el factor de emisiones sea de 0,15 tCO₂eq/MWh, es decir, toneladas de CO₂ equivalente por cada megavatio hora. Que es lo mismo que 150 gramos CO₂eq/kWh (dato provisional para 2020 según REE).

En el gráfico 1, de REE, se pueden ver las emisiones de CO₂ durante los últimos días de 2020, con el factor de emisiones por debajo de los 100 gr CO₂/kWh y con el porcentaje de generación libre de emisiones para el 2 de enero de 2021 que se sitúa en un 70%.

Esto implica que utilizar electricidad para la producción de calor sería la tecnología con menos emisiones, empleando resistencias (efecto joule). La combustión de gas natural se sitúa en los 182 gr CO₂/kWh y el gasóleo C en 287 gr CO₂/kWh. (Fuente Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, factores de emisión).

De manera progresiva la producción de electricidad en los próximos años va a ir reduciendo sus emisiones de CO₂ hasta tener como objetivo cero emisiones. La electricidad se debe convertir en el elemento clave para descarbonizar la sociedad.

Para aplicarlo en las viviendas se debería de utilizar teniendo en cuenta varios criterios:

- Reducir la demanda de calefacción y refrigeración con mejores aislamientos, prestando especial atención a las ventanas.
- Utilización de bombas de calor para calefacción y refrigeración, los equipos con mayor eficiencia son los equipos aire-aire tipo Split con potencias sobre 3 kW, llegando a rendimientos en calefacción y refrigeración superiores a 5; es decir, por cada kW eléctrico consumido puede llegar a entregar 5 en calefacción.



- Utilización de energía solar térmica para calentar agua caliente sanitaria (ACS) y utilización de bombas de calor para producción de ACS como apoyo.
- Realizar autoconsumo con energía fotovoltaica y combinado con almacenamiento de baterías.

Existen comercializadoras eléctricas con la garantía de origen y certificado de la electricidad (GdO), que solo compran energías renovables a los productores. Por lo tanto esa electricidad esta libre de emisiones de CO₂. Si adquirimos esa electricidad se podría llegar a decir que nuestra vivienda está realizando emisiones cero, debido a que el origen de la electricidad es renovable.

■ Coche eléctrico

Si se utiliza para el transporte vehículos eléctricos las emisiones se pueden reducir de una forma drástica. Podemos poner un ejemplo de un vehículo eléctrico que tenga un consumo de 15 kWh cada 100 km y compararlo con un vehículo diésel que consuma 5 litros cada 100 km. En el primer caso, teniendo en cuenta las emisiones de la electricidad, se puede situar 2,25 kg de CO₂ (factor de emisiones 0,15 kg de CO₂/kWh). En el segundo caso (aplicando un factor de emisiones de 2,493 kg CO₂/l), se obtienen unos resultados de 12,465 kg de CO₂, para 100 km recorridos. Es decir, que si utilizamos una tecnolo-

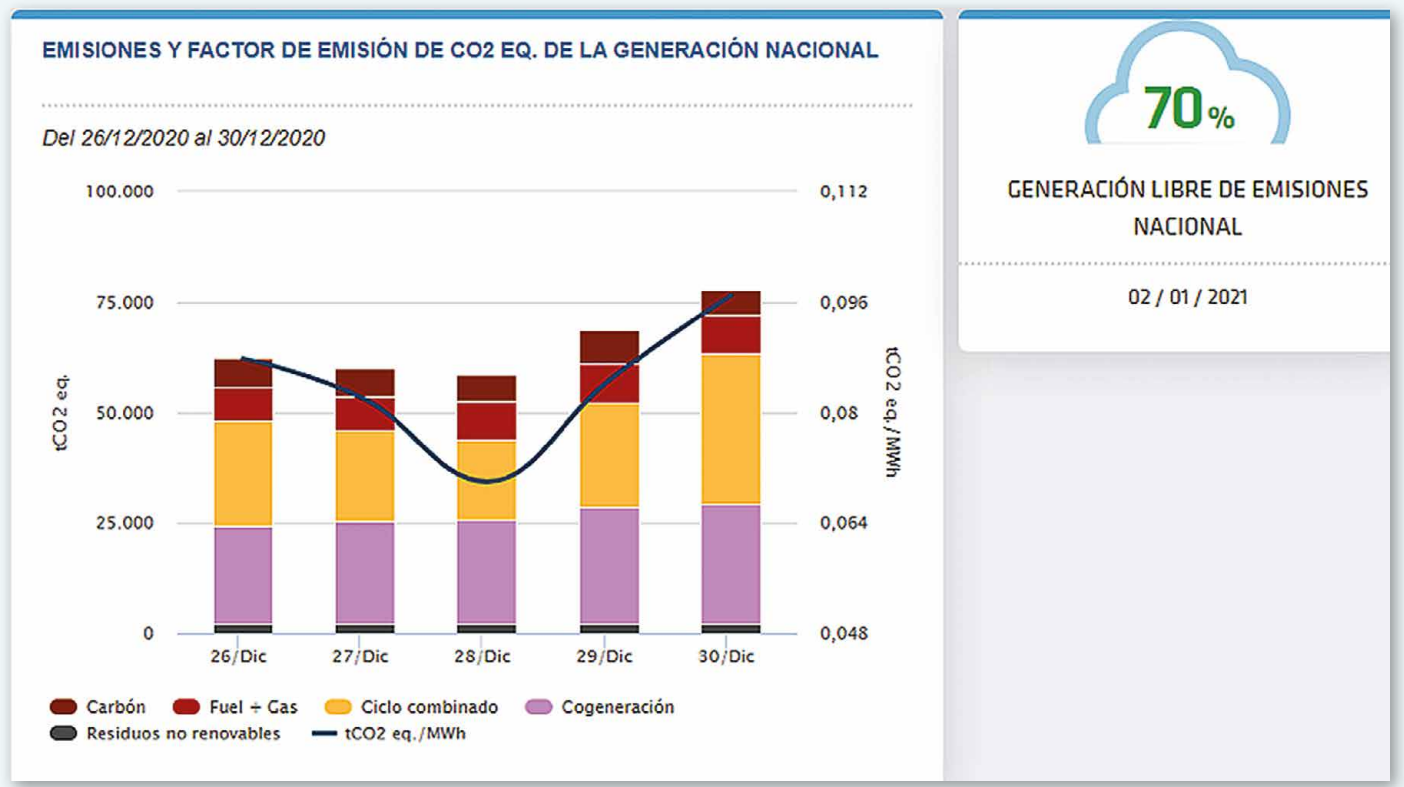


gía eléctrica en lugar de una de combustión interna (diésel), la reducción de emisiones sería de un 80%.

Los vehículos eléctricos van equipados con baterías de diferentes tamaños que le confieren diferentes autonomías. Como se pueden observar, las potencias necesarias en los dos primeros casos están disponibles en la mayoría de las viviendas.

- **Vehículos con baterías por debajo de los 10 kWh:** son híbridos enchufables que suelen tener una autonomía de 60 km y se deben enchufar a diario en tomas schuko con una potencia que no supera los 2,3 kW. Aproximadamente en 4 horas están cargados.

Gráfico 1. Emisiones de CO₂ finales de 2020. REE





Palazzetti

Gráfico 2. Emisiones de vivienda y dos vehículos (en kg CO₂)

	Emisiones Casa	Emisiones Vehículo 1	Emisiones Vehículo 2	TOTAL
Vivienda 1	1.200 2	1.869	1.869	4.938
Vivienda 2	1.200	540	1.869	3.609
Vivienda 3	0	0	1.869	1.869

- **Vehículos con baterías entre 30 y 45 kWh:** son eléctricos puros y tienen autonomías entre 200 y 300 km. Son vehículos eminentemente de ciudad. Si se cargan por la noche en 8 horas pueden cargarse con potencias sobre los 3,6 kW.
- **Vehículos con baterías que superan los 60 kWh:** ya permiten una autonomía superior a los 400 km. Si se cargan de noche, estos vehículos

necesitan potencias sobre los 7,4 kW para realizar cargas completas.

El año pasado se vendieron en España, 850.000 vehículos entre turismos y todoterrenos. Solo 20.156 unidades fueron eléctricos, lo que representa cifras muy bajas, de menos del 3%. Si se vendieran 1.000.000 de vehículos eléctricos el consumo de energía en los desplazamientos sería de 2,25 TWh (calculado con un consumo de 15 kWh cada 100 km y 15.000 km/año-vehículo). Si lo

comparamos con el consumo de electricidad del año 2020, que ha sido de 250 TWh, supondría un 1%. Es decir, un consumo que la red eléctrica puede gestionar.

■ Vivienda y dos coches

Para finalizar vamos a poner el ejemplo de una familia con una vivienda en la que todas las demandas energéticas se cubren con electricidad. Y, además, posea dos vehículos.

- **Vivienda 1:** dotada de todos los equipos eléctricos. Con un consumo de 5.000 kWh/año. Dispone de dos vehículos diésel con los que recorren 15 000 km/año por cada coche. Aplicamos un consumo de 5 litros cada 100 km, y un factor de emisiones de 2,493 Kg CO₂/l. La comercializadora de electricidad informa que emite 0,240 gr de CO₂/kWh.
- **Vivienda 2:** igual a la primera, pero sustituimos un vehículo diésel por uno eléctrico.

- **Vivienda 3:** igual a la 2, pero compra la electricidad a una comercializadora de energía 100% renovable.

Como se puede observar en el caso primero, se trata de una vivienda con dos vehículos de combustión interna, que compra la electricidad a una comercializadora que no es de energías renovables. Salen unas emisiones equivalentes de CO₂ muy elevadas, de 4.938 kg de CO₂ año. Si en esta vivienda se introduce un coche eléctrico pero se sigue comprando la electricidad a la misma comercializadora se reducen las emisiones un 27%. Pero en el tercer caso, si además de invertir en un vehículo eléctrico nos preocupamos de encontrar una comercializadora que nos venda electricidad de origen renovable, reducimos las emisiones equivalentes en un 62%.

No se ha introducido el cuarto ejemplo, que supondría cambiar los dos vehículos a eléctricos, porque entendemos que actualmente la infraestructura de recarga no tiene la suficiente penetración como para garantizar viajes de larga distancia, en contraposición con la circulación en ciudad, donde el problema está resuelto si se dispone de un punto de recarga en el garaje.

Como conclusión se puede observar que el consumo de electricidad de origen reno-



vable nos acercaría a los objetivos europeos para 2050 de cero emisiones de una forma relativamente sencilla para el consumidor, pero con grandes retos para la red eléctrica. ■

**Rafael Caro Rosique es gestor de Proyectos del Grupo Reside.
rcaro@gruporeside.com*



Feira Internacional
de Galicia ABANCA

ENERXÉTICA

ENERXÉTICA

2 0 2 1

4 - 6 de noviembre

SILLEDA - GALICIA - ESPAÑA



www.enerxetika.com



ABANCA

DEPUTACIÓN
PONTEVEDRA



Concello
de Silleda

galicia

Xacobeo 2021

XUNTA
DE GALICIA



La CE puede modificar unos criterios de sostenibilidad de la biomasa que aún no se han puesto en marcha

Son apenas dos años, pero desde que, a finales de 2018, se publicara en el Diario Oficial de la Unión Europea la nueva directiva de energías renovables, han pasado muchas cosas. Un Pacto Verde, varias estrategias y una “ambición climática” de reducción de emisiones del 55 por ciento para 2030 obligan a replantearse la directiva, que pudiera conllevar la modificación de los criterios de sostenibilidad de la biomasa, principalmente la de origen forestal, que no están en vigor aún porque es julio de 2021 cuando comenzaban a aplicarse. Ecologistas y parte de la ciencia piden que se endurezcan dichos criterios. Otra parte de la ciencia, la industria de la biomasa y el sector forestal lo rechazan.

Javier Rico

En agosto de 2020 la Comisión Europea abrió un período de consultas públicas destinadas a evaluar la posibilidad de modificar la nueva directiva de energías renovables (DER II), aprobada en 2018 y que refundía la de 2009. Una de esas consultas empezó en noviembre de 2020 y concluye el 9 de febrero. En ella consta como una de las opciones la modificación de los criterios de sostenibilidad de la bioenergía.

Esas opciones toman en consideración todos los acuerdos alcanzados tras la aprobación de la directiva y que afectan al contenido de la misma, como son el Pacto Verde Europeo y, con ello, los objetivos ambientales, energéticos y climáticos para 2030; las estrategias de integración del sistema energético, del hidrógeno, sobre biodiversidad y de la granja a la mesa “en pro de un sistema alimentario equitativo, sano y respetuoso con el medio ambiente”; y el acuerdo de los gobiernos de la Unión Europea de aumentar

del 40 al 55 por ciento la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el año 2030 respecto a los niveles de 1990.

Con estas políticas, estrategias y objetivos sobre la mesa, la CE plantea varias opciones para ajustarse a ellas. La más vinculada a la bioenergía habla de “incluir medidas para fomentar la electrificación de los sectores de uso final y un mejor uso de las corrientes de desechos, aumentar la penetración de combustibles renovables y con bajo contenido de carbono en el transporte, especialmente la electricidad renovable en el transporte por carretera y los combustibles renovables o con bajo contenido de carbono en el aéreo, marítimo y pesado”.

Pero, sobre todo, dicha opción de retroque de la directiva propuesta por la CE habla de “garantizar que las energías renovables se producen de manera sostenible, lo que podría resultar en una posible modificación de los artículos relacionados con el desarrollo

de energías renovables en calefacción y refrigeración (artículos 7, 15, 23 y 24), transporte (artículos 25 y 27) y edificios (artículo 15); y los criterios de sostenibilidad y ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero para la bioenergía (artículos 29-31), así como la introducción de nuevas disposiciones sobre contratación pública, y terminología y certificación de combustibles”.

Desde la Asociación de Empresas Energías Renovables (APPA Biomasa) advierten que, de partida, dichos criterios de sostenibilidad que establece la DER II y que son de aplicación a partir julio de 2021 “aún no sabemos cómo van a implementarse en España”. Según Margarita de Gregorio, directora de las secciones de Biomasa y Geotermia en APPA, “estamos a la espera de que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [Miteco] se pronuncie al respecto. Esta incertidumbre inquieta al sector, pues las empresas están listas y comprometidas a cumplir con esos criterios para

la biomasa sólida y necesitan conocer con antelación suficiente cómo deben proceder. Sin embargo, aún no se sabe cómo tendrán que hacerlo”.

“El Miteco está a la espera de conocer determinadas orientaciones al respecto por parte de la propia CE”, añade De Gregorio. Por lo tanto, la decisión final se prolongará aún más si nos atenemos a los márgenes que se da la CE con la recepción y valoración de las consultas públicas ya cerradas o aún abiertas. “En el caso de España, cuando ni siquiera se han implementado los estrictos criterios de sostenibilidad actuales para la biomasa presentes, nos cuesta ver que pudieran establecerse nuevos a corto-medio plazo y aún más estrictos que los vigentes, y entendemos que la revisión debería basarse en una evaluación de la eficacia de los mismos. Actualmente, esta evaluación no podría llevarse a cabo, ya que los criterios aún no se han traspuesto en numerosos Estados miembros, al igual que ocurre en España”.

■ Jerarquía de usos y principio de cascada

Desde Ecologistas en Acción, la ONG más activa en España contra determinados usos de la biomasa, sí consideran necesario “tener estrictos criterios de sostenibilidad y disponer de estudios de impacto que analicen la disponibilidad de manera sostenible de las materias primas para así evitar que se usen las insostenibles y provoquen desplazamientos de usos”.

“La disponibilidad de las biomásas debe estar regida por la jerarquía de recursos y el principio de cascada, así como el ciclo de vida, teniendo en cuenta el destino”, afirma Rosalía Soley, de la campaña de Biocombustibles.

En esa escala de prioridades y usos de la que habla Ecologistas en Acción están los usos como materiales frente a los energéticos, y dentro de estos últimos abogan por soluciones más térmicas que eléctricas, “ya que en estas últimas hay diversas fuentes renovables que están suministrando al sector”, en referencia a la eólica y la solar. En este aspecto, Ecologistas en Acción incide especialmente en el caso de la biomasa forestal.

“Pensamos que el aprovechamiento de las biomásas tiene un alcance limitado y solo puede considerarse sostenible dentro de unos límites razonables y sin ejercer presión sobre los usos de los bosques o suelo. Por ello, es necesario que para la planificación y realización de los trabajos forestales se prevenga la erosión o degradación de los suelos, la existencia de otros aprovechamientos o estudios realistas sobre las posibilidades de aprovechamientos que incluyen pélets, astillas y leña”, señala Soley.



A nadie se le escapa que la biomasa forestal con aprovechamiento energético es la que se encuentra principalmente en el objetivo de modificación de la directiva. Son muchas las señales que ligan el futuro de la revisión de los criterios de sostenibilidad de la bioenergía con la biomasa forestal: la coincidencia en el tiempo con la modificación de la Estrategia Forestal Europea, el posicionamiento continuo del mundo científico a favor y en contra, resoluciones del Parlamento Europeo para que la CE “haga hincapié en medidas en el ámbito de la producción sostenible y el uso de combustibles procedentes de la madera y la importación de pélets” o la inadmisión por parte del Tribunal de Justicia de la UE de una demanda

interpuesta por un grupo de personas de seis países y diez ONG ambientalistas para que se excluya a la biomasa forestal de la directiva de renovables.

■ Money to burn

En medio de la consulta pública que la CE mantiene abierta hasta el 9 de febrero, la última campaña contra la biomasa forestal se basa en trabajos de investigación periodística que impulsa Argos, plataforma centrada en este tipo de informaciones auspiciada por medios de comunicación públicos de los Países Bajos, y financia Investigative Journalism for Europe (IJ4EU). Con un título tendencioso, Money to burn, la campaña parte de un exhaustivo trabajo informativo que cues-





tiona el gran crecimiento de la industria de la bioenergía de origen forestal en Estonia a costa, alegan, de la deforestación de bosques maduros y protegidos. A partir de dicho trabajo, y según IJ4EU, “dieciséis periodistas de ocho países (España incluida) levantan la tapa sobre la inescrutable industria europea de la biomasa”.

Básicamente, los trabajos periodísticos exponen, analizan y amplían cuestiones que llevan años sobre el tapete y que ahora, a las puertas de concluir la consulta pública, se actualizan. Se pone en cuestión de nuevo el carácter neutro de las emisiones de la bioenergía de origen forestal, los subsidios y subvenciones para la producción de bioenergía y biocombustibles, especialmente pélets de madera, y se aboga por eliminar los árboles enteros como materia prima bioenergética. Además, se insiste en que deben prevalecer todos los usos de la madera (usos en cascada) que mantengan su capacidad de almacenamiento de carbono, quedando en último lugar la combustión.

Bioenergy Europe y la Asociación Española de la Biomasa (Avebiom) reaccionaron ante esta campaña afirmando que “la simplificación excesiva del conocimiento científico y las campañas de desinformación como

Money to burn respecto de una cadena de valor tan compleja no solo tendrá un efecto perjudicial en el sector, sino en el esfuerzo actual de la UE para eliminar gradualmente los combustibles fósiles”. “Un hecho que algunos divulgadores y lobbies europeos desconocen –prosiguen ambas asociaciones– es que el porcentaje de aprovechamiento de madera con fines energéticos se ha mantenido estable en el tiempo: el uso de leña en equipos poco eficientes ha evolucionado en pocos años a un uso moderno de biomasa estandarizada en equipos automatizados y de alta eficiencia”.

Para Eduardo Rojas, decano del Colegio Oficial de Ingenieros de Montes y profesor de la Universidad Politécnica de Valencia, “no hay que olvidar que todo este debate sobre la biomasa forestal, incluso el científico, se inscribe en uno más amplio que obedece a un juego táctico y a una estrategia política entre el valor ambiental y el valor económico de los bosques”.

Como Rojas y el colegio de Montes expusieron en las alegaciones a la reforma de la Estrategia Forestal Europea: “ubicar a los bosques bajo la política ambiental comporta un riesgo de olvido de su dimensión social, económica y cultural, dado que está diseñada

para reducir las externalidades negativas de la industrialización y urbanización siendo sus instrumentos obviamente disuasorios (impuestos, derecho administrativo y penal)”.

■ El foco está en los bosques

Desde Ecologistas en Acción, Rosalía Soley asegura que “para nosotros la biomasa debe ser vista como un modelo de gestión forestal, no como un residuo, sino como un recurso. Nos referimos a que el bosque no crece en la misma proporción para reabsorber el carbono emitido, y por tanto la biomasa se debe obtener sin sobrepasar su capacidad de regeneración y sin provocar impactos nuevos”. Rojas recuerda que “en España la biomasa forestal crece en torno a 46 millones de metros cúbicos anuales y solo se cortan veinte”.

“Obviamente –continúa Rojas– debemos usar la bioenergía disponible de forma racional y toda aquella fracción que se pueda utilizar como biomaterial (y reciclar varias veces) es preferible a quemarla (cascada) si hay demanda próxima, y destinar lo restante (además de los productos de madera al final de su vida útil) a energía, preferentemente como uso térmico o cogeneración y a distancias cortas-medias; hay que considerar las emisiones por kilómetros, no la distancia sola, dado que el transporte marítimo puede ser extremadamente eficiente”.

La última afirmación de Eduardo Rojas sitúa el debate en la bioenergía que las posturas críticas consideran menos sostenible y eficiente: la que se produce en Europa con pélets de maderas procedentes de Canadá o Estados Unidos y que es una de las que está principalmente en el foco de la revisión de los criterios de sostenibilidad. Según el decano del colegio de Montes, “la importación si es de países sin riesgo de deforestación (por ejemplo, de Norteamérica) no es problemática per se, como no lo hacemos con sus productos agrícolas”.

Margarita de Gregorio, que ha manifestado en varias ocasiones que la biomasa forestal procedente de los bosques españoles cumple ya con exigentes criterios de sostenibilidad, piensa que si realmente se quieren hacer determinados ajustes en la DER II para alcanzar los objetivos del Pacto Verde o alguna otra política de igual calado, las modificaciones deberían ir por otro lado. “Estaría bien que se revisaran los objetivos para la climatización renovable y para las redes de climatización renovable, haciéndolos sustancialmente más ambiciosos y vinculantes; además de desarrollar disposiciones sobre cómo promover la integración de tecnologías renovables en los edificios”, concluye De Gregorio. ■

¿Cuáles son los criterios de sostenibilidad de la biomasa sólida y el biogás?

El artículo 29 de la directiva de renovables incluye los “criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa”. Solo los biocombustibles que los cumplan contarán dentro de los objetivos de incorporación de energías renovables. Es decir, serán considerados como renovables.

Entre esos criterios está el tipo de instalaciones que produzcan electricidad, calefacción y refrigeración o combustibles: aquellas con una potencia térmica nominal total igual o superior a veinte megavatios (20 MW) en el caso de los combustibles sólidos derivados de biomasa o superior a 2 MW en el biogás. Pero aquí está uno de los puntos más problemáticos y que tiene pendiente de dilucidar el Miteco: “Los Estados miembros podrán aplicar los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a instalaciones con una potencia térmica nominal total más baja”.

Por otro lado, asume similares criterios a los que ya se aplica a los biocarburantes: no se fabricarán a partir de materias primas procedentes de tierras de elevado valor en bio-

diversidad, con elevadas reservas de carbono o que en 2008 fueran turberas. Por último, hay algo que atañe especialmente a la biomasa sólida: “reducir al mínimo el riesgo de utilizar biomasa forestal derivada de una producción no sostenible”.



El biometano crece casi un 50% en el transporte en la UE

Javier Rico

Año a año, el barómetro de EurObserv'ER de biogás demuestra que la producción de electricidad, y en menor medida la de calor, desde plantas de biogás, y sobre todo de vertedero, se estanca. Sin embargo, crece el uso de biometano como biocarburante. Así lo demuestra el correspondiente a 2019, el último publicado, donde la producción de electricidad con biogás ha bajado incluso desde los 62,7 teravatios hora (TWh) de 2018 a los 62,5 de 2019. Por el contrario, el uso de biometano en el transporte subió de las 186,8 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep) de 2018 a las 269,6 de 2019.

El último barómetro de EurObserv'ER pone de manifiesto el cambio de paradigma que opera actualmente en el mundo de los gases renovables dentro de la Unión Europea (UE) y que afecta muy especialmente a las tradicionales plantas de biogás. La producción de electricidad con estas baja (de 62,7 a 62,5 TWh entre 2018 y 2019), la general de energía primaria se estanca (de 16,5 a 16,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo) y solo la de calor aguanta (de 859 a 893,4 ktep).

EurObserv'ER da con varias explicaciones: “regulaciones que han recortado considerablemente las subvenciones de cultivos alimentarios para producir biogás (principalmente Alemania con el maíz), la limitación de la capacidad asignada a las licitaciones de biogás y unas condiciones de pago de la electricidad con biogás menos atractivas”.

En esta situación, es el biometano el que salva los muebles con su crecimiento en su uso como biocarburante, ya que no se informa sobre la inyección en las redes de gas. En el sector del transporte ha pasado de 186,8 ktep en 2018 a 269,6 ktep en 2019. Por otro lado, los países que han apostado fuerte por el biometano mantienen porcentajes de crecimientos mayores.

Francia crece y el Reino Unido se sale

Uno de esos países es Francia, de los pocos que han crecido con dos dígitos: 11 por ciento en 2019 y roza las mil ktep (976,6). Además, es el único que creció en producción de energía primaria con biogás entre los cinco principales países: Alemania, Reino Unido, Italia y República Checa. Del quinto al décimo puesto todos suben (Dinamarca, Países Bajos, Polonia y Bélgica) menos España, que se mantiene en el noveno puesto.

En el nuevo barómetro se advierte que “la salida del Reino Unido de la UE, que oficialmente se produjo el 31 de enero de 2020 (por lo que se mantiene en el barómetro de 2019), tendrá un impacto significativo en las estadísticas, ya que es el segundo mayor productor de biogás tras Alemania”.

Vertederos con fecha de caducidad

Otra cuestión sobre la que incide EurObserv'ER es en la materia prima, porque, aunque dominan ampliamente los cultivos y los residuos agro-ganaderos (75,8 por ciento), de los vertederos sale aún el 13,6 por ciento del biogás, con el 9,3 por ciento restante para lodos de depuradoras.

“La caída en la producción de biogás en vertederos no es una sorpresa”, afirman en el informe, donde adelantan que será mayor, porque “el stock de biogás extraído tiende a disminuir y agotarse con el tiempo”. Pero hay más, ya que la separación en origen de la materia orgánica, su destino para el compostaje o su derivación directa para metanación le quita aún más posibilidades al biogás de vertedero.

“La única forma de aumentar la producción de biogás en los vertederos será equiparar las instalaciones existentes con nueva ingeniería, ya que ya además no se permite la creación de nuevos vertederos y los actuales tienden a ir cerrando”, apostillan desde EurObserv'ER.

Apuestas por el biogás

A pesar de todo, en las conclusiones finales del barómetro se recuerda que la Comisión Europea (CE) sigue apostando por el biogás y el resto de gases renovables dentro de sus planes, estrategias, Pacto Verde y ambiciones climáticas. “La CE -señalan- calibró el potencial del sector del biogás en su publicación Análisis en profundidad en apoyo de la Comunicación de la Comisión COM (2018) y podría aumentar de 16 Mtep en 2015 a 30 Mtep para 2030”

“El potencial de crecimiento sigue siendo alto si además se añade la implementación de un marco regulatorio más atractivo, con mayor determinación política para sustituir el gas fósil, y también regulaciones más estrictas para medir y controlar las emisiones de gases de efecto invernadero, para reactivar la producción”, añaden desde EurObserv'ER.

Por último, también recuerdan que, según la estrategia de la UE para la integración del sistema energético, “la proporción de gas natural en los combustibles gaseosos debería caer al veinte por ciento, y el ochenta por ciento restante cubrirse en su mayoría con gases origen renovable hasta 2050”.

“Es cierto que todavía es difícil pronosticar la combinación futura de estas energías gaseosas (biogás, biometano, hidrógeno o gas de síntesis). Quedan muchas preguntas por responder sobre cómo se implementará el marco regulador del mercado europeo y qué medios se desplegarán para facilitar la introducción mayoritaria de gases renovables”, concluyen desde EurObserv'ER.

■ Más información:

→ <https://www.eurobserv-er.org/>





AMÉRICA

Biden viene a restañar las heridas que deja Trump. ¿Podrá?

Todo parece desarrollarse según lo previsto: el recién asumido presidente estadounidense Joseph Robinette Biden Jr. ha comenzado a tomar las medidas que desandan lo implementado por su antecesor, Donald John Trump, en lo referente al medio ambiente y al cambio climático. Como se sabe, entre las primeras órdenes ejecutivas que ha firmado nada más sentarse en el Despacho Oval de la Casa Blanca destaca la decisión de retornar al Acuerdo de París, pero no ha sido la única.

Luis Iní

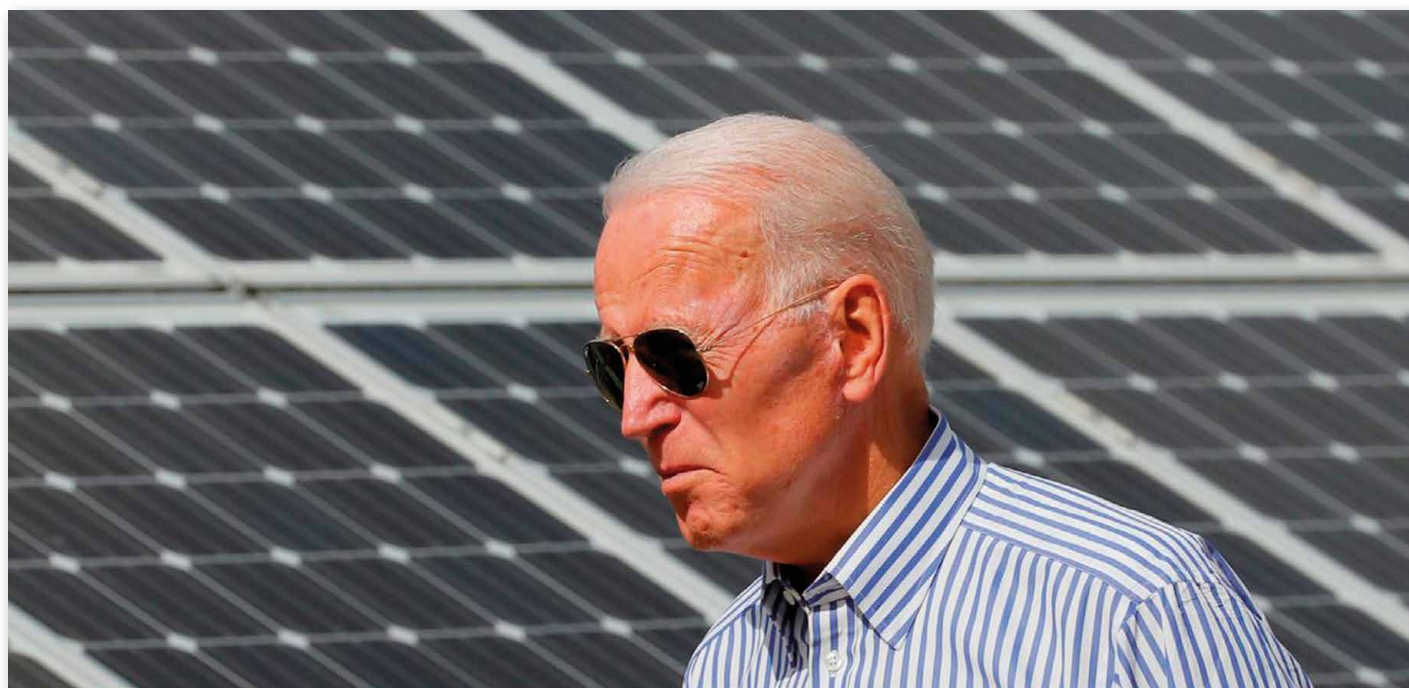
El mismo día que asumió el máximo cargo de su país, Joe Biden —como habitualmente se le llama— firmó la Orden ejecutiva sobre la protección de la salud pública y el medio ambiente y la restauración de la ciencia para abordar la crisis climática. Entre las medidas que contiene dicha Orden pueden mencionarse las de revertir los retrocesos a los estándares de

emisiones de gases de efecto invernadero, hacer cumplir una moratoria temporal sobre los arrendamientos de petróleo y gas natural en el Refugio Nacional de Vida Silvestre del Ártico, y la contabilización de los beneficios de reducir la contaminación climática.

Ese mismo día firmó una declaración titulada Aceptación en nombre de Estados Unidos de América, en la que se puede leer:

“Yo, Joseph R. Biden Jr., Presidente de los Estados Unidos de América, habiendo visto y considerado el Acuerdo de París, hecho en París el 12 de diciembre de 2015, por la presente acepto dicho Acuerdo y cada artículo y cláusula del mismo en nombre de la Estados Unidos de América”.

El presidente revertía así una medida en contrario tomada por su antecesor en el car-



go en junio de 2017. La declaración de Biden fue celebrada con una “calurosa bienvenida” por el secretario general de la ONU, António Guterres. Ese reingreso se oficializará a los 30 días de firmada aquella declaración, el 19 de febrero, y no deja de sumar simbolismo el que haya sido elegido el ex secretario de Estado John Kerry como representante presidencial para el cambio climático, un cargo de nueva creación en el Consejo de Seguridad Nacional (NSC, por sus siglas en inglés).

Fue justamente Kerry el que firmó el Acuerdo de París en 2015 en representación de su país.

Sin embargo, debe hacerse notar que el retiro de dicho acuerdo y el apoyo de la anterior Administración a políticas en beneficio del crecimiento de las industrias de combustibles fósiles no ha impedido que Estados Unidos se haya ido alejando cada vez más del carbón y del gas natural. ¿El motivo? Simple: los costos de la energía eólica y fotovoltaica no han dejado de caer durante los últimos cuatro años lo que con toda probabilidad esté relacionado con el constante ritmo de cierre de las centrales eléctricas de carbón.

A ello, entre otros elementos, debe sumarse que en los últimos cuatro años la mayoría de las principales empresas eléctricas del país han comprometido metas de emisiones netas de carbono cero, con la mayoría de ellas apuntando un horizonte máximo en 2050.

■ Carbono cero en 2050

Este objetivo, prometido por Biden en campaña, significa que para 2060 la generación de energía debe hacerse sin participación alguna de fuentes fósiles; y aunque parece tener el camino asfaltado, es mucho lo que se debe andar todavía.

Para cumplir con la meta, el flamante presidente estadounidense firmó un extenso conjunto de órdenes ejecutivas una semana después de asumir el cargo, en las que, entre otras disposiciones, ordena a las agencias federales adquirir energía libre de carbono y vehículos eléctricos, estimular la comercialización de tecnologías de energía limpia, acelerar los proyectos de generación y transmisión de energía limpia y garantizar que las comunidades desfavorecidas obtengan una parte justa de los consiguientes beneficios económicos y ambientales.

Mensajes de campaña de Biden en torno a su política medioambiental y energética





Estas órdenes brindan algunas indicaciones tempranas de cómo Biden buscará utilizar el poder adquisitivo del gobierno federal para reforzar sus promesas de reducir las emisiones de carbono del sector eléctrico a cero para 2035 y lograr la ya mencionada economía estadounidense libre de carbono para 2050.

“Se ordena a las agencias federales que obtengan electricidad libre de contaminación de carbono y vehículos limpios y sin emisiones para crear empleos sindicales bien remunerados y estimular las industrias de energía limpia”, se expresa en una de esas órdenes. Se trata de un primer paso para alinear la política federal con el compromiso de la campaña de reorientar las compras federales de energía en torno a recursos de energía limpia y gastar 400 mil millones de dólares en la adquisición federal de energías renovables, baterías y vehículos eléctricos.

Según datos de la Administración de Servicios Generales, en 2019 el gobierno federal gastó alrededor de 4,4 mil millones de dólares en su flota de vehículos. De esto se puede deducir que bajo los nuevos objetivos, las agencias federales comprarían vehículos eléctricos fabricados en Estados Unidos para reemplazar los aproximadamente 645 mil vehículos que ahora posee.

■ La resiliencia y el oleoducto

Resiliencia es la capacidad de sobreponerse a momentos críticos y adaptarse luego de experimentar alguna situación traumática. La

mencionada orden ejecutiva también “instruye a cada agencia federal a desarrollar un plan para aumentar la resiliencia de sus instalaciones y operaciones a los impactos del cambio climático”. Esto puede ser interpretado como una invitación a impulsar el desarrollo de microrredes y sistemas de energía de respaldo, así como el diseño y planificación de nuevos edificios, y a emprender modernizaciones para resistir el clima extremo causado por el calentamiento global.

El arco de actuación propuesto podría ser tan amplio como crear un mercado de, por ejemplo, bombas de calor eficientes y calefacción de agua a una aplicación vehemente de regulaciones para edificaciones eficientes desde el punto de vista energético. También debe hacerse foco en que esta y otras futuras órdenes ejecutivas buscan revertir los proyectos de infraestructura de petróleo y gas que respaldó la administración Trump.

En este punto, vale detenernos en una acción que podría catalogarse como “buque insignia”: la rescisión de los permisos federales para el proyecto del oleoducto Keystone XL. De hecho, no faltan los que consideran la cancelación de estos permisos como un mensaje cuidadosamente calculado para la industria petrolera.

En síntesis, este proyecto permitiría transportar petróleo obtenido de las arenas bituminosas desde la región canadiense de Alberta hasta el territorio estadounidense de Nebraska. Se trata de un oleoducto que

plantea una tubería de más de 500 km desde el norte hasta las refinерías ubicadas en la zona del golfo de México, en el sur. A su paso, atravesaría uno de los mayores acuíferos del mundo, el Ogalalla, que cubre una superficie de aproximadamente 450.000 km cuadrados (apenas 50.000 menos que la de España).

Posiblemente, esta decisión dificulte las relaciones entre Estados Unidos y Canadá, que ya venían bastante tocadas dado que el primer ministro canadiense, Justin Trudeau, tenía una relación pésima con Trump. De hecho, se trata de un proyecto que lleva siendo el centro de una batalla legal y política desde que fue presentado hace más de una década, durante la presidencia de George W. Bush.

Si a esto se le suma la decisión de congelar los arrendamientos de petróleo y gas natural en tierras públicas o aguas marinas, además de iniciar una revisión rigurosa de todas las prácticas existentes en ese sentido en tierras públicas, el mensaje no puede ser más claro.

■ Clima y seguridad nacional

En lo que puede definirse como una búsqueda de volver a ocupar espacios en el concierto internacional que fueron abandonados por la anterior administración, el presidente Biden ha dado directivas para organizar una llamada Cumbre de Líderes sobre el Clima el Día de la Tierra, a realizarse el próximo 22 de abril. Y no solo eso. Dentro del conjunto de órdenes hay una que implica al director de Inteligencia Nacional para que prepare una Estimación de Inteligencia Nacional sobre las implicaciones de seguridad del cambio climático.

También se llama a la creación de puestos de trabajo en la construcción, la industria, la ingeniería y los oficios calificados a partir de garantizar que cada inversión en infraestructura federal reduzca la contaminación climática. Debe recordarse, en ese sentido, que durante el debate que lo enfrentó a Donald Trump, Joe Biden defendió que el conjunto de medidas a favor del medioambiente y contra el cambio climático “no destruirá empleos, sino que los creará”.

En definitiva, las primeras acciones del presidente estadounidense apuntan a querer abrazar los beneficios económicos y para la salud pública que pueden traer las energías renovables, una intención de modernizar la red eléctrica y aumentar el almacenamiento de energía, y la electrificación de sistema de transporte.

El plan se antoja ambicioso, pero sería desconocer cuáles son las tendencias de las tecnologías en las cuales se sustenta para catalogarlo como irreal. ■

Blue Power

The professional choice



victron energy
BLUE POWER

www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



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



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



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

¿Te gustaría generar y consumir tu propia energía sostenible?

Contacta con nosotros y obtén tu plan personalizado.



En Contigo Energía te facilitamos el acceso al autoconsumo sin invertir ni un euro, ahorrando desde el primer día. ¡Infórmate ya!



info@contigoenergia.com / 910 312 307
www.contigoenergia.com

 **contigo**
energía