



ENERGÍAS RENOVABLES

152
junio 2016

www.energias-renovables.com

@ERenovables

Especial
Fotovoltaica
No era un
impuesto,
era un
brindis



Chequeo al
autoconsumo
en 20 países



Microalgas
energéticamente
rentables



ENERGÍA CON CONCIENCIA

PARTE DE LA EXPERIENCIA BORNAY CONSISTE
EN CREAR UN MUNDO MÁS SOSTENIBLE.

NUESTROS PRODUCTOS AYUDAN A
CONSERVAR ESPACIOS NATURALES COMO EL
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



152

Número 152
Junio 2016

Se anuncian en este número

AMPERE ENERGY.....	33	INGETEAM.....	45
BORNAY.....	2	JAB.....	35
CIRCUTOR.....	37	KRANNICH SOLAR.....	39
DEWI.....	15	ROMO WIND.....	25
DNV GL.....	9	SANTOS MAQUINARIA	
EKOTECHNIK.....	49	ELÉCTRICA.....	19
ENERSIA.....	57	SARPEL.....	13
GESTERNOVA.....	64	TECHNO SUN.....	29
HOLTROP.....	63	VOLKSWAGEN VEHÍCULOS	
HYDRAREDOX.....	51	COMERCIALES.....	53

■ PANORAMA

La actualidad en breves 8

Opinión: **Javier G. Brea** (7) / **Sergio de Otto** (8) / **Ernesto Macías** (10) /

Eduardo Collado (12)

Sudeste Asiático versus UE: **así integran las renovables** 16

El poder de unos ciudadanos ante el reto del cambio climático:

Juan Castro Gil y Roger Cox hablan sobre el “caso Urgenda” 20

■ EÓLICA

Que 20 años no es nada... para un aerogenerador

(+ Entrevista con **José Javier Ripa**, Director de DEWI-UL para España y Latinoamérica) 22

El primer parque eólico en España en los últimos años 26

■ FOTOVOLTAICA

No era un impuesto, era un brindis 30

Chequeo al autoconsumo en 20 países 34

El interés por los sistemas de almacenamiento, en pleno auge 40

Primavera, soluciones de mantenimiento para plantas FV 42

La distribución... en clave JAB

(+ Entrevista con **Jordi Serrano**, Director del negocio de Distribución de Material de Energías Renovables del Grupo JAB) 46

Ekotechnik, la firma que produce agua caliente sanitaria con placas FV 50

■ BIOENERGÍA

Las microalgas son energéticamente rentables, pero de otra manera 54

■ AMÉRICA

Argentina, llegó la hora de la verdad: **licitación por 1 GW renovable** 58

■ AGENDA

62



¡Suscríbete!

Todas las opciones para poner *Energías Renovables* en tu vida

1. Suscripción anual a la revista en papel (10 números)

Cuesta 50 euros (75 para Europa y 100 para el resto de países) y comienza con el número del mes en curso. Se distribuye exclusivamente por suscripción y se envía por correo postal. Esta suscripción incluye también la posibilidad de descargar la revista en formato PDF y el acceso a todos los contenidos de la página web.

→ **Revista en papel + Revista en PDF + contenidos web: 50 euros**

2. Suscripción anual al PDF (10 números)

Cuesta 30 euros al año. Esta suscripción incluye la descarga de la revista en formato PDF y el acceso a todos los contenidos de la página web.

→ **Revista en PDF + contenidos web: 30 euros**

3. Suscripción anual a contenidos web

Cuesta 20 euros al año. Esta suscripción incluye el acceso a todos los contenidos de la página web.

→ **Contenidos web: 20 euros**

Si quieres suscribirte, hazlo a través de nuestra página web:

→ www.energias-renovables.com



DIRECTORES

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

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.
abarrero@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN
Fernando de Miguel
trazas@telefonica.net

COLABORADORES

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

CONSEJO ASESOR

Mar Asunción
Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa
Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Jorge Barredo
Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)

Luis Crespo
Secretario General de Protermosolar y presidente de Estela

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

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

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

Javier García Brea
Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega
Responsable del Área de Investigación e Incidencia y del Área de Cambio Climático y Energía de Greenpeace España

Antoni Martínez
Director de Tecnología en Energías Renovables de KIC InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca
Presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (Anpier)

Carlos Martínez Camarero
Departamento Medio Ambiente CCOO (Comisiones Obreras)

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

Enrique Soría
Director de Energías Renovables del Ciemat (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)

José Miguel Villarig
Presidente de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)

REDACCIÓN

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

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

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.

Las renovables se presentan a las elecciones

El 26 de junio volvemos a votar. Los ciudadanos decidiremos qué modelo de país queremos para los próximos años y qué políticos queremos que gestionen los grandes temas. Entre ellos, la energía. Aunque a juzgar por las veces que oímos esa palabra en la campaña de las pasadas elecciones de diciembre –muy pocas– sería mejor decir que entre esos temas “debería estar” la energía.

Porque el modelo energético de un país es un tema tan serio que no podemos dejarlo en manos de un oligopolio que cuenta con argumentos más que sobrados para convencer a los políticos de lo que hay que hacer “por el bien de los ciudadanos y de España”. Y esto es justamente lo que ha pasado hasta ahora. Da lo mismo que estuviera en el gobierno el PP o el PSOE. El resultado ha variado muy poco. Y los consejos de administración de esa media docena de empresas que marcan el camino siguen llenos de fichajes que antes tomaron asiento en consejos de ministros.

Hay que reconocer que en el último y efímero Congreso de los Diputados se han oído voces que denuncian lo mismo que denunciábamos nosotros y que claman por otra política energética. Por un nuevo modelo que diga adiós a los combustibles fósiles y a la nuclear y dé la bienvenida al ahorro, la eficiencia y las renovables.

Porque un modelo así se puede construir desde abajo, desde la ciudadanía, las administraciones locales y las pequeñas empresas. Porque esos ingredientes nos permitirán disponer de una energía más barata, reducir emisiones y crear empleo. Como reconoce la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) en el informe “Renewable Energy and Jobs—Annual Review 2016”, España ha desaparecido de los puestos de cabeza porque las renovables dan trabajo hoy a 76.000 personas, apenas la mitad del pico que se produjo en 2008. Irena cita el informe anual de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) de 2014. Y advierte de que los datos del último informe de EurObserv’ER son aún peores: solo 60.000 empleos.

Otro argumento que demuestra las cualidades de las energías limpias: de los 8,1 millones de personas que ya trabajan en el mundo en el sector de las renovables, el 35% son mujeres. Cuando en energías convencionales el porcentaje ronda el 20-25%.

El paro sigue siendo un quebradero de cabeza para los españoles. El paro y la absoluta precariedad de muchos de los puestos de trabajo que se crean estacionalmente en nuestro país. Y las renovables pueden ser un filón de empleo extraordinario. Si el Parlamento que salga de estas elecciones fuera capaz de aprobar una legislación que garantice el desarrollo del autoconsumo en lugar de frenarlo –y a esto se han comprometido todos los partidos excepto el PP– veríamos cómo en poco tiempo las renovables mostraban la mejor de sus caras.

Más renovables, más empleo, menos emisiones, más independencia energética, menos oligopolio y una energía más barata. A los ciudadanos sí nos salen las cuentas. Recuérdalo el 26 de junio porque las renovables también se presentan a las elecciones.

Por cierto, la semana anterior, del 15 al 17 de junio, nos vemos en Genera.

Hasta el mes que viene.

Luis Merino

Pepa Mosquera



Las energías renovables dan empleo a 8,1 millones de personas en el mundo

Actualmente, más de 8,1 millones de personas trabajan en el sector de las energías renovables a nivel mundial, lo que representa un aumento del 5% desde el año pasado, de acuerdo con el informe “Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2016”, publicado el 25 de mayo por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) en la 11ª reunión de su Consejo, celebrada en Abu Dhabi.

“El crecimiento continuo del empleo en el sector de las energías renovables es significativo pues contrasta con las tendencias en el sector energético en general”, ha comentado el Director General de IRENA, Adnan Z. Amin. “Este aumento es impulsado por la disminución de los costos de la tecnología de energía renovable y de marcos normativos favorables a este sector. Esperamos que esta tendencia continúe a medida que el negocio de las energías renovables se fortalece y los países avanzan para alcanzar los objetivos climáticos que acordaron en París”.

En 2015, el número total de puestos de trabajo en energías renovables aumentó a nivel global, al tiempo que el empleo en el sector de la energía en general decayó, indica el informe. En los Estados Unidos, por ejemplo, el empleo en las energías renovables aumentó un 6%, mientras que los puestos de trabajo en los sectores del petróleo y el gas disminuyeron un 18%. Del mismo modo, en China, la energía renovable empleó a 3,5 millones de personas, cuando el petróleo y el gas emplearon a 2,6 millones.

Al igual que en años anteriores, un motor clave para la generación de empleo en el sector han sido los marcos normativos favorables. Las licitaciones nacionales y estatales en India y Brasil, así como los créditos fiscales en Estados Unidos y las políticas favorables en Asia, han contribuido al aumento del empleo.

A LA CABEZA

Los países con mayor número de puestos de trabajo en energías renovables en 2015 fueron China, Brasil, Estados Unidos, India, Japón y Alemania.

El sector solar fotovoltaico sigue siendo el mayor empleador de energía renovable en todo el mundo, con 2,8 millones de puestos de trabajo en fabricación, instalación, funcionamiento y mantenimiento, lo cual indica un aumento en comparación con los 2,5 millones del último recuento.

Los biocombustibles líquidos fueron el segundo mayor empleador mundial, con 1,7 millones de puestos de trabajo, seguidos por la energía eólica, que creció un 5% hasta alcanzar 1,1 millón de puestos de trabajo a nivel mundial.

“A medida que la actual transición energética se acelera, el crecimiento del empleo en el sector de la energía renovable seguirá siendo fuerte”, se-

ñaló Amin. “La investigación de IRENA estima que duplicar la cuota de las energías renovables en la matriz energética mundial para 2030, lo suficiente para cumplir con los objetivos climáticos y de desarrollo mundial, generaría más de 24 millones de empleos en todo el mundo”.

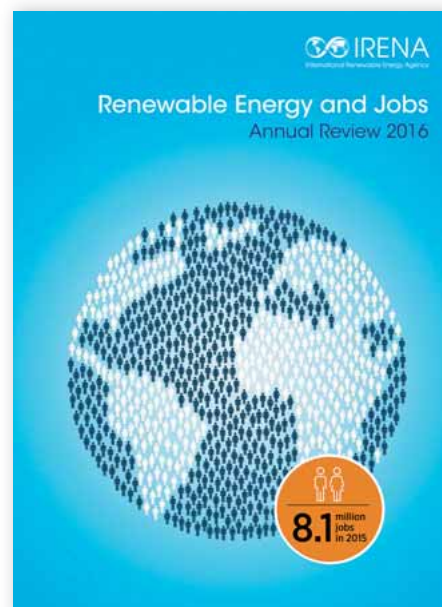
PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL INFORME

- La energía fotovoltaica es el mayor empleador del sector de energía renovable, con 2,8 millones de empleos en todo el mundo, lo cual representa un aumento del 11% en relación con el último recuento. El empleo creció en Japón y Estados Unidos, se estabilizó en China y disminuyó en la Unión Europea.

- Las elevadas tasas de instalación de energía eólica en China, Estados Unidos y Alemania condujeron a un aumento del 5% del empleo mundial, generando 1,1 millón de puestos de trabajo. Solamente en Estados Unidos, el empleo en el sector de energía eólica aumentó un 21%.

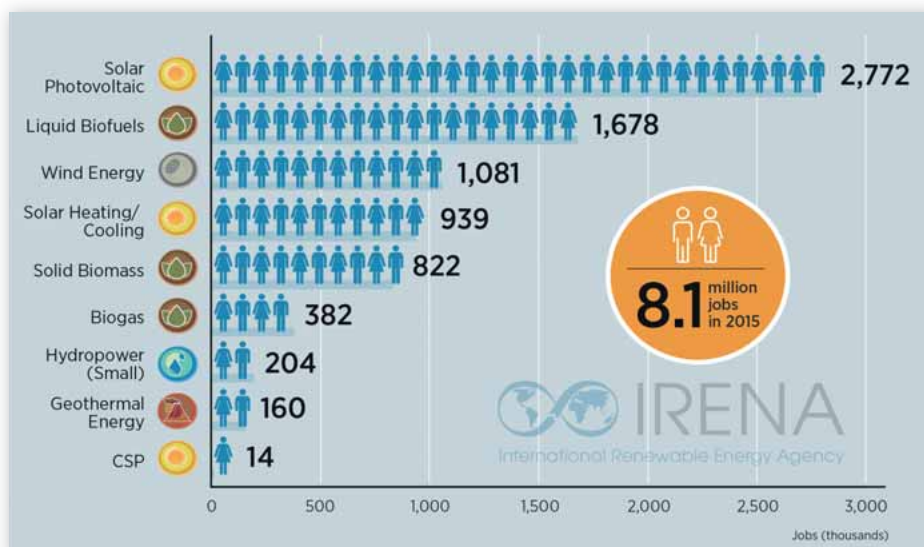
- Los puestos de trabajo en biocombustibles líquidos, calefacción y refrigeración solar, así como en grandes y pequeñas hidroeléctricas, disminuyeron debido a diversos factores, incluyendo una mayor mecanización, la desaceleración del mercado de la vivienda, la supresión de subsidios y el descenso en el número de nuevas instalaciones.

- Con más de un tercio de las adiciones en la capacidad de energías renovables a nivel mun-



dial, China generó 3,5 millones de puestos de trabajo en 2015.

- En la Unión Europea, el Reino Unido, Alemania y Dinamarca fueron los líderes mundiales del empleo en el sector de la energía eólica marina. En general, las cifras de empleo en la Unión Europea se redujeron por cuarto año consecutivo debido al débil crecimiento económico. Los puestos de trabajo disminuyeron un 3%, es decir a 1,17 millones en 2014, último año del que hay datos disponibles. Alemania sigue siendo el empleador más importante en el sector de energías renovables de la Unión Europea, con casi tantos puestos de trabajo como Francia, Reino Unido e Italia juntos.





P I N I Ó N

CON DENOMINACIÓN DE ORIGEN

- En los Estados Unidos, el empleo en el sector de energías renovables aumentó un 6% impulsado por el crecimiento en las energías eólica y solar. El empleo en la energía solar aumentó un 22%, es decir, 12 veces más rápido que la creación de empleo en la economía de Estados Unidos, superando las cifras en los sectores del petróleo y el gas. El empleo en la industria eólica creció también un 21%.

- Japón experimentó mejoras considerables en la energía solar fotovoltaica en los últimos años, resultando en un aumento del 28% del empleo en 2014.

- En India, los mercados de la energía solar y eólica han experimentado una actividad sustancial, ya que los ambiciosos objetivos en materia de energía renovable se han traducido en marcos normativos concretos.

- África también ha sido escenario de numerosos e interesantes avances para la creación de empleo, incluyendo el desarrollo de la energía solar y eólica en Egipto, Marruecos, Kenia y Sudáfrica.

UN 35% DE MUJERES

Las investigaciones realizadas por IRENA indican, además, que el sector de las renovables da empleo a bastantes más mujeres que el sector de las energías convencionales.

De las casi 90 empresas de más de 40 países que participaron en la elaboración del estudio, en representación de toda la cadena de valor del sector (incluidas fabricación, instalación, operación y mantenimiento, consultoría y política de fabricación), el 35% (media) de sus plantillas son mujeres. En Trina Solar y el Grupo REC, por ejemplo, las mujeres representan el 42% y el 35%, respectivamente, de la fuerza laboral. El porcentaje en el sector convencional se sitúa entre el 20-25%.

Otro dato significativo: en Estados Unidos, la industria solar, por ejemplo, ha visto como el porcentaje de mujeres trabajando en el sector pasaba del 19% al 24% en 2015.

El estudio también proporciona información sobre los trabajos que las mujeres desarrollan en el sector. De promedio, las mujeres representan el 46% de la plantilla administrativa, el 28% de la mano de obra técnica, y el 32% de los puestos de dirección. Este último ratio es especialmente significativo ya que solo un 25% de mujeres ocupan puestos directivos de alto nivel en las compañías incluidas en el *ranking* Fortune 500 de 2015.

De hecho, como un sector nuevo y en rápido crecimiento, las energías renovables pueden dar a las mujeres la oportunidad de tener una representación cada vez mayor en las labores de alta dirección, según se indica en el informe. Además, de acuerdo con IRENA, la entrada de más mujeres en el mercado de las energías renovables puede enriquecer el sector, al ampliar el grupo de habilidades. La agencia indica que continuará recopilando datos para conocer más a fondo la evolución de la participación de las mujeres en el sector.

■ Más información:

→ El informe completo (en inglés) está disponible en:
www.irena.org



Javier García Breva
→ www.tendenciasenenergia.es

La radiactividad mata mucho y por mucho tiempo

Cada marzo y abril vuelven los aniversarios de las catástrofes nucleares de Chernóbil y Fukushima. La información ha evolucionado desde un balance de daños y responsabilidades a una descripción emocional del paisaje donde es raro encontrar la conclusión más lógica, la que ha expresado el que fuera primer ministro de Japón en 2011, Naoto Kan: “Deberían cerrarse todas las centrales nucleares”.

Lo increíble es que el mundo sigue sin una normativa internacional de seguridad nuclear y la inmadurez de la tecnología nuclear es la misma de hace sesenta años. Porque fueron esas las causas de ambos desastres. En la URSS, el diseño sin edificio de contención y la inexistencia de organismo de seguridad nuclear llevó al ministro de energía a la decisión política de conectar el reactor de un día para otro. En Japón, como concluyó su comisión de investigación, fue la connivencia de la propietaria de la central (TEPCO), el regulador de la seguridad nuclear (ANR) y el propio gobierno nipón para ocultar las graves negligencias en la gestión de su parque nuclear.

Después de Fukushima se ha intentado incorporar nuevos estándares de seguridad, pero el incremento de costes ha llevado a gobiernos y reguladores a seguir subestimando el riesgo y anteponer los intereses económicos a la seguridad nuclear. Ninguna central nuclear debería operar sin cumplir los estándares post-Fukushima. Los atentados de Bruselas han vuelto a poner en evidencia la inseguridad de las centrales pero tampoco hay control sobre el tráfico de material radiactivo. El gobierno de Alemania ha pedido a Bélgica la desconexión de dos reactores por problemas de seguridad detectados en 2012.

La Comisión Europea ha calculado que mantener la cuota nuclear del 27% de la demanda eléctrica en la UE requerirá una inversión de 11.770.000 millones de euros, incluyendo el coste de nuevas centrales, alargamiento de vida útil, gestión de residuos y desmantelamiento. Los costes reales pueden estar por encima del billón de euros. El nuevo cementerio nuclear de Francia costará 30.000 millones. La futura nuclear de Hinkley Point en Reino Unido se ha contratado por 34.000 millones poniendo en riesgo de quiebra a EDF, la eléctrica pública francesa que ha tenido que rescatar al grupo nuclear Areva con 5.000 millones de pérdidas, ocasionadas por el reactor de Olkiluoto en Finlandia, cuyo coste se ha triplicado hasta 10.000 millones y ocho años de retraso.

El coste de la energía nuclear es un disparate. Endesa, propietaria al 50% de la central de Garoña, en un informe de 2014 concluyó la inviabilidad económica de su parque nuclear. Iberdrola, el otro 50%, ha llegado a la misma conclusión en 2016. Si no se cierra es porque están esperando cobrar el lucro cesante por la pésima gestión política de los últimos gobiernos y la dependencia del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) del poder político.

La seguridad nuclear no es rentable y su coste incalculable. En nuestra legislación ese coste se traslada a la sociedad y las futuras generaciones. Como en Chernóbil y Fukushima. En eso se basa la viabilidad de las nucleares, en socializar sus costes eximiendo a los propietarios de responsabilidad civil y tratando de influir en el CSN para ocultar cualquier riesgo o suceso.

Hay dos tendencias que indican el agotamiento de la energía nuclear en el mundo: mientras la inversión nuclear crece al 2%, la inversión en energía solar crece al 38% y la eólica al 10% y mientras los costes de la energía nuclear se multiplican con el tiempo, la reducción de costes de las renovables es veloz e imparable. No aprender la lección es simplemente esperar la próxima catástrofe. ¿Cabe mayor negligencia?



Sergio de Otto
Consultor en Energías
Renovables
→ sdeo.renovando@gmail.com

Las ciudades se mueven

Ya lo hacen grandes urbes europeas como Copenhague o Hamburgo con ambiciosos objetivos de reducción de emisiones, cero emisiones en 2025 en el caso de la capital danesa. Están en el camino Barcelona, Málaga o Vitoria que han puesto la sostenibilidad como eje fundamental de la política municipal. Mientras la política de la Administración Central ha dado en los últimos años significativos pasos atrás en materia energética –pero no solo–, algunos municipios asumen hoy que tienen un importante papel que jugar en

la construcción de un mundo más sostenible.

Más allá de sumarse a algunas iniciativas loables como el Pacto de los Alcaldes para el Clima y la Energía (lamentablemente en ocasiones se quedan en la foto) y de otras similares, es fundamental que todas las corporaciones locales asuman que van a ser el escenario del cambio de modelo energético como señala la Fundación Renovables en su documento Ciudades con Futuro. Este documento fue el punto de partida de una muy interesante jornada celebrada el pasado 26 de mayo y en la que quedó de manifiesto no solo que es posible, con la presentación de resultados de ciudades que ya avanzan en esa dirección, sino que son muchas las herramientas que están en su mano y que en buena medida no requieren grandes inversiones, inversiones que en cualquier caso suponen siempre un retorno inmediato no solo en términos económicos, que también, sino en calidad de vida para los que las habitamos.

La energía es el vector de esa ruta hacia la sostenibilidad, hacia la reducción de emisiones. En las ciudades se consume el 80% de la energía (aunque las emisiones se produzcan en muchos casos lejos) y esta a su vez es la primera causa del calentamiento global. La energía es el elemento fundamental de una revolución de la movilidad urbana, requisito inexorable para hacer de nuestras ciudades un entorno más amable y más solidario con el planeta. La peatonalización, la bicicleta (impresionante el ejemplo de Copenhague), el vehículo eléctrico y el transporte público (electrificado por supuesto, no con gas) son las herramientas complementarias a un rediseño urbanístico que debe recuperar el barrio como núcleo esencial de la vida urbana.

La energía, su despilfarro, la ineficiencia en su uso es el argumento para llevar a cabo como prioridad absoluta la rehabilitación energética de nuestro parque inmobiliario. Solo un 1% de las viviendas obtiene la calificación energética A y apenas un 11% la B. La rehabilitación debe ser una prioridad porque tendrá repercusiones positivas en todos los ámbitos: en ahorro de emisiones, en reducir la dependencia exterior, en bajar nuestra factura energética particular y, sobre todo, ayudará decisivamente junto con otras medidas (tarifa social) a combatir esa vergonzante lacra para nuestra sociedad que supone la pobreza energética.

La autosuficiencia energética es otro de los pilares en la construcción de esas nuevas ciudades que queremos. No podemos seguir siendo sumideros de consumo de una energía que se genera en otros rincones y que deja sus impactos o en el medio rural o en los puntos donde se concentran los grandes centros de producción. Las ciudades, sus edificios, sus infraestructuras tienen que ser más eficientes y acoger las instalaciones de generación, renovable por supuesto, que permitan un autoabastecimiento total como ya lo hacen pequeños municipios del norte de Europa.

Las ciudades están llamadas a ser el escenario del cambio de modelo energético, no tienen que esperar a que los gobiernos marquen el camino. Tienen suficientes competencias para ponerlo en marcha. Eso sí, es fundamental que cuenten con la complicidad de la ciudadanía y para ello deben incorporar a todos sus planes acciones en sensibilización y abrir generosos cauces de participación. No es una tarea fácil, pero este cambio disruptivo solo puede llevarse a cabo compartiendo las decisiones con quienes van a protagonizarlo.

Desde la Fundación Renovables hemos mantenido siempre que el cambio no es de tecnologías. El cambio es cultural, se trata de situar al ciudadano en el centro del sistema. Nos corresponde ahora exigir a nuestros municipios que faciliten el que ejerzamos ese papel.

Primer gran varapalo judicial a la reforma energética del Gobierno

El Ejecutivo Rajoy inauguró su reforma energética con un Real Decreto Ley –RDL 1/2012– que dinamitaba el modelo español de fomento de las energías renovables e inauguraba una nueva etapa, que se sostiene sobre la incertidumbre. El sector denunció en su momento ese volantazo regulatorio y, cuatro años después, el Tribunal Supremo acaba de darle la razón a los denunciantes, empresarios que invirtieron sus ahorros en montar instalaciones solares fotovoltaicas.

El despacho Evolutiza Abogados & Asesores Tributarios ha hecho público que el Tribunal Supremo ha condenado al Estado “a indemnizar a los inversores y promotores fotovoltaicos por los gastos y costes soportados en las promociones y proyectos fotovoltaicos que no pudieron llegar a beneficiarse de las primas e incentivos recogidos en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre”.

Ese real decreto establecía una retribución para la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, una retribución determinada que fue suspendida por el Ejecutivo Rajoy en enero de 2012 mediante el Real Decreto Ley 1/2012, que suspendía los procedimientos de pre-asignación de retribución “y los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos”.

El Tribunal Supremo –informa Evolutiza– condena además a la Administración al pago de las costas causadas en los procedimientos. Es decir, que el Estado no solo va a tener que indemnizar a los demandantes –empresarios que invirtieron en proyectos solares un cierto capital a la luz de un marco regulatorio concreto– sino que va a tener que pagar también los gastos del juicio.



Iberdrola, la eléctrica con más filiales en paraísos fiscales

Sesenta y nueve filiales de Iberdrola están domiciliadas en paraísos fiscales. La multinacional que preside José Ignacio Sánchez Galán es la tercera compañía del IBEX que más presencia tiene en territorios fiscalmente dudosos. Solo el Santander, de la familia Botín, y la constructora ACS, que preside Florentino Pérez, el presidente del club de fútbol más rico del mundo, tienen más filiales en esos paraísos.

Un super banco, una constructora y una eléctrica... Son la santísima trinidad de la economía española. Según el informe «Beneficios para quién. Los paraísos fiscales como principal amenaza para una fiscalidad justa», de la organización no gubernamental Intermón Oxfam, «en 2014, el número de filiales [de empresas del IBEX35] en paraísos fiscales creció un 10% hasta alcanzar un récord de 891 frente a las 810 del año anterior».

La empresa española que encabeza este escalafón es el banco Santander: «al cierre de 2014 –señala el informe– mantenía 235 filiales en diferentes paraísos fiscales (una de cada cuatro del total de las empresas del IBEX35)». ACS, la compañía que dirige el presidente del Real Madrid, Florentino Pérez, ocupa el segundo puesto, con 113 filiales, seis menos que el año anterior. Siguen, en tercer, cuarto y quinto lugar, Iberdrola, Abengoa y el BBVA, con 69, 67 y 52 filiales en paraísos fiscales, respectivamente.

Intermón Oxfam señala que los paraísos fiscales son «territorios que intencionadamente han adoptado un marco legal que cuenta con baja o nula tributación, ventajas fiscales para los no residentes (sin necesidad de justificar una actividad económica sustancial y real), falta de cooperación con otras administraciones tributarias, y opacidad (marcos legales que permiten la no identificación de las entidades registradas ni de sus titulares o propietarios de los activos)».

Esta definición ha sido elaborada por Oxfam y otras oenegés, como Tax Justice Net-

work o Eurodad. En el otro plato de la balanza, y según explica Carlos Cruzado, presidente del sindicato de técnicos de Hacienda (Gestha): «cada español tiene que pagar entre 800 y 1.000 euros al año en impuestos por el coste del fraude fiscal».

MANGA ANCHA

Pese a ello, el Gobierno de España no parece muy sensibilizado con este asunto. Según este informe, la definición de paraísos fiscales en España se rige por el Real Decreto 1080/1991, «que aportaba una lista inicial de los territorios considerados paraísos fiscales por la legislación española, basada principalmente en el principio de opacidad y el intercambio de información». En este listado constaban 48 territorios. Una modificación posterior, de 2003 [último Gobierno Aznar], determinaba que se dejaba de considerar como paraísos fiscales aquellos territorios que firmasen con España acuerdos de intercambio de información, y, por ello, la lista se ha ido reduciendo hasta quedarse en el momento actual en 33».

Entre las 15 jurisdicciones que salieron en 2003 de la lista de paraísos fiscales nos encontramos con Panamá, Andorra, Bahamas, Bermudas o Hong Kong. Hace dos años, el Ejecutivo Rajoy incluyó una exención en el régimen general de todos los dividendos y plusvalías que los grupos empresariales repatrien desde el extranjero. Y esta exención ha facilitado que se ponga en marcha un artificio legal que permite a las empresas españolas no tener que tributar por beneficios empresariales obtenidos fuera.

Según «Beneficios para quién. Los paraísos fiscales como principal amenaza para una fiscalidad justa», todas las empresas que cotizan en el IBEX35 tienen filiales en paraísos fiscales.

Entre las energéticas, Endesa, que fue vendida a la empresa pública italiana Enel, es la que menos tiene (solo dos filiales en paraísos fiscales), Gas Natural Fenosa tiene diecinueve (19), Acciona tiene 31 y Repsol, más de medio centenar (51). Iberdrola es, con diferencia, la que más filiales tiene en esos territorios remotos: 69. Gamesa, cuyo principal accionista es Iberdrola, tiene otras 15.

El informe Oxfam analiza las cuentas anuales y las memorias de sostenibilidad 2014 publicadas por las empresas del IBEX35.

Más información:

→ <http://intermonoxfam.hosting.augure.com>



SABEMOS DE ENERGÍA

Y CÓMO ASEGURAR EL MÁXIMO RENDIMIENTO

- 30 años de experiencia y 2,500 expertos
- Compraventa de activos
- Due diligence técnicas

www.dnvgl.com/energy

- Análisis de recurso eólico y solar
- Gestión y optimización operacional
- Inspecciones y mediciones

- Generación transmisión y distribución
- Mercado y política energética
- Gestión y eficiencia energética



Ernesto Macías
 Presidente de la Alliance
 for Rural Electrification
 y miembro del Comité
 Directivo de REN 21
 → ernesto.macias@wonder-
 nergies

Dos mundos que se encuentran: el círculo se cierra

En el año 2000 conocí Isofotón, un viejo amigo me mostró un video de electrificación rural en Bolivia y, literalmente, me enamoré del poder de la energía fotovoltaica. Dejé el acomodado sector en el que había estado trabajando más de 20 años y le pedí a mi amigo que me pusiera a trabajar sin imaginarme lo que iba a pasar poco tiempo después.

La historia es archiconocida.

El caso es que a mí nunca me gustaron las grandes plantas que tanta controversia siguen generando después del polémico 661 y las ilegalidades legalizadas (por el momento) por los sucesivos gobiernos. A mí me gustaba aprovechar el enorme poder de una pequeña instalación para mejorar, casi mágicamente, la vida de las personas.

Por eso, después de marcharme de la empresa que tanto me enseñó he seguido en el mundo de la electrificación rural, pero constantemente mirando con el rabillo del ojo lo que pasaba en España y cómo, poco a poco, el sector iba clamando por el autoconsumo como la lógica evolución de una tecnología que ya no tiene que pedir que le presten nada. Se ha convertido en esa solución fantástica que algunos siguen buscando a base de miles de millones sin darse cuenta de que ya está aquí. Y sin haber costado tanto, la verdad.

Los costes de la fotovoltaica han dado un enorme impulso a la aislada en los países pobres, que ha provocado una gran evolución en los sistemas de gestión, por lo que un solar home system ya se parece mucho a lo que aquí llamamos sistema de autoconsumo. Los primeros crecen de tamaño y los segundos se hacen mas eficientes. Y las tecnologías se acercan hasta casi ser iguales. Esos dos mundos se han ido acercando hasta casi encontrarse.

El concepto es muy parecido y la base es la misma: generar lo que consumes. Si hay o no una red de soporte, grande o pequeña, es algo que también tienen en común.

Y ahora un tema personal y un mensaje a muchos amigos. Hace unos días me he incorporado a una empresa alemana que, aún fabricando módulos desde hace más de veinte años, ha decidido que su futuro es el autoconsumo. Muy avanzado y sofisticado, pero autoconsumo al fin y al cabo. Los días que he pasado en la fábrica, aprendiendo de nuevos módulos, baterías y sistemas electrónicos, no he podido dejar de hablar de solar home systems, cosa que les llamaba la atención. Pero es que les casi el mismo concepto!

Y el mensaje a mis amigos es de esperanza. Conozco a muchos a los que, como a mí, la unión de la crisis financiera y el desastre de la fotovoltaica se lo ha puesto muy difícil durante estos años. Y más llegando a ciertas edades: ¡seguir peleando! Sigamos peleando. Y construyamos un nuevo mercado en el que haya espacio para todos.

Caída en picado de los costes de generación de la electricidad eólica offshore

Lo dice Siemens, que acaba de ganar un contrato formidable de suministro, instalación y puesta en marcha de 84 aerogeneradores marinos de 7 MW. El cliente es Beatrice Offshore Windfarm Ltd (BOWL), que también ha contratado a la compañía alemana para que instale el sistema de evacuación de la energía y las subestaciones que harán posible que la electricidad eólica llegue desde el mar hasta tierra firme.

El fabricante de aerogeneradores Siemens detalla en un comunicado los extremos del contrato: 84 máquinas de siete megavatios (modelo SWT-7.0-154); su nueva solución de acceso a red (Offshore Transformer Module), que será implementada aquí por vez primera; las subestaciones; y un servicio a largo plazo a toda la instalación. El cliente es Beatrice Offshore Windfarm Ltd (BOWL), un consorcio formado por SSE (40%), Copenhagen Infrastructure Partners (35%) y SDIC Power (25%). El parque Beatrice, que estará frente a la costa de Escocia, tendrá una potencia total de 588 MW y, según los cálculos de Siemens, generará electricidad suficiente como para satisfacer las necesidades de más de 400.000 hogares británicos.

El parque marino de Beatrice se erigirá a unos 14 kilómetros de la costa de Escocia. Los aerogeneradores que van a integrarlo serán instalados sobre unas enormes estructuras que serán fijadas al lecho marino, a una profundidad de entre los 35 y 56 metros. Siemens ya ha anunciado que fabricará la palas de los aerogeneradores en sus instalaciones de Hull (en el Reino Unido) y prevé comenzar a instalar máquinas mar adentro en el verano de 2018 y conectar la instalación al año siguiente (2019).

Además, la compañía alemana también ha firmado con BOWL un contrato de servicio y mantenimiento de las máquinas por un período de quince años. Según el comunicado que difundió ayer, el contrato también incluye la monitorización y diagnóstico remota de las turbinas: “el concepto logístico que ha ideado la compañía para esta instalación —explica Siemens— incluye asimismo el empleo de un helicóptero”.

Siemens estima que, en 2020, el coste de generación de la electricidad eólica marina estará por debajo de los diez céntimos de euro. La compañía explica que las nuevas subestaciones, más ligeras, van a ser fundamentales en esta reducción de costes. También ha desarrollado una solución de acceso a red que, asegura, va a permitirle reducir considerablemente los costes de generación.

Más información:

→ www.siemens.com



■ Murcia le gana al Ejecutivo Rajoy la batalla del autoconsumo en el Constitucional

El Tribunal Constitucional (TC) ha levantado la suspensión solicitada por el Estado sobre el artículo 20 bis de la Ley de Energías Renovables de la Región de Murcia. Con este levantamiento de suspensión —explica el Ejecutivo regional— se habilita a la Consejería de Desarrollo Económico, Turismo y Empleo a definir reglamentaria-mente las condiciones técnicas y administrativas que deben cumplir las instalaciones para ser consideradas “aisladas del sistema eléctrico” o de “intercambio de energía”.

El artículo 20 bis se refería a que en la Región de Murcia se consideran instalaciones aisladas, y por tanto exentas del pago de peajes al sistema eléctrico nacional, aquellas instalaciones eléctricas que, a pesar de no estar aisladas físicamente, utilicen medios técnicos que produzcan un efecto equivalente (inyección cero). Asimismo, este artículo habilita a que las pequeñas instalaciones generadoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, como es la energía solar, previstas para el consumo instantáneo o diferido en las modalidades de autoconsumo, puedan considerarse como instalaciones de intercambio de energía, de forma que la cesión de energía no lleve aparejada contraprestación económica alguna al sistema nacional.

El consejero de Desarrollo Económico, Turismo y Empleo de la Región de Murcia, Juan Hernández, ha señalado que se trata de “una buena noticia para la Región porque abre aquí nuevas y buenas perspectivas de negocio para el sector de las energías renovables”. De hecho —explican desde el Gobierno de Murcia—, “la propia abogacía del Estado reconoce que el levantamiento de la suspensión podría suponer el desplazamiento a la Región de una inversión anual por valor de 82 millones de euros, como efecto derivado de la situación normativa dispar creada respecto al resto del territorio nacional”. Según el Ejecutivo regional, el autoconsumo es “un sector que tiene grandes posibilidades de desarrollo en la Región de Murcia”.



■ Centrales reversibles de bombeo para multiplicar por 7 el almacenamiento de energía

La generación de electricidad mediante la transferencia de agua entre embalses a distintas alturas se posiciona como uno de los medios más rentables y flexibles de almacenar grandes cantidades de energía. Los resultados preliminares del proyecto europeo eStorage han mostrado la posibilidad de almacenar nada menos que 2.291 GWh de energía mediante este sistema. Esto supone multiplicar por más de siete la capacidad de este tipo de centrales en Europa.

Estas centrales son idóneas para dar respuesta a los cambios frecuentes entre la escasez y los excedentes de electricidad, ya que absorben los excedentes según se producen. Es más, los sistemas modernos son capaces de poner en marcha las bombas o las turbinas desde cero en tan solo treinta segundos.

El proyecto eStorage ha utilizado un modelo de SIG (Sistema de Información Geográfica) para localizar ubicaciones posibles para centrales eléctricas reversibles. El modelo recurrió a una selección de alto nivel no específica de regiones o países y únicamente consideró parejas de masas de agua, dada la ventaja en cuanto a costes que supone comunicarlas en lugar de construir presas nuevas.

Expertos de los distintos países estudiaron estas ubicaciones con mayor detalle en función de criterios nacionales y regionales concretos y elaboraron una lista de ubicaciones posibles clasificadas por potencial de almacenamiento teórico y alcanzable.

Los emplazamientos identificados están repartidos por la Europa de los quince más Noruega y Suiza. Tan solo en el sur de Noruega se descubrió el 54% de la capacidad posible, con 1.242 GWh; en los Alpes el 13% (303 GWh), repartido entre Austria, Italia, Francia y Suiza; 9 GWh en la zona alemana; y en los Pirineos (entre Francia y España) se halló un 5% de la capacidad potencial, con 118 GWh, según informa el portal europeo de divulgación científica Cordis.

AUMENTAR LA INTEGRACIÓN DE RENOVABLES

Estas centrales eléctricas reversibles resultan idóneas para el almacenamiento de energía generada con fuentes renovables. La integración de las

renovables en la red eléctrica es complicada por su naturaleza intermitente y por las dificultades que supone almacenar los excedentes para aprovecharlos durante los picos de demanda. Y aunque las centrales reversibles convencionales permiten lograr una flexibilidad mayor y más rentable a la hora de equilibrar la carga de la red, tienen limitaciones al ser únicamente capaces de regular la potencia en modo generación.

El proyecto eStorage estudia, precisamente, la viabilidad técnica y económica de actuar una central eléctrica reversible de velocidad fija con tecnología de velocidad variable, lo cual dotaría de flexibilidad también al modo de bombeo. Su objetivo es generar tecnologías que actualicen el 75% de las instalaciones hidroeléctricas de almacenamiento dotándolas de velocidad variable. Se calcula que es posible aumentar en 10 GWh la capacidad de regulación mediante mejoras sin consecuencias medioambientales.

El método de eStorage evita, además, los costes asociados a la construcción de nuevas instalaciones de este tipo así como los entre ocho y diez años de desarrollo y construcción necesarios.

El proyecto concluirá el año que viene y hasta entonces estudiará sistemas suplementarios, como por ejemplo la mejora de la infraestructura informática para lograr una gestión flexible en tiempo real a escala internacional. Además establecerá un modelo de negocio viable para su implantación paneuropea y que tenga en cuenta las lagunas y obstáculos comerciales y normativos que se interponen a las tecnologías energéticas flexibles.

■ Más información:

→ www.estorage-project.eu





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

La geotérmica en Islandia y su analogía con la fotovoltaica en España

Islandia –una isla y una serie de islas e islotes más pequeños– tiene una población de 331.000 habitantes y una superficie de 103.000 km². La ciudad más importante y capital es Reykjavík. Islandia tiene una gran actividad volcánica y geológica, y esta circunstancia hace que gracias a ello, obtengan una gran parte de la energía eléctrica. El país cuenta con una gran meseta, desiertos montañas y glaciares, pero tienen un clima templado (que no les correspondería debido a su latitud) como consecuencia de la corriente del Golfo.

Un ejemplo claro de cómo algunos países aprovechan sus recursos naturales y su posición geográfica privilegiada, para generar energía de una forma más ecológica y limpia, logrando además satisfacer la demanda local. Islandia se convirtió en todo un ejemplo de cambio en la producción energética, ya que hace relativamente pocos años, el 85% de la energía era producida a base de carbón y de petróleo. En cambio hoy, el 85% procede del hidrógeno y del agua volcánica subterránea, que después de pasar por turbinas, logra generar energía y abastecer la mitad de las necesidades de electricidad del país, a un precio equivalente a dos tercios de la media europea.

El principal motivo por el que se considera a Islandia como un ejemplo es que la mayoría de su generación eléctrica proviene de fuentes limpias, el consumo de la población es reducido y, además, el gobierno islandés planea, en un plazo de 30 años, convertirse en el primer país en abandonar definitivamente el uso de combustibles fósiles. Con esta perspectiva, las emisiones de gases de efecto invernadero serían solo de un 45% sobre el nivel actual. Además de suministrar energía a su propio territorio, Islandia también tiene en cartera suministrar a otros países de Europa mediante un cable submarino de 1.900 km que comunicaría con Escocia.

Debido a la ubicación geológica de Islandia (con más de una grieta en las placas continentales), la alta concentración de volcanes en la zona es a menudo una ventaja en la generación de energía geotérmica, la calefacción y la producción de electricidad. Durante el invierno, las aceras cerca de estas áreas (tales como Reykjavik y Akureyri) se calientan. Esto hace que el calor salga a la superficie.

Existen cinco grandes plantas de energía geotérmica, que producen aproximadamente el 26,2% (2010) de la electricidad del país. Además, la geotérmica cumple con el aprovisionamiento de calefacción y agua caliente de aproximadamente el 87% de todos los edificios en Islandia. Aparte de la geotérmica, el 73,8% de la electricidad del país es generada por la energía hidráulica, y el 0,1% a partir de combustibles fósiles.

¿Podemos tener esto en España? Es evidente que no ya que los recursos geotérmicos existentes en España, no son tan potentes como en Islandia. En todo caso, posibilidades, aunque muy inferiores, existen.

Pero al igual que hablábamos de que Islandia es un ejemplo claro de cómo algunos países, aprovechan sus recursos naturales y su posición geográfica privilegiada, para generar energía de una forma más ecológica y limpia, no debemos olvidar que en España sí tenemos esos recursos naturales y una posición geográfica privilegiada cuando hablamos de energía eólica y fotovoltaica. Sobre todo esta última con las posibilidades que da el futuro del autoconsumo. Y al igual que Islandia está sacando rentabilidad de sus recursos geotérmicos, España puede hacer lo propio, si no fuera tan restrictiva con la regulación que impide su desarrollo.

17 ciudades españolas logran reducir hasta un 20% el tráfico privado

El proyecto europeo BUMP (Boosting Urban mobility Plans), en el que han participado la fundación Circe y 17 municipios españoles, ha finalizado con importantes resultados en materia de movilidad urbana sostenible. Entre los principales resultados conseguidos gracias a esta iniciativa, que se ha prolongado durante tres años, destacan una reducción anual de emisiones de CO₂ de entre un 20 y un 25% y del tráfico privado de entre un 10% y un 20%.

Otro de los logros del proyecto ha sido el desarrollo en España de cinco nuevos planes de movilidad urbana sostenible (PMUS), que se ampliarán a dos más en 2017.

Entre las medidas recogidas por los nuevos programas se encuentran la potenciación de los Planes de Movilidad al Trabajo y de los caminos escolares, aplicación de soluciones para la movilidad vertical, la promoción de la bicicleta o la restricción del vehículo privado en ciertas zonas, entre otros. El proyecto ha tratado de involucrar a los vecinos en todo el proceso mediante acciones específicas de participación ciudadana.

Todos estos trabajos han sido posibles gracias a la combinación, bajo una misma iniciativa, de administraciones públicas junto con centros especializados en movilidad sostenible. El asesoramiento técnico ha estado a cargo de Circe, que además de realizar estos trabajos en España, ha coordinado los trabajos que se han llevado a cabo en el resto de países participantes.

Además de la aplicación de los PMUS, otro de los objetivos del proyecto consistía en divulgar, formar y promover conocimientos técnicos en materia de movilidad sostenible entre técnicos municipales. En total, más de 30 técnicos han completado un detallado programa formativo específico en movilidad sostenible y se han organizado tres visitas piloto a las ciudades de Huelva, Ciudad Real y Rivas Vaciamadrid, donde se mostraban buenas prácticas en gestión de una movilidad más eficiente y respetuosa con el medioambiente.

BUMP apoya a las autoridades locales de municipios con una población comprendida desde los 40.000 hasta los 350.000 habitantes de 9 países europeos (España, Alemania, Italia, Reino Unido, República Checa, Polonia, Bulgaria, Rumanía y Hungría) en el desarrollo de sus Planes de Movilidad Urbana Sostenible. Además de la ciudades españolas citadas, participan en el proyecto Alcalá de Henares, Barbastro, Calatayud, Ceuta, Ciudad Real, Huelva, Huesca, Jaca, Mérida, Palencia, Sabadell, Sabinánigo, Soria y Utebo.

■ **Más información:**
 → www.bump-mobility.eu/es/home.aspx

■ Ampere Energy, finalista de los premios Intersolar–ees Award

El sistema inteligente de almacenamiento de energía desarrollado por la empresa española Ampere Energy ha sido seleccionado como finalista de los prestigiosos Intersolar–ees Award. Los ganadores se anunciarán el 22 de junio, en Munich (Alemania) durante la celebración de la feria solar más importante del mundo.

Intersolar, referente mundial de todas las empresas relacionadas con el mundo de la energía solar, y de todas las renovables en general, ha seleccionado a Ampere Energy, como una de las empresas finalistas de los premios ees Award, que se otorgan por tercer año consecutivo en la ees Europe, la feria de baterías y sistemas acumuladores de energía más grande de Europa, y que se celebra conjuntamente con Intersolar Europe. La cita de 2016 tendrá lugar en Munich del 22 al 24 de junio. La decisión final de los jueces y la entrega de premios será precisamente el día 22.

La empresa Ampere Energy ha sido seleccionada por su sistema inteligente de gestión de energía. Sus equipos domésticos cuentan con este sistema innovador que permite adaptar la producción fotovoltaica y compra inteligente (arbitraje) a los hábitos de consumo de cada

usuario. El equipo, entre otras funciones, consulta los precios de la energía, ofrece previsiones meteorológicas e histórico de consumo. Todo para prever la demanda de cada usuario y maximizar la eficiencia de la instalación.

Además, el usuario puede acceder a toda la información derivada de su consumo eléctrico a través de su smartphone con una APP (AMPi), que proporciona datos sobre la energía que se genera, consume, almacena y la que se utilizará durante el resto del día.

Ampere Energy favorece un consumo energético más sostenible y responsable mediante el uso de energías limpias, ya que acumula la energía solar producida por la instalación fotovoltaica de cada usuario y, además, los equipos pueden realizar compra inteligente de la red para obtener un ahorro de hasta un 60% en el coste derivado del consumo eléctrico durante los días



en los que no hay producción solar. Con la combinación perfecta de los equipos Ampere Energy y la producción fotovoltaica, se calcula que en todo un año el consumo de energía renovable puede superar el 90%.

De las 33 empresas y organizaciones seleccionadas como finalistas en las tres categorías en las que se han dividido los premios Intersolar y ees Award 2016 solo hay dos españolas: Ampere Energy y Green Power Technologies.

■ Más información:

→ www.ampere-energy.com

nuestra **energía** es la satisfacción de nuestro clientes

instalaciones eléctricas y proyectos llave en mano
especialistas en energía **renovable**:

- parques eólicos
- plantas fotovoltaicas
- centrales hidroeléctricas
- mantenimiento

nuestras principales **actividades**:

- energías renovables
- plantas termoeléctricas
- plantas industriales
- construcciones y montaje de subestaciones

presencia y actividad en: España - Brasil - Chile - Uruguay

tel. (+34) 981 145 157 - info@sarpel.com - www.sarpel.com

sarpel

■ Un 12% de electricidad termosolar para 2050

La energía solar termoeléctrica podría suministrar el 6% de la demanda de electricidad global para 2030 y alcanzar el 12% en 2050, si se dan las condiciones adecuadas, según pone de manifiesto el informe “Energía Solar Termoeléctrica, Perspectiva Mundial 2016”, elaborado por Greenpeace Internacional, SolarPaces y Estela (Asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica).

En los últimos diez años, la solar termoeléctrica se ha expandido rápidamente. Sin embargo, a finales de 2015, sólo había 4,9 GW de proyectos de generación de electricidad a partir de esta tecnología en funcionamiento. Los proyectos en construcción en el momento del informe (presentado en febrero pasado en Marruecos en ocasión de la inauguración de la planta solar termoeléctrica Noor 1) añadirán al menos otros 300 MW en los próximos dos años, según indica el portal Helionoticias, de Protermosolar. Estos proyectos se encuentran principalmente en África del Sur, India, Oriente Medio y Marruecos.

El potencial de la energía solar termoeléctrica para satisfacer la demanda mundial de electricidad es mucho mayor. El análisis de Greenpeace, SolarPaces y Estela muestra varios escenarios de desarrollo, y el basado en los supuestos de desarrollo avanzado indica claramente que la solar termoeléctrica podría abastecer hasta el 12% de las necesidades energéticas del mundo en 2050.

Incluso bajo los supuestos del escenario moderado para el futuro desarrollo del mercado, la capacidad de la termosolar en todo el mundo ascendería aproximadamente a 20 GW en 2020 y 800 GW en 2050, con el despliegue de 61 GW/año. Esto representaría alrededor del 5% de la demanda mundial en 2050.

PRINCIPALES BENEFICIOS

Greenpeace, que ha utilizado escenarios moderados y avanzados basados en políticas realistas para apoyar el desarrollo de esta tecnología, indica que bajo el escenario moderado, los países con el mayor número de recursos solares podrían, juntos:

- Generar más de 16.000 millones de euros de inversión en 2020, alcanzando un máximo de 1.162.000 mil millones € en 2050.
- Crear más de 70.000 puestos de trabajo en 2020, y alrededor de 938.000 puestos de trabajo en 2050.
- Ahorrar 32 millones de toneladas de CO₂ al año en 2020 y aumentar la reducción en 1,2 millones de toneladas para 2050.

Para poner las cifras de reducción de emisiones en perspectiva, el informe indica que sólo China emitió 10,5 millones de toneladas de CO₂ en 2013, mientras que las emisiones de Alemania ascendieron a 767 millones de toneladas. Otro estudio estima que las emisiones de CO₂ procedentes de la utilización de combustibles fósiles eran de 32,2 millones de toneladas en 2013, un 56,1% por encima del nivel de emisión en 1990 y un 2,3% por encima de 2012. En otras palabras, al ritmo actual de emisiones no se podrá limitar el aumento de la temperatura global a 2°C.

Sólo una mayor proporción de consumo de energía renovable hará que este objetivo sea

alcanzable, subraya Greenpeace. De acuerdo con esta organización, un programa fuerte de implementación de energía solar termoeléctrica garantiza un volumen de mercado de alrededor del 30 GW al año y podría no solo evitar la necesidad de nuevas plantas de energía de combustible fósil, sino sustituir las existentes. De este modo, las tecnologías solar termoeléctrica contribuirá en gran medida a la reducción de las emisiones globales de CO₂.

VOLUMEN DE MERCADO

Los costos de energía solar termoeléctrica ya han disminuido y es posible seguir reduciéndolos, según subrayan los autores del informe. El factor principal que afecta el costo es el volumen del mercado. En este sentido, Greenpeace indicia que, al igual que con cualquier otra tecnología energética, un programa de implementación sólido basado en una decisión política permitiría ir abaratando los costos progresivamente.

Tal decisión política conduce a un clima favorable para las inversiones en condiciones preferentes de financiación y/o impuestos e incentivos de inversión. Esto también crearía las condiciones para llevar progresivamente al mercado soluciones innovadoras que, a su vez, reducirían aún más los costos y aumentarían las oportunidades de negocio más allá del sector de la electricidad en los países que decidan poner en marcha este tipo de programas.

Según el informe, las medidas necesarias para que la electricidad solar térmica siga progresando y ocupe un lugar importante en la matriz energética mundial, son:

- Instaurar incentivos económicos y objetivos nacionales: precio de venta garantizado para la electricidad, *feed-in-tariffs* (acuerdos en pagos de energía renovables), cartera de renovables, programas de préstamos preferenciales aplicados a tecnologías limpias, esquemas de precio a las emisiones de carbono (ya sea través de un sistema de comercio de derechos de emisión o impuestos sobre el carbono).
- Ayudar a que la termosolar se pueda mover de los mejores lugares de producción a áreas de alta demanda. Para ello hacen falta nuevas instalaciones de transferencia de electricidad, mecanismos de mercado entre las naciones y los continentes a través de la infraestructura adecuada y acuerdos políticos y económicos.
- Apoyo estable a largo plazo a la investigación y el desarrollo para explotar plenamente el potencial de nuevas mejoras tecnológicas y la reducción de costes.



■ **Más información:**

→ <http://www.estelasolar.org>

DEWI , SU CONSULTORA PARA ENERGÍA EOLICA Y SOLAR

**Recurso Energético, Ensayos,
Due Diligence, Gestión de Activos,
Inspecciones, Extensión de Vida ...**



Acceda al paquete de servicios que necesita



Desarrollo
Proyectos



Compra-Venta
Activos



Monitorización
Ejecución



Extensión de
Vida



Pre-
Financiación



Inspecciones



Seguimiento
Producción



Formación

Contacte a nuestros expertos:

ANS.DSMail@ul.com / dewi.de

a UL company



Sudeste Asiático versus UE: así integran las renovables

Una región en auge económico, la ASEAN10, y una Unión Europea (UE28) con muchos retos. Hemos comparado las políticas de integración de renovables de unos y otros. Los dos lo hacen, sí, pero por motivos distintos. Y hemos prestado especial atención a Tailandia, que pretende alcanzar 3.000 MW solares y 1.800 MW eólicos de aquí a 2021.

Rosa Tarragó*

La Asociación de las Naciones del Sudeste Asiático, la ASEAN10, está constituida por diez estados: Tailandia, Malasia, Filipinas, Singapur, Vietnam, Indonesia, Myanmar, Laos, Camboya y Brunei. Se estima que su ritmo de crecimiento económico continuará en un 6,2% del Producto Interior Bruto (PIB) anual hasta el 2020. Mientras, la Unión Europea de los 28 (UE28) prevé un PIB del 1,8% en el mismo período. Para sustentar el crecimiento, ambas regiones quieren aumentar la generación con energías renovables: ASEAN10, para cubrir el aumento esperado en la demanda energética. La UE28, a fin de incrementar la competitividad reduciendo los costes de generación eléctrica por medio de unas tecnologías de coste marginal cercano a cero.

Por ello, la integración de las renovables a las redes preocupa en ambas regiones. La UE28, con un área de 4.422.773 km² y una



población de 508 millones, dispone de mayor densidad de redes que la ASEAN, una región de similar extensión, con 4.435.000 km² y 615 millones de habitantes. Sin embargo, las redes en Europa son obsoletas y exigen una modernización, especialmente a nivel de baja y media tensión. La ASEAN10 también tiene como objetivo mejorar sus redes. Pero a diferencia de la UE, se concentra en las de alta tensión. En parte debido a que dentro del "ASEAN Power Grid", Tailandia es responsable del grupo de trabajo para transmisión e interconexión. Mientras que Singapur es responsable de los sistemas de distribución.

Aún a nivel de interconexión, recientes estudios realizados en Tailandia sobre una mayor integración de renovables ofrecen resultados atractivos para el país: el gobierno estima ahorrar 12.100 millones de dólares hasta el año 2020. Estudios similares realizados para la EU28 cifran el ahorro para los consumidores finales europeos entre 12.000 y 40.000 millones de euros.

Algunos datos comparativos

	UE28	ASEAN
Superficie km ²	4.422.773	4.435.000
Población	508 millones	615 millones
-	41 operadores de redes	11 redes cruzan fronteras (+10 más en el futuro)
-	307.503 km de líneas	
Consumo eléctrico	3.308 TWh	821 TWh
Capacidad generación	1.004 GW	
-	142 GW eólicos	45,7 GW total renovables (2013)
-	90 GW fotovoltaicos	21 GW solar y eólica (2013)

Plan de Desarrollo de Energías Renovables en Tailandia (2015-2036-2040)

	As of 2015	Target in 2036	Target in 2040
1. Solar Cell	1.298,51 MW	6.000 MW	8 GW
2. Wind Energy	224,47 MW	3.002 MW	5 GW
3. Biomass	2.451,82 MW	5.570 MW	11 GW
4. Biogas (Wastewater/sludge)	311,50 MW	600 MW	
5. Biogas (Energy crops)	Pending	680 MW	
6. Waste (Municipal solid waste)	65,72 MW	500 MW	
7. Waste (Industrial waste)	Pending	50 MW	
8. Small Hydro Power	142,01 MW	376 MW	
9. Hydro Power	Pending	2.906,40 MW	4 GW
Total in MW	4.494,03 MW	19.684,40 MW	

Fuente: Renewable Energy Industries Club, Federation of Thai Industries FTI

Parque eólico de Koh Lam, cercano a Pattaya (Tailandia).

Adicionalmente, Tailandia coopera a nivel bilateral con Myanmar y Camboya para desarrollar programas de energías renovables. Mediante la interconexión de ambas zonas, Tailandia estima poder cumplir los objetivos de renovables de forma más fácil (mayoritariamente ofreciendo contratos de compra de energía para plantas eólicas e hidráulicas).

■ *Tailandia: elevada demanda energética*

Dentro de ASEAN, Tailandia tiene la segunda demanda más alta en energía primaria y se estima que el consumo eléctrico va a tener el mayor aumento con un 75% en los próximos dos decenios. Para cubrir ese aumento, el Plan Decenal de Acción para Renovables (AEPD) tailandés establece que un 25% de la energía consumida debe provenir de fuentes renovable hasta el 2021. Actualmente sólo se genera con renovables un 8%. A diferencia de ASEAN, Tailandia no incluye la energía hidroeléctrica en la definición de renovables lo que hace que sus planes sean aún más ambiciosos.

Otro reto para Tailandia es la necesidad de aumentar la autosuficiencia energética debido a la creciente dependencia de gas del exterior. La importación de recursos fósiles va a aumentar de un 42% (2013) a un 78% (2040). Especialmente las de gas natural, que casi se duplican. Con el fin de controlarlas, varios escenarios han sido considerados por el Centro Asiático de Investigación (APERC). En el escenario con mayor penetración de energías renovables, el AEPD considera que en el 2040 la biomasa contribuirá con un 13% (11 GW) al *mix* de generación, seguido de la fotovoltaica con un 9% (8 GW), la eólica con un 6% (5 GW) y la hidroeléctrica con 5% (4 GW). En noviembre del 2015, la capacidad operativa en biomasa era de 2,5 GW, en fotovoltaica de 1,3 GW, en eólica de sólo 224 MW y en minihidráulica de 142 MW.

Tailandia es uno de los pocos países del mundo donde el Plan Energético Nacional (2015) prevé un aumento de plantas térmicas (en 7,5 GW). Ello es debido en parte a la política proteccionista del país y al difícil momento que pasan las minas de carbón en Tailandia: por ejemplo, Banpu registró una pérdida neta de 42,7 millones de dólares en el primer trimestre de este año, frente a una ganancia neta de 82,7 millones el año anterior. Y esta industria dispone de un lobby nacional más fuerte que las renovables. La falta de financiación ajena para plantas térmicas y la poca madurez tecnológica de las plantas de captura y almacenamiento del carbono (CCS) van a obligar a Tailandia a rectificar su Plan Energético Nacional y sustituir los 7,5 GW térmicos por renovables o más importación.

Un factor también impulsor de las renovables en Tailandia es el Protocolo de Kioto. En la Conferencia de las Partes en París (COP21) de diciembre de 2015, Tailandia se comprometió a reducir un 20% las emisiones de CO₂ hasta el 2030 (en un escenario sin cambios en la situación económica del país). Tailandia tiene un *rating* estable de BBB+ (S&P a 31 de marzo de 2016) y, por tanto, una solvencia similar a España, México, Perú o Polonia. Sin embargo, hasta ahora ha atraído menos inversión en renovables que estos otros países a pesar de tener una tarifa alta. Otro motivo de la falta de inversión ha sido la crisis financiera del 2009: escasez de préstamos y, por tanto, pobre conocimiento



tecnológico. Además, se han aplicado límites de inversión hasta un máximo de 50 MW para inversores financieros extranjeros. Se espera, pues, que a corto plazo la cuota para renovables aumente y se abra la regulación a inversiones del exterior.

■ *¿Son las renovables caras?*

En Tailandia existe la convicción de que la energía solar y eólica suponen un cargo financiero para la sociedad, con el riesgo de crear inestabilidad político-económica en un Estado que no puede financiar la implementación de renovables con cargo a presupuestos públicos. Países como Alemania, que financian las renovables con cargo al consumidor, tienen una factura eléctrica de 29,3 céntimos de euro/kWh (2015) para el hogar. En comparación, la factura por consumo mayor a 400 kWh por mes es de sólo unos 9,8 c€/kWh en Tailandia.

Poco se divulga en Tailandia que sólo el 6,4% (2014) de la factura eléctrica alemana se utiliza para financiar las renovables. La mayoría de costes se refieren a tasas de red, impuestos como el IVA y costes de concesión. Ello es posible dado que la curva de demanda de electricidad es aún muy inelástica y los hogares cambian con menor frecuencia la compañía eléctrica que el suministrador de telefonía. Lo mismo ocurriría en Tailandia, donde el mercado eléctrico tiene un grado de liberalización menor que el alemán.

A fin de evitar la carga al consumidor, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) introdujo una “tasa de línea de vida” en el 2011. Se definió considerando que la electricidad debe ser un bien de uso universal y así paliar la pobreza. En base a esta tasa, ciertos hogares obtienen electricidad de forma gratuita. Dado que esta financiación no es sostenida por el gobierno, se han retrasado mucho los permisos de entrada en operación de plantas renovables, aun teniendo contratos de compra-venta firmados.

A nivel industrial, el Ministerio de Energía ha dado prioridad a plantas de autoconsumo en instalaciones agrícolas que suelen estar localizadas en zonas dispersas con costoso acceso a la red. El precio del contrato se ha establecido considerando una tasa mínima de retorno de la inversión (ROI) de un 12%. Este ROI pretendía incentivar la financiación a través de bancos locales para que estos obtuvieran conocimientos en renovables.

Hasta ahora los incentivos se han financiado por medio de una reasignación de los subsidios de combustibles fósiles a las renovables, que son gestionados por el fondo tailandés de municipios y/o el Ministerio de Energía. Los subsidios a combustibles fósiles se están reduciendo y, hoy por hoy, no puede



moderado. Desde el 15 de diciembre de 2015, la remuneración se basa en una tarifa fija junto con una prima.

Estas tarifas solares son altamente atractivas, sobre todo considerando que el recurso solar del país alcanza hasta 1.400 kWh/kWp según la zona.

Adicionalmente, la directiva tailandesa de inversiones (Board of Investment) ofrece unos incentivos fiscales en el marco de la *Investment Policy for Sustainable Development Campaign for Renewable Energy Projects* que pueden ser atractivos para inversores. Algunos consisten en ocho años de excedencia fiscal en la tasa corporativa sobre beneficios netos y una reducción del 50% en la tasa los siguientes cinco

financiarse una masiva implementación de renovables. Ni por el Estado tailandés ni tampoco por las familias cuyo PIB por cápita es de sólo 5.977 dólares.

Por ello y a pesar de los elevados recursos naturales disponibles (especialmente en solar, con una irradiación de hasta 1.400 kWp/kWh), en los 10 años de vigencia de la tarifa sólo se han realizado pequeños proyectos con capacidad acumulada de 1,5 GW. Situación que tendrá que cambiar si el objetivo de alcanzar el 25% de energías renovables en el año 2021 pretende cumplirse. Es decir, si el país quiere operar 3 GW en solar y 1,8 GW en eólica en cinco años.

La solución que se está implementando en Tailandia para promocionar renovables es la misma que la de la EU28: un sistema de licitaciones para proyectos a gran escala al mismo tiempo que se está discutiendo una mejor gestión de la energía distribuida, control de la demanda en hogares, mayor integración de las bolsas eléctricas con la del Mekong y consideración de sistemas de almacenamiento de energía, entre otros. Todas estas medidas fueron discutidas a petición de representantes del gobierno tailandés a comienzos de marzo con homólogos europeos. Por el momento, las licitaciones se planean para todas las tecnologías renovables, a excepción de la solar.

■ Sistema tarifario

En 2006, Tailandia introdujo el programa “Adder” (adición). El Adder consistía en añadir una prima fija al coste de generación de electricidad (de 9,7 c€/kWh). Pero a finales del 2015 los megavatios conectados a la Electricity Generation Authority of Thailand (EGAT), la compañía eléctrica estatal dominante, eran sólo 387,9 MWp en fotovoltaica (1,3 GW considerando PEA, MEA y autoconsumo). Con 216 MW instalados, la eólica juega un papel poco trascendental en el *mix* energético, y no está previsto que cambie. Teniendo en cuenta que la meta original para la fotovoltaica era instalar 2.800 MWp, el éxito del Adder fue

años y/o ocho años de excepción impositiva en los dividendos a distribuir e incluso un 25% de subvención para los costes de inversión. Empresas locales han podido realizar así sus proyectos.

A fin de alcanzar los objetivos ambiciosos del APERC (25%), el gobierno ha anunciado introducir licitaciones (de momento sin

Tarifas para Pequeños Productores según FTI (15 diciembre 2015) y Puesta en Marcha antes del 31 de diciembre del 2017

Tamaño (MW)	Tarifa			Periodo (años) ¹
	Precio Base	Prima	Total ²	
Biomasa				
≤ 1 MW	7,83 c€/kWh	5,53 c€/kWh	13,36 c€/kWh	
> 1-3 MW	6,53 c€/kWh	5,53 c€/kWh	12,06 c€/kWh	
≥ 3 MW	5,98 c€/kWh	4,63 c€/kWh	10,61 c€/kWh	
Biogás	6,98 c€/kWh	6,38 c€/kWh	13,36 c€/kWh	20
Mini-hidráulica				
≤ 200kW	12,26 c€/kWh	-	12,26 c€/kWh	
Eólica	15,16 c€/kWh		15,16 c€/kWh	20

Notas: 1. La duración se extendió de 7 a 20 años para proyectos de biomasa, biogás y mini-hidráulica y de 10 a 20 años para la eólica en el 2015. 2. Proyectos localizados en Yala, Pattani, Narathiwat y cuatro subdistritos en Songkla (Jana, Tephra, Sabayoi y Natawee) obtienen una prima adicional de 1,25 c€/kWh

Tarifas para proyectos fotovoltaicos. Periodo: 25 años (dfdl abogados, 2016)

Tarifa	Tejado residencial ≤ 10 kWp	Tejado comercial 10-250 ≤ kWp	Tejado comercial 250-1,000 kWp	Programa Agro-Solar ³ ≤ 5 MWp	Gran escala ≤ 90 MWp
C€/ kWh	17.14	16.01	15.04	14.10	14.10
Cuota	300 MWp	800 MWp	800 MWp	-	-

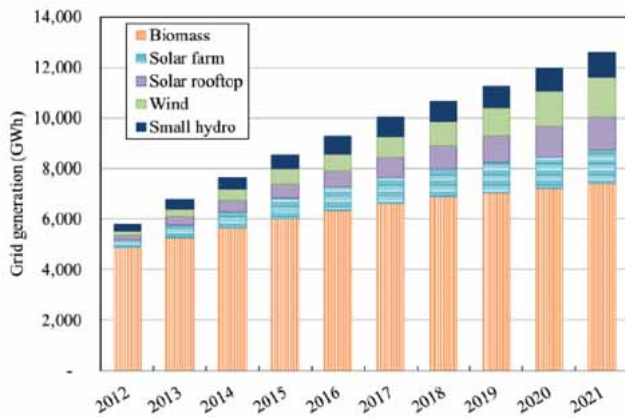
Notas: 3. La tarifa se aplica para producción inferior a una capacidad de planta del 16%. En caso de ser superior, la electricidad generada se remunera al precio de venta promedio de EGAT de los 12 últimos meses más una prima de liquidez para cubrir costes imprevistos (por ejemplo, aumento inesperado de los precios de gas). Esta prima se actualiza cada cuatro meses.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO PARA EL SECTOR EOLICO

GENERADORES, MULTIPLICADORAS, TRANSFORMADORES, MOTOREDUCTORES...



Penetración de la electricidad renovable en la red 2012-2021: AEDP case



incluir la fotovoltaica). En biomasa y biogás ya se han convocado licitaciones en el pasado en tres provincias del sur. Si la licitación va a ser de estructura estática (como las de DEWA en Dubai, en la que se identifica un proyecto y se indica la tecnología a ofertar) o de estructura dinámica (como en la actual licitación en Chile o México donde se requiere de producción energética) aún no está definido. A menos que instituciones financieras internacionales (ADB, Banco Mundial...) proporcionen el apoyo financiero necesario para la licitación estática, es de esperar una estructura dinámica para los próximos meses.

Conclusión

Tailandia tiene una "nice-story", una bonita historia: incentivos altos, remuneración a largo plazo, crecimiento económico, credibilidad por la estabilidad de su bono, recursos solares atractivos. "Get the grid right" (lograr la red adecuada) es el lema que sigue el gobierno en la ampliación de redes. Tailandia está comprometida con Kioto, con serias intenciones de hacer realidad energéticamente un auge económico sostenible, lo que se ha traducido en elevadas cuotas para las renovables. Si estas se cumplen, en cinco años el 20,3% de la energía consumida será generada por fuentes renovables.

Desde Tailandia se observa a Europa con ambición: se quiere mejorar la política energética de la UE. Para ello el ASEAN tendrá que seguir un camino similar al que actualmente se está implementando en el continente viejo (aplicaciones smart, aumento de la liquidez en el mercado spot, mejoras en la predicción del balance de carga, almacenamiento energético, integración de sistemas de redes). Todo ello solo será posible si Tailandia permite la entrada de capitales internacionales. Hasta ahora las renovables se han reservado para capitales nacionales por medio de una regulación que favorece las cooperativas público-privadas. Proyectos con poco contenido nacional se han demorado. El crecimiento energético va a facilitar una liberalización y ofrecer oportunidades de inversión en uno de los países asiáticos más ricos en naturaleza. En él, compañías eléctricas europeas como Engie están bien establecidas. La alemana Sowitec entró en el mercado hace ahora un año.

*Rosa Tarragó es directora financiera en Sowitec, un grupo alemán promotor de renovables. Dada su experiencia como analista de inversiones colabora con diferentes organismos internacionales.

TALLER HOMOLOGADO-SERVICIO OFICIAL Y ASISTENCIA TÉCNICA



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



El poder de unos ciudadanos ante el reto del cambio climático

Juan Castro Gil y Roger Cox hablan sobre el “caso Urgenda”

La Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (Anpier), en colaboración con Greenpeace, ha iniciado un proyecto inspirado en Urgenda; una pequeña asociación ciudadana que hace un año logró algo, *a priori*, inimaginable: que un tribunal holandés obligue al gobierno de los Países Bajos a asumir mayores cuotas de reducción de gases de efecto invernadero. Pese a ser todo un referente mundial, en España, este histórico logro de Urgenda y de Roger Cox, el abogado que lo consiguió, es apenas conocido. Otro abogado de igual talla, Juan Castro Gil, defiende en nuestro país otro gran pleito justo: que los productores fotovoltaicos recuperen lo que el gobierno español les prometió y luego quitó. Esta es la conversación que Roger Cox y Juan Castro Gil han mantenido en exclusiva para *Energías Renovables*.

ER

■ **Juan Castro-Gil.** ¿Qué gusto da hablar con Roger Cox! Siempre he pensado que los abogados que más admiro no son los que más dinero ganan sino aquellos que se atreven con pleitos justos en los que nadie lo intenta. ¿Crees que eres de ese tipo de abogado?

■ **Roger Cox.** En el mundo jurídico, yo creo que no es tan raro echarle horas a un proceso sin cobrarlas, o incluso llevar un asunto completamente gratis. De hecho, los abogados tendemos a escribir artículos y otras publicaciones sin cobrar, pero dando a conocer nuestras ideas, opiniones y análisis de la evolución de la sociedad y del mundo jurídico. Por otro lado, creo que lo que necesitamos todos los abogados es buscar el equilibrio entre lo que hacemos y los ingresos que recibimos para tener un negocio sostenible, siendo capaces de seguir desarrollando aquel trabajo no remunerado relevante.

■ **JC.** Quizás sea porque no todo el mundo piensa como yo, que Roger Cox y Urgenda, la asociación que defiendes, es prácticamente desconocida en España, pese a que realmente su historia es un referente mundial. Permíteme que lo explique. Urgenda es una pequeña asociación ciudadana que un día decidió, apoyándose en el IPCC de la ONU, demandar al Estado holandés para obligarle a asumir compromisos de reducción de CO₂ superiores a los que tenía comprometidos por Directivas comunitarias. En base a conceptos tan importantes pero tan poco utilizados por la ortodoxia jurídica como el principio de precaución o la obligatoriedad de defender a sus ciudadanos contra los impactos medioambientales, conseguisteis que los Tribunales dictasen una Sentencia que obligaba a vuestro gobierno a tomar medidas inmediatas y más ambiciosas que las inicialmente previstas para mitigar el cambio climático. ¿Cómo fue ese día en que conoces la sentencia?

■ **RC.** Como fue el primer fallo de un tribunal en el mundo, sabíamos que era un momento histórico y por tanto, estábamos

muy contentos de que el tribunal aceptase nuestra línea de razonamiento en un caso tan importante sobre cambio climático. Relamente, éramos optimistas con nuestras posibilidades desde el principio, porque teniendo en cuenta los graves peligros que nuestras inadecuadas políticas actuales sobre el clima tendrán en la sociedad en la segunda parte de este siglo, era evidente que muchos de los derechos civiles básicos se están infringiendo, tales como el derecho a la vida, la salud y la propiedad. Especialmente la gente más joven y las próximas generaciones serán los más afectados. Y eso plantea la cuestión de si dicha infracción masiva futura de los derechos de la gente, por la falta de voluntad de actuar hoy, puede justificarse legalmente. Pensamos que la respuesta sería no, y nos alegramos de ver que el tribunal estaba de acuerdo.

■ **JC.** En España, en todas estas batallas, el enemigo más poderoso nunca es el gobierno, sino las compañías de generación fósil que influyen claramente las políticas energéticas del país. ¿Cómo llevasteis vosotros esa presión?

■ **RC.** Nuestro caso realmente fue solo contra nuestro gobierno y no contra las empresas de generación fósil. Pensamos que en este momento la mejor estrategia legal y con mayor impacto sería la de buscar una acción preventiva de nuestro gobierno, ya que tiene la obligación de controlar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Realmente, no tuvimos presión de la industria, ya que no eran parte en el procedimiento.

■ **JC.** Holanda siempre ha tenido fama de especial sensibilidad medioambiental. ¿Cómo está viviendo la gente el caso Urgenda?

■ **RC.** En términos generales creo que la mayoría de la gente está de acuerdo con que se debería hacer más en la lucha contra el cambio climático y por tanto, da la bienvenida a esta decisión judicial. Por otro lado, los partidos más de derechas y sus seguidores son críticos acerca de la decisión y piensan que el cambio cli-

mático se debe dejar a la política y a los políticos y que un tribunal no debe intervenir.

■ **JC.** El gobierno holandés ha recurrido la sentencia. Al margen del resultado, yo creo que el viaje hasta aquí ya ha merecido la pena, pero ¿qué crees que dirá la Corte Suprema? ¿Será valiente?

■ **RC.** El Estado tiene la obligación de cumplir con el veredicto a pesar de la apelación y es por eso que el Parlamento ha instado al Estado a comenzar a negociar con el sector de la energía para eliminar el carbón lo más rápido posible. Tendremos que ver cómo se pronuncia el tribunal de apelación, pero creemos que tenemos argumentos muy sólidos, aunque me temo que desde el Estado no piensan lo mismo. Tendremos que esperar y ver, pero se mire por donde se mire, lo más importante es que hemos dado a los tribunales la oportunidad de participar en lo que está generalmente considerado como el mayor desafío de nuestro tiempo. Nosotros lo único que podemos hacer todo lo posible para presentar el caso de la manera más favorable posible a la Corte, el resto está fuera de nuestro alcance.

■ **JC.** En otros lugares se han vivido actuaciones semejantes a la holandesa, en Pakistán, en Bélgica, en Oregón, en Massachusetts, en Filipinas... ¿tienes contacto con algunos de esos procesos?

■ **RC.** Es una buena señal que gran cantidad de procesos judiciales semejantes se estén llevando a cabo en este momento. Estamos en contacto con las personas que están involucradas en estos casos y nos ayudamos mutuamente en lo que podemos. Por supuesto, haremos lo mismo con nuevas iniciativas que puedan surgir en otros países.

■ **JC.** Sé que conoces que en España, la asociación de pequeños productores fotovoltaicos (Anpier), en colaboración con Greenpeace, ha iniciado un proyecto inspirado en Urgenda. ¿Qué os parece el planteamiento?

■ **RC.** Ha sido muy bueno descubrir que una iniciativa legal ya está en marcha en vuestro país y que Anpier está encabezando ese esfuerzo. España es sin duda un país con mucho en juego si el calentamiento global supera el límite de dos grados, sobre todo en relación con las sequías, escasez de agua, el calor extremo, incendios forestales... y así sucesivamente. Afectará negativamente a una gran cantidad de sectores económicos en España y por supuesto, a la gente en general, por lo que es importante tratar de evitar que eso se convierta en una realidad. Nosotros vamos a apoyarlo siempre que podamos. Gran parte del trabajo que hemos estado haciendo probablemente puede ser trasladado al caso español puesto que España es un estado miembro de la UE al



Roger Cox y Juan Castro-Gil.

igual que los Países Bajos y buena parte de nuestro razonamiento jurídico se puede aplicar en vuestro país también.

■ **JC.** Me gustaría concluir esta conversación recomendando tu fabuloso libro, *Revolución justificada*, explicando el caso Urgenda. Me gustó mucho la importancia que le das a “la actuación de los hombres prudentes”, como si quisieras llegar a través de ella a los cerebros de “el juez prudente” y de “el político prudente”. Esto realmente es muy sugerente.

■ **RC.** Al escribir el libro tuve muy presente que quería llegar a dos personas, un ciudadano al azar y un juez al azar. Tenía que escribir sobre cambio climático, el status quo político y las herramientas legales que existen, de manera que ambos entendiesen por qué es tan importante actuar ahora y por qué no hay más opciones que apoyar un proceso judicial como este.

■ **JC.** ¿Te veremos en España ayudando en la lucha contra el lado oscuro?

■ **RC.** Es muy importante que casos como este se inicien en muchos más países y sin duda trataremos de ayudar en la batalla legal española. Pero, por supuesto, lo más importante es que organizaciones y ciudadanos españoles estén dispuestos a unir sus manos y luchar juntos para salvar a España de la destrucción futura a través del cambio climático. Nunca ha sido más urgente de lo que es hoy y la batalla legal que preveo debe de crear una justificada revolución verde como de la que hablo a en mi libro.

■ **Más información:**

- www.anpier.org
- www.urgenda.nl/en
- www.revolutionjustified.org



Extensión de la vida útil de los parques eólicos

Que 20 años no es nada... para un aerogenerador

La reforma energética ha estrechado los márgenes de la eólica y los propietarios de parques necesitan sacarle más partido a sus aerogeneradores para lograr que sus inversiones vuelvan a la rentabilidad. Una de las posibilidades es alargar la vida útil de las máquinas. El proveedor de servicios para la eólica DEWI (UL International GmbH) ha analizado todos los aspectos que conviene tener en cuenta si se opta por esa vía. Aquí van algunas recomendaciones.

Luis Merino

Si vamos a hablar del alargamiento de la vida útil de un aerogenerador no estaría mal empezar por el principio: ¿cuánto vive un aerogenerador? “Lo que quiera el fabricante”, apunta enseguida José Javier Ripa, director de DEWI-UL para España y Latinoamérica. “La vida útil es uno de los *inputs* con los que se diseña un aerogenerador. Normalmente se habla de 20 años, pero se pueden diseñar para que vivan 30 o más sin problemas. Es básicamente un tema de dimensionamiento de componentes frente a cargas extremas y de fatiga. Y por tanto de costes”.

Una vez diseñados para una determinada vida útil, los aerogeneradores se certifican de forma mayoritaria según normativa, IEC-61400-1, GL, u otras. La certificación comprende la revisión del diseño, el proceso productivo y la comprobación contra un modelo real (ensayos en prototipos). El objetivo es refrendar que el modelo de máquina está diseñado para soportar 20 años, o los que sean, en operación bajo una envolvente característica de viento, que se cataloga en clases dependiendo de la velocidad media y extrema del viento; y subclases dependiendo de la intensidad de turbulencia (IT). Este parámetro IT tiene especial influencia ya que provoca ciclos de carga dinámica (fatiga) que generan daño acumulado en componentes y que, por tanto, reduce su vida remanente. La IT efectiva es una suma de la IT ambiental (principalmente dependiente de la orografía), y de la IT del parque (provoca-

da por las estelas de aerogeneradores vecinos). Si el viento real en el emplazamiento sobrepasa los límites de la clase y/o subclase para velocidad y turbulencia, la máquina estará operando por debajo de los márgenes de seguridad.

Además de estos parámetros de primer orden, se encuentran otros que también tienen un impacto importante en el consumo de vida como pueden ser la desorientación de la máquina, componente vertical del viento, cortadura, etc. Las estrategias de operación del parque deben minimizar el impacto de todos esos parámetros externos para preservar la vida de los componentes si el objetivo es extender la vida del activo.

Y aquí cabría hacerse otra pregunta: ¿cuánta vida le resta a un aerogenerador determinado? “Tanto las estrategias de operación (por ejemplo, la aplicación de paradas por sectores), como la calidad del mantenimiento correctivo y preventivo, como la incidencia de transitorios fuera de la operación normal (por ejemplo, número de paradas de emergencia) e incluso la disponibilidad, tienen un impacto crucial en la vida remanente de las máquinas —explica José Javier Ripa—. Si se pretende predecir con un cierto grado de fiabilidad la vida remanente, es necesario analizar todos esos factores en conjunto”.

Dependiendo, por tanto, de la vida real que haya soportado la máquina, se llegará a su vida de diseño en unas determinadas condiciones de consumo de vida y su correspondiente merma en el margen de seguridad antes del colapso de sus compo-

nentes. En ese punto quedan tres alternativas posibles: desmontar la instalación, repotenciar el parque o alargar la vida útil de los aerogeneradores.

Optar por el alargamiento de la vida útil podría redundar en una disminución del LCOE (coste de energía). Pero sin una regulación al respecto, esa posibilidad podría generar, o ya está generando, otro tipo de problemas. Por ejemplo, los planes de negocio (y plazos de amortización) de algunas instalaciones se han actualizado de forma contable con periodos de vida superiores a los 20 años en base a informes técnicos del fabricante (OEM) o de consultores independientes no validados por las administraciones. Por otro lado el desmontaje masivo de los parques de más de 20 años podría llevar a un escenario de pérdida rápida de producción eólica, con un impacto sobre el precio del mercado eléctrico y sobre las posibilidades de que España pueda cumplir sus compromisos en materia energética para 2020.

■ Estrategias de alargamiento de vida

El alargamiento de la vida útil (LTE, *Life Time Extension* por sus siglas en inglés) de parques eólicos puede basarse en diferentes estrategias, que de menor a mayor asegurarían una extensión en el tiempo de operación de los parques eólicos:

- LTE pasivo: el parque eólico sigue operando sin modificaciones sustanciales en las máquinas o condiciones de operación, básicamente se realizan sustituciones

Parque de Wilhelmshaven (Alemania) donde DEWI realiza ensayos y estudios de caracterización de vida remanente de los aerogeneradores.

estándar de componentes y mantenimientos preventivos.

- LTE operacional: se introducen cambios en las estrategias de operación de parque. Las más habituales son:

- Reducción de número de horas equivalentes, buscando normalmente producir en momentos de mayor retribución según *pool*.

- Estrategias de paradas por sectores de dirección, velocidad de viento o franja horaria con el objetivo de limitar la exposición a vientos más turbulentos que son los que más vida consumen.

- Reducción de potencia nominal, sería una estrategia menos frecuente, sencillo de implantar (solo para máquinas con control de pitch) pero menos eficiente.

- LTE estructural: sería la versión más ambiciosa e incluiría cambios (que no sustitución) y/o reforzamiento de componentes críticos además de modificaciones en control de máquina y parque, etc. Existen ya en el mercado paquetes específicos de extensión de vida como el que ofrece Gamesa para su flota de G47.

Cualquier cambio en las condiciones de explotación del activo supondrá una modificación de las líneas de tendencia de consumo de vida hasta el momento y por tanto la vida remanente variará respecto a la que quedaría con una estrategia pasiva.

■ Requisitos exigibles en términos de seguridad

Llegados a este punto, cabe plantearse qué requisitos son exigibles a los explotadores de parques eólicos como paso previo a la concesión de licencias para la extensión del plazo de explotación, en adición a la cobertura de los seguros de responsabilidad civil.

Hay pocas referencias en el mundo al respecto. Una de ellas es la normativa alemana BWE Grundsätze-BPW, según la cual el explotador puede elegir entre un modelo analítico (estimación analítica de vida remanente) o un modelo práctico (inspecciones). En Alemania, la práctica totalidad de explotadores se acoge al modelo de inspecciones que a la postre se perfila como una especie de 'TTV', valga el ejemplo, para parques eólicos.

“Desde DEWI creemos que el modelo basado únicamente en inspecciones periódicas es insuficiente porque no permite establecer conclusiones más allá de las asociadas a la observación en el momento de la



inspección; esto no permite prospectar y diseñar la explotación del parque eólico más allá de la vida de diseño. Esa visibilidad es crítica para que pueda ordenarse y gestionarse el recurso energético de cualquier comunidad con competencias en materia energética”, señala Ripa.

Parece lógico pensar que, como paso previo a la concesión de licencias de continuación de la operación del parque, se genere documentación que permita certificar la operación segura en el alargamiento de vida, así como informes periódicos de inspección de máquina que atestigüen la ausencia de deterioro en las condiciones de operación.

- El certificado debería ser emitido por una Entidad de Certificación (CB, por Certification Body) ya que se modifican las condiciones originales contra las que se certificó el aerogenerador. Las Entidades de Certificación tienen que estar acreditadas bajo ISO/IEC 17065:2013.

Hay ya algunas normas para la extensión de vida en el mercado:

- DNVGL-ST-0262: Lifetime extension of wind turbines, emitida en marzo de 2016.

- UL 4143 LTE Standard for Wind Turbines Life Time Extension. En proceso de revisión por un Standards Technical Panel conformado por casi 40 expertos de países como España, Alemania, UK, Francia, USA, Japón, Dinamarca, China, India, etc.

Según esta última normativa UL 4143 LTE:

- El certificado confirmaría que el parque evaluado puede extender su vida útil en un número acotado de años (X) en unas condiciones determinadas de operación y viento que se detallarán en la documentación del certificado. El explotador deberá por tanto definir de antemano cuantos años pretende seguir explotando el parque, y en qué condiciones.

- El certificado se nutre de un informe independiente de Estimación de Vida Remanente emitido por una entidad indepen-

diente aceptada por el CB. En dicho informe se establecerá la vida remanente de cada activo en base a:

- Condiciones de viento
- Histórico de operación y mantenimiento

- Cálculo analítico de cargas

- Se establecen frecuencias de inspecciones a máquina dependiendo de la vida remanente de cada componente. La normativa BWE Grundsätze-BPW recoge inspecciones que deberán efectuarse por un organismo independiente acreditado bajo ISO/IEC 17020.

Además de los requisitos en términos de seguridad habría una serie de condicionantes en la explotación (medioambiental, administrativa, acústica, calidad de energía, etc) que requerirán una evaluación particularizada para cada proyecto en caso de que su impacto fuera relevante para la concesión de la licencia.

Hay ya en el mercado productos que encajan con las pautas detalladas y que son utilizados por los explotadores para refinanciaciones, negociados con aseguradoras, compra-venta de activos, etc. Por tanto, este proceso de certificación de la extensión de vida no supondría un sobre coste significativo. Según el director de DEWI-UL para España y Latinoamérica, “el coste del proceso de estimación de vida remanente, certificación e inspecciones periódicas será un porcentaje muy bajo respecto a los ingresos derivados de una explotación continuada de los activos eólicos más allá de su vida de diseño. En cualquier caso, el modelo propuesto asegura consistencia, trazabilidad, y visibilidad a largo plazo; además, aporta valor añadido al propietario con información de primer orden para optimizar la gestión de sus activos eólicos”.

■ Más información:

→ www.dewi.de

→ www.ul.com

E José Javier Ripa

Director de DEWI-UL para España y Latinoamérica



“La viabilidad del alargamiento de la vida útil depende de que se establezcan regulaciones claras”

■ **La coyuntura actual de retribución a las renovables ha propiciado que los propietarios de parques quieren exprimir al máximo las máquinas. ¿Es siempre posible?**

■ Sí, siempre es posible intentar mejorar las tasas de retorno, en mayor o menor medida dependiendo de la eficiencia de la instalación. Es necesario explorar las posibilidades mediante la optimización de la operación y el mantenimiento (O&M). Y trabajando con otros conceptos como la vida útil de las máquinas.

■ **En los últimos años se habla tanto de la repotenciación de parques como del alargamiento de la vida útil de los aerogeneradores. Pero son opciones opuestas. ¿Qué habría que tener en cuenta antes de tomar esta decisión?**

■ Ambas opciones son igualmente válidas y antes de decidirse es importante hacer un estudio financiero. El alargamiento de vida puede incrementar la tasa de retorno de forma muy significativa, pero por otro lado hay emplazamientos muy interesantes ocupados por máquinas obsoletas en los que se podría obtener unos rendimientos excepcionales con la repotenciación a pesar de la situación retributiva actual en España.

■ **Las tareas de O&M actuales ¿son las adecuadas para garantizar que las máquinas alcanzarán su vida útil en buenas condiciones?**

■ La tecnología evoluciona y hoy se tienen mejores herramientas. Tanto para diseñar los parques, optimizar los aerogeneradores o realizar la O&M. Todo ello redundará en un menor LCOE. El gran reto para los próximos años está ligado con el tratamiento inteligente de la ingente cantidad de datos

(Big Data) que se generan en la operación de parques eólicos y que si no se trabajan correctamente pueden llevar a conclusiones erróneas o a invertir una cantidad de tiempo irrazonable. En cualquier caso está claro que la calidad del mantenimiento tiene un impacto clave en la vida remanente de los activos eólicos.

■ **¿Se están llevando a cabo estrategias de alargamiento de la vida útil de parques de forma significativa o solo puntual?**

■ Si, se está empezando a trabajar en el alargamiento de vida. Éste puede tomar una forma totalmente pasiva (alargar la vida sin hacer ningún cambio), basarse en estrategias de operación que reduzcan cargas o, incluso, invirtiendo en productos o refuerzos que aseguren mayor durabilidad. Los fabricantes de máquinas y de componentes, y algunas ingenierías están trabajando en diferentes soluciones más o menos complejas. La viabilidad de esas líneas depende de que se establezcan regulaciones claras que permitan a los propietarios decidirse a invertir en esas soluciones.

■ **¿No estaremos poniendo más difícil la extensión de vida útil de un parque eólico que la de una central nuclear?**

■ No conozco en detalle la regulación para las nucleares; en lo que respecta a la eólica, a día de hoy no hay prácticamente ninguna ordenación. Cuando se diseñan instalaciones energéticas, se hacen siempre contra Análisis Probabilísticos de Seguridad; en el caso de la eólica se establece una probabilidad de ocurrencia de colapso de $5 \cdot 10^{-4}$ (nivel de fiabilidad 3.3) que corresponde a un nivel de

riesgo bajo/medio en términos de daños y un coste medio/alto de medidas de seguridad (estructural) y en general la probabilidad de fallo para diseño de centrales nucleares es inferior a $1 \cdot 10^{-6}$. El problema es que estas teorías son deterministas e incapaces de modelizar correctamente modos de falla inesperados como el factor humano (ataques terroristas) o natural (terremotos, inundaciones, tsunamis, etc) como se ha demostrado con accidentes como el de Fukushima. La afición en caso de catástrofe nuclear es muchos órdenes de magnitud mayor que cualquier accidente en un aerogenerador. Aun así, no se debería escatimar en esfuerzos para evitar accidentes en la eólica.

■ **¿Vienen años de mucha carga de trabajo para DEWI y otras empresas que acometan la extensión de la vida útil de aerogeneradores?**

■ Las estrategias de alargamiento de vida modifican las condiciones bajo las que el aerogenerador se certificó y, por tanto, pueden hacer perder la validez de ese certificado al traspasarse barreras en los márgenes de seguridad. El alargamiento de vida redunda en beneficios para todos, desde los propietarios hasta el usuario final que paga la tarifa eléctrica y tanto las administraciones, como las aseguradoras, entidades de financiación, propietarios, etc, están interesados en que se evolucione en este conocimiento para permitir alargar la vida de los activos eólicos con seguridad. UL-DEWI está trabajando activamente en este campo desde hace años, incluso desarrollando normativa UL específica que, esperemos, sea una referencia en el sector. Estamos preparados para el reto. ■

Ansoáin, un referente global

La conexión histórica que existe entre Navarra y la energía eólica tiene en DEWI-UL un argumento más. Y es de peso. DEWI fue fundado hace 26 años como Instituto Alemán de Energía Eólica (por sus siglas en alemán: Deutsches Windenergie Institut), dependiente del Estado alemán de Baja Sajonia. La primera oficina en abrirse fuera de Alemania fue la de España, hace 15 años. Decidieron implantarla en Navarra y, a día de hoy, sigue siendo la única ubicación de DEWI en nuestro país. Es la segunda en todo el mundo, tanto en volumen de facturación como en personal, después de la oficina alemana. Actualmente cuenta con 25 ingenieros, lo que supone alrededor de un 10% de la plantilla global de DEWI.

DEWI es una consultora/ingeniería/certificadora de prestigio internacional, reconocida en todo el mundo de la eólica y con centros de operación en

Francia, Italia, México, Brasil, USA, Turquía, China, Corea, Japón, India y Australia, además de Alemania y España. Integra en su portfolio todos los servicios independientes para la industria eólica desde el ensayo y certificación de prototipos de aerogeneradores hasta estudios de viabilidad económica y análisis de riesgos para promotores y entidades financieras.

En 2012 DEWI fue adquirida por Underwriters Laboratories (UL) una certificadora internacional con sede principal en Estados Unidos. La marca UL es el distintivo mayoritario para certificación de seguridad de producto en Estados Unidos y actualmente cuenta con más de 11.000 empleados repartidos por todo el mundo. El centro de Ansoáin, es una referencia en UL dentro de la División de Energía y hoy en día, el único centro de trabajo de una certificadora y consultora internacional en el ámbito de las energías renovables en Navarra.

Mayor rendimiento al medir el viento en el buje

iSpin sienta nuevas bases en la optimización de los aerogeneradores

El sistema patentado iSpin permite medir el viento con más precisión que nunca: para obtener mayor rendimiento con reducción de cargas. iSpin, que está dotado de tecnología ultrasónica probada, mide el viento en el primer punto del aerogenerador con el que se topa: directamente en el buje del rotor. Hasta la fecha las mediciones se realizaban en la góndola, donde las turbulencias podían dar lugar a imprecisiones. Los sensores iSpin han sido concebidos para trabajar de manera prolongada y miden y monitorizan la curva de potencia conforme a IEC 61400, así como la orientación de la góndola, las intensidades de las turbulencias y los ángulos de inclinación. Para que los propietarios de parques eólicos puedan beneficiarse de esta precisión en los datos de medición, ofrecemos el sistema iSpin con una cuota fija mensual. Y lo mejor de todo es que podrá recuperar una parte de los costes o incluso más: gracias a los beneficios adicionales logrados por la corrección de la desorientación de la góndola.

Descubra una nueva dimensión para mejorar el rendimiento de su aerogenerador. Estaremos encantados de presentarle una oferta a su medida: www.romowind.es

iSpin mide y monitoriza:

- La curva de potencia
- La orientación de la góndola
- Las intensidades de las turbulencias
- Los ángulos de inclinación



Sarpel Ingeniería inicia su construcción

El primer parque eólico en España en los últimos años

Abril de 2016 quedará para la historia del sector eólico español. Tras dos años de parálisis total, Sarpel Ingeniería inició en abril la construcción del parque eólico Los Ausines, en Burgos. Un hito que debería marcar una nueva época para la energía del viento y que protagoniza una empresa que merece ocupar un puesto en la historia de las renovables. Porque Sarpel Ingeniería también construyó la subestación del último parque eólico de nuestro país antes del parón de 2014. Y porque está implicada en la instalación de la mayor planta fotovoltaica de Latinoamérica, en Chile. ER

El parque eólico Los Ausines se encuentra situado en los términos municipales de Los Ausines, Ibeas de Juarros y Carcedo de Burgos, al sureste de la capital. El promotor es la sociedad Parque Eólico Los Ausines, constituida por dos socios: Energías Renovables del Bierzo (ERBI), sociedad perteneciente al Grupo Lamelas Vitoria y dedicada al desarrollo de proyectos de energías renovables, y Sinia Renovables, sociedad vehículo 100% del

Banco Sabadell, especializada en inversiones en proyectos renovables. La potencia total del parque es de 27 MW, los que suman 15 aerogeneradores Vestas de 1,8 MW de potencia unitaria. La generación de energía limpia estimada para este parque es de 103 GWh/año.

La conexión a la red eléctrica se realizará mediante la ampliación de la subestación Carcedo. Para ello se construirá una nueva posición de 220 kV con un transformador de potencia 30/220 kV de 40 MVA, y un

edificio de control con celdas de 30 kV para la llegada de los circuitos de aerogeneradores. La red de media tensión, que interconectará los aerogeneradores entre sí y con la subestación elevadora, está prevista con la instalación de más de 50 km de cable de media tensión en 30 kV. También se instalará una red de comunicaciones por fibra óptica de más de 16 km, cuya misión es comunicar los aerogeneradores con el Sca-da de control del parque situado en el edificio de control de la subestación.



La construcción del parque ha sido encargada bajo la modalidad “Llave en Mano”, a la empresa gallega Sarpel Ingeniería, especialista en este tipo de instalaciones, con la colaboración de Agazos como empresa responsable de la realización de las obras civiles necesarias: preparación de viales, excavación y cimentaciones de los aerogeneradores y zanjas para las conducciones eléctricas. Sarpel protagoniza la construcción de este primer parque en España en los últimos dos años. Y fue en 2014 la empresa contratada por Gas Natural Fenosa para la construcción de la subestación del parque eólico Cordal de Montouto, entre las provincias de A Coruña y Lugo. El único que se instaló en España ese año, y el último hasta el de Los Ausines. El parque del Cordal de Montouto está compuesto por cuatro aerogeneradores de 2 MW, modelo V80, y por dos aerogeneradores de 3 MW, modelo V90, de Vestas. La generación de energía limpia estimada para este parque es de 37 GWh/año. La interconexión a la red se realiza mediante una subestación elevadora 20/66 kV con un transformador de potencia de 14 MVA.

“Con estos trabajos, Sarpel Ingeniería se consolida como actor principal en lo que esperamos sea el inicio de la recuperación del sector de la energía eólica en España”, apunta Antonio López Guisande, director de Negocio Internacional. “Su participación ha sido muy activa en la construcción de los dos únicos parques instalados en España en los años 2014 y 2016, y tras un año 2015 de parálisis completa del sector en el que no se ha instalado ni un solo megavatio eólico”.

■ La mayor planta fotovoltaica de Latinoamérica

Lo cierto es que Sarpel Ingeniería parece estar abonada a los hitos. Y no solo con la eólica. Ni solo en España. Porque ha exportado su experiencia y en los últimos años ha reforzado su presencia internacional con la participación en importantes proyectos más allá de nuestras fronteras. Actualmente está realizando el montaje de las instalaciones eléctricas de la que es hasta ahora la mayor planta fotovoltaica de Latinoamérica y una de las diez mayores del mundo con 246,5 MWp. Se trata de la planta fotovoltaica de El Romero Solar, promovida por Acciona Energía Chile SpA, y situada en el desierto de Atacama, en Chile.

La producción estimada de energía renovable es de 493 GWh, suficiente para alimentar al consumo energético equiva-



lente de más de 240.000 hogares chilenos. Y evitará unas emisiones a la atmósfera de unas 474.000 toneladas de CO₂ equivalentes a las que se producirían en centrales de carbón para generar la misma energía. Una tercera parte de la potencia será destinada a dar energía al centro de datos de Google en Chile.

La extensión de la planta El Romero Solar abarca una superficie de 280 hectáreas en el desierto de Atacama, caracterizado por disponer de una elevada irradiación solar en un entorno de baja polución, circunstancias ambas muy propicias para la generación solar fotovoltaica.

Arriba, planta de El Romero Solar, promovida por Acciona Energía Chile SpA. Situada en el desierto de Atacama (Chile), tiene 246,5 MWp y es la mayor planta fotovoltaica de Latinoamérica. Sobre estas líneas, subestación del parque eólico Cordal de Montouto (en la página anterior), propiedad de Gas Natural Fenosa. Sarpel construyó la subestación de este parque en 2014.

■ 211 campos de fútbol

La planta estará compuesta por 776.000 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino, que suman una superficie total de captación solar de más de 1,5 millones de m². Es decir, la superficie equivalente a la extensión de 211 campos de fútbol profesionales.

De Galicia al mundo en dos décadas

Constituida en 1995, Sarpel Ingeniería está especializada en el desarrollo de instalaciones eléctricas de alta y baja tensión, instalaciones de control y automatización, y ensamblaje de cuadros eléctricos en diversos sectores, entre los que destacan el sector energético, industrial y servicios, con obras en distintos ámbitos (textil, químico, petroquímico, cogeneración, plásticos, bebidas, etc), así como en centros comerciales, servicios bancarios, edificios singulares y universidades.

Las energías renovables están ganando peso en su cartera, con proyectos emblemáticos en minihidráulica, eólica, solar fotovoltaica o biomasa. En España y en todo el mundo, donde ofrece servicios de generación y transformación, sistemas de automatización y control, redes informáticas y de comunicaciones.

Sarpel Ingeniería es una empresa de origen gallego con implantación nacional. Clasificada como empresa contratista de Obras del Estado, su sede social radica en el Parque Empresarial de A Grela, en A Coruña, donde dispone de una superficie construida de 2.300 m², distribuidos en oficinas centrales, almacenes y taller de ensamblado de cuadros eléctricos.



Sede central de Inditex en Arteixo (A Coruña). Sarpel se ocupa del montaje y el mantenimiento de las instalaciones eléctricas. Lo mismo que en el Palacio de Congresos de A Coruña, debajo.



El alcance de los trabajos que realiza Sarpel Ingeniería incluye la instalación eléctrica desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, la red de media tensión y de comunicaciones por fibra óptica entre los 60 inversores que componen la planta, y el montaje electromecánico de la subestación 33/220 kV con un transformador de potencia de 230 MVA. En resumen, la instalación eléctrica de la planta desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión con la red de transmisión en 220 kV. Los trabajos de instalación eléctrica de la planta se iniciaron en febrero de este año y su finalización está prevista para finales de 2016.

También en Chile, Sarpel Ingeniería ha construido las subestaciones de dos parques eólicos entre los años 2014 y 2015. Se trata de la subestación 23/110 kV con dos transformadores de potencia de 50 MVA para el parque Valle de los Vientos, promovido por Enel Green Power, y la subestación 12/220 kV con un transformador de potencia de 50 MVA para el parque de Punta Palmeras, primer parque eólico de Acciona Energía en el país, con los ac-

rogeneradores de mayor potencia actualmente operativos en Chile: el modelo Acciona Windpower AW116 de 3 MW.

■ Presencia en el mercado brasileño

Sarpel Ingeniería también ha desarrollado su actividad en el mercado brasileño en el sector de las centrales termoeléctricas a gas natural. Dentro de esta actividad, entre los años 2012 y 2015, ha realizado la instalación eléctrica completa en alta y baja tensión, así como la instalación de instrumentación y control de cinco turbinas en ciclo abierto y de un ciclo combinado compuesto por dos turbinas de gas y una turbina de vapor en el Complejo Termoeléctrico de Parnaíba, en el Estado de Maranhão, promovido por la empresa brasileña Eneva, anteriormente denominada MPX.

Brasil está iniciando ahora el despegue de su sector solar fotovoltaico. En el último año han sido autorizados más de 2.500 MW en varios proyectos de plantas fotovoltaicas de diversos tamaños desde las decenas de MW hasta grandes complejos próximos a los 300 MW. Sarpel Ingeniería está en contacto con varios promotores y

EPCistas con la intención de extender su actividad y experiencia en este sector del mercado brasileño en los próximos meses.

■ Actividad en el sector industrial

En el sector industrial, destacan los trabajos realizados para el primer grupo textil mundial por facturación, el grupo Inditex. Desde prácticamente el inicio de su actividad, el grupo Inditex es uno de los principales y más fieles clientes de Sarpel Ingeniería. Una de las actividades destacadas es el montaje y el mantenimiento de las instalaciones eléctricas de la sede central del grupo a nivel mundial, situada en el municipio de Arteixo, en A Coruña. Y de los principales centros logísticos que el grupo Inditex tiene repartidos por España. De hecho, Sarpel Ingeniería es la empresa de referencia de Inditex para esta actividad.

En la sede de Arteixo se encuentra instalado el “cerebro” de Inditex. Se trata del Centro de Proceso de Datos (CPD) del grupo. Este CPD se caracteriza por haber obtenido la certificación TIER IV que acredita la máxima fiabilidad de un CPD con una disponibilidad del 99,99%. “En España solo existen cinco empresas con este nivel de certificación. Para lograr esta acreditación el CPD debe disponer de instalaciones redundantes en cuanto a circuitos eléctricos, refrigeración y red. Sarpel Ingeniería fue la empresa encargada de la instalación eléctrica de este CPD, que dispone de una configuración en espejo con doble alimentación de potencia 1.600 KVA cada uno conectada en anillo, dos grupos de dos generadores de emergencia de 1.000 KVA y un doble sistema de alimentación ininterrumpida (SAI)”, explica López Guisande.

■ Más información:

→ www.sarpel.com



Cumplimos los cuarenta y crecemos de talla

En **TECHNO SUN** hemos cumplido cuarenta años trabajando con los profesionales de la energía solar fotovoltaica y lo celebramos ensanchando hombros y creciendo a lo grande. Desde nuestros almacenes de 6000m² ofrecemos la mayor eficacia y la mejor gestión, con la capacidad de disponer de stock permanente en nuestros productos. Para seguir creciendo con nuestros clientes de toda la vida y ayudar a los nuevos a hacerlo, seguiremos dando la talla como siempre. Ahora a tamaño **XL**.



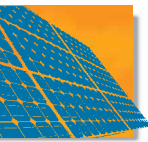
Además ahora puede visitar nuestra nueva plataforma de venta online B2B en store.technosun.com

TECHNO SUN

TECHNO SUN S.L.U.
Tel: (0034) 963826565
Fax: (0034) 963842721
Email: info@technosun.com
Web: www.technosun.com
B2B online: store.technosun.com

Almacenes:
C/ Villa de Madrid, 32
P.I. Fuente del Jarro
46988 Paterna, Valencia
Oficinas:
Av. Pérez Galdós, 37 Bajo · 46018 Valencia





No era un impuesto, era un brindis

Nadie ha sido multado por no haber inscrito su instalación en el famoso registro. Y nadie está pagando el impuesto al sol. El Real Decreto (RD) de Autoconsumo que aprobó en octubre el Ejecutivo Rajoy obligaba (obliga) a inscribir toda instalación de autoconsumo en un registro, y, además, obligaba (y obliga) a pagar una tasa (el impuesto al sol) por cada kilovatio hora que genero con mis placas y consumo en mi casa, o sea, kilovatios que nunca entran en la red pública eléctrica. Si lo que quería el Ejecutivo era hacer un brindis al sol... lo ha conseguido. Si lo que pretendía con ese impuesto surrealista era darles tiempo a las grandes eléctricas para que se adapten al nuevo escenario... también.

Hannah Zsolosz

Iberdrola, Endesa y Gas Natural Fenosa apostaron hace quince años por los ciclos combinados, invirtieron en esa tecnología miles de millones de euros y se equivocaron. Erraron porque probablemente no previeron el rápido desarrollo de las tecnologías renovables (cada vez menos necesitadas de ayuda, cada vez más rentables) y erraron porque, probablemente también, se negaron a creer –negacionistas de facto (y de metano)– en las verdaderas dimensiones (físicas y políticas) del cambio climático. Ahora, los ciclos combinados están parados (es más rentable el viento y la nuclear y la gran hidráulica y la solar para generar electricidad) y los actores susodichos se han visto obligados a replantear su posición con respecto al Sol.

¿Problema? Pues que –al calor de las primas– en el escenario solar español han crecido durante algunos años muchos pequeños o medianos actores. Y claro, eso es algo –película coral– a lo que no estaban (ni están acostumbradas) las divas de la gran escena energética nacional. ¿Solución? Estrangulamos al sector durante un lustro, que desaparezcan los figurantes más modestos y adelgace hasta la extenuación la clase media y volvemos a repartirnos el mercado de modo tal que todo acabe como empezó. La Era Rajoy, que va camino del quinquenio, empezó con la suspensión del Modelo Prima –enero del 12– y ha acabado con un RD de autoconsumo –octubre del 15– que no ha sido sino el último

brindis al sol de una reforma que lo ha cambiado todo... para que nada cambie.

Esta es la historia: el último Gobierno Zapatero aprobó en el tiempo de descuento –el 18 de noviembre de 2011, dos días antes de perder las elecciones– un Real Decreto (RD 1699) que establecía un marco básico para el autoconsumo, si bien señalaba la necesidad de un segundo RD que concretara sus “condiciones administrativas, técnicas y económicas”.

■ Totalmente legal

Dos meses y medio después –el 3 de febrero de 2012 (gobernaba ya el Partido Popular)–, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (Ministerio de Industria, Energía y Turismo) publicaba, casi clandestinamente, una nota informativa la mar de interesante: «Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente». La nota decía exactamente lo siguiente: “el marco normativo actual permite realizar instalaciones destinadas a producción para autoconsumo total o parcial de la energía, de forma totalmente legal”.

Sí, el autoconsumo es legal desde hace casi un quinquenio, y por eso en España hay centenares de instalaciones funcionando desde hace años. Instalaciones, además, muy diversas. Hay autoconsumos en museos, en parques de bomberos, en edificios de oficinas, en viviendas, en casas rurales, en restaurantes, en gasolineras, en fábricas

de hierro, en ayuntamientos, en bodegas, en granjas, en naves industriales, en comisarías, en el norte y en el sur, con baterías y sin ellas, con vertido a red (y venta de excedentes) o inyección cero (conectadas pero no vertientes), de 1,5 kilovatios y de 10 y de 20 y de 100 y de 350 kW. Instalaciones que hemos ido recogiendo en *Energías Renovables* a lo largo de todos estos años (todas las mencionadas son casos reales). Con la bajada de los costes de la fotovoltaica (según la Unión Española Fotovoltaica, UNEF, el precio medio de los paneles ha caído hasta un 80% en los últimos 5 años en Europa), el autoconsumo ha ido incrementando además, conforme pasaba el tiempo, su atractivo. Y va a seguir haciéndolo: la patronal española del sector asegura que “la era de las bajadas rápidas de precios para células y módulos fotovoltaicos todavía no ha acabado”.

A esa bajada de costes (bajada que ha llegado de la mano de la I+D y la industrialización del sector), el Partido Popular ha contestado con una subida (de impuestos). O, para ser más precisos, con la creación de uno nuevo: el que se ha dado en denominar el impuesto al sol, tasa que grava los kilovatios hora (kWh) que generan mis placas en el tejado de mi casa, kWh que recorren solo el cableado de mi hogar (no llegan pues nunca a la red), kilovatios hora que consumo en mi frigorífico (de ahí el nombre: impuesto al sol, pues no se grava ni la placa solar, ni el cableado, ni el frigorífico).



La Era Rajoy, que va camino del quinquenio, empezó con la suspensión del Modelo Prima –enero del 12– y ha acabado con un RD de autoconsumo –octubre del 15– que no ha sido sino el último brindis al sol de una reforma que lo ha cambiado todo... para que nada cambie

El impuesto aparece en el Real Decreto 900 que el Gobierno Rajoy aprobó el pasado mes de octubre, un RD que establece —tal y como obligaba su antecesor, el RD 1699– las “condiciones administrativas, técnicas y económicas” del autoconsumo. Pues bien, entre esas condiciones, el RD 900 prevé multas de hasta 60 millones de euros para todo aquel que no cumpla sus preceptos, entre ellos, la inscripción de toda instalación solar FV en cierto registro. Ese RD, además, establece la famosa tasa: el susodicho impuesto al sol. La pregunta es: ¿qué ha pasado desde octubre?.

■ Y la respuesta es...

Uno: el Partido Popular, autor del RD de Autoconsumo (RD rechazado por la mayoría social del país), no solo no ha revalidado su mayoría absoluta, sino que, además, no ha podido siquiera conformar una mayoría simple para reeditar Gobierno.

Dos: todos los partidos han firmado un manifiesto —lo hicieron el pasado mes de febrero– en el que se comprometen a derogar el impuesto al sol si acaban gobernando (todos los partidos, se entiende, menos el Partido Popular, lógicamente).

Tres: el Gobierno Rajoy —ahora Ejecutivo en funciones– se ha visto obligado a convocar nuevas elecciones generales. Tendrán lugar el 26 de junio y las primeras estimaciones señalan que el PP va a tener más dificultades aún para repetir en La Moncloa.

Cuatro: de los aproximadamente cincuenta megavatios de autoconsumo (50 MW) que la patronal del sector estima hay instalados en España, solo se han inscrito en el registro (a 31 de mayo) 10,3 MW.

Cinco: a pesar de ese bajísimo registro, el Ministerio de Industria no ha multado a nadie, aunque el RD 900/2015 fijó un plazo para materializar esa inscripción y ese plazo ya ha expirado (lo hizo el 11 de abril).

El registro, en todo caso, sigue abierto, para que las nuevas instalaciones vayan inscribiéndose, pero, a 11 de abril, solo 8 de los 50 MW se habían inscrito; los 2,3 restantes (hasta los actuales 10,3) lo han hecho entre esa fecha y el 31 de mayo.

Sobre el particular, preguntamos al Ministerio el pasado 27 de mayo. Lo hicimos en estos términos: “¿Ha habido ya alguna sanción a alguna instalación que no se haya inscrito en tiempo y forma en el registro administrativo?”. A lo que el Ministerio ha respondido: “No nos consta ninguna sanción”. Lacónica respuesta... pero respuesta al fin.

Seis: nadie ha pagado aún el impuesto al sol, según todas las fuentes consultadas. Y eso que hay instalaciones inscritas en el registro desde principios de marzo, o sea, desde hace tres meses.

¿Conclusión? Transcurrido más de medio año desde que el Ejecutivo Rajoy aprobara su muy discutido RD de Autoconsumo, ni ha habido sanciones por no inscribir las instalaciones, ni ha habido cobradores solicitando el pago de impuesto solar alguno. Esa es la situación hoy.

■ El contexto

El RD de Autoconsumo del Ejecutivo Rajoy —el RD del impuesto al sol– ha sido rechazado, a lo largo de los últimos meses, por la inmensa mayoría de los actores del escenario energético nacional. Así, se han pronunciado explícitamente en su contra las cinco grandes organizaciones ecologistas (Greenpeace, WWF, Amigos de la Tierra, SEO/BirdLife y Ecologistas en Acción), las asociaciones de consumidores más importantes del país (Facua, OCU, Asgeco, etcétera), la Fundación Renovables, el Green Building Council España, la Plataforma por un Nuevo Modelo Energético, la Fundación Desarrollo Sostenible, los sindicatos Comisiones Obreras y UGT y todos los grupos parla-

mentarios del último Congreso (todos, menos el PP, lógicamente).

A pesar de tanta oposición, y a pesar de su intrínseca insostenibilidad intelectual, el impuesto al sol y las sanciones—amenaza han dominado toda la legislatura (las primeras noticias del impuesto susodicho datan de la primavera de 2012). “La situación política afecta bastante —nos cuenta el ingeniero Javier Gamazo, de Gamo Energías (Salamanca)—, porque hay gente que sí está interesada en esto, pero que te dice que, con esta incertidumbre... La gente está esperando a ver si entra un gobierno nuevo y quita el decreto”. En todo caso, Gamazo explica que, “aunque el actual RD de Autoconsumo no nos beneficia en absoluto... es el que tenemos, y digo más: se pueden hacer cosas en ese marco. Por eso creo que hay que seguir vendiéndole a la gente el autoconsumo y sus bondades, que son muchas”.

De la misma opinión es Miguel Jarque, responsable de Ventas de Sofos, empresa catalana de larga trayectoria en el segmento del autoconsumo. Jarque cuenta que en estos últimos años han puesto en marcha aproximadamente 1,2 megavatios de autoconsumos. Además, ya han firmado tres proyectos importantes este año: de 70, 80 y 100 kilovatios. “El RD que tenemos no es el mejor del mundo, pero al menos tenemos uno. Los números siguen saliendo en las instalaciones industriales. Incluso con el impuesto al sol, el período de amortización se prolonga un año; como mucho, año y medio, de 7 a 8,5 años. No es lo mejor que podría pasarnos, pero tampoco es el fin. De hecho, hemos notado un aumento de interés”.

Otra cosa que apunta Jarque es que “a día de hoy ninguna comercializadora está cobrando a nuestros clientes el impuesto al sol”. Más aún —explica—, “tenemos clientes que están con comercializadoras pequeñas que les dicen que están pensando en alguna solución para no cobrar el impuesto, porque es que no saben ni cómo hacerlo. Han pedido que les hagan una especie de vademécum, una guía. Y aún están espe-

Valoración y recomendaciones relativas a un RD pésimo

Ya hace más de medio año que se aprobó el Real Decreto 900/2015 que regula el autoconsumo eléctrico, por lo que se ha superado el plazo de adaptación para las instalaciones existentes. Por ello, me gustaría hacer una valoración –desde nuestra experiencia en SUD Renovables, y también a partir de lo que he podido observar como delegado de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en Cataluña– de cómo se está desarrollando la aplicación del RD, tanto para las instalaciones existentes anteriores a su aprobación, como para las nuevas que se están ejecutando a partir de entonces.

La primera conclusión es que el nuevo RD no se está pudiendo aplicar con normalidad, y, dado que se trata de una normativa pésima e injusta, que nació con tanta polémica y oposición, esto no deja de ser una buena noticia. Se han iniciado muchos trámites para acogerse al RD pero no conocemos de ningún caso en que un autoconsumidor esté plenamente registrado y haya comenzado a pagar el conflictivo impuesto al sol.

El Ministerio de Industria (Minetur) no puso en marcha el registro telemático hasta pasados cuatro meses de la aprobación de la normativa y, desde entonces, se estima que menos del 25% de las instalaciones existentes de autoconsumo fotovoltaico han sido inscritas. Se observa, además, que muchas de estas instalaciones no han completado debidamente su registro (la mayoría porque tienen pendiente el trámite con la distribuidora), o incorporan errores (como instalaciones tipo 2 que se han inscrito como tipo 1). También se ha generado bastante desinformación sobre el plazo de los 6 meses; como el por qué el Gobierno mantenía abierto el registro pasado este plazo. Lo mantienen abierto, evidentemente, dado que para las nuevas instalaciones es necesario y el RD está vigente.

Hay, pues, mucha desinformación y falta de concreción. El Gobierno aún no ha publicado la operativa de liquidación del pago de los peajes (el impuesto al sol), ni tampoco las instrucciones técnicas que deben definir aspectos como la medida de la energía. El Minetur tiene habilitado un buzón de consultas (consultasautoconsumo@minetur.es). Y va respondiendo, pero con cuentagotas. Hasta el punto de que hay un montón de consultas que hace meses que esperan respuesta.

La situación actual, con un Gobierno interino y sin ministro de Industria (recordemos que el señor Soria renunció al cargo por los Panama Papers), hace prever que no habrá novedades hasta al menos después del verano. Esto alarga aún más la incertidumbre política. ¿Habrá prórroga para la adaptación de las instalaciones? ¿Se derogará el impuesto al sol? ¿Dejará de ser obligatorio instalar contadores? Debemos esperar. Lo que sí ha trascendido (siempre extraoficialmente) es que, por ahora, no se plantean hacer inspecciones, ni sanciones.

Con todo esto, mi recomendación es tener calma y prudencia. Calma, para no alarmarse innecesariamente. Hay que aplicar el sentido común. Este RD no sólo cuenta con un evidente y cada vez más clamoroso rechazo por parte de la sociedad, sino que, políticamente, ya está muerto. Las mayorías políticas actuales ya no son las que permitieron la gestación del RD, y además presenta muchas deficiencias de forma y procedimiento. Por ello parece bastante evidente que se reformará a corto plazo. Y prudencia, para explicar bien las cosas y prever lo que implica la vigencia de este RD. Tampoco podemos hacer como si no existiera.

A efectos prácticos: recomendamos iniciar siempre los trámites de petición de punto de conexión a las distribuidoras, y no precipitarse en la instalación de los contadores. Hay que esperar su respuesta, y si esta exige una configuración de contadores que es abusiva o injustificada, que implica un sobrecoste importante, se debe presentar una reclamación a la Dirección General de Industria competente de cada comunidad autónoma, contra-argumentando la posición de la distribuidora. Y esperar a ver qué resolución hace la administración.

Mejor no precipitarse, en fin, haciendo grandes inversiones en contadores que se podrían haber hecho de una manera más económica, o que podrían quedar obsoletos (nos recuerda la normativa anti-tabaco: cuando inicialmente se permitió instalar extractores de humo en zonas del local, y luego se prohibió, lo que hizo que aquellas inversiones no sirvieran para nada). Y mientras tanto, como es de prever que las gestiones con la distribuidora se alarguen durante meses, inscribir la instalación en el Registro de Autoconsumo. Creemos que es mejor estar inscrito aunque de manera incompleta (justificando la demora), que no estarlo. Al menos demuestra una voluntad del usuario para registrarse.

En cualquier caso, tengamos en cuenta que quien quiere autoconsumir lo puede seguir haciendo, y legalmente. El impacto económico del RD (por el impuesto al sol) es en muchos casos (cuando hay un mínimo de consumo base) poco significativo (puede alargar el retorno de la inversión en poco más de un año, cuando la instalación podrá funcionar con normalidad un mínimo de 25 años), y obtiene unos ahorros energéticos importantes, con unas tasas de rentabilidad económica que pueden superar el 10%. Además de que estará contribuyendo a reducir el consumo de combustibles fósiles y la emisión de gases contaminantes a la atmósfera (no perdamos este objetivo de vista). Esta es mi valoración de estos primeros meses de vida del RD de autoconsumo, y mis recomendaciones.

Manel Romero

Ingeniero Industrial, Socio de SUD Renovables, Delegado de UNEF Cataluña

rando. Al final las comercializadoras son intermediarias. Cobran al productor, pero, a la postre, tienen que pagar a la distribuidora. Y la distribuidora no sabe/no contesta. Nosotros hemos preguntado a Endesa qué trámites debemos seguir para adaptar las instalaciones al nuevo marco –les preguntamos hace meses– y seguimos esperando la respuesta. De momento, en todo caso, lo dicho: ninguno de nuestros clientes está pagando ese peaje”.

Gamazo, que está más en contacto con Iberdrola, añade un matiz: “las eléctricas están un poco cabreadas, porque les va a venir un aluvión de trabajo bastante importante. Y ven que, si hay cambio de gobierno, esto va a tener los días contados...”. Gamo Energías, la empresa de Gamazo, ha puesto en marcha una docena de instalaciones de autoconsumo solar a lo largo de los últimos dos o tres años: la mitad vierten a red y venden y la otra mitad tienen dispositivo de inyección cero y/o baterías. Gamazo cuenta que de momento se han inscrito algunas y que por supuesto no tiene constancia de que haya habido ninguna multa.

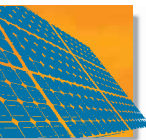
■ La misma historia

La historia que cuenta (sobre el impuesto) es la misma... pero con otro protagonista: Iberdrola. El instalador emprende el procedimiento para adaptar la instalación de alguno de sus clientes al nuevo marco: “nosotros hacemos lo que nos dicen, pero si no nos llegan las respuestas a solicitudes de adaptación, pues evidentemente no las podemos adaptar”. Y si no se adaptan, si las distribuidoras no tienen claro cómo adaptar un contrato simple de suministro a contrato de suministro con autoconsumo, pues no se podrá facturar el impuesto.

Pachi Guembe, de Ingeniería y Soluciones Fotovoltaicas (pyme de Navarra), reproduce el discurso: las distribuidoras no acaban de tener claro –dice– cómo deben interpretar el RD de Autoconsumo, por lo que el procedimiento de adaptación al nuevo marco está siendo extraordinariamente lento; la incertidumbre política mantiene todo al ralenti (las distribuidoras –viene a apuntar– tampoco parecen tener prisa, seguramente conscientes de que los papeles que rellenen hoy no van a servir mañana); y ni uno solo de sus clientes (los clientes de Guembe) ha pagado impuesto al sol alguno; por supuesto, no tiene constancia de sanciones. En fin, que cada vez parece más evidente que no era un impuesto al sol; era un brindis. Para que algunos ganaran tiempo, mientras otros pierden la partida, lamentablemente, antes de empezar. Por cierto, el 26J hay elecciones. ■

Hola,





Chequeo al autoconsumo en 20 países

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha analizado la situación del autoconsumo en una veintena de países del mundo, todos los cuales lo permiten, si bien las regulaciones difieren significativamente entre unos y otros. El organismo internacional considera que la normativa más restrictiva es la española, hasta el punto de que más que fomentarlo, desalienta el autoconsumo. Lo hace mediante impuestos (por la energía que no se consume de la red y por el uso de baterías), con límites a la potencia y con la no remuneración de la energía excedente generada que vuelve a la red.

Pepa Mosquera

El informe de la Agencia Internacional de la Energía analiza de forma comparativa la situación del autoconsumo en estos 20 países –entre otros Estados Unidos, Alemania, Austria, Brasil o México– con la intención de comprobar cuáles han sido los modelos de implantación de las instalaciones de autoconsumo en todos ellos, contrastar sus diferencias y ver cuáles son sus potenciales de mejora. El estudio se encuadra dentro del Programa sobre Sistemas de

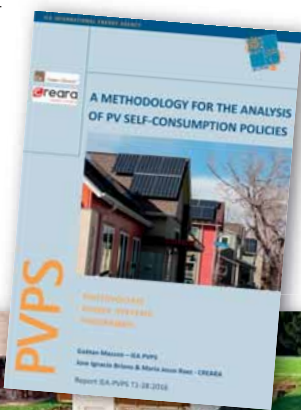
Energía Fotovoltaica que desarrolla este organismo internacional y en el que participa la Comisión Europea y 29 organizaciones más. Dicho programa tiene como misión potenciar la colaboración internacional para situar a la energía solar fotovoltaica como una pieza clave hacia la implantación de modelos de generación de energías sostenibles.

Estas son algunas de las principales conclusiones recogidas en el informe, que lleva por título

“Review and Analysis Of PV Self-consumption Policies” y que ha contado con la colaboración de organismos como el Instituto Europeo del Cobre.

- El autoconsumo es aceptado en los 20 países analizados, a veces con un marco jurídico *ad hoc*, a veces sin él. El principio de autoconsumo es siempre el mismo: la electricidad que es producida por la instalación fotovoltaica y localmente consumida reduce la factura de electricidad del

sigue en pág 38...



AUTOCONSUMO FV			EXCESO DE ELECTRICIDAD FV			OTRAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Derecho al autoconsumo	Ingresos por autoconsumo FV	Cargos para financiar Transmisión y Distribución (T&D)	Ingresos por exceso de electricidad	Plazo máximo por compensación	Compensación geográfica	Duración del esquema regulatorio	Propiedad de terceros aceptada	Códigos de red e impuestos/cargos adicionales	Otras facilidades para el autoconsumo	Limitaciones al tamaño de la instalación	Limitaciones sistema eléctrico	Otras características
ALEMANIA												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Feed-in Tariff o FiP	Tiempo real	Sólo en el sitio	20 años (FIT)	Todas	Códigos de red y pago parcial EEG	Incentivos al almacenaje en baterías	Mínimo 10% de autoconsumo	52 GW de instalaciones FV	Por encima de 10kW el prosumidor paga el gravamen EEG
AUSTRALIA												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Cambios en la estructura de la tarifa en algunos estados	Feed-in Tariff	30 minutos	Sólo en el sitio	Ilimitada, pero revisión anual de las tarifas	Si (p.ej. Leasing solar)	Si (control de la inyección / control de tasa de rampa / no corriente continua)	Ninguna	Ninguna	Ninguna (excepto códigos adicionales de red)	Ninguna
BÉLGICA residencial (VL, WA)												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Cuota basada en la capacidad (Flandes), bajo discusión (otras regiones)	Precios de la electricidad al por menor	Año	Sólo en el sitio	Ilimitada	Si	Cuota basada en la capacidad (Flandes) bajo discusión (otras regiones)	Tarifas ToU	Hasta 10 kW	Ninguna	Certificados verdes para la producción FV
BÉLGICA comercial / industrial (todos los segmentos)												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Sólo si la PPA está firmada. En otro caso=0	Ninguna	Ninguna	Ilimitada	Si	Ninguna	Tarifas ToU	Por encima de 10 kW	Ninguna	Certificados verdes para la producción FV
BRASIL												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Precios de la electricidad al por menor	3 años	En el sitio y medición neta virtual	Ilimitada	Si	Ninguna	Tarifas ToU	1 MW	Ninguna	Ninguna

FiP: Feed in Premium (la producción con renovables recibe una prima por encima del precio de mercado). ToU: Tarifa según el horario de uso. PPA: Contrato con plazo predefinido para comprar y vender energía. kVA: potencia aparente. SSP: es el acrónimo inglés de Space-based Solar Power. DSM: Gestión del lado de la Demanda. DSO: Gestión del lado de la Oferta



Renuévate a Solar

LLEGA LA NUEVA ERA FOTOVOLTAICA



**Distribuidor para España y Portugal
especialista en autoconsumo.**

Contacto área de renovables:
T. 647 528 510
jserrano@grupojab.es

25 años de experiencia en la distribución de material eléctrico.

Disponemos de stock permanente propio de material de renovables de las primeras marcas en nuestros almacenes. Módulos, inversores, estructuras, baterías, cuadros, conectores, cables, aerogeneradores, etc.

Distribuidor Gold de módulos fotovoltaicos REC.

AUTOCONSUMO FV			EXCESO DE ELECTRICIDAD FV			OTRAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Derecho al autoconsumo	Ingresos por autoconsumo FV	Cargos para financiar Transmisión y Distribución (T&D)	Ingresos por exceso de electricidad	Plazo máximo por compensación	Compensación geográfica	Duración del esquema regulatorio	Propiedad de terceros aceptada	Códigos de red e impuestos/cargos adicionales	Otras facilidades para el autoconsumo	Limitaciones al tamaño de la instalación	Limitaciones sistema eléctrico	Otras características
CANADÁ												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Ontario: precio al por menor – otros sistemas según jurisdicción	Ontario: 1 año otros sistemas según jurisdicción	Sólo en el sitio	Ilimitada	Si	Si	Tarifas ToU	Variable dependiendo de la jurisdicción	Ninguna	En Ontario se puede escoger entre FIT y autoconsumo
CHILE												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Menor que el precio al por menor	1 año	Sólo en el sitio	Ilimitada	Si	Ninguna	Ninguna	100 kW	Ninguna	Ninguna
CHINA												
Si	Ahorro en la factura de la luz + bonus	Ninguno	Precios de mercado + bonus	Tiempo real	Sólo en el sitio	20 años	Ninguna	Ninguna	Ninguna	20 MW–35 kW	7 GW para instalaciones de 2015	Ninguna
DINAMARCA												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Precios de mercado (1 hora medición neta) Por encima, más bajos	1 hora	Sólo en el sitio	20 años	Si	Si (requerimientos códigos de red)	Tarifas ToU	6 kW (AC) para la tarifa alta	800 MW (tarifa alta)	Ninguna
EE.UU.												
Si	Ahorro en la factura de la luz	En algunos estados	Precios de la electricidad al por menor (medición neta total)	Varía según el estado	En el sitio	Ilimitada	Si	Varía según estado	Tarifas ToU en algunos estados	Si, pero depende del estado, desde 10kW a 10MW (o sin límite)	En algunos estados	Muchas otras normas dependiendo del estado o a nivel federal
ESPAÑA por debajo de 100kW												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Si ("Impuesto al Sol")	Ninguna	Tiempo real	Ninguna	Ilimitada	Ninguna	Por encima de 10 kW	Ninguna	100 kW, pero ≤ a la potencia contratada	Licencia del distribuidor	Impuestos a las baterías
ESPAÑA por encima de 100kW												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Si ("Impuesto al Sol")	Precios del mayorista menos impuestos	Tiempo real	Ninguna	Ilimitada	Si	Si	Ninguna	Por debajo o igual a la potencia contratada	Licencia del distribuidor	Impuestos a las baterías
FINLANDIA												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Precios de la electricidad al por menor (Eel precio SPOT finlandés)	Tiempo real. Se está discutiendo la medición por horas	En el sitio	Ilimitada	Si	Código de red para planta FV	No	Cuando S < 100 kVA o Ea < 800 kWh/a exención de la tasa	No	No
FRANCIA												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	FIT	Tiempo real	En el sitio únicamente	20 años (FIT)	Ninguna	Posible cambio a mayor participación de costes fijos de red	Tarifas ToU	Ninguna	Ninguna	En proyecto incrementar parte fija de costes de red
HOLANDA												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguna	Precios de la electricidad al por menor	1 año	Viviendas multifamiliares/ o a través de línea privada	Ilimitada	Si	Ninguno	ToU experimental	15 kW	Ninguna	Ninguna
ISRAEL												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Precios al por menor (Medición neta total)	2 años	Créditos pueden ser transferidos a otros consumidores (Sin costes T&D)	Ilimitada	Si	Costes del sistema, red, apoyo, costes de compensación	Ninguna	5 MW	No, los costes del sistema se vinculan a la penetración de la FV	Ninguna

AUTOCONSUMO FV			EXCESO DE ELECTRICIDAD FV			OTRAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Derecho al autoconsumo	Ingresos por autoconsumo FV	Cargos para financiar Transmisión y Distribución (T&D)	Ingresos por exceso de electricidad	Plazo máximo por compensación	Compensación geográfica	Duración del esquema regulatorio	Propiedad de terceros aceptada	Códigos de red e impuestos/cargos adicionales	Otras facilidades para el autoconsumo	Limitaciones al tamaño de la instalación	Limitaciones sistema eléctrico	Otras características
ITALIA												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Si, por encima de 20 kW	SSP, facturación de red basada en energía y servicios. Venta a precios de mercado	Autoconsumo, tiempo real, SSP, pago anticipado dos veces al año	En algunos casos SSP se permiten añadidos	Ilimitada	Si, con condiciones para SSP	Ninguna	Ninguna	Autoconsumo, ninguna (por debajo de 20MW para SEU); SSP, hasta 500 kW	Ninguna	Ninguna
JAPÓN												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	FIT	Tiempo real (30 minutos)	Sólo en el sitio	10 años (FIT)	Si	Ninguna	Tarifas ToU / Incentivos al DSM y almacenamiento	Por debajo de 10 kW	Ninguna	Ninguna
MÉXICO												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguno	Precios de la electricidad al por menor (medición neta total)	1 año	Medición neta virtual permitida	Ilimitada	Si (es posible el leasing)	Ninguno	Ninguna	500 kW	Ninguna	Existen incentivos adicionales
REINO UNIDO												
Si	Ahorro en la factura de la luz y tarifa de generación	Ninguno	Tarifa de generación + Tarifa de exportación	Tiempo real	En el sitio	20 años	Si	Ninguno	Ninguna	30 kW	Ninguna	Ninguna
SUECIA (Posibilidad 1)												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguna	Varias ofertas de las empresas + 0,6 SEJ/kWh + certificados verdes	1 año	En el sitio únicamente	Sometida a revisión anual	Si	Requisitos de código de red y registro VAT	Tarifas ToU	Por debajo de 100 Amp. Máximo 33MWh/año para el crédito fiscal	Ninguna	Ninguno
SUECIA (Posibilidad 2)												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguna	Precio del mercado mayorista	Tiempo real	En el sitio únicamente	Ilimitada	Si	Requisitos de código de red y registro VAT	Tarifas ToU	Por encima de 100 Amp.	Ninguna	Ninguno
SUIZA												
Si	Ahorro en la factura de la luz	Ninguna	FIT (coste de la energía para el DSO menos ~8%)	Tiempo real	Viviendas multifamiliares	Ilimitada	Si	Códigos de red específicos	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Subsidios directos hasta 30kw y algunas reglas específicas

Edificios con energía positiva

Te ofrecemos en un solo kit todo lo necesario para poner en marcha tu instalación fotovoltaica.



KITS DE AUTOCONSUMO CON ACUMULACIÓN Y CONEXIÓN A RED

Ideal para instalaciones conectadas a la red o aisladas en el sector residencial.



Con la garantía de CIRCUTOR



...viene de pág. 34.

consumidor. Sin embargo, esta reducción no se aplica de la misma manera en todos los países.

- En general, se acepta que los costos variables de la red incluidos en la factura de la luz y ahorrados gracias al autoconsumo no deben ser pagados. De todos los países analizados, España es el único que

aplica un impuesto adicional que recupera una parte de estos costes de red. Otros países han modificado (caso de Austria), o están pensando hacerlo (Francia) la estructura de las tarifas de la red, para aumentar la parte fija y reducir la parte variable ligada al consumo.

- La compensación económica por inyectar el exceso de electricidad fotovoltaica en la red también varía

notablemente. De hecho, en España no se paga en absoluto. “Se considera que la electricidad FV no tiene ningún valor en el mercado y se espera que los prosumidores autoconsuman toda su producción”, subraya la AIE.

- En general, la electricidad fotovoltaica vertida a red obtiene un valor relacionado con el precio del mercado mayorista de la electricidad,



FOTOVOLTAICA PARA PROFE- SIONALES



si bien hay países, como Suiza, en la que se la penaliza ligeramente. Esta penalización está relacionada con los costes incurridos por la comercializadora para poner la electricidad fotovoltaica en el mercado. El único país en que se paga a un valor más alto es Reino Unido.

- En la mayoría de los países, la propiedad de la instalación fotovoltaica puede diferir de la de los consumidores de electricidad. En algunos, como México o Brasil, se acepta que el autoconsumo no esté ligado necesariamente al mismo lugar donde está situado el sistema FV, mientras que en Países Bajos está permitida la división de la producción entre varios consumidores.
- Algunos países imponen códigos de red específicos a los propietarios de los sistemas fotovoltaicos, caso Dinamarca y Alemania. En Australia, hay estados que limitan la cantidad de electricidad solar a inyectar en la red.

El estudio de la AIE también ha detectado que en varios de los países analizados existe una tendencia a poner límites a los incentivos políticos destinados a fomentar el autoconsumo. Subraya, asimismo, que en los lugares donde el costo normalizado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) fotovoltaica es todavía más alto que el precio de venta de la electricidad, el autoconsumo necesita de in-

centivos adicionales para ser competitivo. Cuando el LCOE empieza alcanzar el precio de venta de la electricidad, los sistemas de balance neto se vuelven atractivos, si bien cuando la penetración de la energía fotovoltaica aumenta significativamente, los operadores de red pueden tener problemas para recuperar sus costos.

Otro dato aportado en el estudio es que cuando más se sitúa el LCOE de la FV por debajo del precio de venta de la electricidad, más opciones existen tanto para los prosumidores como para el regulador, y cuanto más disminuye el LCOE, más fácil resulta recuperar algunos de los costos de la red con el fin de mantener su financiación de manera suficiente.

“La fotovoltaica será considerada como muy competitiva cuando los ingresos procedentes de los ahorros en la factura de electricidad (la parte de autoconsumo) y los ingresos procedentes de las ventas del exceso de electricidad cubran a largo plazo el costo de instalación, financiación y el funcionamiento de la instalación solar”, concluye la AIE. Según el informe de la Agencia, en 16 de los 20 países analizados se ha alcanzado ya la paridad de red (España es uno de ellos). Es decir, que el coste promedio de la producción de electricidad de una instalación de autoconsumo a lo largo de toda su vida útil es igual que el precio que tendría la electricidad consumida de la red.

■ Más información:

→ El informe completo se puede descargar (en inglés) en:
<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=353>



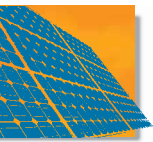
krannich
The Global PV Experts

**AUTOCONSUMO
INSTANTANEO
INSTALACIONES
AISLADAS
BOMBEO SOLAR
SISTEMAS HÍBRIDOS**



**CONSULTA
LAS OFERTAS Y
PROMOCIONES**

info@es.krannich-solar.com
www.krannich-solar.com



El interés por los sistemas de almacenamiento, en pleno auge

El creciente interés del sector energético por los sistemas de almacenamiento está plenamente justificado. No obstante, todavía transcurrirá algún tiempo hasta que el potencial del almacenamiento eléctrico se aproveche plenamente y con ello, su verdadero valor.

ER

El crecimiento del sector de almacenamiento de energía eléctrica y en particular de las baterías ha creado la necesidad de estándares y referencias que permitan diferenciar entre unas y otras ya que las características técnicas de las baterías actualmente existentes en el mercado son muy variadas. Además, las diferencias en la relación entre potencia y energía (fija o independiente) y vida útil de las mismas dificulta las comparaciones homogéneas, sin que exista ninguna normativa oficial que lo facilite

Esta necesidad cobra aún más importancia si tenemos en cuenta que el avance en la reducción de costes en el sector de las renovables y las mejoras significativas en su eficiencia ya están incidiendo sobre las expectativas de los precios de las baterías. De hecho, la reducción de costes es uno de los objetivos principales para este sector relativamente nuevo. Pero es importante que el enfoque vaya más allá de los costes de producción de la energía, y que considere otros costes, como los de operación y mantenimiento a lo largo de la vida del sistema de almacenamiento, así como, al final de su vida útil, los costes de desmantelamiento, eliminación segura y reciclaje.

La vida útil esperada de las baterías varía notablemente entre los diferentes tipos existentes, con duraciones que van desde los 5-7 años en tecnologías como las de Ión-Litio, a los 20-30 años en otras tecnologías, como la HydraRedox, según afirma Luis Collantes, portavoz de la compañía HydraRedox Iberia. Estamos, por tanto, ante un factor muy importante, especial-

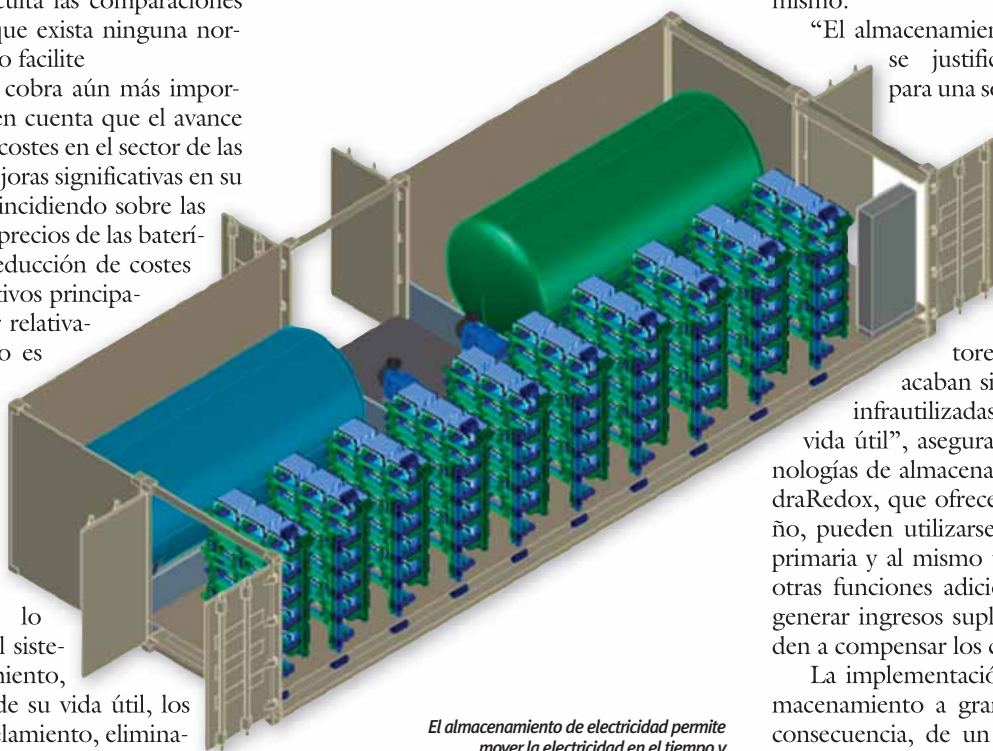
mente teniendo en cuenta la larga vida de las instalaciones fotovoltaicas y eólicas, que oscila entre los 20 y 30 años.

■ Enfoque multiservicio

Luis Collantes explica, asimismo, que el almacenamiento, cuando se combina con solar fotovoltaica a gran escala, debe cumplir ciertos condicionantes para un uso práctico y económicamente rentable del mismo.

“El almacenamiento normalmente no se justifica económicamente para una sola aplicación. Baterías desplegadas para una aplicación principal como los Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI) o arbitraje (utilizadas en sectores muy variados) acaban siendo no utilizadas o infrautilizadas entre el 5-50% de su vida útil”, asegura. “No obstante, tecnologías de almacenamiento como la HydraRedox, que ofrece flexibilidad de diseño, pueden utilizarse para una aplicación primaria y al mismo tiempo proporcionar otras funciones adicionales que permitan generar ingresos suplementarios que ayuden a compensar los costes”, añade.

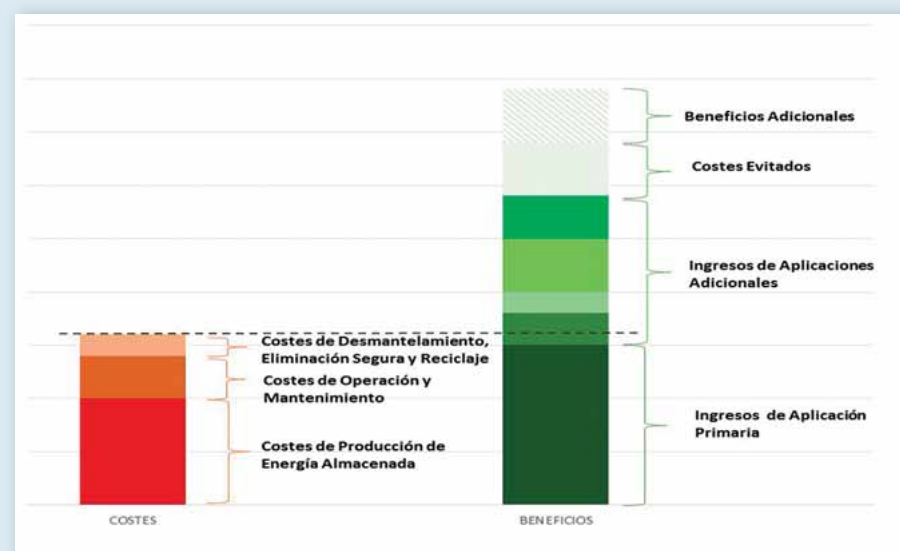
La implementación de sistemas de almacenamiento a gran escala necesita, en consecuencia, de un enfoque multiservicio, en el que cada uno de ellos genera va-



El almacenamiento de electricidad permite mover la electricidad en el tiempo y proporcionarla cuándo y dónde se necesita.



Coste-beneficio



De arquitectura flexible y diseño modular, el sistema de almacenamiento de HydraRedox es de larga duración y sin autodescarga, capaz de adaptarse a cualquier tipo de necesidades y variados sectores.

fiabilidad de suministro de energía para la industria y el comercio donde la red es a veces inestable?

En otras situaciones una aplicación principal puede beneficiar indirectamente a todo el sistema energético. “Por ejemplo, el almacenamiento permite un aumento en la utilización de fuentes renovables y su integración en la red, lo cual supone un beneficio económico directo para los generadores, con otras repercusiones positivas para otros agentes (red, gobiernos, sociedad), permitiendo el aplazamiento de nueva inversión en infraestructuras, mejoras en la calidad y fiabilidad del suministro, y por supuesto, importantes beneficios medioambientales”, indica Collantes.

Un análisis completo del valor aportado por la adopción de soluciones de almacenamiento de energía eléctrica debería también tener en cuenta los costes evitados gracias a su uso. Por ejemplo, soluciones energéticas de fotovoltaica más almacenamiento pueden sustituir a los generadores diésel que se utilizan en la actualidad para ofrecer continuidad a la producción eléctrica generada en plantas solares, así como en zonas aisladas, islas y sectores con elevado consumo de energía, como el cemento y minería. Los beneficios van mucho más allá de la eliminación de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera asociadas a la generación eléctrica en sí misma; también los tenemos en la eliminación de los costes de transporte del diésel, incluido el riesgo y la huella de carbono de este transporte.

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

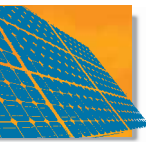
lor complementario al conjunto. En el caso de una planta fotovoltaica, las baterías pueden prestar servicios como:

- Respaldo de voltaje, donde un almacenamiento de decenas de segundos hasta varios minutos elimina las variaciones de tensión debidas a periodos con menor radiación solar (nubes), cumpliendo así los acuerdos de suministro de electricidad o de conexión con la red.
- Regulación de frecuencia, que es un requisito de obligado cumplimiento.
- Desplazamiento de producción y arbitraje a través de almacenamiento de varias horas.
- Utilización como Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI).
- Suministro de energía a largo plazo durante periodos de falta de sol.

Evidentemente, una simple suma de las aplicaciones no siempre refleja la realidad operativa. “Algunos sistemas de almacenamiento optimizados para una aplicación principal pueden no resultar adecuados para otros fines. Además, podría no ser posible prestar ciertos servicios de forma simultánea. Por ello, las tecnologías de almacenamiento que tendrán éxito en el futuro serán aquellas que permitan o faciliten planteamientos multiservicio que maximicen su utilización”, destaca Collantes.

■ Un valor que va más allá de los ingresos directos

Algunas aplicaciones se pueden traducir directamente en fuentes de ingreso, si bien el almacenamiento tiene un valor intrínseco que puede ser más complejo de cuantificar y, por tanto, de monetizar. ¿Cuál es el valor de llevar por primera vez electricidad a zonas alejadas? ¿O el de disponer de una alta



Primavera, soluciones de mantenimiento para plantas FV

El mantenimiento preventivo en el sector de las energías renovables se presenta como base fundamental para hacer rentable la inversión y asegurar la durabilidad de los equipos.

La empresa tecnológica de origen portugués Primavera Business Software Solutions, presente en España desde hace una década, ha desarrollado el sistema de gestión de mantenimiento Primavera EAM, que ya funciona en proyectos de referencia internacional.

ER

Las energías renovables son ya una parte importante de la producción energética global. Pero se trata de un sector muy dependiente de equipamientos de alta tecnología, que suponen grandes inversiones. De ahí que el mantenimiento eficiente de estas instalaciones sea una condición fundamental para la operatividad de las infraestructuras y un factor con un impacto directo en los resultados.

Presente en el mercado español desde hace aproximadamente 10 años, Primavera BSS es una empresa tecnológica de origen portugués y con clientes en más de 20 países que se ha convertido en uno de los principales protagonistas tecnológicos de este sector. Y lo ha logrado gracias a la relevancia de su solución de gestión de equipamientos y activos denominada Primavera EAM, implantada en diversos proyectos internacionales que ha desarrollado la es-

pañola Aries Ingeniería y Sistemas, empresa líder mundial en el desarrollo tecnológico, eficiente y de calidad.

La particularidad de esta solución se basa en el enfoque dado a la gestión preventiva del mantenimiento, es decir, a la mitigación del riesgo de inactividad de los equipamientos, anticipando las intervenciones de mantenimiento para garantizar la máxima disponibilidad y durabilidad de cada equipamiento. Otra característica diferenciadora, que tiene especial importancia si tenemos en cuenta la creciente necesidad de agilidad organizativa, es la facilidad de





Planta fotovoltaica Horus II, en Guatemala.
En la página anterior, la planta fotovoltaica Jasper en Sudáfrica e imagen simulada del software corriendo en un ordenador.



■ Implementación rápida según la criticidad

Primavera EAM reúne todas las herramientas necesarias para la programación detallada de los planes de mantenimiento preventivo y correctivo, inspecciones, rutinas y planes de lubricación según la condición de los activos, del plan de mantenimiento definido por el fabricante, de la periodicidad de las intervenciones preventivas sistemáticas, del programa de paradas, de las intervenciones correctivas previstas y de la criticidad de los activos.

Este sistema *Cloud* ayuda a las empresas a simplificar la gestión de los medios materiales y humanos que participan en el proceso de mantenimiento. La integración de la información permite articular fácilmente los órdenes de trabajo con la disponibilidad del equipo técnico, así como los consumibles necesarios para cada intervención y los costes asociados a cada orden de trabajo. Esta correlación de datos y el intercambio de información garantizan un control global de la actividad, tanto en lo que se refiere a los costes, como al tiempo de disponibilidad de cada activo y su contribución correspondiente en la rentabilidad de la empresa.

La solución ofrece, de forma rápida, un conjunto de estadísticas y análisis fundamentales para que el director de mantenimiento identifique los activos más problemáticos, los que tienen índices de disponibilidad más elevados, la productivi-

acceso a la solución, tanto desde el punto de vista de la comunicación del trabajo sobre el terreno, como de la facilidad de registro, en cualquier equipamiento, de fallos y necesidades de intervención. Basada en los estándares internacionales de mantenimiento y en indicadores de desempeño

mundialmente reconocidos, como MTTR, MTBF o MWT, esta solución garantiza la implantación de buenas prácticas de gestión en los procesos de mantenimiento. Destaca también por la facilidad de integración de datos con otros sistemas existentes en las organizaciones.

Más de 40.000 clientes

Primavera Business Software Solutions (Primavera BSS) es una multinacional especializada en el desarrollo de soluciones de gestión y plataformas para la integración de procesos empresariales. Cuenta con un equipo altamente experimentado y cualificado, y ya tiene presencia directa en España, Portugal, Angola, Mozambique, Cabo Verde, Santo Tomé y Príncipe y Guinea Bissau, e indirecta a través de *partners* certificados en cerca de 20 países.

En total son más de 40.000 clientes los que utilizan diariamente las soluciones Primavera para optimizar sus procesos de negocio, lo que ha consolidado su puesto de líder en el mercado de gestión empresarial en diferentes países de Europa y África.

Con una clara orientación hacia la innovación y la calidad, dispone de un amplio portfolio que se extiende desde las micro, pequeñas y medianas empresas, y empresas de gran dimensión y grupos empresariales, a sectores como el de construcción, industria, mantenimiento, comercio minorista y restauración. Unido a esta oferta global, las posibilidades de ampliación de la plataforma en la cual se asientan las aplicaciones permite la creación de soluciones exclusivas, configuradas exactamente a medida de las necesidades de cada empresa.





La planta Jasper Solar, en Sudáfrica, tiene 96 MW de potencia, lo que la convierte en la más grande del continente africano.

dad de los equipos técnicos, los consumibles más usados, los costes del mantenimiento por equipamiento y otros paneles de gestión que ayudan a gestionar el parque de activos.

Pero, ¿en qué porcentaje mejora la disponibilidad y la productividad de una planta que cuenta con este sistema de gestión? Como explica Ismael Martínez, director de Primavera España, “la mejora varía dependiendo del estado en que se encuentran los procesos de mantenimiento documentados y los equipos de personas mantenedores en el inicio de un proyecto”. Algo que puede ir de la noche al día en unas instalaciones u otras. De hecho, es habitual encontrar herramientas de gestión de mantenimiento basadas en hojas de cálculo, sin el control de versiones y el registro detallado de las tareas, además de la posible pérdida de información. También es muy normal que se impriman los órdenes de trabajo, se rellenen a

mano los tiempos, tareas realizadas y materiales consumidos, teniendo que registrarlo después en el ordenador. “Con Primavera EAM y EAM Mobile, estos procesos realizados en papel hasta ahora, dejan de existir, para tener todo en tiempo real, sin duplicidad de tareas, aportando un gran ahorro de tiempo y costes. Analizando el tiempo invertido en estas actividades y haciendo una estimación de los costes, podemos ver de manera clara que existe un porcentaje de mejora bastante alto. Y no solo de mejora en cuanto a costes, sino también en el control del trabajo. Con EAM existe la posibilidad de automatizar el proceso de creación y asignación de órdenes de trabajo, por supuesto sin perder una sola orden de trabajo y quedando registrados todos los cambios realizados, así como los historiales de equipos, contadores y monitorizaciones”, apunta Ismael Martínez. “En definitiva este sistema ayuda a mejorar, controlar y orientar el mantenimiento, de una forma muy clara, hacia el ‘lean maintenance’, con todas las ventajas que esto conlleva”.

Proyectos de referencia internacional

En España hay numerosos ejemplos de plantas fotovoltaicas gestionadas con Primavera EAM, como Villar de Cañas (CYMI) en Cuenca, Arsol-I en Daimiel (Ciudad Real) o Arsol Toledo en Quintanar de la Orden (Toledo). Pero su implantación es ya una realidad global. La empresa española Aries Ingeniería y Sistemas ha implementado la solución Primavera EAM para gestionar sus proyectos internacionales de plantas fotovoltaicas. Entre ellos, algunos tan emblemáticos como el proyecto Jasper Solar Photovoltaic Power Plant, en Sudáfrica. Desarrollada por SolarReserve, tiene 96 MW de potencia, lo que la convierte en la más grande del continente africano. Fue puesta en marcha a finales de 2014. Otro proyecto singular es el de Horus II, en Guatemala. Construida por la empresa española Grupo Ortiz, la más grande de este sector en América Central, la segunda fase de la planta se inauguró en febrero de 2015. En total suman 88 MW. En ambos proyectos, Primavera EAM controla más de 500 mil equipamientos, cerca de 500 mil módulos fotovoltaicos, casi 450 consumibles y miles de acciones de mantenimiento preventivo instaladas.

Esta solución ha permitido a ambas organizaciones controlar preventivamente la operatividad de los activos, un recurso vital en su negocio principal. “El éxito alcanzado en estos proyectos hace que Primavera EAM sea una tecnología fundamental para la rentabilidad de la gran inversión realizada en estas estructuras de referencia internacional”.

■ Acceso al sistema en cualquier lugar

El sistema Primavera EAM corresponde a la más moderna tendencia de acceso a las soluciones de gestión en *Cloud*, y está disponible como un servicio en cualquier lugar, a través de un acceso web. Gracias a este sistema móvil, pueden comunicarse fallos o efectuarse solicitudes de intervención, así como identificar el nivel de prioridad en cualquier lugar. En el terreno, los técnicos comunican el estado de las órdenes de trabajo, las horas de mano de obra, los costes, los materiales usados y otros datos que permiten al gestor seguir la evolución del trabajo. Este acceso y registro inmediatos de los datos elimina trabajo administrativo y permite que las empresas entren en la era de la eficiencia y rapidez de los procesos, que no es más que la tan célebre transformación digital que tiene lugar en este momento en las empresas que intentan alcanzar la competitividad global.

Pero Primavera BSS no se ha parado aquí. “Recientemente lanzamos al mercado la solución EAM Mobile, que sin licenciamiento adicional, permite al personal de mantenimiento crear órdenes de trabajo, y registrar tiempos y consumos de materiales de esas órdenes. Nuestros retos se basan en la mejora continua, como es el caso de lanzar el módulo de contratos vinculado al mantenimiento. La compañía realiza una escucha activa de los clientes, creando soluciones a sus requerimientos”. Que es, sin duda, la mejor forma de avanzar.

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



Inversores FV para autoconsumo instantáneo

En Ingeteam abordamos cada proyecto bajo el concepto **i+c**, innovación para encontrar las mejores soluciones y compromiso para dar el mejor servicio.

Los inversores de string monofásicos y trifásicos de Ingeteam son capaces de asegurar la no inyección de energía en la red. Gracias a un sistema de control desarrollado por Ingeteam, el inversor FV es capaz de limitar su propia producción, ajustándola a la demanda de las cargas.

La fórmula de la nueva energía **i+c**

Visítenos en:

Australian Energy Storage, Sydney	1-2	junio
Intersolar, Múnich	22-24	junio
Intersolar Brasil	23-25	agosto
REI India	7-9	septiembre
Solar Power International, Las Vegas	12-15	septiembre
All Energy, Australia	4-5	octubre

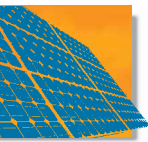


www.ingeteam.com

solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

READY FOR YOUR CHALLENGES



La distribución... en clave JAB

JAB es una empresa distribuidora de material eléctrico que ha decidido apostar con fuerza por las energías renovables. Por eso ha contratado a Jordi Serrano, un profesional del sector –más de 25 años de experiencia– que va a liderar un “equipo técnico–comercial especialista, conocedor de los procesos de legalización, dimensionado y puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo”. Serrano y compañía seleccionarán todo el material que va a distribuir JAB, “y vamos a priorizar las marcas de alta calidad y europeas”. Josep Raventós, alma máter del Grupo JAB, es el hombre que ha fichado a Jordi, y lo tiene muy claro: “tanto el autoconsumo como la aislada con acumulación van a crecer de manera importante, y el instalador eléctrico va a tener mucho que decir ahí”.

Antonio Barrero F.

“**N**osotros somos marquis-tas y nuestro cliente es el profesional de la instalación. Seleccionamos un proveedor por línea de producto, como máximo dos; llegamos a unos acuerdos potentes con esos fabricantes; y mantenemos con ellos una colaboración muy estrecha. Por otro lado, defendemos la calidad de las instalaciones y es por eso que nuestro cliente es exclusivamente el profesional de la instalación”. El director general del Grupo JAB, Josep Raventós (Vilanova i la Geltrú, 1975), tiene todo JAB en la cabeza. Replotó la compañía –antes se llamaba Grupo Álvarez Beltrán–, cuando prácticamente nadie daba un duro por ella, y a estas alturas lleva ya 30 meses reinventando la distribución, recreándola, reconstruyendo la firma. Los almacenes de la familia Álvarez Beltrán habían llegado a tener –en el año 2007– hasta mil trescientos empleados y habían registrado facturaciones que rondaban los 340 millones de euros. Pero vinieron las vacas flacas y, al final, el cierre.

Raventós estaba en primera línea, era director comercial de la firma desde 2008 y, cuando la familia propietaria arrojó la toalla (no encontraron comprador para la empresa), decidió ponerse manos a la obra e intentarlo. Y lo ha conseguido.

Con las ideas claras, trabajo y ambición. “Hay muchos modelos de distribución en el mundo del material eléctrico –dice–, pero nosotros somos marquis-tas y defendemos a nuestro cliente, el instalador eléctrico. No vamos a distribuir cinco marcas de módulos fotovoltaicos, o cinco marcas de inversores... Vamos a intentar cerrar acuerdos con un fabricante o dos de módulos, con uno de inversores, con uno o dos de baterías. Cerraremos esos acuerdos, y almacenaremos, y formaremos a nuestros clientes –los electricistas–, y daremos charlas...”.

El almacén conoce sus fortalezas: “JAB puede ofrecer al instalador todo el material que necesite para realizar una instalación fotovoltaica, y no solo los módulos, sino también las protecciones, los cables, los cuadros eléctricos... Eso nos da una ventaja, dados los actuales márgenes ajustados del sector”. En definitiva, que el instalador –continúa Raventós– va a encontrar en JAB” a un suministrador de material global, desde luego (somos distribuidores), pero también va a encontrar aquí a alguien que le puede ayudar en un determinado momento a perfilar un proyecto, a estudiarle un tema, a alguien que le va a asesorar y que le protegerá frente al intrusismo no profesional...”. Para ello –y, entre otras cosas–, JAB ha

creado todo un equipo de profesionales: Jordi Serrano, Joan Francesc Roca, Jesús Heredia y Carlos Lemus.

Lo que quiere Raventós es, grosso modo, añadir al catálogo de JAB todas las referencias fotovoltaicas necesarias para que, tanto el electricista no especializado en solar como el que sí lo está, puedan entrar por la puerta del almacén con una idea en la cabeza y salir de allí con todas sus demandas satisfechas. El director del Grupo JAB habla de “almacén de material eléctrico de perfil dinámico” y se manifiesta conciliador: “yo creo que esto va a ser bueno para todo el mundo y creo que los almacenes específicos del sector de las renovables no tienen por qué temer nuestra entrada; somos muy respetuosos con el mercado. También es cierto, lógicamente, que los demás tendrán que tomar alguna medida, ampliar catálogo, ir a ciertas gamas eléctricas y empezar a dar servicios al instalador eléctrico que va a empezar a hacer instalaciones de renovables. En todo caso –insisto–, yo creo que va a ser muy bueno para todos”.

El objetivo es contar con un *stock* permanente de los modelos solicitados, cuentan desde JAB. Un *stock* específico de fotovoltaica que satisfaga todas las expectativas de los instaladores especializados en solar y, así mismo, de los que van a



empezar a trabajar en este segmento. “No creo que vayan a desaparecer los especialistas del mundo de las renovables, sino que, antes al contrario, esta va a ser también para ellos una gran oportunidad”. La empresa tiene claro el perfil del cliente: instaladores eléctricos de todos los niveles, e instaladoras específicas de solar, “que van a encontrar en los almacenes del Grupo JAB marcas de calidad a unos precios competitivos y con un importante *stock*”.

El distribuidor oferta ya módulos fotovoltaicos de alta eficiencia, policristalinos y monocristalinos; estructuras de montaje tanto fijas, para cubiertas, como con seguidor; inversores DC/AC; soluciones para autoconsumo fotovoltaico, residencial e industrial; baterías estacionarias y de nueva tecnología ión litio polímero; sistemas completos para viviendas o aplicaciones aisladas de la red; bombeo (sistemas específicos de bombeo solar directo); aerogeneradores (eje vertical y horizontal para viviendas y comunicaciones). En fin, todos los productos imaginables. Pero JAB también va a ofertar “respuesta rápida en plazos de entrega gracias al *stock* propio; alta calidad de todas las marcas representadas; asesoramiento técnico-comercial del producto;

amplio equipo técnico experimentado (campañas de formación a instaladores; asesoramiento en proceso de legalización de instalaciones; soporte técnico en el dimensionado y planificación); soluciones de financiación a medida”.

“Tenemos al cliente –apunta Raventós–, tenemos 2.700 facturas profesionales todo los meses. Imagínese que somos

Las credenciales de JAB

La empresa aragonesa JAB –también presente en Navarra y Valencia– declara más de 10.000 metros cuadrados de almacén a su servicio, “y tres millones de euros en material de *stock*”. JAB, que forma parte del grupo DAM (Distribución Activa Multisectorial), cuenta con nueve puntos de venta –acaba de abrir un nuevo establecimiento en Cogullada (Zaragoza)– y dispone de una plantilla de unas 70 personas. En lo que se refiere al material generalista, las principales marcas con las que trabaja son Philips, ABB Niessen, Simon y Top Cable. Su división de Energías Renovables oferta “soluciones completas para instalaciones fotovoltaicas” y trabaja con las siguientes marcas: REC Solar (módulos FV); Ingeteam, Victron Energy y SMA (inversores); Exide y Ampere Energy (baterías); Grundfos (bombas); Bornay y TechnoWind (aerogeneradores); Deger (seguidores); Steca Elektronik GmbH y Victron Energy (reguladores); Schletter y Aplisun Develop (estructuras de soporte).

capaces de formar a una parte de ellos, de explicarles qué es esto y que le pierdan el miedo a un sector desconocido... Pues a eso vamos. Porque ellos son unos grandes prescriptores, llevan mantenimientos de fábricas, de almacenes... mantenimientos de todo tipo, y pueden transmitir estas ideas –aislada, autoconsumo...– de manera capilar. Ese es el objetivo, en definitiva, y eso es lo que yo creo bueno para el sector de las renovables”.

JAB quiere pues suministrar el producto fotovoltaico con una filosofía igual a la que impregna la distribución del resto de material eléctrico. Y Raventós no tiene duda: “estoy convencido de que las renovables y, sobre todo, la FV y las aplicaciones que hemos estado comentando –autoconsumo y aislada con acumulación– van a ir hacia arriba de una forma importante, va a haber unas facturaciones interesantes, va a haber unos proveedores de primera línea a los que les va a hacer falta tener respuesta, y creo que ahí vamos a ser algunos los distribuidores de nuestro perfil los que entremos”.

La empresa ya está lanzada: “se han iniciado una serie de acciones formativas

sigue en pág 49...

E

Jordi Serrano

Director del negocio de Distribución de Material de Energías Renovables del Grupo JAB

“Queremos hacer llegar el discurso fotovoltaico al electricista de toda la vida”

Jordi era apenas un adolescente –corría el año 78– cuando en sus manos cayó una edición de la revista *Integral* que incluía un monográfico –El Sol para todos– que “fue el culpable de que yo metiera la nariz en esto de la energía solar”, me dice. Un par de años después de aquel encuentro, su padre, que trabajaba en una empresa de inyección de polímeros, le trajo “una célula fotovoltaica redonda, marca Kontakt, que en su fábrica estaban ensamblando en una especie de juguete de plástico”, y con la que empezó a trastear: “la conectaba a un pequeño motor del juego Electro L... y funcionaba”. Jordi conserva en su despacho aquel monográfico y sigue convencido de que hay que “conectarlo” todo (ahora organiza unos encuentros gastronómico lúdico laborales –a los que llama PV Porrón– “donde el ambiente *gourmand* y el *networking* –explica, divertido– acaban fructificando en forma de colaboraciones, tan necesarias ellas en nuestro negocio, en el que, sin lugar a dudas, la unión hace la fuerza”). Serrano es hombre de currículo largo (25 años en el sector): autor del pionero “Manual del Usuario de Instalaciones Fotovoltaicas” (año 2001), profesor del Máster en Sostenibilidad de la Cátedra Unesco, coordinador durante seis años de la asociación de difusión de la energía solar SEBA, responsable de ventas en Ecotècnia, en SunTechnics, en REC... En fin, un profesional que, 25 años después de aquella célula redonda –Kontakt–, sigue buscando conexiones. Ahora, en fase JAB.

■ ¿Cómo llega la energía solar a la biografía de Serrano?

■ Bueno, en la editorial de la revista *Integral* había un familiar mío trabajando. Y cayó en mis manos una revista que incluía un monográfico en el que hablaban de la energía solar. Así fue cómo empezó todo esto. Luego estudié Formación Profesional de electricidad. Y ahí, en la FP, conocí a Pere Soria, que ahora está en Circutor, y montamos una asociación, que se llamó Solavent, para la divulgación de las energías renovables, en el año 88: íbamos dando charlas por las escuelas y hacíamos encuentros científicos con estudiantes... con una pequeña placa solar y cuatro *gadgets*... explicando a la gente cómo funcionaba la fotovoltaica [FV].

■ Pero supongo que eso no daría de comer...

■ No, en ese momento no me daba. Trabajaba en la Cruz Roja conduciendo ambulancias, ocho años [se ríe], y en los helicópteros de Bomberos de la Generalitat, en la extinción de incendios. Luego tuve la suerte de entrar en ABB Motores. Ellos me pagaron la carrera de ingeniería industrial en la Politécnica, salí después de ABB, entré en este sector, y en la fotovoltaica llevo 25 años.

■ ¿Y qué hace un profesional de las renovables como Serrano –Ecotècnia,

SunTechnics, REC– en una empresa que distribuye material eléctrico como JAB? O, dicho de otro modo, ¿cómo entran los almacenes JAB en la biografía de Jordi?

■ El proyecto en el que está embarcado JAB es muy interesante. JAB es una empresa especializada en efecto en la distribución de material eléctrico: cable, cuadros, iluminación, transformadores... Saben como nadie lo que es este negocio; y saben cuidar a sus clientes, a todos esos electricistas que llegan a sus almacenes a comprar el material con el que luego harán sus instalaciones. Pues bien, lo que queremos hacer ahora es empezar a distribuir todo tipo de material fotovoltaico desde lo que siempre ha sido un almacén de material eléctrico. Queremos hacer llegar el material fotovoltaico, y el discurso fotovoltaico, al instalador pequeño, al electricista de toda la vida, para llegar, a través de él, al cliente final. Porque no queremos conformarnos con llegar a los de siempre, a los más sensibilizados, a los ecologistas, a la gente que contrata comercializadoras verdes, o a mis amigos neorurales... a los que yo llamo agro-poetas. Queremos ir más allá.

■ O sea, que entiendo que los almacenes JAB quieren añadir ahora a su oferta tradicional una nueva gama de producto –material fotovoltaico–, y que quieren ofertar ese nuevo producto a sus clientes tradicionales, que son



los electricistas de toda la vida: no los especializados en FV, sino los profesionales del sector eléctrico en general. ¿Es así?

■ Sí, esa es la idea. Estamos hablando de profesionales muy cualificados. Gente que tiene a sus espaldas una gran experiencia, pero a la que nadie está ofreciendo fotovoltaica. Esos son los candidatos: instaladores, electricistas, profesionales que se ocupan del mantenimiento del proceso industrial de una empresa, de la reparación, del cableado de naves nuevas. Nosotros creemos que ese ejército de profesionales puede llegar, está llamado a llegar, al usuario de a pie. Esta gente tiene ya –se ha ganado– la confianza de sus clientes y, en un momento dado, pueden proponerles –¿por qué no?– una instalación solar para autoconsumo, por ejemplo.

■ Estamos hablando pues de ensanchar el horizonte de negocio del electricista de toda la vida. O sea, de diversificar. Bien, pero, eso... ¿cómo se hace?

■ Con formación y con asesoramiento técnico. Tenemos claro que el instalador tiene que saber de fotovoltaica y tiene que saber vender fotovoltaica. Y, por eso, en JAB no solo le vamos a asegurar el *stock*, sino que, además, nos vamos a preocupar por apoyar a las empresas que desconocen la tecnología solar. Los equipos y los materiales están ahí, todo está probado, hay soluciones para cualquier aplicación y, por fin, hay miles de ciudadanos que van a montar instalaciones en sus domicilios para autoconsumir. Pero esa gente necesita que su instalador de confianza se lo proponga sin ninguna duda. Pues bien, ahí va a estar JAB. Vamos a formar a nuestros clientes, en cada aplicación; vamos a darles apoyo técnico en la planificación y legalización de las instalaciones de autoconsumo; y, más aún: en temas de financiación, que es otra de las barreras en este sector, vamos a poner soluciones encima de la mesa.

■ ¿Hay mercado, pues?

■ Sin duda. En todas partes lo va a haber, pero en los países del sur de Europa –Italia, España, Portugal y Grecia– más aún, porque aquí se amortiza todo mucho antes. ■

...viene de pág. 47.

a delegados, técnicos y comerciales con el fin de potenciar esta línea de negocio en el grupo y definir una base estratégica. ¿Objetivo? Consolidar una línea de negocio ajustada a la situación y necesidades actuales del sector de las renovables". Raventós concluye convencido: "nuestro modelo, marquista, gusta a los fabricantes; el nuestro es además un modelo de cercanía –no somos una multinacional, en la que las decisiones se toman en Madrid o en Holanda–, almacenamos material, tomamos las decisiones en clave local; con el fabricante y con el cliente. Somos rápidos, ágiles, tenemos material y damos servicio".

¿Y con quién compite JAB? "Con muchas multinacionales, con una potencia financiera inigualable. Pero son empresas muy lentas, puntos de venta sin apenas material, gente sin apenas formación, personal que se limita a despachar el material. Y eso no es lo que el mercado quiere, ni lo que quiere el fabricante, o el instalador". JAB también compite –continúa Raventós– con almacenes de un tamaño muy reducido," que no tienen tampoco gente cualificada, o que no tienen capacidad para tener unos grandes stocks. Y,



por fin, competimos con almacenes muy especialistas, que tienen cuatro marcas de módulos FV, cinco de inversores, tres proveedores de estructuras... pero con falta de gama (conductores, protecciones, etcétera). Nosotros cubrimos más áreas. Y tenemos gente que sabe de qué va el tema, como Joan Francesc Roca, o Jordi Serrano".

Bombeo en Teruel con la nueva serie de módulos REC TwinPeak

■ Más información:

→ <http://www.grupojab.es>

Calentadores de agua fotovoltaicos

EKOTECHNIK
España

Una nueva fuente de energía limpia y adaptada a las necesidades de cada hogar y empresa.*

- Suministro de agua caliente **365 días al año.**
- **Mínimo coste** de mantenimiento.
- Opción de conectar **paneles a otros aparatos.**
- Instalación **económica.**
- Alta **rentabilidad.**
- Sistema fotovoltaico **no conectado a la red.**
- Ahorros en consumo de hasta **275 € al año.**

¿Quiere formar parte de nuestra red de distribuidores en España? Contáctenos:

+34 684 392 420 • info@ekotechnik.es • ekotechnik.es



* Los calentadores fotovoltaicos cumplen los requerimientos del Código Técnico de la Edificación (CTE-HE4) y no están sujetos al impuesto al sol y requisitos del RD 900/2015 sobre autoconsumo al no estar conectados a la red.

Ekotechnik, la firma que produce agua caliente sanitaria con placas FV

Calcularon la cantidad de energía solar que llega a cinco ciudades de España –cinco latitudes, cinco climas completamente distintos–; calcularon después las necesidades de Agua Caliente Sanitaria (ACS) que tiene una familia de cuatro miembros en cada una de esas ciudades; pusieron a continuación en el algoritmo un calentador fotovoltaico Ekotechnik, y simularon por fin el comportamiento de esa instalación –integrada por paneles solares y termo eléctricos– para cada día del año atendiendo a valores como la cobertura proporcionada por la parte fotovoltaica (FV), la energía FV excedente y la energía que deberá proporcionar una fuente de apoyo”. ¿Conclusión? Léase...

Antonio Barrero F.

Ekotechnik es una empresa checa distribuidora de calentadores fotovoltaicos al por mayor que está aterrizando en España con un producto probablemente sin parangón. Empezó a escribir su historia hace ya más de veinte años en Centroeuropa (como industria del plástico especializada en tuberías de altas prestaciones), se decantó luego por la fotovoltaica (lo hizo mediada la década pasada), hizo pronto fortuna poniendo en marcha grandes campos solares (ha instalado centenares de megavatios en Rumanía y Ucrania), y, por fin, y ahora que el mercado macro de la FV se ha desinflado, ha optado por reinventarse en clave doméstica. ¿Cómo? Adquiriendo una cierta patente –la de sus calentadores fotovoltaicos– con la que llega a España para revolucionar el mercado del Agua Caliente Sanitaria (ACS).

“Es una patente universal. Y no hay ningún producto similar: no hay ninguno –que sepamos– que caliente agua a partir de fotovoltaica siguiendo una Corriente Continua”. Lo dice Marcel Llaveró Pasquina, responsable de ventas de Ekotechnik en España. Llaveró nos explica desde Praga que los calentadores fotovoltaicos de su empresa “llevan ya seis meses en el mercado de la República Checa, donde están teniendo una muy buena acogida y donde, aparte de llegar al consumidor doméstico, estamos

despertando también mucho interés en las empresas de agua caliente sanitaria. Así que –continúa– hemos decidido traerlos a España, donde creemos que hay mucho potencial. Por dos motivos: por el Sol y por el coste de la energía”. Y, así, la empresa está a punto de empezar a buscar aquí distribuidores regionales e instaladores.

■ Ekotechnik consulta a Exeleria

Antes, no obstante, se han propuesto dejar las cosas meridianamente claras. ¿Cómo? Contratando a una consultora independiente para que le haga todos los números a su sistema, de modo tal que Marcel –responsable de ventas en España– pueda presentarle a sus potenciales clientes un retrato muy exacto de su producto estrella. La consultora que ha hecho el informe es Exeleria (Grupo Everis), el estudio en cuestión acaba de salir del horno (18 de mayo) y los resultados son demoledores: incluso en las zonas menos soleadas de la península, los ahorros anuales que consigue un calentador FV de Ekotechnik, comparados con el gasto típico anual de un sistema de producción de ACS a partir de gasóleo, o con el gasto de una caldera de condensación de gas natural, o el gasto de una bomba de calor... son sencillamente sin parangón. Sí, ahorros sin competencia, según la consultora Exeleria.

El caso es que Ekotechnik ha empezado ya a buscar socios de distribución e instalación en España. “Y la verdad –cuenta Marcel– es que creemos que habrá muchas empresas interesadas en el producto, tanto distribuidores como instaladores”. La firma checa ofrece dos “opciones principales”: el kit solar de 100 litros y el de 200. El primero consta de un depósito de cien litros y cuatro paneles FV de 250 vatios (un kilovatio en total). Los paneles ocuparían una superficie de 2 x 3,3 metros (esta instalación –que es la básica– es capaz de generar unos 1.400 kilovatios hora al año y está pensada para satisfacer las necesidades de una o dos personas). La segunda opción duplica todos los guarismos: depósito de 200 litros, ocho paneles (dos kilovatios); 4 x 3,3 metros; unos 2.800 kilovatios hora al año. Además, la consultora que le ha hecho los números a Ekotechnik ha trabajado con una tercera opción: 160 litros y 1,5 kilovatios. Pues bien, en la inmensa mayoría de los casos estudiados (en la mayoría de las combinaciones posibles), el retorno de la inversión oscila entre los 5,8 y los 6,9 años.

Por ejemplo, en Cuenca (zona solar III), una instalación de dos kilovatios pico (ocho paneles) y un depósito de 200 litros quedaría amortizada en poco más de seis años y me-

sigue en pág 52...

Modus operandi

Ekotechnik ha contratado a la consultora Exeleria para que le haga un “estudio básico de competitividad” a su “caldera de Corriente Continua alimentada por una instalación fotovoltaica”. La consultora acaba de dar a luz los últimos datos de su estudio (18 de mayo). Para la elaboración de este informe (al que se puede acceder en ekotechnik.es), Exeleria ha empleado el siguiente modus operandi: España está dividida grosso modo en cinco zonas, según la radiación incidente. Exeleria ha tenido en cuenta ese dato (ha elegido una ciudad-ejemplo para cada una de esas cinco zonas) y ha tenido en cuenta asimismo el “valor de la temperatura mínima media del agua de red para cada mes del año” en cada una de esas ciudades (guarismo que ha obtenido de la base de datos de Censolar, que es el centro de formación en energía solar decano de España, miembro de la International Association for Solar Energy Education).

Para el cálculo de la demanda de Agua Caliente Sanitaria (ACS), Exeleria ha tenido también en cuenta el Código Técnico de la Edificación del Ministerio de Fomento, que indica un consumo de 28 litros por persona para una vivienda; y ha estimado un total de cuatro personas por vivienda. La consultora ha obtenido los valores de radiación global para cada hora del día en cada una de las cinco ciudades mediante la herramienta Photovoltaic Geographical Information System, que ha sido diseñada por el Joint Research Center (Centro Común de Investigación) de la Comisión Europea. Finalmente, la filial del Grupo Everis ha elegido un “valor óptimo de inclinación de los paneles para una generación a lo largo de todo el año”, valor que varía –explican desde Exeleria– en función de la latitud (que condiciona la mayor o menor perpendicularidad de los rayos con respecto a los paneles fotovoltaicos).

El sistema funciona de la siguiente manera: el acumulador se va cargando o descargando en función del balance obtenido entre producción y consumo energético. En caso de que el acumulador se descargue hasta el valor de activación de Corriente Alterna, se inyectará energía de la red, y en el caso de que el depósito esté cargado a su nivel máximo de energía acumulable, se desconectará el sistema fotovoltaico. Pues bien, en ese marco demostrativo concreto, Exeleria ha obtenido “el estado de carga del acumulador para cada hora del año, mostrando en qué momentos se carga o se descarga, cuándo se inyecta energía de la red, cuándo se desecha producción fotovoltaica, etcétera”. Para estos cálculos –matizan desde la consultora–, también se han tenido en cuenta “las pérdidas de calor que se producen en el acumulador con respecto al exterior”. ¿Conclusión? Pues, en el caso menos favorable a priori –Oviedo, zona solar I (la menos soleada de las cinco)–, el 88% de las necesidades de ACS sería satisfecho por la instalación solar. A la derecha, los números de Exeleria.

Oviedo, zona solar I (la menos soleada de España)



Datos panel fotovoltaico	
Número de paneles	6 Unidades
Potencia pico instalación	1,5 kWp
Área total	9,6 m2

Datos consumo ACS	
Número de personas	4 Personas
Consumo diario	112 l/d
Tª diseño	60 °C

Resultados	
Demanda anual ACS	2282,82 kWh
Producción FV disponible	2018,04 kWh
Producción FV no utilizable	4,09 kWh
Producción FV aprovechada	2013,94 kWh
% Cobertura FV	88%
Energía de red	394,00 kWh
¿Acumulador nunca vacío?	SI



Nuevo Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica

Sistema Patentado

Tecnología Redox de Vanadio

HydraRedox Iberia desarrolla soluciones de almacenamiento a medida para cubrir las necesidades técnico-económicas específicas de los clientes.



HydraRedox
IBERIA S.L.

Gran Vía 36, 1º izq.
50.005 ZARAGOZA
contacto@hydraredoxiberia.com
Tel +34 976 228896
www.hydraredox.com

...viene de pág. 50.

dio. En Sevilla, con los mismos elementos, los plazos se acortan ligeramente, pero resultan muy similares. Es decir, que el usuario ahorrará en menos de siete años todo lo que se gastó cuando montó su calentador FV. A partir de ese momento, a partir del séptimo año, todo el ahorro será neto y el consumidor podrá olvidarse de la factura del agua caliente sanitaria. ¿Y de qué inversión estamos hablando... en Madrid, por ejemplo? “Máximo, 3.000 euros, que te van a proporcionar ACS para cuatro personas durante quince años. Estoy hablando –contesta Llaveró Pasquina– de llave en mano, producto finalizado y trabajando... máximo, 3.000 euros”.

Conforme avanza la conversación, más imperiosa parece la pregunta: ¿pero realmente habrá siempre sol suficiente como para producir el 100% del ACS? ¿Incluso en Oviedo en el mes de enero? “La energía solar –cuenta Marcel– se almacena en forma de temperatura dentro del agua. El depósito ha sido diseñado para aislar la temperatura y evitar que se escape esa energía. Exelería

Estudio Exelería. Zona: Madrid

	100 Litros	160 Litros	200 Litros
1 kwp	6,30	7,28	7,57
1,5 kwp	5,84 años de retorno	6,28	6,46
2,0 kwp	6,32	6,64	6,79

Los resultados obtenidos para la variante 100 L–1,5 kwp son los siguientes:

Demanda anual ACS	2.226,96 kWh
Producción FV disponible	2.603,87 kWh
Prod. FV no utilizable	373,35 kWh
Prod. FV aprovechada	2.228,51 kWh
Porcentaje cobertura FV	100
Energía de red	182,00 kWh

también ha considerado las pérdidas por difusión, pero son muy bajas”. Además –explican desde la empresa–, dentro del mismo calentador solar, es posible activar una resistencia eléctrica de soporte alimentada desde la red eléctrica convencional (CA 230V).

Marcel lo explica: “el sistema está conectado a la red. Tiene una resistencia adicional, por si falta energía solar, pero rara-

mente es activada. Y, tal y como recoge el informe de Exelería, el gasto anual de la electricidad que pagas es como máximo de 20 ó 30 euros al año, o sea, que es negligible”. Efectivamente, Exelería presenta un montón de números en su “estudio básico de competitividad”. Un ejemplo: la consultora compara lo que nos va a costar cada año el ACS en Oviedo (zona solar I) si tenemos un calentador FV con lo que nos costaría el agua caliente sanitaria en esa ciudad si lo que tenemos es una caldera de gas natural, una caldera de condensación, una de gasóleo, un termo eléctrico convencional y/o una bomba de calor.

■ Y no hay color

En la zona I (la menos soleada de España), un año de Ekotechnik (el ACS que producirá durante esos 365 días el calentador fotovoltaico checo) cuesta 18,24 euros (que es lo que deberemos pagarle a la compañía por la electricidad que saquemos de la red esos días nublados de enero, febrero y poco más, días en que no será suficiente la energía solar). Pues bien, un año de bomba de calor costaría 77,92 euros, o sea, cuatro veces más; un año de gasóleo, 146; un año de caldera de condensación, 167,68; y un año de termo eléctrico convencional, 273,94 euros. Todas las demás comparaciones que hace la consultora –comparaciones con otras zonas climáticas, comparaciones en materia de Tasa Interna de Retorno, comparaciones en materia de Valor Actual Neto, etcétera, etcétera– arrojan resultados (favorables a la FV) igualmente espectaculares.

El responsable de ventas de Ekotechnik en España, Marcel Llaveró Pasquina, añade: “desde el punto de vista del medio ambiente, no tenemos competidor en el gas, ni en el diésel... Y, desde el punto de vista técnico, el competidor sería la solar térmica, pero nuestro producto es mucho más fácil de instalar y requiere mucho menos mantenimiento, por no decir cero. Y, en cuanto a las bombas de calor... pues también competimos muy bien con ellas, porque en nuestro caso, la inversión inicial es mucho menor”. Por cierto, el informe de Exelería incluye una “sección de apoyo comercial con planes de negocio para distribuidores e instaladores interesados” y repasa además toda la geografía autonómica española en pos de subvenciones para este tipo de instalaciones. Y cierto es que no todas las comunidades prevén ayudas, pero también lo es el hecho de que, en algunas, las subvenciones alcanzan hasta el 45% de la inversión.

Llaveró Pasquina explica

El informe de Exelería incluye un “Plan de Negocio”. La consultora ha hecho un estudio económico “sobre la rentabilidad de instalar el sistema de termo eléctrico con paneles fotovoltaicos frente a los anteriores sistemas (suponiendo que ya están instalados, es decir, relaciona la inversión inicial de nuestro sistema y su coste anual con el coste anual generado por los demás sistemas). Se han tenido en cuenta los siguientes datos: actualización de precios (2,5%); período de amortización (15 años); WACC, o coste medio ponderado de capital (7%).

El responsable de ventas de Ekotechnik en España, Marcel Llaveró Pasquina, aporta una serie de consideraciones sobre todos los conceptos. En primer lugar, sobre la Tasa Interna de Retorno (TIR), la rentabilidad anual de la inversión, o qué parte de la inversión inicial recuperas anualmente: “sería similar a lo que un banco te daría anualmente si pusieras tus ahorros a plazo fijo (lo que sería un TAE). Pues bien, a riesgo cero, los calentadores fotovoltaicos te dan hasta un 16%; un depósito tipo fijo en un banco reporta aproximadamente un 3%”.

El TIR también sirve –añade Marcel– como indicativo de “hasta qué tipo de interés puede tener el crédito que solicites para que la inversión no te salga a perder. En este caso, se podría pedir un préstamo con un tipo de interés de hasta el 16% y no perder dinero. Si el cliente solicita un préstamo al consumo al típico 7% de interés, le quedaría otro 9% para ahorrar”.

El VAN, Valor Actual Neto, es la diferencia –explica Llaveró Pasquina– entre el beneficio que te proporciona la inversión en el calentador fotovoltaico respecto a una inversión sin riesgo a un tipo fijo (WACC). En el caso del estudio, se ha fijado el tipo al 7%. Así, invirtiendo en un calentador fotovoltaico ganarías X (valor del VAN) más que disponiendo tus ahorros en un depósito fijo con un TAE del 7% durante 15 años.

El TIR y el VAN –concluye Marcel– son conceptos entrelazados: “fíjate que si el TIR es superior al tipo fijado (WACC) del 7%, el VAN es positivo (nos sale más a cuenta invertir en el calentador que poner los ahorros en el banco). Y al contrario, si el TIR es inferior al tipo fijado, el VAN es negativo (nos sale más a cuenta poner los ahorros en el banco que invertirlos en el calentador). A mayor diferencia entre TIR y WACC, mayor será el valor del VAN. El ejemplo asume que el banco nos da un 7% TAE durante 15 años por nuestro depósito, que es algo superdimensionado, no existe tal producto financiero”.

Los cálculos del modelo de negocio –explican desde Ekotechnik– han sido hechos tomando el coste de inversión inicial más el coste anual de los calentadores fotovoltaicos (inversión inicial + coste anual, pues), frente al coste anual de las demás tecnologías (en las demás tecnologías solo se considera el coste anual). Exelería ha elegido este escenario “para reflejar la situación en que la tecnología competidora ya está instalada en el edificio y se busca obtener un ahorro ambiental, energético y económico mediante la sustitución por un calentador fotovoltaico”.

En el caso de una vivienda nueva, o en el caso de que hayamos llegado al final de la vida útil de un sistema antiguo, se deberían comparar las diferentes opciones incluyendo inversión inicial y coste anual. En esa situación –concluye Marcel–, los calentadores fotovoltaicos serían mucho mejores que los calentadores de gas y diésel e incluso más rentables que las bombas de calor, que requieren una inversión inicial significativamente más elevada.

Zona IV (Madrid). Respecto a	TIR (%)	VAN (€)	Retorno (en años)
termo eléctrico	15,6	960	6,0
caldera Gas Nat.: mant. preventivo	15,6	957	6,0
caldera Gas Natural: rev. obligatoria	10,8	404	7,8
caldera Gas Natural-Cond.: mant.	13,1	654	6,8
caldera Gas Natural-Cond.: rev.	8,0	101	9,2
caldera gasóleo	12,8	623	6,9
bomba de calor	-3,1	-805 €	-

■ Más información:

→ ekotechnik.es

GAMA VOLKSWAGEN

VEHÍCULOS COMERCIALES



CRAFTER

TRANSPORTER

AMAROK

CADDY

Los candidatos perfectos para tu empresa.

En la vida y en el trabajo contar con un buen compañero es fundamental para llegar al éxito. Todos los modelos Volkswagen Vehículos Comerciales se presentan como los candidatos ideales para llevarte hasta él. Y ahora, el nuevo Caddy y el nuevo Transporter representan un gran salto en cuanto a innovación y seguridad ya que vienen equipados con la última tecnología. Además, gracias a la tecnología 4motion podrás disfrutar de una conducción offroad sin importar las condiciones del camino.

Innovadores, flexibles y fiables.

La nueva gama Volkswagen Vehículos Comerciales cumple con todos los requisitos para sumarse a tu negocio.



**Vehículos
Comerciales**



Las microalgas son energéticamente rentables, pero de otra manera

Sigue sin despejarse el horizonte comercial de las microalgas para fines energéticos, especialmente biocombustibles. Nadie dijo que el camino tecnológico, y mucho menos el salto industrial, fuera fácil, ya que forman parte de una tercera generación de biocarburantes cuando ni siquiera la segunda está asentada. Sin embargo, declaraciones y hechos recientes protagonizados por organismos científicos, la ONU y empresas biotecnológicas dan ciertas señales de hastío. A pesar de todo, la investigación sigue su curso, pero pensando más en integrar las algas en procesos productivos y energéticos para rentabilizarlos.

Javier Rico

Efectivamente, a mediados de mas cierto que llevaban más años de “recorrido algal”, pero la cosmética, la alimentación, la farmacia y la nutrición le han ganado la partida a la energía. En cualquier foro, jornada o conferencia en las que se presente a las algas como protagonistas (el último fue la European Algae Biomass Conference – del 20 al 21 de abril en Berlín– y una de las próximas la AlgaEurope –del 13 al 15 de diciembre en Madrid–) se exponen mayor número de desarrollos tecnológicos y comerciales asociados a esos sectores que a la producción de biogás o biodiésel.

En estos y otros eventos se sigue hablando del mismo medio plazo que hace más de cuarenta años se pronosticaba para que las propiedades energéticas de las algas dieran el salto comercial. El último informe de la Conferencia de las Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo (Unctad) sobre el estado del mercado mundial de los biocarburantes era rotundo al respecto: “la producción de biomasa de algas no es rentable debido a las numerosas barreras tecnológicas que deben superarse con el fin de aprovechar mejor su potencial”.

Casi cuatro años antes del «Second-generation biofuel markets: State of play, trade and developing country perspectives» de la Unctad, un reportaje de esta revista recogía las conclusiones de otro informe. En este caso se trataba de uno de la National Research Council de Estados Unidos, en el que se afirmaba que producir biocombustibles a partir de algas consume cantidades insostenibles de energía, agua y fertilizantes. Fue entonces cuando se pen-

só en apostar a fondo por emplear dos fuentes de emisiones humanas para hacer más rentables los procesos de cultivos: nutrientes de aguas residuales y CO₂ para favorecer el crecimiento de las microalgas.

■ Solazyme se apea del carro

El mismo informe de la Unctad recuerda que los primeros intentos de producción de biocombustibles a partir de algas se realizaron en Estados Unidos en la década de los años setenta del pasado siglo. Sin embargo, en aquellos momentos no se consiguió mantener un apoyo continuado a las investigaciones. Hubo que esperar a comienzos de este siglo para que se reanudara el trabajo científico impulsado por las preocupaciones sobre la limitación de los recursos, el uso abusivo de la tierra y la irrupción del cambio climático.

La percepción de un horizonte que no acaba de acercarse también la tienen los jóvenes investigadores. En un repaso bibliográfico sobre la materia realizado por alumnos y alumnas de la Facultad de Biología de la Universidad de Vigo, concluyen que el coste de la producción de microalgas con fines energéticos aún es alto, comparado con el del petróleo, “sin embargo –matizan–, esto no implica que en unos



años siga siendo así. Es una tecnología en desarrollo de la que aún quedan muchas incógnitas que investigar y resolver, como las modificaciones genéticas que permitan producir algas con mayor rendimiento o más fáciles de cultivar, o incluso producir las a la carta, que cumplan los requisitos de cada productor”.

El problema es que hay empresas que se han cansado de esperar el salto industrial o no han sabido ser pacientes o flexibles con la explotación de las algas por vía energética. En España, Biotecnologías de Microalgas (BTM) y Biofuel Systems se quedaron por el camino. A escala multinacional, la más sonada deserción ha sido la de Solazyme, la compañía biotecnológica que más había apostado por esta línea y que más se había acercado al estadio comercial con una planta junto a Bunge en Moema (Brasil).

■ TerraVia se centra en la nutrición

En marzo de este año, Solazyme anunció su conversión en TerraVia, para centrarse exclusivamente en la alimentación, la nutrición y los ingredientes especiales alimenticios a partir de las algas. En el comunicado que lanzaron el 11 de marzo, añaden la inversión en otras líneas de producción, como la nutrición animal y la cosmética. Poco después presentaron un acuerdo con Unilever de 200 millones de dólares (180 millones de euros) para suministrarle aceites de algas para productos de cuidado personal.

En cuanto a los biocombustibles, TerraVia les abrió la puerta de salida agrupándolos en un paquete denominado Solazymes Industrials y afirmando que “tienen una enorme oportunidad de desarrollo dentro de entidades grandes y rentables”. Los retrasos en la planta de Moema, la bajada del precio del petróleo, el cuestionamiento social y político de los biocombustibles y la caída de sus acciones hicieron a esta multinacional perder de vista los aprovechamientos energéticos de las microalgas.

En España, BTM llegó a operar con el que se considera el mayor fotobiorreactor tubular del mundo para el cultivo de microalgas, de 85.000 litros de capacidad. Hoy en día la empresa ya no existe, y caso similar ocurrió con Biofuel Systems, una de las que vendieron con mayor bombo y platillo la disponibilidad rápida y barata de

El aumento en los niveles de CO₂ está haciendo proliferar algunos tipos de microalgas que utilizan ese gas para crecer más rápidamente. Es el caso de los coccolitóforos, microalgas cubiertas de calcio, que en los últimos 45 años han multiplicado por diez su concentración en el Atlántico Norte. (Muestra al microscopio de coccolitóforo recogida en el Atlántico Norte. Amy Wyeth, Bigelow Laboratory for Ocean Sciences).



un “biopetróleo” a partir de algas que nunca llegó a convertirse en tal.

Andrés Pascual es jefe del Departamento de Medio Ambiente, Bioenergía e Higiene Industrial en Ainia Centro Tecnológico: “cuando en 2006 iniciamos los primeros proyectos para valorar la producción de bioenergía con microalgas vimos que técnicamente era factible, tanto para biodiésel como para biogás, pero los costes energéticos del cultivo y el cosechado y los económicos nos echaron para atrás”.

Ainia es uno de los centros de investigación con mayor experiencia y competencia en el campo del biogás, y eso hizo que, años después del primer acercamiento a las algas, vieran la posibilidad de contar con ellas no tanto para aplicaciones energéticas, sino ambientales. “Se trata de un concepto más integrador, de emplear las algas en otros procesos, como por ejemplo la depuración de aguas residuales, que permitan optimizar los consumos energéticos”, resume Pascual.

Ainia no participa en All-Gas, pero lo ponen como ejemplo de proyecto, el mayor de Europa, que busca rentabilizar y asegurar una mayor sostenibilidad en el cultivo de microalgas para producir biogás a partir de aguas residuales sin depurar. La iniciativa está financiada por la Unión Europea dentro del Séptimo Programa Marco de I+D+i y cuenta con un presupuesto

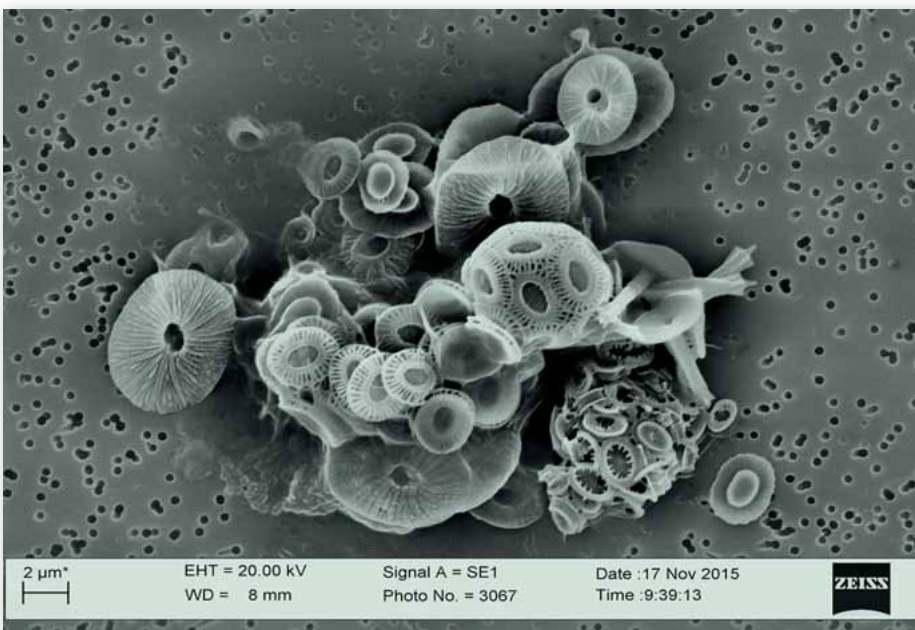
de doce millones de euros (siete millones proceden del presupuesto comunitario). All-Gas está liderado por Aqualia, filial de FCC, echó a andar en 2011, su conclusión se prevé para 2016 y entre los seis socios que lo integran está Volkswagen.

El año pasado se dio a conocer uno de los hitos del proyecto, el empleo de biometano como combustible en cuatro vehículos de la marca alemana a partir de la integración de las microalgas tanto en un proceso más eficiente de depuración de aguas residuales como de purificación de biogás.

■ Nuevo paradigma

Hace tres años, en estas mismas páginas, Frank Rogalla, coordinador del proyecto y director de Innovación y Tecnología en Aqualia, anunciaba que los biocombustibles producidos cubrirían el consumo anual de una flota de 200 vehículos, y sentenciaba que “All-Gas revolucionará el paradigma del tratamiento de las aguas residuales, generando un recurso valioso a partir de lo que actualmente se considera un residuo”.

Andrés Pascual suscribe ese cambio de paradigma aplicado a las microalgas en conexión directa con la depuración de aguas y el biogás. “La combinación de bacterias y microalgas en los procesos de depuración – afirma este ingeniero agrónomo– hace





mucho más eficiente el consumo de energía de estas plantas a la hora de acabar con la materia orgánica y los nutrientes de las aguas”. Las microalgas, además de alimentarse con esos nutrientes, emiten el oxígeno que necesitan las bacterias para su desarrollo, por lo que no se precisa producirlo de forma artificial.

En Ainia abogan por la transformación de las plantas de biogás en biorrefinerías, en especial las asociadas a la industria en general y a la agroalimentaria en particular, para dotar de más futuro a las microalgas dentro del campo energético. Las nuevas plantas de biogás industrial superan poco a poco el hachazo político y jurídico a la producción de electricidad con renovables gracias al aprovechamiento del calor de proceso y los fertilizantes resultantes de la digestión anaerobia. Las microalgas se integrarían en este concepto de biorrefinería, del que “también se pueden obtener biofertilizantes de alto valor añadido, piensos, bioplásticos, y otros bioproductos”, apostilla Andrés Pascual.

Sigue la apuesta

Las recientes deserciones en el campo de la investigación y de las empresas vinculadas al aprovechamiento energético de las microalgas no han frenado el trabajo en este campo en España. Uno de los ejemplos más singulares es el de CO₂AlgaeFix, sujeto a un proyecto del programa LIFE+ de la Comisión Europea ya finalizado, pero que ha decidido continuar sin este respaldo.

El objetivo principal del proyecto, liderado por AlgaEnergy, compañía de base tecnológica en la que participa Iberdrola, es la valorización del dióxido de carbono (CO₂) procedente de la central térmica de Iberdrola en Arcos de la Frontera mediante cultivos de microalgas, demostrando la viabilidad del proceso de captura y biofijación de CO₂. Uno de sus socios, la Agencia Andaluza de la Energía, recuerda que la planta desarrollada “ha sido la primera instalación mundial a escala pre-industrial que ha implementado diversas técnicas de cultivo, reactores tubulares, reactores verticales planos y reactores raceways utilizando gases de combustión industriales como fuente de carbono”.

La intención es instalar “el mayor fotobiorreactor tubular del mundo hasta ahora construido, de 85.000 litros de capacidad de cultivo, cuyos lazos tienen un desarrollo de cerca de 40 kilómetros de tubos de vidrio especial, la mejor evidencia del estado de la tecnología en estos momentos”. Es el mismo fotobiorreactor con el que trabajó la extinta Biotecnología de Microalgas. La agencia andaluza señala que CO₂AlgaeFix “contribuirá al desarrollo del concepto de biorrefinería, aspecto de orden prioritario en Andalucía, que comprende la obtención de múltiples productos de alto valor añadido (alimentos, nutracéuticos, energía, materiales, servicios) en una sola instalación”.

Cinco grupos de trabajo

El proyecto EUAlgae, una acción del programa europeo COST (European Cooperation in Science and Technology), que a su vez se incluye en el programa marco de la Unión Europea Horizonte 2020, es otro ejemplo de apuesta energética por las microalgas. Dentro de EUAlgae, los investigadores se dividen en cinco grupos de trabajo con objetivos concretos: optimización del crecimiento de las microalgas para mejorar su productividad; recogida de biomasa y disrupción celular; refinamiento de sus componentes; valorización de productos intermedios; y análisis económico y evaluación del ciclo de vida del producto.

El Grupo de Tecnología Ambiental del Departamento de Ingeniería Química y Tecnología del Medio Ambiente de la Universidad de Valladolid trabaja en el desarrollo de fotobiorreactores para el cultivo de microalgas mediante procesos de bajo coste en aguas residuales. “Un aspecto importante –informan desde la Universidad de Valladolid– es que una vez extraídos los componentes de interés de las microalgas, la biomasa residual aún se puede transformar en biogás, bioetanol o biodiésel”.

Otra universidad, la de Almería, también aporta constancia y sapiencia en este sentido, ya que trabaja en los dos proyectos mencionados: CO₂AlgaeFix y EUAlgae. Además, el grupo de Automática, Robótica y Mecatrónica colabora con otros grupos de investigación de la misma universidad “en la mejora de la producción de microalgas para su utilización como biodiésel”.

José Luis Guzmán, investigador de dicho grupo, afirma que “las investigaciones están comenzando a dar sus frutos y presentaremos los resultados en 2017; es nuestro segundo proyecto dentro del plan nacional (Plan Nacional de I+D+i) y podemos decir que si las primeras investigaciones en reactores tubulares tuvieron una gran repercusión en el campo científico, los resultados del actual («Control y optimización de la producción de biomasa con microalgas como fuente de energía renovable en fotobiorreactores raceway») también están comenzando a serlo”.

Queda un último cartucho energético para las microalgas en el que también tienen puesto los ojos y las mentes en Ainia, aunque de momento es el proyecto GreenUpGas el que lo está llevando a cabo. El nombre completo de la iniciativa es «Desarrollo de una tecnología de *upgrading* biológico para la producción de biometano en entornos agroindustriales» y está subvencionado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) del Ministerio de Economía y Competitividad dentro del programa Feder Innterconecta de la convocatoria del año 2015.

La purificación del biogás


El término *upgrading* hace referencia al proceso de purificación del biogás mediante la eliminación del CO₂ y contaminantes como sulfuro de hidrógeno (H₂S) y siloxanos; y es aquí donde entran en acción las microalgas. Para conseguir dicha purificación se emplean principalmente sistemas no biológicos costosos en energía e inversión económica. En GreenUpGas las microalgas son las encargadas de realizar este trabajo, al absorber el CO₂ como parte de su metabolismo.

Estrella de Levante, del grupo cervecero Damm, lidera el proyecto, y sostiene que “será la primera tecnología de *upgrading* basada en un tratamiento 100% biológico, contando con importantes ventajas respecto a las convencionales: menor coste de inversión y operación, adaptación a distintas composiciones de biogás agroindustrial de partida, posibilidad de ajustar el diseño de la planta a la calidad del biometano objetivo a alcanzar y menor impacto ambiental al tener un mínimo consumo energético e hídrico, entre otras ventajas”.

La intención es que se favorezca el uso del biometano en entornos agroindustriales para inyección a redes de gas o microredes, y para uso en vehículos y motores agrícolas y agroindustriales (tractores, motobombas, maquinaria, generadores eléctricos, etcétera). En GreenUpGas participan también las empresas Bionet, Enevia y Aqualgae, esta última especializada en el diseño y construcción de fotobiorreactores para la producción de microalgas.

Más información:

- **All-Gas:** www.all-gas.eu
- **GreenUpGas:** <http://aqualgae.com/es/proyecto-greenupgas/>
- **CO₂AlgaeFix:** www.co2algaefix.es
- **EUAlgae:** <http://eualgae.eu/>
- **Ainia Centro Tecnológico:** www.ainia.es
- **Second-generation biofuel markets: State of play, trade and developing country perspectives (Unctad):** <http://cort.as/gzgv>



“No planear es planificar el fracaso”. *Alan Lakein*

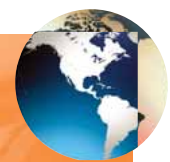
ENERSIA TECHNOLOGY
& INNOVATION

www.enersiatechnology.com

Tfno: +34 915 901 582

Mail: info@enersiatechnology.com

Estudios de planificación energética
Análisis de riesgos
Selección y valoración de inversiones
Informes de seguimiento
Formación



AMÉRICA

Llegó la hora de la verdad: licitación por 1 GW renovable

En nuestro número 150 de abril pasado, dedicado a describir algunas situaciones del mercado que involucra mayormente a países latinoamericanos, titulábamos el destinado a Argentina con un escueto pero elocuente ¿Ahora sí?, queriendo significar la que parece ser una nueva etapa para las renovables en el país. Una sensación acrecentada por la finalmente realizada convocatoria de licitación de energías renovables por 1.000 MW.

Luis Iní

Efectivamente, a mediados de mayo pasado, el presidente Mauricio Macri convocó a la prensa y a distintos representantes del sector energético frente al pequeño sistema fotovoltaico que se despliega en el Centro de Información y Formación Ambiental de la ciudad de Buenos Aires (CIFA), para lanzar la primera etapa del Programa RenovAr. Una iniciativa que abre el juego para la presentación de ofertas para instalar 1.000 MW basados en distintas fuentes renovables, tanto solar, como biomasa, minihidro (menor a 50 MW) y eólica.

En dicha presentación, Macri explicó que “para crecer se necesita energía” y delineó el estado en el que se encuentra el país al respecto. “Heredamos una Argentina en crisis energética, pasamos de ser un país que exportaba energía a tener que importarla, la mala política que tuvimos desincentivó la inversión, y llevó a que en los picos [de consumo] no nos alcance el gas y tengamos en cada invierno que cortarlo a las fábricas y a veces hasta a los domicilios, y en el verano a los hogares”, dijo.

Mencionó también la “enorme potencialidad” del país para generar energía solar y eólica, “también más hidro, biomasa,

recuperar la basura y generar energía. Y a esto estamos convocando a las empresas a que inviertan en este proceso”, en un proceso “que nos lleve a que hoy tenemos menos del 2% de energías renovables al 20% en el 2025. Esto es una parte de los compromisos que hemos asumido en París en la cumbre del cambio climático”.

“Aparte, instalando esos molinos, esos paneles solares, los biodigestores y distintas alternativas, vamos a generar entre 5.000 y 8.000 puestos de trabajo”, además, dijo, de posibilitar ahorrar “varios cientos de millones de dólares en importación [de combustibles fósiles] a costos carísimos”.



■ Un seminario

Más allá del enunciado formal y del delimitamiento de las líneas políticas, es interesante descubrir un poco más de la propuesta que el gobierno argentino aspira a desarrollar (un objetivo por ley del 8% de renovables para 2018 y el 20% en 2025) y cómo ésta ha sido recibida por el sector industrial. En ese sentido, puede ser revelador poner la mirada en un seminario llevado adelante en los últimos días de mayo pasado en Madrid, organizado por Saypower y titulado Argentina: Marco Normativo de las Energías Renovables.

En el encuentro tomaron parte, en lo que fue la primera mesa expositiva el consejero de inversiones de la embajada argentina en España, Guillermo Hirschfeld; el director comercial de la consultora con asesoría en el mercado latinoamericano Beter Energy, Nicolás Obregón, y el gerente técnico de la también consultora Aires Renewables, Diego Werner.

Hirschfeld hizo lo que puede describirse como una presentación política en tanto marcar las líneas maestras que han motivado esta licitación y las condiciones que, aseguró, el gobierno argentino está preparando. “Argentina vive otro tiempo político, de apertura económica”, dijo, y, entre otros elementos, mencionó que el presidente Macri promovió el “sinceramiento del cambio del dólar, ahora flotante y libre, y un proceso de quita de trabas a la importación y a la exportación”.

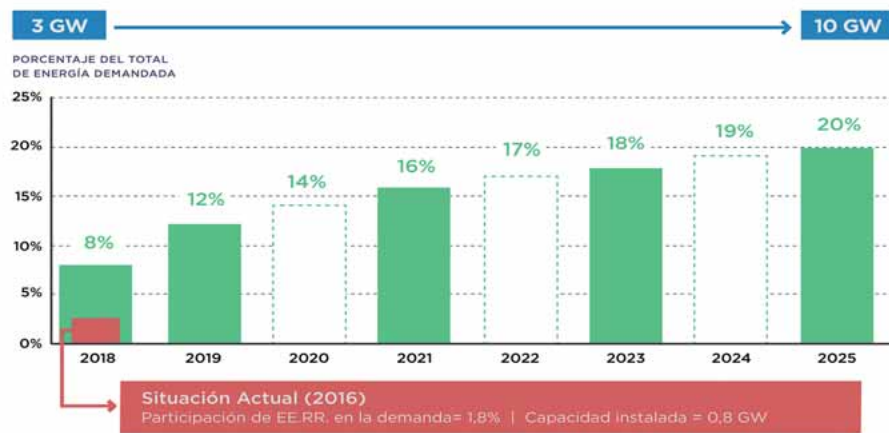
A continuación, Nicolás Obregón brindó un panorama de la historia de las energías renovables y del sistema eléctrico argentino en el que “se observa una gran dependencia a los combustibles fósiles y casi nula participación de las energías renovables”. Como antecedente notable, cito la ley 25.019, promulgada en 1998, plena época de la llamada convertibilidad, en que un peso equivalía a un dólar. De algún modo, esta fue una ley pionera, “la primera que puso incentivos”, aseguró Obregón, ya que garantizaba un beneficio de remuneración de un centavo de peso por kilovatio hora.

Sin embargo, la lentitud en su aplicación diluyó la potencialidad que aparentaba esa ley, más aún cuando en 2001 el país entró en un clima recesivo que hizo estallar el país socialmente hacia el final de ese año. “La salida de la convertibilidad, del uno a uno, terminó por hacer inaplicable aquel incentivo”, explicó.

Después de describir al sistema eléctrico argentino como en un estado crítico, Obregón sí destacó positivamente “la actual red eléctrica, con sus excelentes



METAS NACIONALES DE ENERGÍAS RENOVABLES 2018-2025



tes puntos de conexión, algo que es de gran importancia para el desarrollo de los proyectos de energías renovables”. Finalmente dejó como conclusiones que la actual ley vigente, reglamentada en abril pasado, fue promulgada en el parlamento con una abrumadora mayoría, lo que significa una noción de política de estado en el actual curso con las renovables. En ese marco, también es importante la salida del default y la apertura a los mercados de capitales, además de la eliminación de los subsidios a la energía, “que tienden a normalizar el mercado eléctrico”, dijo.

■ Claves de la adjudicación

En su turno, Diego Werner entró en detalle con distintos aspectos de la ley 27.191, que da marco a la licitación. Puntualizó, entre otros conceptos, que esta es una licitación que “está esperando el país”, en el sentido de que sirva para empezar a paliar la situación de crisis energética en la que se encuentra. También explicó que lo que se busca es que entren en el proceso de ofertas “empresas grandes”, que es importante que los proyectos cuenten con una “pata local” y que el Banco Mundial aprobó una garantía de 500 millones de dólares en apoyo de los proyectos.

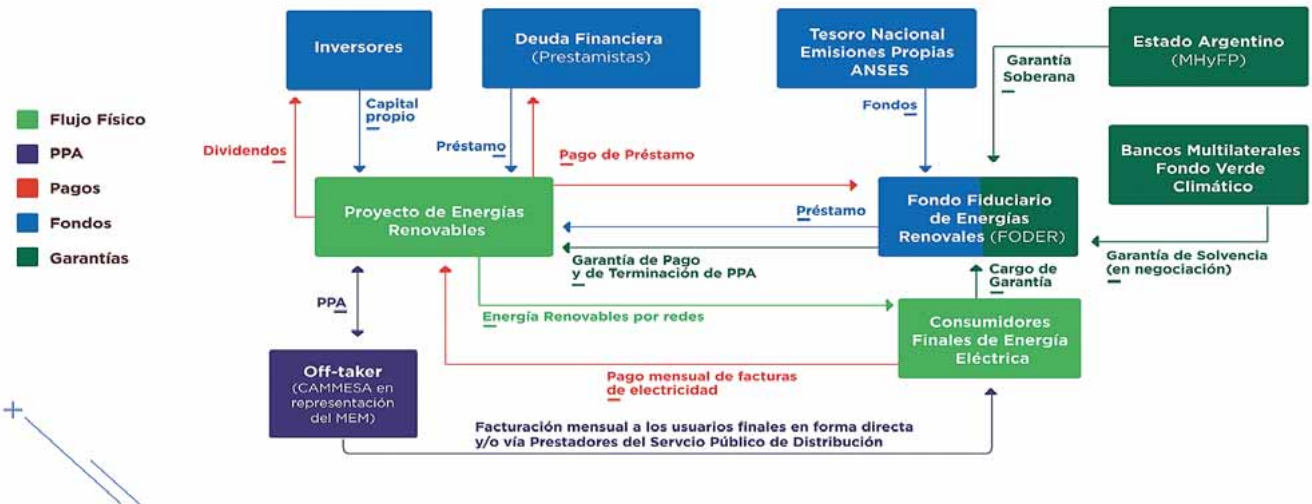
Cronograma de la licitación

El cronograma de la licitación contempla las siguientes fechas:

- Consulta pública no vinculante de documentos preliminares: Hasta el 12 de junio.
- Publicación y venta de pliegos y documentos definitivos: 2 de julio.
- Consulta pública vinculante de documentos definitivos: 2 de julio al 8 de agosto.
- Firma contrato de fideicomiso FODER: 8 de agosto.
- Publicación de carta de intenciones y garantías del Banco Mundial: 8 de agosto
- Presentación de ofertas sobres “A” y “B”: 22 de agosto.
- Apertura y evaluación de sobres “A” (antecedentes del oferente y del proyecto): 23 de agosto al 16 de septiembre.
- Publicación de calificación de ofertas sobre “A”: 19 de septiembre.
- Apertura y evaluación de sobres “B” (propuesta económica del proyecto): 23 de septiembre.
- Adjudicación de proyectos: 28 de septiembre.
- Firmas de contratos de abastecimiento de energía eléctrica y de adhesión al FODER: 28 de octubre.



LICITACIONES PPAS DIAGRAMA DE FLUJO DE FONDOS



Un punto destacable fue la descripción de la metodología de adjudicación. Así, Werner explicó que el Ministerio de Energía licitará PPA (siglas en inglés de “acuerdo de compra de energía”) por el 100% del objetivo de energías renovables. Estos son: 600 MW eólicos; 300 MW en fotovoltaica; biomasa, 65 MW; pequeña hidro, 20 MW y biogás, 15 MW, aunque hay posibilidad de reasignar cupos. Werner también precisó que la adjudicación se hará en base a tecnologías y a nodos de conexión, por lo que, dijo, esto último “es clave dónde y contra quién se competirá para tener ofertas altas”.

Un tema que despertó ciertos recelos en los ponentes españoles que vinieron a continuación fue el de la calificación de oferentes, en especial la acreditación de un patrimonio individual o colectivo neto mí-

nimo de 500 mil dólares por MW de potencia ofertada o las garantías aceptables, ya sea para el mantenimiento de la oferta (50 mil dólares por MW de potencia ofertada) como del cumplimiento de contrato (250 mil dólares por MW de potencia ofertada). También causó cierta inquietud la cuestión de las multas. A modo de referencia: 1.388 dólares MW/día de demora en fecha de interconexión y/o en fecha de habilitación comercial.

■ Habla la industria española

Tanto Eduardo Roquero, director de Estudios y Regulación de la empresa fabricante de aerogeneradores Gamesa, como Ramón Fiestas, presidente del Comité Latinoamericano del Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés), plantearon la falta de un calendario

de subastas, que no se cambien las reglas del juego y más precisión en los instrumentos de aplicación de los flujos económicos hacia los proyectos. Eso sí, por otra parte concedieron en calificar de positiva la licitación, “un buen punto de arranque” aunque necesita “algunas mejoras”.

Santi Parés, director para Europa y Latinoamérica de AWS Business Development Truepower, hizo un esbozo general sobre aspectos técnicos referidos al recurso eólico en Argentina, destacó la importancia de que Sebastian Kind, el actual subsecretario de Energías Renovables argentino, esté en el gobierno (“esa es la mejor señal”, dijo) y agregó que es importante que el inversor se preocupe en presentar un buen proyecto al banco donde, advirtió, “miran todo con lupa”.

Después fue el turno de Eduardo Roquero, quien luego de explicar todas las alternativas de subasta existentes, refirió algunas recomendaciones para subastas en Argentina. En ese punto fue cuando dijo que “hay que dar continuidad a la actividad de desarrollo renovable” y llamó a que existan subastas encadenadas, también destacó que estaba “bien enfocado” el tema del aporte del contenido local, que está previsto con incentivos más que como imposiciones.

Sobre este último aspecto, Ramón Fiestas dijo que es un tema complicado porque “no hay un componente local suficiente en la Argentina para cumplir con los requisitos” que plantea la licitación. Destacó, finalmente, que es importante en todo este proceso el restablecimiento de la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico y la mejora de la transparencia. ■

Incentivos fiscales y el FODER

Son las dos herramientas que aplica la licitación del gobierno argentino para estimular la participación.

Entre los primeros está la modificación y ampliación del esquema de beneficios fiscales, a partir de beneficios decrecientes por incentivo a la rápida integración de los proyectos.

También la exención de la Ganancia Mínima Presunta (GMP), al arancel de importación (hasta el 31 de diciembre de 2011), de la amortización acelerada (IIGG) y de la devolución anticipada de IVA. Además contempla el certificado fiscal del 20% del componente nacional, la exención del impuesto sobre la distribución de dividendos (10%) ante la reinversión de utilidades en infraestructura, la extensión a 10 años en la duración de los quebrantos impositivos, y deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias.

El Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) fija que sus recursos, hasta ahora con 12 mil millones de pesos (poco más de 860 millones de dólares) serán aportados por el Estado, estarán en función de las metas anuales fijadas para la participación de las energías renovables, y serán de al menos el 50% del ahorro efectivo en la compra de combustibles fósiles. Este fondo, que tendrá dos cuentas, una de financiación y otra de garantía de pago, financiará los proyectos de generación, que pueden tener como meta la venta de energía a grandes empresas con contratos privados o al sistema interconectado nacional, a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

¿Quieres llegar de verdad a tus clientes o prefieres seguir en la sombra?

Anúnciate en

ENERGÍAS RENOVABLES
120.000
visitantes únicos
al mes

Datos: OJD

El periodismo de las energías limpias

ENERGÍAS RENOVABLES

ENERGÍAS RENOVABLES amERICA

RENEWABLE ENERGY MAGAZINE

www.energias-renovables.com

ENERGIAS RENOVABLES
 El periodismo de las energías limpias
 Lunes, 02 de marzo de 2015

Inicio Panorama Edicia Solar Bioenergía Otras fuentes Ahorro Movilidad Entrevistas Blogs

Homeoteca Vídeos Agencia Cursos Empresas Empleo Quiénes somos Suscríbete

Lo último Lo más leído

- La minieólica de Ennera viaja a Japón
- E.ON anuncia un sistema que reduce a cero el fallecimiento de aves en su actividad eólica
- EDPR declara ingresos por valor de 1.277 millones de euros en 2014
- La solar térmica crece casi un 10% en 2014
- Jornada contra la pobreza energética
- ASIF murió el 20 de febrero de 2015
- Ciemat y Cener realizan y presentan el mapa solar de Vietnam

Las energías renovables tendrán "un papel relevante" en la futura Unión Energética Europea

ES Eso dice la Asociación Empresarial Eólica (AEE), que ha difundido esta semana una nota en la que "da la bienvenida a la propuesta de Unión Energética Europea" que acaba de lanzar la Comisión Europea (CE). "No hay que olvidar -añade la AEE en su comunicado- que el Ejecutivo Comunitario insiste en todos sus documentos en que la eólica es la más eficiente y competitiva de estas tecnologías"...

solár térmica panorama 26 de febrero 12:00 h. **Puerta del Sol** biogás

Acción contra la #Pobreza Energética

La solar térmica crece casi un 10% en 2014

Jornada contra la pobreza energética

Smallbiogas: herramienta para calcular la viabilidad de pequeñas plantas de biogás

genera FERIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

24 - 27 FEBRERO 2015

28 de febrero 12:00 h. **Puerta del Sol** Jornada contra la pobreza energética

Ciemat y Cener realizan y presentan el mapa solar de Vietnam

Bruselas sitúa la Unión Energética como máxima prioridad

24 - 27 FEBRERO, 2015
 LUGAR: STAND 2D22

eólica La minieólica de Ennera viaja a Japón

E.ON anuncia "un sistema que reduce a cero el fallecimiento de aves en su actividad eólica"

Las energías renovables tendrán "un papel relevante" en la futura Unión Energética Europea

EL ASOMBRARIO & Co.

122 99

Me gusta 3+1 Twitter 356

Síguenos en **twitter**

Energías Renovables

A 200 180 personas les gusta Energías Renovables.

Plug-in social de Facebook

Renovables en persona

AGENDA

●●●● GENERA 2016

■ El recinto ferial de Ifema en Madrid acoge un año más la feria de Genera, que en esta ocasión abrirá sus puertas del 15 al 17 de junio, coincidiendo con el Foro de Soluciones Medioambientales Sostenibles (FSMS). Un programa de Jornadas Técnicas para el análisis de la actualidad sectorial, Foro Genera y la Galería de Innovación, completarán la oferta comercial de esta edición.

Esta convocatoria, en la que se enmarcan la celebración de Tecma, Feria Internacional del Urbanismo y del Medio Ambiente; el Foro de las Ciudades, Espacios Urbanos para el Bienestar y la Sostenibilidad, y SRR, Feria Internacional de la Recuperación y el Reciclado, entre otras, se perfila, junto a Genera, como una estratégica plataforma de presentación en la que el compromiso medioambiental y sostenible actuarán como hilo conductor de sus distintos contenidos. Como siempre, la feria de la energía dará un protagonismo singular a las renovables.

■ **Más información:**
→ www.ifema.es/genera_01

●●●● INTERSOLAR EUROPE 2016

■ Entre el 22 y el 24 de junio se celebra en Munich (Alemania) la mayor cita europea de la energía solar, que congregará a fabricantes, proveedores, mayoristas, prestadores de servicios y científicos. El programa se centra en las últimas tendencias, servicios y productos para el suministro de energía fotovoltaica y solar térmica. En el foro de innovación y aplicaciones se verá desde lo último en instalaciones hasta los nuevos modelos comerciales para la electricidad solar. En el nuevo Smart Renewable Energy Forum, los visitantes conocerán las tecnologías y sistemas de suministro de energía inteligente. Y en la conferencia se hablará de modelos de financiación para instalaciones FV, centrales híbridas y la situación de los mercados internacionales. El prestigioso Intersolar Award vuelve a premiar en 2016 las tecnologías y proyectos más innovadores.

■ **Más información:**
→ www.intersolar.de



●●●● II CONGRESO EÓLICO ESPAÑOL

■ El II Congreso Eólico español se celebra los días 28 y 29 de junio en Madrid. Organizado por la Asociación Empresarial Eólica (AEE) se afianza como uno de los puntos de encuentro clave del sector eólico a nivel mundial y el más importante del mundo hispano. Basado en un programa de conferencias políticas y técnicas de alto nivel, reúne a un buen número de líderes del sector energético nacional e internacional, así como a políticos y diferentes instituciones. Es un encuentro clave para el establecimiento de relaciones y el desarrollo de negocio. El programa consta de dos partes: una más política, en la que invitados del más alto nivel profundizarán en asuntos como la nueva etapa de la eólica en España, la situación de la industria a nivel global, el papel del sector en la política energética europea y sus retos en un escenario de cada vez mayor competencia e incertidumbre, entre otros. Otra, más técnica, en la que se analizarán casos prácticos sobre los retos y las soluciones que más afectan a nuestra industria.

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



●●●● WINDEUROPE SUMMIT 2016

■ WindEurope, que hasta ahora se conocía como EWEA, celebra del 27 al 30 de septiembre su encuentro anual en la ciudad alemana de Hamburgo, que volverá a convertirse una vez más en la puerta al mundo de la eólica. WindEurope ofrecerá una visión de conjunto del momento actual que vive la energía del viento y sus perspectivas de futuro. Y lo hará analizando toda la cadena de valor de la industria internacional, de la eólica terrestre y marina. Programado justo después de SMM, la principal feria del mundo dedicada a la industria marítima, el WindEnergy de Hamburgo ofrece buenas sinergias para aquellas empresas implicadas en proyectos offshore.

WindEurope Summit une un completo ciclo de conferencias sobre tecnología, política, financiación e intermediación, junto con una feria que contará con la participación de 1.200 expositores.

■ **Más información:**
→ <https://windeurope.org>



●●●● GREENCITIES 2016

■ Greencities es punto de encuentro entre profesionales, representantes institucionales y empresas para mostrar sus productos, servicios y experiencias entre los agentes involucrados en el desarrollo de las ciudades inteligentes y en la mejora de la calidad de vida del ciudadano. La 7ª edición se celebra en Málaga los días 5 y 6 de octubre.

Y como en anteriores ocasiones, la cita está pensada para sectores como consultoría, domótica, energías renovables; iluminación eficiente; certificación; financiación y ayudas; gestión de residuos; movilidad eléctrica; agua, gas y energía; urbanismo, rehabilitación y construcción sostenible; representantes sectoriales y asociaciones.

■ **Más información:**
→ <http://greencities.malaga.eu>



●●●● EUROPEAN BIOMASS TO POWER 2016

■ La 6ª edición de este evento se llevará a cabo en Sevilla los días 5 y 6 de octubre. La conferencia ofrece las últimas actualizaciones en el mercado de la biomasa europea, sus nuevos desarrollos y los retos de sostenibilidad. También se verán ejemplos prácticos de estrategias de planificación, finanzas y tecnología utilizados para proyectos de cogeneración con biomasa. Además, durante la tarde del martes 4 de octubre un número limitado de asistentes podrá visitar en Huelva la planta de biomasa de 50 MW de ENCE. Las plazas de esta visita son limitadas y se asignan por orden de inscripción.

La conferencia reunirá a altos ejecutivos de la cadena de valor de la biomasa: compañías eléctricas, productores de biomasa, comerciales y empresas de distribución, asociaciones, consultorías, contratistas EPC y fabricantes de equipos, así como responsables de la administración e instituciones científicas.

■ **Más información:**
→ www.wplgroup.com/aci/event/european-biomass-to-power



Solar → Directo.com

¿TIENES UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO Y NO SABES CÓMO ADAPTARLA AL NUEVO REAL DECRETO 900/2015?

¿ESTÁS PENSANDO PROMOVER INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO NUEVAS PERO NO SABES CÓMO LEGALIZARLAS?

En **SolarDirecto.com** tramitamos tus instalaciones de autoconsumo de forma ágil, sencilla y transparente a un precio cerrado.

Para más información, entra en **SolarDirecto.com** o ponte directamente en contacto con nosotros en **info@solardirecto.com**

Una iniciativa conjunta de:



SolarTradex



HOLTROP S.L.
TRANSACTION & BUSINESS LAW



Solo Kilovatios Verdes

900 373 105

Comercializador de energía
de origen 100% renovable

Pensamos que si la energía que utilizamos es limpia tiene la capacidad de transformar nuestro entorno en sentido positivo.

Desde las fuentes renovables hasta donde tú lo necesites queremos acercarte exclusivamente electricidad certificada de origen 100% renovable.

ENTRE TODOS HACEMOS UN MUNDO MÁS VERDE

Energía verde, compromiso transparente

info@gesternova.com

www.gesternova.com

