

ENERGÍAS RENOVABLES

150
abril 2016

www.energias-renovables.com

@ERenovables

Especial América Renovables al sur del río Bravo

Autoconsumo,
así están las cosas



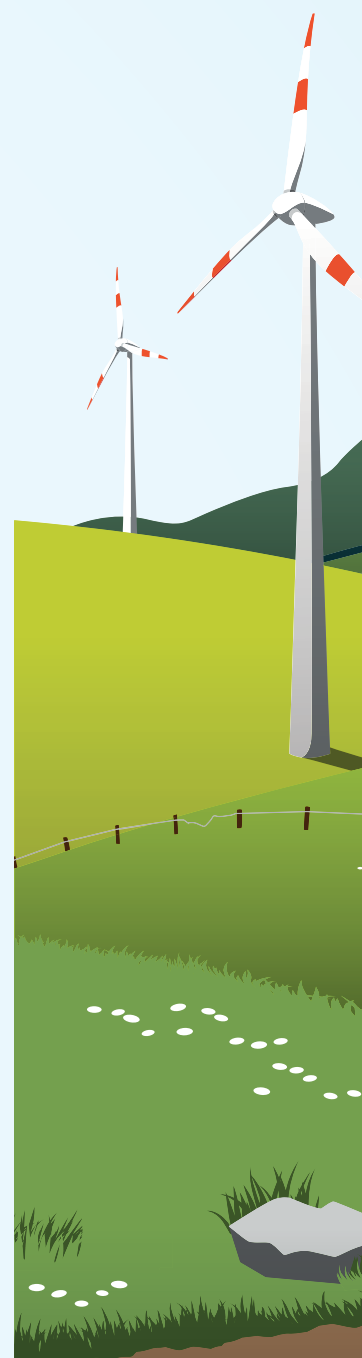
Desalación eólica
en Canarias



RD 413/2014 Y ORD

Gestión Técnica y Financiera/O&M/Centro de

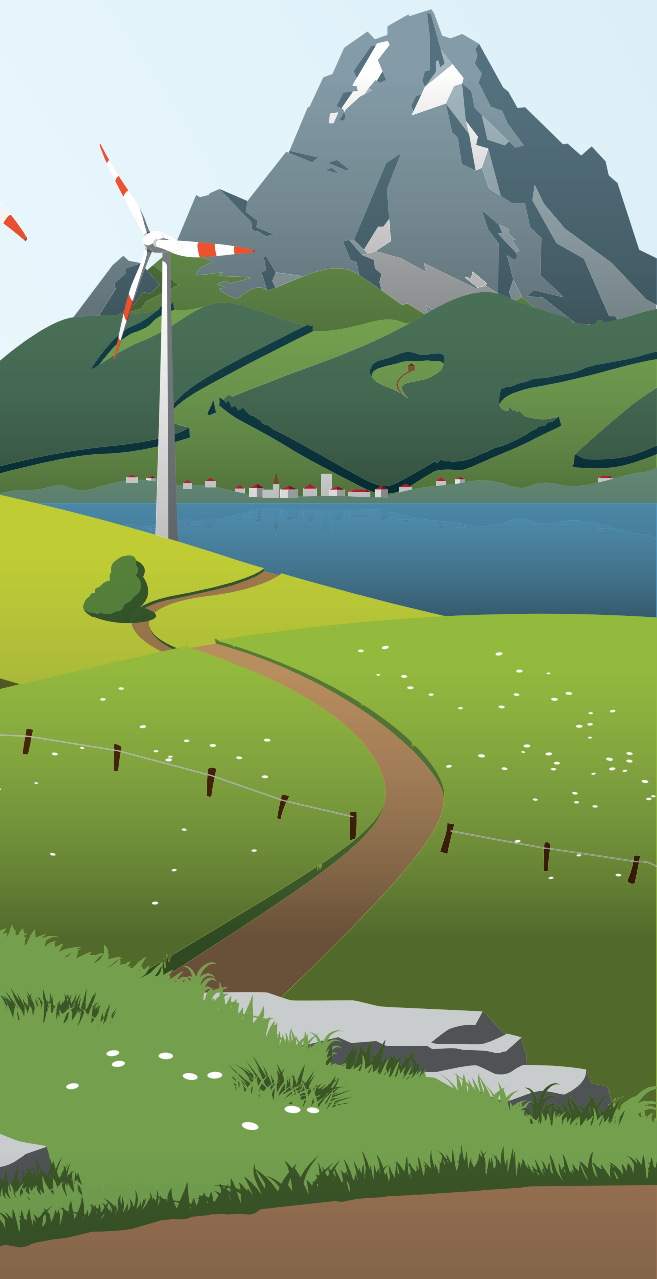
Tenemos



ORDEN IET/1045/2014

Control/Reestructuración de activos en riesgo

tu solución



Juntos por un futuro brillante

Kaiserwetter
ENERGY ASSET MANAGEMENT

¡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





150

Número 150 Abril 2016

En portada, montaje con la ilustración de portada del informe de Irena sobre cooperación en América latina y el Caribe del que se trata en página 54, sobre una foto de satélite del continente.

■ PANORAMA

La actualidad en breves	8
Opinión: Javier G. Brea (8) / Sergio de Otto (10) / Ernesto Macías (12) / Eduardo Collado (14)	
Las renovables en Europa en cinco gráficos	18
100% REN: técnicamente posible, económicamente conveniente	22

■ EÓLICA

Desalación eólica en Canarias	26
--------------------------------------	----

■ FOTOVOLTAICA

Autoconsumo: abril de 2016, así están las cosas	32
La cobertura legal del autoconsumo en España	35

■ AMÉRICA

Argentina: ¿Ahora sí?	38
Brasil: Llega la hora de la fotovoltaica	42
Chile: Convicción y coherencia	45
América Central: Costa Rica, El Salvador y Honduras, los destacados	48
Cuba: Renovables en las áreas protegidas	51
América Latina y Caribe: Fortaleciendo la innovación cooperativa	54

■ BIOENERGÍA

El pélet, a menos de medio gas	58
---------------------------------------	----

■ AGENDA

	62
--	----

Se anuncian en este número

BORNAV.....15	INGTEAM.....41
FERIA DE LA ENERGÍA DE GALICIA.....61	INTERSOLAR Y ESS EUROPE.....37
GENERA.....57	KAISERWETTER.....2 y 3
GREEN EAGLE SOLUTIONS.....13	SANTOS MAQUINARIA ELÉCTRICA.....31
GESTERNOVA.....64	VOLKSWAGEN VEHÍCULOS COMERCIALES.....17
HOLTROP.....63	



¿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.energies-renovables.com



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

Inicio Panorama Eólica Solar Bioenergía Otras fuentes Ahorro Movilidad Entrevistas Blogs
Hemeroteca Vídeos Agenda 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

ER
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"...

solar térmica panorama 28 de febrero 12:00 h. biogás
Puerta del Sol
Acción contra la #Pobreza Energética
Jornada contra la pobreza energética
Smallblogs: herramienta para calcular la viabilidad de pequeñas plantas de biogás

Directorio de empresas Media KI 2015 Publicidad

genera FERIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE
24 - 27 FEBRERO 2015
puerama Puerta del Sol Jornada contra la pobreza energética
Ciemat y Cener realizan y presentan el mapa solar de Vietnam
Sábado, 28 de febrero de 2015
Acción contra la #Pobreza Energética
La madrileña Puerta del Sol ha sido hoy escenario de una jornada contra la pobreza energética, para reclamar una vez más a las administraciones públicas una solución a este grave problema social. Durante el acto, la compañía de teatro "Pez Limbo" ha representado esta dramática situación en la que viven cerca de un 14% de los hogares españoles.

24 - 27 FEBRERO, 2015
LUGAR: STAND 2D22

eólica
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
La minieólica de Ennera viaja a Japón
Domingo, 01 de marzo de 2015
ER El fabricante español de miniaerogeneradores ha participado esta semana en Wind Expo 2015, "uno de los principales eventos de la industria eólica de Japón". La feria ha tenido lugar en la ciudad de Tokio entre los días 25 y 27 de febrero, coincidiendo con la celebración, en Madrid, de Genera. Ennera ha llevado a Japón su modelo Windera S, de 3,2 kilovatios de potencia.

Suscríbete!
Todas las opciones para poner Energías Renovables en tu vida
Febrero 2015 Sumario
Innovación y soluciones energéticas

HOLTROP
TRANSACTION & BUSINESS LAW
Nuestra defensa contra el límite de horas, el impuesto eléctrico, la reforma de los proyectos tpo y los otros recortes a las energías renovables en España - es acudir a la Justicia Europea. Lo hacemos denunciando ante la Comisión Europea, y plantando cuestiones prejudiciales de Derecho Europeo en España.

blogs
José A. Alfonso el vaso implorante
GENERA, ¿qué Genera?!

Alta tensión
La Plataforma Nuevo Mo presentó el libro "Alta tensión" que profundiza en las energías de sus aut entre aut

EL ASOMBRARIO & Co.

122 99
Me gusta 1+1 Twitter 356

Si guenos en twitter
Energías Renovables
Me gusta
A 200 180 personas les gusta Energías Renovables.

Renovables en persona

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 Soria
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^º 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.

Ya lo decíamos hace 150 números

“Una revista para todos, como el Sol”. Así titulamos el editorial del primer número de *Energías Renovables* en papel, en octubre de 2001. Han pasado casi 15 años. Uno más, 16, desde que comenzamos nuestra andadura en internet, en junio del año 2000. Y ya entonces pensábamos que nuestro trabajo debería aunar la información de actualidad sobre un sector entonces emergente con la divulgación de unas fuentes de energía asequibles, limpias y cercanas.

Por eso, en todos estos años no han faltado reportajes sobre casos prácticos que trataban de explicar cómo poner energías renovables en tu vida. Mostrar que otros lo hacen, que funcionan, que son una magnífica inversión, ahorran dinero y no contaminan. Desde el minuto uno hemos repetido hasta la saciedad que las renovables son nuestro petróleo, el de todo el mundo. Tecnologías llamadas a acabar con un modelo energético dominado por unos pocos y causante de un impacto ambiental insoportable para el planeta. Y que pueden sustituirlo por otro más democrático y equitativo, más limpio e inteligente.

Pero como también nos temíamos desde el primer día, los dueños de ese modelo viejo se aferran a sus privilegios y son poderosos. Y a pesar de que las renovables son hoy infinitamente más fuertes que hace 15 años, cada paso que consiguen avanzar es un triunfo auténtico. Un éxito colectivo de empresas del sector, organizaciones sociales, partidos políticos y ciudadanos de a pie que quieren más renovables porque piensan que es lo mejor para todos.

En esas estamos. Todo lo que rodea hoy el autoconsumo es buena muestra de ello. El 10 de abril entra en vigor el Real Decreto 900/2015 aprobado por el PP valiéndose de su mayoría absoluta. El resto de partidos y la sociedad civil lleva meses batallando contra el impuesto al Sol que nos quieren imponer con argumentos demagógicos y con insultos, como los del secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal, que llama a los autoconsumidores “depredadores”. Cuando lo que debería hacer un responsable político es alentar el autoconsumo por sus beneficios económicos y ambientales para nuestro país y sus ciudadanos. Para casi todos, porque lo que realmente preocupa del autoconsumo –y es lo que Nadal quiere proteger– es que rompe un oligopolio histórico.

Tienes en tus manos el número 150 de *Energías Renovables*. Han sido 15 años apasionantes. Años en los que las renovables han pasado de la anécdota al protagonismo. Aquí hemos estado para contarlos y aquí seguiremos. Convencidos de que cada vez queda menos para publicar la noticia de que el Sol, ahora sí, sale para todos.

Gracias por vuestro apoyo en estos años y hasta el mes que viene.

Luis Merino

Pepa Mosquera





■ La inversión en energías renovables más elevada de toda la historia

La Escuela de Frankfurt y la consultora Bloomberg New Energy Finance (BNEF) han publicado un informe –Tendencias Globales en la Inversión en Energías Renovables (Global Trends in Renewable Energy Investment 2016)–, según el cual en 2015 la inversión global en energías limpias alcanzó los 286.000 millones de dólares, cantidad que fija una nueva marca histórica de inversión en el sector. La anterior databa de 2011, cuando las renovables atrajeron inversiones por valor de 279.000 millones de dólares.

Las energías renovables han acumulado, en los últimos doce años, una inversión global de 2,3 billones de dólares. Solo el año pasado, la inversión en el sector excedió los 286.000 millones de dólares. En total, se pusieron en marcha 134 GW de nueva potencia renovable. Muy por detrás, el gas enchufó 42 GW; el carbón, 40; y la nuclear, solo 15. La gran hidráulica -que también aprovecha un recurso renovable (el agua), pero que es considerada una tecnología de elevado impacto- sumó 22 GW. Son algunos de los datos que ha alumbrado el último informe de «Tendencias Globales en la Inversión en Energías Renovables», obra de la Escuela de Frankfurt (centro colaborador del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente) y la consultora BNEF.

El informe pone negro sobre blanco esos y otros muchos números y le saca los colores a los combustibles fósiles. Así, los fondos de inversión, los bancos, las multinacionales, los pequeños inversores y los estados colocaron el año pasado en las renovables 286.000 M\$, frente a una estimación de aproximadamente 130.000 M\$ que habrían sido invertidos en gas y carbón. El informe recoge inversiones relacionadas con la eólica, la solar, la biomasa y los residuos en energía, biocombustibles, geotérmica, marina y pequeñas centrales hidroeléctricas, y excluye los grandes proyectos hidroeléctricos de más de 50 megavatios. Las inversiones que el informe tiene en cuenta son las referidas a la nueva capacidad de generación, las relativas a la tecnología en su fase inicial y las correspondientes a las fases de investigación y desarrollo.

Otro de los datos que recoge es que, en 2015, por primera vez, la inversión en energías renovables en los países en vías de desarrollo (que creció un 19% con respecto al registro de 2014) superó a la inversión registrada en los países desarrollados, que además cayó un 8%. Ello sería debido, según los autores, a “nuevas caídas” en el coste de generación por megavatio hora, “sobre todo en la energía solar fotovoltaica”. Las energías renovables -ex-

cluyendo las grandes centrales hidroeléctricas- representaron así el año pasado “el 54% de la capacidad adicional en gigavatios de todas las tecnologías, lo cual significa que, por primera vez, las nuevas energías renovables instaladas han superado la capacidad adicional de todas las tecnologías convencionales” (gas, carbón y nuclear).

Según «Tendencias...», se adicionaron 134 GW de energía renovable en todo el mundo en 2015, lo que ha supuesto un 26% más que el año anterior, 2014, cuando se sumaron 106 GW (87 GW en 2013).

FV Y EÓLICA

Como en años anteriores, el informe muestra que en 2015 el mercado estuvo dominado por la solar fotovoltaica y por la eólica, que sumaron juntas 118 GW: 62 gigas eólicos y 56 fotovoltaicos (en 2014 el mundo sumó entre ambas 94 gigas). Las aportaciones de la biomasa, los desechos, la geotérmica, la termosolar y las pequeñas plantas hidroeléctricas “fueron más modestas”, matiza «Tendencias...». El informe también incluye información sobre el empleo, creciente, de baterías “para hacer frente a los picos de demanda o de generación de energía renovable”. El año pasado -explica- se instalaron “a nivel mundial alrededor de 250 megavatios de escala de servicio público para el almacenamiento de electricidad (excluyendo lo generado por las plantas hidroeléctricas y por las baterías plomo-ácido), mientras que en el 2014 esta fue de 160 megavatios”.

Y, por primera vez, en 2015 las inversiones en energía renovable en países en vías de desarrollo y en naciones con economías emergente (156.000 millones de dólares, 19% más en comparación con el 2014) sobrepasaron las inversiones en los países industrializados (130.000 millones de dólares, 8% menos que en el 2014). Muchas de estas inversiones récord se llevaron a cabo en China (hasta 17%, con 102.900 millones, o el 36% del total mundial). Otros países que presentaron un incremento en inversiones son India (más del 22%, con 10.200 millones), Suráfrica (más del 329%, con 4.500 millones), México (más del 105%, con 4.000 millones) y Chile (más del 151%, con 3.400 millones). Marruecos, Turquía y Uruguay se ubican en

la lista de países que invirtieron más de mil millones de dólares.

Por el contrario, las inversiones en Europa bajaron un 21%, desde los 62.000 M\$ de 2014 a los 48.800 de 2015, el volumen más bajo del continente de los últimos nueve años a pesar de las inversiones récord en proyectos eólicos marinos. Estados Unidos subió un 19% (44.100 M\$) y las inversiones en Japón fueron más o menos iguales que las de 2014: 36.200 millones de dólares. Según «Tendencias...», el cambio de inversiones hacia los países en vías de desarrollo y el bajón en los países industrializados podría ser atribuido a diferentes factores, entre los que señala la reducción de costes de las tecnologías renovables, el crecimiento económico letárgico en el mundo industrial y los recortes de las ayudas en los mercados europeos.

■ TODAVÍA QUEDA UN LARGO CAMINO

El hecho de que las renovables hayan sumado más potencia nueva en 2015 que las tecnologías convencionales “nos demuestra -asegura el informe- que el cambio estructural está en camino”. Las energías renovables, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, aún representan una pequeña minoría de la energía instalada total del mundo (aproximadamente una sexta parte, o el 16,2%), pero esta cifra sigue subiendo (frente al 15,2% en el 2014). Mientras tanto, la electricidad actual generada por esas energías renovables fue de 10,3% en la producción mundial en el 2015 (frente al 9,1% en el 2014).

Habida cuenta de todo ello, “todavía hay un largo camino por recorrer”, según Udo Steffens, presidente del Frankfurt School of Finance & Management. “Sin intervención política -añadió Steffens-, las emisiones de dióxido de carbono aumentarán durante al menos una década”. Según el máximo responsable del Consejo Asesor de Bloomberg New Energy Finance, Michael Liebreich, la nueva marca histórica alcanzada por las inversiones globales en energías renovables tendría además un significado especial, habida cuenta de la caída de los precios de los combustibles fósiles: petróleo, gas y carbón.

■ Más información:

→ <http://fs-uneep-centre.org>

El MIT diseña una célula solar tan delgada como una pompa de jabón

Investigadores del MIT (acrónimo en inglés por el Instituto Tecnológico de Massachusetts) han desarrollado células solares tan delgadas, flexibles y ligeras que puedan ser colocados en casi cualquier material o superficie, incluyendo todo tipo de prendas, en teléfonos móviles, e incluso en una hoja de papel o en un globo de helio.

A sí se explica en una comunicación del MIT, en la que se aclara que “aunque puede llevar años que se convierta en un producto comercial, las pruebas de laboratorio muestran que el concepto de un nuevo enfoque en células solares podría ayudar a impulsar la próxima generación de dispositivos electrónicos portátiles”.

Según los investigadores, la clave para el nuevo enfoque es hacer la célula solar, el sustrato que lo soporta, y el recubrimiento protector para protegerlo del medio ambiente, todo en un solo proceso. El sustrato está hecho en su lugar y nunca necesita ser manejado, limpiado, o eliminado del vacío durante la fabricación, lo que reduce al mínimo la exposición al polvo u otros contaminantes que podrían degradar el rendimiento de la célula.

En este experimento inicial, el equipo utilizó un polímero flexible común llamado parileno tanto en el sustrato como en el recubrimiento, y un material orgánico llamado DBP como la capa de absorción de luz primaria. El parileno es un revestimiento de plástico disponible comercialmente, utilizado para proteger los dispositivos biomédicos implantados y placas de circuito impreso de los daños al medio ambiente.

Todo el proceso se lleva a cabo en una cámara de vacío a temperatura ambiente y sin el uso de ningún disolvente, a diferencia de la fabricación de células solares convencionales, que requiere altas temperaturas y productos químicos agresivos. En este caso, tanto el sustrato y la célula solar se “cultivan” usando técnicas de deposición de vapor establecidos.

Mientras que un módulo solar a base de silicio típico, cuyo peso está dominado por una cubierta de vidrio, puede producir alrededor de 15 vatios de potencia por kilogramo de peso, las nuevas células ya han demostrado una potencia de 6 vatios por gramo, aproximadamente 400 veces mayor.

■ **Más información:**
→ <http://news.mit.edu>



P I N I Ó N
CON DENOMINACIÓN DE ORIGEN



Javier **García Breva**
→ www.tendenciasenenergia.es

No al Tratado Transatlántico de Comercio e Inversión (TTIP)

Es muy difícil encontrar alguna referencia en los medios o en el debate político al acuerdo que están negociando la Unión Europea con los EEUU para incrementar el intercambio comercial entre las dos orillas del Atlántico. La negociación comenzó hace tres años y se lleva a cabo en secreto. Esta voluntad de ocultar lo que se negocia cuadra muy bien con el déficit democrático de las instituciones europeas pero plantea la duda de a quién se quiere proteger.

Para la patronal española todo son beneficios para la macroeconomía por la eliminación de las barreras arancelarias, pero nada dice de la microeconomía de las pymes y de los hogares. En el debate que en verano de 2015 celebró el Parlamento Europeo quedaron claras las objeciones: merma de derechos laborales, relajación de la protección ambiental, riesgo para los productos agrarios, privatización de los servicios públicos, menor regulación financiera y preeminencia de los tribunales privados de arbitraje internacional sobre los tribunales de justicia nacionales y europeos.

Gracias a una sentencia del Tribunal de Justicia de la UE, en octubre de 2015, pudimos enterarnos que, debido a que EEUU no protege los datos personales (caso Snowden) y al tratarse de un derecho fundamental, la protección de datos quedaba excluida del tratado. Esta decisión perjudica, entre otras, a las multinacionales tecnológicas de Silicon Valley, conocidas por su creatividad para no someterse a la legalidad europea y evadir impuestos.

El precedente del Acuerdo Transpacífico (TPP), firmado el año pasado entre EEUU, Japón y 10 países del Pacífico, aún sin ratificar, aclara la naturaleza de estos tratados. Es un acuerdo para que las multinacionales estadounidenses compitan en Asia frente a China a través de un organismo supranacional por encima de los gobiernos, lo que debería ser inaceptable para cualquier estado democrático.

Se trata de acuerdos comerciales para construir una globalización a la medida de las grandes multinacionales, con tribunales de arbitraje propios, por encima de las legislaciones nacionales. Si se tiene en cuenta que las multinacionales evaden impuestos en Europa por 70.000 millones de euros cada año, según datos de la Comisión Europea, el secretismo solo puede entenderse como una gran oportunidad para todos los lobistas. Codicia pura.

Alguien debería analizar las consecuencias para el sistema energético español. Actualmente cerca del 60% de nuestras redes energéticas de petróleo, gas y electricidad son propiedad de inversores extranjeros y lo mismo ocurre con las eléctricas y los activos renovables. Son fondos de inversión que buscan la rentabilidad por encima del interés del país donde invierten.

Si a este hecho se añade nuestra elevada dependencia de las importaciones de gas y petróleo y unas leyes energéticas que promueven su consumo en vez de fuentes de energía autóctona renovable, el TTIP puede agravar la pérdida de soberanía energética de España y el deterioro medio ambiental de manera irreversible.

Pero lo más grave es que los conflictos se resolverán por intermediarios internacionales y no por los tribunales nacionales. Se podría dar el caso de que un Ayuntamiento o Comunidad Autónoma o el Estado aprobaran una norma que estableciera nuevos estándares medioambientales y energéticos y que fuera objeto de demandas internacionales por inversores privados. El inversor extranjero quedaría más protegido que el inversor o consumidor nacional, las instituciones democráticas y las leyes nacionales subordinadas al poder de las multinacionales y la competencia desaparecería.

De eso se trata y no de mitigar el cambio climático o defender a la industria, pequeñas empresas o a los consumidores. Solo queda una solución: que cuando la UE y EEUU acuerden el tratado, España no lo ratifique.



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

El peligro del gas en la transición energética

Cuando en la anterior década los dirigentes de las eléctricas y de otras grandes empresas cometieron el error, tremendo error, de poner en funcionamiento 27.000 MW en centrales térmicas de gas (“ciclos combinados”) obviamente no estaban ni mucho menos pensando en prestar un “respaldo” a las energías renovables que eran oficial, aparentemente, la apuesta tecnológica de los sucesivos gobiernos de aquellos años, incluido el PP que aprobó el “Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010” cuya paternidad parece ignorar. Ese argumento, el

del “respaldo”, lo empezaron a emplear más tarde para justificar su tan abultada como innecesaria presencia en el mix y para conseguir que, lamentablemente, hoy ese error estratégico, tremendo error, lo paguemos los consumidores en concepto de unos escandalosos “pagos por capacidad” que solo premian su ineptitud.

Lo que querían con esa apuesta por el gas no era apoyar el desarrollo de las renovables, para nada, lo que pretendían era perpetuar su control del sistema eléctrico español limitando al máximo la entrada de nuevos actores en la generación con una tecnología que necesita instalaciones que requieren unas inversiones que solo están al alcance de empresas con un gran músculo financiero. Es decir, todo lo contrario que las renovables en las que, desde la eólica a la fotovoltaica, la puerta está abierta para empresas medianas, pequeñas o particulares, véase el caso del autoconsumo.

Ahora que (lo quiera o no el oligopolio) estamos entrando en la denominada transición energética, el gas, sus defensores, las empresas que pueden involucrarse en este negocio, vuelven a llamar a la puerta como la tecnología imprescindible para llevarla a cabo. Se presentan de nuevo como tecnología de “respaldo”, como transición de una economía dominada por el petróleo hacia una descarbonizada que mitigue el cambio climático.

Es obvio que quemar gas supone reducir notablemente las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al carbón o al petróleo. Esa es la “patita blanca” que enseñan por debajo de la puerta para que se la abramos. Sí, pero menos sucio no significa limpio. Un kWh generado con gas supone la emisión de 390 gramos de CO₂, menos del doble que el carbón, sí, pero emite y, por tanto, contribuye al cambio climático. El gas, aunque se disfraza de mariposa, es un combustible fósil más.

El problema, el riesgo, la trampa que esconde este escenario, en el que el mal menor se presenta como un bien mayor, consiste en que el gas viene para quedarse. Sí, para quedarse como fuente de energía principal de nuestros sistemas energéticos. El problema, el riesgo, la trampa es que su implantación con “carácter temporal” sea un obstáculo para el desarrollo de lo que supuestamente vienen a apoyar: las renovables. “No hay hueco para más renovables” nos volverán a decir pasado mañana como nos han dicho hasta hoy, por ejemplo, dejando fuera la producción eólica por la no gestionabilidad de las centrales nucleares. El problema, el riesgo, la trampa consiste en que las costosas infraestructuras que conlleva su desarrollo serán coartada para justificar su permanencia en el tiempo.

De la misma forma que desde la Fundación Renovables planteamos un calendario de cierre de las centrales de carbón y nucleares, a partir de ahora debemos exigir condiciones muy severas para la aprobación de nuevas instalaciones e infraestructuras gasistas. La combinación de medidas de gestión de la demanda y un adecuado mix de energías renovables pueden evitar perfectamente, en muchos casos, el recurso a nueva potencia de tecnologías fósiles.

Hace pocos días se conocía un informe de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) y Naciones Unidas, que señalaba que “el coste nivelado de la energía eólica con almacenamiento en Alemania es de 120 dólares MWh (81 dólares solo la eólica), mientras que en este mismo mercado la energía producida por los ciclos combinados cuesta 110 dólares MWh”. Una diferencia de solo diez dólares MWh que se dará la vuelta en muy poco tiempo.

Es un dato muy significativo para que entendamos que tampoco la cacareada competitividad justifica un papel relevante del gas en la transición energética. No hay razones sociales, no hay argumentos ambientales, no existen pretextos económicos: no caigamos en la trampa del gas.

¿Tu frigorífico consume más de lo que pensabas?

Primero descubrimos que algunos modelos de Volkswagen emiten más CO₂ de lo que nos habían asegurado. Después, que otros fabricantes de coches están implicados en casos similares. Ahora resulta que uno de cada cinco electrodomésticos examinados por los consumidores y organizaciones ambientales gastan más energía de la que publicitan. ¿Será tu frigorífico uno de ellos?

Los estudios realizados a lo largo de los últimos tres años en relación con frigoríficos, lavavajillas, lavadoras y otros productos que usan energía, revelan que hay consumos superiores a los declarados en la mayoría de las categorías de producto. Los test han encontrado una aspiradora que consume un 54% más de energía que la declarada, un frigorífico con un 12% más y una televisión con una clase energética inferior a lo señalado. Los resultados completos se pueden ver en Market Watch, el proyecto cofinanciado por el Programa Intelligent Energy de la Unión Europea, del que forman parte 16 organizaciones sociales de toda Europa, incluida la española Ecodes.

Los test fueron realizados por laboratorios independientes acreditados en los procedimientos oficiales definidos para la verificación del cumplimiento con las normas europeas de eficiencia energética.

Los expertos estiman que más de 10.000 millones de euros en ahorro energético se pierden cada año debido al no cumplimiento de los fabricantes y vendedores con las normas de la Unión Europea de producto. Este hecho se come parte de los 465 euros de ahorro medio prometido en la factura energética a cada hogar europeo por las Directivas de Ecodiseño y Etiquetado Energético de la UE.

■ **Más información:**

→ ec.europa.eu/eurostat

■ Solar térmica en España: un pasito “palante” y otro “atrás”

A lo largo de 2015 se han instalado en España un total de 169 MWth (241.165 M2) de solar térmica, lo cual implica un retroceso del 5,5% respecto del año anterior. El total acumulado se sitúa en 2,59 GWth de potencia y en casi 3,7 millones de m² instalados y en operación. Son algunos de los datos ofrecidos por la Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT), que representa al 90% de las empresas del sector, en su último informe sobre la situación de esta tecnología.

ASIT señala que la caída de actividad detectada en 2015 está directamente relacionada con el descenso de actividad registrada, a su vez, en los dos principales segmentos de la solar térmica: la nueva vivienda construida y regulada a través del Código Técnico de la Edificación (CTE) y los programas de apoyo de las CCAA. En el primer caso, la caída de actividad se estima en torno al 5% en la “vivienda finalizada” (datos hasta noviembre de 2015). En cuanto a los programas de apoyo de las CCAA, el mayor freno se debe a la finalización, el pasado mes de junio, del programa Prosol en Andalucía – la región más activa en solar térmica– y cuyo impacto, tras 6 meses de inactividad, se sitúa en cerca de -35.000 m².

Pese a todo, ASIT ve algunos elementos positivos cara al futuro:

- El cambio de tendencia que se observa en cuanto a la vivienda iniciada en 2015 (44.577 hasta noviembre, frente a las 34.873 de 2014) previsiblemente se traducirá en un cambio de tendencia, asimismo, de la vivienda finalizada en 2016 y de la potencia solar instalada, según la asociación.

- La incorporación al mercado global de un nuevo segmento emergente que ASIT denomina de “instalaciones voluntarias de financiación privada”, surgido con motivo del cierre coyuntural de los programas de apoyo en la comunidad andaluza y al amparo del alto nivel de competitividad alcanzado ya por determinadas soluciones solares térmicas.

- El incremento registrado en la actividad exportadora de las empresas fabricantes ubicadas en el estado español respecto del año anterior (3,6%).

LEJOS DE LOS OBJETIVOS DEL PER

No obstante, la asociación solar deja claro que “si tomamos como referencia los objetivos contenidos en el PER 2011–2020, la proyección de los resultados globales alcanzados por el sector, acumulados a cierre 2015, nos llevarían a alcanzar una cifra máxima de 5 millones de m² instalados y en operación a finales de 2020”. El objetivo del PER era contar con 10 millones de M2 para esa fecha. Es decir, a este ritmo se llegaría a la mitad.

“¿Por qué un Plan Energías Renovables, de tan reciente creación y que tantos estudios justificativos precisó en su elaboración, parece hoy tan alejado de la realidad en cuanto a

sus objetivos?”, se pregunta ASIT. “¿Acaso en 2011 no se sabía que el mercado de la nueva construcción de viviendas no podía ser el único motor para consolidar el crecimiento de la solar térmica? ¿Acaso no se preveía entonces que la coyuntura económica no mejoraría súbitamente?”.

La respuesta que da la asociación es que el PER dejó previstas una serie de medidas de promoción que no se están implantando. Medidas como la inspección y control del CTE; sistemas de certificación o cualificación de instaladores; homogeneización de convocatorias de subvenciones; promover el carácter ejemplarizante de los edificios públicos en la utilización de energía solar térmica; o impulso al desarrollo de las ESEs mediante un sistema de incentivos al calor renovable (Icaren).

Además, de acuerdo con ASIT, en todos estos años tampoco se ha hecho prácticamente nada por superar las barreras que dicho plan detectaba: barreras técnicas derivadas del desconocimiento de la tecnología por parte de promotores y usuarios; barreras normativas por incumplimientos del CTE o por malas interpretaciones que permiten que se sustituya la solar térmica de forma indebida por otras tecnologías (bombas de calor, etc.); e incumplimiento parcial con un incorrecto dimensionado, instalación y falta de garantía de funcionamiento.

¿Es posible invertir la tendencia? “Tenemos un sector capaz, comprometido e ilusionado y cinco años por delante para cambiar la tendencia y lograr el objetivo”, señalan desde ASIT. Pero matiza: “necesitamos una administración responsable que quiera cumplir los objetivos comprometidos con la UE y cuente con nosotros para ello”.

CAPTADORES PLANOS, EN ALZA

En su informe, la asociación hace un repaso a otros aspectos, como el tipo de captador más instalado en 2015: el captador plano, que creció un 18% en relación al año anterior, pasando de los 101.909 m² de 2014 a los 119.660 m² de 2015. No obstante, cuando se trata de sistemas prefabricados de captadores planos, el año pasado se produjo un retroceso del 20% (133.446 m² suministrados en 2014 y 106.478 m² en 2015).

La caída fue aún más causada para los tubos de vacío, de un 30% en concreto (11.121 m² en 2015 frente a los 15.894 m² en 2014). En otras tecnologías (captador sin vidrio, plástico, aire...) el retroceso fue del 12% (3.375 en 2015 y 3.839 en 2014). En conjunto, teniendo en cuenta todas las tecnologías, en 2015 se instaló un 5,5% menos que el año anterior (241.165 m² frente a 255.088 m²). Todo ello da como resultado un nuevo parque instalado de 169 MWth al cierre de 2015.

La facturación ascendió a 193 millones por parte de las empresas miembros de ASIT, que dan empleo directo a 4.800 personas y que en 2015 exportaron 81.350 m² de captadores solares a terceros países.

Andalucía sigue siendo, de lejos, la comunidad donde la solar térmica es más visible, con 957.223 m² acumulados en 2014. Le siguen Cataluña, con 525.439 m², y Madrid, con 324.332 m².

■ Más información:
→ www.asit-solar.com





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

El reto energético: La necesidad de mantener una visión Global

Recientemente asistí a una conferencia en la que tenía que hablar del acceso a la electricidad en los países en vías de desarrollo y no recuerdo bien el porqué pero rápidamente me surgió la necesidad de conectarme a internet y obtener la información para hacer el cuadro que encontraréis más abajo.

Hay cosas muy llamativas y que nos tienen que hacer reflexionar muy profundamente, no sólo sobre los modelos energéticos, sino mucho más allá.

La lucha que mantenemos por sustituir las fuentes de generación, del todo justificada, es aún así insuficiente. Entendiendo que esta lucha pretende combatir el cambio climático y asegurar un desarrollo sostenible que se me antoja cada vez más difícil a escala global. Basta echar un vistazo al cuadro que os comentaba.

PAIS/REGIÓN	TOTAL GW	POBLACIÓN	WP/HAB
U.S.A.	1063	322	3301
Cent&Sud Ame	279	634	440
Europa	1075	738	1457
España	110	46	2391
Alemania	177	80	2213
África	142	1186	120
Egipto	29	92	315
Sudáfrica	44	55	800
China	1174	1400	839
India	254	1300	195
Mundo	5549	7350	755

Desde luego es llamativo que un ciudadano medio americano tenga a su disposición 27 veces más potencia que un africano medio y más del doble que un europeo. O que los españoles itengamos más que los alemanes! Eso

pone de manifiesto lo absurdo e ineficiente que puede llegar a ser un sistema. Independientemente de las fuentes de generación.

Desde que muy a finales del siglo XIX empezó a utilizarse la electricidad, lo cual pone de manifiesto lo reciente que es su uso, hay algunos datos muy curiosos. A finales de los 60 llegó a España el uso masivo de los electrodomésticos, lo que llevó a aumentar la demanda significativamente, aparte del desarrollo industrial. Pero es que en 1970 teníamos en España dieciocho gigavatios (18 GW) para 34 millones de habitantes: 1528 vatios pico (wp) per cápita! Es decir, imenos que ahora en Suráfrica o China! Y, ¿estábamos tan mal? Por otra parte, ni que decir tiene que los electrodomésticos y la iluminación de entonces no conocían el significado de la palabra eficiente.

Si quisiéramos llevar al mundo a una situación similar a la media actual de Europa, ¿podéis imaginaros el impacto medioambiental de este incremento de potencia, aunque fuera 100% de origen renovable?

Otro dato curioso: En 1973 éramos algo menos de 4.000 millones de personas en el planeta y usamos 6.100 MMtep, 40 años después crecimos hasta los 7.300 millones de personas, un increíble 182%. Pero en energía primaria crecimos un 1221%! Y eso, con más de 1.000 millones sin acceso a la energía moderna.

En definitiva, sin duda hay que seguir peleando por las renovables, sobre todo donde aún no hay otras fuentes de generación instaladas, pero el modelo de consumo es el que debemos de cambiar rápidamente. Y eso es mucho decir y muy complicado. Son demasiados y muy grandes los intereses económicos de algunos a los que no preocupan las consecuencias de este modelo. ¡Vamos a necesitar refuerzos!

■ Duplicar la cuota global de renovables para 2030 permitiría ahorrar 15 veces más de lo invertido

Doblar la cuota de renovables en la matriz energética para el año 2030 puede ahorrar hasta 4,2 billones de dólares anuales, es decir, 15 veces más que los costes previamente proyectados, de acuerdo con un informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena). Los puestos de trabajo en el sector pasarían de 9,2 millones en 2014 a 24,4 en 2030.

El informe *REmap: Roadmap for a Renewable Energy Future* (Hoja de ruta para el futuro de las energías renovables) recomienda opciones para aumentar la cuota de energía renovable en la matriz energética global para pasar del 18% que representa actualmente al 36% para el año 2030.

“Conseguir que su cuota se duplique no solamente es factible, también resulta más económico que no hacerlo”, afirma el director general de Irena, Adnan Z. Amin. “REmap muestra que no solo es la vía más económica, sino también la más responsable tanto desde el punto de vista social como medioambiental. Crearía más puestos de trabajo, salvaría millones de vidas gracias a la reducción de la contaminación y nos encaminaría a limitar el aumento de la temperatura global a 2 grados centígrados, tal y como fue acordado en París”.

Esta segunda edición de la hoja de ruta global de Irena amplía su análisis para cubrir 40 países, lo que representa el 80% del consumo energético mundial.

PRINCIPALES VENTAJAS AL DUPLICAR LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- Limitaría el aumento de la temperatura media mundial a 2° C por encima de los niveles de la era preindustrial (cuando es acompañada de eficiencia energética)
- Evitaría hasta 12 gigatoneladas de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía en 2030, es decir, cinco veces más de lo que se han comprometido a reducir los países a través de las energías renovables en sus contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN)
- Implicaría 24,4 millones de puestos de trabajo en el sector de la energía renovable para el año 2030, en comparación con los 9,2 millones en 2014
- Reduciría la contaminación atmosférica lo suficiente como para salvar hasta 4 millones de vidas al año en 2030
- Impulsaría el PIB mundial hasta en 1,3 billones de dólares.

■ Más información:

→ El informe se puede descargar en: <http://ow.ly/Zi5U8>

Las subastas son un obstáculo para el despliegue de la energía eólica

Es esta la principal conclusión del estudio que acaban de publicar la Asociación Mundial de la Energía Eólica (World Wind Energy Association, WWEA) y la asociación de energía renovable del estado alemán de Renania del Norte-Westfalia. El informe, titulado «Viento de cara y viento de cola para las Comunidades Energéticas», considera que las subastas constituyen una “barrera insuperable” para los proyectos eólicos de propiedad compartida, que están llamados a ser los principales impulsores de la transición energética hacia un modelo 100% renovable.

El informe repasa las amenazas y las fortalezas que presenta el modelo de propiedad comunal de parques eólicos (instalaciones que son propiedad de una comunidad local o, simplemente, de una comunidad de propietarios). Para su elaboración, WWEA y la asociación alemana han realizado entrevistas a presidentes de comunidades de estas características y a diferentes expertos del sector, y la opinión generalizada entre todos los entrevistados es que las subastas imponen condiciones tales en sus pliegos que resultan “barreras insuperables” para este tipo de comunidades de inversores. Por el contrario, los sistemas de primas (feed in tariff) son bien valorados por los expertos, dado que faci-

litan la participación de estos actores en el mercado.

¿Y por qué habría que facilitar que la inversión la haga una comunidad? Pues, según los autores del informe, porque el parque eólico comunal puede constituirse en la clave de la transición energética hacia un modelo 100% renovable, que es el horizonte que se ha trazado la comunidad internacional en la Cumbre del Clima de París y el que se han autoimpuesto naciones como Alemania.

Señalan, asimismo, que la Cumbre del Clima de París ha alumbrado un acuerdo global mediante el cual las naciones se han comprometido a transitar hacia un Escenario 2050 neutro en CO₂, un escenario que, en realidad,

no es otro que el del modelo 100% renovable, “por lo que es obvio que los gobiernos tendrán que animar a sus ciudadanos y comunidades a que inviertan en energías renovables”.

Sin embargo, según este estudio las comunidades de propietarios de parques eólicos en Alemania (así como en otras naciones de la Unión Europea e, incluso, en buena parte del resto del mundo) se enfrentan a numerosas e inminentes subastas que están programadas en un montón de mercados eólicos y que parecen diseñadas para otros actores del sector. Este modelo de asignación de potencia (la subasta) implica que las community wind tengan que competir por la potencia subastada con las más poderosas multinacionales y los más acaudalados fondos de inversión, aquellos que gozan de una mayor liquidez y que, consecuentemente, tienen más posibilidades de hacerse con los megavatios eólicos en liza, lo que podría traducirse finalmente en una ralentización de la transición energética.

De hecho, su conclusión es que las subastas introducidas en varios países, como Canadá, Brasil o Suráfrica, se han constituido en barreras para las comunidades de propietarios.

■ **Más información:**

→ <http://www.wwindea.org>



GREEN EAGLE
S O L U T I O N S

SAQUE EL MÁXIMO RENDIMIENTO A SU INSTALACIÓN

Modernizamos y adaptamos tu SCADA Local

Disponible para todo tipo de tecnología

- Adaptamos el sistema a los últimos cambios regulatorios, como el P.O. 9.0
- Incrementa la producción con nuestro módulo de operaciones de máquinas automático
- Disfruta de nuevas interfaces web adaptadas
- Mantenemos el SCADA del tecnólogo
- Integramos herramienta de informes personalizados
- Recibe notificaciones vía email y SMS con las alertas del parque

CompactSCADA® Energy Control Center

Una plataforma única para todas tus instalaciones

- Integra todo tipo de plantas: parques eólicos, plantas solares, centrales hidráulicas
- Todas tus instalaciones gestionadas en tiempo real desde una única URL
- Centraliza todas las alertas y optimiza los trabajos de campo
- Análisis de datos históricos: análisis financiero, curvas de potencia, cumplimiento de consignas de regulación
- Cuota mensual reducida según potencia instalada y funcionalidades



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

¿De verdad se acaba el petróleo? y ¿cuándo?

Hace unos días, en un proceso largo de idas y venidas, de los componentes de la Comisión de Energía del Colegio de Ingenieros Industriales de Madrid, y como consecuencia de un intercambio de opiniones sobre las posibilidades que podía tener un kit para transformar un coche normal en coche híbrido, se planteó por parte de uno de los componentes de la Comisión una pregunta fundamental, ¿de verdad se acaba el petróleo? y ¿cuándo?

Para poder contestar a estas preguntas, se buscaron datos tomados de EIA, US Department of Energy en la página de la US Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=5&aid=2>).

En esta página web, se pudo ver que en 1980 (primer año con datos estadísticos) se estimaba que las reservas comprobadas de petróleo –643.000 millones de barriles– darían solo para 27,9 años, es decir, se acabaría el petróleo en 2008, al ritmo de consumo de entonces, 63.122 miles de barriles diarios (BD).

En 2014 las reservas comprobadas de petróleo –1.656.000 millones de barriles– se estima que se agotarían en 49,7 años al ritmo de consumo de 2013, (91.253 BD), por lo que según esto, en realidad se acabaría el petróleo en 2064. Después de la experiencia vivida en 34 años se ha retrasado la fecha de agotamiento de las reservas en 59 años.

Esto quiere decir que después de haber consumido reservas de petróleo a un ritmo creciente (44,6% de crecimiento acumulado desde 1980), durante 34 años queda petróleo para 21,8 años más que antes, o lo que es lo mismo, que en 1980 la estimación correcta hubiera sido que las reservas eran suficientes para tener petróleo durante $34+49,7 = 83,7$ años, (con el consumo de 2013), y de 90,7 años al ritmo de consumo de 1980, lo que supone un error de estimación en las reservas del 225%.

Mientras el consumo ha aumentado un 44% en 33 años, las reservas comprobadas disponibles anualmente han aumentado un 156%. Hay que tener en cuenta que un 1% de aumento de las reservas actuales da para 1/2 año al ritmo de consumo de 2013 y eso que las reservas disminuyen en la cantidad que se consume en 1 año, por lo que en realidad, un aumento del 1% en reservas es un aumento de petróleo disponible para $1/2+1 = 1,5$ años.

El incremento medio anual de las reservas de petróleo comprobadas es del 3,1% desde 1980, mientras que el incremento medio anual en consumo ha sido de un 0,3% desde la misma fecha. Si estos crecimientos se mantuvieran, nos encontraríamos con que en el año 2067, cuando, según los datos disponibles hoy, se acabarían las reservas de petróleo, en realidad, nos quedaría todavía petróleo para otros 200 años.

Con esa disponibilidad, se dudaba de que el petróleo utilizado para el transporte, vaya a ser sustituido de forma más o menos inmediata en su totalidad por la energía eléctrica y por eso se mantenía que el futuro razonable está en los vehículos híbridos, aunque no sean los más ecológicos.

Este pequeño análisis era sólo para dar una idea de la poca exactitud de nuestro conocimiento sobre cuales son realmente las reservas de petróleo existentes en realidad y lo poco sostenibles que son los cálculos que indican para cuánto tiempo hay petróleo en la Tierra.

Otra de las conclusiones indirectas de esta discusión fue que una gran parte de las reservas de petróleo se van a quedar donde están... para siempre y de que parece que los vehículos híbridos tienen el futuro más cercano y más duradero de lo que parece.

Gracias a Ricardo Benítez Robredo y al resto de los compañeros de la Comisión de Energía del COIIM, por estas estupendas conclusiones.

Las pymes españolas del sector industrial pagan la electricidad más cara de Europa

El dato, extraído de Eurostat, ha sido publicado por el Instituto Catalán de la Energía (Icaen) en el último de sus «Estudios comparativos de los precios de la energía en Europa», informe con el que el Icaen repasa, periódicamente, la actualidad de la energía eléctrica.

El informe del Icaen recoge la evolución que han experimentado esos precios entre el 1 de enero del año 2008 y el 1 de enero de 2015 y resulta que España es el país de la Unión Europea en el que más cara es la energía eléctrica que pagan las pymes del sector industrial. Solo en los últimos tres años (2012, 2013, 2014), ese precio ha subido más de un 40%.

El precio de la energía eléctrica en España para el consumidor industrial tipo IB (consumo anual de entre 20 y 500 megavatios hora) ha experimentado una subida (entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2014) del 33%. En ese mismo período, en la UE28, la subida ha sido del 25%; y en la Eurozona, del 29%. Los consumidores industriales de tipo IC (consumo anual de entre 500 y 2.000 megavatios hora) también pagaron en el segundo semestre de 2014 más que en 2008. Concretamente, un 21%. A partir de aquí, sin embargo, la subida experimentada en España es menor que la registrada en la UE28 y en la Eurozona. Así, en este período (1 de enero de 2008-1 de enero de 2015), para estos consumidores, el incremento de precio en la UE28 ha sido del 23%; en la Eurozona, del 27%.

Lo mismo ocurre (el precio sube menos en España que fuera) con los consumidores industriales tipo ID (consumo anual de 2.000 a 20.000 megavatios hora). Entre 2008 y 2015, el precio de la energía eléctrica en España para estos consumidores ha subido un 23% (frente al 22% de la UE28 y el 26% de la Eurozona). En el caso de los consumidores industriales tipo IE (entre 20.000 y 70.000 megavatios hora), la subida en España es del 17%, mientras que tanto en la UE28 como en la Eurozona es del 15%. Para los consumidores industriales tipo IF (entre 70.000 y 150.000 MWh), el precio también ha subido (un 30%) en este período. Y, por fin, para los consumidores industriales tipo IG (más de 150.000 megavatios hora), el precio ha subido un 53%.

En España, el 99,88% de las empresas son pequeñas o medianas, es decir, que cuentan con menos de 250 trabajadores y tienen un volumen de negocio que está por debajo de los 50 millones de euros; dos de cada tres trabajadores españoles trabajan en una pyme.

■ **Más información:**
 → <http://icaen.gencat.cat>

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

■ La jubilación anticipada como solución al cambio climático

Una manera de buscar soluciones al problema del cambio climático podría pasar por estudiar a las personas que toman las decisiones en las compañías petroleras occidentales. El texto que ofrece a continuación Energías Renovables alude a algunas de las claves del informe «Cognitive biases and Stranded Assets: Detecting psychological vulnerabilities within International Oil Companies», un informe de la Universidad de Oxford que trabaja con algunos datos personales de esos hombres y mujeres que conducen los destinos de las más grandes multinacionales que en el mundo son.

Ban D. Ceodos

Los consejos de administración de las seis principales compañías petroleras occidentales —BP, Exxon, Shell, ConocoPhillips, ChevronMobil y Total— están integrados por un total de 78 personas: 16 mujeres y 62 hombres. Estas seis empresas tuvieron en 2014 unos ingresos de 1,67 billones de dólares (billones españoles, un 50% más que toda la economía española) por la venta de combustibles fósiles. Gracias a ello, esas 78 personas ganan cada una (entre salarios, bonus, dividendos, etcétera) millones de dólares al año de media.

Esos 78 consejeros y consejeras tienen que decidir lo que van a hacer sus empresas respecto al cambio climático (Acuerdo de París) y, de paso, deben vislumbrar cómo va a evolucionar el transporte de la mayoría de los países occidentales: ¿petróleo, electricidad... u otra cosa? Hasta ahora han estado financiando directa o indirectamente políticas de retraso en la toma de medidas frente al cambio climático (especialmente las americanas).

Esas 78 personas suman entre todas 4.864 años (eso sumaban a principios de 2015), lo que da una edad media de 62,35 años (en 2016 será de 63 años). Si 65 años fuese la edad de la jubilación, 29 de ellos (37%) deberían estar ya jubilados. 11 tienen más de 70 años (14%). De menos de 55 hay 9. Exxon es la empresa más activa contra la toma de medidas contra el cambio climático (es la empresa que financió la campaña electoral de Bush, el presidente de Estados Unidos que se negó a ratificar el protocolo Kioto tras haberlo firmado Clinton). Y Exxon es asimismo la compañía que tiene el consejo de administración más mayor: 65,3 años de media.

De estos 78 consejeros y consejeras, el 83% (65) procede de cuatro países:

Estados Unidos (54%), Francia (13%), Reino Unido (10%) y Holanda (6%). En total, hay 13 nacionalidades, pero las 9 restantes son absolutamente minoritarias respecto a las cuatro mencionadas.

Así que el perfil de los consejeros es: hombre, blanco, de origen occidental (Estados Unidos-Europa), mayor de 63 años (nacido en los 1950s: “baby boomer”) y millonario. Y es un consejero que además se rodea de más hombres blancos y alguna mujer de las mismas características.

¿Qué interés pueden tener en cambiar el negocio de sus respectivas empresas para solucionar el cambio climático para 2050, fecha en la que tendrían 97 ó 98 años (muchos de ellos más de 100 años si es que siguen en el planeta)? Cuando se formaron en sus respectivas carreras, allá por los años 60-70, ¿se concebía que la energía fuera otra cosa más allá de los combustibles fósiles? ¿Les hablaron entonces de los efectos secundarios de la quema de combustibles fósiles: contaminación, cambio climático, etcétera? ¿Les afectan/afectarán a ellos en su día a día los impactos del cambio climático?

Cuando se tenga que cumplir con el Acuerdo de París en 2030 tendrán de media 78 años (actualmente, los consejeros en activo más ancianos tienen 73 años).

Probablemente, desde su perspectiva (desde la perspectiva de 78 personas) podría ser más interesante alargar el negocio unos 5 años (incrementando el dividendo y los bonus) y que luego venga otro a cambiar algo si quiere.

Unos cuantos millones de dólares por cabeza (y todo el poder que conlleva ser miembro del consejo de sus empresas) durante unos pocos años más constituyen un incentivo muy grande como para resistirse a continuar haciendo lo mismo.

¿Y qué es lo que dicen los *energy outlooks* sobre el futuro consumo de energía del planeta de BP, Exxon y Shell? Pues eso: más de lo mismo durante un poquito más (por lo menos hasta 2040). ¿Qué ocurre con las energías renovables en sus escenarios? Crecen, pero los combustibles fósiles siguen constituyendo el 70-80% del consumo energético mundial (eso sí, con el gas sustituyendo al carbón, cuyo crecimiento se estanca).

¿Es prudente, desde un punto de vista de los propios accionistas de las empresas y de la Humanidad en general, dejar en manos de estas personas una decisión tan importante? Por otra parte, también hay que tener en cuenta que el perfil del accionista de estas empresas probablemente será similar en cuanto a edad se refiere (por no hablar de los fondos de pensiones).

¿Podría ser una de las soluciones al cambio climático jubilar/prejubilar a los consejos de administración de todas las empresas de combustibles fósiles, por lo menos las occidentales, y sustituirlas por consejeros de menos de 50 años, hombres y mujeres menos propensos a la filosofía del “apres moi le deluge” (no me importa lo que pase después de mí; que mi familia y yo ya nos apañaremos con el dinero que tengo); mujeres y hombres con por lo menos 20 años de trabajo por delante y algo más de sensibilidad medioambiental?

¿Podría ser una solución poner en la balanza los intereses de 78 millonarios por un lado y los de miles de millones por otro, simplemente?

¿Tenemos que solucionar un claro problema de intereses privados versus públicos para empezar a tomar las medidas necesarias para no desequilibrar el clima de nuestro planeta? ¿Es posible convencer a estas empresas para que se dediquen a energías que no agraven el problema? ¿Quién?

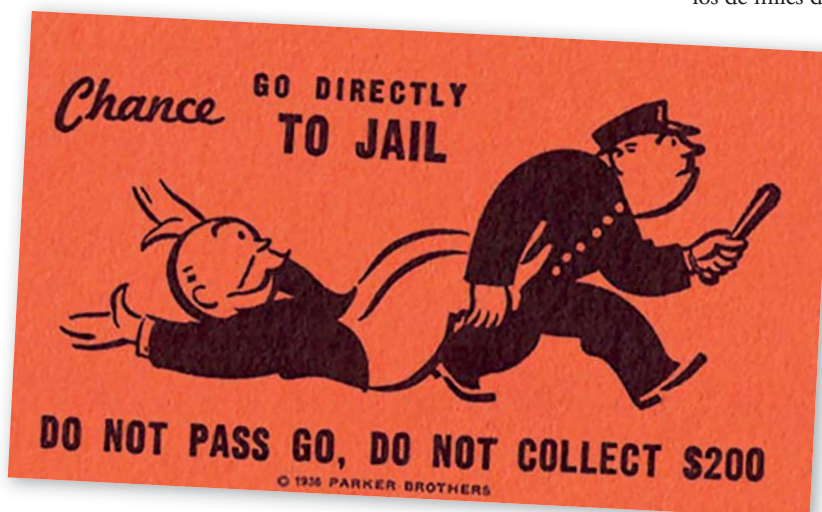


Imagen de la carta de la cárcel del juego Monopoly, de Hasbro.

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, los múltiples sistemas de asistencia a la conducción facilitarán tus desplazamientos, sean cuales sean tus necesidades.

Innovadores, flexibles y fiables.

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

FurgoSoluciones
www.furgosoluciones.es



**Vehículos
Comerciales**



Las renovables en Europa en cinco gráficos

Según el balance del consumo de energía de la Unión Europea hasta 2014 realizado por Eurostat, la energía renovable en la UE ha crecido fuertemente en los últimos años, y esto ha sido debido a los objetivos jurídicamente vinculantes promulgados por la Directiva 2009/28/CE.

Eduardo Collado*

Mientras que la UE en su conjunto está en camino de cumplir sus objetivos de 2020, algunos Estados miembros tendrán que hacer esfuerzos adicionales para cumplir con sus obligaciones y alcanzar la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía. Es el caso de España.

La producción de energía primaria a partir de energías renovables, está teniendo una tendencia creciente a largo plazo. Entre 1990 y 2014 se incrementó en un 174% (una tasa de crecimiento anual promedio del 4,3%). En 2014, la producción de energía primaria a partir de renovables aumentó un 1,6% en comparación con 2013. De hecho, con la excepción de los años 2002 y 2011 ya aludidos (cuando se redujo la producción primaria de renovables), este es el aumento anual más bajo de los últimos 15 años. Cuando se compara con la producción de energía primaria de hace 5 años, ahora es un 29% mayor.

■ Generación de electricidad a partir de renovables

Con respecto a la generación de electricidad, en 2014 la generación bruta con renovables aumentó un 4,9% en comparación con 2013. Sin embargo, la situación varía dependiendo de la fuente de energía: desde un aumento del 0,9% para la generación a partir de centrales hidroeléctricas a un aumento del 14,1% para la energía solar. Entre 1990 y 2014, la generación total de electricidad renovable aumentó en un 191%. En 2014, esta generación representó el 28% de la generación bruta de electricidad.

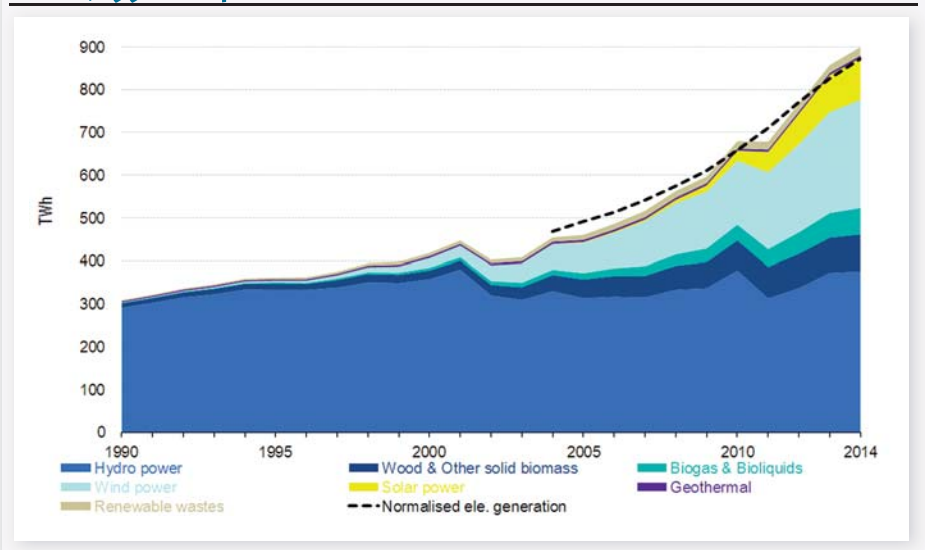
Las centrales hidroeléctricas generan, con mucho, la mayor parte de la electricidad procedente de fuentes de energías renovables. La generación hidroeléctrica aumentó un 29% entre 1990 y 2014, aunque su participación en la generación total de electricidad renovable se redujo de 94% a 42% durante el mismo período, debido a una expansión más rápida de otras fuentes renovables.

La generación de energía eólica se ha más que triplicado en el periodo 2005-2014, ya que desde el año 2000, ha sido el segundo mayor contribuyente a la electricidad renovable, en sustitución de las biomásas sólidas, que habían tenido esta posición desde 1990.

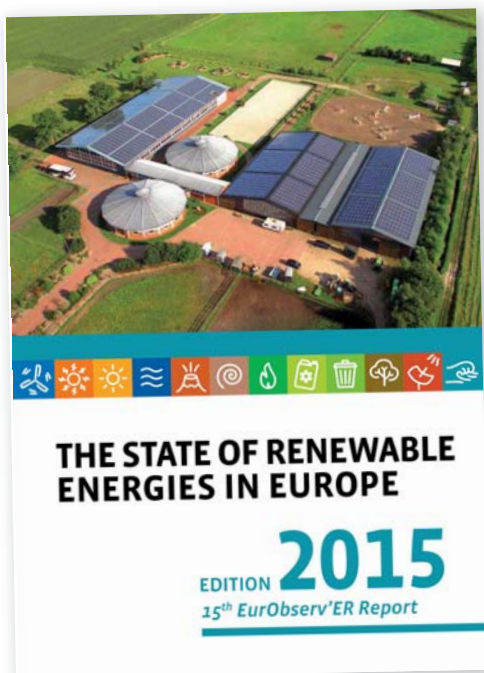
La generación de energía solar ha aumentado rápidamente en los últimos años y en 2014 representó el 11% de toda la electricidad renovable. Además, en 2013 la electricidad generada a partir de energía solar superó a la producida mediante madera y otras biomásas sólidas, lo que la convierte ahora en el tercer contribuyente más importante para la producción de electricidad a partir de fuentes renovables.

La generación con energías renovables sólidas (madera y otras biomásas sólidas, con exclusión de los residuos renovables) también se están utilizando en las centrales de generación térmica convencional: su participación en la producción de electricidad a partir de fuentes renovables aumentó desde un 3,5% en 1990 hasta el 10% en 2014. Los biocarburantes y el biogás, que eran insignificantes en 1990, han alcanzado el 7% en 2013.

Figura 1: Generación de electricidad a partir de fuentes renovables, EU-28, 1990-2014.



Fuente: Eurostat



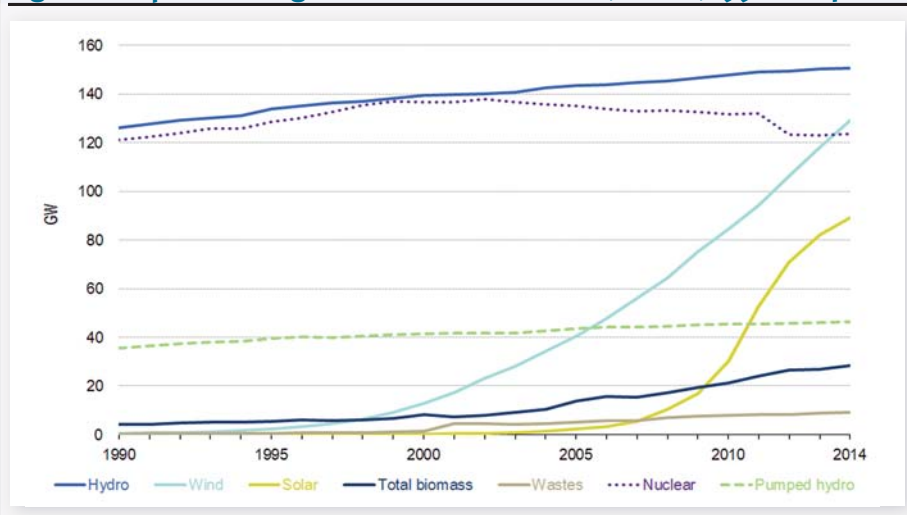
La generación de electricidad a partir de fuentes renovables se muestra en la Figura 1.

■ Capacidad instalada

La capacidad disponible de generación de electricidad a partir de energía renovable, ha aumentado significativamente en los últimos 20 años. La capacidad de energía eólica ya había comenzado a aumentar rápidamente a finales de 1990 y desde 2005 se ha producido también un auge en la capacidad de generación solar. La capacidad adicional para otras energías renovables ha sido mucho más modesta que para la eólica y la solar. Pero la generación con el sol y el viento tiene tasas de utilización mucho menores que las generadas en las centrales térmicas convencionales, ya que se trata de fuentes de energía intermitentes (esto ocurre también con respecto a su comparación con los combustibles fósiles y la energía nuclear). Las plantas de energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo pueden ser utilizadas de una forma fiable para suplir la generación de electricidad a partir de fuentes intermitentes. Pero la capacidad de estas plantas de bombeo no ha aumentado al mismo ritmo que las de solar y eólica.

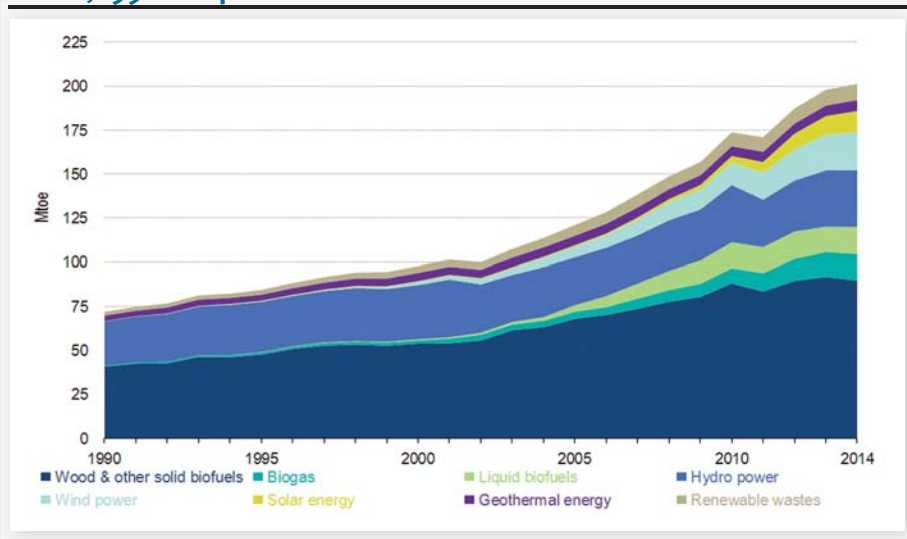
La capacidad instalada de generación de electricidad a partir de fuentes renovables, energía nuclear y energía hidroeléctrica de acumulación por bombeo, se pueden ver en la Figura 2. Para ponerlo en perspectiva, toda la potencia renovable instalada fue en 2014 de alrededor de 400 GW, mientras que la capacidad de generación eléctrica existente de plantas con combustibles fósiles en la UE, fue de alrededor de 450 GW ese mismo año.

Figura 2: Capacidad de generación de electricidad, EU-28, 1990-2014.



Fuente: Eurostat

Figura 3: Consumo interior bruto de energías renovables, EU-28, 1990-2014.



Fuente: Eurostat



Las renovables dan trabajo a más de un millón de personas en la UE

1,11 millones de personas. Es el número de empleados en el sector de las energías renovables en la Unión Europea (son datos de 2014, los últimos disponibles para el conjunto de la Unión). En 2013 eran 1,15 millones, de manera que se han perdido puestos de trabajo. Informa de ello EurObserv'ER en el último barómetro. Esa disminución del empleo se debe a "preocupaciones de los inversores, que se enfrentan al debilitamiento de las políticas de estímulo a las energías renovables en muchos Estados miembros, y a las consecuencias de los efectos indirectos de la crisis financiera en los últimos años".

Los sectores más empleadores son la eólica y la biomasa, ambos con más de 300 mil puestos de trabajo en 2014. Le siguen la solar fotovoltaica, con 120 mil, y los biocarburantes, con 110 mil.

En cuanto al peso económico de estas tecnologías en la UE, EurObserv'ER indica que rozó los 142.000 millones de euros en 2014. La mayor tasa de actividad económica la genera la eólica (48.000 millones de euros), seguida por la biomasa, con 36.000, y la fotovoltaica, con 16.000 millones.

Otro dato destacado por el observatorio es que el consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables fue del 15,9% en 2014, frente al 15,0% en 2013. La producción de electricidad generada con renovables hace dos años se estima en 895 TWh (+ 4,6%), lo que supone una cuota de electricidad renovable del 28,1%, dos puntos más que en 2013.

EurObserv'ER también informa sobre financiación de activos, las inversiones de capital de riesgo y la aportación del capital privado. Estos índices muestran que la inversión en renovables pasó de 21.600 millones de euros en 2013 a 31.200 millones en 2014, lo que supone un incremento del 44%. No obstante, en general, los años 2013 y 2014 no fueron buenos para las empresas que cotizan en bolsa y que operan en los sectores de la biomasa y la fotovoltaica. A la eólica le fue bastante mejor. De hecho, la financiación de activos eólicos aumentó casi un 55%, pasando de los 14.200 a los 22.000 millones; todo un récord, en opinión de EurObserv'ER.

Más información:

→ www.eurobserv-er.org



Empleo por sectores en 2014

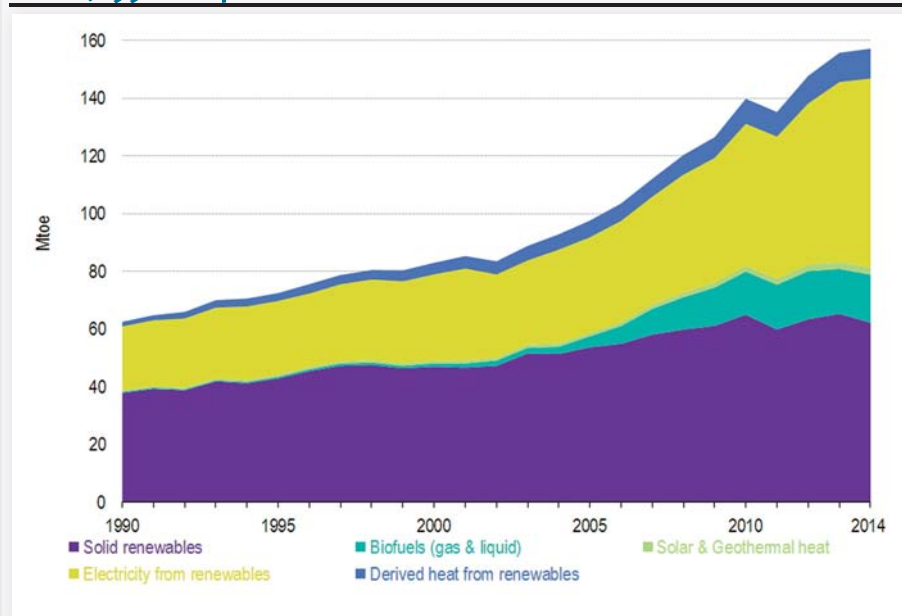
	Total por países	Eólica	Biomasa	Fotovoltaica	Biocarburantes
Germany	347 400	149 200	48 500	38 300	23 100
France	169 630	20 000	48 000	21 400	35 000
United Kingdom	92 850	38 300	21 500	16 100	3 900
Italy	82 500	20 000	19 000	10 000	5 500
Spain	60 950	18 000	13 700	6 500	10 000
Sweden	50 350	9 900	26 900	750	3 300
Denmark	40 900	30 000	3 900	850	1 400
Austria	34 600	4 850	18 100	5 000	800
Poland	33 100	2 500	18 500	250	5 900
Finland	31 050	1 700	24 300	100	1 900
Netherlands	21 400	2 000	3 900	5 500	3 000
Romania	20 950	4 500	10 500	4 000	900
Belgium	20 400	3 700	3 300	3 000	8 300
Portugal	17 650	3 000	8 000	1 800	1 500
Czech Republic	13 350	200	6 900	1 500	1 400
Greece	10 250	2 000	2 600	2 000	700
Latvia	7 050	<50	6 000	<50	100
Bulgaria	6 600	300	2 700	800	300
Hungary	7 450	100	4 600	100	600
Croatia	5 900	750	4 100	200	150
Estonia	5 600	500	3 400	<50	<50
Lithuania	4 400	100	3 350	150	300
Ireland	4 200	2 500	600	<50	300
Slovakia	4 100	<50	2 500	450	400
Slovenia	3 400	<50	1 700	300	150
Luxembourg	2 100	<50	200	250	1 300
Cyprus	800	<50	<50	400	<50
Malta	550	0	0	400	<50
Total EU	1 099 480	314 350	306 800	120 250	110 350

Solo recoge las cuatro tecnologías con más empleo. Fuente: EurObserv'ER 2015



La disminución del empleo se debe a “preocupaciones de los inversores, que se enfrentan al debilitamiento de las políticas de estímulo a las energías renovables en muchos Estados miembros, y a las consecuencias de los efectos indirectos de la crisis financiera en los últimos años”

Figura 4: Energía renovable disponible para el consumo final, EU-28, 1990-2014.



Fuente: Eurostat

■ Energía renovable disponible para el consumo final

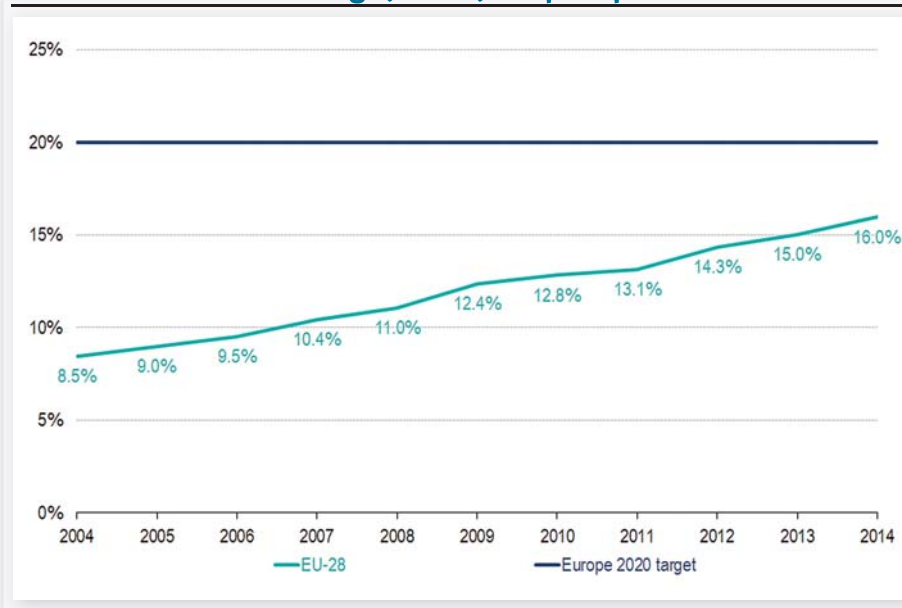
La energía renovable disponible para el consumo final (ver Figura 4) tiende a subir y bajar en línea con los cambios en el consumo interior bruto de energía procedente de fuentes renovables. La rápida expansión de ciertas tecnologías hizo que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sólidas (incluyendo la madera y los residuos renovables) disminuyera desde un 61% en 1990 al 40% en 2014. Sin embargo, en términos absolutos se incrementó en un 64% durante este período. La energía renovable disponible para el consumo final, aumentó en un 69% entre 2004 y 2014. En 2014 la energía renovable disponible para el consumo final se redujo en un 1% respecto a 2013.

■ Cuota de energía procedente de renovables en el consumo final bruto de energía

En la UE-28, la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía aumentó desde el 8,5% en 2004 a 16,0% en 2014. Esta es una evidencia del progreso hacia el objetivo de Europa 2020 de llegar al 20%. El incremento entre los años 2010 y 2011, no se debe a un mayor uso de las energías renovables, sino más bien debido a una disminución en el uso de energías fósiles (petróleo y gas natural). Teniendo en cuenta los objetivos de 2020 de la Directiva sobre eficiencia energética (2012/27/UE), para mayores reducciones en el consumo de energía de la UE, se podría necesitar esperar hasta el año 2020.

La cuota de renovables en Estonia ha sido superior al valor objetivo para 2020, desde el año 2011. Bulgaria y Suecia ya han llegado a los niveles de 2020, desde el año 2012 y en el año 2014, también la República Checa, Italia, Lituania, Rumania y Finlandia

Figura 5: Cuota de energía procedente de fuentes de renovables en el consumo final bruto de energía, EU-28, 2004-2014.



Fuente: Eurostat

estaban por encima de su meta de 2020. Debido a la revisión de los datos de consumo de biomasa en el sector residencial, los datos actualizados para Croacia indican que su consumo de energía procedente de fuentes renovables está por encima de su meta de 2020 desde el año 2004.

En 2014, el mejor ejemplo que se observó dentro de los estados de la UE-28 fue el de Suecia con un 52,6% y el peor fue para Luxemburgo con un 4,5%. En el caso de España fue de un 16,2%, lo que hace dudar de que sea capaz de cumplir con los objetivos para el 2020.

*Eduardo Collado es experto en energías renovables y profesor de universidad. eduardo.collado@ya.com



P A N O R A M A

100% REN: técnicamente posible, económicamente conveniente

Hasta hace muy poco eran comunes las voces que alertaban sobre las insalvables dificultades tecnológicas que impedirían un desarrollo sustancial de las energías renovables y que auguraban que la red sería incapaz de gestionar un elevado porcentaje de generación limpia. Hoy sabemos que esa barrera no era tal: en España, las renovables generaron en 2014 el 43% de la demanda de electricidad peninsular y el 21 de noviembre de 2015 más del 70% de la demanda se cubrió mediante eólica sin crear problemas en el sistema eléctrico.

Los autores –miembros del Observatorio Crítico de la Energía– repasan a continuación dos hojas de ruta –una francesa y otra española– que dicen que el 100% renovable es técnicamente posible hoy y económicamente conveniente a medio plazo. Solo hace falta pues voluntad política.

Daniel Carralero, Aída González, José Luis Velasco, Marta Victoria*

V encidos los miedos iniciales, ahora es el momento de plantearse si existirán otros límites que imposibiliten el objetivo último de un sistema eléctrico totalmente renovable en España. Aunque el informe que Greenpeace publicó en 2007 ya demostraba que el recurso renovable es más que suficiente para cubrir la demanda quedan algunas preguntas importantes que deben ser respondidas. Entre ellas, ¿cómo se generará energía en aquellos momentos en los que no haya suficiente viento o sol?; o, en otras palabras, ¿cuánto almacenamiento o potencia de respaldo serán necesarios?; ¿cuál es el mix de fuentes de generación renovable más adecuado?; y, por último, ¿cuánto nos costará la electricidad producida mediante este nuevo sistema?

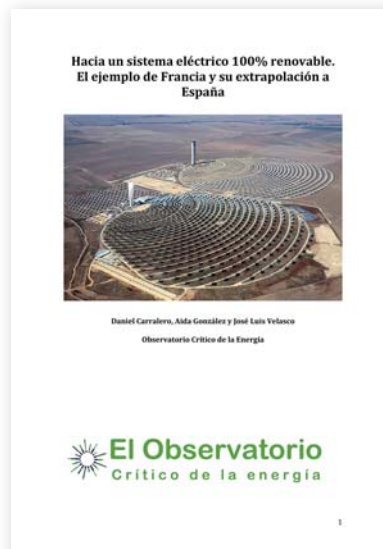
La respuesta a estos interrogantes requiere un modelado del sistema eléctrico que contenga parámetros variables tales como la potencia instalada de cada tecnología, capacidad de almacenamiento, evolución de la demanda global, estrategias de regulación de demanda, etcétera, y, a continuación, una simulación del funcionamiento del sistema con datos reales de cada hora del año para determinar la combinación de parámetros óptima en base a figuras de mérito bien escogidas (garantía de suministro en cada hora y el coste del sistema, entre otras).

Un primer acercamiento al problema fue realizado en España por un informe de Greenpeace, en el que se proponía un primer modelo viable basado en una combinación de eólica y termosolar hibridada con biomasa (una versión posterior de este informe discutía

cualitativamente cómo cubrir toda la demanda energética, y no sólo la eléctrica, mediante renovables). Más recientemente, el Observatorio Crítico de la Energía ha publicado un informe titulado “Hacia un sistema eléctrico 100% renovable: El ejemplo de Francia y su extrapolación a España”, informe en el que revisamos dos trabajos con un enfoque similar y centrados en intentar describir cómo sería un sistema basado exclusivamente en fuentes renovables.

El primer documento analizado –“Vers un mix électrique 100% Renouvelable en 2050”– describe el posible funcionamiento del sistema eléctrico francés y ha sido elaborado por Ademe (*Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie*). El segundo trabajo estudiado consiste en el diseño de un sistema eléctrico totalmente renovable para España realizado en la tesis doctoral de Santiago Galbete. Hay que destacar que, dada la complejidad de estos modelos, así como los considerables recursos computacionales necesarios para llevar a cabo una optimización detallada –que no están habitualmente al alcance de particulares u organizaciones sociales–, es muy lamentable que ningún centro de investigación u organismo público cercano al sistema eléctrico hayan realizado un trabajo equivalente al de Ademe en Francia.

El principal problema técnico al que debe enfrentarse un sistema basado exclusivamente en fuentes renovables es cómo asegurar que la energía producida es igual a la demandada en todo instante de manera que se cumpla la garantía de suministro. El estudio de Ademe sobre el sistema francés propone como herramienta clave la gestión de la demanda, poniendo como





ejemplo la carga de vehículos eléctricos en horario laboral y el apagado en breves períodos de tiempo de las calefacciones residenciales (en Francia un tercio de estas son eléctricas, mientras que, en el caso español, el potencial de control de la demanda a través de las calefacciones es notablemente inferior, pues hay mucha calefacción que emplea combustible fósil). Además, Ademe calcula que para garantizar el suministro en todas las horas del año sería necesario instalar una capacidad de almacenamiento de 0,35 gigavatios (GW) por cada GW renovable instalado.

■ Operando con el sol, el agua y el viento

Es decir, existen a grandes rasgos dos escalas temporales de controlabilidad: por un lado, la gestión de la demanda se utiliza principalmente para desplazar el pico de consumo diario a las horas donde la generación fotovoltaica es máxima, complementando a los sistemas de almacenamiento de corto plazo como las baterías y, por otro, los excesos de generación eólica se almacenan mediante la hidroeléctrica de bombeo para ser consumidos días o semanas después cuando no hay viento.

Para el caso de España, la tesis de Galbete plantea dos escenarios de cobertura de la demanda 100% renovable. En el primero, denominado “España-1”, la garantía de suministro se consigue instalando un total de ocho gigavatios (8 GW) de potencia renovable controlable (centrales de biomasa, geotérmica o solar termoeléctrica con sales fundidas) y aumentando la capacidad de bombeo hasta los 9 GW. En 2015 existen en España 2,5 GW de bombeo puro y 2,3 GW de bombeo mixto (en las centrales de bombeo mixto, el embalse superior recibe un aporte fluvial; en las de bombeo puro, el embalse superior solo recibe aportes del inferior). Además, un total de 3,3 GW adicionales están proyectados para 2020.

En el escenario “España-2”, la capacidad de bombeo requerida se limita a 6 GW y la potencia renovable controlable se aumenta hasta 12 GW. Es necesario recordar aquí que el hecho de que

La hoja de ruta francesa que conduce al “Renovables 100% en el año 2050”, obra de Ademe (la agencia estatal gala del Medio Ambiente y la Matriz Energética) calcula que, para garantizar el suministro en todas las horas del año, sería necesario instalar una capacidad de almacenamiento de 0,35 gigavatios (GW) por cada GW renovable instalado

España sea una isla energética aumenta las exigencias de potencia de respaldo. En nuestro país la capacidad de intercambio con los sistemas extranjeros representa un 5% del pico de demanda mientras que, en Francia, conectada con varios países limítrofes, este ratio es del 14%.

■ Reparto por tecnologías

El siguiente asunto sobre el que merece la pena intentar extraer conclusiones es el relativo al reparto óptimo de tecnologías de generación. Para aportar un poco de contexto, conviene recordar que, en la actualidad, el sistema eléctrico francés se basa mayoritariamente en energía nuclear. En 2014 esta tecnología cubrió el 77% de la demanda mientras que la aportación renovable apenas supuso el 18%. El sistema 100% renovable optimizado por



Central nuclear de Buguey, la más antigua de Francia y, en la página siguiente, la central termosolar Gemasolar en Sevilla.

Ademe cuenta con un 63% de la potencia eólica, 17% solar y 13% hidráulica. En este caso, la potencia instalada eólica prácticamente cuadruplicaría la solar. En el trabajo de Galbete, los dos escenarios analizados difieren ligeramente en la potencia eólica y solar instalada (“España-1” incluye 63 GW eólicos y 34 GW solares; “España-2” incluye 54 GW eólicos y 27 GW solares), pero en ambos casos la potencia eólica es aproximadamente el doble de la solar.

Al contrario de lo que ocurre en Francia, donde el desarrollo de las renovables todavía es incipiente, en España sí existe una potencia significativa instalada. Pese a la nefasta política energética de los últimos años, a finales de 2015 había 23 GW eólicos instalados en España. Así, mientras que alcanzar un sistema 100% renovable en Francia requeriría multiplicar la capacidad eólica por más de veinte, en España sólo sería necesario duplicar o triplicar esta potencia, lo que en parte se podría conseguir mediante la repotenciación de parques ya existentes.

En cuanto a la energía solar, a finales de 2015 la potencia instalada en nuestro país era de 7 GW, de los cuales 4,7 GW eran fotovoltaicos y 2,3 GW termosolares. Aunque, en comparación con la eólica, podría parecer que la potencia solar instalada actualmente está más alejada de la necesaria, es evidente que simplemente con una legislación que no obstacule la fotovoltaica se produciría un notable desarrollo de estas instalaciones en los próximos años. Si tenemos en cuenta que en Alemania existen en la actualidad 38 GW de potencia fotovoltaica parece claro que el desarrollo de esta tecnología es un requisito necesario pero perfectamente asumible para alcanzar un sistema basado exclusivamente en fuentes renovables en España.

Una de las principales diferencias técnicas entre el estudio de Ademe y el de Galbete consiste en que el primero apuesta más fuertemente por el almacenamiento (con una fracción de potencia

Si tenemos en cuenta que en Alemania existen en la actualidad 38 gigavatios (GW) de potencia fotovoltaica, parece claro que el desarrollo de esta tecnología –necesario para alcanzar un 100% REN en 2050– es algo perfectamente asumible para nuestro país, donde ahora mismo solo tenemos 4,7 GW

del 33% frente al 5-8% prevista en el modelo español), mientras que el segundo hace mayor uso de generación por biomasa y geotérmica (8-12 GW frente a 3 GW en el modelo francés) para compensar la demanda. Sin embargo, en general, se puede decir que las propuestas para España y Francia son bastante consistentes: en ambas se presenta un *mix* basado principalmente en energía eólica, seguida por una fracción importante de energía solar e hidráulica, y apoyado por un sistema de almacenamiento y renovable controlable de dimensiones relativas comparables. Así pues, de ambos estudios se llega a la conclusión rotunda de que, desde un punto de vista técnico, un sistema 100% renovable es perfectamente posible con tecnologías disponibles en la actualidad.

■ Costes de generación

Respecto al aspecto económico, los trabajos mencionados estiman el coste

de generación de la electricidad en 2050. Para el sistema francés, Ademe predice un coste en torno a 77 €/MWh. Para el caso español, la tesis de Galbete estima que el coste en los escenarios considerados estaría comprendido en la horquilla 84-107 €/MWh, aunque el propio autor advierte la necesidad de actualizar el coste de las tecnologías renovables, en particular el de la fotovoltaica, que ha experimentado un espectacular descenso de precios en los últimos años. Estos precios son un 30-50% superiores a los del sistema actual, lo que no debería resultar un obstáculo insalvable para su viabilidad económica. De hecho, cuando se comparan estos valores con los 109 €/MWh que recibirá la central nuclear de Hinkley Point C en Reino Unido queda bastante claro que no se trata de una propuesta descabellada desde el punto de vista económico.

Pero es que, además, hay que tener en cuenta que en ambos estudios se han seguido unas estimaciones muy conservadoras en lo relativo al precio de los combustibles fósiles (que se ha asumido prácticamente constante) y que no se han incluido los costes de mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático (ya en 2030, esos costes para España podrían rondar el 1% del PIB). Así, si



consideramos que el precio real de la generación convencional puede subir mucho a medio plazo (recordemos que el precio de la electricidad en los últimos 6 años ha subido un 35% en Europa y un 70% en España), y tenemos en cuenta además la plétora de externalidades económicas positivas que una transición de este tipo puede traer (aumento de la soberanía energética, creación de puestos de trabajo, inversión en I+D y mejora del modelo productivo, etcétera), queda claro que se trata de una inversión muy sensata, e incluso indispensable para el futuro de nuestro sistema económico.

Si este tipo de transición es técnicamente posible y económicamente conveniente a medio plazo, queda preguntarse por qué no se está llevando a cabo, e incluso por qué se está obstaculizando sistemáticamente el desarrollo de las energías renovables en nuestro país. La respuesta, como ya hemos explicado en detalle en otros artículos, es exclusivamente política: el sistema eléctrico español está en manos de un oligopolio que tiene mucho que perder y poco que ganar con una transición a un sistema totalmente renovable. Ante todo, porque debe hacerse cargo del parque de centrales de ciclo combinado gravemente sobredimensionado construido en la pasada década y porque la generalización del autoconsumo (que sería una de las mejores maneras de extender la generación renovable) les haría perder una importante cuota de mercado.

Pero además, porque, como se demuestra en los informes anteriores, uno de los principales requisitos de un sistema con una alta penetración renovable es que toda la potencia controlable y toda la capacidad de almacenamiento disponibles se utilicen para equilibrar sus fluctuaciones de generación, lo que no sólo es virtualmente imposible en un mercado marginalista como el actual sino que, a efectos prácticos, supone eliminar las prácticas especulativas de las que provienen buena parte de los beneficios del sector (los *windfall profits* suponen típicamente la mitad de los beneficios en España de las grandes eléctricas).

Entre tanto, tras la liberalización del mercado, la privatización de Endesa, la disolución de la Comisión Nacional de Energía y la larga lista de procesos de desregulación ocurridos en las últimas décadas,

“Si este tipo de transición es técnicamente posible y económicamente conveniente a medio plazo, queda preguntarse por qué no se está llevando a cabo, e incluso por qué se está obstaculizando sistemáticamente el desarrollo de las energías renovables en nuestro país”

el Estado español ha perdido casi completamente la capacidad de influir en un sistema eléctrico e introducir los cambios necesarios para comenzar la transición energética (y todo ello, obviando la falta de voluntad política inducida entre nuestros gobernantes por los frecuentes casos de puertas giratorias). Así, si Francia nos está adelantando en la transición energética –a pesar de partir de una cantidad mucho menor de energías renovables y de enfrentarse al desmantelamiento del mayor parque nuclear del mundo– es porque retiene un grado de control público sobre su sistema eléctrico mucho mayor.

De todos modos, la conclusión de estos trabajos es bastante esperanzadora: un sistema 100%

renovable es perfectamente factible desde el punto de vista tecnológico y, además de ser muy conveniente en términos medioambientales, también lo es en términos económicos. Sin embargo, podemos estar seguros de que, en la medida en que el sistema eléctrico esté únicamente controlado por las fuerzas del mercado esta transición no se llevará a cabo. Así pues, el primer paso para una electricidad totalmente limpia es lograr que algo tan crítico para la sociedad y el medio ambiente como es el sistema energético deje de servir a los intereses de un puñado de grandes empresas y vuelva a estar bajo el control de la ciudadanía.

* Daniel Carralero, Aída González, José Luis Velasco y Marta Victoria son miembros del Observatorio Crítico de la Energía (OCE). Impulsado por un grupo de jóvenes físicos e ingenieras, el OCE se forjó a principios de 2007 con el objetivo de emprender una actividad pública orientada a la “regeneración del sistema democrático”. Según explican en su portal, “los principios fundamentales sobre los que se organiza dicha actividad tienen su origen en una crítica a la insostenibilidad ecológica y económica de nuestra sociedad y a la degradación de la cultura democrática”. El OCE se postula como “foro de discusión y análisis en el que se intenta generar un discurso riguroso e informado para abordar estas cuestiones desde una postura que combine la solvencia del método científico con la conciencia política y social”. El Observatorio se define como “una organización independiente y sin ánimo de lucro que no recibe financiación externa de ningún tipo; los gastos derivados de su actividad son sufragados por sus miembros”.

■ **Más información:**

→ observatoriocriticodelaenergia.org



EÓLICA

Desalación eólica en Canarias

El Gobierno de Canarias le ha pedido al Ejecutivo Rajoy que exima a las desaladoras que autoconsumen energía eólica de las obligaciones que impone el nuevo Real Decreto de Autoconsumo, que entrará en vigor el próximo 10 de abril. Y es que el RD en cuestión castiga a la desalación eólica canaria con varios impuestos y obligaciones administrativas que, según los desaladores, van a traducirse en un encarecimiento insostenible del coste del agua desalada y, por eso, en un duro golpe a la ya frágil agricultura canaria, que es la destinataria de ese agua.

Antonio Barrero F.

La primera instalación (del mundo) que desaló agua de mar para uso agrícola mediante la tecnología de la ósmosis inversa (tecnología hoy dominante) fue puesta en marcha en Gran Canaria. Corría el año 1987 y una empresa familiar dedicada a cultivar tomates –la de Juliano Bonny– era la protagonista de esa historia. Diez años después, en 1997, la misma isla –Gran Canaria– volvía a marcar el rumbo. ¿Cómo? Desalando agua de mar con la

electricidad generada en un parque eólico aislado, o sea, no conectado a la red. La instalación era también la primera de su especie en todo el mundo. Hoy, en el archipiélago de las Islas Afortunadas, el Gobierno de la nación dice que hay 300 desaladoras, y el Ejecutivo regional cuenta hasta siete que funcionan con energía eólica, dato quizá ignorado por el ministro de Industria, Energía y Turismo, el canario José Manuel Soria, que ha decidido cambiar la norma que regula el statu quo

de esas siete instalaciones singulares, lo que podría acabar con un microsector, el de la desalación eólica, que es referencia en todo el mundo. Esta es la historia.

No había ningún problema técnico: las desaladoras empleaban energía eólica para desalar y no había problema técnico alguno en ello, ni para el desalador, ni para la red eléctrica canaria. Y, a la par, no había tampoco ningún problema administrativo. Antes al contrario: hasta la Administración canaria proyectaba replicar el planteamiento en varias empresas públicas de tratamiento de aguas (proyecto de instalación de un aerogenerador de 0,8 megavatios para alimentar la depuradora de Telde, en Gran Canaria; proyecto de otro aero para la desaladora de Puerto del Rosario, en Fuerteventura).

No había pues problema alguno hasta que... el Ministerio de Industria, Energía y Turismo –dirigido por el canario José Manuel Soria– aprobó el pasado mes de octubre el Real Decreto de Autoconsumo, una norma muy discutida en toda España pero que, en el caso concreto de la desalación eólica canaria, puede resultar sencillamente letal. Porque, según ese RD, las desaladoras tendrán que contratar a partir de ahora la misma potencia que tienen instalada en sus aerogeneradores (luego lo explicamos con detalle) y eso (contratar más potencia) puede ser nefasto para la sostenibilidad económica de esta solución tecnológica.

Canarias tiene dos problemas. Uno: el archipiélago carece de pozos de petróleo,



y tampoco tiene bolsas de gas (por eso genera prácticamente toda su electricidad con combustibles que debe importar desde otros países). Y dos: las islas carecen así mismo de grandes masas de agua dulce, por lo que se ven obligadas a desalar agua de mar (según el Gobierno regional, “el consumo de agua desalada en el Archipiélago es del 100% en el caso de algunas islas, como Lanzarote y Fuerteventura, y de hasta el 60% en Gran Canaria y Tenerife”, que son las dos más pobladas). Por eso, probablemente, a lo largo de las últimas décadas, la sociedad civil, los investigadores y los científicos de los principales institutos canarios han buscado –de mil maneras distintas– cómo desalar de la forma más barata posible. Porque resulta que las desaladoras necesitan energía eléctrica para operar, y generar electricidad en el archipiélago siempre ha sido muy caro, mucho más por cierto que en la península.

■ La eólica: autóctona y económica

El caso es que, para abaratar sus costes de producción, hace ya unos cuantos años que las desaladoras canarias empezaron a emplear la energía eólica (autóctona y más económica que el petróleo) como “solución parcial”. ¿Cómo? Pues extrayendo de la red –y pagando, consecuentemente– una cierta cantidad de electricidad, pero montando a la vez un par de aerogeneradores (o los que fuere menester) para generar con ellos cuanta electricidad quisiera el viento. ¿Objetivo? Autoconsumir esa energía, ahorrarse así unos cuantos megavatios hora y ahorrarle a la atmósfera unas cuantas toneladas de CO₂.

La legislación contemplaba con buenos ojos esa práctica, pues efectivamente evita emisiones (kilovatio hora generado por el viento es kilovatio que no hay que generar con fuelóleo). Además, la solución generaba y genera a la par empleo y negocio. Las desaladoras con autoconsumo eran catalogadas por la Administración canaria como “ahorradores” y no como “generadores”. La ley decía que el desalador puede instalar en eólica el doble de la potencia que tiene contratada en la red, siempre que esos aerogeneradores no revertan a esta –a la red eléctrica canaria– más del 50% de la electricidad que producen. ¿Y qué pasa ahora? Pues que el ministro canario ha dejado escrito en su RD de Autoconsumo que el propietario de la desaladora solo puede tener instalada en aerogeneradores la misma potencia que le tiene contratada a Endesa (compañía que opera en Canarias en régimen de cuasi monopolio).



Así ha dejado escrito su RD de Autoconsumo el canario Soria, a la vista de lo cual el Gobierno autónomo ha elaborado, en colaboración con el sector empresarial de la región, una propuesta para modificar el Real Decreto de Autoconsumo (900/2015), que entrará en vigor –presuntamente– en unos días. Según el Ejecutivo canario, el principal objetivo de esta solicitud es “garantizar la viabilidad de las siete instalaciones de desalación de agua alimentadas con energía eólica que hay en las islas y evitar sobrecostes a las producciones agrícolas que dependen de ellas para su riego”.

El Ejecutivo canario explicaba hace unas semanas que están trabajando en ese documento el consejero de Agricultura, Narvay Quintero, los representantes de la Asociación Eólica de Canarias y de la Asociación Canaria de Energías Renovables y el viceconsejero de Industria, Energía y Comercio, Adrián Mendoza. Según el Gobierno canario, “en concreto, se va a solicitar que las instalaciones de desala-

ción de agua con energía renovable queden excluidas de los nuevos parámetros que se quieren aplicar para el autoconsumo de energía eólica, parámetros cuya aplicación obligaría a los promotores de estas instalaciones a contratar la misma potencia por la red que la que tienen instalada en los molinos eólicos”.

El viceconsejero Mendoza denunciaba hace unos días, en ese sentido, que las condiciones que establece el nuevo RD suponen “un importante retroceso en relación con el principio de eficiencia energética, en la medida en que limitan las posibilidades de instalar más potencia eólica y conllevan un alto coste energético”. Por esos motivos, el Ejecutivo autónomo le propone a Industria mantener el *statu quo*, o sea, “que las desaladoras con autoconsumo sigan siendo catalogadas como ahorradores y no como generadores y puedan tener instalada en sus molinos el doble de la potencia que tienen contratada en la red, siempre que no revertan a la red más del 50% de la energía eólica que producen”.

Nace el primer Consejo Insular de la Energía del archipiélago

El presidente del Cabildo de Gran Canaria, Antonio Morales, presentó el pasado 30 diciembre el Consejo Insular de la Energía, entidad de nuevo cuño que declara como objetivo el que “a medio y largo plazo, en Gran Canaria, el 60% de la energía y el 100% de la producción de agua procedan de fuentes renovables”. El nuevo Consejo aglutinará a los 21 municipios de Gran Canaria y a instituciones públicas, privadas e investigadoras, y se ha fijado como uno de sus objetivos el fomento de las cooperativas vecinales “para crear la figura de grandes consumidores y vías para participar en los parques eólicos”. El Cabildo pretende emplear por otro lado el Consejo para promover la investigación y la innovación mediante alianzas, “en las que ya se avanza”, con el Instituto Tecnológico de Canarias, la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria o el Instituto Volcanológico de Canarias. En el horizonte, la investigación de “todas las fuentes de energía, desde la eólica y la solar, a la geotermia, aerotermia, y la mareomotriz”.

En el caso de la producción de agua –añaden fuentes del Cabildo–, el discurso es el mismo: energías renovables. Y es que en la entidad insular que preside Morales tienen claro que es posible “el abaratamiento del agua de riego, en un 35%, con la introducción de renovables en las instalaciones de desalación del Consejo Insular de Aguas”. Además, se proponen hacer “el inventario de balsas, depósitos e infraestructuras de almacenamiento públicas y privadas para participar del concepto de energía distribuida” (las renovables no solo sirven para desalar, sino que también pueden ser muy útiles en la depuración, bombeo, impulsión, etcétera). El Consejo de la Energía tendrá un gasto corriente –informa el Cabildo– de unos 300.000 euros al año y, aparte de un consejo de administración y de los correspondientes departamentos técnico, jurídico y administrativo, contará “con un consejo asesor con todos los agentes interesados, desde Gobierno canario a Cámara de Comercio, movimientos vecinales y ecologistas”.

■ Binomio de éxito

“Eólica y desalación es una fórmula de éxito”. El presidente de la Asociación Eólica de Canarias (Aeolican), Rafael Martell, nos cuenta que “en las islas, el problema de la desalación no es el agua, porque el mar es enorme; el problema es la energía”. Y repite varias veces a lo largo de la entrevista la misma idea: “en Canarias, eólica y desalación es un binomio de éxito”. Martell po-

ne un ejemplo: Bonny. “En el año 87 –nos cuenta–, la mayor exportadora de productos agrícolas canarios, una empresa muy ligada al tomate –Bonny–, tuvo que tomar una decisión, y fue... o monto una desaladora o cambio de negocio. Porque el agua que estaba utilizando para regar sus productos era de muy mala calidad [por problemas de intrusión marina en acuíferos ya entonces sobreexplotados]. Así –explica

Martell–, los productos estaban dejando de ser competitivos, y la solución que encontraron para continuar con el negocio de la agricultura fue la desalación. Si no llega a ser por esa inversión, a lo mejor esa empresa ahora mismo no existía. Son decisiones estratégicas. Luego, además, se dieron cuenta de que en vez de seguir quemando petróleo era mucho mejor poner unos molinos al lado y los pusieron”.

ITC, el faro de la desalación con energías renovables

El Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) es una empresa pública que creó el Gobierno de Canarias en 1992, o sea, que en unos meses cumplirá sus primeros 25 años de historia. Un cuarto de siglo a lo largo del cual el ITC ha ido adquiriendo relevancia a escala internacional (más abajo contamos por qué). Su sede principal se encuentra en la isla de Gran Canaria, muy cerca de la playa de Pozo Izquierdo. Allí, el ITC ocupa más de cien mil metros cuadrados que acogen oficinas, laboratorios y un amplio espacio abierto destinado, entre otras cosas, a la instalación y ensayo de desaladoras, sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores. Porque el ITC es, probablemente por encima de todo lo demás, un centro destinado a casar la energía con el agua... o el agua con la energía.

“Llevamos trabajando en la búsqueda de soluciones para el abastecimiento de agua y energía en entornos aislados prácticamente desde que empezamos”. Nos lo cuenta Gonzalo Piernavieja Izquierdo, el director de la división de Investigación y Desarrollo del ITC, que habla de lo que denomina “doble vulnerabilidad”. En entornos aislados, sean insulares, sean continentales pero no conectados –explica–, “nos encontramos con una doble vulnerabilidad: si no tienes agua no tienes energía, y si no tienes energía no tienes agua. Ese es el punto de partida”.

Y en esa ruta –la del autoabastecimiento de agua y energía en localizaciones aisladas– llevan

veinte años trabajando los investigadores del ITC. “Estamos centrados sobre todo en sistemas pequeños, en comunidades aisladas de mil, dos mil, cinco mil habitantes, que no tengan un suministro de agua fiable. Y lo que hacemos es estudiar todo el ciclo del agua: bombeo, depuración, desalación, impulsión... intentamos abordar todo ello de la manera más sostenible”. Y es ahí donde entran las fuentes de energía renovable: autóctonas (no hay que ir a buscarlas a ninguna parte) y gratuitas.

“A estas alturas ya hemos probado más de quince sistemas en nuestras instalaciones de Pozo Izquierdo –cuenta Piernavieja–, me refiero a instalaciones que combinan diferentes fuentes de energía renovable –eólica y solar, sobre todo– con diferentes técnicas de desalación”. Algunos de esos prototipos son propios; otros son ensayados allí por otras entidades –empresas y centros tecnológicos de medio mundo–, que aprovechan las instalaciones vanguardistas del ITC para probar sus propios prototipos.

Los resultados de todo ese esfuerzo y de todos estos años de I+D son ya visibles. El Instituto canario patentó hace ya muchos años su sistema DesSol (desalación con energía solar) y, a día de hoy, varias instalaciones DesSol operan satisfactoriamente en Túnez y Marruecos (operan allí desde hace nada más y nada menos que diez años; la desaladora de Túnez fue instalada en 2006).

Con la eólica ha sucedido lo mismo. El ITC está señalando el camino. “Aquí se probó el primer parque aislado del mundo acoplado directamente a sistemas de desalación –cuenta Piernavieja–; lo desarrollamos en el año 97”. El director de I+D del Instituto se refiere al proyecto Sdawes –Sea water desalination plant connected to an autonomous wind energy system–, en el que participaron también Enercon, el Ciemat, la Universidad de Las Palmas y el National Energy Laboratory de Reino Unido. “Ahí había dos novedades: un parque eólico aislado de la red, que –insisto– es nuestra especialidad (sistemas aislados, que son mucho más difíciles de gestionar que sistemas conectados a la red), y la otra novedad –concreta Piernavieja– fue el acoplamiento de esa microrred eólica a sistemas de desalación. Y ahí es donde empezó nuestra historia. Hace casi veinte años”.

El último proyecto en el que el ITC ha casado eólica y desalación está aún en fase de digestión. Su nombre también es entretenido (pero en este caso en castellano). Dícese Sodamee y alude a un Sistema osmótico de desalación de agua del mar accionado por energía eólica. El proyecto (1 de enero de 2009–31 de diciembre de 2015) ha consistido en la “puesta a punto y ensayo de un aerogenerador de 15 kilovatios (kW) conectado en modo aislado a una planta desaladora de ósmosis inversa capaz de producir hasta 750 litros/hora”. El ITC destaca dos

“innovaciones principales”: se trata de una desaladora de construcción modular, “de manera que en todo momento puedan ajustarse las curvas de generación y de demanda, sin tener que recurrir a almacenamientos energéticos intermedios” y ha trabajado con un “sistema de control avanzado” cuyo objetivo era “actuar sobre la potencia que demanda la planta en todo momento, así como para mantener sus parámetros de funcionamiento dentro de los límites adecuados”.

El director de I+D no se engaña no obstante: “si hablamos de países en vías de desarrollo, soluciones como DesSol ya son más baratas que las convencionales. Mire, en zonas aisladas de Marruecos o Mauritania cuesta hasta más de diez euros el metro cúbico de agua. O sea, que nuestros sistemas ya compiten ahí; en zonas más industrializadas, como Canarias, y quede siempre claro que estamos hablando de sistemas aislados, estamos cerca ya del mercado”. Eso sí, además de tener los pies en la tierra, Piernavieja mira el horizonte: “una de las visiones que tenemos aquí, en Canarias, es mover todo el ciclo del agua con renovables, ya sea el sistema aislado –algo que se vislumbra más a medio o largo plazo–, ya sea en sistemas conectados a la red”.

Y en esta segunda vía –la de la conexión a red–, Canarias también va un pasito por delante (o cien). “El primer autoconsumo renovable que hubo en España –cuenta el director de I+D– fue precisamente vinculado a la desalación, una desaladora que trabajaba y trabaja con eólica; una instalación que no es aislada, sino que está conectada a la red. Lo que quiero recalcar es que el primer autoconsumo de Canarias no fue el doméstico, ni tampoco uno industrial –de una nave o un taller–, sino que estuvo asociado al ciclo del agua, y ese es otro hecho que nos destaca y que nos pone en el mapa como una región muy obsesionada y muy especializada en minimizar el coste energético del ciclo del agua”.

“Sodamee –nos dice Piernavieja– no deja de ser un proyecto más”, y acto seguido comprendemos a qué llama “un proyecto más” el director de I+D de este Instituto: “normalmente, las desaladoras están preparadas para funcionar en régimen constante: en flujo constante de agua, presión constante, porque la ósmosis funciona con presión. O sea, que acoplar ahí una fuente de energía fluctuante, y que no está ahí cuando queremos, o que está a veces cuando no la queremos, pues tiene su miga y su necesidad de tecnología. Bueno, pues es ahí donde está nuestro conocimiento, en ese acoplamiento, y ahí no solo hablamos de la parte energética, sino también de la configuración de las membranas, la configuración hidráulica de todo el circuito, el poner o no almacenamiento. Ahí es donde está ese valor añadido que damos nosotros a la hora de combinar una tecnología con otra”.





Y así es como llegamos a Fernando Ojeda, que estaba allí, en el 87. “Fernando Ojeda es un ingeniero de sesenta años que sabe latín”, me cuenta otro ingeniero canario –también experto en desalación– que me recomienda que hable con Ojeda. “Si lo que quieres es hacer un reportaje sobre desalación y eólica habla con Fernando. Yo cuando tengo alguna duda lo llamo a él. Sabe la hostia”. Así que llamo a Fernando Ojeda y, efectivamente, da la sensación de que sabe latín (por no decir la hostia). “La desaladora nuestra es del año 1987 –me cuenta–. Es una planta antigua, diseñada por nosotros, con equipos norteamericanos, bombas de pistón... Somos la primera planta de agua de mar para agricultura en el mundo con ósmosis inversa. En aquella época, 1987, los equipos de desalación eran más de evaporación por destilación del agua. Pero nosotros apostamos por la ósmosis inversa para obtener agua de riego y ahora es la tecnología dominante en todo el mundo”.

■ ¿Y cuándo llegó la eólica?

“Veinte años después, en 2007. Veinte años después porque no pudimos apostar antes. Yo llevo 25 años trabajando en esta empresa y te digo que, en Canarias, en cualquier sector, si tiene relación con la energía, las renovables salen a cuenta, porque tenemos el Sol, tenemos el viento. ¿Por qué lo hicimos en ese momento? Pues porque no pudimos hacerlo antes”.

Bonny desaló durante veinte años, pues, con la electricidad que le compraba a Endesa, y, cuando pudo, puso en marcha sus dos instalaciones de autoconsumo: una, de 2.550 kilovatios (tres aerogeneradores Gamesa G52 de 850 kilovatios, kW); la otra, integrada por un solo aerogenerador, de 850 kW también. “Los aerogeneradores siempre están conectados a la red pública, para verter la energía cuando nos sobra. En 2007 arrancamos los dos primeros, en el año 2010 pusimos en marcha el tercero, y, en 2012, el último”. ¿Conclusión? “Ahora ahorramos una barbaridad”. La ley canaria permite venderle a la red hasta el 50% (y no más) de la electricidad que producen esos aerogeneradores. Ojeda da datos: “En este último año [2015], que no ha habido mucho viento, consumimos el 62%. Pero hemos llegado al 75% y nuestra idea era llegar al 90”. Bonny desala 1.200.000 metros cúbicos de agua al año, opera en unas 500 hectáreas (no todas las riega con el agua que desala) y exporta a los mercados de Southampton y Róterdam.

La empresa acertó hace treinta años con la ósmosis inversa, y muy probable-

mente también lo hizo en el ya remoto 2007 cuando dijo “desalación sí, pero en clave eólica” (segundo acierto este del que quizá mucha gente no será consciente hasta dentro de otros treinta años). La pregunta, en todo caso, es: ¿y que va a pasar ahora, que el legislador les obliga a tener la misma potencia contratada? “Pues que ahora ya no compensa. Es un disparate. Y nadie va a apostar por desalar con eólica”. ¿Y por qué ha cambiado la legislación el Ministerio? “Yo creo que no se ha tenido en cuenta este caso. Somos muy poquitos. Como las enfermedades raras, que ni se estudian. Sacan una legislación y no nos tienen en cuenta...”.

Pero el ministro... es canario, insisto. “Yo soy de Telde, que es donde nació él. Pero no es cuestión... de personalizar. Son grupos de presión. ¿Qué te voy a explicar de las cinco grandes de la energía?”.

Para adaptarse al nuevo escenario, Bonny desacoplará un aerogenerador de la desaladora de agua salobre a la que abastece y empleará esa turbina eólica en generar

electricidad para vender a la red. Pero más allá de las soluciones singulares, las que cada cual articule frente al nuevo marco, la consecuencia de igualar la potencia de generación eólica a la potencia contratada –la consecuencia general, apunta Ojeda– es que “ahora solo se podrá cubrir la demanda de electricidad de una desaladora cuando la curva de viento del aerogenerador esté al máximo”, lo que no siempre sucede, lógicamente. El ingeniero de Telde alude a otro caso: “el de un compañero [otra empresa agrícola] que no puede ampliar la desaladora. El agua que necesita es la que es y no quiere más. Para qué. ¿Qué hace, se la bebe? Así que está pensando en desconectar aerogeneradores y conectarlos a la red eléctrica para vender energía a lo que le paguen”. ¿Y mañana, entonces: cómo regará? “Pues desalará menos, porque no podrá desalar en algunos momentos. O tendrá que ir a comprar agua, o plantará menos, o no regará como antes...”.

Según Martell, el presidente de la patronal eólica canaria, la nueva situación

Canarias vs Soria

El Gobierno de Canarias anunció el pasado 31 de enero que destinará 19 millones de euros durante 2016 “a la concesión de préstamos a pymes y autónomos para que desarrollen proyectos de innovación tecnológica e inversiones en autoconsumo y eficiencia energética”. El Ejecutivo regional pretende avanzar así en la implementación de lo que denomina “un nuevo modelo energético en Canarias basado en las energías renovables y en el autoconsumo”. El anuncio lo hizo el consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento del Gobierno de Canarias, Pedro Ortega, que ha explicado que los objetivos que se ha marcado el Ejecutivo del que forma parte son “disminuir los costes energéticos de nuestras pymes y ganar en ahorro y eficiencia energética”. Para ello, el Gobierno de Canarias ha aprobado esa partida de 19 millones de euros para préstamos a pymes y autónomos “que desarrollen proyectos de innovación tecnológica e inversiones en autoconsumo y eficiencia energética”.

El plazo para solicitar los préstamos finaliza a finales de este mes, concretamente el 29 de abril. Según el Ejecutivo canario, las condiciones para solicitar la financiación “mantienen las mejoras

sustanciales introducidas en la última convocatoria, con el fin de favorecer que puedan acceder a las mismas el mayor número de beneficiarios”. Para ello –informa el gobierno regional–, “se ha reducido el presupuesto mínimo exigido; se han ampliado los tipos de inversión que pueden ser financiados; y se han aumentado los anticipos hasta un 90% del préstamo, sin necesidad de presentar garantías”. En este sentido, a la línea de autoconsumo y de ahorro y eficiencia energética podrán acceder proyectos de instalaciones basados en energías renovables, así como aquellos que apliquen nuevas tecnologías. El presupuesto financiable para este tipo de proyectos se situará entre 35.000 euros y 1,2 millones y podrán obtener financiación de hasta el 85% de su coste. Por otro lado, los créditos destinados a las iniciativas de innovación tecnológica podrán alcanzar financiación del 85% del total del presupuesto, para lo que este deberá situarse en un mínimo de 35.000 euros y un máximo de 174.999 euros. Las dos líneas de crédito, que ya se pueden solicitar a un tipo de interés de un 2% anual, serán gestionadas por la sociedad pública canaria Sodecan.



conduce a un “todos pierden”. La normativa canaria anterior –explica– permitía “tener más potencia de molinos que tú podías exportar parte de la energía (hasta un 50%) y hacer así la instalación más eficiente. Porque, por un lado, tenías energía para desalar agua, y, por otro, tenías un poquito de venta de energía, que era la sobrante”. Esa manera de incentivar la desalación eólica –fórmula gratuita para el sistema, pues las instalaciones las costean los particulares– parece haber sido condenada a muerte pues por el RD de Autoconsumo. Y, así, a partir del próximo 10 de abril, la situación podría cambiar, si el Gobierno en funciones decide aplicar el

muy contestado RD 900/2015 de Autoconsumo.

■ La situación es la siguiente

El Ejecutivo Rajoy publicó el Real Decreto de Autoconsumo en el BOE el 10 de octubre. El RD en cuestión incluye ciertos gravámenes y obligaciones que, a partir del 10 de abril, habrán de hacer frente las desaladoras eólicas. Entre las obligaciones, la “repotenciación” (los agricultores-desaladores deberán doblar la potencia contratada... o desconectar de las desaladoras los aerogeneradores que las alimentan con su electricidad eólica); entre los gravámenes, el conocido (y contestadísimo) impuesto al sol... para las instalaciones de autoconsumo.

mo solar fotovoltaico, y/o el impuesto al viento... para las instalaciones de autoconsumo eólico, como es el caso. El Ejecutivo ha fijado esos seis meses de plazo (octubre-abril) para que los propietarios de las instalaciones de autoconsumo –sean solares, sean eólicas– inscriban esas instalaciones en un registro y la Administración pueda cobrarle así a cada cual el impuesto que corresponda. Un impuesto al sol (o al viento) que está dividido en dos: una tasa por los kilovatios hora que producen mis placas solares (o mis aerogeneradores); y una tasa por la potencia de mi instalación. “Ojo con eso”, alerta el presidente de Aeolican, Rafael Martell: “es verdad que el RD exonera a los canarios del impuesto al sol [o al viento], pero esa exoneración es temporal, solo hasta 2019, y solo se nos ha exonerado de la parte variable [o sea, de los kilovatios producidos]; la parte fija la tenemos que pagar igual” (inscripción obligatoria y pago de las nuevas tasas so pena de multa de hasta 60 millones de euros, que así lo establece el RD 900).

Las preguntas se amontonan. Ya las planteamos aquí el mes pasado, pero quizá merezca la pena volver a traerlas: ¿apl-

Catorce años

Juan Lozano estudió en el Instituto Tecnológico de Canarias –“fue alumno aventajado”, según cuentan allí– y es hoy –añaden– “todo un entusiasta de la desalación eólica”, que esa es la seña de identidad de Soslaires Canarias SL, la agroempresa para la que trabaja, que riega con agua desalada desde 2002. Le entrevistó por teléfono, por correo electrónico y por WhatsApp. Porque el día en cuestión es un viernes, él va camino del aeropuerto –de viaje a Marruecos– y no ha podido ser la entrevista de otro modo (por culpa de las prisas –todo sea dicho– de este periodista). A pesar de todo, Lozano evidencia ese entusiasmo que me anunciaron y buscamos y encontramos la manera de trabar contacto. Esta es la entrevista.

■ ¿Podrías contarme cómo es la instalación en la que trabajas?

■ Finca La Florida–La Charca, en el municipio de Agüimes, en la isla de Gran Canaria. Planta desaladora de agua marina (tecnología de ósmosis inversa) alimentada con energías renovables. El agua desalada es destinada al regadío de cultivos agrícolas. 360 hectáreas. La instalación produce 5.000 metros cúbicos de agua al día. 300 días de pleno funcionamiento. 1.500.000 de metros cúbicos al año, si bien es cierto que la demanda ha disminuido, debido al cambio de cultivos –ahora son menos exigentes en cuanto a demanda de agua– y a ciertos tipos de riego más centralizados. El parque eólico que la alimenta tiene una potencia de 2,5 megavatios. Fue financiado íntegramente por el IDAE y está integrado por cuatro aerogeneradores Gamesa G47 de 660 kilovatios de potencia y 47 metros de diámetro de rotor. Estamos hablando de una inversión total de casi 5,2 millones de euros.

■ ¿Cuándo se gestó una empresa como esta?

Emprendimos el proyecto en diciembre de 1999. La puesta en servicio tuvo lugar, después de más de 15 autorizaciones administrativas, el 22 junio de 2002. En junio pusimos en servicio el parque eólico y en octubre de ese año, la planta desaladora. Una vez hubimos puesto en funcionamiento la desala-

dora, y una vez hubimos aplicado todas las ventajas tecnológicas más actuales [variadores de frecuencia, intercambiadores de energía cinética...], el consumo quedó en 3,3 kilovatios hora por metro cúbico. Todo ello nos convirtió en la primera planta desaladora del mundo en bajar de los cuatro kilovatios hora por metro cúbico (4 kWh/m³).

■ ¿Para qué usa Soslaires el agua desalada?

Para la agricultura, en un 99,5%. El resto, para la ganadería. Al principio, entre los años 2002 y 2005, para regar tomate. Ahí se iba casi el 85% del agua. En la actualidad, sin embargo, el tomate es casi residual (estaríamos hablando de solo un 15%). Lo demás, y sobre todo gracias a la calidad del agua, son hortalizas: seis tipos de pimientos, pepinos, batatas, papas, cebollas, berenjenas, calabacín, calabaza, melones y sandías todo el año... Y papaya, limones, cuatro tipos de habichuelas y judías varias.

■ ¿Cuánto se ahorra Soslaires en comparación con lo que tendría que pagar si toda la electricidad que necesita la desaladora para funcionar tuviese que comprársela a la red?

Nuestro coste está en cuarenta euros el megavatio (40 €/MW). Si tuviésemos que comprar a la red serían 120 €/MW.

■ ¿Cómo va a afectar el cambio de legislación a Soslaires?

Nos obligan a sopesar si debemos dejar de desalar. Es inviable regar con agua cara... Se encarece el producto final. Una de las posibilidades es el cierre de la desalación, parar a seis trabajadores directos... y cerca de 650 regantes que dejan la actividad. De momento, hemos pedido –y nos lo han dado– cambio en punto de frontera para vender de forma independiente la energía del parque eólico.

■ ¿Cómo ha podido suceder que un ministro de Industria y Energía nacido en la isla de Gran Canaria, que antes que ministro fue alcalde de Las Palmas, presidente del Cabildo insular y vicepresidente del Gobierno canario, desconozca que en su tierra desalan con el viento?

Pues yo quiero pensar eso, que es por desconocimiento total... y no por otras razones económicas... De lo contrario... es de juzgado o destierro... Aunque creo que nadie se merece que le mandemos estos políticos/técnicos... En fin, no digo que sea ignorante... Digo que ignora lo que hizo. Lo vergonzoso es que no vuelva atrás, valore qué hizo mal, lo corrija y lo haga mejor... No es necesario hacerse el harakiri, solo corregir.

■ ¿Qué proponen los que desalan con el viento, como Soslaires?

Quedarnos como estamos o conseguir una bonificación en energía de compra. Pero quedarnos como estábamos pinta como lo ideal para todos.

■ ¿Quieren entonces los desaladores una prima?

Noooo. Hay que ser competitivos. Las primas... solo a la inversión, no a la producción. Otra cosa es poner en valor el medio ambiente.



cará un gobierno en funciones una ley que rechazan explícitamente 227 diputados –que firmaron hace unas semanas un Manifiesto contra ese RD– y, consecuentemente, los más de 18 millones de votantes a los que representan? ¿Se sentirá lo suficientemente legitimado como para aplicar una ley que sabe es rechazada de plano por la inmensa mayoría social y, sobre todo, parlamentaria? Si es así, ¿asignará este gobierno en funciones partidas presupuestarias extraordinarias para dotar al Ministerio de Industria de los recursos humanos y técnicos que son necesarios para asegurar la eficacia de la nueva norma? ¿Articulará en fin –sabedor del rechazo social y parlamentario que suscita esta norma– los mecanismos y procedimientos que son precisos para que, a partir del 10 de abril, sean detectadas y tramitadas las infracciones que corresponda, y cobradas las sanciones que prevé el nuevo RD en caso de incumplimiento?

La semana pasada, la Dirección General de Industria y Energía de la Generalitat Valenciana solicitó formalmente al Ministerio de Industria una prórroga del plazo actual –que expira el 10 de abril, como se dijo– de al menos seis meses. Al cierre de esta edición, de los centenares de instalaciones de autoconsumo que hay repartidas por toda España, solo veintiuna (21) se habían registrado.

Ah, por cierto, Industria anunció poco antes de las últimas generales la puesta en marcha de un programa de ayudas –dotado con 12 millones de euros– “para reducir el consumo de energía en el proceso del ciclo del agua. Estas ayudas –decía el Ministerio– tendrán un impacto fundamental en el archipiélago de las islas Canarias, que cuenta con más de trescientas desaladoras”. Dicen que cuando el gobierno pierde la vergüenza, el pueblo pierde el respeto. Veintiuna (21) de entre varios cientos. ■

MANTENIMIENTO CORRECTIVO PARA EL SECTOR EOLICO

GENERADORES, MULTIPLICADORAS, TRANSFORMADORES, MOTOREDUCTORES...

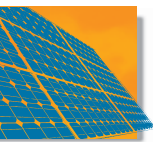


TALLER HOMOLOGADO-SERVICIO OFICIAL Y ASISTENCIA TÉCNICA



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**



Autoconsumo: abril de 2016, así están las cosas

El sector fotovoltaico está nadando esta temporada en un mar de dudas. Nadando, que no naufragando. Porque a pesar del dismantelamiento que ha sufrido en los últimos años y las incertidumbres que genera un Real Decreto de Autoconsumo que podría ser modificado si hay cambio de gobierno, las empresas se preparan para un nuevo impulso de la energía solar. Estas son las claves a día de hoy.

Luis Merino

¿Qué puede pasar si no legalizas tu instalación y la incluyes en el registro de autoconsumo antes de que el RD 900/2015 entre en vigor el 10 de abril? ¿Habrá una nueva prórroga o empezarán las sanciones? ¿Por qué una comunidad de vecinos puede tener calefacción centralizada pero no puede tener una instalación de autoconsumo colectivo? ¿Por qué en Alemania, por ejemplo, hay ayudas de hasta un 30% para la compra de baterías, y aquí en España se penalizan?

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) celebró el mes pasado una jornada en Madrid tratando de responder a estas cuestiones. Las empresas del sector necesitan respuestas. Pero en este momento no las hay. O no son tan nítidas como quisieran. “Ni siquiera el Ministerio de Industria hace una interpretación clara”, dijo el director general de UNEF, José Donoso. Además, el Real Decreto de Autoconsumo está pero podría dejar de estar en unos meses. Al menos tal y como lo conocemos. “Esperemos que sea un decreto de vida corta y podamos contar pronto con otro que haga honor al preámbulo del RD 900/2015 y que sirva realmente para fomentar el autoconsumo”.

“Cuando no se tienen argumentos se recurre a la demagogia. Hemos calculado que cada 100 MW de autoconsumo que se instalen en España pueden tener un coste para el sistema 3 millones de euros. Si estamos proponiendo que se lleguen a instalar 400 MW al año, estaríamos hablando de 12 millones. ¿Cómo alguien va a creer que 12 millones de euros pueden afectar a la estabilidad del sistema eléctrico que factura cada año más de 17.000 millones?”, argumentaba Donoso. “Lo que realmente preocupa del autoconsumo es que rompe un oligopolio histórico”.

■ Entre todos matamos la fotovoltaica

Al otro lado de la mesa estaba el director general de Energía y Minas de la Comunidad de Madrid, Carlos López Jimeno. Cuando Donoso recordó que todos los partidos, excepto el PP, se habían comprometido acabar con el “impuesto al sol”, López Jimeno tiró de practicismo. “Es muy fácil firmar acuerdos cuando no se gobierna”. E insistió en que tenemos más de 100.000 MW instala-

dos con todo tipo de tecnologías, de los que no llegamos a usar ni la mitad. “Eso nos cuesta dinero. Porque en España se han hecho cosas mal. Cuando se pretendía llegar a 500 MW fotovoltaicos, la realidad es que se instalaron más de 3.000. Entre todos hemos matado la industria fotovoltaica. No seamos hipócritas. Se hicieron muchas instalaciones con carácter especulativo”.

Pero López Jimeno también tuvo críticas para los suyos. “Yo creo que el Real Decreto 900/2015 será efímero. Y no está de más que el legislador baje de la 8ª planta al suelo, que pise la calle, que conozca la realidad. Y que no se olvide de las oportunidades que la fotovoltaica puede tener para nosotros. Es una oportunidad para reducir nuestra dependencia energética, es también una oportunidad tecnológica (recordó la necesidad de optimizar los sistemas de almacenamiento), es una oportunidad económica, ambiental y laboral. En la Comunidad de Madrid tenemos dos millones de viviendas y muchos millones de metros cuadrados de cubiertas que podrían llevar fotovoltaica”.

El director general de UNEF cree que la lectura de la situación política es positiva. Que “un Parlamento sin mayoría absoluta tiene ventajas y nos da más margen de maniobra, esté quien esté en el gobierno”. Pero tampoco esconde sus reticencias sobre los acuerdos firmados con la mayoría de los diputados. “Lo han firmado muchos partidos pero ya veremos si cumplen. De momento el PSOE se ha comprometido a cambiar el RD en los primeros 100 días. Se trataría de aprobar un acuerdo que luego habría que desarrollar, porque no se habla de derogación, se habla de sustitución”.

■ Siete instalaciones en el registro

En la jornada de UNEF también participaron representantes de la administración como Susana Carillo, jefe de Área de la Subdirección General de Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, y Carmen Montañés, subdirectora general de Energía y Minas de la Comunidad de Madrid. Las dos abogaron por el cumplimiento de la norma. “Yo animo a todo el mundo a que adapte sus instalaciones a la ley. Otra cosa será lo que pase en el futuro con el régimen económico que afecte al autoconsumo”, apunta Montañés.



Es evidente que, de momento, ese discurso no ha cuajado. A día de hoy hay siete instalaciones inscritas en el registro de autoconsumo. ¿Qué va a pasar? ¿habrá una nueva prórroga? “No lo sabemos exactamente pero regularizar una instalación fuera de plazo puede estar sujeto a sanciones”.

UNEF remitió el pasado 18 de marzo una carta a la directora general de Política Energética y Minas, María Teresa Baquedano, y a José María Marín Quemada, presidente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, solicitando una prórroga del plazo de inscripción de las instalaciones de autoconsumo que, como se ha dicho, finaliza el 10 de abril. En concreto, UNEF subraya la necesidad de ampliar hasta el 31 de diciembre de este año la fecha límite de inscripción dado que

considera “preocupante, significativo y sintomático” que, a menos de un mes para alcanzar el vencimiento que establece la normativa, solo se hayan inscrito siete proyectos de autoconsumo fotovoltaico con una potencia acumulada de 103,5 kW.

Y no son los únicos. La Generalitat Valenciana también acaba de pedir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una prórroga en la que solicita ampliar el plazo al menos seis meses.

En la misiva de UNEF se afirma que “desde el sector entendemos que ello obedece únicamente a cuestiones técnicas que están dificultando el cumplimiento de la normativa”. Entre ellas se destaca la falta de homogeneización en los esquemas de conexión que deben utilizar las instalaciones eléctricas, ya que cada distribuidora de zona tiene sus propios requerimientos (protecciones, contadores, etc). Ello, en la práctica, obliga a los instaladores a duplicar el trabajo y supone un sobreesfuerzo puesto que, en lugar de tener un procedimiento estandarizado, las empresas y profesionales deben adaptarse a lo exigido en cada zona.

Por otro lado, las dudas que tienen las compañías distribuidoras a la hora de aplicar el Real Decreto están retrasando el registro de instalaciones ya existentes, al no dar respuestas ni en forma ni en plazos a los instaladores, de forma que estos no pueden finalizar los proyectos con arreglo a lo establecido en la normativa. Por último, UNEF destaca que, pese a la “total desconformidad” del sector respecto al texto normativo, su intención siempre es la de acatar lo establecido por ley.

La intervención de Carrillo y de responsables de generación distribuida en Gas Natural Fenosa en la citada jornada puso en evidencia que, efectivamente, hay muchos flecos técnicos sin resolver para los que, ni las compañías distribuidoras ni la administración tienen respuestas claras todavía. Por ejemplo, ¿hay capacidad real para que las distribuidoras empiecen a facturar a los autoconsumidores a partir del 10 de abril? En teoría sí, pero persisten muchas dudas.

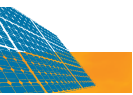
Hablan los instaladores

- **“El autoconsumo es legal, eficiente y rentable. Tenemos un RD y a partir de aquí, a mejorarlo”**, apunta Pablo Sarrasín, de Suministros Orduña.

- José Carlos Buldón, de Gamu Energías, hace su propia lectura: **“el futuro es prometedor, el presente inquietante. Tenemos un RD pero estamos como si no lo tuviéramos. Por la percepción que existe de que llegará otro mejor”**. E insiste en la necesidad de contar con campañas de divulgación institucional.

- David Calvo, de Krannich Solar, insiste en la **“importancia de la formación técnica para poder divulgar correctamente y para que las instalaciones se hagan bien”**.

- **“Estamos haciendo lo que podemos, a pesar del RD –explica Teodoro de la Cruz, de Conersa–. Estamos convencidos de que las renovables son ahorro y eficiencia. Y hemos incorporado la minieólica a las instalaciones de autoconsumo”**.



Nadal insulta a los autoconsumidores llamándoles “depredadores”

Como suele pasar cada vez que el secretario de Estado de Energía, ahora en funciones, abre la boca, las renovables y los que las practican salen malparados. El pasado 17 de marzo durante la presentación del ‘Balance Energético 2015 y Perspectivas para 2016’ lo volvió a hacer.

Lo contaba con detalle Tomás Díaz en El Economista. A la hora de abordar el tema del autoconsumo, “mi favorito”, dijo, Nadal calificó a los autoconsumidores de “depredadores” contra los consumidores normales, al pretender con el autoconsumo no abonar costes fijos del sistema y endosárselos a los demás. Y aseguró que la mayoría de los países está incluyendo cargos fijos sobre el autoconsumo para evitarlo. También dijo que hay promotores con proyectos de plantas de centenares de MW que quieren ejecutarlas sin ayudas. Lo que, según el secretario de Estado de Energía en funciones, es razón por la que no hay motivo para fomentar el autoconsumo.

Alberto Medrano, autoconsumidor y director general de Albasolar, empresa especializada en distribución de material fotovoltaico, nos hacía llegar sus impresiones al leer las declaraciones de Nadal. “Me ha dejado hundido. Como profesional del sector y como usuario. Con la crisis llevo cuatro años esforzándome por ahorrar energía en mi vivienda. He reducido mi consumo de gas para calefacción apoyándola con la chimenea de leña. He reducido el consumo de gas para agua caliente instalando colectores solares térmicos. He reducido mi consumo de electricidad, cambiando todas mis bombillas a leds. Hace dos meses instalé una autoconsumo fotovoltaico para seguir reduciendo mi consumo de electricidad. Estaba yo tan contento y orgulloso hasta que veo que una persona me insulta por hacer esto. Me llama depredador. Mi sorpresa es que es el secretario de Estado de Energía”.

Medrano dice que no entiende por qué le insulta Nadal. “El hecho de haber instalado placas fotovoltaicas no me exige de pagar el coste fijo. Lo pago igual que lo he pagado siempre, el mismo que paga mi vecino que no tiene placas. ¿Haber reducido mi consumo eléctrico con las placas fotovoltaicas, no es el mismo que haberlo reducido por poner iluminación led? No entiendo nada. Estaba yo tan orgulloso y este hombre me ha dejado hundido. Imagino que cuando mis vecinos lean la noticia dejaran de hablarme y me mirarán mal”.



La clave está en las medidas. La generación y los consumos que hay que medir en cada caso, el punto de la red donde hay que tomar esas medidas, las diferencias entre conexiones en baja tensión y alta tensión, etc. Por eso Susana Carrillo recordó que hay una cuenta de correo electrónico donde el Ministerio trata de resolver todas esas dudas: consultasautoconsumo@mine-tur.es.

■ En contra de las subvenciones

Daniel Pérez, abogado del despacho de Holtrop, mandó a las responsables de la Administración una felicitación con mensaje, “porque explicar el actual RD es muy difícil. Esperemos que dentro de un año, si tienes que explicar otro RD de Autoconsumo, sea más sencillo”. Pérez recorrió las distintas comunidades autónomas y se fijó en las ayudas y subvenciones que muchas de ellas contemplan para el autoconsumo. Antes de aclarar que “estoy en contra de las subvenciones porque solo generan mercados cautivos y los paralizan en espera de que lleguen esas ayudas. Creo que el autoconsumo no necesita ayudas para ser económicamente interesante”.

El abogado de Holtrop también se refirió a la entrada en vigor del RD. “Ni el frente político ni el judicial van a llegar a tiempo al 10 de abril. Yo, como abogado, solo puedo recomendar cumplir estrictamente con la norma para evitar el riesgo de una posible multa. Si luego se deroga, perfecto”. ■

La cobertura legal del autoconsumo en España

Hace ya casi seis meses que se aprobó el Real Decreto 900/2015 de Autoconsumo. Una norma que puede pasar a la historia como una de las más efímeras del sector eléctrico. Pero mientras tanto, la realidad, nos guste o no, nos remite a trabajar con esa norma que tiene más oscuros que claros y que intentaremos desmenuzar a lo largo de este artículo.

Pablo Corredoira

Lo primero que cabe decir es que de este Real Decreto se debe intentar extraer una lectura positiva. Y es que, por fin, tras varios años de vacío legal, tenemos un tablero de juego con unas casillas y unas reglas complejas y confusas, pero reglas al fin y al cabo. Así pues, el sector debe centrar su esfuerzo en entender estas reglas, transmitir las y explicarlas a los potenciales jugadores y conseguir que estos quieran tirar los dados.

Antes de entrar a profundizar sobre la norma, conviene destacar los grandes ejes sobre los que pivota: (I) modelo de autoconsumo basado en posibilidad o no de vender los posibles excedentes de energía, (II) establecimiento de cargos tanto a la energía autoconsumida como a la potencia utilizada y no pagada vía peajes de acceso, (III) se permite el uso de sistemas de acumulación y (IV) se impone la obligación de instalar al menos dos contadores que permitan conocer la energía autoconsumida, la importada de la red y, en su caso, la exportada.

Tipos de autoconsumo

El punto de partida de la norma lo constituyen los tipos de autoconsumo permitidos: autoconsumo tipo 1 y tipo 2. En ambos casos se comparte la obligación de que la potencia a instalar (medida en términos de kW pico) no puede exceder de la potencia contratada en el punto de suministro. Pero hasta aquí las similitudes, porque el resto son diferencias.

Al respecto de lo que se entiende por potencia contratada conviene matizar que, si bien el RD no lo indica, en el caso de contratos de suministro con varios periodos tarifarios, este término está referido al periodo en el que esta potencia toma su valor máximo. Por ejemplo, en una tarifa 3.0A, con 20 kW contratados en P1 y P2, respectivamente y 21 kW en P3, la potencia contratada a los efectos del RD serán 21 kW. Aclarado este aspecto que ha generado bastantes dudas entre los expertos del sector, procedemos a describir los tipos de instalaciones.

• **Instalaciones de tipo 1:** Instalaciones no inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (Raipre) asociadas a un punto de suministro que tenga una potencia contratada no superior a 100 kW. En este tipo de instalaciones el titular del punto de suministro debe coincidir con el titular de la instalación.

Por su parte, a los efectos de la Ley del Sector Eléctrico, los autoconsumidores tipo 1 tienen la consideración de consumidores. Esta caracterización, y la de los autoconsumidores tipo 2, es crítica para entender, como se verá más adelante, el tratamiento económico e impositivo que tienen estas instalaciones. Las instalaciones del tipo 1 deberán cumplir con los requisitos técnicos y de conexión que se establece en el RD1699/2011 pudiendo acogerse al procedimiento abreviado de conexión que se establece en su artículo 9º, siempre y cuando la potencia de la instalación no supere los 10 kW.

Un aspecto largamente criticado de la normativa está referido a la obligación expresa de que sea el autoconsumidor quien asuma el coste de los estudios de conexión y acceso. El RD 1699/2011 indicaba que, para las instalaciones dentro de su ámbito de aplicación, estos estudios correrían a cargo de la empresa distribuidora. Sin embargo, el Real Decreto de Autoconsumo remite al RD1048/2014 y establece que solo se exime del pago de este coste a las instalaciones de menos de 10 kW. Estas instalaciones no tienen obligación de depositar el aval que se exige a las instalaciones de producción. Ello obedece a la modi-

Tabla 1

Tipo	¿La potencia de la instalación puede ser superior a la contratada en el suministro?	Límite máximo de potencia a instalar	¿Esta la instalación inscrita en el RAIPRE?	¿El titular de la instalación y del punto de suministro debe ser el mismo?	Sujeto a los efectos del sistema eléctrico
1	NO	P _≤ 100kW	NO	SI	1. Consumidor
2	NO	NO	SI	NO	2. Consumidor y productor

ficación que el RD1074/2015 hizo en el artículo 66.bis del RD 1955/2000. La nueva redacción exime de este requisito a las instalaciones que no tengan la consideración de instalaciones de producción y, como hemos indicado anteriormente, los titulares de estas instalaciones tienen la consideración de consumidores por lo que están exentos de la constitución de este aval.

El ser tratado como un consumidor a ojos de la Ley del Sector Eléctrico tiene implicaciones más profundas. Por un lado, el RD autoriza el vertido a la red eléctrica de excedentes de energía aunque, como no se está dado de alta en el Raipre, no se permite que este vertido pueda generar una contraprestación económica. Y, como no se genera una contraprestación económica, tampoco se está sujeto al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPE). Por otro lado, este vertido no paga el peaje a la generación de 0,5 €/MWh que han de satisfacer los productores dado que no se trata de un productor sino de un consumidor.

- **Instalaciones de tipo 2:** Autoconsumidores inscritos en el Raipre, sin obligación de que coincidan el titular de la instalación y el del punto de suministro. Bajo esta opción se debería permitir la posibilidad de que una comunidad de propietarios autoconsumiese la energía producida por una de estas instalaciones. Pero nada más lejos de la realidad, porque la norma impide expresamente el autoconsumo colectivo sin que a la fecha desde el Ministerio se haya podido dar una justificación técnica a esta prohibición, más allá del hecho de incluir una barrera normativa a su desarrollo.

En cuanto a los requisitos técnicos y de conexión, las instalaciones deberán cumplir con lo establecido en el RD1699/2011, si su tamaño no excede de 100 kW. En el resto de casos, el procedimiento de conexión y acceso será el que determine el RD1955/2000. Por su parte, este tipo de autoconsumidores deberá asumir los costes de estudio y conexión y deberá formalizar un aval de 20 €/kW en el caso de que la potencia instalada exceda de 10 kW.

Asimismo, la norma establece la obligación de formalizar un contrato de acceso para los servicios auxiliares de la instalación aunque se permite que este sea conjunto con el de suministro siempre y cuando se cumplan varios requisitos entre los que se encuentra que la potencia no exceda de 100 kW y que el titular de la instalación sea el mismo que el del punto de suministro.

En lo que respecta al régimen económico de la energía excedentaria, el tratamiento es diametralmente opuesto al de los instaladores tipo 1. Ello se debe a que, a los efectos del sector eléctrico, los consumidores tipo 2 tienen una doble condición: por un lado son consumidores (por la energía importada de la red) y por otro productores (por los vertidos evacuados a la red). Por ello, en su condición de productores, los excedentes de energía se pueden remunerar al precio horario del mercado diario pero pagan el IVPE (7% sobre el valor de las ingresos obtenidos por las ventas de energía) y, eso sí, deben pagar el peaje a la generación.

- **Instalaciones aisladas.** Quizás, la única gran noticia de la norma es que define y da carácter legal a las instalaciones aisladas. Y no solo eso sino que, además, las deja fuera de su ámbito de aplicación por lo que a estas instalaciones no les resulta de aplicación el RD.

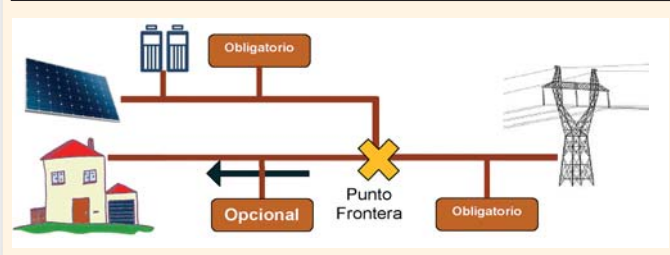
Equipos de medida

Antes de pasar al análisis de los peajes y cargos que deben satisfacer los autoconsumidores es importante detallar la configura-

ción y el número mínimo de equipos de medida que se deben instalar. Con independencia del tipo de autoconsumo elegido se deben instalar, al menos dos contadores, telegestionados y telecontrolados lo más próximos posibles al punto frontera con la posibilidad de instalar un tercero.

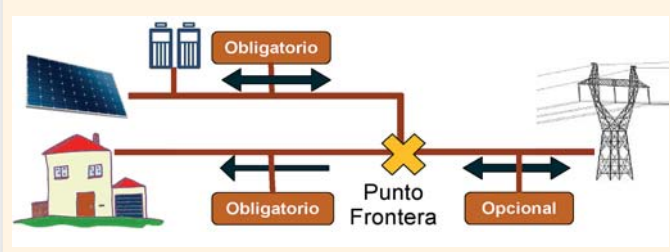
Los autoconsumidores de tipo 1 deberán contar con un equipo de medida que registre la energía generada y otro independiente en el punto frontera. Opcionalmente se podrá disponer de un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado. De forma gráfica el esquema que deben seguir los contadores es el siguiente:

Esquema contadores tipo 1



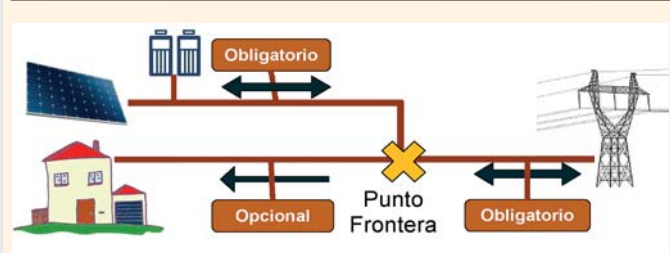
Por su parte, los autoconsumidores tipo 2 deberán instalar, con carácter general los siguientes equipos: (I) un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta, (II) equipo de medida que registre la energía consumida total y, (III) potestativamente un equipo de medida bidireccional en el punto frontera.

Esquema contadores tipo 2



Alternativamente, si el sistema tipo 2 tiene una potencia instalada no superior a 100 kW y, además, el titular de la instalación no difiere del de consumo, deberá instalar: (I) un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta, (II) equipo de medida bidireccional en el punto frontera y, (III) potestativamente un equipo de medida que registre la energía consumida total

Esquema contadores tipo 2 Potencia ≤100 kW



■ Cargos y peajes que deben pagar los autoconsumidores

El tema de los cargos por autoconsumo es, sin duda alguna, el punto que más polémica ha generado en el Real Decreto. Y es que, bajo la nueva normativa se deben pagar diferentes cargos directamente asociados al autoconsumo. La idea que subyace bajo esta medida, es que el Ministerio no quiere que el autoconsumidor deje de contribuir al sostenimiento de los costes del sistema aun cuando deje de utilizar dicho sistema. Algo que, como se ha repetido hasta la saciedad, no solo carece de sentido sino que además resulta totalmente discriminatorio.

En este apartado vamos a desarrollar el régimen transitorio que resultará de aplicación hasta que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) defina la metodología para imputar a los peajes de acceso los costes del sistema (algo que según parece, no se producirá ni en el corto ni en el medio plazo).

- Por la potencia contratada en el punto de suministro o la demandada, dependiendo del tipo de tarifa, se pagan peajes de acceso.
- Por la diferencia entre la potencia que está utilizando menos la potencia contratada/demandada se paga un cargo fijo transitorio. A este respecto se debe apuntar que, en la mayor parte de los casos, este cargo fijo solo se paga en el caso de que haya elementos de acumulación.
- Por cada kWh importado de la red se pagan peajes de acceso.
- Por cada kWh autoconsumido se paga un cargo variable transitorio.

Tabla 2

Concepto	Peaje de acceso	Cargo transitorio
Pot. Contratada/demandada kW	SI	-
Pot. Realmente demandada kW	-	SI, cuando se sea mayor que la potencia facturada vía peajes de acceso
Energía adquirida de la red (demanda horaria kWh)	SI	-
Energía autoconsumida kWh	-	SI

Al respecto del cargo variable transitorio se debe destacar que se exime de su pago a las instalaciones de autoconsumo ubicadas en Canarias, Ceuta, Melilla y los sistemas de Ibiza y Formentera. Asimismo, para el sistema Mallorca-Menorca se establece un cargo reducido.

■ Registro de autoconsumo

El último gran aspecto del Real Decreto lo constituye la obligación de que todas las instalaciones de autoconsumo, excepto las instalaciones aisladas, deban inscribirse en el Registro Administrativo de Autoconsumo. Esta obligación también recae sobre las instalaciones puestas en marcha con anterioridad al RD, que deberán inscribirse antes del 10 de abril.

Al principio de este artículo decíamos que la norma es muy confusa y subjetiva. La prueba de ello reside en que, a finales de marzo, cuando se elaboró este artículo, había 7 instalaciones fotovoltaicas legalizadas con una potencia conjunta inferior a 105 kW, cuando en nuestro país se han instalado entre 2014 y 2015 más de 60 MW de autoconsumo. Esperemos que en los próximos días el Ministerio y las distribuidoras den respuesta a todas estas dudas interpretativas de forma que el tablero se llene de jugadores y dé comienzo una gran, eficiente y sostenible partida energética.

**Pablo Corredoira es director financiero y de regulación de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)*

■ Más información:

→ www.unef.es



SMART RENEWABLE ENERGY

PRODUCTS AND SOLUTIONS FOR
THE CONNECTED ENERGY WORLD
AT INTERSOLAR AND EES EUROPE

JUNE 22–24, 2016
MESSE MÜNCHEN

- Renewable Energy
- Grid Integration
- Energy Storage
- Smart Energy Consumption
- Energy Management



inter
solar
LUMINOUS GREEN BUSINESS | EUROPE
www.intersolar.de

e es
EUROPE
www.ees-europe.com



Argentina

¿Ahora sí?

Desde diciembre pasado Mauricio Macri es el presidente de un país que en la lista de sus diversos problemas anota con letras de gran tamaño el de resolver la ecuación energética. Una cuestión que durante el mandato del anterior gobierno, cuya administración fue homogénea durante doce años consecutivos, estuvo lejos de llegar a buen puerto. Si eso se puede decir en términos generales, entonces no sorprende que las renovables, más allá de algún amago, tampoco hayan despegado.

Luis Iní

Mauricio Macri llega al poder después de imponerse en el recuento de votos al candidato del anterior oficialismo, Daniel Scioli, por un margen de poco menos del 3% de los votos. En su campaña electoral había dejado algunas señales respecto a las renovables y casi con seguridad puede decirse que su declaración más importante en ese terreno –en cuanto a precisiones– la hizo en octubre de 2014, con ocasión de su visita a las instalaciones del parque fotovoltaico Cañada Honda, en la provincia de San Juan. En esa oportunidad, Macri dijo: “El objetivo para 2025 debe ser alcanzar el 20% de energía eléctrica renovable y para eso necesitamos una nueva ley, con mecanismos de promoción transparentes y sencillos que promuevan la enorme cantidad de inversiones que esperan condiciones adecuadas en el país”.

Como se recordará, justo un año después se modificó la Ley 26.190 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía), aprobada en su momento en 2006 y que originalmente establecía el objetivo de alcanzar el 8% al 31 de di-

ciembre de 2016. La Ley 27.191 (Modificaciones a la ley 26.190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la producción de Energía Eléctrica) estira ese objetivo para doce meses más tarde, e introduce una meta de largo plazo para una segunda etapa: alcanzar una contribución del 20% al 31 de diciembre de 2025, la misma señalada por Macri. Debe aclararse que en Argentina las renovables –sin contar la hidro-



léctrica— no llegan al 2% de la matriz en la actualidad.

Precisamente, uno de los encargos que tiene el actual ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, es la reglamentación de la Ley 27.191, tarea que en lo ejecutivo está realizando Sebastián Kind, al frente de la recientemente creada Subsecretaría de Energías Renovables. Kind es visto desde la industria como alguien idóneo en la materia, de hecho fue asesor del senador Marcelo Guinle, el impulsor de la reforma de la ley, de ahí que también se la conozca como “ley Guinle”.

La ley también plantea, entre otros aspectos, que los grandes consumidores de energía deberán cumplir las metas señaladas en forma individual, bajo el riesgo de sufrir penalidades económicas en caso de no hacerlo.

Es interesante citar en este punto el informe de la consultora local IdearDesarrollo, titulado *El sector eléctrico argentino: su situación y perspectivas a mediano plazo*, en la que se plantean dos escenarios —uno conservador y otro optimista— respecto las inversiones requeridas para abastecer la demanda eléctrica con un 20% renovable en 2025. Para el primer escenario se asegura que harán falta inversiones que rondarían los 15.000 millones de dólares, mientras que en el caso optimista plantea esa cifra en 32.000 millones de dólares. En el trabajo se especifica que en este último escenario, “con la mayor presencia de las energías renovables, se ahorrarían divisas por las menores importaciones de combustibles”.

■ ¿Subasta eólica en junio?

En una reciente entrevista al diario La Nación, el presidente Macri aseguró que el sector de las renovables “ya arrancó, ahora Juan José Aranguren larga la licitación a fin de abril; va a haber miles de millones en oferta; vamos a tener que seleccionar algunas y hacer seis meses después otra”.

Más allá de lo que se puede juzgar como un exceso de optimismo respecto a si las renovables han “arrancado” o no, lo relevante es la confirmación de algo que el ministro de Energía y Minería comentó en marzo pa-

En la página anterior, parque solar Cañada Honda. Macri visitó la planta de energía solar fotovoltaica Cañada Honda, junto al diputado nacional Eduardo Cáceres y el titular de la Agencia de Protección Ambiental porteña, Juan Carlos Villalonga.



Sebastián Kind, Subsecretario de Energías Renovables: “Vienen medidas para favorecer la inversión”

Sebastián Kind, el subsecretario de Energías Renovables explicó recientemente ante inversores estadounidenses —formaban parte de la comitiva que acompañó al presidente Barack Obama en su visita al país en mayo pasado— varios aspectos de cómo se reglamentará la ley 27.191, que busca fomentar la instalación de fuentes renovables en Argentina.

Kind, quien destacó que se está implementando “un *shock* de medidas económicas, un *shock* de medidas de confianza para favorecer a la inversión”, afirmó que la ley dispo-

ne la creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), cuyo objeto es introducir mecanismos financieros para viabilizar proyectos de energía renovable.

El FODER se instrumenta con dos cuentas: una cuenta de financiamiento y una cuenta de garantías. “La cuenta de financiamiento —explicó— es para dar financiamiento en el mercado con fondos que van a estar incluidos desde el inicio y que además la propia ley marca el mecanismo por el cual es fondeada; y la cuenta de garantías garantiza posibles incumplimientos, lo que da seguridad para la inversión”.

En cuanto al componente nacional, algo muy demandado por la industria local, el subsecretario de Energías Renovables indicó que hay dos instrumentos. “Uno —aseguró— tiene ver con el certificado fiscal del 20% del componente nacional por sobre el 30% de integración, y el otro es la asignación prioritaria de los recursos del FODER a quien más componente nacional integre”. Y agregó: “El Estado nacional no está poniendo una marca de cuánto por arriba de eso se permite a los proyectos, lo que estamos premiando es a quien más integre componente nacional”.

Finalmente, en lo que respecta a los incentivos fiscales (“beneficios promocionales”, los llamó Kind), habrá un apoyo a la “amortización acelerada, en lo que significa para la parte del impuesto a la ganancia, devolución anticipada de IVA. aAmbos pueden ser simultáneos, tanto de la contraparte como del oferente, no es uno u otro, no son excluyentes, habrá exención de ganancia mínima presunta, habrá exención del 10% de la alícuota del impuesto a las ganancias para quien reinvierta en infraestructuras”.

“Vuelvo a usar la palabra —concluyó—, es un *shock* de medidas que estamos utilizando para tener precios a la baja en un mercado en el que creemos por donde tiene que ir la competencia, y es lo que nos va a llevar a tener en forma masiva renovables en la matriz”.



Parque Fotovoltaico Terrazas del Portezuelo.

El fallido Programa Genren

El programa Genren fue presentado por la Secretaría de Energía en mayo de 2009 e implementado por ENARSA (Energía Argentina S.A), con la idea de licitar 1.000 MW renovables, distribuidos en distintas tecnologías. El objetivo era aportar al cumplimiento de la Ley 26.190 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía), aprobada en 2006, que establecía la meta de alcanzar el 8% de participación en la matriz energética al 31 de diciembre de 2016.

Así, se presentaron 22 ofertas para 49 proyectos que totalizaron 1.461 MW, cantidad que superaba las estimaciones oficiales en un 46%.

En junio de 2010 se conocieron los ganadores y se aprobaron un total de 895 MW: 754 MW eólicos, 110,4 MW térmicos con biocombustibles, 20 MW fotovoltaicos y 10,6 MW correspondientes a pequeños centrales hidroeléctricas.

A menos de un año de cumplirse la fecha marcada como tope, la eólica apenas supera los 200 MW de operación efectivos. Sí puede decirse que la fotovoltaica está cumpliendo su modesto objetivo, a partir de las proyectadas, y en parte ya en funcionamiento, Cañada Honda y Chimberas, cada una de 10 MW de potencia, y ambas en San Juan. No obstante, teniendo en cuenta la potencia proyectada, el conjunto en marcha apenas si supera el 20% originalmente estimado.

Entre los principales motivos aducidos desde el sector a la hora de justificar el porqué del fracaso del programa Genren se citan tanto cuestiones de orden político como económico-financiero.

En el primer caso, durante el periodo de gobierno de lo que se ha dado en llamar Kirchnerismo, si bien se impulsó el citado Genren e incluso otro en paralelo –el Proyecto Energías Renovables para Mercados Rurales (PERMER)–, nunca hubo una apuesta política decidida hacia esas fuentes. De hecho, cuando en su momento se decidió focalizar el combate energético con la renacionalización de YPF, la idea era aprovechar una hipotética producción a partir de Vaca Muerta, una formación de shale o petróleo de esquisto, situada en una cuenca que abarca zonas de las provincias de Neuquén, Río Negro y Mendoza, en la que YPF asegura producir entre 44.000 y 45.000 barriles equivalentes de crudo por día. Pero más allá de un acuerdo de resultados efectivos con la estadounidense Chevron para su explotación, todo lo demás fueron pactos de explotación enunciados y nunca concretados.

Con lo que se llega a la otra pata de la falta de proyección tanto del proyecto de Vaca Muerta como de las renovables: la falta de créditos en mercados internacionales a precios que permitiesen el desarrollo de dichos proyectos, resultado tanto de la inseguridad jurídica que supuso para el sector financiero internacional la decisión de nacionalizar unilateralmente YPF, como la no concluida financiación de la deuda externa con los holdouts, fondos de inversión de riesgo, llamados también fondos buitres. Esto último es lo que está tratando de suturar el actual gobierno, y según declaraciones del presidente de Estados Unidos, Barack Obama, en su reciente visita al país, la eventual resolución de ese contencioso ayudaría a “estabilizar las relaciones financieras internacionales de Argentina”.

sado a una delegación del Global Wind Energy Council (Consejo Global de Energía Eólica) que visitó el país. Concretamente, se trata de una subasta que se presentaría, según se afirma y a expensas de la reglamentación de la ley Guinle, este mes de abril con convocatoria efectiva a partir de junio por un total de 1.000 MW de capacidad instalada, se cree que toda ella eólica.

También se prevé que, de cumplirse los plazos mencionados, las obras para la construcción de los proyectos ganadores se iniciarían alrededor de los dos primeros meses del próximo año.

En cualquier caso, si bien el sector eólico es el posicionado en primer lugar a la hora de que finalmente se produzca la esperada puesta en marcha hacia la presencia de las renovables en la matriz energética, vale destacar que desde allí no se ve con buenos ojos la suspensión el mes pasado de la Resolución 108, un marco legal aprobado por el Gobierno en 2011 que permite a las empresas avanzar en iniciativas de fuentes renovables.

De hecho, según explicó Erico Spinadel, presidente de la Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE), “la temporaria suspensión de la resolución 108 tuvo como consecuencia el retiro de los inversores a la espera de los acontecimientos; se habla de aproximadamente 70 proyectos de un promedio de 50 MW cada uno”.

Por su parte, el ministro Aranguren defendió la medida, respecto a la cual sostuvo: “lo hacemos porque queremos buscar mecanismos transparentes; mecanismos que puedan ser sometidos al escrutinio público; lo hacemos para recuperar el interés por competir, el interés de ganar una licitación; el interés por ser competitivos y recuperar el rol de un empresario, que es tomar riesgos”. ■



Líder Mundial de Servicios O&M en el Sector Energético

Ingeteam Service es una empresa global que ofrece servicios de operación y mantenimiento en cualquier lugar del mundo, con instalaciones en Europa, Asia, Australia, USA y Latinoamérica. Aporta a sus clientes soluciones individuales, garantía, seguridad y confianza en cada proyecto.

Todo ello bajo un concepto único: **i+c**. Innovación para encontrar las mejores soluciones y Compromiso para prestar el mejor servicio.

Con 1,7 GW
mantenidos en
Latinoamérica
y más de 6,5 GW
en el mundo

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



www.ingeteam.com

infoservice@ingeteam.com

Ingeteam

READY FOR YOUR CHALLENGES



Brasil

Llega la hora de la fotovoltaica

La idea de impulsar la solar como ya se hizo con la eólica, que acaba de alcanzar los 9 GW de capacidad instalada, es la nueva línea en el campo de la energía, circunstancia que se da justo cuando el país vive una importante crisis política que está afectando notoriamente a su economía (¿o será al revés?). Mientras tanto, cada vez más estados se suman al impulso de la generación distribuida.

Luis Iní

Según el Plan Decenal de Expansión de Energía 2024, cuya ordenanza ha publicado el Ministerio de Minas y Energía (MME) en la Gaceta Oficial en diciembre pasado, se prevé que en 2024 habrá una capacidad fotovoltaica de 8,3 GW, cifra que representará el 4% de la capacidad instalada total, estimada en 206,4 GW.

De esa capacidad fotovoltaica se estima que 7 GW deben provenir de la generación descentralizada y 1,3 GW de sistemas de generación distribuida. Actualmente, hay contratada alrededor de 2,6 GW de capacidad fotovoltaica a través de las subastas del gobierno, con los proyectos previstos a entrar en funcionamiento en 2017 y 2018.

Para la eólica, el Plan prevé que en 2024 habrá 18,9 GW de nueva instalación (actualmente la capacidad instalada ronda los 9 GW), distribuidos en el noreste y el sur del país. La mayor parte de esta energía, unos 10,9 GW, se espera que sea instalada en los primeros cinco años del horizonte de diez años. Los estados del noreste sumarán la mayor cantidad de capacidad instalada, 9,3 GW; para el sur se planea instalar 1,3 GW.

Si se suman todas las renovables contempladas en el Plan, excluida las grandes hidroeléctricas, esto es biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, eólica y fotovoltaica, la cifra estimada a alcanzar en 2024 es superior a los 56,4 GW, es decir un 27,3% de la capacidad instalada total prevista para ese año. De hecho, se espera que estas sean las fuentes que, con diferencia respecto de las convencionales e incluso de la hidroeléctrica, más incrementen su presencia en la matriz energética.

Y la fotovoltaica es la próxima gran apuesta brasileña, que se espera siga la misma ruta exitosa de la eólica.

Dos anuncios hechos en los últimos meses, que significan en conjunto casi 500 MW de potencia fotovoltaica, hacen ver con optimismo el futuro inmediato de esta tecnología.

Uno, corresponde a la empresa italiana Enel Green Power (EGP) que ha iniciado las obras para construir la planta fotovoltaica de Ituverava, localizada en el estado de Bahía, que se prevé tenga una capacidad instalada de 254 MW, lo que según la empresa significaría una generación de más de 550 GWh anuales. La inversión prevista es cercana a los 400 millones de dólares.

El otro corresponde a la desarrolladora española Solatio Energía, que en colaboración con Canadian Solar, que proporcionará los paneles, instalará en Pirapora, en el norte del estado de Minas Geraes, un parque fotovoltaico que al concluir las dos etapas pautadas, hacia noviembre de 2017, tendrá instalados 240 MWp. La inversión de la planta, cuya primera etapa de 150 MW instalados debería concluir en agosto de 2017, está estimada en unos 400 millones de dólares.

■ La distribuida también se anota

La otra estrella de la “gala fotovoltaica” parece estar en la generación distribuida, que ya representa 16,5 MW. Según la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel), el regulador de energía de Brasil, durante 2015 la generación distribuida alcanzó esa potencia instalada merced a un total de 1.731 conexiones, un número muy significativo respecto de 2014, cuando eran de 424.

Además, según Aneel, el número de conexiones tuvo un salto notable en el último trimestre del año, ya que, si en octubre eran





de mil, en dos meses ese número llegó a la cifra antes mencionada, o sea 731 conexiones más. Muy posiblemente es resultado de las medidas implementada en 11 estados del país (Alagoas, figuran Acre, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Goiás, Pernambuco, Sao Paulo, Rio Grande do Norte, Ceará y Tocantins) eximiendo del impuesto a las ventas y servicios, conocido como ICMS, para los propietarios de proyectos fotovoltaicos de generación distribuida desarrollados en virtud del régimen federal de medición neta.

El informe explica que la fuente más utilizada es la solar (1.675 conexiones y 13,3 MW de potencia instalada), seguida de la eólica (33 y 121 kW) y la biomasa (1 y 1 MW).

Por estados, el que más posee micro y minigeneradores es Minas Geraes, con 333 conexiones, y a continuación Rio de Janeiro, con 203, y Rio Grande do Sul, con 186.

Anel hace hincapié en que “el escenario actual muestra un crecimiento significativo de la generación distribuida”, ya que “en 2012 había sólo tres conexiones en el país”. Los datos también muestran que entre las clases de consumo, la residencial es significativamente la más utilizada.

En noviembre de 2015, Anel aprobó mejoras a la Resolución Normativa N° 482/2012, que creó la

Plantas fotovoltaicas flotantes

Los primeros días de marzo pasado significaron un hito interesante en el desarrollo e implementación de la fotovoltaica en Brasil. Se trata de la puesta en operación de sendas plantas fotovoltaicas piloto de 1 MWp cada una, que flotan sobre las aguas de los embalses de las centrales hidroeléctricas de Balbina y Sobradinho, en los estados de Amazonas y Bahía, respectivamente.

El plan no tiene nada de modesto: en caso de superar las distintas etapas de estudio —que llevan a cabo las universidades federales de Amazonas y Pernambuco— y cuya finalización está prevista para 2019, las perspectivas son alcanzar los 300 MW de potencia flotante en aguas de una gran hidroeléctrica, como es el caso de Balbina, que incluso tiene menor potencia; 250 MW, para ser más precisos. Justamente, una de las ideas-fuerza de intentar este proyecto es que las plantas fotovoltaicas aprovechen los tendidos e instalaciones eléctricos anexas a la central.

Ambas plantas flotantes tienen, como queda dicho, 1 MWp, aunque para octubre próximo se espera sumarles 4 MWp más. El prototipo ocupa en ambos casos cerca de 64 metros cuadrados.

El proyecto de investigación examinará el grado de eficiencia de la interacción de una planta de energía solar en conjunción con la operación de las centrales hidroeléctricas. La investigación se centrará en factores tales como la radiación solar incidente sobre el terreno; la producción de energía y el transporte; la instalación y la fijación en la parte inferior de los depósitos; la complementariedad de la energía generada; y el flujo de esta energía. Los resultados del proyecto evaluarán la eficacia de la producción media de la energía solar en estos lugares.

La elección de las dos plantas se debe al hecho de que se encuentren en zonas con diferentes regímenes climáticos. De acuerdo con el ministro de Energía y Minas, Eduardo Braga, que participó en la inauguración de ambas plantas, sucedida con una semana de distancia, si el modelo resulta viable podría ser aplicado en hasta otras seis hidroeléctricas.



Pacific Hydro

Segunda subasta de energía de reserva

En noviembre del año pasado se realizó la segunda subasta de energía de reserva 2015 que contrató un total de 33 fotovoltaicos y 20 proyectos eólicos, lo que representa una inversión conjunta de aproximadamente 1,7 mil millones de dólares en los próximos tres años, según expresó en un comunicado la Empresa de Investigación Energética (EPE, por sus siglas en portugués).

Los proyectos fotovoltaicos suman 1.115 MWp y 624 millones de dólares, con fecha prevista de entrada en operación el 1 de noviembre de 2018 y un período contractual de suministro de 20 años, mientras que a la eólica corresponde una capacidad contratada de 548,2 MW y 1,12 mil millones de dólares.

La subasta, cuyo objetivo es satisfacer la demanda de los distribuidores de electricidad, alcanzó un descuento del 21% para el valor de la solar fotovoltaica, con un precio promedio de 297,75 reales (77,44 dólares) por MWh, en comparación con el precio inicial de 381 reales (99,1 dólares) por MWh.

En tanto, la eólica se contrató a 203,46 reales (52,9 dólares) por MWh, un descuento del 4,5% respecto del precio inicial, 213 reales (55,4 dólares) por MWh.

Para el presidente de EPE, Mauricio Tolmasquim, “la energía solar fue el punto culminante de la subasta, con una fuerte competencia que llevó a una importante descuento; esto es positivo para el consumidor”, además de considerarla un estímulo para “la entrada de empresas de equipamientos en Brasil, como ocurrió con la energía eólica”, en referencia al desarrollo que esa energía ha tenido en los últimos años, con más de 8 GW de capacidad instalada.

Según Tolmasquim, otro punto a favor fue el gran número de estados que recibirán proyectos renovables, nueve en total: Bahía, Minas Geraes, Pernambuco, Ceará, Espírito Santo, São Paulo, Rio Grande do Norte, Maranhão y Paraíba. “Creo que esta subasta es un gran éxito por varios factores, ya que además de los beneficios de la diversificación geográfica en muchos estados, hubo una gran competencia en la energía solar, lo que generó una reducción en los precios que permite que sean extremadamente competitivos en relación con el mercado internacional”, dijo.

La energía futura contratada representa un crecimiento de cerca del 2% de la carga media diaria actual del sistema eléctrico, que es aproximadamente de 60 GW. A fecha de hoy, según datos de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, (Aneel), la energía eólica y la fotovoltaica solar generan, conjuntamente, el 4,82% de la energía del sistema.

Parque eólico Vale dos Ventos de Pacific Hydro.

Cámara de Compensación del Sistema Eléctrico, y que permite al consumidor instalar pequeños equipos de generación, como paneles fotovoltaicos y microgeneradores.

Está previsto que esta primavera entren en vigor nuevas medidas, que permitirán utilizar cualquier fuente renovables (viento, biomasa, hidráulica, solar, y otros que sean desarrolladas), así como de cogeneración calificada.

La generación distribuida permite que la unidad de consumo se convierta en distribuidora local, con el fin de reducir el monto de su factura de energía eléctrica. Se incluyen en el concepto de microgeneración distribuida las plantas con una capacidad instalada de hasta 75 kW, y mini-generación distribuida a aquella con una potencia por encima de los 75 kW y menor o igual a 5 MW (de 3 MW para fuentes hídricas), conectadas a la red de distribución a través de instalaciones de unidades de consumo.

La generación de energía cercana al lugar de consumo tiene una serie de ventajas con respecto a la generación centralizada tradicional, ya sea por el ahorro en inversiones en líneas de transmisión, por la reducción de las pérdidas en las redes y por la mejora de la calidad del servicio eléctrico. En este punto, Aneel explica que “la expansión de la generación distribuida beneficia al consumidor-generador, a la economía del país y a otros consumidores, ya que estos beneficios se extienden a todo el sistema eléctrico”. ■



ESPECIAL
AMÉRICA



Chile

Convicción y coherencia

A estas alturas, no es sorpresa para nadie que el país sudamericano sea todo un referente en la región –y no solamente allí– respecto a cómo se están desarrollando las energías renovables. La feliz conjunción de varios factores, entre ellos y el más importante el ligado a las decisiones políticas, ha hecho que el sector aparezca cada vez más solidificado, y con perspectivas halagüeñas en lo que al futuro se refiere.

Luis Iní

La favorable política hacia el negocio de las renovables está siendo impulsada, en especial, por el actual Ejecutivo que preside la otra vez presidenta desde 2014 –ya había ocupado ese cargo entre 2006 y 2010– Michelle Bachelet. También ayuda, desde luego, que desde 2013 esté vigente la llamada Ley 20/25, que marca que para 2025 el 20% de la matriz energética proceda de fuentes renovables.

A ello hay que sumar la entrada en vigor en octubre de 2014 de la Ley 20.571 para la Generación Distribuida. El objetivo de esta ley es dar derecho a los clientes regulados de las empresas distribuidoras a generar su propia energía eléctrica, mediante medios renovables, autoconsumirla y vender sus excedentes de energía a la empresas distribuidoras.

También es un dato positivo el plan Energía 2050 (ver recuadro) que ha extendido ampliamente las consultas a diversos actores y que el ministro de Energía, Máximo Pacheco, ha precisado que busca establecer una política energética de largo plazo que tenga “validación social, política y técnica”. En ese sentido, es relevante su afirmación de que “hemos definido que ya a 2035, el 60% de la matriz eléctrica sea renovable; así vamos a acelerar la marcha para contribuir a las metas globales de cambio climático”. En tanto, para 2050 la meta propuesta es de 70% de esa participación.

Vale, sí, introducir un matiz, el que aporta el director ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA), Carlos Finat, quien en marzo pasado asegu-

ró, en un seminario realizado en Madrid, que la previsión para 2035 es que Chile alcance un 40% de generación energética mediante energías renovables. Se cumpla una meta u otra –40% o 60% renovable en 2035–, ambas son cifras muy respetables.

Finat participó en el seminario “Chile apuesta por las Energías Renovables No Convencionales”, en donde afirmó que existen 2.500 MW de energía renovable instalados, aunque hay que dejar constancia que según el último informe del estatal Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES) (cifes.gob.cl), la capacidad acumulada conjunta de las energías renovables (comprende biomasa, biogás, eólica, mini hidro y fotovoltaica), se sitúa en 2.866 MW. A destacar que con 1.056 MW de potencia instalados, por primera vez la fotovoltaica es la fuente con



La presidenta Michele Bachelet en la recepción del documento “Energía 2050”, firmando el decreto supremo que aprueba la Política Nacional de Energía.



mayor presencia en el mix energético renovable, que a su vez ya supone un 12% de la capacidad eléctrica total.

Existen en construcción proyectos, en su gran mayoría fotovoltaicos, que estarán terminados en 2018, y que en conjunto alcanzan los 2.500 MW de potencia.

■ Nueva licitación en julio

En el antes mencionado encuentro en la capital española, hubo además un anuncio muy importante realizado por el jefe de Regulación de la Comisión Nacional de la Energía del Gobierno de Chile (CNE), Martín Osorio, quien aseguró que finalmente la

Un proyecto de 900 MW con agua de mar, fotovoltaica e hidráulica

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) aprobó en diciembre pasado el estudio de impacto ambiental (EIA) de la central hidráulica reversible Espejo de Tarapacá (valhalla.cl), que propone bombear agua de mar hasta un reservorio en altura durante el día, merced a un sistema alimentado mediante placas fotovoltaicas, y durante la noche retornar el agua acumulada a través de túneles subterráneos provistos de equipos de bombeo-generación para producir energía eléctrica.

La impulsora de este proyecto es la empresa Valhalla y está planteado para ubicarse en el sector costero de Caleta San Marcos, región de Tarapacá, a unos 100 kilómetros al sur de la ciudad de Iquique, junto a su respectiva línea de transmisión eléctrica.

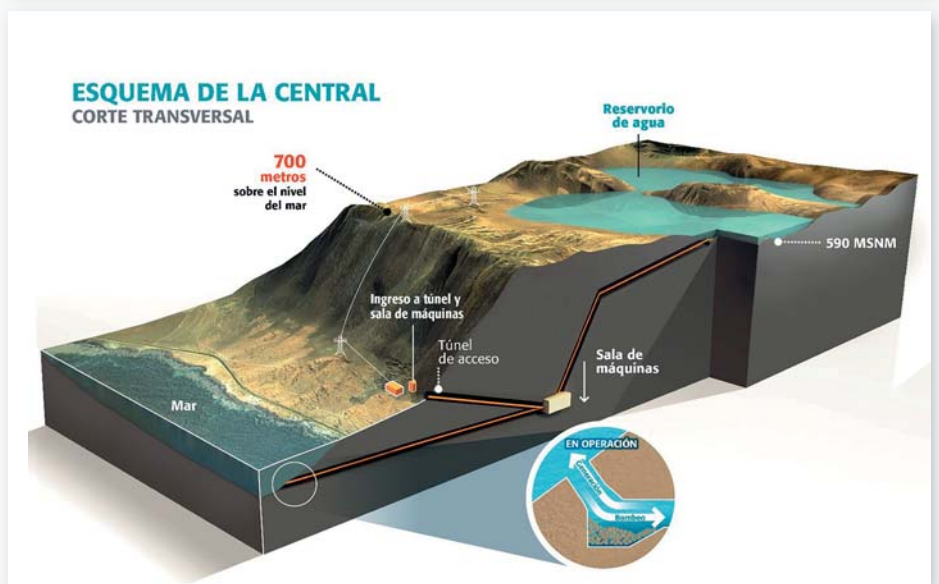
Según las especificaciones técnicas, “el proyecto bombeará, durante el día, agua de mar mediante equipos de bombeo-generación, ubicados en la Caverna de Máquinas, a través de túneles submarinos (toma marina) y subterráneos (costa y farellón) hasta una depresión natural que constituirá un reservorio a partir de los 585 m. sobre el nivel del mar, donde se acumulará el agua extraída”.

“Posteriormente, en la noche, el agua acumulada en el reservorio se conducirá mediante los mismos túneles subterráneos hasta los equipos de bombeo-generación para generar energía eléctrica, restituyéndola finalmente al mar. La operación considera el mismo punto en el mar para efectos de toma y descarga del agua”, concluye.

La potencia fotovoltaica instalada para el bombeo provendrá de una planta -Cielos de Tarapacá- de 600 MW, aún pendiente de aprobación ambiental en el SEA.

Una vez autorizado, se espera que la construcción de Espejo de Tarapacá comience en la segunda mitad de este año y que entre en funcionamiento en 2020.

La inversión estimada para la estación de bombeo-generación es de 385 millones de dólares, mientras que para la planta fotovoltaica es de mil millones de dólares.





Energía 2050: las metas de una política de Estado

Estas son algunas de las principales metas del ambicioso plan que propone el documento "Energía 2050" (www.energia2050.cl), cuyo objetivo más evidente es definir la política energética para los próximos 35 años:

- El 100% de las viviendas de las familias vulnerables tendrán un acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos
- Al menos el 70% de la generación eléctrica nacional provendrá de energías renovables
- La totalidad de los proyectos energéticos desarrollados en el país debe contar con mecanismos que permitan la asociación entre la comunidad y las empresas
- Chile estará para 2050 entre los tres países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) con menores precios promedio de suministro eléctrico
- El 100% de las edificaciones nuevas tendrá altos estándares de construcción eficiente, y contará con sistemas de control y gestión inteligente de la energía
- El 100% de las principales categorías de artefactos y equipos que se venden en el mercado corresponderán a equipos energéticamente eficientes
- Otro de los objetivos es lograr la interconexión de Chile con el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina y con los países del Mercosur.

En diciembre pasado, la presidenta Michelle Bachelet firmó un Decreto Supremo para aprobar el documento, resultado de un proceso de planificación participativa de más de un año y medio de duración.

Para su elaboración se consideró la información obtenida a partir de agosto de 2014 en las mesas de trabajo y talleres que se realizaron a lo largo de todo el país, y que sumaron 130 encuentros de los que participaron más de 3.500 personas.

También hubo aportes de un Comité Consultivo de carácter estratégico, dirigido por el ministro de Energía, Máximo Pacheco, y compuesto por 27 actores clave del sector, cuya misión fue construir una visión compartida para el sector año 2050. El resultado de ese aporte es el "Hoja de Ruta 2050", presentado en septiembre.

Además, hubo 30 sesiones plenarias y más de 150 reuniones de los Grupos de Expertos Temáticos, junto a una serie de seminarios y talleres especializados, talleres regionales y, de acuerdo a las recomendaciones de la OCDE, una plataforma virtual para convocar a la participación ciudadana.

presentación de ofertas para la licitación 2015/1 se realizará el 27 de julio próximo, oportunidad en la que las empresas oferentes podrán optar a 13.000 GWh/año para proyectos con finalización entre 2021 y 2022. Esta licitación es a largo plazo, contratos a 20 años, y pondrá en juego bloques de abastecimiento horarios y bloques de abastecimiento de 24 horas.

Por su parte, la jefa de la División Jurídica de la CNE, Carolina Zelaya, destacó en el mismo encuentro cómo evolucionaron a la baja los precios de la energía en licitaciones anteriores: de los 136 dólares MWh de precio promedio en la licitación del Sistema Interconectado Central (SIC) de 2013, se ha pasado a un precio promedio de 79 dólares MWh en la última licitación de 2015, lo que significa una reducción del 42%.

Respecto a la última licitación mencionada, realizada en octubre pasado, un análisis de los resultados hecho por expertos del Deutsche Bank demuestra que la fotovoltaica y la eólica son actualmente las fuentes más baratas de energía eléctrica en el país. De hecho, los proyectos de energía renovable ganaron el 100% de los contratos licitados para el suministro de 1.200 GWh.

De acuerdo con dicho informe, titulado "Paridad de red, pero permanecen problemas de transmisión", tres parques solares se ofrecieron a vender energía entre 65 y 68 dólares por MWh, dos parques eólicos ofertaron un precio de 79 dólares por MWh, mientras que el precio ofrecido por un proyecto de energía termosolar con almacenamiento fue de 97 dólares por MWh.

■ Cada vez más peso

Es en este contexto, de evidente ambiente amigable para el negocio renovable, que se justifica ampliamente el que Chile ocupe la tercera posición -detrás de China y Brasil- en el New Energy Finance Climscope (global-climatescope.org) elaborado por Bloomberg New Energy Finance y el Banco Interamericano de Desarrollo. Se trata de un estudio en el que se investigó las actuaciones realizadas durante 2014 por los 55 países en desarrollo más importantes del mundo. El aumento en la potencia instalada en energía solar ha jugado un papel relevante para que ocupe ese lugar.

La eficiencia energética es otro sector con cada vez mayor peso. De hecho, es el primer pilar de la Estrategia de Energía Nacional 2012-2030, donde se especifica que el objetivo es reducir en un 12% el consumo de energía de Chile para 2020. Los esfuerzos del Gobierno por mejorar la eficiencia energética empezaron ya en 2005. Hoy en día, diversas actividades realizadas por el Ministerio de Energía, la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE) y otros, afectan a la mayoría de los segmentos de consumidores de energía en el país. Además, tanto la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) como la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria (CCTP) están de acuerdo en la necesidad de fomentar la eficiencia energética para enfrentar al futuro de la energía en Chile. ■

PRINCIPALES METAS 2050



PRINCIPALES METAS ENERGÍA 2035





América Central

Costa Rica, El Salvador y Honduras, los destacados

Siete países conforman Centroamérica, en una región cuya superficie es apenas un 5% más grande que la de España y prácticamente con una cantidad similar de habitantes. Está compuesta por Guatemala, Belice, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, aunque en esta oportunidad ponemos la mirada en sólo tres de esos países, los más dinámicos a día de hoy en el desarrollo de las fuentes renovables.

Luis Iní



■ COSTA RICA

Costa Rica tiene en la actualidad una presencia cercana al 90% de renovables en su matriz energética y una meta de ser neutral en carbono en el año 2021.

Entre el 8 de mayo y el 9 de agosto del año pasado, este país, el quinto en superficie y habitantes de la región –51 100 km² y cerca de 5 millones–, fue noticia en el ámbito de las renovables. Durante esos 94 días, la electricidad generada estuvo exclusivamente basada en fuentes exentas de combustible fósil –el país no tiene centrales nucleares–, según informó el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). El anterior record de electricidad procedente de fuentes renovables estaba en 75 días, entre enero y marzo de ese mismo año.

Por fuentes, y según el ICE, la electricidad generada en esos 94 días correspondió en un 77,6% a la hidroeléctrica; 12,34%, geotérmica; 10,05%, eólica; y 0,01%, fotovoltaica.

La apuesta del país es explícita, hasta el punto de que en febrero pasado se terminó por resolver un contencioso que a muchos en España le sonará a película conocida, aunque en este caso –anticipamos– con final feliz.

El tema es que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) aprobó en el segundo mes de este año la normativa titulada Normas Técnicas y Metodologías sobre la Generación Distribuida, que apoya su desarrollo y desoye los llamamientos de las distribuidoras de electricidad que, al igual que la ley de autoconsumo aprobada por el actual gobierno español, pretendían una tarifa





Parque eólico de Valle Central en Costa Rica. En la página anterior, en el mismo país, el parque de Guanacaste. Abajo, parque de Metapan en El Salvador.

al autoconsumo, idea que ha quedado acuñada como un virtual impuesto al sol.

Como se sabe, los defensores del impuesto al sol sostienen que se justifica porque una posible reducción en la demanda a raíz del uso de equipos de generación solar hogareña impondría un costo mayor en los consumidores que no contaran con esos sistemas.

Básicamente, la normativa aprobada por la Aresep permite la generación distribuida y la retribución por la descarga en red del excedente generado por equipos fotovoltaicos hogareños.

De este modo, se anticipa que miles de pequeñas y medianas empresas podrán invertir en energía solar con la certeza de que la generación para el uso propio no estará sujeta a ninguna tarifa. Además, pronto tendrá vigencia el llamado balance neto, que permitirá la entrega de la energía excedente a la red nacional a cambio de crédito en la factura eléctrica.

Con el fallo de la Aresep, el usuario puede calcular con precisión el beneficio de la inversión en el panel fotovoltaico, al contar con la certeza de un régimen aprobado por el Estado.

En cuanto a los valores estimados de ahorro anual para el generador que consuma unos 3 mil kWh al mes, sería de entre 1,6 y 6,6 mil dólares, dependiendo de la zona en donde se genere. En el caso de las zonas servidas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), las dos distribuidoras más grandes del país, el ahorro anual para este tipo de usuario sería de 3,6 y 3,4 mil dólares, respectivamente, con el costo de la instalación solar ya incluido.



■ EL SALVADOR

Es el país más pequeño de la región, con 21.040 km², aunque el cuarto más poblado, con 6,5 millones de habitantes.

Con casi 1.600 MW de potencia instalada (acumulada a finales de 2014), las principales fuentes de electricidad de El Salvador son, según el Climascopio 2015 (*global-climatescope.org*, el informe elaborado por Bloomberg New Energy Finance y el Banco Interamericano de Desarrollo), el petróleo, la hidroeléctrica y la geotérmica. De los 5,8 TWh producidos ese año, el 42% fue generado con petróleo —particularmente “bunker”, un combustible fósil pesado—, el 30% correspondió a la energía hidroeléctrica, y el 25% a la geotérmica. Se espera que esta última represente el 40% de la matriz energética para 2019. La electricidad restante fue generada a partir de plantas de biomasa.



El mercado eléctrico se ha liberalizado en El Salvador y la generación eléctrica está abierta a operadores privados. Alrededor de 13 productores de energía independientes se encuentran activos. La electricidad es contratada entre generadores y distribuidores. La primera subasta de capacidad renovable tuvo lugar en 2014, cuando se contrataron 94 MW fotovoltaicos, que se espera entren en funcionamiento este año. La capacidad fue contratada a un precio promedio de 116,2 dólares por MWh bajo contratos de compra de energía a 20 años.

En este contexto, es relevante el anuncio de que a finales de este año habrá una licitación por 150 MW renovables. Así lo afirmó el Organismo Promotor de Exportaciones e Inversiones de El Salvador (PROESA), desde donde se afirma que será de “participación exclusiva en mercado mayorista”.

Se espera que los proyectos, que beneficiarán a cerca de 250 mil hogares y ahorrarán la emisión de 160 mil toneladas de CO₂, puedan entrar en operación en 2018.

Se sabe que para dicha licitación se establecerán bloques de potencia tanto para eólica como para fotovoltaica, en la modalidad de contratos de suministro de energía a largo plazo. Otro elemento destacado es que “se propondrán terrenos públicos ociosos que puedan ponerse a disposición de los posibles oferentes, garantizando que esto sea incorporado por las distribuidoras de energía eléctrica y por la SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones) desde las bases de licitación”.

No menos importante es el anuncio de que “las empresas que sean adjudicadas deberán asumir e implementar programas de desarrollo social que beneficien a las familias de las comunidades vecinas al proyecto, una vez se ponga en operación la planta de generación de energía”.

Entre las justificaciones para la implementación de esta licitación, se citan “resultados de un estudio especializado que determinó las capacidades máximas de generación eólica y solar fotovoltaica que se pueden incluir en la matriz energética garantizando la



Instalación fotovoltaica en Puerto Jayaque, El Salvador.
Abajo, parque eólico de Cerro de Hula en Honduras.

seguridad operativa de la red, en respuesta a las estrategias plasmadas en la Política Energética Nacional impulsada por el CNE (Consejo Nacional de Energía) y con el apoyo de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID)”.

El referido análisis –segundo estudio que se realiza para la inclusión de más energía renovable para el período 2016–2020– “indica la máxima generación con Energía Renovable No Convencional (ERN) que puede instalarse en el sistema eléctrico salvadoreño al mediano plazo, garantizando la seguridad y confiabilidad de la red nacional y regional”.

Como aspecto destacado, el anuncio refiere las reformas en el marco regulatorio impulsadas en los últimos años “con el objetivo de promover la generación de electricidad con base en fuentes renovables de energías”, origen –se asegura– “de los primeros proyectos a pequeña escala con tecnología solar y biodigestores, que ya están inyectando energía limpia a la red como resultado del proceso de licitación de 15 MW”.

En línea con lo que se dio a conocer en julio de 2014, “se espera que a mediados del próximo año ingresen otros proyectos de energía solar resultantes de la licitación previa de 100 MW”, afirma PROESA.



HONDURAS

El año pasado entraron en operaciones casi 250 MW sólo de potencia fotovoltaica. También debe dejarse constancia de la entrada en operaciones de 50 MW eólicos, con lo que se alcanzan los 150 MW totales de esa fuente. Esto da cuenta del cambio que se ha realizado en el país en la cuestión energética en los últimos ocho años.

En 2007, la capacidad instalada de generación renovable y no convencional era el 6% del total (incluida gran hidráulica); ese porcentaje se ha incrementado en los últimos años hasta llegar al 51% actual, incluida la gran hidráulica. Nada mal para el segundo país en extensión y en habitantes de la región (112.100 km² y más de 6,7 millones, respectivamente).

El principal impulsor de este proceso ha sido el Decreto 70, publicado en junio de 2007, principal fuente de incentivos de energía renovable. Allí se establece un sobreprecio de 10% a proyectos de energía limpia durante los primeros 15 años de operación. También otorga exenciones a los impuestos a la importación, a la renta y a la venta de los generadores de energía renovable.

Un anterior esquema de *feed-in tariff* ofrecía contratos de 180 dólares por MWh para los primeros 300 MW de energía fotovoltaica que entraran en operación antes de julio de 2015. Los proyectos encargados después de esa fecha reciben 150 dólares por MWh. A partir de la segunda mitad de 2015, un total de 387 MW de capacidad fotovoltaica había sido encargado en el país, por lo que es el segundo mercado solar más grande de América Latina.

Así, vale citar los proyectos que el año pasado hicieron crecer en 250 MW fotovoltaicos la matriz renovable, cuyo 100%, que ronda los 700 MW instalados, se compone así: 23%, eólica; 29,4%, fotovoltaica; y 47,6%, hidráulica.

En mayo del año pasado entraron en operación las plantas Solar Power y Cohessa, ubicadas en el sur del país –como todos los proyectos que se citarán a continuación–, cada una de 73,2 MW, y que en conjunto representa uno de los mayores parques solares de América Latina por capacidad instalada.

El complejo, capaz de suplir de electricidad a 45.000 hogares, fue inaugurado por el presidente hondureño Juan Orlando Hernández, y ha sido desarrollado por un consorcio conformado por la Compañía Hondureña de Energía Solar S.A. (COHESSA) y por Solar Power S.A. (SOPOSA), y con paneles provistos por la canadiense Canadian Solar.

En junio, fue el turno de Marcovia Solar, de 35 MW fotovoltaicos de potencia. El proyecto, impulsado por la española Gestamp Solar, ha supuesto una inversión de más de 90 millones de dólares, y se estima que generará 93 GWh al año, apto para abastecer de energía a 45 mil hogares, además de ahorrar 43.000 toneladas de CO₂.

Los paneles, provistos por la compañía china Trina Solar y equipados con 300 seguidores solares, se extienden en una superficie de 180 hectáreas.

Finalmente, debe citarse la planta fotovoltaica Aura II, construida por la empresa española Isolux Corsán, conectada a la red eléctrica desde julio de 2015. Con una potencia pico de 61,48 MWp, la central, con una inversión declarada cercana a los 100 millones de dólares, generará 109 GWh al año, lo que equivale a suministrar energía a más de 80.000 familias hondureñas, además de evitar la emisión a la atmósfera de 40.000 toneladas anuales de CO₂. ■





Cuba

Renovables en las áreas protegidas

Las áreas protegidas son sitios excepcionales para desarrollar enfoques innovadores sobre el desarrollo sostenible por tener características y delimitación propias, administradas y gestionadas por un equipo técnico, lo que facilita a su vez que sean lugares de ensayos de la energía sostenible del futuro, que no depende de combustibles fósiles. Estos espacios singulares deben convertirse en ejemplos de integración y aprovechamiento de las renovables.

Raúl Cabeza Pérez*

Las fuentes renovables de energía pueden satisfacer las mismas necesidades que los otros tipos de energía, ya que están presentes en casi todos los aspectos de la existencia y su disponibilidad está considerada como algo natural. Aplicadas de manera socialmente responsable, pueden ofrecer oportunidades de empleo en zonas rurales y urbanas, como promover el desarrollo de tecnologías locales. La matriz energética proceda de fuentes renovables.

Producir energía limpia, apostar por las renovables, frenar la dependencia de las importaciones energéticas, limitar el efecto invernadero, objetivos a los que es difícil oponerse. También pueden solucionar y/o mitigar muchos de los problemas ambientales, como el cambio climático, los residuos radiactivos, las lluvias ácidas y la contaminación atmosférica. Además, se reconoce que las renovables pueden cubrir un tercio del consumo de electricidad, así como reducir las emisiones de dióxido de carbono, lo que contribuiría a un futuro sostenible.

La amplia distribución geográfica de las renovables hace que sean un punto importante para estos espacios protegidos y, específicamente, esas zonas rurales que ahí conviven, ya que pueden:

- ✓ mejorar el entorno económico en regiones muchas veces periféricas o aisladas.
- ✓ crear empleos permanentes a nivel local.
- ✓ contribuir a disminuir la presión sobre el medio ambiente.
- ✓ reforzar el suministro de energía dirigido a los municipios locales, al turismo y a las áreas protegidas.
- ✓ contribuir al desarrollo tecnológico y de innovación, a la investigación a través de futuros proyectos adaptados a las necesidades locales.

■ Lugares para experimentar el desarrollo sostenible

Sin duda, las áreas protegidas permiten mejorar la sostenibilidad urbana y mostrar el vínculo entre las ciudades y los ecosistemas de los que forman parte, por lo que pueden convertirse en: motores de innovación donde siempre sea respetado el clima y demostrando las ventajas que conlleva la eficiencia energética y el uso de energía no fósil, la buena gestión de los recursos naturales y, al mismo tiempo, garantizar el bienestar humano y de los ecosistemas. También constituyen un elemento eficaz para mitigar el cambio climático y representan un modelo para la adaptación a sus consecuencias.





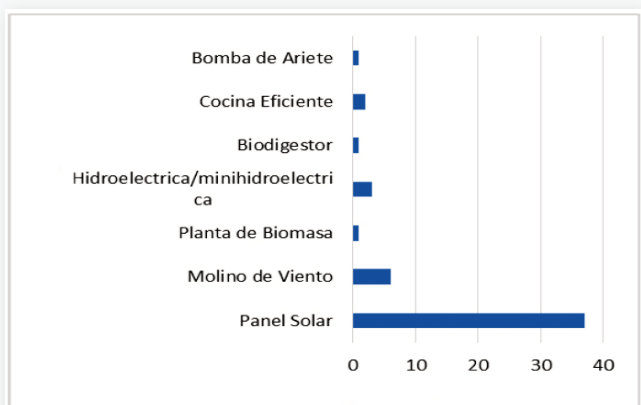
Para ello es necesario desarrollar instrumentos económicos renovadores y actividades que combinen las acciones asociadas al enfrentamiento del cambio climático con el mantenimiento de la integridad de los ecosistemas y la biodiversidad, así como el desarrollo social, incluidas las necesidades de las comunidades, especialmente enfocadas en la explotación de los recursos naturales y la generación de energía. Con esto se aprecia no solo la importancia que tiene el uso de renovables y el cambio climático, sino también la capacidad de las áreas protegidas a la hora de promover una visión holística para afrontarlos.

Las áreas protegidas, lugares de excelencia para el estudio e investigación de métodos de conservación y experimentación del desarrollo sostenible, deben estar vinculadas a una zonificación adecuada del espacio que ocupan, que va desde las áreas que requieren mayor protección (zona núcleo); pasando por las zonas donde las actividades deben ser compatibles con los objetos de conservación (zona de amortiguamiento); hasta la zona de transición, donde se fomentan y practican formas de explotación sostenible de los recursos. De esta forma, se entiende que en las zonas núcleo las instalaciones de tecnologías renovables deberán estar diseñadas para que sea mínimo el impacto medioambiental y orientado al apoyo de la investigación y conservación de la biodiversidad. En las zonas

de amortiguamiento las renovables deberán estar asociadas a estos usos y a otros vinculados a ellos, como el ecoturismo, la educación ambiental y la divulgación (centros de interpretación, centros de visitantes, aulas, casas rurales, etc.). La zona de transición es el espacio preferente para el desarrollo de instalaciones de fuentes renovables a pequeña, mediana o gran escala, siempre considerando los requerimientos de conservación del paisaje y la biodiversidad.

En función de la disponibilidad de recursos para las renovables, las zonas urbanizadas y, especialmente, las áreas degradadas por la acción antrópica deberían convertirse en áreas prioritarias para el desarrollo de proyectos de energía limpia. Determinadas instalaciones pueden adaptarse como ventanas abiertas a la educación y la divulgación e, incluso, convertirse en un atractivo para el turismo responsable. Con un adecuado nivel de gestión ambiental, el acceso a la energía limpia y renovable ofrece conexiones claras entre el bienestar humano, el desarrollo local y la conservación de la naturaleza. El uso de renovables puede realizarse respetando los intereses de conservación del patrimonio

Tipo de instalaciones en áreas protegidas



Fuente: Centro Nacional de Áreas Protegidas, 2015

natural y cultural de cada espacio, en armonía con las necesidades de desarrollo de las poblaciones locales y de esta forma contribuir a la reducción de la necesidad energética.

■ Sistema Nacional de Áreas Protegidas de Cuba

El Sistema Nacional de Áreas Protegidas de Cuba (SNAP) está constituido por las áreas naturales, terrestres y marinas más importantes del país, con valores para ser manejadas con fines de conservación bajo las categorías de manejo establecidas para Cuba. La biodiversidad se encuentra representada por un alto grado de endemismo, ya sea para la fauna como para la flora; mientras que los ecosistemas se expresan fundamentalmente como ecosistemas de montaña, alturas y llanuras, predominando estos últimos.

La superficie que abarcan las 211 áreas protegidas identificadas, representa el 20,20% del territorio nacional, incluyendo la plataforma insular marina, quedando bajo cobertura del SNAP el 17,16% de la parte terrestre y el 24,96% de la plataforma marina. De esas áreas protegidas identificadas solo 42 (19,9%) de estos espacios naturales hacen uso de las energías renovables.

Los principales problemas identificados en estas áreas son:

- ✓ Un número significativo de las estaciones biológicas, así como de las comunidades adentradas en las áreas protegidas, no tienen acceso a los servicios eléctricos.
- ✓ Se utilizan los recursos del bosque con un manejo que no siempre está acorde a la categoría de manejo del área protegida, afectando considerablemente al mismo y ejerciendo una sobreexplotación.
- ✓ Emisión deliberada a la atmósfera de gases de efecto invernadero al quemar combustibles fósiles (petróleo, carbón natural, gas natural).

Por ello, en el Plan del Sistema Nacional de Áreas Protegidas 2014–2020 está incluido el Programa de Energía Renovable y de Bajo Impacto, cuyo objetivo es: elevar la eficiencia en el manejo de los recursos naturales para contribuir a disminuir y mitigar presiones sobre el medio ambiente, y al mismo tiempo, garantizar el bienestar humano.

La línea base que permitirá el desarrollo de las renovables dentro de las áreas protegidas es dada a partir de un levantamiento participativo de la potencia instalada en estos espacios naturales protegidos, lo que conlleva una actualización anual del inventario de renovables existentes en el área, teniendo en cuenta el estado actual de las mismas. También se requiere que las áreas realicen propuestas anuales, de sitios y asentamientos establecidos en los límites del área, donde existan posibilidades de desarrollar



instalaciones de tecnologías renovables, ya sea con fines de experimentación, como dirigidos al desarrollo energético del país o vinculados con la conservación, el ecoturismo, la educación ambiental y la divulgación. Importante tener en cuenta en la zonificación del área que el impacto ambiental sea mínimo.

Cada área protegida tiene sus características y sus diferentes tipos de ecosistemas. De ahí la diversidad de uso de las renovables como paneles solares, molinos de viento, cocinas eficientes, biodigestores, hidroeléctricas/minihidroeléctricas, bomba de ariete y planta de biomasa, destacándose entre la de mayor uso, la energía solar, con cerca de 40 instalaciones.

Por los valores representativos de cada área protegida se clasifican en diferentes categorías de manejo, categorías que definen las acciones que se pueden realizar dentro de las áreas, y que se deben tener en cuenta para promover el desarrollo de las renovables.

En Cuba se destacan los Parques Nacionales en el desarrollo y uso de renovables, ya que en los mismos se promueve la gestión sostenible de los servicios ecosistémicos y el conocimiento científico, para contribuir al desarrollo local, a través de prácticas sostenibles en el uso de los recursos naturales. Por otro lado, se encuentran las Áreas Protegidas de Recursos Manejados, áreas concebidas para promover la obtención y extensión de resultados científico-técnicos vinculados al aprovechamiento integral de recursos naturales; sitios, por sus características y posibilidades, a los que se les debe hacer mayor énfasis en el uso de energías limpias. Por ello, la necesidad de que se incluyan en las estrategias de comunicación y capacitación, temas de uso sostenible de las renovables para lograr el adecuado aprovechamiento de los recursos naturales en nuestras áreas protegidas. ■

** Raúl Cabeza Pérez es ingeniero, especialista en Gestión de Recursos Naturales del Centro Nacional de Áreas Protegidas de Cuba, perteneciente al Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente de Cuba. raul@snap.cu*



América Latina y Caribe

Fortaleciendo la innovación cooperativa

Los desafíos energéticos de América Latina y el Caribe varían considerablemente entre las subregiones y los países. Mientras algunos de ellos experimentan un proceso de industrialización acelerado e intentan seguir las tendencias de expansión y modernización de sus infraestructuras energéticas, otros se esfuerzan por abordar los retos de seguridad, competitividad y acceso a la energía. Al mismo tiempo, los recursos hídricos, solares y eólicos de América Latina y el Caribe albergan un gran potencial para superar los desafíos energéticos de la región y modificar su matriz energética en favor de un sistema más sostenible.

Francisco Boshell, María Ayuso y Roland Roesch, IRENA

La experiencia en regiones líderes en tecnologías de energías renovables muestra que la innovación es esencial para continuar la adaptación y despliegue de aquellas tecnologías que ya están consolidadas, así como el desarrollo de las emergentes. La investigación tecnológica, el desarrollo y la demostración (ID+D) son la base de la innovación y, por tanto, etapas fundamentales para una mayor penetración de las tecnologías de energías renovables en la matriz energética. Sin embargo, la innovación no consiste únicamente en avances tecnológicos, sino también en su transición hacia soluciones comercializadas. Desde la investigación básica hasta la comercialización de los avances, la innovación eficaz requiere, a su vez, de nuevas formas de financiación y marcos políticos que la propicie.

América Latina y el Caribe no es una región que permanezca inactiva en innovación. La reciente publicación de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), ID+D para las Tecnologías de Energías Renovables: Cooperación en América Latina y el Caribe, recoge una serie de indicadores de innovación, los cuales revelan que algunos países de la región producen más ciencia, en proporción a las inversiones realizadas con este fin, que los países pioneros en innovación de todo el mundo. Además, presenta un inventario de actividades centradas en impulsar la innovación de tecnologías de energías renovables y apunta al gran potencial existente en América Latina y el Caribe (ALC)

para llevar a cabo investigaciones tecnológicas. Esta publicación también pone de manifiesto el amplio abanico de oportunidades para coordinar estas actividades de innovación y vincular los esfuerzos que se destinan a las mismas. Es decir, la invención conjunta y la investigación cooperativa pueden contribuir a subsanar las deficiencias en innovación de las tecnologías de energías renovables y así reducir los desafíos energéticos de la región.

Impulsada por el mandato de sus países miembros, IRENA presenta en este documento a los responsables políticos una visión de conjunto de cómo reforzar la cooperación en ID+D de las tecnologías renovables en ALC. Entre otras, las recomendaciones abordan las siguientes cuestiones y sugieren acciones prácticas a adoptar, en algunos casos brevemente ejemplarizadas mediante los esfuerzos emprendidos por los cooperadores de dentro y fuera de la región:

- ✓ La importancia de contar con una infraestructura de gobernanza que interconecte todos los campos de la innovación y aúne la competencia técnica a los interesados en innovación y los planes nacionales mediante, por ejemplo, oficinas gubernamentales transversales.
- ✓ La coordinación desde las jurisdicciones nacionales hacia las locales para alinear los objetivos de los gobiernos provinciales y locales.
- ✓ El apoyo al sector privado para la diversificación de las aplicaciones de las tecnologías de energías renovables y la identificación de nichos en los mercados a través de las asociaciones público-privadas, las licitaciones públicas y los programas especialmente dirigidos al sector manufacturero.
- ✓ El papel de los actores locales de apoyo cooperativo a la hora de atraer la atención de los responsables políticos e inversores sobre las necesidades sociales de soluciones tecnológicas innovadoras,





y la asimilación social de plantas piloto y tecnología adaptada antes de su implementación en comunidades.

- ✓ El intercambio de información entre investigadores, responsables políticos y principales agentes del mercado de la región.

El mensaje clave que se desprende de esta publicación es estimular el despliegue de las tecnologías de energías renovables en la región mediante la intensificación de ID+D para hacer frente a los retos energéticos y satisfacer la demanda de energía en todos estos países. Además, establece las bases para ampliar la ayuda práctica de la Agencia Internacional de Energías Renovables a los países miembros de América Latina y el Caribe en el desarrollo y despliegue de las tecnologías de energías renovables, estimulando el establecimiento de redes de investigación en los campos tecnológicos prioritarios para sus objetivos nacionales de desarrollo sostenible, desde la investigación básica hasta la difusión comercial.



■ Acciones concretas

■ DE ÁMBITO NACIONAL

1 Vincular la ID+D a otros ámbitos políticos asociados a la innovación

- Los ministerios y las instituciones nacionales deben realizar conjuntamente hojas de ruta nacionales para la innovación en las tecnologías de energías renovables (TER).
- Establecer un organismo transversal para coordinar los principales ámbitos ministeriales relacionados con la innovación.

2 Alineación de los gobiernos nacional y local

- Fomentar la coordinación vertical de los esfuerzos políticos en innovación estableciendo y coordinando funciones adecuadas y responsabilidades en varios niveles de gobierno, por ejemplo local y nacional.

3 Facilitar la administración para la ID+D

- Propiciar procesos administrativos claros y sencillos para la investigación en TER, mejorar la eficiencia en procesos tales como la obtención de permisos para la implementación de plantas piloto, el acceso a instalaciones públicas de ensayo y laboratorios o a la contratación pública.

- Crear oficinas auxiliares de servicios administrativos cualificados y formales para que se especialicen en ID+D con el fin de acelerar y mejorar los requisitos administrativos para conectar al gobierno, instituciones académicas, sector privado, bancos, ONG y OIG (organizaciones intergubernamentales).

4 Centrar los esfuerzos de ID+D en macro objetivos nacionales

- Elaborar hojas de ruta nacionales para la ID+D y la innovación de las TER futuras, basándose en las necesidades de soluciones de las TER de cada país, con el fin de orientar a los centros de investigación nacionales, empresarios y el sector privado.

5 Desarrollar la gestión cualificada para dirigir la cooperación eficaz

- Realizar la formación interna con gestores experimentados en innovación.
- Elaborar casos de negocio y mejores prácticas de planificación de ID+D.
- Definir programas y planes orientados a los objetivos para los centros tecnológicos noveles y emergentes.
- Establecer indicadores de rendimiento clave, especialmente a nivel de gestión de las iniciativas de innovación:

- Formar a profesionales en la gestión intercultural para establecer relaciones sólidas y reforzar la confianza entre cooperadores:
- Participar en programas de intercambio de conocimientos extrarregionales y multiplicar las experiencias de los gestores de ALC en centros tecnológicos reconocidos del extranjero.

6 Ofrecer incentivos para premiar la investigación en TER

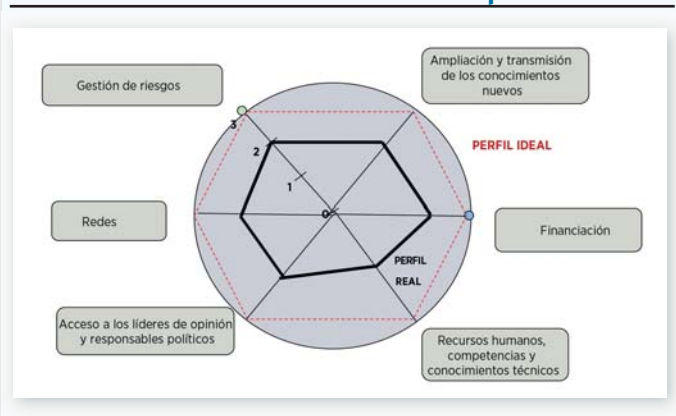
- Considerar el uso de las remuneraciones como un incentivo dentro del ámbito académico:
- Contribuir económicamente a la ID+D y ayudar al sector privado para que asuma nuevos métodos de comercialización.
- Realizar talleres para intercambiar experiencias con otras regiones o dentro del sector privado sobre patrocinio e incentivación de la ID+D.
- Explorar las opciones para la cooperación financiera aportadas por la ayuda bilateral y cooperación pública financiera procedentes de las organizaciones multilaterales.
- Destacar los premios de reconocimiento.

■ OTRAS ACCIONES DE ÁMBITO NACIONAL

7 Identificar nichos de oportunidades para las aplicaciones de TER innovadoras con la participación del sector privado

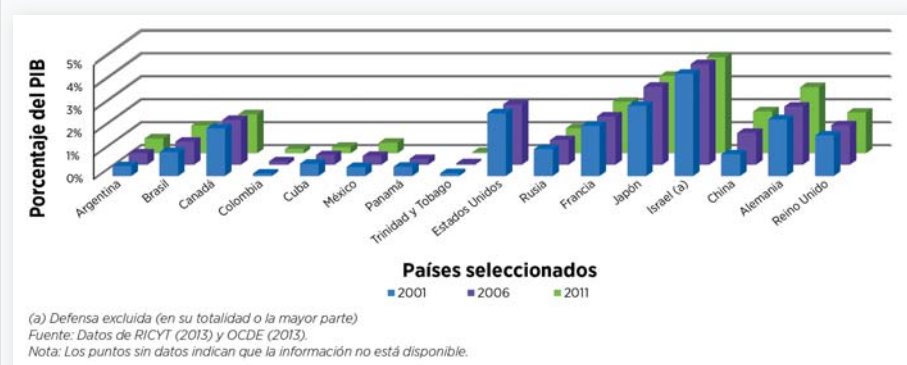
- Fomentar las asociaciones público-privadas para estimular las inversiones en la introducción de las TER en nuevos nichos de mercado.

Perfil de rendimiento de sistema de cooperación





Gasto en I+D en porcentajes de PIB en 2001, 2006 y 2011



Gasto en I+D por investigador en 2001, 2006 y 2011



Mecanismos emergentes de cooperación

En su informe, IRENA señala los siguientes:

- **Asociaciones público-privadas.** Las asociaciones público-privadas son un instrumento de política de innovación muy utilizado para la infraestructura del conocimiento. Tales programas incluyen la financiación estatal de proyectos de I+D liderados por la industria, y las colaboraciones entre científicos de la industria y el gobierno. Dichas asociaciones tienen el potencial de desarrollar productos comerciales e innovación; sin embargo, los incentivos deberían estructurarse de tal forma que la financiación no se ofrezca a las propuestas más prometedoras desde el punto de vista comercial, las cuales deberían ser normalmente financiadas por la misma industria.

- **Contratación pública para la innovación.** Además de las iniciativas relacionadas con la oferta, las iniciativas relacionadas con la demanda tales como la contratación pública orientada a las políticas de innovación pueden también estimular la cooperación. Básicamente, la contratación pública implica que el gobierno encargue un producto o sistema que no existe. En el proceso de selección, a menudo, el gobierno desempeñará un papel activo en el desarrollo de dichas innovaciones o dará prioridad a los consorcios frente a las sociedades individuales.

- **Laboratorios vivos urbanos.** Un tipo de política de especial importancia para el desarrollo de las TER son los laboratorios vivos urbanos. Por ejemplo, experimentos en la «vida real» que exploran los aspectos tecnológicos, económicos, sociales y culturales de posibles innovaciones. La cooperación entre empresa, gobierno y usuarios constituye la esencia de estos laboratorios vivos que dan acogida a la demostración de las nuevas tecnologías en entornos reales y ofrecen la posibilidad de evaluar su potencial de ampliación.

- **Acuerdos de ejecución.** También conocidos como Iniciativas Tecnológicas Multilaterales (MTI, por sus siglas en inglés), los Acuerdos de ejecución son estructuras de cooperación multilateral que la Agencia Internacional de la Energía utiliza “para permitir que los países miembros y los no miembros, las empresas, industrias, organizaciones internacionales y organizaciones no gubernamentales compartan investigaciones sobre tecnologías innovadoras, cubran deficiencias existentes en investigación, construyan plantas piloto y lleven a cabo programas de despliegue o demostración”. En resumen, su trabajo puede abarcar cualquier actividad relacionada con la tecnología que apoye la seguridad energética, el crecimiento económico, la protección y el compromiso medioambiental en todo el mundo.

- **Redes intergubernamentales y centros de conocimiento.** Diversas organizaciones intergubernamentales han establecido centros de conocimiento que actúan como plataformas de cooperación y controlan las peticiones de los países en desarrollo. Un ejemplo es el Mecanismo Tecnológico de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

- Catalizar la contratación pública para ampliar la cartera de aplicaciones de las TER.
 - Subvencionar a la industria para la investigación de la adaptación de las TER a los nuevos usos del sector industrial.
 - Organizar programas para aproximar el sector manufacturero nacional de las TER a las experiencias de otros países o regiones
- 8 Involucrar a beneficiarios menos visibles y considerar las necesidades sociales que necesitan soluciones innovadoras**
- Colaborar con agentes locales de ayuda cooperativa (instituciones de ayuda cooperativa, grupos de reflexión, ONG y entidades sin ánimo de lucro) e implicarlos en los mecanismos de cooperación (p. ej. licitaciones públicas).

■ DE ÁMBITO REGIONAL

9 Intensificar el intercambio regional de información en ID+D

- Crear un canal de información que permita a los centros de investigación compartir información y estar al tanto de las actividades de investigación y las necesidades de cooperación de otros centros (p. ej. boletines, bases de datos abiertas y publicaciones arbitradas)

10 Coordinar los centros tecnológicos y reforzar las redes para fomentar la cooperación

- Integrar una red regional de ALC que sea responsable de la coordinación de las actividades de los centros tecnológicos, divulgar las oportunidades de financiación y establecer contactos con los agentes a nivel suprarregional.
- Fomentar el diálogo mediante cumbres internacionales de investigación.

■ DE ÁMBITO SUPRARREGIONAL

11 Diversificar la cartera de financiación para ID+D

- Ampliar el espectro de alternativas de financiación mediante la exploración de nuevas áreas geográficas y nuevos agentes.
- Identificar a inversores procedentes de regiones nuevas.
- Promover la creación de nuevas empresas y empresas semilla atrayendo al capital riesgo.
- Reforzar la movilización de recursos financieros mediante fondos fiduciarios en la región.

12 Definir una metodología para implementar la cooperación Sur-Sur (CSS)

- Adoptar acuerdos conjuntos sobre metodologías para la CSS y crear marcos concretos para su implementación (p. ej. mediante Acuerdos de Ejecución (véase la sección 32) adaptados a la CSS en vez de la cooperación triangular.

■ Más información:

→ www.irena.org



FERIA INTERNACIONAL DE
ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE
ENERGY AND ENVIRONMENT
INTERNATIONAL TRADE FAIR

15-17

Junio

June

2016

Madrid. España / Spain

ORGANIZA
ORGANISED BY:



IFEMA
Feria de
Madrid



www.genera.ifema.es

IFEMA - Feria de Madrid · Tel. 902 22 15 15 · (34) 91 722 30 00 · genera@ifema.es





El pélet, a menos de medio gas

Las cifras siguen sin cuadrar en el pélet español. Según datos de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom), con una capacidad de producción que sigue creciendo (38 plantas en 2014 y 80 en 2016) y que se acerca a los 1,3 millones de toneladas, la fabricación real apenas sobrepasa un tercio de esta cifra, la mayoría certificadas como ENplus. Casi la mitad de la producción corresponde a empresas asociadas a Apropellets, la patronal de un sector que ha cambiado recientemente de dirección y que pretende reflotarlo dentro de un panorama incierto que une a la sobrecapacidad de fabricación, el mercado negro, el bajo precio del petróleo e inviernos cada vez menos fríos.

Javier Rico

A las causas expuestas en la entradilla habría que añadir la intensificación de las campañas en contra de la quema de biomasa en grandes centrales, protagonizadas por oenegés ecologistas y de otros ámbitos. La más sonada se refleja en un manifiesto de febrero de este año firmado por cien de estas asociaciones en el que exponen directamente que “la bioenergía a gran escala debe excluirse de la definición de energía renovable”, en especial de cara a la nueva directiva que aprobará la Comisión Europea a finales de año.

El sector productivo no debería desdeñar este movimiento creciente en contra, entre otras cuestiones porque argumentos similares a los ahora esgrimidos contra la biomasa sólida, centrados principalmente en la de origen forestal con destino a grandes centrales térmicas, han acabado por condicionar e incluso parar el desarrollo de los biocombustibles. Luz Pardo, la nueva presidenta de la patronal del pélet de España (Apropellets), no rehúye la cuestión y avisa que “también el lobby de los combustibles fósiles ejerce presión en la misma dirección, aunque nosotros debemos seguir incidiendo en mejorar la sostenibilidad de nuestros productos y procesos”.

Para Pardo, “la biomasa de origen forestal es un biocombustible renovable muy abundante en nuestro país e infrauti-

lizado, ya que aprovechamos sólo 16 millones de metros cúbicos de su crecimiento anual (según datos del Inventario Forestal Nacional), lo que supone el 35% de nuestras reservas, cuando la media europea es del 61%”. Por este motivo, considera que “España es un país con capacidad sostenible de crecimiento; podríamos aumentar las cortas en unos 12 millones de metros cúbicos al año manteniendo la sostenibilidad de nuestros montes”.

■ Sobrecapacidad creciente

“Promocionar el pélet como combustible económico y ecológico, defender al colectivo español de fabricantes y luchar contra el intrusismo y las malas prácticas”. Con esta frase se presenta la nueva etapa de Apropellets, en consonancia con lo expresado por su presidenta en torno a la sostenibilidad, que recuerda que todos los socios están certificados con ENplus y algunos de ellos disponen también de la DINplus (sello europeo más exigente), BSL (*Biomass Suppliers List*, para biocombustibles especialmente destinados al Reino Unido), SBP (*Sustainable Biomass Partnership*, creado por la gran industria térmica) y *Galicia Calidade*.

Este “proceso de reactivación”, como lo llaman desde la asociación, se da en un entorno de creciente uso doméstico de este biocombustible sólido, pero también de bajada del precio del petróleo, inviernos

cada vez más cortos y menos fríos, paradas y cierres de líneas de producción y un mercado negro no exento de fraudes en facturación y suplantación de identidades.

Avebiom, encargada de gestionar en nuestro país la certificación de calidad ENplus (actualmente lo portan 33 productores y 17 distribuidores), publica en el último número de la revista *Bioenergy International* una elocuente lista de fabricantes, con capacidad de producción y producción real.

Sobre una capacidad total de 1,3 millones de toneladas, de las líneas de peletizado Avebiom registra una producción de 443.000 toneladas. Pablo Rodero, técnico responsable del sello ENplus en Avebiom, eleva esta última cifra a las 475.000, ya que “hay empresas de las que no hemos recibido contestación y estimamos que en total suman unas 30.000 toneladas más”. De ellas, 343.000 están certificadas con ENplus.

Hay que reseñar que algunas plantas que aparecen en la lista están en construcción y otras, como MadridPellets, ya han cerrado, por lo que la cifra real de capacidad se vería afectada en unas 100.000 toneladas menos. Aunque la lista actual recoge 90 plantas, Rodero aclara que “solo ochenta se encuentran activas, al eliminar las que están en construcción o paradas”.

Se trata de un crecimiento desmesurado, ya que en 2014, cuando esta revista



Un nuevo Apropellets para insuflar fuerza

El “proceso de reactivación” que presenta Apropellets con la renovación de su dirección (Carles Vilaseca, de Seeger Engineering,

deja paso a Luz Pardo, de Biomasa Forestal) quiere hacer frente a las dificultades por las que pasa el sector desde la defensa de intereses comunes. Tiene la fuerza de contar con trece socios que suman 405.000 toneladas anuales de capacidad de producción (un tercio del total) y 217.000 de producción real, según datos de Avebiom (la mitad del total).

Su objetivo primordial, que mantiene desde su creación en 2008, es “proteger los intereses comunes en el ámbito de la producción, distribución, logística y promoción de los pélets como biocombustible renovable”, pero no olvida otros que considera determinantes: investigación sobre producción, logística, distribución y posibilidades en el mercado energético; fomento de la cooperación y la colaboración entre sus asociados, dentro de la ley de la competencia; y actuación como interlocutor en las relaciones laborales, contribuyendo en paralelo con los sindicatos a la defensa y promoción de los intereses económicos y sociales que le son propios.

Luz Pardo asegura que “queremos hacer llegar nuestra voz a las instituciones públicas (Europa, España y comunidades autónomas) donde se toman decisiones que afectan a esta industria, y a la vez dotar a nuestros asociados de nuevas herramientas que ayuden a impulsar la actividad, tanto en el terreno industrial (procesos productivos, calidad, comercialización de pélet...), como en el social (MARKETING, comunicación...)”.

sacó el último reportaje sobre el estado de la industria, Avebiom tenía registradas 38 instalaciones operativas y siete en construcción o proyecto. Luz Pardo reconoce que “España es un país con muchas fábricas, la mayoría de muy pequeña dimensión o artesanales, y sólo una veintena se podrían considerar industriales”.

Si se cogen las 28 plantas con una capacidad de producción superior a las 20.000 toneladas anuales, solo seis acercan su fabricación real a su capacidad. Se trata de Biomasa Forestal (60.000 sobre 72.000), Ertasa Albacete y Pellets Asturias (ambas 30.000 sobre 32.000), Somacyl (30.000 sobre la misma capacidad), Tresmasa (25.000 de 30.000) y Ebeppet (18.000 de 20.000). En el lado opuesto están Burppet (27.000 de 70.000), Ecoforest (15.000 de 40.000), Coterram (11.000 de 30.000), Gesbi (800 de 25.000), Amatex (7.000 de 24.000), Naparpellets (5.000 de 20.000) y Teruel Pellets (2.700 de 20.000). A ellas se unen las de producción cero: Combustibles Naturales, Gesbinor y Biovegama, esta última socia de Apropellets.

■ Castilla y León frena

Una de las comunidades autónomas donde más se nota el desfase entre capacidad y producción es Castilla y León, en la que durante mucho tiempo, y debido a la aprobación del primer plan de bioenergía de España, se impulsó la fabricación de pélets, incluso con líneas de financiación y ayudas. La Junta presumía de que Burgos era “la primera provincia de España en producción, con 90.000 toneladas al año”. Lo cierto es que ahora Accuore está cerrada, Burppet a menos de medio gas, García Varona no aporta datos y la única que ofrece números relevantes es Ribsa (23.000 sobre 45.000).

Otras dos empresas asentadas en Castilla y León que contaron con importantes apoyos financieros y políticos aparecen también hoy en ratios de producción muy bajos: Coterran, en León, no supera las 11.000 toneladas sobre 30.000 y Natrppet, en Segovia, se mueve en las 23.000 con una capacidad de 40.000 toneladas anuales. La propia Silvia Clemente, exconsejera de Agricultura, recordaba en una visita a esta última planta que su Gobierno ayudaba a esta empresa dentro de las convocatorias anuales de préstamos del Instituto Tecnológico Agrario de Castilla y León para “garantizar la liquidez necesaria a esta industria y apoyar sus nuevas inversiones”.

Para algunas empresas la exportación al exterior (Francia, Italia y Reino Unido) supone un balón de oxígeno. Biomasa Forestal, al frente de la cual se encuentra la nueva presidenta de Apropellets, exporta casi la mitad de su producción hacia grandes centrales térmicas de producción de electricidad del Reino Unido, añadiendo al sello ENplus para pélets domésticos el SBP instaurado por la industria. Hasta el momento es la única empresa en España que cuenta con esta certificación.

“Prácticamente salen al exterior (100.000 toneladas) las mismas que entran, casi todo desde Portugal”, explica Pablo Rodero. Sobre el riesgo de que Canadá, uno de los países productores que más ha crecido en los últimos años, empiece a copar el mercado español, Rodero avisa que “de momento no está entrando nada desde este destino, pero no hay que desdeñar su potencial, ya que algunos productores cuentan ya con ENplus y están diversificando mucho la producción”.

■ Potenciar la exportación

Luz Pardo aboga por aprovechar el relanzamiento de Apropellets para fortalecer la posición de la industria española. “Está claro que, de cara a la exportación, están mejor ubicadas unas plantas que otras—expone Pardo—, pero el trabajo en común dentro de la asociación puede facilitar que juntemos paquetes importantes que agilicen y rentabilicen la salida de pélets al exterior”.

El sector también es consciente de otro problema que le lastra, el fraude. Desde la extracción de la materia prima a la venta del pélet hay una cadena de compra-venta que se rompe en varias ocasiones principalmente para evitar el pago de impuestos. “Nuestra intención es ayudar a combatirlo”, sostiene Luz Pardo, quien recuerda que ya ha habido multas por este motivo y la apertura de varias investigaciones. “Está claro que existe, pero vamos a la baja en cuanto al número de casos”, añade la nueva presidenta de Apropellets.

Aparte de algunos casos de suplantación de identidades de empresas españolas a la hora de vender pélets (Biomasa Forestal es una de las afectadas), el sector ha visto cómo dos de sus compañías (Accuore y Juntasol Renovables) aparecen en la denominada *black list* de la certificación ENplus europea. Su aparición en esta lista se debe a que utilizan dicho sello sin haberlo obtenido oficialmente.

Accuore ya ha cerrado, pero Juntasol destaca en lugar bien visible de su página web que los pélets que comercializa están certificados con ENplus A1, la máxima categoría. Desde la empresa se extrañan de estar todavía en la *black list*. En declaraciones a *Energías Renovables* afirman que “importan pélets de varias empresas que están certificadas con ENplus y que su inclusión en la lista se debe a un error que tenemos que aclarar con Avebiom”.



Registro de plantas de producción de pélets en España (Fuentes: Avebiom y Bioenergy International)

Empresa producción (t/año)	Capacidad de 2015 (t/año)	Producción	ENplus	Empresa producción (t/año)	Capacidad de 2015 (t/año)	Producción	ENplus
Biomasa Forestal (La Coruña)	75.000	60.000	ES013	Energía Sierra Segura (Albacete)	10.000	0	ES030
Burpellet (Burgos)	70.000	27.000	ES005	SCA Nuestro Padre Jesús (Jaén)	9.500	sin datos	
Caryse (Toledo)	48.000	sin datos		Ekopellet (Guipúzcoa)	8.000	6.000	
Combustibles Naturales (Cantabria)	47.000	0		Biopellet de la Sierra Norte (Guadalajara)	7.000	100	
Ribsa (Burgos)	45.000	23.000	ES008	Grupo Platero (Guadalajara)	5.000	1.500	
Naturpellet (Segovia)	40.000	23.000	ES023	Panatec Power Solutions (Cáceres)	5.000	sin datos	
Ecoforest (Toledo)	40.000	15.000		Gesforal (Almería)	5.000	0	
Ertasa (Albacete)	32.000	30.000	ES006	Maderas Ornanda (A Coruña)	4.500	4.500	ES038
Pellets Asturias (Asturias)	32.000	30.000	ES001	Recuperaciones Ortín (Murcia)	4.000	2.900	ES035
Novalia (Barcelona)	32.000	20.000	ES024	García Varona (Burgos)	4.000	sin datos	
Somacyl (Valladolid)	30.000	30.000		Eurogan (Zaragoza)	3.500	700	
Tresmasa (Salamanca)	30.000	25.000	ES027	Pellcam (A Coruña)	3.000	1.600	
Coterram (León)	30.000	11.000	ES016	Bioganper (Valencia)	3.000	1.200	
Accuore (Burgos)	30.000	0		Echeveste Hermanos (Navarra)	3.000	800	ES025
Reciclatges Tamayo (Barcelona)	25.000	9.000	ES022	Energy Pellets (Castellón)	3.000	500	
Gesbi (Córdoba)	25.000	800	ES041	Netpellets (Islas Baleares)	3.000	2.000	
Amatex (Soria)	24.000	7.000		Ángel Fernández Nieto (Albacete)	3.000	sin datos	
Iberia Biomass (Granada)	23.000	sin datos	ES020	Goldpellet (Islas Baleares)	2.200	sin datos	
Gesbinor (A Coruña)	22.000	0	ES037	Pellet del Este (Valencia)	2.000	1.000	
Ebepellet (Vizcaya)	20.000	18.000		Ecofuego (Navarra)	2.000	900	
Galpellet (Ourense)	20.000	13.500	ES012	Pellet Vitoria (Álava)	2.000	500	
Enerbio (Barcelona)	20.000	13.000	ES015	Piñones Hijos de Luis Sanz (Valladolid)	2.000	200	
Ecowarm (A Coruña)	20.000	6.600	ES014	Barroso (Ávila)	2.000	200	
Naparpellets (Navarra)	20.000	5.000	ES010	Anatar Pellet (Málaga)	2.000	100	
Pellets de La Mancha (Ciudad Real)	20.000	5.000		Biomassas del Aneto (Huesca)	1.800	800	
Teruel Pellets (Teruel)	20.000	2.700	ES026	Astillas y Pellets de Canarias (Tenerife)	1.500	1.000	
Surpellets (Jaén)	20.000	2.000	ES040	Ecoreto (Cantabria)	1.200	600	ES039
Biovegamas (León)	20.000	0		Biomassas Herrero (Valladolid)	1.000	800	
Agropellets de Aragón (Huesca)	18.000	2.000	ES029	El Campichuelo (Madrid)	1.000	sin datos	
Aprovechamientos Energéticos del Campo (Jaén)	15.000	8.500	ES007	Arkea Pellets (Navarra)	600	sin datos	
Madridpellets (Madrid) (parada)	15.000	2.000		BioCamerons (La Rioja)	200	50	
Biomasa Sostenible de Valdaracete (Madrid)	15.000	800		Fymasa (Cuenca) (parada)	500	sin datos	
Afpurna (Huesca)	15.000	4.000		ACG Gestión de Biomasa (Jaén) (parada)			
Ecofogo (Ourense)	14.000	3.700	ES004	Green Biosfera (León)	50.000	en construcción	
Tubocas (Granada)	14.000	2.500	ES033	Pellet de Villahermosa (Castellón)	15.000	en construcción	
Bricopellet (Cuenca)	14.000	sin datos		Forestalia Renovables (Zaragoza)	13.000	en construcción	
Bioblue (Tarragona)	13.000	200		Aranguren (Navarra)	sin datos	en construcción	
Biomasa Córdoba (Córdoba)	12.000	0		Aserradero Valsain (Segovia)	sin datos	en construcción	
Palets J. Martorell (Girona)	12.000	5.000	ES018	Biomasa Montemayor (Valladolid)	sin datos	en construcción	
Energi Pellet Garulo (Lleida) (parada)	12.000	0		Maderas Cuenca (Cuenca)	sin datos	en construcción	
Lesmar (Valencia)	10.500	1.000	ES028	Bionercam (Albacete)	sin datos	sin datos	
Ebinor (La Rioja)	10.000	2.200	ES031	Biopar (Navarra)	sin datos	sin datos	
Reciclados Lucena (Córdoba)	10.000	4.000	ES034	Biopellet Energía (Girona)	sin datos	sin datos	
Maderas Doñana (Huelva)	10.000	1.700	ES036	Biosagra (Granada)	sin datos	sin datos	
Calorpel (Navarra)	10.000	900		Iderma Generación (Zaragoza)	sin datos	sin datos	

■ Bajan el gasóleo y el gas

Por si fueran pocos los dolores de cabeza (inviernos menos fríos, sobrecapacidad y cierre de plantas, críticas ecologistas y fraude), durante el último año se ha unido otro: la bajada continuada del precio del barril del petróleo y, con ello, de los combustibles fósiles que compiten con el pélet y otros biocombustibles sólidos. Hace unos años (entre 2011 y 2013) se sacaba pecho en esta comparativa y los medios no dejábamos de reflejar que “el pélet sigue imbatible e infalible en precio frente al gasóleo y el gas natural”. Eso era antes.

En 2011 costaba 8,78 céntimos de euro producir con gasóleo un kilovatio hora de energía para calentar el hogar (c€/kWh), 5,92 con gas natural y 3,38 con pélet a granel. Ahora, cinco años después, con la información que ofrece el Instituto para el Ahorro y la Diversificación de la Energía (IDAE) en sus informes de precios energéticos (22 de febrero de 2016), el gasóleo C refleja mejor que ningún otro combustible la bajada del petróleo, al aparecer con 4,53 c€/kWh. Con datos de enero de 2016, en el informe de precios energéticos regulados el gas natural con ta-



Coterram

rifa de último recurso y un consumo igual o menor a 5.000 kWh/año queda en 4,94 c€/kWh. Los últimos datos de Avebiom del primer trimestre de 2016 sobre precios de biocombustibles sólidos sitúan al pélet a granel en 4,82 c€/kWh.

A pesar de todo, Pablo Rodero destaca el gran esfuerzo que está haciendo la industria para no subir aún más los precios: “desde 2014 los precios del pélet en cualquiera de sus modalidades (en saco, en palé o a granel) están bajando, e incluso lo hacen en invierno, como ha ocurrido este

año en enero, cuando lo lógico es que suban y no se venda, como es el caso, a precio de verano”.

En un reportaje que firma Rodero junto a otro técnico de Avebiom, Virgilio Olmos, en el último número de Bioenergy International, explican que “las bajadas en el precio, en plena temporada de calefacción, cuando es habitual una ligera subida, se debe a la excesiva oferta causada por el gran número de fábricas nuevas y por el suave invierno experimentado en España y toda Europa”. ■

Feria de la Energía de Galicia

14 - 16 abril de 2016

Feira Internacional de Galicia ABANCA - Silleda



www.feiraenerxiagalicia.com





AGENDA

FERIA DE LA ENERGÍA DE GALICIA

La Feira Internacional de Galicia Abanca celebra la primera edición de un certamen creado para la convergencia de propuestas, innovaciones y conocimientos en el ámbito de la energía. La cita, que tendrá lugar en la localidad de Silleda (Pontevedra), del 14 al 16 de abril de 2016 (ha habido cambio de fechas), pretende convertirse en un espacio único para el sector energético en el noroeste de España.

Un espacio monográfico que nace para que empresas, instituciones, profesionales y consumidores aborden el sector desde todas sus vertientes. Y que lo hace aglutinando todos los tipos de energía: renovables (biomasa, solar, eólica, hidráulica, geotérmica, marina...), energías convencionales, movilidad (vehículos eléctricos...), ahorro y eficiencia, material y equipos para instalaciones, electrónica industrial y automatización, eco-construcción y rehabilitación eficiente.

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



V CONGRESO ESES

El V Congreso de Servicios Energéticos se celebra en Madrid los días 4 y 5 de mayo de 2016. Se ha consolidado como el gran foro de discusión, promoción y desarrollo del sector de los Servicios Energéticos en España. En esta V edición vuelve a Madrid bajo el lema "Eficiencia Energética, nuestra principal energía", con el objetivo de consolidar definitivamente el sector y convertirse en foco de atención para los clientes finales en el que puedan concebir el modelo de negocio ESES como una inversión de futuro. Un foro de reflexión en el que recapitular sobre el estado del mercado y todo aquello ya expuesto en anteriores ediciones.

Además, tras tiempos algo convulsos en lo que a marco normativo se refiere, el congreso es una ocasión para analizar las estrategias en materia energética, y cómo estas pueden condicionar las perspectivas de futuro de un sector que debe dar de una vez por todas el salto al nivel que le corresponde en un mercado como el español.

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



WORLD HYDROGEN ENERGY CONFERENCE (WHEC2016)

Organizado por la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2), el World Hydrogen Energy Conference, es un evento clave y de gran atractivo para los interesados en el uso energético del hidrógeno. Desde la primera cita que tuvo lugar en Miami (Florida) en 1976, se ha celebrado cada dos años en una ciudad distinta. Esta edición, que se celebra en Zaragoza del 13 al 16 de junio, representa una oportunidad para el impulso del sector en España. Los objetivos principales de WHEC 2016 son fomentar el despliegue de las tecnologías del hidrógeno y facilitar el contacto entre todos los usuarios. Se esperan más de 1.000 asistentes procedentes de 60 países.

■ **Más información:**
→ www.whec2016.com



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



SOMOS LO QUE HEMOS HECHO.



Nuestra primera experiencia en el sector de las energías renovables fue la de asesorar a un proyecto greenfield eólico alemán tipo Bürgerwindpark que pretendía comenzar operaciones en España a principios del 2001.

Luego le siguió la constitución de empresas promotoras y de componentes fotovoltaicos Europeas en España a mediados del 2004 y desde el 2005 asesoramos a huertos fotovoltaicos.

Este equipaje y nuestra formación en Derecho Europeo es lo que nos permitió convertirnos en una de las firmas líderes en los contenciosos contra las reformas eléctricas de la última media década, y esto a su vez nos brinda un conocimiento del cual pocas firmas especializadas en M&A en este sector pueden presumir.

El peritaje que hemos entregado al Tribunal Supremo para acreditar la

arbitrariedad de la norma vigente es una Due Diligence que **no tiene comparación en su dimensión en España, ni quizá en Europa.**

Nuestro asesoramiento en operaciones de M&A por lo tanto no sólo ha aportado a esta experiencia, sino también se ha curtido con ella.



Estamos en el consejo asesor de E-Crowd, una plataforma de crowd funding, donde también nos responsabilizamos de los aspectos jurídicos de las transacciones.

Somos asesores en proyectos de gran dimensión que aspiran a vender energía a pool o mediante contratos bilaterales, asesorando en la actualidad a varios proyectos fotovoltaicos de

entre 40 y 120 MW en las Islas Baleares y en Andalucía.

Otro ejemplo es Firmeza Solar: esta iniciativa ha culminado en una plataforma entre productores para productores en nuestra extranet: un lugar donde nuestros clientes pueden hacer operaciones sobre sus activos entre ellos en un entorno discreto, protegido y si lo necesitan,

con asesoramiento técnico y jurídico a precio muy competitivo y cerrado, siempre valorando correctamente las expectativas procesales de los litigios pendientes de llegar al Tribunal de Justicia de la Unión Europea.

Contacto:

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

HOLTROP S.L.P.
TRANSACTION & BUSINESS LAW

GESTERNOVA

agente de mercado ante OMIE, REE y CNMC
comercializador de energía de origen 100% renovable



ENTRE TODOS HACEMOS UN MUNDO MÁS VERDE

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.**



900 373 105

info@gesternova.com

www.gesternova.com

