

Energía

elEconomista

Revista mensual

31 de enero de 2019 | Nº 72

La nueva potencia renovable
aumentará la firma
de contratos PPA | P20

Eduardo Olano

Director general de Balantia

“Estamos en disposición de multiplicar
por cuatro el tamaño de la empresa por
la digitalización y las renovables” | P24



LAS INTERCONEXIONES, EN DUDA POR SU RENTABILIDAD ECONÓMICA

Red Eléctrica, entre las más afectadas ante el posible
parón en el desarrollo de este tipo de proyectos | P6

Opinión

Robert Harwood

Global Industry Director de Ansys

P18



Jorge González

Presidente S. Fotovoltaica de APPA

P28



Isaac del Moral

Director de Energía de Aspapel

P42



12. Electricidad

Las pymes piden cambiar los peajes

Quieren suprimir la tarifa 3.1 y convertirla en la 6.1 para ganar en eficiencia

18. Opinión

Robert Harwood,
G. I. Director en Ansys

“¿Los coches eléctricos dominarán el mercado algún día?”

30. Empresas

Vestas presenta la
plataforma ‘EnVentus’

Pensada para el mercado terrestre, también puede utilizarse en eólica marina

38. Gas

Contratos de suministro
vinculados a un ‘hub’

Según el informe de Acer, ha supuesto el 70 por ciento de dichos contratos

Edita: Editorial Ecoprensa S.A. **Presidente de Ecoprensa:** Alfonso de Salas
Vicepresidente: Gregorio Peña **Consejero Delegado:** Pablo Caño **Director General:** Julio Gutiérrez **Directora de Relaciones Institucionales:** Pilar Rodríguez **Director de Marca y Eventos:** Juan Carlos Serrano

Director de elEconomista: Amador G. Ayora
Coordinadora de Revistas Digitales: Virginia Gonzalvo
Director de ‘elEconomista Energía’: Rubén Esteller **Diseño:** Pedro Vicente y Alba Cárdenas **Fotografía:** Pepo García **Infografía:** Clemente Ortega **Redacción:** Concha Raso

Actualidad

Las interconexiones, en duda
por su rentabilidad económica

Varios informes recomiendan frenar la puesta en marcha de nuevos proyectos debido a su elevado coste económico



6



24

Entrevista

Eduardo Olano, director
general de Balantia

“Estamos en disposición de multiplicar por cuatro el tamaño de la empresa por la digitalización y las renovables”

Renovables

La nueva potencia renovable
aumentará la firma de PPAs

Estos acuerdos de compraventa de energía a largo plazo se están desarrollando en España y se duplicarán en el futuro



20



32

Carburantes

El sector del automóvil pide
planes concretos en emisiones

Los estándares de emisiones son difíciles de alcanzar y piden calma para que el proceso no se haga de forma acelerada”



El freno para la interconexión de gas natural pone en jaque a las eléctricas

Las interconexiones eléctricas están en el punto de mira justo después de la decisión de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia y de la CRE francesa. La crisis se produce justo en el momento en que Red Eléctrica y el Gobierno de Argelia están tratando de resucitar un proyecto que lleva casi quince años sobre la mesa: una posible interconexión eléctrica directa entre ambos países. La intención es aprovechar el recorrido del gasoducto Medgaz para incorporarle un cable que permita la exportación de electricidad de Argelia a Europa por casi 9.000 megavatios.

Un informe técnico elaborado hace tres años por la ingeniería belga Tractebel para la Comisión Europea, ya alertaba de lo ruinoso que podría ser el aumento de las redes eléctricas. El informe -calificado de restringido-, pone en duda la rentabilidad de alcanzar un 15 por ciento (21,1 GW) de nivel de interconexión en el año 2030, al considerar que no sería rentable bajo ninguno de los cuatro posibles escenarios analizados por la compañía, ya que doblar la interconexión con Reino Unido y añadir una línea a través del Mediterráneo con Italia en 2030, podría costar unos 19.000 millones de euros, mientras que los beneficios apenas alcanzarían los 1.000 millones de euros.

El informe, en cambio, sí defiende con firmeza la posibilidad de llegar hasta el objetivo del 10 por ciento de interconexión (14 GW). Para

conseguirlo, el informe plantea dos opciones. Por un lado, las dos conexiones previstas en la Declaración de Madrid -el desarrollo de un doble circuito entre Hernani y Cantegrit y la repotenciación de la red de 220 kilovoltios entre Sabiñánigo y Pragnères- a las que habría que añadir o bien una conexión con Reino Unido o un tercer proyecto a través de los Pirineos, lo que supondría un coste cercano a los 6.500 millones de euros, pero generaría beneficios cada año de entre 550 y 600 millones en 2030. Para la segunda opción, que incluiría las tres interconexiones con Francia, la cantidad a invertir ascendería a 3.900 millones de euros y los beneficios estimados se quedarían entre los 280 y los 370 millones de euros en 2030. La complicada situación económica que puede vivir Red Eléctrica en el momento en que se dejen de retribuir una parte de sus activos hace que su apetito por la inversión sea más voraz. De hecho, su presidente Jordi Sevilla ya ha presionado al Gobierno pidiendo inversiones millonarias para los próximos ejercicios.

El presidente de Red Eléctrica, Jordi Sevilla, ya está presionando al Gobierno, pidiendo inversiones millonarias para los próximos ejercicios en las redes de transporte

EL ILUMINADO



Francisco Reynés

PRESIDENTE DE NATURGY

Francisco Reynés cumple un año al frente de la compañía energética. La empresa ha mostrado una evolución muy positiva en bolsa.

EL APAGÓN



Jordi Sevilla

PRESIDENTE DE REE

La rentabilidad de las interconexiones que propugna REE está en duda. La compañía debe justificar mejor el coste rentabilidad de las mismas.

04

Evento: VII Simposio Empresarial Internacional: Transformación Digital y Sector Energético.
Organiza: Funseam.
Lugar: Barcelona. España.
Contacto: <http://www.funseam.com/es>

05

Evento: E-world Energy & Water.
Organiza: Messe Essen y con/energy ag.
Lugar: Essen. Alemania.
Contacto: <https://www.e-world-essen.com/en>

05

Evento: Solar Power Northeast.
Organiza: Solar Power Events.
Lugar: Boston. Massachusetts.
Contacto: <https://events.solar/northeast>

06

Evento: Hydrogen & Fuel Cells Energy Summit 2019.
Organiza: ACI.
Lugar: Tryp Madrid Atocha. Madrid.
Contacto: <https://www.wplgroup.com/aci/event>

06

Evento: 20th Annual Conference of the French Renewable Energy Association (SER).
Organiza: Ser Evenements.
Lugar: París. Francia.
Contacto: <https://ser-evenements.com>

13

Evento: La Eólica y el Mercado 2019.
Organiza: Asociación Empresarial Eólica (AEE).
Lugar: Hotel Hesperia. Madrid.
Contacto: <https://aeeolica.org/eventos/eoli-caymercado-2019>

14

Evento: Curso Presente y Futuro de la Industria del Petróleo.
Organiza: Club Español de la Energía.
Lugar: Campus de formación de Enerclub.
Contacto: <https://www.enerclub.es>

18

Evento: XXIX Premios de la Energía.
Organiza: Club Español de la Energía.
Lugar: Hotel Westin Palace. Madrid.
Contacto: <https://www.enerclub.es>

20

Evento: Plantas Solares en España: desarrollo, financiación y futuro energético.
Organizan: Unef y Soltec.
Lugar: Hotel VP Plaza España Design. Madrid.
Contacto: <http://www.unef.es>

26

Evento: Genera + Climatización y Refrigeración 2019.
Organiza: Ifema.
Lugar: Recinto Ferial Ifema. Madrid.
Contacto: http://www.ifema.es/genera_01



Enagás, comprometida con la diversidad de suministro en Europa



Enagás, certificada por la UE como Transmission System Operator, pone su experiencia y su liderazgo en gas natural licuado al servicio de la diversificación del suministro en Europa.

Líderes en infraestructuras de GNL



LAS INTERCONEXIONES, EN DUDA POR SU RENTABILIDAD

Aunque las interconexiones energéticas han sido calificadas como “esenciales” por las autoridades europeas para establecer un verdadero mercado interior de la energía en el Continente, varios informes recomiendan echar el freno debido a su elevado coste económico

R. ESTELLER / C. RASO

La decisión tomada hace tan solo unos días por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la Comisión de Régulation de l'Energie (CRE) de frenar el proyecto de interconexión gasista STEP (primera fase del MidCat) entre España y Francia, ha vuelto a poner en duda la conveniencia de impulsar este tipo de proyectos.

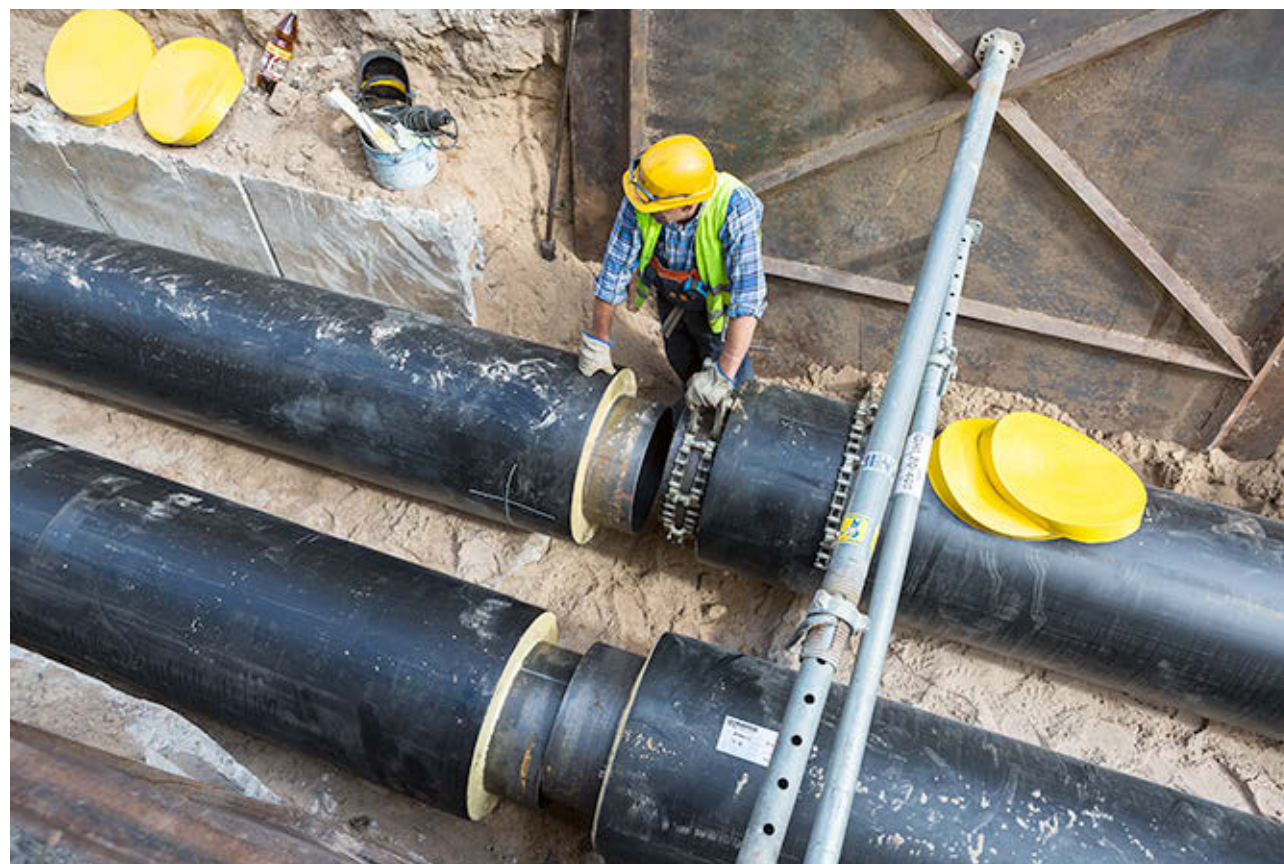
Entre los motivos que ambos reguladores alegan para tumbar la construcción del citado gasoducto están “su elevado coste, el poco interés del mercado por la nueva capacidad de interconexión, el hecho de que no garantiza el acoplamiento de precios entre los *hubs* de gas francés e ibérico y que no es capaz de ofrecer capacidad firme de interconexión”, por lo que recomiendan a sus promotores (Enagás y Teréga) realizar “evaluaciones adicionales” para valorar si el proyecto podría tener alguna posibilidad en el futuro, sobre todo en un momento en el que cualquier movimiento de integración de los mercados y de redes debe ir acorde con la estrategia europea de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Aunque esta decisión podría parecer, a priori, un tanto contradictoria si tenemos en cuenta que las interconexiones energéticas -eléctricas, gasistas y de petróleo- han sido calificadas como “esenciales” por las autoridades europeas para establecer un verdadero mercado interior de la energía en el Continente -especialmente en regiones como la Península Ibérica que, debido a su posición geográfica, tiene un nivel relativamente limitado de interconexión con el resto del mercado europeo-, no es la primera vez que se cuestiona la viabilidad de este proyecto.

Los resultados del estudio realizado hace unos meses por la consultora Pöyry, por mandato de la Comisión Europea, sobre el análisis coste-beneficio del MidCat, indican que solo en dos de los seis escenarios analizados -falta de gas en Argelia y precios muy altos del GNL-, el proyecto tendría un beneficio neto positivo, aunque solo en España y Portugal. Por otro lado, el presidente francés, Emmanuel Macron, manifestó este verano su intención de “paralizar el proyecto”, mientras que el comisario europeo de Energía y Clima, Miguel Arias Cañete, dejó clara la apuesta de Bruselas a favor de los proyectos de electricidad en detrimento de los gasistas.

REE en el punto de mira

Por lo que respecta a las interconexiones de electricidad, aumentar la capacidad de interconexión eléctrica entre España y Francia ha sido posible gracias al trabajo realizado en los últimos años, que ha llevado a la puesta en servicio de la interconexión eléctrica Baixas-Santa María Llogaia en 2017 y el acuerdo de los reguladores francés y español sobre la decisión de asignación de costes transfronterizos de la interconexión eléctrica del Golfo de Vizcaya en 2018, de ahí que tanto la CNMC como la CRE, recomienden continuar los esfuerzos hacia una mayor integración de los mercados de electricidad en el sudoeste europeo.



ISTOCK

Un informe de Tractebel alerta de lo ruinoso que podría ser un aumento de las redes eléctricas

Sin embargo, a pesar de estas recomendaciones, las interconexiones eléctricas también están en el punto de mira, justo en el momento en que Red Eléctrica y el Gobierno de Argelia están tratando de resucitar un proyecto que lleva casi quince años sobre la mesa: una posible interconexión eléctrica directa entre ambos países. La intención es aprovechar el recorrido del gasoducto Medgaz para incorporarle un cable que permita la exportación de electricidad de Argelia a Europa por casi 9.000 megavatios.

Un informe técnico elaborado hace tres años por la ingeniería belga Tractebel para la Comisión Europea, ya alertaba de lo ruinoso que podría ser el aumento de las redes eléctricas. El informe -calificado de restringido- al que tuvo acceso *elEconomista*, pone en duda la rentabilidad de alcanzar un 15 por ciento (21,1 GW) de nivel de interconexión en el año 2030, al considerar que no sería rentable bajo ninguno de los cuatro posibles escenarios analizados por la compañía, ya que doblar la interconexión con

Reino Unido y añadir una línea a través del Mediterráneo con Italia en 2030, podría costar unos 19.000 millones de euros, mientras que los beneficios apenas alcanzarían los 1.000 millones de euros.

El informe, en cambio, sí defiende con firmeza la posibilidad de llegar hasta el objetivo del 10 por ciento de interconexión (14 GW). Para conseguirlo, el informe plantea dos opciones. Por un lado, las dos conexiones previstas en la Declaración de Madrid -el desarrollo de un doble circuito entre Hernani y Cantegrit y la repotenciación de la red de 220 kilovoltios entre Sabiñánigo y Pragneres- a las que habría que añadir o bien una conexión con Reino Unido o un tercer proyecto a través de los Pirineos, lo que supondría un coste cercano a los 6.500 millones de euros pero generaría beneficios cada año de entre 550 y 600 millones en 2030. Para la segunda opción, que incluiría las tres interconexiones con Francia, la cantidad a invertir ascendería a 3.900 millones de euros y los beneficios estimados se quedarían entre los 280 y los 370 millones de euros en 2030.

El informe también considera viable alcanzar el 12 por ciento de interconexión (16,8 GW), lo que requeriría las cuatro conexiones a través de los Pirineos, además del enlace británico. El coste total estimado para estos proyectos ascendería a 9.000 millones de euros, con unos beneficios que estarían entre los 550 millones y los 630 millones de euros anuales.

Al informe de Tractebel se une ahora otro informe elaborado por Ecologistas en Acción, que carga abiertamente contra el proyecto de incrementar las interconexiones eléctricas que impulsa Red Eléctrica. En uno de sus capítulos, titulado *La estafa de las interconexiones eléctricas Fake News y manipulaciones de Red Eléctrica de España*, se desmontan las “falsedades” que le atribuye a REE y concluye que “todos estos proyectos resultan tan innecesarios como nocivos y ruinosos”.

Según el documento, la compañía que preside Jordi Sevilla apuesta por un modelo energético “caduco”. Sin embargo, dice, “los promotores de las 5 autopistas eléctricas o MAT, que sumarían 8.450 megavatios -más del doble de la capacidad actual de interconexión-, defienden su necesidad, difundiendo, sin ningún pudor, mitos que son escandalosamente engañosos y deshonestos”.

El informe destaca que España tiene ya una enorme sobrecapacidad de generación eléctrica, que excede en 2,4 veces el pico de la demanda y, por tanto, consideran que no hace falta aumentar dicha capacidad de interconexión. Además, que afirma “las nuevas interconexiones podrían aumentar los precios para los consumidores españoles entre un 5 y un 6 por ciento”.



Abierta la consulta para los nuevos PIC

■ La Unión Europea elabora cada dos años una lista de Proyectos de Interés Común (PCI), considerados clave para la infraestructura energética, destinados a completar el mercado energético europeo y ayudar a la UE a lograr su política energética y sus objetivos climáticos.

■ La última lista se adoptó en noviembre de 2017. Con el fin de obtener las opiniones del público sobre la pertinencia y el valor agregado de los proyectos propuestos para la próxima lista de Proyectos de Interés Común de la Unión, se abrió una consulta el pasado 22 de noviembre que permanecerá abierta hasta el próximo 28 de febrero.

■ Los proyectos seleccionados como PCI pueden beneficiarse automáticamente de varias ventajas, incluida la concesión acelerada de permisos y un mejor tratamiento regulatorio. Del mismo modo, el estado de PCI es una condición previa para las subvenciones en virtud del Mecanismo de conexión de Europa (CEF), aunque no garantiza la concesión de dicha subvención.

La naturaleza nos lo da, nosotros NO lo aprovechamos.

¿Sabías que la biomasa* es la energía que más empleo y riqueza genera en el medio rural? ¿Y que es la que más beneficios medioambientales genera con la evitación de incendios y en ahorro de emisiones?

España tiene un potencial de biomasa inmenso que históricamente no ha sido aprovechado. La creación de este nuevo sector industrial y de un mercado español de la biomasa, implicaría la generación de nuevos puestos de trabajo localizados en el medio rural, que es donde están las biomasas y donde se localizan las instalaciones.

Este sector no solo contribuiría a crear empleo, sino a fijarlo, acelerando de manera significativa los objetivos de recuperación y de crecimiento económico, tan necesarios actualmente.

El sector español de la biomasa está agrupado en la Unión por la Biomasa, desde donde se está promoviendo el aprovechamiento de las biomasas en España y la puesta en valor de los importantes beneficios medioambientales y socioeconómicos que ello supondría.

Para saber más sobre la biomasa ponte en contacto con nosotros hoy:
unionporlabiomasa@unionporlabiomasa.org • www.unionporlabiomasa.org

* La biomasa puede definirse como toda la materia orgánica susceptible de ser **aprovechada/valorizada energéticamente.**





Sungrow y Solaria firman 400 MW de fotovoltaica

Sungrow ha firmado un acuerdo con Solaria Energía y Medio Ambiente para el suministro, por parte de la primera, de sus inversores de 1.500 voltios en varios proyectos FV en España que suman una potencia de 400 MW. Solaria ha iniciado la construcción de los primeros parques en Toledo, Cáceres, Valladolid, Huesca, Salamanca y Cuenca. La energía de estos doce parques será igual a la demanda de una ciudad de unos 150.000 habitantes.



Eiffage Energía inaugura su nueva sede en Albacete

El presidente de Castilla-La Mancha, Emiliano García Page, ha inaugurado la nueva sede central de Eiffage Energía en España, ubicada en Albacete, orientada a ser un referente en materia de sostenibilidad y eficiencia energética. El nuevo edificio, que integra los servicios centrales, la territorial centro, Conscytect, los departamentos de Energías Renovables y Mantenimiento y varios servicios comunes, ha supuesto una inversión de casi 5 millones de euros.



Acciona compra dos parques eólicos a Aldesa

La estrategia de diversificación geográfica del Grupo Aldesa ha llevado a la constructora a vender a Acciona Energía el 50 por ciento de su participación en los parques eólicos Eólico Alijar, ubicado en Jerez de la Frontera (Cádiz) con una potencia de 24 megavatios y en el parque Valdivia Energía Eólica, sito en la localidad sevillana de Osuna, con una potencia de 28,5 megavatios. A partir de ahora, Acciona será propietaria del cien por cien de ambas instalaciones.



EDP medirá la energía del público del teatro Gran Vía

EDP ha presentado en el teatro EDP Gran Vía de Madrid, del que es patrocinador, el primer medidor de energía, un sistema pionero capaz de medir y transformar en energía eléctrica todos los sonidos que los espectadores generen en cada función. Esta energía, en forma de ondas acústicas, quedará registrada a lo largo del espectáculo con lecturas en tiempo real. Los kWh generados se destinarán a proyectos solidarios.



Nexus gana dos contratos en Valencia y Cataluña

Nexus Energía ha empezado con fuerza 2019 y ya acumula las adjudicaciones de contratos de gran tamaño. Fruto de esos contratos, Nexus Energía abastecerá de energía 100 por cien de origen renovable 10 puntos de suministro a la Politécnica de Valencia, que representan un consumo total de casi 43 GW, y otros 1.678 puntos de suministro a la Generalitat de Catalunya, que representan un consumo total de casi 170 GWh.



Urbaser compra la danesa RenoNorden

Urbaser consolida su presencia en el mercado nórdico con la compra de la danesa RenoNorden AS, a las que ha precedido en 2018 las compras de RenoNorden OY (Finlandia), RenoNorden AB (Suecia) y NordRen AS (Noruega). Las cuatro compañías son líderes en el mercado nórdico de la recolección y transporte de residuos y, conjuntamente, totalizan una cifra de negocio de más de 160 millones de euros y más de 1.500 empleados.



La venta de Electricaribe será el 15 de marzo

Colombia ha decidido trocear Electricaribe con la intención de encontrar compradores para la distribuidora de electricidad, que le enajenó a Naturgy en 2016. El proceso de venta, suspendido a finales del año pasado por falta de interesados, se relanzará el próximo 15 de marzo. La entidad responsable de Electricaribe ha concluido los estudios técnicos, financieros y operativos sobre los que articular las nuevas condiciones de venta de la empresa.



Iberdrola contruirá dos plantas renovables en NY

Iberdrola, a través de su filial estadounidense Avangrid Renewables, construirá dos instalaciones de renovables de 170 megavatios de potencia para suministrar energía verde al Estado de Nueva York. La energética desarrollará la planta fotovoltaica de Mohawk Solar de 90 MW y el parque eólico de Roaring Brook de 78 MW. Se prevé que ambas instalaciones entren en funcionamiento a finales de 2020 y finales de 2021, respectivamente.



Contrato europeo de Siemens en renovables

La Armada de los Estados Unidos ha seleccionado a la compañía especializada en servicios energéticos, SGT, de Siemens AG, para un contrato de rendimiento de ahorro energético por varios años. Este contrato permitirá implementar el uso de renovables y mejoras de eficiencia y resiliencia energética en tres instalaciones de la de US Navy en Sigonella y Nápoles (Italia) y Rota (España). El importe total del contrato asciende a 171,5 millones de dólares.



Enertis asesora a Cubico en cinco proyectos

Enertis ha asesorado a la empresa Cubico en la adquisición y financiación de la cartera de Cypress Creek Renewables, que comprende cinco proyectos solares fotovoltaicos a gran escala, que van desde los 100 a los 160 megavatios, ubicados en Carolina del Norte, Carolina del Sur y Texas. Los trabajos realizados por Enertis han incluido hasta ahora una due diligence técnica completa y continuarán durante la construcción de los proyectos.

LAS PYMES PIDEN CAMBIAR LOS PEAJES PARA GANAR EN EFICIENCIA

Reclaman que la tarifa 3.0 adopte la estructura y coste de la tarifa 3.1 a la vez que consideran necesario suprimir esta última tarifa y convertirla, de forma automática, en la tarifa 6.1

CONCHA RASO

La aprobación, el pasado 20 de diciembre, de la Orden de Peajes eléctricos para 2019, no ha dejado a nadie indiferente. Por un lado, la normativa plantea congelar por quinto año consecutivo los costes regulados del recibo eléctrico, lo que supone, según la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aeléc) “llevar al sistema eléctrico a un desajuste temporal”.

Por otro lado, la orden también contempla la supresión de la regulación del servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad, una decisión que aeléc ha calificado de “incomprensible” y que la Asociación de Productores Independientes de Energía Eléctrica (Aprie) ha pedido que se “rectifique”; en caso contrario, amenazan con recurrir la Orden.

Además, el texto aprobado también establece que la retribución de la distribución se liquidará a cuenta hasta que no sea aprobada la orden correspondiente para 2019, de manera que las empresas de distribución, indican desde aeléc, “no están percibiendo la retribución que les corresponde por las inversiones efectuadas desde el año 2015”.

La Asociación de Consumidores de Electricidad (ACE) también ha hecho observaciones sobre lo dispuesto en la Orden de Peajes, centradas en los costes de las tarifas de acceso y el reparto de los costes del sistema, dos



asuntos que llevan varios años reclamando sin éxito.

En relación con el primero, Francisco Espinosa, socio director de ACE, asociación que representa los intereses de más de 20.000 pequeños y medianos consumidores de energía eléctrica que desarrollan una actividad empresarial, califica de “ilógica” la asignación de costes de las distintas tarifas de acceso y pide un “tratamiento diferenciado”.

Por un lado, reclama que la tarifa 3.0, a la que están acogidas más de 770.000 pequeñas y medianas empresas con un coste medio que supera los 56 euros/MWh, adopte la estructura y coste de la tarifa 3.1, que es un 10,46 por ciento menor, para conseguir un tratamiento de estímulo a la actividad empresarial de las pymes, “ya que no tiene ningún sentido que una empresa esté pagando, en baja tensión, casi 60 euros/MWh de tarifa de acceso”, señala Espinosa.

Por otro lado, ACE considera necesario suprimir la tarifa 3.1, a la que están acogidas cerca de 90.000 pymes y convertirla, de forma automática, en la tarifa 6.1, a la que están acogidas casi 20.000 pequeñas empresas, “ya que ambas están conectadas a los mismos niveles de tensión -entre 1 y 36 kilovoltios-, pero el coste medio de la tarifa de acceso 6.1 es inferior a los 31 euros/MWh, lo que representa un diferencial de más de 20 euros/MWh”, argumenta Espinosa.

Mantener la tarifa 3.1 no tiene “justificación técnica y penaliza económicamente a las pequeñas y medianas empresas”. El origen de esta tarifa se remonta a 2001, cuando no había contadores horarios disponibles. El Ministerio, explica el representante de la asociación, “hace un corte hasta los 450 kilovatios de potencia, de manera que los suministros que los superan pasan a tener un contador horario (tarifa 6.1), mientras que a los de menos de 450 kilovatios se les mantiene en tres periodos, sin contador horario (3.1), a pesar de que ambos están en el mismo nivel de tensión”. A partir de entonces, señala Espinosa, “se crea una brecha económica que ha ido aumentando, de manera que el diferencial de coste medio es de un 65 por ciento”.

El socio director de ACE es consciente de que aunque el paso de una tarifa a otra supondría un déficit de ingresos, se conseguiría, afirma, “un ahorro muy importante de eficiencia que nosotros hemos calculado que está en torno a los 1.500 MWh, una cifra nada desdeñable”. La justificación es clara: se mantienen muchos suministros con potencia contratada de 451 kilovatios para permanecer en la tarifa 6.1, aunque su demanda real de potencia es muy inferior.

Lo que habría que hacer, insiste Espinosa, es “estudiar fórmulas para ver de qué manera se puede suavizar ese impacto económico en el global de las tarifas, tal y como se ha hecho con la tarifa 6.1B, a la que estaban acogidos



ISTOCK

90.000
Son las pymes que
están acogidas a la
tarifa 3.1, cuyo coste
medio es de **51,25**
euros/MWh

Tarifas eléctricas, clientes y coste

Evolución de las tarifas

TARIFA	Nº CLIENTES		COSTE €/MWh	
3.0		771.426		56,61
3.1		88.758		51,25
6.1 A		19.769		30,97
6.2		2.853		15,43
6.3		425		11,89
6.4		659		8,48

Fuente: Memoria OM Peajes 2019 elaborada por ACE.

elEconomista

mayoritariamente los suministros ubicados en el País Vasco, y que pasó a ser la 6.2, lo que ha permitido que el coste medio en euros/MWh se reduzca a la mitad”. El Gobierno ha incluido en los Presupuestos Generales del Estado una cantidad adicional de 40 millones de euros para compensar la decisión de la

supresión del llamado *eusko peaje*.

Además del importante ahorro en eficiencia, otro de los beneficios de este cambio sería, en opinión de Espinosa, “el hecho de que la tarifa de acceso de la pequeña y mediana empresa fuera más competitiva”. Este año el mercado se ha disparado pero, lo normal, es que esté en torno a los 50 euros/MWh, de manera que “estamos pagando tanto por peaje como por producto, es decir, estamos pagando tanto por transporte como por lo que estamos transportando, y eso es una auténtica barbaridad y hay que tratar de corregirlo”, afirma rotundo el portavoz de ACE.

Cambio en los costes del sistema

Otra de las peticiones de la asociación hace referencia al reparto de los costes del sistema que, según afirma Espinosa, “incluye partidas que nada tienen que ver con los costes de acceso, como son los pagos de anualidades del déficit y el régimen retributivo específico, que suponen más del 55 por ciento de los costes totales y que son mayoritariamente pagados a través de los peajes cuando, claramente, son cosas diferentes”.

Si lo que estás repartiendo son costes de acceso, señala el socio director de ACE, “lo normal es que cada uno pague en virtud de la posición que tiene en la red, de manera que el consumidor doméstico que utiliza el cien por cien de la red tendrá que pagar más peajes y conforme su nivel de tensión le acerque a la central de producción, es decir, cuanto más alto sea su nivel de tensión, menos peajes tendrá que pagar”.

Sin embargo, continúa Espinosa, “cuando en los peajes entran conceptos como el pago a las renovables y el déficit tarifario de los últimos años, que supone este año casi un 60 por ciento del total, esto empieza a tener muy poca lógica. Estos dos conceptos se están distribuyendo como si fueran costes de red y esto no tiene sentido”. Nosotros lo que decimos, manifiesta, es que “habría que tratar de encontrar otro sistema de reparto de los costes, porque al final los que los pagan de una manera más importante son los pequeños y medianos consumidores”.

“Llevamos muchos años con estos temas”, insiste Espinosa. “Hemos tenido

varias reuniones pero de momento no hemos conseguido nada”. Aunque reconoce que, quizá, haría falta un poco más de “presión sectorial” para intentar dar solución a estos temas, lo cierto es que cree que el Ministerio se ha centrado más en otros asuntos, como los consumidores intensivos y los clientes que están en el PVPC, y “ha dejado un poco de lado al noventa y tantos por ciento de la empresa española a nivel de competitividad, lo que ha hecho que salgan peor parados”.

Espinosa también echa en falta que la secretaría de Estado no haya convocado ni una vez desde hace seis años -noviembre de 2012- el Consejo Consultivo de Electricidad. “Nos reuníamos físicamente y escuchábamos la posición del resto de los agentes, se escribían nuevamente las alegaciones y luego, en su informe preceptivo al Ministerio, la CNMC incluía dichas alegaciones”.

Como el Gobierno ha devuelto a la CNMC algunas de sus competencias,

“tenemos la esperanza de que, a partir de ahora, el órgano regulador convoque el Consejo Consultivo de Electricidad e Hidrocarburos y que esa reunión sea anterior a que se emita el informe preceptivo”, comenta Espinosa.

La CNMC recupera sus competencias

■ El Consejo de Ministros ha aprobado un Real Decreto-ley que devuelve a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la capacidad de aprobar la estructura, metodología y los valores concretos de los costes y las retribuciones reguladas de los sistemas eléctrico y gasista -redes de transporte y distribución- que le fueron retiradas en 2014 por el anterior Ejecutivo y que suponen alrededor de 10.000 millones de euros anuales.

■ Con el nuevo reparto de competencias, el Ministerio de Teresa Ribera adapta la normativa española a la comunitaria, que exige unos reguladores en los mercados de gas y electricidad totalmente independientes y evita una posible sanción si la Comisión Europea -que emitió en 2016 un dictamen en el que concluía que España no había traspuesto bien las directivas sobre normas para el mercado interior de la electricidad y el gas-, presentaba contra el país un recurso de incumplimiento ante el Tribunal Superior de Justicia de la UE.

■ Con este nuevo reparto competencial, señalan desde Moncloa, España adopta un marco regulatorio e institucional “claro, estable y predecible, que otorga seguridad jurídica a los ciudadanos y agentes del sector energético”.



Nuevo record **100 GW**

Vestas se ha convertido en la primera compañía en superar el umbral de los 100 GW eólicos instalados en todo el mundo. Esta cifra representa un 10% del teravatio de capacidad eólica y solar instalado a nivel global.

Vestas ha instalado más de 66.000 aerogeneradores en aproximadamente 80 países en los seis continentes, y ha desempeñado un papel clave en el desarrollo de la energía eólica.

Le invitamos a descubrir más sobre Vestas visitando nuestro sitio web en www.vestas.com

Wind. It means the world to us.™



Vestas®



Mitsubishi celebra su 40 aniversario en España

La filial española de Mitsubishi Electric celebró recientemente su 40 aniversario en nuestro país, con un gran evento en la Plaza de Toros de Madrid que contó con la presencia de más de 600 invitados entre clientes, empleados y entidades *partners* amigas de la firma, a los que agradecieron la confianza depositada en la marca durante todos estos años. La gala contó con un maestro de ceremonias de excepción, el humorista y presentador Carlos Latre.



Madrid y Contigo Energía juntas en autoconsumo

El Ayuntamiento de Madrid ha adjudicado a Contigo Energía, empresa del Grupo Gesternova, un servicio de consultoría por un importe máximo de 364.800 euros y un plazo de ejecución de cuatro años dirigido al estudio previo y preparación de proyectos relativos a la implantación de sistemas de autoconsumo con energías renovables en sus edificios, en el que analizará sus necesidades energéticas, posibilidades estructurales y soluciones óptimas.



Aldro implanta la solución 'Go2Global' en cinco residencias

Aldro Energía y Enertec Control han firmado un acuerdo con la Federación Empresarial de la Dependencia en Cantabria para implantar la solución de eficiencia energética *Go2Global* en cinco de sus residencias. Se trata de una solución personalizada en la que se analiza e integra el suministro, explotación, gestión, monitorización y mantenimiento de todas las instalaciones, que permitirá a estas residencias mejorar el confort y ahorrar en las facturas de energía.



Aptis, solución de Alstom en movilidad eléctrica

Aptis, la nueva experiencia de movilidad eléctrica urbana desarrollada por Alstom, ha circulado en pruebas durante el mes de enero en Barcelona -en colaboración con los operadores de autobuses- y lo hará en febrero en Madrid y Vigo. El vehículo, inspirado en el diseño del tranvía, ofrece soluciones innovadoras desde el punto de vista operativo y de confort. Aptis se puede recargar en las cocheras durante la noche o de forma diurna al final de cada línea.



Axpo se refuerza como operador independiente

Axpo ha comunicado la constitución de una nueva zona de regulación, completando así su presencia como operador independiente en los distintos servicios de ajuste del sistema: restricciones, regulación terciaria, gestión de desvíos y regulación secundaria. Es la primera vez que un operador constituye en España una Zona de Regulación sin contar con activos propios, ya que hasta ahora siempre había presencia de activos propios del titular.

Las energías limpias tienen la capacidad de mejorar nuestro entorno, favorecer el desarrollo económico sostenible, colaborar en la creación de empleo y evitar la importación de combustibles fósiles.

Llevamos la energía de miles de productores renovables al mercado para acercar la **electricidad verde** a tu hogar y tu empresa.





Robert Harwood

Global Industry Director en ANSYS

El líder de opinión B. Goeschel cree que “los coches eléctricos tienen demasiados beneficios para el consumidor, el medio ambiente y el sector industrial como para ser ignorados. Un día no muy lejano, estos beneficios impulsarán la demanda”

¿Los coches eléctricos dominarán el mercado algún día?

Para mí los coches eléctricos pasaron de ser una curiosidad a una novedad. Sin embargo, la mayoría de las personas siguen comprando coches híbridos o automóviles con motores de combustión interna. ¿Por qué? ¿Conseguirán los coches completamente eléctricos dominar el mercado algún día?

La respuesta es sí, según Burkhard Goeschel, líder de opinión de la industria de la automoción y jefe de la Comisión de Tecnologías de Motores Alternativos de la FIA.

Para Goeschel, los coches eléctricos tienen demasiados beneficios para el consumidor, el medio ambiente y el sector industrial como para ser ignorados. Un día no muy lejano, estos beneficios impulsarán la demanda.

Los coches eléctricos ofrecen muchas ventajas, así que ¿qué es lo que está retrasando su producción y desarrollo? Los beneficios que aportan los coches eléctricos al consumidor y al medio ambiente son claros. Permiten nuevas funcionalidades y reducen las emisiones de carbono. Pero los coches eléctricos también tienen otros beneficios para la industria de la automoción que son desconocidos para el público general.

“El diseño del automóvil eléctrico no contiene muchos de los componentes de un vehículo tradicional. Hay un motor eléctrico, una batería en el suelo y una línea de transmisión del motor y eso es todo”, explica Goeschel.

La simplificación de los interiores del automóvil es una bendición para los fabricantes y diseñadores. Les da la libertad de colocar componentes de manera distinta, lo que puede llevar a una mayor optimización de los diseños de los automóviles que no son posibles con un motor de combustión interna.

“Por ejemplo”, dice Goeschel, “se puede diseñar un coche en el que los pasajeros puedan caminar desde la parte delantera hasta la parte trasera. Es fácil de configurar. Y, desde el punto de vista de la manufacturación, se puede producir de una manera totalmente diferente a la de los coches que existen hoy en día, se podrían incluso hacer bajo pedido”.

A medida que las ventas aumenten, los fabricantes de automóviles podrán comenzar a simplificar sus instalaciones de producción de acuerdo con sus diseños simplificados.

Entonces, si los coches eléctricos son mucho mejores que los coches con motor de combustión y los híbridos, ¿por qué

no han dominado el mercado todavía?

Hay tres barreras principales para la adopción generalizada de los vehículos eléctricos en la actualidad.

La primera es el precio. Los vehículos eléctricos son aún más caros que los automóviles con motor de combustión interna (ICE).

La segunda se asocia con la llamada *range anxiety* o, lo que es lo mismo, la ansiedad que sufren los conductores de coches eléctricos generada por el miedo a acabar en la cuneta por falta de energía. Los consumidores siguen siendo cautelosos en cuanto a las prestaciones y a la autonomía de los vehículos eléctricos. Solo el modelo S de Tesla tiene una autonomía de más de 300 millas. En cambio, otros modelos ni siquiera alcanzan las 250 millas. Esto está muy por debajo de lo que se puede esperar de un vehículo de combustión interna con un tanque lleno de gasolina.

La tercera está asociada con la velocidad y la falta de una infraestructura del sistema de carga.

“Los sistemas de baterías se están desarrollando, pero la carga requiere una infraestructura que aún no está desarrollada, por lo que la mayoría de los fabricantes de automóviles han colaborado para construir una nueva comunidad para impulsar un sistema de carga común”, dice Goeschel.

Tan pronto como los automóviles puedan ir más lejos con una sola carga, su popularidad aumentará.

Además, una vez que todos los conductores puedan cargar su automóvil en pocos minutos en cada esquina, el mayor inconveniente desaparecerá, pero esto solo sucederá si la

industria automotriz crea un sistema de carga común.

Por lo tanto, queda mucho por hacer. Sin embargo, el cambio desde el motor de combustión interna hasta el vehículo eléctrico es imparable. Tanto las compañías pioneras como Tesla o Lucid, como los operadores tradicionales como General Motors o Volkswagen, compiten en una carrera por la cuota de mercado. Sobre todo en China, donde el Gobierno apoya fuertemente el cambio. La era venidera es, sin duda, eléctrica.

La adopción masiva contribuirá, sin duda, a reducir los costes y crear la infraestructura del sistema de carga necesaria. Pero, por sí solo, eso no es suficiente. Ganar esta carrera requiere innovación tecnológica e innovación a gran velocidad, especialmente en las áreas de sistemas de gestión de baterías, eficiencia de los motores eléctricos y balance energético general del vehículo a nivel de sistema.

Las compañías que lideran la carrera por implementar el coche eléctrico a gran escala están recurriendo a enfoques basados en simulación para abordar estos desafíos técnicos. Tanto las grandes empresas como Volkswagen o las nuevas empresas como Lucid no ven otra manera de avanzar, ya sea para romper un récord mundial con un coche eléctrico o simplemente para llegar al mercado más rápido que los demás competidores.

En el futuro, cuando los vehículos eléctricos comiencen a dominar el mercado, el motor de combustión interna será relegado al museo, y para aquellos que no pueden abandonar la adición al petróleo, están los circuitos de carreras.

Robert Harwood

Global Industry Director en ANSYS

Cuando, en el futuro, los vehículos eléctricos comiencen a dominar el mercado, el motor de combustión interna será relegado al museo, y para aquellos que no pueden abandonar la adición al petróleo, están los circuitos de carreras

LA NUEVA POTENCIA RENOVABLE AUMENTARÁ LA FIRMA DE CONTRATOS PPA

Los acuerdos bilaterales de compraventa de energía a largo plazo (PPA) han empezado a desarrollarse en España y podrían duplicarse en el futuro por el elevado número de solicitudes para la construcción de nueva potencia renovable

CONCHA RASO

Los acuerdos bilaterales de compraventa de energía a largo plazo, conocidos como PPA (siglas *Power Purchase Agreements*), se han convertido en una herramienta clave para el desarrollo de proyectos renovables -especialmente en EEUU y el norte de Europa-, ya que evitan el riesgo de la volatilidad del 'pool' y permiten a los propietarios la predictibilidad necesaria para sus proyectos. El cierre de este tipo de contratos suele ser un requisito indispensable para obtener una parte o la totalidad del crédito necesario para llevar a cabo dichos proyectos.

Según el informe *Corporate Energy Market Outlook* de Bloomberg New Energy Finance correspondiente al primer semestre de 2019, 121 firmas de 21 países diferentes firmaron 13,4 GW renovables en contratos PPA en 2018. De la cifra total, 8,5 GW se firmaron en EEUU y 2,3 GW en Europa, Oriente Medio y África. Por otro lado, según la asociación europea de la industria eólica (WindEurope), las compañías europeas suman, a día de hoy, 4,7 GW eólicos en este tipo de contratos.

Una de las ventajas que, según explican desde Unef, tiene un contrato PPA para cualquier empresa u organización que quiera invertir en renovables o que desee llevar a cabo una estrategia para incrementar su consumo de energía



renovable es que “no tiene por qué invertir directamente en un proyecto de generación con los riesgos y gastos que ello conlleva”. Existe la posibilidad, explican, de que con un PPA “el comprador no sea responsable de la financiación, instalación, operación o mantenimiento de un proyecto renovable si no quiere y, además, no tiene que tener el capital inicial para un proyecto de tal envergadura”.

Cada contrato es un *traje* a medida, de ahí que existan distintos modelos de PPA en función de su categoría. Aunque estos pactos de compraventa de energía siempre han existido en España, desde la Asociación Empresarial Eólica (AEE) afirman que “hasta ahora no se habían usado nunca para financiar nuevas instalaciones”. Para este caso concreto, explican, el escenario ideal es que “la validez de los contratos supere los 15 años, aunque el mejor de todos es que abarque toda la vida útil de la instalación”.

Entre los potenciales suscriptores de un PPA están tanto las compañías comercializadoras como los consumidores finales, cada uno con sus propios beneficios. Las primeras, explican desde AEE, “cuentan con un suministro energético que puede cubrir el riesgo de subidas exponenciales del precio de la electricidad”, mientras que el consumidor se convierte en “un eje clave para el cumplimiento de los objetivos europeos de penetración de renovables, al dejar de ser un mero receptor de un servicio para convertirse en un sujeto plenamente informado, consciente de la necesidad de sostenibilidad del planeta y con plena capacidad de decisión”.

Principales acuerdos en España

Aunque el desarrollo de PPA en España es aún muy reciente, todo apunta a que en los próximos meses se producirá una oleada de anuncios de nuevos contratos firmados en nuestro país, principalmente fotovoltaicos. Según los datos que maneja Unef, “el número de megavatios fotovoltaicos comercializados en contratos PPA firmados hasta la fecha en España se estima en unos 2.000”, una cifra que podría duplicarse en el futuro, según apuntan desde el sector, a tenor del elevado número de solicitudes que las distintas administraciones han recibido en los últimos meses para la construcción de nueva potencia fotovoltaica.

En opinión de José Donoso, director general de Unef, “las negociaciones de los contratos PPA son muy lentas y su velocidad de crecimiento estará también condicionada por la convocatoria o no de subastas y en qué condiciones se realicen éstas”. Unas convocatorias de subastas adecuadas en cantidad y condiciones, explica, “disminuirá la necesidad de los promotores fotovoltaicos

Relación de los contratos PPA firmados en España

FECHA	EMPRESAS		DURACIÓN (AÑOS)	TECNOLOGÍAS
Julio 2017	EDP y Pascual		5	Eólica
Diciembre 2017	Villar Mir y Foresight		10	Fotovoltaica
Enero 2018	Axpo		10	Fotovoltaica
Febrero 2018	Talasol y Elloway		10	Fotovoltaica
Marzo 2018	Cox Energy y Audax		–	Fotovoltaica
Abril 2018	Baywa y Statkraft		15	Fotovoltaica
Abril 2018	Engie y Forestalia		12	Eólica
Julio 2018	Endesa y BBVA		15	Eólica
Julio 2018	Iberdrola y Kutxabank		10	Fotovoltaica
Julio 2018	Factorenergia y Enhol		20	Eólica
Octubre 2018	Iberdrola y Euskaltel		–	Fotovoltaica
Noviembre 2018	Iberdrola y Uvesco		–	Fotovoltaica
Noviembre 2018	Holaluz y Raiola		10	Fotovoltaica
Noviembre 2018	Repsol y Solaria		7	Fotovoltaica
Diciembre 2018	Repsol y Solaria		7	Fotovoltaica
Diciembre 2018	Engie y Grupo Adisseo		10	Eólica
Enero 2019	Iberdrola		–	Eólica
Enero 2019	Holaluz y EDF Solar		–	Fotovoltaica
Enero 2019	Fortia Energía y Statkraft		10	Eólica y FV

Fuente: elaboración propia basada en la información aportada por las empresas. elEconomista

de acudir a contratos PPA”.

El primer contrato de compraventa de electricidad de este tipo en España fue el firmado en julio de 2017 entre EDP Renováveis (EDPR) y Calidad Pascual, por el que la eléctrica suministrará al grupo alimentario durante cinco años la energía eólica producida en sus parques a través de su comercializadora EDP. Desde esa fecha, la compañía ha firmado un gran número de ellos en EEUU, Europa y Brasil.

Enérgya-VM, división de Energía de Grupo Villar Mir, cerró en diciembre de 2017 con el Grupo Foresight el primer contrato PPA solar en España, por un periodo de 10 años, para la energía fotovoltaica generada en el parque murciano Torres de Cotillas, con una producción anual de 7 GWh/año.

María Luisa Huidobro, consejera delegada de Villar Mir Energía, ha señalado

Los beneficios de contratar un PPA

■ El director general de Unef, José Donoso, señala que los PPA permiten que la parte compradora “se asegure el acceso a una cantidad de energía previamente pactada con unas garantías, niveles y cantidades establecidas en un periodo de tiempo y a un precio pactado, que le permite disponer de un control exhaustivo sobre el coste energético eléctrico en dichos periodos”. Además, si la tecnología elegida es la fotovoltaica, “se le permite garantizar que ese suministro se realizará desde un sistema de generación conocido, distribuido renovable y autóctono”.

■ Para la parte vendedora, indica Donoso, “los beneficios se establecen en el aseguramiento de venta de la energía producida en las condiciones pactadas, lo que le permite poder acceder a mercados financieros de forma más segura que ante un mercado fluctuante”. Además, añade, “le permite planificar con mayor rigor la producción en función de la demanda, incluso en periodos donde el suministro sea de cobertura y, por ello, tendrá mayor rigor en los conceptos de O&M”.

■ Gracias a los PPA, explica Donoso, “los vendedores de energía pueden mitigar el riesgo del proyecto, además de permitirse diversificar los flujos de ingresos”.

que un desarrollo eficiente en el futuro de los PPA, “pasa porque la contratación a plazo sea interesante para un conjunto de consumidores”. En su opinión, “no tiene sentido que se imponga el riesgo de los PPA o su contratación a los consumidores que no estén interesados en esta forma de contratación”. Afirmo que las futuras subastas de renovables “deben configurarse para que participen consumidores y productores”, a la vez que aboga por el fomento del mercado secundario de bloques de PPA, “ya que ello facilitará la participación y el interés de más consumidores y un mayor desarrollo del mercado de futuros de electricidad”.

En febrero del pasado año, la firma israelí Ellomay Capital, a través de su filial española Talasol Solar, firmó un acuerdo con una empresa energética internacional por el que ésta última proveerá una cobertura financiera de energía de entre 3.500 y 3.700 GWh/año por un periodo de 10 años para el Proyecto Talasol, una planta fotovoltaica de 300 megavatios en el municipio cacereño de Talaván.

El contrato FV más grande del mundo

En marzo de 2018, Cox Energy firmó el PPA fotovoltaico más grande del mundo con la comercializadora Audax para suministrar energía eléctrica procedente de los parques solares que la primera desarrollará en España y Portugal para producir más de 1.300 GWh/año de fotovoltaica. Mediante este contrato, Cox Energy atenderá la venta de electricidad acordada con una potencia instalada de 495 MWp en España y otros 165 MWp en Portugal, que totaliza un volumen de 660 MWp de potencia. A día de hoy, Cox Energy cuenta con más de 2.000 megavatios en proyectos en México, Chile, España y Portugal cuya producción está respaldada, de manera mayoritaria, por contratos de energía a largo plazo, tanto públicos como privados.

En el mes de abril, la alemana BayWa r.e firmó un PPA por 15 años con la noruega Statkraft para la construcción de la planta solar Don Rodrigo, de 170 MW de potencia, en la localidad sevillana de Alcalá de Guadaira. Ese mismo mes Engie, que gestiona unos 2 GW de generación renovable a nivel mundial a través de PPAs, firmó con Forestalia un contrato de 12 años para la construcción del *Proyecto Goya*, formado por 9 parques eólicos de 300 MW de potencia que se construirán en Fuendetodos (Zaragoza). En diciembre pasado, Engie España también firmó un acuerdo similar por 10 años con Grupo Adisseo para la totalidad de su consumo en su planta de Burgos procedente de un parque eólico cuya puesta en operación está prevista en 2020.

Iberdrola se ha apuntado el tanto de convertirse en la primera energética en



ISTOCK

Empresas de la talla de Iberdrola, Endesa y Repsol se suman a la firma de contratos PPA en España

España en firmar diferentes PPA con una entidad bancaria, una operadora de telecomunicaciones y una distribuidora. Los acuerdos firmados con Kutxabank, Euskaltel y Uvesco permitirán a estos grupos empresariales consumir electricidad renovable en todas sus instalaciones en España gracias al suministro de energía procedente de la planta fotovoltaica Núñez de Balboa, que la eléctrica construye en Usagre (Badajoz), con una potencia total de 391 megavatios. En enero de este año, Iberdrola ha anunciado el desarrollo de su primer complejo eólico en España, el Proyecto Cavar, compuesto por cuatro parques en Navarra cuya generación de energía será vendida a empresas a través de contratos bilaterales a largo plazo.

La compañía que preside Ignacio Galán desarrolla esta fórmula desde hace años en EEUU y México. En el país americano, ha firmado hasta el momento PPA con multinacionales norteamericanas para más de 800 MW y en México construye proyectos eólicos y fotovoltaicos con una potencia instalada de 600 MW, cuya venta de energía se realizará con contratos a largo plazo con

clientes industriales privados.

Endesa es otra de las primeras energéticas en España en firmar un PPA con una entidad bancaria. La eléctrica que preside Borja Prado lo ha hecho con el BBVA, que comprará la energía que produzca el nuevo parque eólico que Enel Green Power España construirá en España, que garantizará la producción de 80 GWh. La compañía eléctrica suministrará el 30 por ciento del consumo de BBVA mediante el parque eólico y el 70 por ciento mediante el modelo de suministro tradicional que incluye certificados verdes.

En julio de 2018, Factorenergía y Grupo Enhol firmaron el primer contrato PPA de nuestro país con una duración de 20 años. El acuerdo permitirá a Enhol poner en marcha dos parques eólicos en Navarra con una potencia instalada total de 90 megavatios que producirán 320 GWh al año, con los que Factorenergía podría abastecer a 80.000 familias.

En el último trimestre de 2018, Repsol ha cerrado sus dos primeros acuerdos de compraventa de energía a largo plazo con Solaria Energía y Medioambiente con una potencia total contratada de 102 megavatios, que permitirá a la petrolera la comercialización de electricidad 100 por cien renovable dentro de su

Axpo dará a conocer este año sus proyectos renovables en España

La experiencia de Axpo en operaciones PPA en varios países de Europa le llevó, en enero de 2018, a firmar el primer contrato de este tipo en Portugal, por un periodo de 10 años, para la financiación e instalación de una planta fotovoltaica de 28,8 MW en el concejo de Évora, que ya se ha puesto en marcha. En palabras de Ignacio Soneira, director general de Axpo Iberia, “estamos trabajando actualmente en varios proyectos de desarrollo en España y Portugal que se irán dando a conocer a lo largo del año”.

recién estrenada actividad de comercializadora energética. Estos acuerdos tendrán una duración de siete años y la potencia total se generará a través de dos instalaciones fotovoltaicas situadas en España.

En noviembre pasado, Holaluz también cerró su primer contrato de compraventa de energía a largo plazo con Raiola Future, que desarrollará 10 plantas fotovoltaicas en tres años entre España y Portugal con una capacidad total de 20 MW. La comercializadora, que se ha propuesto alcanzar los 1.000 MW en PPAs para finales de 2021, firmó otro contrato en enero de este año con EDF Solar, que garantiza la puesta en marcha de 120 MW fotovoltaicos y una producción global de 190 GWh en tres años en ambos países. Las dos primeras plantas, ya en construcción, se ubicarán en Toledo y Oporto. Actualmente están en tramitación otros proyectos, previstos entre mayo y septiembre de este año, en Castilla y León, Andalucía y Aragón.

Al cierre de esta edición, el último contrato PPA firmado en España del que tenemos constancia se ha producido entre Fortia Energía y Statkraft para grandes consumidores industriales en España y Portugal durante diez años. La energía se obtendrá de la cartera de Statkraft en España, que consiste en nuevos proyectos de energía eólica y solar actualmente en construcción.

Trabajar con grandes empresas de todo el mundo nos ha enseñado que la energía no está en el gas que buscamos, licuamos, transportamos, regasificamos y comercializamos.

La energía está en las empresas y en las personas que desde ellas cambian el mundo a mejor.

Para que esa energía no se detenga ponemos a su disposición un servicio único que solo la compañía experta en gas para empresas puede ofrecer.

unionfenosagas.com

CREEMOS EN LA
ENERGÍA
DE LAS EMPRESAS



UFG
UNION FENOSA GAS



Eduardo OLANO

Director General de Balantia

CONCHA RASO

Balantia lleva siete años en el mercado mejorando la competitividad de sus clientes a través de la eficiencia energética con muy buenos resultados. En los últimos cuatro años la compañía ha triplicado sus ingresos y se ha marcado como objetivo llegar a los 10 millones de euros de facturación en los próximos tres años. En los últimos tiempos, la digitalización y los datos se han convertido en uno de los pilares de la empresa a los que destinan más de la tercera parte de sus recursos. Actualmente, se encuentran en proceso de incorporación de un socio de relevancia, cuyo nombre se desvelará a finales de este primer trimestre, con el que pretenden crecer en escala y tipología de clientes.

Balantia nació hace siete años como la primera empresa de servicios energéticos para el sector turístico. ¿Cómo ha evolucionado la compañía en este tiempo?

La empresa ha crecido de manera sostenida, ampliando sus capacidades para dar respuesta a las necesidades cada vez más complejas en materia de energía a sus clientes. A nivel ingresos, solo en 2018 hemos duplicado nuestra facturación respecto al año anterior y en los últimos cuatro años la hemos multiplicado por más de tres. Empezamos como una empresa

“Estamos en disposición de multiplicar por cuatro el tamaño de la empresa por la digitalización y las renovables”

especializada en el sector turístico, muy atractivo por su volumen de mercado y tamaño pero bastante complejo y exigente porque está poco habituado a trabajar en la subcontratación de servicios a terceros y era muy pasivo en la contratación de servicios energéticos. En todo este tiempo hemos aprendido mucho y esto nos ha permitido expandirnos al sector terciario en general y al industrial, y ampliar nuestros servicios. Actualmente, Balantia trabaja con empresas líderes en sus respectivos sectores como Meliá o RIU en el ámbito hotelero, fondos de inversión con activos inmobiliarios como Blackstone a través de su gestora HIP, empresas industriales como Elis, medios de comunicación como Atresmedia o empresas energéticas como Endesa.

¿Cuáles son las líneas estratégicas del plan de negocio que tienen en desarrollo?

Acabamos de poner en marcha un nuevo plan estratégico para el periodo 2019-2022 que, además del propio crecimiento orgánico de la actividad, donde nos hemos marcado como objetivo multiplicar por cuatro el tamaño de la empresa y llegar a los 10 millones de euros de facturación, se centra en dos pilares de crecimiento fundamentales: los servicios ligados a la energía desde el ámbito de la digitalización y la integración de renovables -generación distribuida, almacenamiento- junto a vehículo eléctrico, integrando esas nuevas tendencias en cuanto a soluciones energéticas se refiere dentro de nuestro modelo de oferta integral de servicios a los clientes.

¿Qué importancia tiene la digitalización para una empresa como Balantia?

En un sector en plena transformación, los datos forman la base sobre los que se asentará la futura transición energética. Soluciones tan complejas como como la hibridación de proyectos de eficiencia con renovables, la gestión dinámica de la demanda o ir a fórmulas de *blockchain*, están asociadas a los datos. Consciente de ello, Balantia ha hecho una clara apuesta por la digitalización con el objetivo, por un lado, de ser más eficientes y robustos en los servicios tradicionales -hemos conseguido reducir entre un 30 y un 40 por ciento los costes internos de prestación de los mismos-, unido a la adquisición de nuevas capacidades sobre la base del uso de datos a través de nuestra plataforma de Big Data e Inteligencia Artificial. En este sentido, nos hemos reforzado en la capacidad de detectar de manera muy ágil el potencial de mejora de una instalación y en la integración de diversas soluciones adaptadas al cliente. Cómo afrontamos todo esto: siendo más



A. MARTÍN

“Hemos triplicado
nuestros
ingresos en los
últimos cuatro
años”

“Nos hemos
expandido al
sector terciario
en general y
al industrial”

“La tercera parte
de nuestros
recursos los
destinamos a
digitalización”

competitivos en el mercado desde el lado del precio en nuestros servicios convencionales y enriqueciéndolos con nuevas capacidades que vienen de la mano de los datos y la digitalización. Más de una tercera parte de los recursos de Balantia están enfocados en la digitalización que, para una empresa de nuestro tamaño, supone un esfuerzo muy elevado. En 2019, completaremos un plan de transformación digital trienal con un millón de euros invertidos y el desarrollo de una plataforma de soluciones digitales pionero en el sector.

¿De ahí su unión con Stratio?

Stratio es una empresa que, dentro del ámbito del *Big Data*, se le considera de las más prometedoras en Europa. En este sentido, hace más de un año desarrollamos una estrategia conjunta con el objetivo de cambiar sustancialmente el enfoque que históricamente se le ha dado a la prestación de servicios energéticos, estableciendo ahora los datos en el centro del modelo. La circunstancia que nos llevó a trabajar con Stratio fue el hecho de que habían liderado la transformación de otros sectores, como el bancario, desde el ámbito del *Big Data*. Se dieron cuenta de que el sector de la energía llevaba un retraso sustancial frente a otros sectores, como el de las telecomunicaciones, pero que podía seguir un camino similar porque genera muchos datos y, por tanto, se dan las condiciones idóneas para detectar oportunidades y trabajarlas desde este ámbito. Se trata de una iniciativa pionera que ya está produciendo resultados y que nos anima a seguir manteniendo la alianza con Stratio en 2019. Por otro lado, comentar que, dentro de la parte tecnológica y sobre los desarrollos digitales y las capacidades de explotación de datos adquiridas por Balantia, contamos en la actualidad con una infraestructura para la gestión energética de más de 20.000 instalaciones.

¿Es cierto que están buscando un nuevo socio?

Muy circunstancialmente, pero en línea con la estrategia de Balantia de acelerar su ritmo de crecimiento y hacerlo escalable para convertirnos en una empresa con un posicionamiento destacado en el mercado, estamos inmersos en un proceso de incorporación de un socio de relevancia a nuestro accionariado, con el que desarrollar un plan de crecimiento ambicioso sobre una gran base de clientes. Para ello se contrató a un asesor financiero y se hizo una lista de candidatos entre los que destacan las principales *utilities* del mercado y las empresas petroleras. El proceso ya está avanzado con varios



A. MARTÍN

candidatos y a finales del trimestre se dará por concluido.

¿Piensan ampliar el negocio a otra tipología de clientes?

Precisamente, uno de los segmentos en los que queremos entrar de la mano de nuestro nuevo socio es el de las pequeñas y medianas empresas, un nicho de mercado muy interesante donde poner en valor la experiencia y la infraestructura construida en el desarrollo de proyectos complejos para grandes clientes, con soluciones personalizadas, pero a un coste más bajo que las grandes porque el volumen de energía que consumen es mucho menor.

En estos años ha quedado patente la importancia que la eficiencia energética y la sostenibilidad tienen para las empresas. ¿Cuál cree que es la mejor manera de impulsarlas?

En el mundo de las empresas se ha producido un cambio de actitud,

“Entraremos en el sector de las pymes de la **mano de un nuevo socio**”

“Las empresas son más activas en eficiencia **energética y sostenibilidad**”

demostrando ser mucho más activas en estos ámbitos. Hace una década, la eficiencia energética venía traccionada por la búsqueda pura del ahorro. Hoy en día, hemos detectado que la eficiencia energética y la sostenibilidad están en el ADN de las compañías. Esto se traslada a todos los ámbitos de negocio y tiene un impacto claro en todo nuestro sector. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el mercado mundial de eficiencia energética creció hasta los 236.000 millones de dólares en 2017.

A tenor de todo lo que estamos comentando, ¿qué papel deberá jugar la financiación durante la transición energética?

Los profundos cambios que se están produciendo demandan grandes inversiones que deberán ser en parte soportadas por soluciones financiadas. Las ESE es previsible que mantengan su crecimiento hasta conseguir una penetración como la de otros mercados más maduros como el anglosajón. Por otro lado, gracias a los bonos verdes, un mercado que ha crecido muchísimo, se están abriendo palancas de financiación para las grandes compañías. La emisión de bonos verdes alcanzó en 2017 los 161.000 millones de dólares, el 29 por ciento de los cuales se dedicaron a la eficiencia energética, cifra similar a la destinada al desarrollo de energías renovables.

Las empresas tradicionales eléctricas están revisando sus modelos de negocio, mientras entran en el mercado de la electricidad compañías ligadas al petróleo junto a otras nuevas. ¿Qué movimientos se pueden esperar en el sector para los próximos años?

Desde el punto de vista de los actores tradicionales, ante un entorno cada vez más complejo por la transición energética, prevemos que las empresas líderes del sector sean muy agresivas para aprovechar su posición en el mercado y por ello han acelerado sus inversiones, tanto en generación como en la adquisición de capacidades a través de terceros. En los últimos 9 años, las *utilities* y *power & gas* europeas han participado en más de 220 operaciones de venture capital. En paralelo a esto, ha habido una eclosión de nuevas empresas de pequeño tamaño y alta especialización -algunas de base tecnológica- por el atractivo que ofrece el mercado, mientras que las empresas que ya estaban en el sector, como Balantia, hemos podido desarrollar nuestra actividad. No obstante, los clientes demandan soluciones integrales y tener pocos o un único interlocutor para la energía, por lo que nuestra perspectiva es que es un sector excesivamente fragmentado que acabará con una mayor concentración en los próximos años.

¿CUÁL ES LA ENERGÍA DE TU FUTURO?

ENDESA, COMPROMETIDA CON EL PROGRESO Y LA SOSTENIBILIDAD. Cada uno de nosotros tenemos una energía que nos impulsa a avanzar y construir el futuro que queremos. Y cada uno de nosotros hoy puede contar con esa energía sostenible para hacerlo. **Sea cual sea tu energía, cree en ella.**

What's your power?

endesa.com

 **TEATRO REAL**
200 AÑOS

endesa



Jorge González

Director Comercial y de Marketing de Gesternova
y presidente de la sección Fotovoltaica
de APPA Renovables

Los PPA son una buena alternativa para que el sector siga su desarrollo, en el que caben grandes, medianas y pequeñas empresas y para que la inversión en renovables no quede en manos de fondos de inversión y grandes eléctricas

Los PPA, una vía interesante para el desarrollo de la FV

Afortunadamente, hoy tenemos razones para estar esperanzados, casi eufóricos, en el sector renovable español después de un largo periodo de turbulencias. Para empezar, a nivel global, la inversión en energías limpias ha superado en 2018, y por quinto año consecutivo, los 300.000 millones de dólares; en nuestro país, por primera vez en muchos años, parece que estamos más protegidos de los nubarrones de la inseguridad regulatoria; y, por fin, nuestro mercado vuelve a estar en el foco del futuro energético por su potencial tecnológico, la experiencia de nuestras empresas y la abundancia de recursos en nuestro territorio, especialmente los eólicos y solares.

En el ámbito del *utility scale* estamos asistiendo al desarrollo de grandes proyectos fotovoltaicos a lo largo y ancho de toda nuestra geografía. La estrella invitada ahora es el PPA o *Power Purchase Agreement*.

Este tipo de contratos que, básicamente, establecen un precio por la energía y un compromiso de compra a largo plazo, parecen a priori la mejor forma de obtener financiación

de proyectos bajo la modalidad de *Project Finance* que tan buenos resultados ofreció en su momento.

Con nuestro pasado regulatorio, lleno de sobresaltos, los bancos y los fondos han aprendido que nuestros gobiernos no son de fiar. También estamos comprobando, visto el resultado de los arbitrajes internacionales, que los generadores de renovables estaban en posesión de la razón cuando reclamaban la vulneración de sus derechos con los cambios regulatorios con los que el sector fue duramente castigado.

Con este nuevo escenario, parece que el mercado imita el modelo anterior, pero sin intervención del marco regulatorio, y donde antes decíamos *feed-in tariff* ahora decimos PPA.

Pero hay más muchas más razones para fomentar las energías limpias y los contratos a largo plazo. Ahora que hemos incorporado el coste del CO2 a la generación, ha quedado en evidencia que contaminar es caro. En este contexto y con un frágil equilibrio entre ingresos y costes del sistema, merece la pena refugiarse en la certidumbre que pueden aportar este tipo de contratos.

Sin duda, la abundancia de PPAs debería generar liquidez

en el mercado de futuros y, por tanto, estabilidad en los precios de la energía a más largo plazo.

Existe un interés por parte de los generadores de establecer estos acuerdos, sin los cuales será muy difícil acceder a la financiación de nuevos proyectos por las razones anteriormente expuestas, pero también hace falta que el *off taker* o contraparte, tenga esa capacidad, solvencia y visión a largo plazo fundamentales en este tipo de contratos. Esta es, sin duda, la parte más difícil del proceso porque, como dice el refrán, “dos no pueden si uno no quiere”.

El hecho de que las cámaras de compensación desarrollen productos de compra venta de energía hasta seis o siete años vista demuestra que se ha despertado un interés por parte de comercializadores y consumidores, quizás espoleados también por el escenario de precios altos en el que nos hemos instalado.

Muchos han entendido que, para huir de la volatilidad, debemos mirar más allá de los dos años. Pero el músculo financiero es en este trinomio entre generador, *off taker* y financiador más importante que nunca y por desgracia, estamos viendo también que muchos actores no encajan en el papel. Otros, en cambio, prefieren participar de la evolución del mercado para adentrarse en este complejo mundo de los *Power Purchase Agreement* hoy todavía inmaduro.

Si bien es cierto que empezamos el año con anuncios importantes en este ámbito, podemos comprobar que en la práctica, son muy pocos los contratos cerrados con éxito en

nuestro mercado en el largo plazo, sobre todo si lo comparamos con los miles de megavatios de potencia en desarrollo en nuestro sistema eléctrico y el volumen de energía negociado en OMIE, lo que nos puede llevar a plantear la pregunta de si hay vida más allá de nuestro actual sistema de funcionamiento.

En mi opinión, de la misma manera que cuando se financia cualquier negocio, el financiador se somete a un acto de fe confiando en la devolución del préstamo, se echa de menos algo de imaginación en un negocio cuya única incógnita es el precio, pero que, a igualdad de condiciones económicas, tiene prioridad de acceso a la red con un coste de recurso cero.

Con el contexto actual en los mercados de futuros, cabe un nicho de mercado de pequeños proyectos, con riesgo *merchant* y apalancamientos más o menos grandes, más manejables en todos los aspectos como inversión privada. Quizás sea más difícil asegurar la rentabilidad en el corto plazo, pero regresan al espíritu de los famosos *huertos solares* para inversores con expectativas a largo plazo y sin la necesidad de un retorno inmediato de la inversión.

Por todo ello, considero que los PPA constituyen una buena alternativa para que el sector consiga un desarrollo estable, interesante para todas las partes y en el que además -y es una ventaja muy importante- caben grandes, medianas y pequeñas empresas para que la inversión en renovables no quede exclusivamente en manos de fondos de inversión y grandes compañías eléctricas.

Jorge González

Director Comercial y de Marketing de Gesternova
y presidente de la sección Fotovoltaica
de APPA Renovables

Si bien es cierto
que empezamos el año
con anuncios
importantes en este
ámbito, podemos
comprobar que en
la práctica, son muy
pocos los contratos
cerrados con éxito en
nuestro mercado
en el largo plazo



VESTAS PRESENTA 'ENVENTUS', SU NUEVA PLATAFORMA EÓLICA

La plataforma estará disponible, inicialmente, en dos nuevas variantes: la V150-5.6 MW y la V162-5.6 MW que, en conjunto, cubren condiciones de viento bajas, medias y altas. Ambos modelos podrán usarse globalmente y se agregarán a la amplia gama de turbinas de 2 y 4 megavatios de Vestas

ELECONOMISTA

Vestas lleva cuarenta años en el sector eólico desarrollando productos y soluciones que le han permitido reducir los costes de la eólica en el mercado. Tras haber conseguido un récord de pedidos en 2018 y el hito de los 100 gigavatios instalados, la compañía danesa ha presentado *EnVentus*, una innovadora plataforma modular que combina la tecnología probada y los diseños de sistemas de sus plataformas de 2, 4 y 9 megavatios con una modularidad avanzada, creando una base para reducir el coste de la energía de forma fiable y eficiente. Pensada inicialmente para el mercado terrestre, también puede utilizarse en eólica marina.

EnVentus estará disponible, inicialmente, en dos nuevas variantes: la V150-5.6 MW y la V162-5.6 MW que, en conjunto, cubren condiciones de viento bajas, medias y altas. Ambos modelos podrán usarse globalmente y se agregarán a la amplia gama de turbinas de 2 y 4 megavatios de Vestas.

Las turbinas cuentan con un convertidor a gran escala, capaz de cumplir con requisitos de red complejos y las exigencias de cada mercado local, que se combina con un generador de imanes permanentes para lograr la máxima eficiencia. El sistema se equilibra con un tren de potencia de velocidad media.

Con un área de barrido de más de 20.000 metros cuadrados, la turbina V162-5.6 MW ofrece el mayor tamaño de rotor en eólica terrestre. Combinada con un alto factor de capacidad, ofrece un 26 por ciento más de producción anual de energía que la turbina V150-4.2 MW, según las condiciones específicas del parque.

La firma considera que esta turbina es especialmente adecuada en condiciones de viento de bajo a medio, pero también tiene una aplicabilidad extensa en velocidades de viento medio altas, dependiendo de las condiciones específicas del sitio en el que esté situada. Se espera que el primer prototipo se instale a mediados de 2020 y que su producción en serie comience ese mismo año.

Por su parte, la turbina V150-5.6 MW utiliza el rotor existente de 150 metros de la firma y lo aplica a velocidades de viento más altas para ampliar sus posibilidades de uso. Cuando se combina con un generador mayor, la turbina incrementa el potencial anual de energía en un 30 por ciento respecto a la turbina V136-4.2 MW, según las condiciones del sitio en el que esté ubicada. Se espera que el primer prototipo de la V150-5.6 MW se instale en la segunda mitad de 2019, mientras que la producción en serie está programada para mediados de 2020.

El nombre de *EnVentus* es una combinación de los términos *energía*, *medio ambiente*, *inventar* y *ventus*, “de cara a englobar nuestra herencia pionera e innovadora dentro de la eólica y la aspiración de liderar la transición global hacia un sistema energético más sostenible”, según Vestas.

PYME

ALDRO ENERGÍA | Luz, Gas, Eficiencia

Somos tu energía,
para seguir creciendo

Soluciones inteligentes y
eficientes para tu empresa



Ahorro

Tarifas de luz y gas
adaptadas a tus
niveles de consumo



Servicios

Los mejores servicios
de reparación y
mantenimiento,
para garantizar
tu tranquilidad



Eficiencia

Soluciones eficientes
e innovadoras para
optimizar tu consumo



**Aldro
te entiende**

Atención y asesoramiento
personalizados

Bienvenid@ a
**la compañía
que te entiende**



CONTRATA YA
900 37 37 63
aldroenergia.com



										
	ESPAÑA	AUSTRIA	BÉLGICA	BULGARIA	CHIPRE	REP. CHECA	CROACIA	DINAMARCA	ESTONIA	FINLANDIA
Gasolina	1,212€	1,168€	1,302€	0,975€	1,082€	1,190€	1,249€	1,506€	1,255€	1,439€
Gasoil	1,166€	1,212€	1,413€	1,064€	1,170€	1,211€	1,269€	1,375€	1,265€	1,401€

EL SECTOR DEL AUTOMÓVIL PIDE PLANES CONCRETOS EN **MATERIA DE EMISIONES**

Dicen que los nuevos estándares europeos de emisiones de CO₂ para coches y camionetas son muy complicados de alcanzar y piden calma para que este proceso no se haga de manera acelerada y evitar así posibles impactos negativos en el sector

CONCHA RASO

Uno de los principales retos que tiene que afrontar Europa en la próxima década en su lucha contra el cambio climático es reducir al máximo posible los niveles de dióxido de carbono (CO₂) del transporte por carretera, actualmente responsable del 19,5 por ciento de todas las emisiones de la Unión Europea (UE), como paso previo para alcanzar la neutralidad climática en la segunda mitad de este siglo.

Se trata de un tema espinoso que, sin duda, condicionará el futuro de la industria automovilística europea y sobre el que las distintas instituciones comunitarias no conseguían ponerse de acuerdo. Mientras que la Comisión Europea (CE) propuso hace más de un año reducir en un 30 por ciento dichas emisiones, los países de la UE fijaron el recorte en el 35 por ciento en octubre pasado, mientras que el Parlamento Europeo lo hizo en un 40 por ciento.

Finalmente, el pasado 17 de diciembre, el trío logaba alcanzar un acuerdo que recoge los nuevos estándares de emisiones de CO₂ para automóviles y camionetas ligeras en la UE, a las que deberán ceñirse los fabricantes para el período posterior a 2020.

A partir de ese momento, las emisiones de los nuevos modelos de coches tendrán que ser un 37,5 por ciento más bajas en 2030 en comparación con



ISTOCK

Impuesto al diésel y caída de las ventas

El Gobierno ha incluido en el proyecto de Presupuestos Generales una subida del Impuesto de Hidrocarburos para el diésel de 3,8 céntimos por litro. Si finalmente ven la luz, los conductores pagarán una media de 2,3 euros más por depósito.

Respecto a la venta de vehículos, las matriculaciones de turismos y todoterrenos en el mes de diciembre descendieron un 3,5 por ciento respecto al mismo periodo del año anterior, superando las 99.000 unidades, aunque en el acumulado del año crecieron un 7%, por encima de 1.300.000 unidades.

Desde Anfac opinan que en la matriculación de vehículos de 2018 han confluído circunstancias muy diferentes que han distorsionado un tanto el mercado y que afecta a las ventas, sobre todo a la de los coches diésel, que “van hacia abajo y sin suelo previsible”. La Asociación de Fabricantes de Automóviles espera que la nueva carga fiscal al diésel “se revierta en la compra de vehículos alternativos”.

									
	MALTA	PAÍSES BAJOS	POLONIA	PORTUGAL	RUMANIA	ESLOVAQUIA	ESLOVENIA	SUECIA	REINO UNIDO
Gasolina	1,360€	1,562€	1,109€	1,411€	1,066€	1,250€	1,190€	1,434€	1,349€
Gasoil	1,230€	1,318€	1,164€	1,337€	1,154€	1,195€	1,197€	1,512€	1,460€



REUTERS

2021, mientras que las emisiones de las nuevas camionetas tendrán que ser un 31 por ciento menores. Paralelamente, se ha pactado un objetivo parcial de reducción de las emisiones en un 15 por ciento, tanto para coches como para furgonetas, para 2025. El acuerdo, de carácter provisional y que forma parte del paquete de movilidad limpia, deberá ser aprobado por el Parlamento y el Consejo para que se convierta en normativa comunitaria.

Aunque el comisario europeo de Acción por el Clima y Energía, Miguel Arias Cañete, señaló que la nueva legislación “permitirá que los consumidores ahorren dinero al repostar, ayudará a nuestra industria a abrazar la innovación hacia la movilidad de cero emisiones y fortalecerá aún más su liderazgo mundial en vehículos limpios”, lo cierto es que los fabricantes de automóviles europeos, agrupados en la patronal ACEA, no han dudado en expresar su preocupación por unos objetivos que califican de “demasiado exigentes” y que consideran que “tendrá efectos negativos sobre los precios, las ventas y el empleo”.

La industria está haciendo grandes esfuerzos para reducir las emisiones en el transporte

La industria de la automoción está en un momento de cambio que se acrecentará en los próximos diez años. La Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (Anfac) considera que los objetivos son “muy ambiciosos” y, por tanto, “muy complicados de alcanzar”, lo que obligará a las empresas “a concentrarse en la fabricación de vehículos eléctricos y de otros con motor alternativo para cumplir con estos requisitos”. De hecho, algunas de las principales marcas ya han anunciado importantes inversiones para electrificar sus gamas o eliminar paulatinamente su oferta diésel.

Objetivos ambiciosos

Desde Anfac señalan que si el objetivo del 30 por ciento que planteó la Comisión Europea “ya nos parecía elevado”, los objetivos acordados antes de final de 2018 “dificultan mucho más la tarea”. Recuerdan que la industria ya ha hecho una reducción de emisiones “muy importante” y que los porcentajes “deben ir acorde con la evolución de la tecnología”.

Según datos de la UE, el nivel medio de emisiones de un vehículo nuevo vendido en Europa en 2017 fue de 118,5 gramos por kilómetro (g/km) de CO₂, lo que supone una disminución de 22 g/km respecto a los niveles de 2010 (140,3 g/km), una cifra que aún se aleja del objetivo de 95 g/km de CO₂ marcado en 2021. En el caso de España, los últimos datos también indican un descenso en 20 g/km de las emisiones de CO₂ en la venta de coches nuevos en el mercado español a finales de 2018 respecto a los de 2010, (117 g/km vs 137,9 g/km), aunque en los dos últimos años está repuntando. (Ver cuadro adjunto).

En declaraciones a *elEconomista Energía*, Noemi Navas, directora de comunicación de Anfac, afirma que la industria está “muy comprometida” con la descarbonización del parque de automóviles y que está haciendo “grandes esfuerzos” para conseguirlo, “a pesar del momento tan complicado que estamos viviendo, marcado por las noticias sobre un menor crecimiento económico, la puesta en marcha de medidas proteccionistas, la

34	CARBURANTES						elEconomista	Energía	
									
	FRANCIA	ALEMANIA	GRECIA	HUNGRÍA	IRLANDA	ITALIA	LETONIA	LITUANIA	LUXEMBURGO
Gasolina	1,431€	1,338€	1,488€	1,090€	1,319€	1,491€	1,172€	1,102€	1,134€
Gasoil	1,407€	1,236€	1,337€	1,206€	1,259€	1,436€	1,165€	1,097€	1,066€

incertidumbre a la hora de afrontar la compra de un vehículo, o la adaptación a las nuevas tecnologías, entre otros asuntos”.

La portavoz de la asociación ha señalado que, más allá del objetivo del 37,5 por ciento, lo que les resulta más complicado es el objetivo intermedio del 15 por ciento en 2025, “porque deja muy pocos años para adaptarse”. Según Navas, este proceso provocará, entre otras cuestiones, que “queden fuera del mercado ciertas tecnologías por no ser suficientemente competitivas y que algunas marcas tengan que reestudiar algunos de sus modelos actuales”.

Planes para gestionar la transición

Aunque desde Anfac están de acuerdo en que los nuevos objetivos supondrán “una oportunidad para la industria española a la hora de mejorar el nivel de competitividad de las plantas, atraer nuevos modelos y mejorar el nivel de cualificación y especialización de los trabajadores”, llaman a la calma para que este proceso no se haga de “manera acelerada” y así evitar posibles impactos negativos.

En el caso del empleo, señala Navas, hay estudios que afirman que la rápida introducción del vehículo eléctrico con unas cuotas de mercado muy altas “podría suponer un impacto en el empleo de hasta el 18 por ciento”. Si se hace de manera ordenada, indica, “se perderá empleo en unos determinados perfiles, pero también se abrirán nuevos perfiles”. A nivel formativo, “pedimos que se incremente el peso en la FP dual para que los estudiantes se puedan formar en las propias fábricas”.

En este sentido, la responsable de comunicación de Anfac pide a los responsables políticos que actúen con rapidez, “elaborando planes concretos para gestionar esta transición de la mejor manera posible y que conviertan a España en un polo de atracción de vehículos alternativos”. A su juicio, una de las medidas clave sería “la concesión de ayudas para la mejora de los procesos, orientadas a la investigación que realizan no solo las *startups* y las pymes, sino también las grandes empresas”.



GETTY

Movilidad sostenible en un parque empresarial

■ **Más de 70 empresas y 1.700 empleados del Centro de Negocios Eisenhower (Madrid) podrán beneficiarse de los servicios de carsharing y van pooling (compartir una misma furgoneta) puesto en marcha por Celingr, gracias al acuerdo alcanzado con el grupo inmobiliario Realia. El convenio de colaboración representa un paso importante en materia medioambiental para el parque empresarial, ya que evitará el vertido de alrededor de 110 toneladas anuales de CO2 a la atmósfera.**

Está claro que el vehículo del futuro es un vehículo más sostenible, compartido y conectado, y al final las automovilísticas van a terminar convirtiéndose en proveedoras de servicios de movilidad más que en fabricantes exclusivamente de vehículos. De hecho, algunas marcas ya lo están haciendo. Daimler tiene inversiones en empresas de servicios de movilidad como car2go, Movel y Mytaxi. PSA tiene el cien por cien de Emov y de Free2Move, y otras como Volkswagen han puesto en marcha MOIA, el único coche de *ride pooling* eléctrico de seis plazas del mundo.

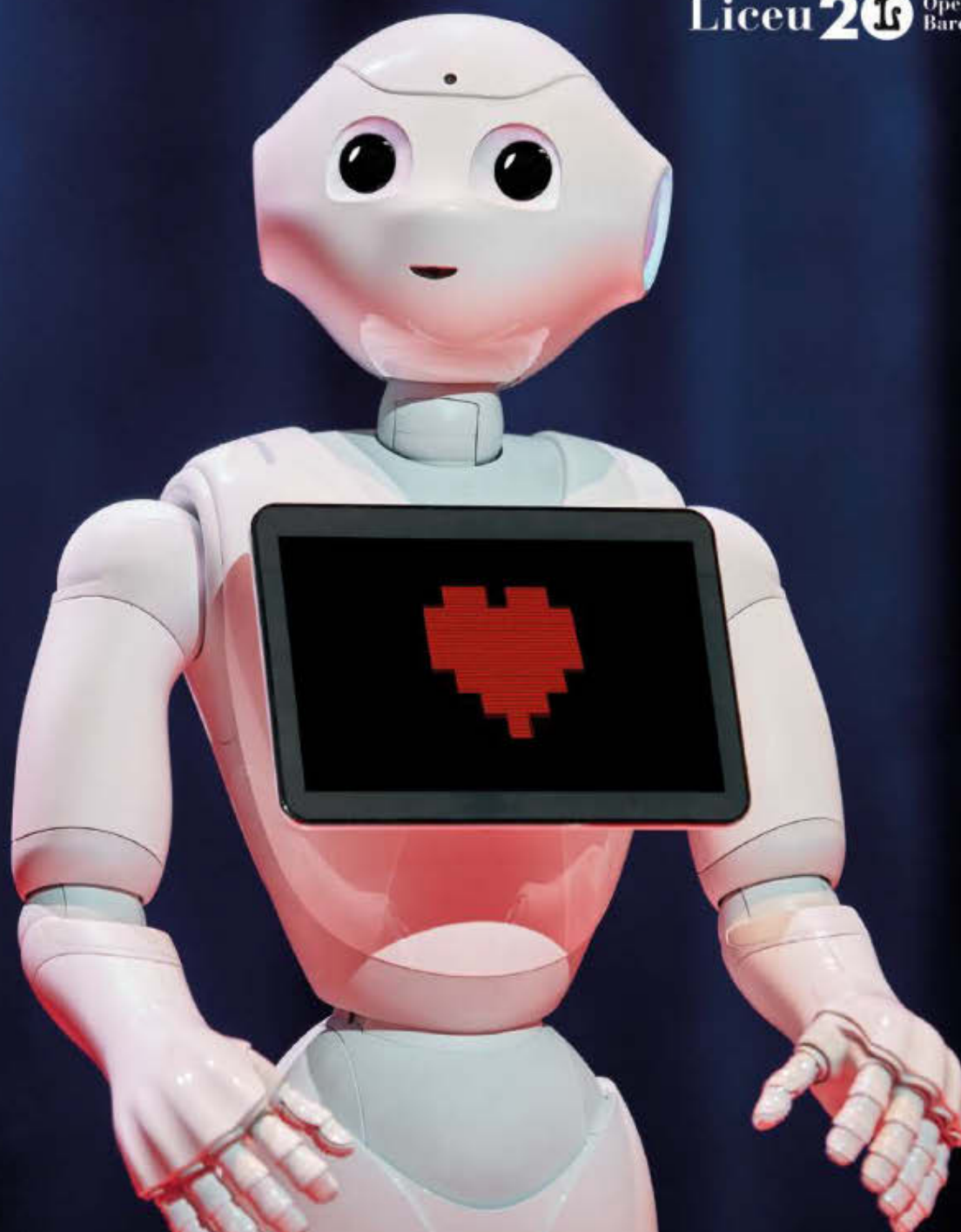
Todas estas iniciativas pasan por la tecnología de la información y porque no haya tanto un uso individual del vehículo privado sino un uso compartido, para que la movilidad sea más eficiente. “No se trata de tener más coches, sino los mejores coches”. No nos sirve de nada tener un parque automovilístico muy grande si la edad media de los vehículos supera los 12 años. Sería mucho mejor tener menos vehículos pero que sean de mayor valor añadido y que estuvieran trayendo la mejor tecnología a nivel medioambiental y las mejores medidas de seguridad vial, de conectividad, etc.

Hoy empieza el futuro

Relojes que calculan calorías,
brazos mecánicos que cocinan
o robots que te enseñan idiomas.
Sí, el futuro ya ha llegado y hoy
Gas Natural Fenosa empieza a
escribir el suyo con más energía
que nunca. Como una nueva
compañía. Más flexible, más ágil
y más cercana.

**Hoy Gas Natural Fenosa
es Naturgy.**

Naturgy 





Ecopetrol halla un yacimiento de crudo en Colombia

Ecopetrol ha anunciado el hallazgo de un nuevo yacimiento de hidrocarburo ligero en la localidad colombiana de Arauquita. El pozo Cosecha C-1 tiene una producción de 3.025 barriles diarios y una profundidad de 3.300 metros. Se trata del segundo hallazgo de hidrocarburos en Colombia en 2019. El primero corrió a cargo de la estatal india ONGC Videsh Limited, en el departamento de Meta, con un potencial de más de 4.000 barriles diarios.



BP inaugura dos estaciones de servicio

Con la inauguración de dos nuevas estaciones de servicio en Dos Hermanas (Sevilla) y Matalascañas (Huelva), BP España suma 228 gasolineras en Andalucía, lo que supone una cuota de mercado del 14% en esta región, que engloba también las estaciones de Melilla. Su objetivo es conseguir los máximos niveles de calidad y sostenibilidad, aplicando la tecnología más avanzada para crear estaciones más eficientes y respetuosas con el medioambiente.



Acuerdo entre Cepsa y Masdar en renovables

Cepsa y Masdar fortalecen su colaboración en energías renovables gracias a un nuevo acuerdo sellado recientemente en Abu Dabi, que establece las líneas de actuación para hacer crecer el portfolio de renovables de ambas compañías. El foco principal se centrará en las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, en España y Portugal, donde Cepsa está interesada en desarrollar una capacidad entre 500 y 600 megavatios en los próximos cinco años.



Repsol confirma el gran potencial de su pozo en Alaska

Repsol se ha anotado un importante éxito exploratorio. La petrolera ha cerrado los primeros trabajos de la campaña invernal en Alaska, que han confirmado la presencia de hidrocarburos en la parte sur de la unidad Pikka, donde se ha completado el primer pozo de delineación, conocido como Pikka-B. El consorcio encargado de las operaciones ha alcanzado hidrocarburos a una profundidad de 1.200 metros en la formación Nanushuk.



Volkswagen crea la compañía energética Elli

Volkswagen ha creado Elli Group, una empresa con sede en Berlín que desarrollará productos y servicios relacionados con la energía y la carga de vehículos de las marcas del grupo. Elli irá construyendo gradualmente una cartera de tarifas *inteligentes*, puntos de carga Wallbox y estaciones, así como un sistema de administración de energía basado en Tecnologías de la Información (TI). La nueva compañía también ofrecerá energía renovable.



ADAPTAMOS LA ENERGÍA
A TU EXIGENCIA,
PARA QUE TU COCHE,
TU CASA Y TU EMPRESA
SEAN MÁS EFICIENTES.



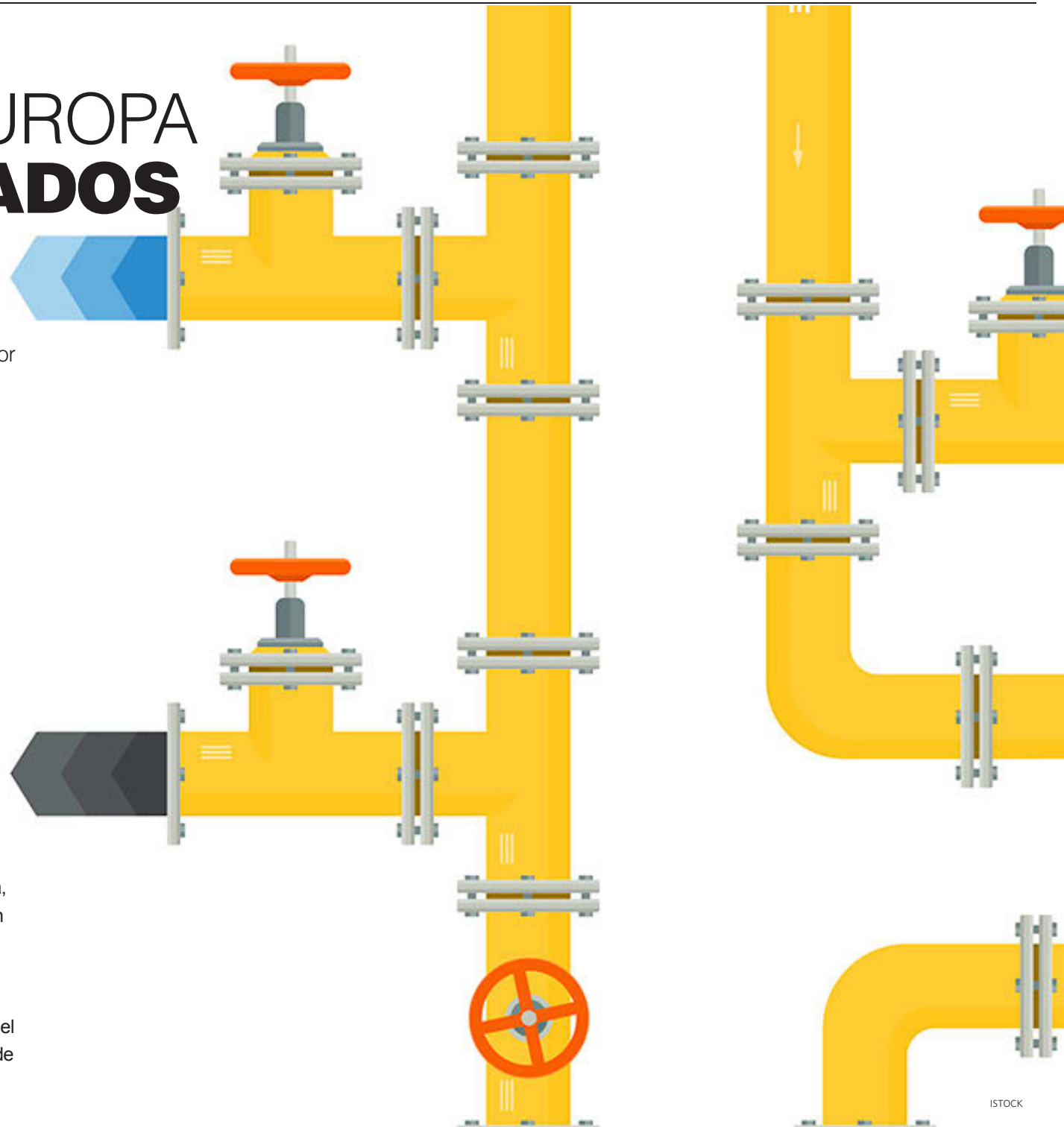
EL 70% DE LOS CONTRATOS EN EUROPA DE GAS, **VINCULADOS A UN 'HUB'**

El 'hub' holandés (TTF) e inglés (NBP) siguen siendo los que mejor funcionan en la Unión Europea y se distinguen del resto por el mayor desarrollo de sus mercados a plazo

CONCHA RASO

La Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental (Funseam) y la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aeléc), celebraron a mediados de enero en Madrid, en la sede de ésta última, un seminario en el que el director de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (Acer), Alberto Pototschnig, analizó en detalle el comportamiento de los mercados mayoristas y minoristas europeos de gas natural y electricidad.

El análisis tiene su base en los datos del informe que la agencia europea, junto al Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER), elaboran anualmente sobre ambos mercados, y en el que también aparece información sobre los precios finales y sus diferentes componentes para clientes industriales y domésticos, tanto en gas como en electricidad. El informe de este año incluye, asimismo, un volumen específico centrado en el proceso de empoderamiento de los consumidores, el grado de protección de los mismos -especialmente de los más vulnerables-, así como el grado de



participación activa en los diferentes mercados energéticos. Se trata de la primera vez que este informe se presenta fuera de su sede en Bruselas.

Por lo que se refiere a los mercados mayoristas de gas natural, el informe destaca la elevada dependencia de Europa de las importaciones de este combustible. En 2017, la UE importó el 76 por ciento de sus necesidades de gas -principalmente de Rusia, Noruega y Argelia-, un año en el que la demanda aumentó un 5 por ciento. Las importaciones de GNL aumentaron un 12 por ciento, mientras que la producción nacional siguió disminuyendo, situándose en el 24 por ciento del consumo de la UE.

La media europea de los volúmenes negociados en los hubs en 2017 disminuyó un 3 por ciento. TTF, NBP y NCG disminuyeron (2,5 por ciento, 4,9 por ciento y 16,8 por ciento respectivamente), mientras que en otros *hubs* el volumen negociado continuó creciendo, pero a menor ritmo que el año anterior, excepto en el mercado español donde el volumen se triplicó. Por su parte, los precios de los *hubs* del Norte se incrementaron un 20 por ciento comparados con el año anterior, mientras que el 70 por ciento de los contratos de suministro fueron vinculados al precio de un *hub*, con grandes diferencias entre regiones -que van de media del 92 al 10 por ciento, según el informe de IGU-.

Más seguridad de suministro

Una de las principales características del sistema europeo de gas, explicó Pototschnig, es su alto nivel de seguridad de suministro, que ha mejorado aún más gracias a la mayor transparencia de precios y a la mayor elección que ofrecen los *hub* de gas. En 2017, solo se utilizó el 25 por ciento de la capacidad disponible de las instalaciones de GNL, la tasa de uso de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas fue del 57 por ciento y el índice de utilización de los puntos de interconexión transfronterizos también se estimó en un 57 por ciento. Las inversiones en infraestructura y medidas regulatorias -como la aplicación de flujos inversos- para aliviar los cuellos de botella parecen ser efectivas, excepto en algunas regiones del sur-sureste.

Según el director de Acer, el sistema de gas europeo mostró altos niveles de resiliencia en 2017 frente a sucesos inesperados y condiciones climáticas, debido al hecho de que muchos mercados

han mejorado en términos de flexibilidad y liquidez y a que la infraestructura actualmente disponible puede garantizar el suministro de gas, en la mayoría de los casos de múltiples fuentes. En este sentido, los mercados en la región del noroeste de Europa tienden a ser los más competitivos y resistentes. Algunos Estados miembros todavía dependen de una sola fuente, lo que dificulta el desarrollo de un mercado mayorista de gas competitivo.

Por otro lado, señaló Pototschnig, los mercados mayoristas de gas europeos continuaron mostrando un crecimiento de los niveles de convergencia en 2017. En términos de costes de abastecimiento, la media de distribución entre Estados miembros estuvo, en la mayoría de los casos, por debajo de 1 euro megavatio hora (€/MWh), mientras que hace un par de años era común diferenciales de 5 euros/MWh.

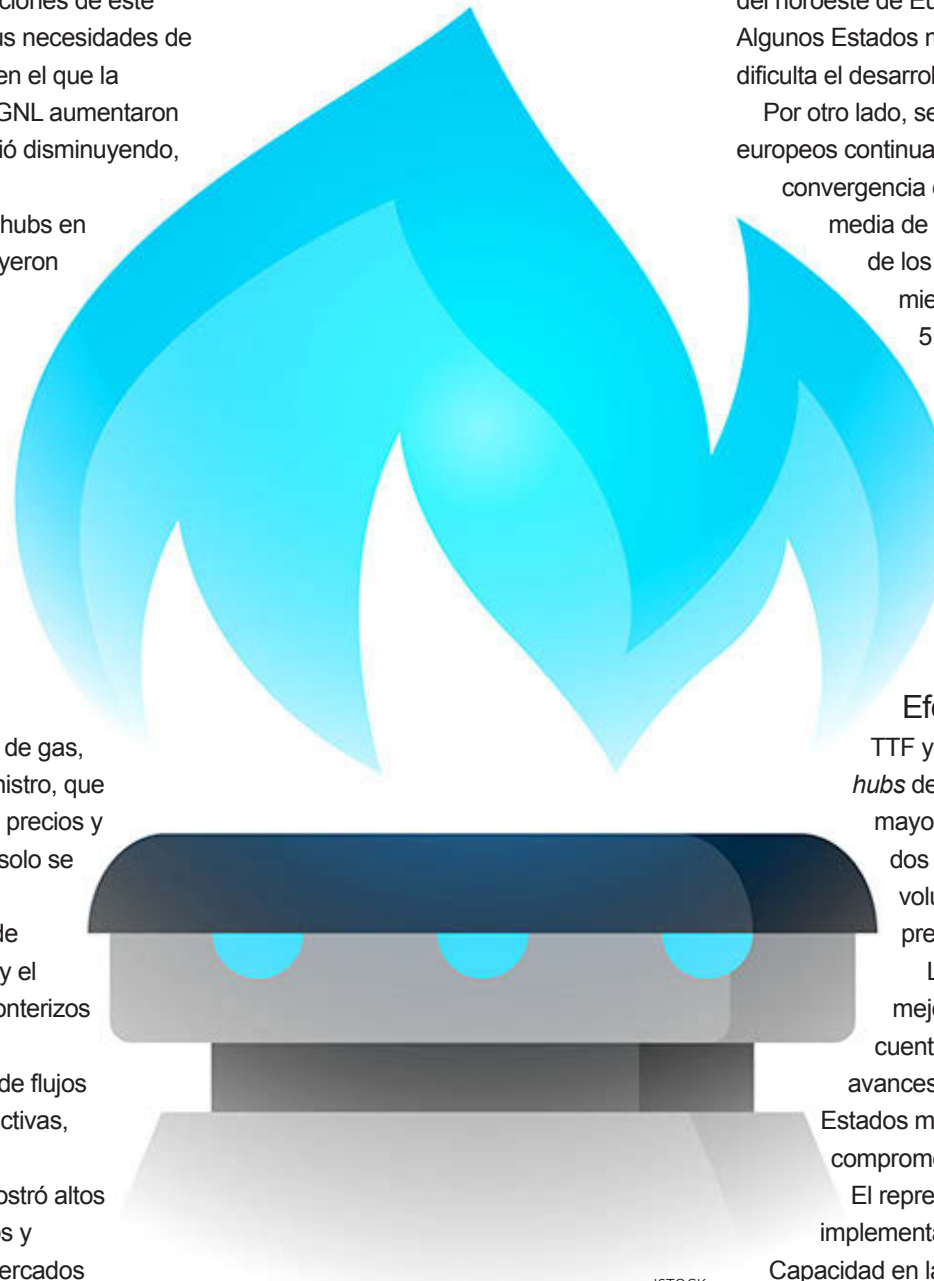
En el caso de los precios, los *hubs* de gas en el noroeste de Europa registraron la mayor convergencia de precios en la UE, especialmente en la región de Europa Central y Oriental, siendo menor en los *hubs* mediterráneos debido, entre otras razones, a unos niveles de capacidad de interconexión menores, el establecimiento de tarifas de transporte y un funcionamiento más débil del *hub*.

Efectos positivos del Código de Red

TTF y NBP, según recoge el informe, siguen siendo los mejores *hubs* de funcionamiento de la UE y se distinguen del resto por el mayor desarrollo de sus mercados a plazo. De hecho, en los dos últimos años TTF incluso ha superado a NBP tanto en volúmenes negociados como en su papel como fijador de precios en Europa.

Las diferencias entre regiones donde los *hubs* funcionan mejor -en su mayoría en el noroeste de Europa- y las que no cuentan con *hubs* transparentes, han aumentado. Si bien hubo avances positivos notables en las regiones ibérica y báltica, otros Estados miembros se han quedado atrás, aunque varios se han comprometido a hacer esfuerzos de integración.

El representante de la agencia europea afirmó que la implementación del Código de Red del Mecanismo de Asignación de Capacidad en las redes de transporte de gas (CAM NC), está teniendo



efectos positivos en los niveles de reserva de la capacidad de transporte y el funcionamiento del mercado, especialmente con respecto a los productos de capacidad a corto plazo.

Sin embargo, la mayor parte de la capacidad de transporte en 2017 se asignó a través de contratos heredados a largo plazo reservados antes de la implementación del CAM NC, aunque su participación está disminuyendo. Los contratos de capacidad celebrados antes de finales de 2015 representaron el 93 por ciento del total de las capacidades reservadas en 2016, disminuyendo al 84 por ciento en 2017.

La gestión comercial de los puntos de interconexión de la UE está incorporando gradualmente los fundamentos del mercado a corto plazo y las señales de precios proporcionadas por los *hubs*. Además de la CAM NC, la implementación del Código de Equilibrio de la Red (BAL NC) y de las directrices de Procedimientos de Gestión de la Congestión (CMP GL) contribuyen a esta tendencia.

Sin embargo, los índices de utilización de los puntos de interconexión en 2017 aún reflejaban en gran medida los términos contractuales históricos y el nivel de integración entre los mercados interconectados. Persistieron importantes diferencias entre los puntos de interconexión y las zonas comerciales. Los Estados miembros con mercados de gas que funcionan bien o mejoran son los que más se benefician de la implementación de los Códigos de Red.



Mercados minoristas y protección del consumidor

Los datos del informe elaborado por Acer y Ceer sobre los mercados minoristas de gas y electricidad, indican que en 2017 los precios medios de venta al por menor de energía para los hogares en la Unión Europea (UE) bajaron por segundo año consecutivo, aunque siguen siendo más altos que en 2008. En estos años, la caída ha sido más pronunciada para los consumidores industriales que para los hogares, siendo también más pronunciada para el gas que para la electricidad.

En 2017, la proporción del componente de energía en los precios minoristas de electricidad y gas disminuyó por quinto año consecutivo, representando sobre un tercio (35%) de las facturas de electricidad y casi la mitad (49%) de las facturas de gas. En este lustro, la importancia relativa de los cargos para financiar los subsidios a las renovables se ha más que duplicado y su participación en el precio minorista de electricidad final ha aumentado del 6 por ciento en 2012 al 14 por ciento en 2017.

Por lo que se refiere al consumidor, el informe señala que las tasas de desconexión por impago en 2017 rara vez superaron el 1%, aunque en algunos Estados miembros se alcanzó el 7%. Esta cifra es baja porque no está permitido desconectar a los consumidores sin un período de notificación mínimo (entre tres semanas y dos meses). Por otro lado, el porcentaje de hogares que sufren pobreza energética en algunos Estados miembros alcanzó el 10 por ciento, tanto en gas como en electricidad.

De acuerdo con la Directiva de Electricidad, los Estados miembro deben conseguir que, en 2020, el número de contadores inteligentes de electricidad en los hogares alcance el 80%. El despliegue de contadores inteligentes a finales de 2017 había superado ligeramente el 50% en nueve Estados miembros, con España a la cabeza con prácticamente el 100% de contadores instalados. El despliegue de contadores inteligentes de gas todavía es limitado, ya que solo ha comenzado en cinco Estados miembros.

**Viesgo, la única
compañía de luz
que te dice tu
consumo en euros**

VIESGO



**Pásate a Viesgo
y evoluziona**

900 11 88 66
viesgoclientes.com

Alberto Contador
Experto en gestión de energía

**Isaac del Moral**

Director de Energía de Aspapel

En la llamada transición energética, el gas natural no sólo debe servir como puente para la descarbonización de la sociedad, sino que debe seguir siendo clave en la seguridad del sistema eléctrico y en la eficiencia energética

Transición energética: paso a paso

A finales de los 80, estaba en el colegio ante la tesitura que todos los adolescentes vivimos en algún momento: elegir entre ciencias o letras, la primera gran elección de nuestras vidas que determinaría en gran medida nuestro futuro profesional.

La decisión de aquellos proyectos de persona venía muy marcada por el entorno y mentalidad del momento, básicamente como ahora y, en mi caso, estuvo condicionada por mis sueños, muy parecidos a los de mis amigos, que por aquel entonces soñábamos con conducir el coche más potente del mercado.

Nos maravillaba el rugido del motor al pisar el pedal del acelerador, el olor de la gasolina nos embriagaba y las persecuciones de las películas americanas nos dejaban ojipláticos. ¡Las veces que vi a Steve McQueen saltando por las calles de San Francisco en su Mustang del 68 quemando gasolina con el chirrido de sus neumáticos!

Y elegí ciencias. A medida que pasaban los cursos me quedaba más maravillado de lo que podía obtenerse simplemente añadiendo oxígeno a un hidrocarburo: la

liberación de una ingente cantidad de energía. La reacción química era un prodigio de la naturaleza, poco importaba que al final apareciera algo llamado CO₂.

Y de la misma manera, acabados mis estudios de bachillerato, opté por la carrera de ingeniero industrial y derivé en la especialidad de Técnicas Energéticas. Allí conocí a los señores Carnot, Rankine, Brayton y aprendí lo que era ser eficiente de la mano de la cogeneración y de los ciclos combinados.

El tiempo ha pasado y las motivaciones de los jóvenes han cambiado. Eso está bien. El actual estado de bienestar, conseguido con las generaciones anteriores, ha llevado a la sociedad a poder poner en primer plano la preocupación por el medioambiente. Eso está aún mejor.

El potencial de las energías renovables permitirá, en un futuro próximo, reducir notablemente las emisiones de gases de efecto invernadero, pero es cierto que para llegar al futuro hay que pasar por el presente. Como en una carrera de fondo, se llega a la meta paso a paso, de manera constante y no dando saltos.

En la llamada transición energética, el gas natural no sólo

debe servir como puente para la descarbonización de la sociedad, sino que su papel debe seguir siendo clave en la seguridad del sistema eléctrico y en la eficiencia energética. Y es en la eficiencia energética donde gas natural y cogeneración forman una pareja ideal.

Como ingeniero, quiero olvidarme de aspectos regulatorios y otros referidos a la remuneración económica de la cogeneración y centrarme en mis estudios de Termodinámica, en los que aprendí que no hay manera más eficiente de producir calor para un proceso industrial que mediante la cogeneración, en la que además se obtiene como subproducto electricidad. Es la expresión más evidente de la maximización del rendimiento energético.

A veces es bueno recordar lo evidente. El gas natural es el hidrocarburo menos hidrocarburo de todos, con una proporción de un átomo de carbono por cada cuatro de hidrógeno.

Debemos apostar decididamente, al menos para el corto y medio plazo, por un papel relevante del gas natural, aún más y con una visión local considerando las infraestructuras con las que cuenta España. Y a más a más, definir la figura del consumidor industrial gas-intensivo.

La necesaria electrificación del sistema para absorber toda la energía renovable que se generará, debe ser una electrificación ordenada, secuencial y con fundamento.

Aún queda mucho recorrido en el perfeccionamiento de las baterías de almacenamiento. Es seguro que se conseguirán baterías que almacenen gigas de energía a coste competitivo y que puedan ser utilizadas a escala industrial, porque está en la

naturaleza del ser humano lograr los objetivos que se propone. Pero el camino hay que recorrerlo sin atajos y aprendiendo de la experiencia.

Resulta inevitable recordar la primera fase en la que se sustituyeron las bombillas incandescentes por las llamadas de ahorro, que no sólo eran coquetas en su forma, sino que también lo eran para encenderse, tomándose su tiempo hasta llegar a la plena luminosidad, tiempo suficiente para ir a la cocina y tomar un vaso de agua en una perezosa penumbra y volver a los quehaceres añorando la vieja e instantánea bombilla incandescente. Y todo eso para que, unos meses después, salieran al mercado las bombillas led que ahora disfrutamos.

Nuestras bombillas de ahorro ocupan ahora un lugar eterno en los trasteros, amén del coste económico que nos supuso. Debería servir de ejemplo aplicable a las baterías de almacenamiento.

Mientras siga existiendo el tiempo anticiclónico y las noches, será necesario contar con las tecnologías convencionales más eficientes y con los combustibles menos contaminantes.

El mundo avanza y eso está bien. Para llegar a los tan necesarios objetivos medioambientales hay que pasar por todas las etapas intermedias sin dejarse ninguna, esa es la forma de conseguirlo.

Es verdad que las persecuciones de coches por las calles de San Francisco no serán lo mismo con los coches eléctricos, pero es un peaje que estamos gustosos y dispuestos a pagar.

Isaac del Moral

Director de Energía de Aspapel

La manera más eficiente de producir calor para un proceso industrial es la cogeneración, en la que además se obtiene como subproducto electricidad. Es la expresión más evidente de la maximización del rendimiento energético



Antonio España, nuevo director financiero de Redexis

Redexis ha nombrado a Antonio España nuevo director financiero de la compañía. El nuevo fichaje de Redexis, que cuenta con más de veinte años de experiencia en posiciones ejecutivas y de consultoría estratégica, se responsabilizará del área económico-financiera de la compañía, incluyendo la financiación y las relaciones con inversores, además de incorporarse al Comité de Dirección y resto de órganos de deliberación estratégica.



Nedgia, socia de la entidad de gas renovable europea

Nedgia, la distribuidora de gas del grupo Naturgy, se ha integrado como socia de la European Renewable Gas Registry (ERGAr), la asociación empresarial de gas renovable de Europa, con el objetivo de avanzar en su firme apuesta por el gas renovable como solución para contribuir a la descarbonización de la economía. ERGAr está formada por una veintena de miembros y aspira a convertirse en la organización de referencia en Europa.



Enagás y Emgrisa impulsarán el biometano

Enagás y la Empresa para la Gestión de Residuos Industriales (Emgrisa) colaboran en un proyecto para impulsar el desarrollo del biometano. Las compañías han iniciado un estudio de viabilidad en una de las plantas de tratamiento de residuos de Emgrisa, situada en el municipio de Juzbado, en Salamanca. El objetivo es la posible adaptación de esta instalación para que pueda producir biometano a partir del biogás que genera.



Sener construirá una terminal de regasificación

Sener lidera el consorcio que construirá "llave en mano" una terminal de almacenamiento y regasificación de etileno en la localidad francesa de Fos-sur-Mer, tras firmar un contrato con Kem One, propietaria de la futura instalación. El proyecto finalizará en 2021. Una vez en operación comercial, la terminal permitirá a Kem One disponer de un suministro estable de etileno, necesario para su producción de materiales de PVC.



Argelia tendrá un nuevo muelle de gas natural licuado

El consorcio China Harbour Engineering Company LTD ha firmado un acuerdo con Sonatrach para construir un muelle de carga de gas natural licuado (GNL) y otras infraestructuras en el puerto de "Yedid", en la ciudad argelina de Skikda. El contrato supone una inversión de 450 M\$ y tiene un plazo de ejecución de 28 meses. El muelle permitirá la optimización de la producción del complejo de GNL así como la carga de metaneros de hasta 220.000 m3 de capacidad.

DISFRUTE DE LAS REVISTAS DIGITALES

de elEconomista.es

DFactoría & Tecnología
igital 4.0
elEconomista

Transporte
elEconomista **y Movilidad**

Inversión
elEconomista **a fondo**

Pensiones
elEconomista

Seguros
elEconomista

Agua
elEconomista **y medio ambiente**

Sanidad
elEconomista

País Vasco
elEconomista

Andalucía
elEconomista

Energía
elEconomista

Agro
elEconomista

Pymes
Autónomos y emprendedores
elEconomista

Valenciana **Comunitat**
elEconomista

Inmobiliaria
elEconomista

Franquicias
elEconomista

Buen Gobierno
Iuris&lex Y RSC
elEconomista

Catalunya
elEconomista

Alimentación
elEconomista **y gran consumo**



Disponibles en todos
los dispositivos
electrónicos

Acceso libre descargándolas en:

- Descárguelas desde su ordenador en www.eleconomista.es/kiosco
- También puede acceder desde su dispositivo **Android** en **Play Store** 
- o **Apple** en **App Store**  escribiendo **elEconomista** en el **buscador** 

Valère MOUTARLIER

Director de Fiscalidad y Análisis Económico de la Comisión Europea

R. ESTELLER / J. ROMERA

La Comisión Europea (CE) ha propuesto sustituir, de forma paulatina, la unanimidad que requiere una reforma de la fiscalidad en la Unión Europea por mayorías cualificadas. Es un impulso que llega tras el fracaso al intentar aprobar un impuesto a las grandes tecnológicas. En una segunda fase, se ampliará la mayoría cualificada a las iniciativas contra el cambio climático. Valère Moutarlier, director de Fiscalidad y Análisis Económico de la Comisión, responde a *elEconomista Energía* en un acto de la Universidad Pontificia de Comillas.

¿Por qué se plantea ahora el debate para acabar con la unanimidad?
Pensamos que ha llegado el momento después del discurso del Estado de la Unión del presidente Juncker el pasado septiembre. En la UE comenzamos con muchísimas políticas que debían decidirse por unanimidad. Todas ellas han evolucionado durante estos años para acercarse a las mayorías cualificadas, pero no así las impositivas, que mantienen esa necesidad de apoyo unánime. Esto es algo que es muy difícil de conciliar con los objetivos políticos que tenemos. El primero es tener un sistema rápido de toma de decisiones que pueda ayudarnos a hacer frente a



ELISA SENRA

“La fiscalidad energética no contempla el CO2”

“Hay que conseguir los objetivos climáticos”

las necesidades de un mundo cambiante y a las expectativas de los ciudadanos ante la evasión de impuestos y el fraude fiscal. Eso requiere decidir rápido y, para ello, la unanimidad es un problema.

¿Cuáles son los pasos a seguir?

Lo que primero debemos tener claro es que no podemos hacer un cambio repentino del sistema de unanimidad a mayorías cualificadas. Por eso, la Comisión ha propuesto abrir un debate, tener una discusión profunda con los Estados miembros y lo que sugerimos es que vayamos paso a paso hacia un sistema de mayorías cualificadas de voto que debe también involucrar al Parlamento Europeo. Es muy importante porque supone mejorar la base democrática de nuestras discusiones y que, en materia

“Cualquier sistema de fiscalidad energética hoy, no ayuda a mejorar la lucha de la UE contra el cambio climático”

fiscal, las decisiones no se tomen solo por los ministros de Finanzas sino por los representantes elegidos por los europeos. Es un gran cambio y necesitamos tiempo para ello.

Se propone también una mayoría cualificada para progresar en medidas que permitan avanzar en otras áreas, como la lucha contra el cambio climático...

En una segunda fase, entendemos de una forma más amplia que la fiscalidad es una herramienta para apoyar otros objetivos y saber hacia dónde va la UE, por ejemplo, en la lucha contra el cambio climático. El mérito de la unanimidad es que nos ha permitido saber que cualquier sistema de fiscalidad energética hoy es contraproducente, no tiene elementos que contemplen el CO2 y no está ayudando a mejorar la lucha de la UE contra el cambio climático. Estos son dos elementos que creemos que deben estar sujetos a la mayoría cualificada rápidamente. Es por ello que la Comisión ha solicitado al Consejo Europeo lanzar la cláusula paralela, prevista en el Tratado, para consultar a los parlamentos nacionales y, si finalmente se aprueba, consultar al Parlamento Europeo.

¿Habrá nuevas tasas verdes o una armonización?

Si recuerda, la Comisión Europea propuso en 2011 una revisión de la fiscalidad energética, pero se abandonó porque no ha habido manera de progresar. Lo que estamos haciendo actualmente es lanzar una evaluación del sistema actual con el objetivo de presentar una nueva propuesta, que se deberá evaluar ya probablemente en la próxima Comisión. No se trata necesariamente de aprobar nuevos impuestos energéticos sino de analizar la forma en la que se fija la fiscalidad a la energía para estar seguros de que es la mejor en la lucha contra el cambio climático.

¿Qué podría cambiar?

Por ejemplo, ahora mismo hay una fiscalidad solo sobre los volúmenes que no tiene en cuenta las emisiones de CO2 de las diferentes fuentes de energía. Creemos que eso no tiene sentido. Entonces, proponemos un examen de la situación y después presentar una propuesta para mejorar el uso de la fiscalidad para conseguir los objetivos propuestos en la lucha contra el cambio climático.

¿No será más difícil si, como se prevé, crecen los populismos en las



E. SENRA

“Hay que examinar la situación y presentar una propuesta”

“La nueva propuesta se evaluará en la próxima Comisión”

“No se trata necesariamente de aprobar nuevos impuestos energéticos”

próximas elecciones europeas?

No voy a especular sobre las elecciones y su impacto en la Comisión. Hay que esperar a que los ciudadanos europeos voten y valorar entonces la situación. Lo que queremos es abrir el debate y la discusión con los Estados, con los parlamentos nacionales y con los diferentes *stakeholders*. Es una oferta que ponemos sobre la mesa para discutir. Lo contrario es insostenible si queremos responder a las expectativas de los ciudadanos europeos.

¿Cree que se logrará?

Por supuesto, necesitamos un acuerdo unánime del Consejo Europeo. Si me pregunta si va ser fácil conseguirlo, la respuesta es no. Si me pregunta cómo podemos lograr las herramientas para luchar contra el fraude fiscal, la evasión, la ingeniería fiscal agresiva o el cambio climático, no veo cómo podemos hacerlo si no logramos que sea por mayoría cualificada. En el pasado reciente se ha demostrado que los Estados pueden alcanzar acuerdos, hemos hecho muchos progresos. No deberíamos esperar a estar sometidos a la presión de que se produzca una filtración, por ejemplo, de los Papeles de Panamá o *Wikileaks* para ser capaces de avanzar y tomar decisiones por mayoría cualificada.

Pero hay países como Irlanda que defienden su soberanía fiscal...

Es verdad que algunos Estados miembros son muy sensibles a las decisiones que se puedan adoptar respecto a políticas fiscales, pero de lo que estamos hablando aquí no es de ninguna decisión sobre impuestos sino del tipo de decisiones que se toman a nivel europeo, que es una parte muy pequeña de la política fiscal. Lo que está en discusión no son las políticas de los Estados miembros o cómo se tributa por sucesiones, o qué impuestos hay en los Estados miembros o si los impuestos personales deben ser progresivos o no.

Y centrarse en la lucha contra el fraude...

Sí, lo que sugerimos es concentrarnos en la lucha contra el fraude y la evasión fiscal. Todos los Estados miembros han sido muy activos en esta materia y no veo que nadie vaya a oponerse hoy a que se pueda colaborar y facilitar automáticamente información de cuentas financieras. Eso es inconcebible. Incluso los países más reacios están dispuestos a entrar en el debate.

el **ZOO**
energético



Por **Rubén Esteller**



ISTOCK

Bruselas prepara una gran reforma fiscal

La próxima Comisión Europea presentará una reforma fiscal en profundidad para poder atender los objetivos medioambientales que se ha marcado la Unión Europea. La intención del Ejecutivo comunitario es reformar los actuales impuestos de modo que se comience a penalizar las emisiones de CO2 para poder atender mejor al proceso de descarbonización y se supone que se desgravará por no contaminar.

La Comisión Europea ya propuso en 2011 una revisión de la fiscalidad energética, pero se abandonó porque no logró progresar con el veto de varios de los países miembros. En estos momentos, el Ejecutivo comunitario está evaluando el sistema actual con el objetivo de presentar esta nueva propuesta, que deberá evaluar ya la próxima Comisión. No se trata necesariamente de aprobar nuevos impuestos energéticos sino de analizar la forma en la que se fija la fiscalidad a la energía para estar seguros de que es la mejor en la lucha contra el cambio climático.

El Gobierno español también puso en marcha un grupo de trabajo interministerial para analizar la situación de la fiscalidad ambiental en España sobre la que habitualmente la Comisión Europea suele recordar que es insuficiente. Las organizaciones ecologistas Amigos de la Tierra, Ecologistas en Acción, Greenpeace, SEO/BirdLife y WWF han elaborado una propuesta de fiscalidad ambiental por la que plantean la creación de trece nuevos impuestos y modificaciones en gravámenes como el IVA, el IRPF, Sucesiones, Hidrocarburos o Sociedades. De este modo, los ecologistas se adelantan a la propuesta que puede plantear la Comisión Europea para los próximos años.

Este próximo mes de febrero, Bruselas presentará su tradicional análisis de la situación para proponer a los Estados diferentes mejoras en sus sistemas tributarios de forma que contribuyan al crecimiento económico.

EL PERSONAJE



Teresa Ribera

Ministra de Transición Ecológica

La ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, ha dado por fin un paso necesario: el cierre del almacén de gas Castor. La decisión supone varias cosas importantes. Por un lado, el Gobierno dará casi seguro por enterrados 200 millones de euros en gas que se inyectaron en este almacenamiento y que provocaron los terremotos. Asimismo, el desmantelamiento de la instalación costará del orden de otros 400 millones. Con esta situación, el despropósito de instalación que promovieron ACS y Escal supondrá un coste superior a los 2.000 millones de euros. Una cantidad literalmente tirada a la basura y por la que parece que de momento no se responde ni política ni jurídicamente.

LA CIFRA

12 por ciento

Es el porcentaje de interconexión a partir del cual los informes elaborados por Tractebel aseguran que las redes que pretende construir Red Eléctrica no serían rentables. Este extremo ha supuesto que Ecologistas en Acción haya hecho público un informe muy duro en el que arremeten contra las "manipulaciones de REE". Para más escarnio, este informe recibió financiación pública.

LA OPERACIÓN



Ferroglobe, el fabricante de silicio metal que controla el Grupo Villar Mir (GVM), ha acordado la venta de Hidro Nitro Española (HNE), operador de cinco plantas hidroeléctricas en Aragón. Por la operación, la empresa cotizada en el Nasdaq estadounidense obtendrá 20,5 millones de dólares (18 millones de euros) que destinará a amortizar deuda. El Grupo Villar Mir además se plantea desprenderse de toda la compañía de silicio.