

Martina Tomé, Vpta. Power Systems en Schneider Electric Iberia

Duarte Bello, COO para Europa y Brasil de EDPR

Miguel Camiña, CEO y cofundador de Micapital

Laura Pinto, Directora de Marketing en Ballenoil

Joan Batalla, Presidente de Sedigas

Joe Robertson, CISO para EMEA en Fortinet

Robert Assink, Director General de Interxion España

BATALLA ENTRE EL GOBIERNO Y LAS ELÉCTRICAS TRAS EL 'DECRETAZO' DE RIBERA

Nucleares y eólicos amenazan
con parar temporalmente su actividad

CARBURANTES

**LOS COMBUSTIBLES
MARINOS CUESTAN UN
60% MÁS QUE EN 2020**





Actualidad | P8

Nucleares y eólica amenazan con parar su actividad tras el decretazo

Tras la oleada de críticas recibidas por el sector, el Ministerio que encabeza Teresa Ribera ha publicado una nota donde aclara qué instalaciones se verán afectadas.



Carburantes | P30

Los combustibles marinos suben un 60% en 2021

Tras la drástica caída sufrida durante la pandemia, los precios de los combustibles marinos se recuperan.

Electricidad | P20

El sector aplaude que la nueva subasta incluya pequeñas instalaciones FV

La capacidad reservada en la subasta de renovables a instalaciones FV de generación distribuida, permitirá incorporar nuevos actores al sector de las energías limpias.

Gas | P38

25 años del gasoducto Magreb, pulmón del suministro del gas en España

El 1 de noviembre de 1996 entraba en operación el gasoducto Magreb-Europa, un proyecto de gran complejidad, en cuya construcción participaron 8.000 personas.



Eventos | P48

VI Foro de Energía organizado por elEconomista

Amplio resumen de los temas que se debatieron en el Foro por parte de los primeros espada de las empresas del sector.



Entrevista | P62

Jaime Siles, vicepresidente de IFM

“Estamos dispuestos a eliminar el dividendo de Naturgy si es mejor para la empresa”.

Edita: Editorial Ecoprensa S.A.
 Presidente Editor: Gregorio Peña.
 Director de Comunicación: 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



Tensión máxima entre Gobierno y eléctricas por el precio de la luz

El precio de la luz sigue imparabile. La electricidad marcará, hoy jueves, un nuevo récord de precios en el mercado mayorista, llegando a alcanzar su máximo histórico a las nueve de la noche, momento en el que llegará hasta los 221 euros/MWh. Para frenar la escalada de los precios energéticos este invierno, el Gobierno ha aprobado un plan de choque que ha causado un gran revuelo en el sector, especialmente la medida sobre la minoración de la retribución que perciben las tecnologías de generación.

Las empresas consideran que las medidas adoptadas por el Ejecutivo son claramente intervencionistas, ya que pretenden confiscar 2.600 millones de euros de sus ingresos y, por lo tanto, radicalmente opuestas a la normativa comunitaria, algo que no comparten desde el Gobierno, que insiste en que dichas medidas cumplen escrupulosamente la legislación nacional y comunitaria.

■
La segunda subasta de renovables se celebra en un momento de gran tirantez entre el Ejecutivo y las eléctricas

La incertidumbre y el nerviosismo generados en el sector renovable ha sido tal, que el Ministerio hacía pública una nota aclaratoria días después, en la que se especifica que la minoración de ingresos sólo afectará a los contratos renovables a largo plazo que estén indexados al *pool*. La explicación no ha sido del agrado de las patronales eólica y fotovoltaica, que muestran su preocupación por el impacto del RDI en la seguridad jurídica y en la estabilidad regulatoria. La situación de las renovables en España ha llegado, incluso, a provocar la protesta de la patronal eólica en Europa por la tasa que se incluye sobre los presuntos ingresos extra de los parques eólicos por la subida del gas.

■
La tensión entre el Gobierno y las compañías eléctricas en estos momentos es máxima, justo cuando quedan 19 días para que se celebre una nueva subasta de renovables de 3.300 MW -la segunda del año-, de los que 1.500 MW se han reservado a proyectos eólicos, 700 MW a instalaciones solares fotovoltaicas y 200 MW serán tecnológicamente neutros.

Como novedad, la subasta prevé una reserva de potencia de disponibilidad acelerada de 600 MW para plantas eólicas o fotovoltaicas en avanzado estado de tramitación, que deberán estar operativas el 30 de septiembre de 2022. También está prevista la licitación de 300 MW para instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local, de potencia menor o igual a 5 MW, en cuya adjudicación se tendrán en cuenta elementos como la población próxima al emplazamiento o la participación ciudadana en las instalaciones. Desde el sector consideran que la inclusión de estos 300 MW es una buena oportunidad para fomentar la diversificación e incorporar a nuevos y pequeños actores en el sector de las energías limpias.

EL ILUMINADO



Miguel Ángel López
Presidente de Siemens Gamesa

Siemens Gamesa ha logrado cerrar uno de los mayores contratos de mantenimiento de aerogeneradores con Iberdrola para el parque eólico marino de East Anglia ONE. Con este acuerdo, la compañía crece en uno de sus negocios estratégicos.

EL APAGÓN



Teresa Ribera
Vicepresidenta y ministra de Transición Ecológica

La vicepresidenta y ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, ha aprobado una reforma que supondrá meter la mano en las arcas de las eléctricas por 2.600 millones de euros mientras mantiene el PVPC sin cambios en su fórmula.

5

Evento:

Ocean Energy Conference (World Maritime Week).

Organiza: Bilbao Exhibition Centre.

Lugar:

Bilbao Exhibition Centre.

Contacto:

<https://wmw.bilbaoexhibitioncentre.com/congresos/ocean-energy-conference/?v=1>

6

Evento:

Intersolar Europe.

Organiza:

Solar Promotion GmbH.

Lugar:

Feria de Múnich (Alemania).

Contacto:

<https://www.intersolar.de/home>

13

Evento: Curso: Tramitación e

instalación de energías renovables.

Organizan:

Enerclub y Appa Renovables.

Lugar: Formato híbrido.

Contacto:

https://www.enerclub.es/eventsAction/Formacion_1/oferta_formativa/TratEE RR2021

19

Evento:

VIII Foro Solar.

Organiza:

UNEF.

Lugar:

Auditorio de la Fundación Pablo VI. Paseo Juan XXIII, 3. Madrid.

Contacto:

<https://unef.es/2021/05/save-the-date-viii-foro-solar>

19

Evento:

XVII Congreso Anual de Cogeneración.

Organizan:

Acogen y Cogen España.

Lugar:

Hotel The Westin Palace.

Contacto:

<https://www.cogenspain.org/xvii-congreso-anual-de-cogeneracion-programa>

27

Evento:

IX Smart Energy Congress & Expo.

Organiza:

enerTIC.org.

Lugar:

Palacio Municipal de Congresos de Madrid.

Contacto:

<https://enertic.org/congreso2021>



elEconomista.es
Años

Presenta la serie de podcast

Inversión Imprescindible



Descubra cuáles son las compañías más interesantes para invertir en bolsa.

*Con Laura de la Quintana, redactora de Mercados y
Joaquín Gómez, director adjunto en elEconomista.*



Escucha esta serie y muchas más en:
www.eleconomista.es/podcasts/
También disponible en:



Google Podcasts

Spreaker★



Apple Podcasts





De Izda a Dcha: María Victoria Zingoni, presidenta de Enerclub; Concha Raso, redactora de *elEconomista Energía*; Luis Álvarez Arias de Velasco, director de Relaciones Institucionales y TI en EDP. *elEconomista*

Concha Raso, premio Enerclub en la categoría 'Infraestructuras Energéticas Sostenibles'

Concha Raso, redactora de *elEconomista Energía*, recibió el pasado 20 de septiembre el premio Infraestructuras Energéticas Sostenibles, patrocinado por EDP, de la mano del director de Relaciones Institucionales y TI de la compañía, Luis Álvarez Arias de Velasco, durante la edición XXXI Premios de la Energía que celebra anualmente Enerclub, en la que también fueron premiados varios periodistas especializados en el sector de la energía. La vicepresidenta tercera, Teresa Ribera, y la presidenta de Enerclub, María Victoria Zingoni, entregaron el premio Energía y Sociedad Victoriano Reinoso a Jorge Dezcallar, diplomático y columnista de *elEconomista*.

EcoEtruxure™
Innovation At Every Level

INNOVATION

EEC Engie se libera del SF₆

Descubre como **EEC Engie** mejora la continuidad de servicio respetando el medioambiente, gracias a la nueva tecnología de media tensión **SM AirSeT** sin hexafloruro de azufre.

#CuálEsTuGranIdea

se.com/es



©2021 Schneider Electric. Todos los derechos reservados. Todas las marcas registradas son propiedad de Schneider Electric SAS o sus compañías afiliadas.

Life Is On

Schneider
Electric



Teresa Ribera, ministra para la Transición Tecnológica y el Reto Demográfico. elEconomista

Nucleares y eólica amenazan con parar su actividad tras el decretazo

El plan de choque aprobado por el Gobierno para frenar la escalada de los precios energéticos este invierno ha provocado un gran revuelo en el sector, especialmente la medida sobre la minoración de la retribución. Para calmar los ánimos, el Miteco ha publicado una nota donde aclara qué instalaciones se verán afectadas.

Concha Raso / Rubén Esteller.

El Real Decreto-ley 17/2021 aprobado por el Gobierno para frenar la escalada de los precios energéticos este invierno, ha provocado un auténtico tsunami en el sector, que se ha manifestado al unísono en contra del paquete de medidas con el que el Gobierno pretende rebajar el precio de la factura mensual de la luz a los consumidores un 22% hasta final de año.

Las medidas adoptadas, que se suman a la reducción del IVA al 10% que entró en vigor el pasado junio, han tenido un impacto directo en los títulos de las principales comercializadoras eléctricas que cotizan en el Ibex 35. En las primeras 48 horas tras la aprobación de la normativa, Iberdrola, Endesa y Naturgy se dejaban cerca de 7.500 millones de euros.

El plan de choque del Gobierno también ha provocado un aluvión de críticas de la banca de inversión, que ha vuelto a poner a España en el ojo del huracán por la inseguridad jurídica que están generando estas medidas para los inversores, entre ellas, los cambios de retribución a las renovables por los contratos a largo plazo (PPA).

Una de las medidas incluidas en el citado plan, se basa en detraer 2.600 millones de euros de las cuentas de las eléctricas para reducir los beneficios que les ha producido el incremento del coste del gas natural en otras tecnologías como las renovables que van a mercado, la hidráulica o la nuclear. El Gobierno impondrá a estas centrales un precio del gas de 20 euros/MWh y detraerá los ingresos extra que perciban

estas tecnologías hasta marzo de 2022. Desde el sector calculan que el 80% del recorte (2.000 millones) recaerá en Iberdrola y Endesa.

Otra de las medidas clave que incidirá en las grandes eléctricas serán las nuevas subastas de electricidad. La primera se celebrará antes de que acabe el año. El Gobierno forzará a Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP a aportar liquidez a los contratos bilaterales mediante la obligación de vender un 6% de la generación (15.000 GWh) en una subasta de la que se beneficiarán, sobre todo, el tejido industrial y las comercializadoras independientes.

El Gobierno, además, acomete una intervención de la tarifa del gas natural. Permitirá dos subidas del 4,4% en octubre y enero para paliar el incremento del 28% que se iba a producir antes de la llegada del invierno. Esto significa que los consumidores de gas no pagarán en estos momentos el coste real de la factura del gas, sino que lo harán durante los trimestres siguientes hasta compensar esta reducción.

El RDI también incluye medidas fiscales y sociales. Entre las primeras están la rebaja del impuesto de la electricidad del 5,11% al 0,5%, la prolongación de la suspensión del impuesto del 7% a la generación has-

El Gobierno creará un suministro mínimo vital para los consumidores con bono social

ta finales de año y el uso de 900 millones de los ingresos de las subastas de CO2 para rebajar los llamados cargos del sistema. Respecto a las segundas, el Gobierno profundizará en las medidas de apoyo a los consumidores vulnerables con la creación del suministro mínimo vital para aquellos que cuenten con bono social eléctrico y prohibirá la interrupción del servicio por impago durante seis meses adicionales a los cuatro ya existentes, garantizando una potencia de 3,5 kW durante ese periodo.

El Gobierno también ha decidido regular el agua embalsada para uso hidroeléctrico modificando la Ley de Aguas. Para evitar súbitos desembalses como los de este verano, las confederaciones hidrográficas fijarán un régimen mínimo y máximo de caudales mensuales a desembalsar.

Peligra la estabilidad del sector

Las reacciones no se han hecho esperar. El Foro de la Industria Nuclear Española ha expresado su rechazo al Real Decreto-ley, ya que considera que, aun siendo de aplicación temporal, "ahonda aún más en la penalización a la generación eléctrica de origen nuclear". Esto, unido a los términos en los que está planteado el proyecto de ley sobre la retribución del CO2 no emi-



Central nuclear de Trillo. Europa Press

tido del mercado eléctrico y la excesiva presión fiscal actual, "abocaría al cese de la actividad de todo el parque nuclear", explican, de ahí que soliciten que, en el caso de que el proyecto de ley se apruebe, "no se aplique de forma retroactiva".

La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aeIēc) ha manifestado su "rechazo a estas medidas intervencionistas" e insta al Gobierno a buscar soluciones "eficaces que protejan de la volatilidad diaria de precios a los consumidores con tarifa regulada y no penalicen de forma injusta a un sector comprometido



Parque eólico. eE

do con la electrificación y descarbonización de la sociedad, el desarrollo territorial, el empleo y la protección de los colectivos vulnerables”.

A juicio de la asociación, el recorte a los ingresos de la generación hidráulica y nuclear, “es una medida injusta y desacertada y tiene un enorme impacto en la estabilidad de un sector que ni es responsable de esta situación ni se está beneficiando de ella”. Respecto a la obligación de subastar energía, las compañías asociadas a aelēc recuerdan “que ya se introdujo en 2007 y se comprobó que no sirve para bajar los precios, ni beneficia a los consumidores de ninguna forma”. El resultado fue “una mera transferencia de rentas a determinados intermediarios”, explican.

Desde aelēc creen que las soluciones pasan por “reformar la tarifa regulada que evite el traslado a los consumidores de la volatilidad del mercado, limpiar la factura de la luz de componentes que nada tienen que ver con la producción eléctrica y acometer una reforma fiscal que alivie la presión a la que está sometida el recibo de la luz con altos impuestos”.

Paralización de proyectos renovables

Las renovables también se han sumado a la ola de críticas que ha suscitado el paquete de medidas adoptadas por el Gobierno. La Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Renovables) ha señalado que la medida de la minoración de retribución, implica, con su redacción actual, “un efecto retroactivo implícito sobre cientos de instalaciones renovables que afectará gravemente a su viabilidad”.

Según la asociación, el impacto que la norma tendrá sobre numerosos proyectos eólicos y fotovoltaicos con coberturas de precios y contratos de compra venta de energía (PPAs) “hará que los propietarios o las contrapartes del contrato pierdan dinero con cada MWh inyectado en la red”. En un caso típico, las instalaciones renovables afectadas “tendrán que vender a pérdidas -por minoraciones que pueden superar los 100 euros/MWh-” lo que, a su juicio, “podría llevar a los propietarios a decidir paralizar temporalmente su actividad o denunciar los contratos, algo que podría incrementar aún más el precio del *pool*”.

21%

Es el porcentaje de parques eólicos que se verá afectado por el plan de choque del Gobierno

Por su parte, la Asociación Empresarial Eólica (AEE) ha afirmado que, a pesar de ser la tecnología más eficiente para reducir el precio de la electricidad y la que menor precio real ve del mercado, “la energía eólica es la que se verá más afectada con las nuevas medidas aprobadas por el Gobierno”. Según la asociación, el RDI afectará negativamente al 21% del parque eólico español (5.682 MW), de ahí que haya mostrado su preocupación por las implicaciones que dichas medidas puedan tener en el ritmo de instalación y en el grado de confianza inversora.

Teniendo en cuenta que el RDI afecta a proyectos con PPAs firmados en rangos de precios muy por debajo de los precios spot actuales y previstos, señalan desde AEE, podrían verse obligados a “parar temporalmente en los meses de otoño e invierno, cuando la generación eólica haga caer los precios sustancialmente en determinadas horas del día”.

Además de asegurar entornos regulatorios estables, los eólicos reclaman “facilitar la instalación de nueva potencia eólica”. AEE señala que el objetivo de 2,2 GW eólicos nuevos al año no se está cumpliendo, de ahí que crea necesario acelerar “la tramitación de proyectos y coordinar competencias para incorporar más de 5 GW al año de renovables”.

La incertidumbre y el nerviosismo generados en el sector renovable ha sido tal, que el Ministerio ha hecho pública una nota aclaratoria en la que se especifica que la minoración de ingresos sólo afectará a los contratos renovables a largo plazo que estén indexados al *pool*, salvo en el caso de las ventas de energía hechas entre compañías de un mismo grupo, además de a nucleares e hidráulicas.

Para poder evitar el hachazo del recorte, los generadores tendrán que presentar, a través de sus representantes de mercado, los detalles de la contratación a plazo, que la misma esté hecha con un precio fijo -es decir, que no esté indexada y, por lo tanto, asuma la subida de los precios del gas- y que no corresponda a contratos de las grandes eléctricas con sus propias comercializadoras.

Ante la nota aclaratoria del MITECO, AEE señala que el RDI “sigue penalizando a otro porcentaje de parques eólicos sin una explicación justificada”, de ahí su petición de que “ningún parque eólico que no esté integrando la subida de los precios del gas en sus ingresos esté sujeto a ningún mecanismo de minoración de sus ingresos”. La asociación eólica también muestra su preocupación por el impacto del Real Decreto-ley en la seguridad jurídica y en la estabilidad regulatoria, tal y como también ha manifestado la patronal fotovoltaica UNEF, a pesar de que ésta última se congratula de que los contratos bilaterales no indexados “no se vean afectados por la minoración de la retribución y de que la norma potencie los mercados a futuro”.

Trato similar para el gas

Aunque consideran que algunas de las medidas extraordinarias del plan de choque “son necesarias para proteger de forma temporal a los consumidores energéticos más vulnerables”, la Asociación Española del Gas (Sedigas), lamenta que el Ejecutivo no haya otorgado un “trato justo y similar a todas las formas de energía”, extendiendo las rebajas fiscales a todas ellas y trasladando al conjunto de las energías los cargos propios del sistema eléctrico soportados hasta ahora en la factura de la luz.

Respecto al tema fiscal, Sedigas cree que lo más apropiado es que los ocho millones de consumidores de gas que hay en el país, “pudieran beneficiarse de la rebaja del IVA de suministros como el agua o la electricidad (10%), en lugar de mantener el tipo máximo del 21%”, así como de la rebaja del Impuesto Especial de Hidrocarburos, ya que este combustible seguirá soportando el tipo vigente (0,234 c€/kWh).

Por otra parte, la asociación considera que el Ministerio “no ha proporcionado la información mínima necesaria para valorar adecuadamente el mecanismo de atenuación inmediato del incremento del coste de

Los gasistas reclaman un trato similar como el que se ha hecho con otras fuentes de energía

la materia prima incluido en la Tarifa de Último Recurso (TUR) y cómo se verá recuperado en las futuras revisiones trimestrales a partir del segundo trimestre de 2022”.

A este respecto, la patronal del gas esperará a conocer los detalles técnicos del citado mecanismo que deberá desarrollar el Ministerio, para hacer una valoración fundada “ante la posibilidad de incurrir en un potencial déficit tarifario de carácter estructural para el sistema gasista, que pudiera poner en riesgo su sostenibilidad económico-financiera y cuestionar el proceso de liberalización del sector emprendido hace ya más de dos décadas”.



Quemador de gas. Reuters

**Martina Tomé**

Vicepresidenta de Power Systems en Schneider Electric Iberia

Descifrando el nuevo paradigma eléctrico: el papel de la flexibilidad en la red

El Pacto Verde Europeo insta a que Europa reduzca las emisiones de GEI en un 50-55% para 2030, en comparación con los niveles de 1990, y sea climáticamente neutra para 2050. Esto, en un mundo en el que la demanda de electricidad no cesa de crecer -cerca de un 1,8% al año hasta 2030, según Deloitte-, será imposible de conseguir a menos que descarbonicemos la red. Aquí es donde entra en juego la transición energética.

Paralelamente, por su criticidad, las compañías deben poder garantizar en todo momento la calidad, estabilidad y fiabilidad del suministro. Casar ambos extremos no es nada fácil. La clave: modernizar las redes de distribución, hacerlas más inteligentes y flexibles.

Por eso, tanto a nivel europeo como nacional, existen múltiples políticas energéticas que buscan avanzar en la electrificación, la reducción de emisiones, la penetración de las renovables o la mejora de la eficiencia energética. Fruto de estas políticas, Deloitte prevé que, para 2030, se alcance una capacidad renovable acumulada de 940 GW y los 50-70 millones de vehículos eléctricos -un 20-25% de la flota de turismos- en Europa y Reino Unido.

Los beneficios ambientales de este cambio de paradigma son obvios, pero no están exentos de retos para el sector eléctrico. Entre los principales: la descentralización de la red eléctrica, la creciente integración de energías renovables -de por sí, intermitentes- y la electrificación de la movilidad en la red. Tres retos que añaden una gran complejidad.

La descentralización es una disrupción en nuestra forma de generar, almacenar trasladar y consumir energía. El nuevo ecosistema energético multidireccional convierte a los consumidores en prosumidores -tanto particulares como empresas-, capaces de almacenar y redistribuir energía cuando sea necesario.

La digitalización les permite ser activos inteligentes, comunicados y controlables, capaces de coordinarse y automatizarse para el beneficio de todo el ecosistema. La tecnología e infraestructuras para hacer posible el control y gestión



de la descentralización de la red ya están aquí y se están extendiendo cada vez más rápidamente, reduciendo la brecha entre la red centralizada tradicional y la creciente red distribuida actual.

El otro problema al que se enfrentan los operadores es la variabilidad de la generación, ya que las energías renovables dependen en buena medida de la climatología y la estacionalidad. Por lo tanto, a medida que avanzamos hacia un futuro de energía 100% limpia, necesitaremos soluciones para continuar operando la red de una manera fiable y resiliente.

En este sentido, las redes de energía autónomas utilizarán la inteligencia artificial y el almacenamiento de energía para optimizar la red. El resultado es que la energía generada dentro de una red autónoma se utilizará de manera más eficiente: o se consumirá inmediatamente o se almacenará para usarla cuando sea necesaria. Tecnologías como las microgrids, entre otras, están impulsando y haciendo posible este cambio.

Y es aquí donde también entra el vehículo eléctrico, cuya adopción masiva inminente va a suponer un cambio sustancial en los modelos de movilidad de nuestra sociedad. El cargador de vehículo eléctrico es solo la punta del iceberg: para que éste funcione debe haber una infraestructura eléctrica detrás preparada para un control inteligente y dinámico de la capacidad de la infraestructura de carga.



■

La digitalización habilitará nuevos mecanismos para llevar a cabo la gestión activa de la red

■

Tal como indica el informe *Flexibilidad en redes de distribución eléctrica* elaborado por FutuRed, la solución es incrementar la flexibilidad en la red, aprovechando los recursos energéticos distribuidos, en coordinación con todos los agentes implicados y creando mecanismos que impliquen a la demanda.

Además, será necesario cambiar el rol de los distribuidores de energía eléctrica (DSO). Debemos ir hacia un rol con funciones para gestionar activamente la red, lo que, combinado con unas redes de distribución más inteligentes, es lo que permitirá integrar toda la generación distribuida necesaria para descarbonizar la electricidad. Más aún, pondrá a disposición de los usuarios nuevos modelos de negocio que les colocarán en el centro y les darán herramientas para gestionar su propio consumo. Todo ello permitirá acelerar la transición energética, reducir los costes para los consumidores y las emisiones, incrementando, al mismo tiempo, la calidad y seguridad del suministro.

Los medidores inteligentes nos permitirán incrementar la visibilidad de la red de distribución y, así, conocer cuáles son sus necesidades, optimizar inversiones y crear servicios de flexibilidad. Además, volviendo al nuevo rol de los operadores, esta digitalización habilitará los nuevos mecanismos de comunicación e intercambio de información que son necesarios para llevar a cabo esa gestión activa de la red.

Es obvio que esta modernización requerirá de importantes inversiones, Deloitte habla de entre 375 y 425 mil millones de euros entre 2020 y 2030 en Europa y Reino Unido. Aquí vuelven a jugar un papel importante las autoridades reguladoras, que deben promover estas inversiones, además de crear un esquema de incentivos eficiente para los DSO.

Que estas inversiones se lleven a cabo es imperativo, ya que desbloquearán nuevos niveles de sostenibilidad, competitividad y progreso para todos.

Gracias a ellas, tendremos unas infraestructuras eléctricas más resilientes, fiables y flexibles, que nos permitirán afrontar los retos del futuro y contribuirán al crecimiento de la economía y a la creación de empleo de calidad.

Eficiencia

El Gobierno destinará 1.000 millones para rehabilitar edificios públicos



El Ministerio de Transportes se prepara para iniciar el despliegue de los fondos Next Generation. Para ello, tiene lista una partida de 1.080 millones de euros que se destinarán a la rehabilitación de edificios públicos de las comunidades autónomas y los ayuntamientos.

Según explicó el director general de Agenda Urbana y Arquitectura del Ministerio de Transportes, Iñá-

qui Carnicero en un acto organizado por Ávit-a, a partir del próximo mes de diciembre se espera que salgan los convenios con las comunidades autónomas y que, desde enero, se lance la convocatoria competitiva para los proyectos de los ayuntamientos. La intención del Gobierno es destinar 680 millones de euros a los entes locales y 400 millones a las autonomías con el objetivo de mejorar la eficiencia energética de sus edificios al menos un 30%.

Sostenibilidad

Ence ejecutará nuevas infraestructuras hidráulicas en Asturias



Ignacio Colmenares, presidente de Ence, ha firmado un protocolo con el Principado de Asturias y otras empresas para la ejecución de nuevas infraestructuras hidráulicas en la ría de Navia. Este protocolo tendrá una vigencia de un año y podrá prorrogarse por otros tres. Facilitará la identificación y desarrollo de opciones, tanto técnicas como de trazado, para acometer un proyecto que permita optimizar la gestión de los efluentes a través de un nuevo emi-

sario submarino. El impulso de nuevas infraestructuras permitirá avanzar en el desarrollo sostenible de la industria en la zona. En este sentido, la biofábrica de Ence constituye un paradigma de contribución a la economía circular: en todo el proceso de producción de la celulosa, la planta produce y opera con materiales de origen natural, renovables y reciclables. Al mismo tiempo, se autoabastece de energía eléctrica renovable a partir de la biomasa.

Descarbonización

Balantia y Colliers se unen para descarbonizar el sector inmobiliario



Balantia y la consultora Colliers se han unido con el objetivo de impulsar la descarbonización del sector inmobiliario a través de nuevos servicios destinados a la rehabilitación ecosostenible de activos. El acuerdo entre ambas compañías es pionero en España y tiene como objetivo ayudar a las empresas de este sector a minimizar la huella de carbono de los activos inmobiliarios y facilitar su transformación energética y digital en un sector donde el 80%

de los edificios es ineficiente en términos energéticos y el ritmo de rehabilitación ecosostenible del parque inmobiliario es inferior al 1% anual. Ambas empresas sumarán capacidades aportando una estructura de servicios que cubra todas las necesidades en proyectos de rehabilitación ecosostenible, siendo uno de los servicios prioritarios la obtención de financiación, fundamentalmente de los Fondos Next Generation.

Calidad

Enertis Applus+ colabora con Prodiel en proyectos FV que suman 1 GW



La firma de consultoría e ingeniería Enertis Applus+, culmina tres años de estrecha colaboración con la española Prodiel prestando servicios de aseguramiento y control de la calidad en origen de 1 GWp de módulos fotovoltaicos que conforman algunos de los proyectos más emblemáticos promovidos y construidos por la energética en España, México y Chile. En el marco de esta colaboración, en vigor desde el año 2018, Enertis Applus+ ha realizado una

labor esencial de asesoramiento técnico durante la negociación y cierre de los contratos de suministro de los equipos, encargándose además de auditar y evaluar las fábricas de los componentes en China, así como de examinar la producción de los componentes, con una especial atención a los módulos solares fotovoltaicos, y de realizar inspecciones pre-embarque en su laboratorio acreditado ubicado en el país asiático.



Autoconsumo, PPA On-Site y PPA Virtuales.

Enchúfate al sol y descubre una nueva forma de consumir energía.

Opengy es tu compañero de viaje en el camino de la transición energética.



Ahorra desde el primer día



Protégete de futuras **subidas** del precio de la luz



Controla y **gestiona** la **energía** que consumes



Reduce tu huella de **carbono**

No dudes en contactarnos: cuanto antes apuestes por el autoconsumo o un PPA, antes vas a empezar a ahorrar

+34 919 917 147
info@opengy.com
www.opengy.com



Nombramiento

J. A. Miranda, presidente del negocio renovable 'onshore' en Avangrid



Avangrid Renewables, filial de Iberdrola en Estados Unidos, ha nombrado al español José Antonio Miranda, presidente de su negocio de energías renovables terrestres. Desde este puesto de nueva creación, liderará el crecimiento del negocio de energía eólica y solar de la compañía. Miranda tiene una amplia experiencia internacional liderando proyectos de renovables. Ha sido CEO del negocio terrestre de Siemens Gamesa en la región Améri-

cas, así como máximo ejecutivo de Gamesa en Asia y en otros negocios de la compañía en Europa. Con anterioridad, ocupó diversas responsabilidades en la multinacional de ingeniería ABB. Miranda, que dividirá su tiempo entre Portland, Oregón y Nueva Inglaterra, es licenciado en Ingeniería Industrial por el Instituto Superior Técnico de Ingenieros Industriales de Gijón y tiene un Máster en Administración de Empresas por ICADE.

Objetivos ODS

EDP integra un grupo de trabajo global en desarrollo sostenible



El Grupo de Trabajo de CFO del Pacto Mundial de las Naciones Unidas, comité global de directores financieros creado para impulsar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), se ha comprometido a invertir conjuntamente más de 400.000 millones de euros en los próximos cinco años para ayudar a alcanzar los objetivos establecidos por la ONU, así como a dedicar cerca del 50% de las cantidades asociadas, a la financiación de políticas sostenibles, es

decir, a través de emisiones de deuda "verde". EDP, representada por Rui Teixeira, CEO de la compañía, es la única empresa portuguesa a este nivel del grupo que ha lanzado una campaña en el Pacto Mundial de la ONU para reunir cada vez más voces a favor de políticas financieras sostenibles. Con su intervención en el Grupo de Trabajo de CFO, EDP reafirma su compromiso con la sostenibilidad y, en particular, con la descarbonización.

Fotovoltaica

Glennmont lanza BNZ para desarrollar 1 GW solar en el sur de Europa



El gestor de fondos de energía limpia Glennmont Partners, ha lanzado BNZ, una nueva empresa productora de energía independiente (IPP) para desarrollar, construir y operar proyectos solares fotovoltaicos en el sur de Europa.

BNZ tiene previsto alcanzar una capacidad instalada de 1 GW en España, Italia y Portugal para 2024, de los cuales unos 350 MW iniciales están en fase

de desarrollo avanzado por parte de Glennmont.

El principal objetivo de la empresa es la producción de energía 100% renovable para contribuir a un futuro con bajas emisiones de carbono, por lo que se centrará principalmente en la generación de energía solar fotovoltaica, con la posibilidad de expandirse en el futuro hacia otras tecnologías como el almacenamiento en baterías y el hidrógeno.

Eólica

Q-Energy compra a MEAG una cartera de parques eólicos en Alemania



Q-Energy ha adquirido 16 parques eólicos en Alemania a MEAG, gestora global de activos de Munich Re. La cartera consta de 56 turbinas en el norte de Alemania con una capacidad instalada de 109 MW. La inversión se ha realizado a través de Q-Energy IV, que ha alcanzado recientemente un cierre final de 1.100 millones de euros. La estrategia de inversión de Q-Energy IV es una continuación de la estrategia ya implantada en los fondos anteriores, aunque esta vez

ampliando también su alcance geográfico. Q-Energy IV se centra en el desarrollo de nuevas plantas renovables, la repotenciación y modernización de activos al final de su vida útil, así como en asegurar la optimización operativa y financiera de plantas de gran tamaño en países de la UE. Además, el Fondo contempla otras inversiones relacionadas con el almacenamiento de energía, gestión de redes, producción de hidrógeno y biocombustibles.

Somos agente representante de energía limpia y libre de emisiones

Desde hace más de 15 años, llevamos al mercado la electricidad generada por más de 9.000 productores de energías de origen 100% renovable con el más alto grado de profesionalidad y la mejor relación calidad-precio.

Solicita más información contactando con nosotros.



regimenespecial@gesternova.com / 91 357 52 64

www.gesternova.com

 **gesternova**
energía

**Duarte Bello**

Chief Operating Officer para Europa y Brasil de EDPR

La hibridación: herramienta clave en la descarbonización de la economía

No cabe duda de que estamos ante el inicio de una década llena de oportunidades para el sector. Las energías renovables han logrado posicionarse en primera línea y se han convertido en un tema prioritario a nivel global, europeo y para el gobierno español. Impulsada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, tiene como objetivo que España alcance la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero, poniendo como fecha límite el año 2050. Además, las energías limpias se han convertido en protagonistas de los fondos de recuperación europeos (Next Generation UE). Del presupuesto total de 750.000 millones, al menos el 30% de los fondos mencionados se destinarán a la consecución de los objetivos climáticos, y las energías renovables desempeñarán por tanto un papel fundamental.

Esta urgencia por impulsar las energías limpias, que se ha visto acelerada por la pandemia, confirma el gran protagonismo que van a tener en el futuro. El sector tendrá que enfrentarse a retos, pero va a continuar ofreciendo estabilidad y crecimiento, aportando valor añadido y siendo ejemplo de innovación y de compromiso con el medio ambiente. Para hacer frente a estos desafíos futuros, será necesario apostar por la innovación y convertirla en una palanca de crecimiento para el futuro. En este sentido, la hibridación, surgida ante la necesidad de explorar nuevas soluciones renovables, va a jugar un papel fundamental. La combinación de energías sostenibles como la eólica, la solar y el almacenamiento, permitirá alcanzar de manera eficaz la descarbonización de la economía y, al mismo tiempo, disminuir costes para el sector y particularmente para nuestros clientes.

La combinación de estas tecnologías va a permitir no solo asegurar la ventaja competitiva, sino también impulsar el crecimiento de las renovables en el largo plazo. Ya en 2018, desde EDPR impulsamos la construcción del primer proyecto híbrido en la península ibérica, concretamente en Cádiz. La combinación de energía eólica y fotovoltaica permitió a este prototipo incrementar el factor de capacidad y la producción energética anual. Impulsar un mercado de energía renovable que sea más eficiente y competitivo es crucial y con la hibridación podemos lograrlo. Al aprovechar las infraestructuras de evacuación de energía existentes, aumentamos la rentabilidad de la instalación en su conjunto. Nuestra apuesta por esta tecnología es clara y decidida. Muestra de ello fue la subasta de renovables en España, que nos permitirá aprovechar la potencia solar de 98,4 MW de los 143 MW que nos adjudicamos para ampliar la potencia de cuatro parques eólicos. Los vamos a convertir en las primeras instalaciones híbridas eólicas y solares plenamente comerciales de España.

Esto es simplemente un pequeño ejemplo de muchos de una historia que todos tenemos que seguir escribiendo. Una historia que tiene que llevarnos necesariamente -por el bien de nuestros hijos y nietos- a cero emisiones en 2050.

fenie Energía

luz y gas



La única compañía que te asigna
TU PROPIO EXPERTO
EN **EFICIENCIA**

#LaEnergíaQueImpulsaTuEntorno
www.fenieenergia.es | 900 215 470



La nueva subasta de renovables pondrá en liza 700 MW para instalaciones solares fotovoltaicas. eE

El sector aplaude que la subasta incluya pequeñas instalaciones fotovoltaicas

Cree que los 300 MW de capacidad reservada en la nueva subasta de renovables para instalaciones FV de generación distribuida, permitirá la incorporación de nuevos actores al sector de las energías limpias. Desde el sector también reclaman la celebración de subastas específicas para otras tecnologías

Concha Raso.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha convocado, para el próximo 19 de octubre, una nueva subasta de renovables de 3.300 MW, de los que 1.500 MW se han reservado a proyectos eólicos, 700 MW a instalaciones solares fotovoltaicas y 200 MW serán tecnológicamente neutros. Toda la potencia subastada tendrá que estar en funcionamiento antes del 30 de junio de 2024. La primera subasta de renovables se celebró el 26 de enero pasado y adjudicó 3.034 MW eólicos y FV a unos 25 euros/MWh.

Como novedad, la subasta prevé una reserva de potencia de disponibilidad acelerada de 600 MW para plantas eólicas o fotovoltaicas en avanzado estado de tramitación, que deberán estar operati-

vas el 30 de septiembre de 2022. También está prevista la licitación de 300 MW para instalaciones FV de generación distribuida con carácter local, de potencia menor o igual a 5 MW, en cuya adjudicación se tendrán en cuenta elementos como la población próxima al emplazamiento o la participación ciudadana en las instalaciones.

Una vez conocidos los detalles de la nueva subasta, desde *elEconomista Energía* hemos querido testar la opinión del sector. A este respecto, desde Appa Renovables reclaman la inclusión de tecnologías renovables gestionables como la biomasa en futuras convocatorias de las subastas. La Asociación de Empresas de Energías Renovables argumenta que la fortaleza de las renovables reside en la complementariedad y, por tanto, "debemos

evolucionar hacia un modelo equilibrado, especialmente cuando los precios de los combustibles fósiles hacen competitivas todas las opciones renovables disponibles”.

Fundación Renovables, por su parte, considera que la inclusión de 300 MW destinados a fotovoltaica para instalaciones de generación distribuida con carácter local en la nueva convocatoria, “es una buena oportunidad para fomentar la diversificación e incorporar a nuevos y pequeños actores en el sector renovable, además de ser una vía de entrada a la ciudadanía para ser parte de la transición energética, ya sea a través de las comunidades energéticas o de otras iniciativas participativas de generación distribuida”.

Sin embargo, muestra su preocupación con el cupo de 600 MW de disponibilidad acelerada para fotovoltaica y eólica “por el rechazo social que están sufriendo en muchas comarcas de la geografía española”. Desde Fundación Renovables, creen que esto podría suponer “una cierta relajación en las exigencias administrativas durante la tramitación y en las evaluaciones de impacto ambiental para acelerar la instalación, algo que el Gobierno debe aclarar y no menoscabar los criterios medioambientales con el fin de acelerar plazos”. Asimismo, valoran necesaria “la inclusión de criterios socioeconómicos vinculantes para la ordenación del territorio y participación ciudadana en la toma de decisiones”.

Los eólicos creen que la potencia a subastar no es suficiente para cumplir con el PNIEC

La Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (Anpier), valora que el Ministerio haya reservado en la nueva subasta una capacidad de 300 MW para pequeñas instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida. Considera “plenamente acertado” establecer que las instalaciones adjudicatarias de esta reserva no puedan ser “el resultado de la división artificial de iniciativas de potencia superior, ni encontrarse a una distancia inferior a 500 metros de otra instalación adjudicataria de esta misma reserva propiedad de la misma sociedad o grupo de sociedades”.

Al tratarse de la primera convocatoria para este tipo de iniciativas de pequeña dimensión y dado el breve plazo de tiempo desde el anuncio de la subasta hasta su celebración, “este volumen de potencia parece adecuado”, señalan desde Anpier; sin embargo, afirman que “sería deseable que se incrementara en las siguientes convocatorias, se anunciara con un plazo mayor de tiempo y se fomentará la modalidad de productor -



Parque eólico en la isla de La Graciosa, Lanzarote. Getty



Paneles fotovoltaicos en el tejado de un edificio residencial. Shutterstock

pyme o comunidad local-, dadas las ventajas que ofrece en los territorios a los entornos naturales, al sistema eléctrico y a la sociedad”.

Mayor avance en los proyectos

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) considera que los volúmenes que se van a subastar de eólica “no son suficientes” para cumplir con los objetivos del PNIEC, de ahí que pidan favorecer la financiación de instalaciones mediante la modalidad de contratos de compra de energía a largo plazo (PPAs). De hecho, señalan, con la subasta de enero y la que viene en octubre, “sólo se han garantizado, hasta 2024, 2,5 GW de los 12 GW necesarios para alcanzar el objetivo de 2025”. Asimismo, otro aspecto importante a mejorar para asegurar que las instalaciones adjudicatarias de las subastas se lleven a cabo, “es acelerar la tramitación de proyectos y coordinar competencias”.

La asociación eólica ha solicitado al MITECO que se revise el diseño de las próximas subastas, otorgándose todo el cupo anual previsto en el PNIEC de cada tecnología en subastas específicas para cada una de ellas, “ya que no es un diseño eficiente desde un punto de vista de ahorro para los consumidores, ni desde el punto de vista de la consecución de los objetivos de reducción de emisiones del PNIEC y la Ley de Cambio Climático”, afirma.

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) se congratula de que el Miteco haya recogido algunos

puntos de las alegaciones que presentó en el período de información pública de la subasta, como la fórmula del *crowdfunding* para ampliar el impacto social positivo de las instalaciones. Asimismo, señala que, además de recogerse en la propuesta de resolución la reclamación de destinar una parte de la capacidad para proyectos de generación distribuida, “ahora también se ha aprobado permitir la participación local en la financiación además de en el capital, ampliar el coeficiente de

3.300

Es el total de MW que se licitarán en la subasta de renovables del próximo 19 de octubre

tamaño máximo de la instalación hasta 1 kW por habitante y ampliar los plazos de la reserva de disponibilidad acelerada y los de FV estándar”.

No obstante, desde UNEF creen conveniente que, en la subasta del 19 de octubre, “se incremente la cantidad asignada a la fotovoltaica en 1.500 MW, se convoque a la mayor brevedad una subasta específica para esta energía y otra específica para almacenamiento, con un mínimo de 500 MW”.

La Asociación Española de Baterías y Almacenamiento (Aepibal) solicita al Ministerio la organi-

zación de subastas específicas para instalaciones renovables con baterías “como la solución más eficiente para el despegue del almacenamiento en nuestro país”. Asimismo, desde Aepibal quieren dejar claro que todas las propuestas que la asociación ha conocido de empresas ganadoras de proyectos en la anterior subasta que han estudiado la posibilidad de acogerse al incentivo propuesto entonces para introducir soluciones de almacenamiento, “han desistido de hacerlo por la inviabilidad de rentabilizar la inversión necesaria sin un incentivo mayor por parte del licitador”.

En este contexto, la asociación pide mayor claridad en dos apartados: “por qué no se mejora el incentivo propuesto a los activos gestionables, dada la poca efectividad del incentivo de la primera subasta y por qué se mantiene un ratio de almacenamiento a instalar tan elevado, equivalente a la potencia firme instalada por dos horas, lo que multiplica la inversión necesaria sin que tal requisito parezca ser técnicamente indispensable”.

Nuevas subastas para termosolar y biomasa

Además de la subasta que tendrá lugar en octubre, el Gobierno tiene previsto celebrar, antes de que acabe el año, otra subasta para un mínimo de 200 MW de solar termoeléctrica, 140 MW de biomasa y 20 MW para otras tecnologías.

El sector termosolar está “expectante” ante la inminente publicación de los parámetros que diseñen esta “esperada subasta” que permita aportar respaldo y fiabilidad al sistema eléctrico minorando las necesidades de importar combustibles fósiles. Desde la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (Protermosolar) esperan que la subasta termosolar “permita la hibridación con otras tecnologías, principalmente

fotovoltaica y biomasa, y reconozca la alta inversión inicial en el plazo máximo de entrega”.

Respecto a las reservas mínimas, previstas en 200 MW, la asociación cree que deben ser “concordantes con el tramo de oferta indivisible máximo para evitar diseños erróneos de la subasta que resulten en capacidad no adjudicada”. Asimismo, y pese a la gestionabilidad de la tecnología termosolar, “es necesario exigirle un funcionamiento concreto y estable cuando el sol no brilla, ajustando proporcionalmente la exposición a mercado, ya que no se buscan arbitrajes de precios, sino respaldo nocturno para reducir la dependencia de combustibles fósiles como el gas”, señalan desde Protermosolar.

APPA Biomasa califica de “buena noticia” la celebración de una próxima subasta de biomasa; no obstante, señala que el hecho de que la potencia a subastar sea de 140 MW cuando en la anterior subasta se licitaron 200 MW, “está muy alejada no solo de los proyectos que el sector planea desarrollar tras seis años de ‘sequía’, también porque para alcanzar el objetivo 2030 asignado a la biomasa en el PNIEC es necesario que la práctica totalidad de MW salgan a subasta antes de 2025”.

Ante la proximidad de la convocatoria, Appa Biomasa pide al Ministerio que tenga en cuenta algunas de sus propuestas. Por ejemplo, que el plazo de entrega de energía se establezca en 25 años -al igual que en la subasta previa- para conseguir precios de la energía competitivos; que el valor de los coeficientes de ajuste de mercado sea cero, para instalaciones 100% gestionables como la biomasa, pues lo contrario las penaliza; y que se implemente un mecanismo para diferenciar entre proyectos de potencia igual o inferior a 20 MW y proyectos de más de 20 MW.

Subastas de cogeneración antes de final de año

Antes de que acabe el año, el MITECO tiene previsto celebrar una subasta de cogeneración en España, de la que aún se desconocen los detalles. Javier Rodríguez, director general de Acogen, ha señalado a ‘elEconomista Energía’ que estas subastas, “supondrán una oportunidad para invertir en renovar tecnológicamente las cogeneraciones existentes y dotar de otras nuevas a más industrias; toda una inyección de eficiencia para gran parte de las empresas calorintensivas”. La decisión, afirma Rodríguez, “evidencia el imprescindible papel de la cogeneración para lograr una transición energética eficaz y competitiva que no deje atrás a la industria”. Las subastas - anuales los próximos tres años-, continúa Rodríguez, “dotan a la cogeneración de un marco regulado estable, posibilitando un nuevo ciclo de inversión industrial de más de 700 millones de euros”. Los 1.200 MW previstos, señala, “resultan, en principio insuficientes, ya que en 2025 unos 1.800 MW finalizan su vida útil y 2.600 MW en 2030, por lo que debería aumentarse la cantidad”. Las subastas, explica el representante de Acogen, “posibilitarán una cifra de negocio industrial en energía superior a los 8.000 millones de euros en la próxima década, potenciando la competitividad industrial en la transición energética.”



Planta de biomasa. eE

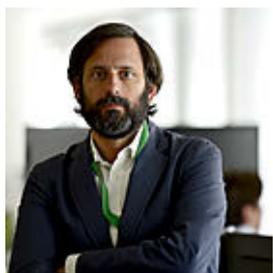
Eólica

Acuerdo entre Endesa y Abanca en energía eólica

Endesa y ABANCA han suscrito un acuerdo de colaboración en energía renovable para cubrir, con energía de origen gallego, el 70% de la demanda de electricidad de sus oficinas y sedes de España y Portugal de los próximos diez años. El contrato garantiza a ABANCA el suministro de energía renovable en condiciones de estabilidad de precios y supondrá la construcción en Galicia de un nuevo parque eólico de Endesa. El acuerdo entra en vigor el 1 ene-

ro de 2022 y tiene una vigencia de diez años. La energía suministrada procederá íntegramente de parques eólicos situados en Galicia a lo largo de la duración del acuerdo. Inicialmente, tendrá su origen en instalaciones de Endesa ya existentes en este momento en la provincia de Lugo. A partir de enero de 2023, la energía será generada por nuevas instalaciones renovables de Endesa en Galicia que están en proceso de tramitación.

Sello CeroCO2

Gesternova compensa su huella de carbono por séptimo año consecutivo

Gesternova ha obtenido el Sello CeroCO2 tras haber compensado la emisión de un total de 253,860 toneladas de CO2 durante el año pasado. CeroCO2, iniciativa impulsada por ECODES, facilita la herramienta necesaria para calcular la huella de carbono, reducirla y compensar las emisiones que no se hayan podido evitar. Además, estos proyectos de compensación de CeroCO2 se desarrollan en países en vías de desarrollo, ya que esta iniciativa no

solo tiene el fin de luchar contra el cambio climático, sino también contra la pobreza. El proyecto elegido por Gesternova este año ha sido el Proyecto REDD Conservación de Madre de Dios en la Amazonia (ubicado en Perú). Esta iniciativa nace con el objetivo de reducir la deforestación, promover la generación de beneficios en el bosque para las comunidades locales e incrementar la vigilancia de 100.000 hectáreas de selva.

Acuerdo

Capital Energy y AC Solutions se alían en comercialización de electricidad

Capital Energy ha llegado a un acuerdo para impulsar las ventas de su comercializadora de energía con AC Solutions, una de las principales consultoras energéticas de España, para tratar de abaratar el recibo de los consumidores domésticos.

Ambas empresas colaborarán durante un periodo de un año, que podría ser prorrogado por periodos de igual duración, para facilitar que todo distribui-

dor autorizado por el Grupo AC Solutions pueda ofrecer los productos de Capital Energy a consumidores residenciales, pymes, etcétera, en el mercado libre. La promoción de dicha oferta incluirá tres fases: información, presentación del contrato que mejor se adapte a las necesidades de cada cliente, preventa -en la cual AC Solutions se asegurará de que este ha entendido todos los términos y condiciones- y, finalmente, la gestión de la contratación.

Hibridación

Ecoener incrementará su potencia en Canarias gracias a la hibridación

Ecoener incrementará en los próximos meses en más de 41 MW la potencia de sus parques eólicos y fotovoltaicos en Gran Canaria gracias a la hibridación, una nueva tecnología para ganar en eficiencia cuya aplicación permitirá un incremento de 5 millones de euros anuales en la facturación de la compañía. Con la puesta en marcha, a finales de este año, de las diez nuevas instalaciones fotovoltaicas en construcción (25 MW), a los que se añaden 51,6 MW de eólica ya

en funcionamiento, la potencia total instalada en esa zona será de 81,6 MW, a la que habrá que añadir los rendimientos de la hibridación, calculados en 41 nuevos MW, hasta sumar un total de más de 122 MW. De los diez nuevos parques, los que darán mejores resultados con la aplicación de la hibridación serán: Llanos de la Aldea (11,60MW de hibridación), la Florida (9,60 MW de hibridación) y San Bartolomé (5,50 MW de hibridación), todos ellos en Gran Canaria.



CULTIVAMOS UN MUNDO MEJOR PARA TODOS

Porque somos líderes en gestión integral y responsable de superficies forestales, ayudamos a mitigar el cambio climático, a prevenir incendios, crear empleo rural y cuidar nuestros bosques.

Porque somos el primer productor de Europa de celulosa de eucalipto de la mayor calidad, necesaria para fabricar productos que hacen más fácil nuestra vida diaria.

Porque somos el primer productor de energía con biomasa de España, la mejor energía renovable.

Trabajamos con la naturaleza, por eso la sostenibilidad es una prioridad para Ence.





Miguel Camiña
CEO y cofundador de Micappital

Invertir en renovables: oportunidad, impacto y rentabilidad

En Europa, y en España, seguimos dependiendo demasiado de los combustibles fósiles como fuente esencial de suministro energético. Según datos de Eurostat, el 71% del suministro total de energía utilizada en 2019 en la UE-27 (incluido Reino Unido) procedía del petróleo, el carbón o el gas natural, situándose España 3 puntos porcentuales por encima de la media.

Sin embargo, poco a poco las economías de todo el mundo van evolucionando hacia fuentes de energías renovables y no contaminantes, en un proceso de descarbonización impuesto por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que están estropeando el planeta.

En línea con las exigencias de Naciones Unidas, la Unión Europea se ha comprometido a alcanzar el objetivo medioambiental de que, en 2030, el 30% de la energía generada en todo su territorio proceda de fuentes sostenibles.

En España, si atendemos a la evolución interanual que ofrece REE, el 44% de la energía empleada para generar electricidad en 2020 procedía de fuentes renovables, un 6,5% más que el año anterior.

Para impulsar el desarrollo de energías como la solar y la eólica -que no solo generan un impacto positivo en el medio ambiente, sino que también nos garantizan un suministro inagotable-, hace años los gobiernos comenzaron a destinar grandes partidas presupuestarias, creando subvenciones y regímenes retributivos que incluían una prima sobre el precio del mercado de la electricidad, con el fin de promover la creación de empresas y hacer atractivas estas inversiones.

Durante años, esto ha distorsionado la realidad del sector, pues los rendimientos por invertir en renovables se han basado más en subvención que en rentabilidad real y, cuando se acabaron las subvenciones, estas



inversiones dejaron de tener interés.

Hoy día, sin embargo, la situación ha evolucionado. Las energías renovables han cogido un gran impulso y se han convertido en una interesante oportunidad de inversión.

La clave está en identificar las empresas que están apostando por generar energía limpia y sostenible, y contar con el asesoramiento adecuado para saber cuáles son los mejores fondos de inversión para depositar nuestro dinero y apoyarlas, contribuyendo a generar un impacto positivo al planeta y, al mismo tiempo, obteniendo interesantes rentabilidades a largo plazo.

Cuando hablamos de invertir en renovables no nos referimos solo a la construcción de parques solares o eólicos, sino que también son de gran interés todas las tecnologías asociadas al proceso de producción de esta energía, que hacen que los parques sean cada vez más eficientes y el negocio más rentable. Hoy hay muchas empresas ganando dinero construyendo plantas, gestionando su producción y desarrollando tecnologías asociadas.



En Micappital distinguimos cinco características esenciales, cuya evolución está muy ligada a la tecnología, que van a marcar el futuro de este tipo de inversión.

La inversión en renovables es, sin duda, una de las tendencias de inversión con más proyección de futuro

Las dos primeras tienen que ver con los materiales (placas solares, molinos, etc.). Por un lado, su coste, e incluso su transporte, influyen enormemente en la rentabilidad del negocio, y gracias a la gran evolución de este sector y a las economías de escala, estos precios se están ajustando y mejorando la rentabilidad. Por otro, su eficiencia, que va a determinar cuánta energía son capaces de generar. Gracias a la I+D se está consiguiendo una evolución hacia materiales capaces de recoger mejor la energía de fuentes renovables y transformarla.

Otro factor que determina la rentabilidad de la inversión en renovables es el precio al que se paga en el mercado la energía generada, un precio que en muchos mercados está fijado de forma artificial. Y también influye la creciente presión social favorable hacia este tipo de energías, lo que provoca que haya crecido el interés en el sector por parte de inversores, gobiernos y clientes finales.

Por último, hay que destacar el gran reto del almacenamiento, un aspecto en el que la tecnología está siendo muy revolucionaria, haciendo posible que podamos almacenar cada vez mejor la energía producida para consumirla cuando la necesitemos.

Sin duda, la inversión en renovables es una de las tendencias de inversión con más proyección de futuro.

El compromiso de la Unión Europea es llegar a 2050 con una economía de cero emisiones, totalmente descarbonizada. Y, paralelamente, el consumo de electricidad crecerá exponencialmente en nuestras sociedades, con la implantación cada vez mayor del vehículo eléctrico y con todos los dispositivos electrónicos que forman parte de nuestra vida.

Por tanto, el crecimiento de la producción de energías limpias será determinante en las próximas décadas y apostar por las empresas que se dedican a este sector será una buena estrategia de inversión, con impacto y con rentabilidad a largo plazo para el inversor.

La importancia de una buena calidad del aire en la vuelta a la presencialidad

Mitsubishi Electric garantiza un saludable retorno a lo presencial gracias a su gama de purificadores de alta eficacia contra virus, bacterias y otros contaminantes.

Uno de los aspectos más preocupantes en la ‘vuelta a la presencialidad’ es la seguridad y la salud. Y es que, además de tener que cumplir con una serie de protocolos relacionados con las mascarillas, geles hidroalcohólicos y desinfecciones, estos deben complementarse con otra condición no menos importante: la calidad del aire en espacios cerrados.

La necesidad de contar con un aire purificado en ambientes interiores ha ido creciendo a raíz del Covid-19 poniendo en evidencia la importancia de controlar y garantizar que la calidad del aire interior sea la adecuada, especialmente en aquellos entornos en los que pasamos más tiempo como puede ser nuestro hogar, el colegio o la oficina.

De hecho, según un reciente estudio internacional elaborado por la Universidad de Salud Pública de Harvard, las tasas de ventilación bajas y los niveles altos de partículas contaminantes están relacionados con una menor función cognitiva.

Ante esta realidad, invertir en sistemas y tecnologías como los purificadores de aire para mejorar la calidad del aire interior se convierte en una importante opción a valorar para minimizar las posibilidades de contraer

infecciones respiratorias.

En ese sentido, Mitsubishi Electric ha desarrollado su propia gama de purificadores para lograr un ambiente libre de impurezas en espacios de hasta 100 m² y garantizar un aire limpio y saludable. Gracias a ello, permiten realizar el máximo de renovaciones de aire por hora (primordial en espacios donde hay bastante rotación de personas).

Estos dispositivos cuentan con filtro HEPA y cuatro etapas adicionales de filtrado. Por un lado, una doble capa capaz de capturar partículas de hasta 0,3 micras, siendo especialmente eficaz para eliminar del ambiente ácaros, moho, polvo, polen o pelo de mascotas. De esta manera, además de renovar el aire impide que estas partículas se acumulen en las superficies. Le sigue un pre-filtro capaz de captar las partículas de mayor tamaño, otro de carbón activo elimina los olores, y un cuarto filtro de nanoplatino cuya función es limpiar el aire de compuestos nocivos.

Y es que, de todas las tecnologías, la filtración de aire mediante filtros HEPA (High Efficiency Particulate) es una de las más eficaces permitiendo capturar gran variedad de microorganismos con un 99% de eficacia y partículas en suspensión PM_{2.5}.



Para conocer la efectividad de un purificador de aire, existe el ratio CADR o tasa de purificación de aire limpio, una unidad de medida que indica la cantidad de aire limpio en m³/h que el purificador es capaz de filtrar. De esta manera, cuanto mayor CADR, mayor eficacia y capacidad de limpieza del purificador. En el caso de los modelos de Mitsubishi Electric MA-E85R es 508 m³/h y el del modelo MA-E100R, 612m³/h, los mayores de su categoría en el mercado.

Tecnología e inteligencia artificial

Otra de las ventajas de los purificadores de aire de Mitsubishi Electric es su reducido tamaño permitiendo transportarlo según la necesidad de cada momento. Además, destaca su sencillo manejo gracias a sus automatismos y sensores inteligentes que se adaptan al número de personas que haya cada momento en la sala y actúa sobre las zonas con ambientes más cargados.

El detector de presencia con inteligencia artificial I-SEE Sensor distingue entre personas y mascotas para determinar las zonas a las que es más necesario dirigir el aire purificado y, en modo automático, consumiendo la mínima cantidad de energía. Asimismo, con la función Smart Search, el purificador de aire detecta las áreas de mayor suciedad para dirigir el volumen de aire a esa dirección y filtrar el ambiente con mayor eficiencia. Consumiendo únicamente la energía mínima necesaria cuando trabaja en modo automático.

Presencia en el hogar y en los negocios

Con el fin de poner al alcance de cualquier usuario sus purificadores, la firma ofrece la 'Promoción Vuelta Al cole' con 100 euros de descuento en cada uno de los modelos a través de su web: tiendaonline.mitsubishielectric.es

Y es que, son ya numerosos los centros educativos, sanitarios y oficinas las que han incorporado purificadores de aire Mitsubishi Electric en sus instalaciones para asegurar un aire limpio de manera continua en las aulas, ahora que, con la llegada del frío, la ventilación natural de los espacios cerrados se complica.

Sectores como la restauración y ámbitos como la educación, la salud y el bienestar, y el *retail* ya han confiado en estos sistemas de purificación de aire de Mitsubishi Electric de la mano de entidades emblemáticas como el restaurante Botín y Carbón Negro, la conocida empresa de medicina y cirugía estética Dorsia, pastelerías Boldú o el prestigioso centro educativo British Council School.

Además, el Intercambiador de Plaza de Castilla contó con purificadores de aire Mitsubishi Electric para la campaña de realización de test de antígenos, donde se rea-

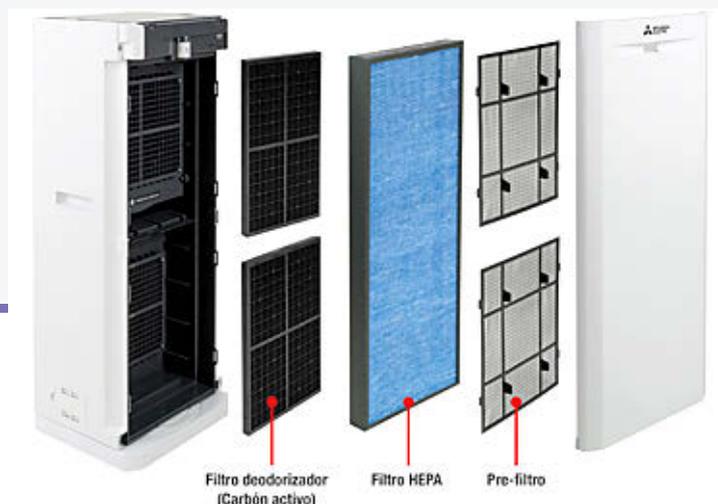


Ilustración de los filtros de los purificadores Mitsubishi Electric. EE



Purificador de Mitsubishi Electric. EE

lizaban unos 700 test diarios contribuyendo con esta donación a la iniciativa de la Comunidad de Madrid y el Consorcio de Transportes CRTM que arrancó a comienzos del pasado mes de julio, garantizando así un "Espacio de Confianza".

Una calculadora 'online' para saber qué elegir

Por último, la firma japonesa cuenta además con una herramienta *online* con el objetivo de conocer cuánto tiempo hay que purificar el aire una estancia y cuál es el purificador que realmente se necesita.

Precios de los carburantes



	España	Austria	Bélgica	Bulgaria	Chipre	Rep. Checa	Croacia	Dinamarca	Estonia
GASOLINA	1,436€	1,321€	1,535€	1,136€	1,298€	1,330€	1,485€	1,716€	1,454€
DIÉSEL	1,279€	1,259€	1,527€	1,108€	1,314€	1,251€	1,403€	1,465€	1,248€



Los combustibles marinos cuestan un 60% más que en 2020

Tras la drástica caída sufrida durante la pandemia, los precios de los combustibles marinos se recuperan. Las empresas del sector buscan alternativas para reducir su impacto

Concha Raso.

Al igual que sucede en otros sectores económicos, el precio de los combustibles es un coste fluctuante que no solo impacta en los bolsillos de los consumidores, sino también en los resultados de las empresas, especialmente en aquellas industrias del sector marítimo donde su uso supone un elemento esencial para poder desarrollar su actividad.

Un claro ejemplo es el de las compañías navieras, para las que los combustibles marinos suponen el

La Garrucha. Barco pesquero en Santa Pola. eE

Precios de los carburantes



	Finlandia	Malta	P. Bajos	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	Suecia
GASOLINA	1,720€	1,340€	1,859€	1,264€	1,673€	1,220€	1,420€	1,282€	1,638€
DIÉSEL	1,524€	1,210€	1,499€	1,220€	1,467€	1,177€	1,270€	1,313€	1,756€

mayor factor de coste de sus empresas; en muchos casos, superior al 50% de los costes totales, y cuya capacidad para trasladar al cliente las posibles subidas de precios es limitada. El impacto puede ser mayor o menor según el tipo de buque, tamaño, del tráfico o de la velocidad operativa, aunque, tradicionalmente, impacta más a los buques que prestan servicios regulares.

Durante los primeros meses de 2020, coincidiendo con la propagación del virus y el cierre de industrias, los precios de los combustibles marinos descendieron drásticamente, según la Asociación de Navieros Españoles (ANAVE).

Los sucesivos acuerdos de recorte de producción de la OPEP, junto con la apertura gradual de la actividad mundial -señalan desde la asociación-, "favorecieron una estabilización de los precios entre junio y septiembre de ese año, produciéndose un aumento gradual en el cuarto trimestre, cuya tendencia creciente se está manteniendo en 2021".

Según la web especializada www.shipandbunker.com, el pasado 24 de septiembre los precios de los combustibles en el promedio de los 20 puertos mundiales con más actividad de suministro se cotizaron a 661,5 \$/t el MGO (Marine Gasoil), a 572,5 \$/t el VLSFO (Very Low Sulphur Fuel Oil) y a 478,5 \$/t el IFO 380 (fueloil con alto contenido en azufre) -ver gráfico adjunto-. Estos datos, indican desde ANAVE, "suponen un aumento de entre el 55% y el 60% respecto de los precios medios de 2020, aunque significativamente menor respecto a los precios previos a la pandemia".

Las previsiones a corto plazo indican que la recuperación económica -al menos de las economías avanzadas- parece ir a un ritmo superior al inicialmente previsto, lo que, a juicio de la asociación, "podría incentivar una mayor demanda y que los precios sigan subiendo". Al mismo tiempo, los países de la OPEP+ anunciaron en julio pasado el fin gradual de sus recortes de la producción, lo que, según ANAVE, "podría contrarrestar una subida drástica".

Algunas empresas utilizan instrumentos financieros para protegerse de estas variaciones en los precios, aunque estrategias operacionales como reducir la velocidad, por ejemplo, en un 10%, también pueden ayudar a mitigar el impacto de un repunte

Precio de combustibles marinos 2020 - 2021

Evolución de los precios de los combustibles marinos (\$/t)



Fuente: ANAVE.

elEconomista

brusco, "ya que esto hace que la potencia requerida (y el consumo de combustible) disminuya en un 27%", explican desde ANAVE.

Sin embargo, reducir la velocidad, añaden desde la asociación, "supondría disponer de una flota adicional de buques para atender la misma demanda de transporte en el mismo tiempo, que también consume combustible, por lo que el consumo de combustible, en la práctica, disminuiría en torno al 20%".

Los precios de los combustibles marinos han subido un 60% respecto a los precios medios de 2020

Esta práctica de navegar a velocidad reducida se generalizó en 2009 a la vista de los elevados precios de los combustibles y del excedente de flota generado por la bajada de la demanda de transporte derivada de la crisis financiera mundial.

Nuevas fuentes de energía

El sector pesquero también es muy sensible a las

Precios de los carburantes

									
	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo
GASOLINA	1,589€	1,636€	1,702€	1,302€	1,546€	1,670€	1,338€	1,316€	1,372€
DIÉSEL	1,453€	1,420€	1,403€	1,280€	1,433€	1,516€	1,236€	1,200€	1,276€

subidas de precios del combustible. El gasoil empleado puede llegar a suponer, según la modalidad de pesca, "el 40% de los costes de explotación de sus buques", señalan desde la Confederación Española de Pesca (CEPESCA), de manera que cualquier subida que se produzca en el mercado de los hidrocarburos, "afecta directamente en nuestras cuentas de explotación".

El precio del combustible afecta a todo tipo de barcos, ya sean de pesca de altura o de bajura, explican desde la confederación, aunque los más afectados suelen ser las empresas con buques de arrastre, que son los que más gasoil necesitan para operar.

Desde 2016, esta industria ha visto cómo el precio del gasóleo no ha parado de subir hasta que llegó la pandemia y bajó considerablemente. En cambio, desde diciembre del año pasado, ha subido mes a mes, poniéndose en niveles superiores a los previos a la pandemia.

El gráfico de evolución de precios de gasoil del puerto de Vigo -ver gráfico adjunto- muestra que, de media, el precio estaba en 0,4180 €/l en febrero del pasado año y en agosto de 2021 en 0,4480 €/l. Si la media anual en 2020 fue de 0,3064 €/l, este 2021 está siendo de 0,4100 €/l, lo que supone un aumento considerable.

Por si esto fuera poco, el sector pesquero está pendiente de la decisión de Bruselas de poner fin a la bonificación del gasóleo que se aplica a la flota pesquera.

La propuesta de Directiva para reestructurar, en el marco del Pacto Verde europeo, los impuestos sobre productos de la energía y electricidad, prevé establecer un impuesto al gasóleo pesquero de cerca de 14 euros por cada 100 litros de combustible a partir del año 2023 que, de prosperar, afirman desde la asociación, "tendrá un hondo impacto en la viabilidad de muchas empresas de nuestro sector y pondría en peligro los puestos de trabajo que se generan a su alrededor; sin duda, un desastre para un sector que opera con unos márgenes muy ajustados y que, en los últimos diez años, ha conseguido reducir sus emisiones un 18%".

El conjunto del sector lleva trabajando desde 2007 en proyectos de I+D+i para ser más eficientes des-

Precio medio anual gasoil Vigo

Evolución de los precios de los combustibles marinos y del gasoil (€/l)



Fuente: CEPESCA.

elEconomista

de el punto de vista energético y reducir la factura del combustible.

Desde entonces, señalan desde CEPESCA, "se han modernizado buques, se ha modificado el patrón de explotación para consumir menos gasóleo y se ha trabajado en combustibles alternativos, aunque estos últimos solo se han podido introducir en flotas artesanales, ya que en el resto de la flota todavía no es posible.

El combustible es el mayor factor de coste para las compañías, a veces superior al 50% de los costes totales

Para cambiar esos motores, necesitaríamos incrementar la capacidad de los barcos (GT) y hoy en día está prohibido por la UE". Actualmente, añaden, "se están probando nuevas fuentes de energía, como el hidrógeno o la electricidad, para impulsar a los buques de pesca y se están desarrollando proyectos piloto en este sentido".



good new energy

Así es nuestra energía. Así somos.

Somos **good** porque desde hace 50 años contribuimos al bienestar de las personas operando infraestructuras de gas natural de manera segura y eficiente.

Somos **new** porque innovamos y desarrollamos nuevos servicios y soluciones para una energía cada vez más competitiva.

Somos **energy** porque trabajamos con ganas e ilusión y con una de las energías más limpias para un futuro sostenible.

Líder mundial de su sector en el Dow Jones Sustainability Index en 2019.

| Globales | | Sostenibles | | Innovadores |

enagas.es



Refinería

Repsol inaugurará el primer electrolizador en su refinería de Petronor



Repsol pondrá en marcha en el segundo semestre de 2022 el primer electrolizador del País Vasco en su refinería de Petronor. La instalación tendrá una capacidad de 2,5 MW y contará con una inversión de 8,9 millones de euros, que contempla, además, la construcción de las infraestructuras necesarias para el uso y distribución del hidrógeno renovable producido. El electrolizador dará servicio a la propia refinería de Petronor y a distintas entidades como

el Energy Intelligence Center y la primera hidrogenera del País Vasco, instalación impulsada por el Ente Vasco de la Energía y Repsol, que abastecerá a la plataforma logística de movilidad del propio parque formada por vehículos ligeros y autobuses. El proyecto se llevará a cabo por Sener y John Cockerill, mientras que los ductos que transportarán el hidrógeno renovable producido desde Petronor serán obra de Nortegas.

Talento

Cepsa apuesta por el talento joven en su programa 'Challenging U'



Cepsa ha dado comienzo a la quinta edición de 'Challenging U', uno de los programas de formación más competitivos del mercado, que permite a recién graduados impulsar su carrera en una de las compañías líderes del sector energético. Esta edición es la de mayor número de incorporaciones desde que lleva desarrollándose el programa, un total de 49 jóvenes de cinco nacionalidades diferentes -de los que el 70% son mujeres y un 7% personas con dis-

capacidad-, que se han unido a Cepsa para realizar prácticas remuneradas en las oficinas centrales de la compañía en Madrid, así como en sus centros industriales en Huelva y San Roque (Cádiz).

Los jóvenes seleccionados compaginarán las prácticas con un posgrado en Gestión Empresarial impartido por la Escuela de Organización Industrial (EOI).

Biocombustibles

Shell construirá una planta de biocombustibles en Róterdam



Royal Dutch Shell plc ha anunciado su decisión de invertir en la construcción de una planta de biocombustibles de 820.000 toneladas al año en Shell Energy & Chemicals Park Róterdam (Países Bajos) -anteriormente conocida como refinería Pernis-, cuya producción se espera comience en 2024. Una vez construida, la instalación estará entre las más grandes de Europa para producir combustible de aviación sostenible (SAF) y diésel renovable a partir de acei-

te de cocina usado, grasa animal y otros productos residuales industriales y agrícolas, utilizando tecnología avanzada desarrollada por Shell. La nueva instalación ayudará a los Países Bajos y al resto de Europa a cumplir con los objetivos de reducción de emisiones vinculantes a nivel internacional. También ayudará a Shell a cumplir su propio objetivo de convertirse en un negocio de energía con cero emisiones netas para 2050.

GNL

Siport21 desarrollará un simulador de operaciones de 'bunkering' de GNL



Siport21 desarrollará, junto a Gasnam, Naturgy, Cotenaval y ESK, la herramienta SiBunker, un simulador conceptual de *bunkering* de GNL basado en un procedimiento de operaciones e indicadores de disponibilidad, según el modo seleccionado para realizar el servicio: STS, TTS o PTS. SiBunker, que se desarrollará en diez meses y tiene un presupuesto de más de 120.000 euros, ayudará a la toma de decisiones relativas al servicio de *bunkering* de gas na-

tural licuado, contemplando su normativa y las principales variables de operación. Este simulador permitirá mejorar la seguridad de las operaciones, al realizar un análisis de riesgos específico previo, y facilitará la toma de decisiones tanto a nivel náutico como de procesos, además de ser empleado como herramienta de formación y entrenamiento de todos los actores de la cadena de valor del suministro de gas.

*Construyamos
un mundo sostenible*



Generamos y Comercializamos
electricidad 100% renovable

Instalamos proyectos de autoconsumo llave en mano

Visita nuestra web www.coxenergy.es
llámanos gratis al 900 555 800
o escríbenos a info@coxenergy.es





Laura Pinto
Directora de Marketing de Ballenoil

El futuro de las gasolineras pasa por las nuevas tecnologías

La digitalización de casi todos los sectores económicos es una realidad. Si antes de la pandemia estaba en auge, ahora con el Covid-19 se ha acelerado, alcanzando la velocidad de crucero. En concreto, el sector en el que operamos es muy tradicional, donde el servicio está definido, por no decir estancado, desde hace muchas décadas. Sin embargo, los cambios a los que nos enfrentamos hacen que todos tengamos que reinventarnos para continuar ofreciendo valor a nuestros clientes. En nuestra opinión, ese valor diferencial pasa por aplicar la última tecnología a las nuevas estaciones de servicio. Nosotros, desde 2010, siempre hemos tenido presente que entrábamos en un sector con grandes barreras desde el inicio y que, si no ofrecíamos ese valor añadido, no podríamos sobrevivir. Y después de 10 años, hemos alcanzado las 150 estaciones y operamos en Cataluña, Comunidad Valenciana, Andalucía, Castilla-La Mancha, País Vasco, Extremadura, Madrid, Castilla y León, Asturias y Cantabria. Y próximamente comenzaremos en Galicia y Murcia.

Para alcanzar estas 150 unidades de suministro, hemos confiado ciegamente en la tecnología combinada con el factor humano para ofrecer un servicio acorde al siglo XXI. Fruto de este convencimiento, importamos un modelo extendido por Europa, que consistía en priorizar la velocidad y el ahorro en el repostaje siendo pioneros en este sistema. Pronto diseñamos una aplicación para que los conductores pudiesen no solo pagar a través de esta vía, si no que tuviesen acceso a más servicios como el precio de litro en tiempo real, la estación más cercana o el acceso a diferentes ofertas y promociones exclusivas. Estos fueron los primeros pasos que dimos en el 'proceso de digitalización'.

Desde el inicio hemos querido innovar y ofrecer nuevos servicios adaptados a las últimas tendencias. Entendemos que el ecosistema está en constante cambio y hay que seguir el ritmo. Por ello, justo antes de que apareciera en nuestras vidas la pandemia, llevábamos trabajando en un proyecto nuevo, un método de pago distinto a todo lo conocido que, actualmente, tenemos activo en nuestras estaciones: DNI&GO. Tras la situación, quisimos acelerar el proceso e implantarlo lo antes posible ya que aporta una gestión más rápida, fácil y segura. En Ballenoil confiamos y creemos en la sinergia entre empresas y en este proceso vamos de la mano con Banco Santander. Además, tenemos acuerdos firmados con Endesa, Iberdrola, Eysa-ElParking, entre otros. De esta forma seguimos trabajando en proyectos de innovación y potenciando la colaboración.

Reimaginar la energía para lograr compañías más verdes, una clave para alcanzar los objetivos de París

Grandes compañías de sectores tradicionalmente intensivos en emisiones de carbono, están repensando su modelo para avanzar hacia uno cada vez más sostenible

Seis años después de la entrada en vigor de los Acuerdos de París, más de 100 países han adquirido el compromiso de convertirse en neutros en carbono para el año 2050 o antes. En esta misma línea, solo en el último año, más de un millar de compañías a nivel global se han fijado este mismo objetivo. Reaccionando ante un escenario medioambiental que requiere acciones urgentes y, en ocasiones, avanzando a un ritmo más elevado que el marcado por los propios gobiernos, grandes compañías de sectores tradicionalmente intensivos en emisiones de carbono están logrando repensar su modelo y avanzar hacia uno cada vez más sostenible.

En la actualidad, alrededor del 70% de las emisiones mundiales proceden del consumo de energía en la industria, el transporte y el sector energético. Su transformación será esencial para cumplir los objetivos de París, no será suficiente con las compañías que ya son verdes a día de hoy. Por ello, en el camino hacia la descarbonización del planeta, es indispensable involucrar a las *greening companies*, empresas que no son bajas en emisiones de carbono en la actualidad, pero que cuentan con planes trazables para transformarse y volverse más ecológicas.

Caída sin precedentes de la demanda energética

Este proceso de transformación llega en un momento histórico marcado por una caída de la demanda mun-

dial de energía del -4,5% en 2020 y de las emisiones globales de carbono derivadas del uso de energía de un -6,3%; los mayores descensos desde la Segunda Guerra Mundial, según los datos del informe *bp Statistical of World Energy 2021*, el estudio de referencia con los principales datos de los mercados energéticos a nivel mundial. España no ha sido ajena a esa caída de la demanda de energía, y tanto el consumo de energía primaria (-11,4%) como las emisiones de CO₂ (-18,9%) se desplomaron a niveles históricos en 2020.

Estas caídas se debieron, en gran medida, al descenso de la actividad derivada de la pandemia pero, para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, las emisiones mundiales deben reducirse mucho más rápido; concretamente, un 7,6% cada año entre 2020 y 2030 para estar en camino de limitar el calentamiento a 1,5°C.

“Estas tendencias son lo que el mundo necesita en su transición hacia las cero emisiones netas: un fuerte crecimiento de las energías renovables que desplaza al carbón”, explica Spencer Dale, economista jefe de bp. “Para alcanzar la neutralidad climática, el nivel de ambición mostrado por los países y las empresas debe traducirse en un descenso significativo y sostenido de las emisiones y, en esta línea, todos los agentes sociales, desde las empresas hasta los gobiernos y los consumidores, desempeñan un papel esencial para conseguirlo”.



En el camino hacia la descarbonización del planeta es indispensable involucrar a las *greening companies*.



El gasoducto Magreb-Europa entró en operación en 1996.

El gasoducto Magreb cumple 25 años, pulmón de suministro de gas en España

El 1 de noviembre de 1996 entraba en operación el gasoducto Magreb-Europa, un proyecto de gran complejidad para la época, en cuya construcción participaron más de 8.000 personas. Actualmente está pendiente la renovación del permiso de concesión con Marruecos, cuyo contrato vence el 31 de octubre

Concha Raso. Fotos: eE

El próximo 1 de noviembre se cumplirán 25 años de la entrada en funcionamiento del gasoducto Magreb-Europa (GME), un proyecto de gran envergadura y cerca de 1.800 millones de euros de inversión, que entraba en operación en 1996 con el objetivo de conectar los yacimientos argelinos de Hassi R'Mel con la red europea de gasoductos vía Marruecos, el Estrecho de Gibraltar y la Península Ibérica, y diversificar de esta manera el aprovisionamiento de gas en Espa-

ña y en otros países europeos, además de integrar los sistemas gasistas de España y Portugal.

Un cuarto de siglo después de su inauguración, el gasoducto Magreb-Europa, cuya concesión se otorgó a la empresa Europe Maghreb Pipeline Limited (EMPL), de la que son accionistas Naturgy y Galp Energía, se ha convertido en una de las principales puertas de entrada del gas en nuestro país. Desde su entrada en funcionamiento, el GME ha

Energía

elEconomista.es



Inicio de los trabajos de construcción del gasoducto.



En su construcción participaron más de 8.000 personas.



Entre 2003 y 2005 se realizaron los trabajos para la ampliación del gasoducto.

transportado más de 200 billones de metros cúbicos de gas natural (bcm), de los que una gran parte se han destinado al mercado español.

Actualmente está pendiente la renovación del permiso de concesión con el Gobierno de Marruecos, cuyo contrato vence el próximo 31 de octubre, en un momento especialmente tenso por la ruptura de relaciones diplomáticas entre Argelia y Marruecos el pasado agosto y la tensión entre España y Marruecos tras la crisis de Ceuta.

Las primeras negociaciones para sacar adelante el gasoducto arrancaron en 1990 y las obras de construcción se iniciaron en 1993, todo un reto para la época debido a la gran complejidad del proyecto, especialmente la parte que atraviesa el Estrecho de Gibraltar.

Para su construcción y ejecución, el proyecto se dividió en cuatro tramos gestionados por las empresas Sonatrach (tramo argelino); EMPL y Metragaz (Marruecos) -la primera fue constituida para

promover, financiar y operar el gasoducto, ocupándose en la actualidad de la explotación comercial del transporte de gas en el tramo marroquí, mientras que la segunda se constituyó para realizar inicialmente la actividad de construcción y, posteriormente, la operación y mantenimiento de las instalaciones del gasoducto-; Transgas (Portugal) y Enagás (España).

El proyecto se inició con la creación de la sociedad de estudios Omegaz-Etudes, que se encargó de valorar la viabilidad técnica y económica del mismo. Tras esta primera fase, el acuerdo suscrito en julio de 1992 entre el Gobierno del Reino de Marruecos, la petrolera marroquí SNPP (Société Nationale Des Produits Pétroliers) y la española Enagás, daba el pistoletazo de salida al trabajo de ingeniería. Dos años después, se incorporaba Portugal a través de Transgás, actualmente Galp Gás Natural, sociedad del grupo Galp Energía.

8.000 personas en su construcción

El gasoducto Magreb-Europa, de 1.400 kilómetros



El gasoducto se diseñó para transportar 8,5 bmc al año.



Trabajo de cortadura en frío.

de longitud, mide 48 pulgadas en el tramo terrestre y 22 pulgadas en dos tramos submarinos. En su recorrido, el GME viaja 520 kilómetros desde Hassi R'Mel hasta la frontera marroquí y 540 kilómetros desde Marruecos hasta Tánger.

De la cifra total, 47 kilómetros son submarinos, a 400 metros de profundidad, de los que el 60% están bajo aguas marroquíes y el 40% bajo aguas españolas. La parte española, de 275 kilómetros, recorre desde Tarifa hasta Córdoba y, posteriormente, llega hasta la frontera hispano-portuguesa en Badajoz.

En su concepción inicial, el gasoducto Magreb-Europa se diseñó para transportar 8,5 bcm de gas al año. En sus inicios transportaba 0,68 bcm, pero desde el año 2015 la capacidad ha aumentado hasta los 10 bcm.

El gas viaja por el gasoducto a una velocidad de 3 metros por segundo (m/s), lo que significa que tarda cuatro días y siete horas en recorrer la distancia entre el yacimiento de Hassi R'Mel y Tarifa.

En su construcción participaron más de 8.000 personas, un total de 12 sociedades de ingeniería, 20 empresas constructoras y más de 70 suministradores de equipos procedentes de diferentes partes del mundo, desde Europa, Estados Unidos y Japón. Asimismo, se invirtieron más de un millón y medio de horas en ingeniería y supervisión de obras.

Por otro lado, la apertura de zanjas para la puesta de la tubería supuso tener que mover más de 6 mi-

llones de metros cúbicos de tierra. Solo desde Hassi R'Mel hasta Córdoba se soldaron 120.000 tubos, siendo necesarias 600.000 toneladas de chapa de acero para su fabricación.

Ampliación del gasoducto

Entre 2003 y 2005 se realizaron trabajos de ampliación del gasoducto en un 50% de la capacidad de transporte del tramo marroquí hasta 12,5 bcm/año para transportar un nuevo contrato de suministro de Naturgy con Sonatrach.

1.800

Millones de euros se invirtieron en la construcción del gasoducto Magreb-Europa

Los trabajos consistieron en el refuerzo de las estaciones de compresión de Frontera y Estrecho mediante la instalación de nuevos grupos de compresión y la adecuación de los compresores antiguos a las nuevas condiciones de funcionamiento.

En marzo de 2005, se inició el suministro a la central de Tahaddart, primera central de ciclo combinado de ONEE (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable) en Marruecos, y en noviembre de 2011 se inició el transporte del primer contrato de suministro directo de ONEE con Sonatrach para la central termosolar de Ain Bénimathar.

Member of
**Dow Jones
Sustainability Indices**
Powered by the S&P Global CSA



UN MUNDO MÁS VERDE COMIENZA EN LAS PERSONAS

13 años consecutivos a la cabeza de las empresas
más sostenibles del mundo

EDP es la empresa portuguesa que desde hace más años forma parte de los índices de sostenibilidad del Dow Jones. El reconocimiento natural de aquellos que están en el camino correcto hacia un planeta más sostenible que queremos preservar para las generaciones venideras. Porque el futuro de la humanidad depende cada vez más de lo que hagamos ahora.



[ESPANA.EDP.COM](https://www.ESPANA.EDP.COM)



Joan Batalla
Presidente de Sedigas

Alternativas y diálogo frente al fondo para las renovables

El pasado 1 de junio, el Consejo de Ministros remitió a las Cortes el Proyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE). En estos momentos, el FNSSE se encuentra en la Comisión de Transición Ecológica y Reto Demográfico del Congreso, la cual deberá votar las enmiendas presentadas por los diferentes grupos parlamentarios. El objetivo marcado por el Gobierno para aprobar esta medida es el de aliviar los costes del régimen especial de la energía renovable eléctrica, gravando al resto de consumos energéticos.

Esta medida, además de injusta al gravar a sectores energéticos que fueron ajenos a la creación del déficit de las renovables, generará una serie de problemas que se trasladarán a otros sectores, especialmente al industrial, a través de un incremento en el precio de la energía.

Claro ejemplo de ello será la industria calorífica, gran consumidora de gas al necesitar de grandes temperaturas para operar, que incluye a sectores tan relevantes como el sector del papel o el cerámico, entre otros.

Es necesario destacar que el impacto sobre el sector industrial se produciría en un contexto de reconocida desindustrialización a nivel europeo, que requiere de ambiciosas medidas de los Estados miembro de la UE para proteger el tejido industrial que permanece y atrae a nuevos inversores. Una atracción que no se conseguirá con mayores costes energéticos.

En Europa, la actual crisis económica y social fruto de la pandemia sanitaria ha puesto de relieve la importancia de la economía real y de una industria fuerte.

La interacción de la industria con el resto del entramado económico va mucho más allá del propio proceso productivo. Su actividad se integra en cadenas de valor cada vez más ricas y complejas, en las que confluyen empresas de diferentes dimensiones de todos los sectores y países.

Esta es la única manera de conseguir un crecimiento sostenible, crear empleo



cualificado y de alto valor añadido, y dar respuesta a los enormes retos sociales a los que nos enfrentamos. Para ello, es necesaria una visión de largo alcance que se centre en la inversión y en la innovación pero garantizando, al mismo tiempo, la competitividad.

Es por ello por lo que cualquier medida normativa en el ámbito energético debe considerar siempre todas las derivadas sobre nuestro tejido productivo.

Prueba de ello es que, a principios de año, el Consejo de Estado emitió un informe en el que apuntaba que no se había realizado un análisis de impacto suficiente y que tendría consecuencias directas sobre los consumidores y sobre la competitividad de la industria en los mercados internacionales.

Precisamente, numerosas voces autorizadas del mundo empresarial han alertado sobre la pérdida de inversiones internacionales que sufriría España en caso de la entrada en vigor del Fondo en los términos actuales.

El sector gasista ha solicitado al MITERD que abra una vía de diálogo con el sector, así como con otras industrias potencialmente afectadas, para buscar alternativas que nos acerquen a los objetivos de descarbonización, sin dañar de manera innecesaria a algunos actores relevantes del sector energético y a la competitividad del sector industrial.



La implantación del FNSSE, lastraría los proyectos para el desarrollo de energías térmicas renovables

SEDIGAS siempre ha defendido el proceso de descarbonización y ha dado importantes pasos en dicha dirección a través del fomento y desarrollo de los gases renovables, biogás-biometano e hidrógeno.

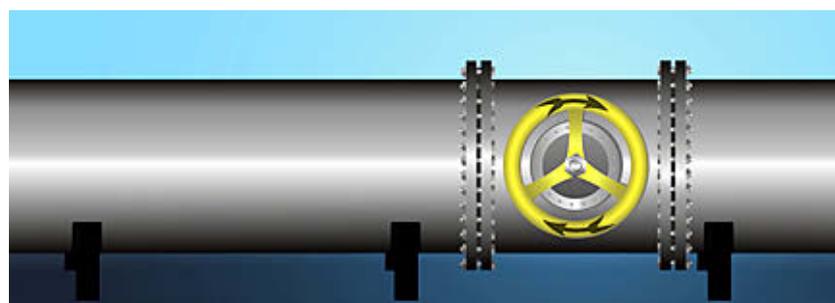
No obstante, con una hipotética implantación del FNSSE, tal y como ha sido concebido, los proyectos para el desarrollo de estas energías térmicas renovables se verían también lastrados.

Asimismo, el sector industrial en su conjunto está comprometido con la descarbonización, sin perder de vista el empleo y la competitividad empresarial, en mercados sujetos a una competencia global y a un importante riesgo de deslocalización. Muestra de ello son los importantes esfuerzos en la optimización de la eficiencia energética y la reducción de emisiones de CO₂.

Es necesario que el MITERD analice el impacto que tendría la aprobación del FNSSE y el mensaje que estaría trasladando al exterior.

Creemos que acabar con el déficit generado por las renovables no puede tener un impacto tan directo en un sector industrial ya debilitado, ni frenar el atractivo de nuestro país para la inversión exterior.

El diálogo y la búsqueda de soluciones alternativas entre el Gobierno y el conjunto del sector energético deben ser las claves que marquen la agenda en los próximos meses.



Hidrógeno

Alianza de Enagás, Naturgy y Exolum en hidrógeno para movilidad

Enagás, a través de su filial Scale Gas, Naturgy y Exolum, han firmado un acuerdo para estudiar y desarrollar conjuntamente infraestructuras de producción, distribución y suministro de hidrógeno verde en el sector de la movilidad en toda España. El proyecto, que se denominará "Win4H2", comprende el desarrollo de una red de 50 hidrogeneras, de las que se podrán beneficiar sectores como la Administración, transporte de viajeros, logística, taxis, vehícu-

los particulares, logística de equipajes portuario y aeroportuario, además de otros potenciales grandes consumidores. El objetivo de estos corredores es establecer una red de puntos de abastecimiento de hidrógeno renovable que disten entre ellos unos 300 km y cubran la totalidad del país. Las tres compañías ya están diseñando la primera ruta que permitirá suministrar H2 verde en las localidades de Madrid, Valencia y Murcia/Cartagena.

Bidegas II

Nortegas y el EVE desplegarán una red inteligente de gas

Nortegas, el Ente Vasco de la Energía (EVE) y el Ayuntamiento de Alonsotegi (Bilbao) han presentado el proyecto Bidegas II, que busca impulsar las redes inteligentes de gas a través de la instalación de elementos electrónicos y de telecomunicaciones de última tecnología. Bidegas II llevará a cabo la sustitución, de manera gratuita para los usuarios, de los contadores domésticos, comerciales y de pequeña industria de Alonsotegi por unos nuevos contado-

res digitales que cuentan con la tecnología necesaria para enviar de forma regular datos de consumo y seguridad a una plataforma de gestión y análisis de información de Nortegas. Bidegas II se pondrá en marcha este mes de septiembre, con la instalación de 752 contadores, detectores y concentradores en Alonsotegi, a fin de poder recibir datos a partir de octubre. El proyecto tendrá una duración de seis meses.

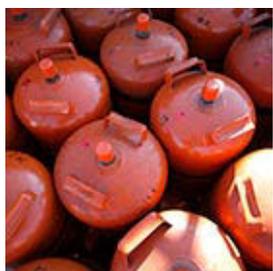
Suministro

Redexis inicia el suministro de gas canalizado en Serón (Almería)

Redexis ha iniciado recientemente el suministro de gas canalizado en el municipio de Serón (Almería), con el objetivo de facilitar el acceso a esta fuente de energía a viviendas, empresas e industrias del municipio y contribuir en su crecimiento y desarrollo competitivo. En la primera fase del proyecto, la compañía ha desplegado más de 1 kilómetro de redes de distribución para facilitar esta fuente de energía a viviendas, industrias y comercios del tejido ur-

bano e industrial de la zona. Actualmente, cuentan con suministro de gas a edificios del núcleo urbano como la residencia de mayores o el colegio Miguel Zubeldia. En una segunda fase, la compañía finalizará el proyecto de ejecución de redes con 1,6 kilómetros adicionales para llegar a la totalidad del municipio. En ella, está previsto poner en marcha el suministro de la nueva residencia de mayores y los secaderos de jamones.

Precio

La bombona de butano sube un 5%, su mayor subida desde 2015

La bombona de butano ha tomado el relevo de la escalada del precio de la luz. También en crecimiento sostenido durante los últimos días, ya alcanza su tope en seis años.

Desde el pasado 20 de septiembre cuesta 16,13 euros (incluidos los 0,015 euros por kilogramo del impuesto de hidrocarburos y el 21% de IVA), es decir, un 5% más que en la última revisión de la tarifa rea-

lizada el pasado mes de julio, cuando costaba 15,37 euros.

Con esta nueva revisión, el formato estándar de 12,5 kg cuesta 0,76 céntimos más que en julio de este mismo año. Se trata de la cifra más alta desde marzo de 2015, último mes en que se vendió por el máximo histórico de 17,5 euros. Hace un año la bombona de butano costaba 12,09 euros.

Generamos **actitud verde** y **ahorro** para tu bolsillo

En la senda de nuestro **compromiso hacia la sostenibilidad y la concienciación social** con el medio ambiente, situamos al cliente como protagonista en esta transformación, abogando por **energías limpias y respetuosas** que ayudan a frenar el cambio climático.

LUZ | GAS | MANTENIMIENTOS | SOLUCIONES DE EFICIENCIA

aldro
energía

El mejor
SERVICIO
DE ATENCIÓN
AL CLIENTE
DEL AÑO
2021



Joe Robertson
CISO para EMEA en Fortinet

La ciberseguridad de los entornos OT en el sector energético y ‘utilities’

El IIoT (Internet Industrial de las Cosas) conecta personas, procesos y activos. Tradicionalmente, los dispositivos en entornos OT - máquinas, sensores, PLCs, etc. - estaban aislados o conectados a un sistema de control industrial. El IIoT les proporciona un enlace con Internet, permitiendo a los usuarios interactuar con ellos en tiempo real, extraer datos y analizarlos mediante análisis estadísticos o predictivos. El valor de esa inteligencia es incalculable y las oportunidades, infinitas. Entre los beneficios destaca la mejora de la eficiencia operativa, la reducción de los costes a través del mantenimiento predictivo, la optimización de la planificación y programación de las adquisiciones y la mejora de la seguridad de la experiencia del cliente.

El sector de la energía y *utilities* ha aprovechado y adoptado el potencial de los dispositivos inteligentes aplicado a la gestión inteligente del agua, el gas y la red eléctrica inteligente. En la gestión de la red eléctrica inteligente, los contadores pueden controlar el consumo y la transmisión de electricidad en tiempo real, lo que redundará en una generación y distribución de electricidad más eficiente y basada en la demanda. También pueden alertar a las eléctricas de los cortes de suministro, lo que les permite restablecer los servicios con celeridad. Asimismo, los contadores inteligentes son un elemento fundamental del modelo de energía descentralizada, ya que facilitan el crecimiento de fuentes de energía sostenibles como los paneles solares y las turbinas eólicas, fomentando la eficiencia en la producción y la distribución.

Pero ser inteligente sólo te hace más atractivo para los hackers. Cada nuevo dispositivo inteligente que se introduce en la red es un potencial punto de entrada para los atacantes. A esta ecuación se le añade el 5G, que, aunque es más seguro que sus predecesores, constituye un campo de juego totalmente nuevo para los hackers. Por ello, seguirá siendo necesaria una seguridad adicional.

Los dispositivos del IIoT tienden a funcionar con un *hardware* limitado con poca o ninguna interfaz de gestión. No suelen ser actualizables sobre el terreno y pueden tener limitaciones para determinar si funcionan correctamente. A menudo tienen capacidades de autenticación y cifrado limitadas y muy débiles. Se insta-



lan a menudo en lugares de difícil acceso y deben ser capaces de funcionar sin supervisión durante largos períodos y ser resistentes a intentos de manipulación física.

Con la llegada del 5G se obtienen velocidades más rápidas, mayor ancho de banda y soporte para un gran número de dispositivos. Una actualización defectuosa de un gran número de dispositivos podría provocar fácilmente una tormenta de señales que podría afectar al nivel de servicio de toda la red móvil si no se gestiona adecuadamente.

Con la introducción de las redes privadas móviles y el *edge computing*, la concentración de infraestructura de red y de computación se convierte en una parte crítica del entorno de producción y su protección es primordial. Actualmente, los ataques a los dispositivos IIoT son limitados porque el retorno de la inversión es mayor en otros, como el *ransomware*. Pero a medida que aumente la adopción del IIoT, es probable que se convierta en una rica fuente de ingresos para el cibercrimen.

La realidad es que un ataque al IIoT, especialmente si se utiliza para supervisar operaciones y procesos críticos, puede tener un impacto muy significativo no solo en la propia empresa, sino también en el medio ambiente y en la salud y seguridad del personal e, incluso, del público en general. Y dado que el mercado de los dispositivos IIoT no está regulado y no se le exige que cumpla ciertas normas de seguridad, es vital adoptar un enfoque holístico e integral de la seguridad.



Cada nuevo dispositivo inteligente que se introduce en la red es un potencial punto de entrada para los atacantes

A la hora de asegurar cualquier sistema que incluya dispositivos inteligentes, hay que tener en cuenta tres factores importantes.

El primero es la visibilidad: tener una visión global del sistema y sus componentes, entender qué dispositivos están conectados a la red y si funcionan con normalidad. Saber “qué” está conectado a la red es un principio básico de ciberhigiene. Se requiere una solución que incluya el control de acceso a la red, la gestión de dispositivos, eventos e inventario, además de un análisis detallado.

El segundo factor es la prevención del ataque. Los dispositivos del IIoT suelen tener necesidades de conectividad limitadas, por lo que debe utilizarse la segmentación para restringir el acceso. Los *firewalls* de aplicaciones pueden asegurar que solo se permitan los protocolos y aplicaciones autorizados. La prevención de intrusiones puede detectar y bloquear los intentos de escaneo de vulnerabilidades y evitar cualquier intento de explotarlas.

El tercer factor es reconocer cuando un dispositivo ha sido comprometido. Tras una intrusión, el atacante reunirá toda la información sobre el entorno, identificará los activos de alto valor y determinará cómo monetizar el ataque. Es una ventana de oportunidad para contener y bloquear el ataque. Soluciones como el anti-botnet, la detección de compromisos y el análisis del comportamiento de usuarios y entidades (UEBA), están diseñadas para detectar un ciberataque inmediatamente. La tecnología SOAR (Orquestación Automatización y Respuesta de Seguridad) realiza una investigación y da respuesta automatizada para identificar, aislar o eliminar estos dispositivos antes de que se produzca daño.

Por último, todos los componentes de seguridad anteriores deben integrarse en una arquitectura de seguridad que ofrezca inteligencia sobre amenazas accionable, basada en IA y que proporcione una verdadera integración y automatización en toda la infraestructura de seguridad. Una postura de seguridad consistente, en tiempo real y de extremo a extremo, protege los dispositivos inteligentes, minimiza el impacto y reduce el tiempo necesario para devolver los sistemas críticos a un estado seguro y disponible.



Francisco Reynés, presidente de Naturgy.



Federico Linares, presidente de EY.



Alberto Granados, presidente de Microsoft.

Naturgy ofrece su electricidad a la mitad de precio

La compañía que preside Francisco Reynés lanza una oferta a 60 euros/MWh frente a los 140 euros/MWh que se pagan en el mercado mayorista

I. Gaspar / L. Gómez. Fotos: David García y Daniel Mata

Bajo el lema *Olvídate del Pool*, Naturgy va a lanzar una iniciativa para paliar los efectos de la actual crisis de los precios eléctricos en los consumidores. Así lo anunció su presidente, Francisco Reynés, en el VI Foro de Energía, celebrado por *elEconomista*, en el que se dieron cita los principales líderes del sector energético español.

En este sentido, Reynés reconoció que “es verdad que ha habido materias primas, en concreto las energéticas, que han subido encarecidamente su precio en los mercados internacionales sobre el que ninguna compañía y ningún país puede hacer nada de una forma directa. Por lo tanto, estamos sometidos a las fuerzas del mercado, que a veces

funcionan en sentido positivo y, otras, en sentido negativo”.

Para contrarrestar los precios históricos que está marcando la luz, durante los próximos 24 meses, sin condiciones adicionales ni permanencia, los clientes domésticos pagarán el coste de la energía “al mismo nivel de precio del pool que tenían antes de esta escalada, es decir, 60 €/MWh. Van a tener la posibilidad de contratar una tarifa liberalizada que depende solo de nosotros y que se pondrá en marcha a partir del 15 de septiembre”. Esta medida está dirigida a los clientes del mercado regulado, del liberalizado, y también a los clientes de otras comercializadoras que quieran modificar sus condiciones. Según el presidente de Naturgy, esto demuestra que “las compañías miramos también desde un ámbito social las decisiones empresariales”.

Asimismo, Reynés quiso recordar que se está viviendo una situación especial después de una pandemia que se está reflejando ahora: la crisis afectó los niveles de producción, los inventarios, las referencias de precios, etc. “Ahora lo que está ocurriendo, además con un progresivo encarecimiento de los derechos de CO2, es que estamos viendo un mercado completamente diferente del que habíamos planificado”.

A este respecto, en el primer trimestre del año el precio del *pool* eléctrico se situó en torno a los 60 €/MWh lo que, extendido al resto del año, se traduciría en que un consumidor doméstico con una ta-



El VI Foro de la Energía se celebró, de manera presencial, en el Hotel Westin Palace de Madrid y fue retransmitido vía 'streaming'.

rifa ligada al *pool*, estaría pagando un poco más de 700 euros al año. La compañía avanza así ante la situación excepcional de precios registrados en el mercado mayorista que ha alcanzado valores récord de más de 140 euros, teniendo en cuenta que el término de energía supone algo más del 30% de la factura final. "El coste de la energía es uno de los factores que influyen en la factura eléctrica, pero no el único. De hecho, durante el primer semestre del año el *pool* se ha comportado de manera parecida en lo referente al precio que en 2018", señaló Reynés.

Otro de los encargados de inaugurar el Foro de Energía fue Federico Linares, presidente de EY, quien destacó que "los fondos europeos suponen una oportunidad extraordinaria de transformación de España". A este respecto, Linares se preguntó si el país está preparado para que el sector energético sea un vector de cambio para la economía y la sociedad como lo serán muchos otros sectores en el ámbito del Next Generation. Asimismo, recalcó el "enorme desafío del cambio climático y de la biodiversidad. Somos la última generación que podrá afrontar este reto con garantías de solucionarlo". La UE se ha marcado como objetivo alcanzar la neutralidad climática en 2050 y "no nos podemos desviar un solo día, mes o año del rumbo que nos hemos fijado".

La tecnología como aliado

Por su parte, Alberto Granados, presidente de Microsoft, señaló que "sin las compañías energéti-

cas nosotros no tenemos ningún sentido. En la medida que vamos abriendo nuevos centros de datos necesitamos energía". Granados explicó que el objetivo de Microsoft es ser un *partner* tecnológico para las empresas eléctricas en su camino hacia la descarbonización, descentralización y digitalización. "Necesitamos acelerar la innovación y cómo estamos implementando la tecnología a la cadena de valor".

700 €

Es el precio que un consumidor estaría pagando con los precios de principios de año

El presidente de Microsoft resaltó cuatro áreas de trabajo en su objetivo de acompañar a las firmas del sector: la modernización de la fuerza laboral, la sostenibilidad, la innovación y la optimización de las operaciones. Precisamente, esta última es la que está concentrando una parte importante del esfuerzo del grupo. Por ejemplo, "en la utilización de conceptos como gemelos digitales o Inteligencia Artificial para crear una red inteligente de distribución o para ayudar en entornos de exploración o refinerías", indicó Granados, al tiempo que añadió que la digitalización "puede ahorrar millones en capex y opex porque permite simular entornos para anticipar lo que pueda ocurrir".



De izquierda a derecha: Rui Teixeira, consejero delegado de EDP; Rafael Mateo, consejero delegado de Acciona Energía; Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol; Amador G. Ayora, director de 'elEconomista'; Ángeles Santamaría, consejera delegada de Iberdrola España; José Bogas, consejero delegado de Endesa, y Loreto Ordóñez, consejera delegada de Engie España.

El sector desconfía de las medidas para bajar el precio de la luz

Las grandes compañías energéticas apuntan a las subidas de los precios del gas y del CO2 como los principales responsables del escenario actual en el que la tarifa eléctrica ha alcanzado máximos históricos y reclaman recortes de impuestos y reformar el diseño del PVPC para limitar los riesgos

J. Mesones / L. Gómez. Fotos: David García y Daniel Mata

Las grandes compañías energéticas desconfían de que las medidas anunciadas por el Gobierno en los días previos a la celebración del Foro, tengan un efecto significativo en la contención del precio de la electricidad en España. De hecho, prevén que el recibo no registrará una bajada relevante hasta la primavera de 2022.

Durante sus intervenciones en la primera mesa redonda de la jornada, la consejera delegada de

Iberdrola España, Ángeles Santamaría, recordó que desde 2018 viene advirtiendo de que el diseño del PVPC y de cómo traslada el riesgo del precio mayorista a los consumidores "era fuente de problemas", y abogó por su revisión. Por su parte, el consejero delegado de Endesa, José Bogas, señaló que "la política energética, el desarrollo de renovables y la sostenibilidad del sistema van en la línea de abaratar los precios a futuro. Ese es el camino correcto, pero tenemos un problema, que el PVPC

está ligado al mercado mayorista”, comentó Bogas.

El consejero delegado de Repsol, Josu Jon Imaz, incidió, por su parte, en la necesidad de implantar mecanismos de ajuste en frontera de los derechos de CO2 como medida para paliar el alza del precio de la electricidad. El responsable de la petrolera española alertó de que “estamos pagando la factura de la transición en estos momentos los consumidores y la competitividad de la industria”.

Loreto Ordóñez, consejera delegada de Engie España, indicó que la “presión brutal” en los precios de la electricidad “viene muy motivada por las *commodities* subyacentes, es decir, por el gas y el CO2”. En su opinión, “el precio eléctrico continuará alto hasta la primavera de 2022 y, a partir de entonces, bajarán de los 110-120 euros/MWh a algo próximo a 90 euros”, ha proyectado la directiva, quien vaticina que “el gas va a bajar mucho, de 50-60 euros a cerca de los 30 euros”, mientras que “no sabemos qué va a pasar con el CO2 porque no es físico, es bastante más sintético”. “Vemos una situación ciertamente de tensión hasta primavera y, a partir de entonces, una volatilidad con la incertidumbre del CO2”, reiteró Ordóñez, para quien las medidas anunciadas hasta la fecha por el Gobierno tienen un efecto muy limitado en la contención de los precios de la factura eléctrica.

Bogas, mientras, sostuvo que en la subida del recibo “el problema no es el CO2”, aunque “haya momentos puntuales que, por alguna razón, tenga una volatilidad mayor”. “El problema es el precio del gas; en abril de 2020 estaba a 5 euros y ahora a 60 euros”, recordó el ejecutivo de Endesa, quien explicó que de los 38 euros/MWh de subida en el precio eléctrico en el último año, “31 se deben al gas y 7 al CO2”. “Hay un sistema marginalista y unas *commodities* que cotizan a nivel mundial. Con el sistema marginalista de gas ocurre la mejor asignación de recursos a nivel mundial, y España y Europa estamos contribuyendo a minorar los costes, pero elevándolos bastante en España”, precisó.

Para Bogas, las medidas tomadas por el Gobierno “van a ayudar”, pero quiso puntualizar sobre los efectos finales reales en la factura de la luz actual. “Hasta agosto el cliente medio, ha pagado 56 euros al mes, que son 10 euros más que en 2020; en 2012, 2015 y 2018 se pagaron 54 euros al mes. Es decir, estamos haciendo una tormenta en un vaso de agua”, afirmó. “Lo que se espera hasta la primavera es un precio que va a estar en 60 y tantos euros y el presidente del Gobierno dice que van a hacer medidas que van a hacer que se vuelva a los 54, 55, 56 euros”, agregó. “Espero y deseo que las medidas que tome el Gobierno hagan eso y se consiga bajar el recibo de la luz”, pero “sin hacer barbaridades”, apostilló.

Para Rafael Mateo, consejero delegado de Acciona Energía, “el CO2 sube porque sube el gas”, del que “dependemos” en el sistema ibérico. Mateo se mostró crítico con la respuesta de España a un problema histórico: la dependencia energética. “En 2019, teníamos un 75% de dependencia energética y no hemos hecho nada de forma acelerada para dejar de depender del gas. No tenemos gas, ni combustibles fósiles, importamos 45.000 millones de productos energéticos, a razón de 125 millones quemados cada día”, lamentó el directivo, quien reseñó que mientras que en España se ha reducido en dos puntos porcentuales durante la última década, Chile, “una isla energética”, lo ha hecho en cinco puntos. En su opinión, para confrontarla, “hay soluciones” que discurren por “el único producto energético ilimitado y autóctono, llámese viento, sol, etc.”. Y, además, ha enfatizado, “hay absoluto consenso para que sea el más eficiente en términos de coste”. La solución es acelerar la transición energética, hacer más renovables”, remachó Mateo.

Acelerar la descarbonización

En una línea similar, Rui Teixeira, consejero delegado de EDP, incidió en que “el desarrollo económico que llevamos desde hace años tiene que tener sostenibilidad, porque el coste de no tenerla



Repsol demanda mecanismos de ajuste en frontera de los derechos de CO2

son impactos en el clima y es la imposibilidad de alcanzar la reducción de temperatura que todos nos hemos comprometido en el Acuerdo de París, y si no lo hacemos veremos muchos más eventos climáticos”. “Ese coste es muy superior a cualquiera que podamos decir que en un periodo de tiempo nos va afectando como consumidor individual o como compañías”, avisó.

“Y para eso el 50-55%, que es un tema es de medio largo plazo”, tiene unas características que son “fundamentales”, dijo Teixeira, como “acelerar la descarbonización, más electrificación, más eficiencia, introducir hidrógeno como combustible que va a permitir la última milla de descarbonización, más renovables y más innovación tecnológica; porque hoy necesitamos de gas, pero no está claro que en 2030 necesitemos de gas”, aseguró.

“Sea por hidrógeno verde, por baterías o por el secuestro de carbono, si estas tecnologías van evolucionando, permitiría tener un sistema mucho más descarbonizado, mucho más renovable y sin estar expuestos a estas volatilidades de precios internacionales que, además, tienen un componente geopolítico que se nos escapa de forma brutal”, defendió.



De izquierda a derecha: Javier Contreras, CEO de Nortegas; Narcís de Carreras, CEO de Nedgia; Carlos Collantes, presidente de Reganosa; Antonio Llardén, presidente de Enagás; Concha Raso, de 'elEconomista'; Pedro Mielgo, presidente de Madrileña Red de Gas; Antonio Hernández, socio de EY; Roberto García Merino, CEO de Red Eléctrica, y Jorge Lanza, CEO de Exolum.

Enagás aumenta los 'slots' para evitar falta de gas este invierno

El Gobierno permite una subasta de 25 'slots' más, que se unen a los 300 ya previstos. Este gas irá a parar por las redes de gasoductos a toda España, aunque se podría utilizar si finalmente Portugal tiene problemas de suministro e, indirectamente, también dará seguridad para el suministro de Francia

Eva Díaz / Cristina Cándido. Fotos: David García y Daniel Mata

El presidente de Enagás, Antonio Llardén, anunció durante su intervención en el VI Foro de Energía que, ante la volátil situación energética de precios y de seguridad de suministro en España y Europa, el Gobierno central ha ordenado tomar un conjunto de medidas preventivas para garantizar el suministro de gas este invierno. Una de ellas, destacó Llardén, es hacer un esfuerzo para incrementar los *slots* -permiso de descarga de bu-

ques- en las plantas, para que haya más capacidad para que lleguen más barcos con gas.

El plan de invierno previó unos 300 *slots* en todo el ejercicio de gas, de los que 250 ya están dados. Por decisión del Ejecutivo, relató Llardén, se ha lanzado una subasta para ampliar *slots*, que ha sido un éxito. "Hemos ofrecido 25 *slots* más para todo el periodo, se han presentado 61 comercializado-

ras. Tenemos ya nueve grandes comercializadoras que han conseguido 22 slots más, explicó. Añadió que este gas irá a parar por las redes de gasoductos a toda España, aunque se podría utilizar si finalmente Portugal tiene problemas de suministro. Indirectamente, también dará seguridad para el suministro de Francia. Además, dijo, "estamos contemplando si es necesario dar apoyo técnico a Marruecos". Asimismo, el presidente de Enagás no dio la subasta como definitiva, "sino que se hará cuantas veces sea necesario para garantizar el suministro".

Papel en el cambio

Entre los temas tratados en la segunda mesa de debate, se planteó el papel que jugarán las infraestructuras de gas, petróleo y electricidad en la transición energética. Jorge Lanza, consejero delegado de Exolum, destacó al respecto que el 94% de los coches que se compran en la actualidad en nuestro país no son eléctricos, por lo que se tendrá que trabajar en eso, al menos las dos próximas décadas, para proveer de movilidad a este país. "Queremos usar las infraestructuras existentes para nuevos usos como el hidrógeno. La tecnología no está toda desarrollada y necesitamos las infraestructuras actuales para unos años más", destacó.

Por su parte, Roberto G. Merino, consejero delegado de Red Eléctrica, destacó que la necesidad de agilizar el proceso de transición energética, junto con los volúmenes de renovables, requiere un despliegue de infraestructuras "rápido, eficiente y coordinado que ayude a desarrollar determinados proyectos estratégicos esenciales, como las interconexiones con Francia, ahora muy limitadas". Actualmente, se espera la aprobación de la planificación para el periodo 2021-2026 que marcará el escenario de las nuevas infraestructuras que se necesitan. Asimismo, destacó la apuesta de REE por el almacenamiento hidroeléctrico en Canarias, donde han destinado 400 millones de euros a este tipo de proyectos.

Pedro Mielgo, presidente de Madrileña Red de Gas, aseguró que las infraestructuras se están viendo afectadas por el cambio de modelo energético y económico, lo que supone inversiones relevantes. Así, destacó la importancia de las infraestructuras ya que son eficientes y eso ayuda al funcionamiento de los mercados reduciendo los precios. En el caso de la movilidad eléctrica, requiere infraestructura de transporte y distribución y puntos de carga.

Carlos Collantes, presidente de Reganosa, aseguró que el gas es necesario para la descarbonización ya que sus infraestructuras permiten asegurar el suministro en un sistema competitivo. "Mirando a futuro, permitir la integración en estas infraestructuras de los gases renovables o el hidrógeno será fundamental", dijo. Respecto a la planificación eléc-

trica, a punto de salir, pidió que se empiece a trabajar de forma integral con todo el sector eléctrico.

El consejero delegado de Nedgia, Narcís de Carreras, dijo que la descarbonización se confunde con la electrificación, pero esta última no es un objetivo, sino un medio. En 2050, según la patronal europea, el nivel de electrificación será del 60%-70%, por lo tanto, habrá sectores que no se podrán electrificar. Así, recordó que el gas natural contribuye a la seguridad de suministro y desplaza combustibles más contaminantes, por tanto sí que ayuda en la descarbonización.

Javier Contreras, consejero delegado de Nortegas, defendió que España tiene una de las mejores infraestructuras de gas natural de Europa que aportan seguridad al suministro y su papel es hacer llegar energía competitiva a los clientes. "El objetivo es descarbonizar y no solo se hace electrificando, sino sustituyendo otras materias más contaminantes", aseveró. A su juicio, en pleno desarrollo de los gases renovables, sería irresponsable renunciar a las actuales infraestructuras que tienen capilaridad para hacer llegar gas a los clientes.

El encuentro también trató sobre cómo hacer la transición a gases renovables, hidrógeno y ecocombus-

El sector gasístico defiende el uso de sus infraestructuras para ayudar en la transición

tibles para reducir las emisiones de CO2. Antonio Hernández, socio responsable de sectores regulados y análisis económico de EY, destacó dos cuestiones: las ventajas de estas nuevas tecnologías (biogás, hidrógeno verde, biocombustibles) para pasar hacia dónde debemos ir como país, y cuál es ese tránsito regulatorio. Empezando por las ventajas, aseguró que la principal es la seguridad de suministro. "Para un país como España, con dependencias energéticas muy altas y que afectan a consumidores e industrias, es clave que reduzcamos esa dependencia con gases y tecnologías domésticas. Esto nos va a permitir mejorar nuestra posibilidad de suministro y también afectará positivamente sobre la balanza de pagos macro y micro sobre la competitividad empresarial", dijo.

Desde el punto de vista regulatorio, el representante de EY destacó la importancia del proyecto ministerial del mecanismo de capacidad que sustituye a los antiguos pagos por capacidad y que va a hacer que se combine un mercado de energía con un mercado de capacidad. También pidió medidas para dar viabilidad económica a las nuevas tecnologías, donde destacó el papel de los fondos europeos y de la fiscalidad verde.



De izq. a dcha.: José Luis Moya (RIC Energy Group), Arancha Martínez (X-Elio), Juan José Sánchez (Capital Energy), Rubén Esteller (elEconomista), Lamberto Camacho (Ibox Energy), Manuel García (Greenalia) y Fernando Romero (EiDF Solar).

La caducidad de los permisos pone en riesgo los proyectos renovables

Los directivos de la industria verde han llamado a agilizar la tramitación por parte del Gobierno. Asimismo, coincidieron en señalar que las subastas no son la solución a corto plazo para bajar el recibo de la luz y que es clave mostrar el impacto positivo de las promociones en las diferentes regiones

Araceli Muñoz / Alba Pérez. Fotos: David García y Daniel Mata

Los directivos de las principales empresas de renovables en España, argumentaron que la solución para bajar el precio de la electricidad en el país no pasa únicamente por las subastas de energía verde, sino por agilizar la tramitación de puntos de acceso y conexión para poder desarrollar nuevos proyectos. Alertaron de que, de no tomar medidas próximamente, se paralizarán numerosos planes ya en marcha, lo que supondría perder im-

portantes inversiones, puestos de trabajo y capacidad renovable en España.

Manuel García, consejero delegado de Greenalia, manifestó que el ministerio "debería trabajar más en las autorizaciones de los proyectos de renovables, ya que estamos a tres meses de que caduquen los permisos de acceso y los puntos de conexión". "¿De qué valen las subastas si no sabemos si va-

mos a poder cumplir plazos o qué proyectos vamos a poder llevar?”, cuestionó García.

En la misma línea, Arancha Martínez, country manager de X-Elio en España, argumentó que el Gobierno “ha sacado un montón de Reales Decretos que pedía el sector y que llevábamos años sin movilizar, pero es verdad que se podría hacer mejor. Sin embargo, España es hoy uno de los países que más está avanzando en Europa en materia de renovables”. “El problema es que hay muchos proyectos en cola y es complicado que en abril de 2022 estén. El sector también exigía que se regularan las caducidades para que si tú no mueves el proyecto, te lo quiten, pero ahora no hay recursos para evaluarlos”, continuó la jefa de X-Elio en España.

Frenar la especulación

Cabe recordar que con la intención de poner orden en este *boom* renovable y de frenar la creciente especulación que existía por la venta de puntos de acceso, el Gobierno cambió parte de la normativa para exigir que los proyectos contasen con una mayor firmeza para lograr estos permisos. Según los datos de Red Eléctrica, en febrero de 2021, había 23.200 MW de solicitudes en tramitación (13.400 MW de eólica, 9.800 MW de fotovoltaica) que no cuentan con permiso de conexión.

Al respecto, Lamberto Camacho, consejero de Ibox Energy, apuntó que “la intención del Gobierno siempre fue eliminar la especulación, pero sin cambiar las reglas del juego. Con el cuento del fin de la moratoria de renovables en julio, invertimos para que, el último día, nos cambiaran la norma. Ahora hay que ver quién se va a encargar de tramitar todo”.

Sobre la moratoria de las renovables que finalizó el pasado 1 de julio, José Luis Moya Jiménez, consejero delegado de Ric Energy Group, destacó que “hay una lectura positiva de los cuellos de botella de las comunidades autónomas y el Gobierno, si se hubieran adjudicado 15.000 MW se hubieran caído. El gran problema es la situación de atasco que tenemos, en la que también estoy desesperado por mover los proyectos, pero esto lo hubiera colapsado todavía más”.

Riqueza para las regiones

Por otro lado, el consejero delegado de Capital Energy, Juan José Sánchez, destacó que “el punto más relevante y que más preocupa al sector es la tramitación de los proyectos, pero también el rechazo que se está produciendo a grandes plantas en determinadas regiones. Hay determinada población que se siente abrumada con la multitud de inversiones en su región y de la poca información que tiene al respecto”.

“En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, hay una posición social que cada día va a más y hay mu-

chos mitos que se están dando en el campo. No se explica bien la cantidad de dinero que se deja en esos sitios y tenemos una oportunidad de educar para mostrar la riqueza que podemos dejar en ellos. Es un beneficio para todos”, agregó la country manager de X-Elio en España.

Por otro lado, el consejero delegado de Greenalia señaló otro de los miedos que tiene el sector sobre la caducidad de los permisos y habló de la posibilidad de ligar los próximos a los mejores precios. “No podemos matar moscas a cañonazos. Hay un problema de caducidad de permisos, se han empezado a tramitar unos encima de otros y hay un descontrol total. Hay un problema muy importante que es la seguridad jurídica, pero el cómo se está regulando es lo que va a afectar a la implementación de los proyectos. Estamos a tres meses de un problema muy gordo y a nueve de otro”, añadió.

La realidad de las subastas

El consejero delegado de la empresa EiDF Solar, Fernando Romero, hizo especial hincapié también sobre esto argumentando que “la Administración tiene que poner de su parte para tramitar de la manera más ágil posible los puntos de acceso y las conexiones”.

La nueva subasta del Gobierno de Sánchez adjudicará 3.300 MW verdes nuevos

En cualquier caso, todos los expertos del sector reunidos en este evento coincidieron en que el anuncio el pasado mes de agosto de la convocatoria de una nueva subasta de renovables, no afectará significativamente a los precios actuales que pagan los españoles por la electricidad. Esta herramienta, que adjudicará 3.300 MW verdes, tendrá un impacto positivo en el recibo de los consumidores, pero a largo plazo.

“Cuando se lanzan las subastas de renovables, de lo que se trata es de buscar corregir el actual precio tan alto que estamos sufriendo, pero las empresas adjudicatarias van a poner en marcha estas centrales en un par de años, por lo que a corto plazo no tendrán efecto en el consumidor si es lo que se busca. Hay otras vías mucho más eficientes para poder reducir el precio: desde medidas impositivas a los peajes...”, argumentó el consejero delegado de RIC Energy Group.

“La próxima subasta no va a solucionar nada a corto plazo. Las renovables somos una parte pequeña del mercado eléctrico, no marcamos de manera significativa el precio ahora, pero en un futuro sí lo haremos”, añadió el representante de EiDF Solar.



De izquierda a derecha: Adolfo Rebollo, consejero delegado de Ingeteam; María Luisa Huidobro, consejera delegada de Villar Mir Energía; Rubén Esteller, subdirector de 'elEconomista'; Ignacio Colmenares, presidente de Ence; Domingo Vegas, presidente de Gransolar; y Pablo Otín, CEO de Powertis.

Invertir en almacenamiento hará al mercado mucho más eficiente

Los expertos trataron la necesidad de agilizar los trámites administrativos para poner en marcha nuevos proyectos y la importancia de las subastas de renovables más allá de FV y eólicas, como, por ejemplo, las de biomasa. Asimismo, creen que los fondos europeos confían excesivamente en el hidrógeno

J. Ruiz-Tagle / Víctor Blanco. Fotos: David García y Daniel Mata

En la cuarta mesa de debate, los ponentes pusieron sobre la mesa la necesidad de que se hagan progresos en la cuestión del almacenamiento de energía. A este respecto, Domingo Vegas, presidente de Gransolar, destacó que “el almacenamiento llegará, aunque los números no salen todavía, pero la bajada de los costes, el aumento de la penetración de las renovables y la experiencia que se va adquiriendo nos hace estar seguros de que

llegaremos ahí”. En diez años, añadió, “el almacenamiento será absolutamente vital, junto a energías como la biomasa o la hidráulica”.

Por su parte, Ignacio Colmenares, presidente de Ence, destacó que su compañía está “trabajando experimentalmente en almacenamiento, lo cual haría mucho más gestionable la biomasa y cualquier otra fuente de generación renovable. “Además de las su-

bastas, es muy importante tener mecanismos de apoyo y de aceleración en la eficiencia económica que supone el almacenamiento y también en la gestiónabilidad", añadió. Colmenares recordó que el panorama en el mercado energético español en la última década ha cambiado gracias a los esfuerzos realizados para mejorar la competitividad de las renovables, algo que también podría ocurrir con el almacenamiento.

De este modo, el almacenamiento se revela como un aspecto clave para amortiguar la escalada de precios que se están viviendo estos días. Así lo subrayó la consejera delegada de Villar Mir Energía, María Luisa Huidobro, quien también llamó a ser más flexibles con el sistema de subasta actual. "Si hay un grupo de consumidores que quiere comprar la energía a largo plazo, se podrían plantear subastas para comprar a los generadores de renovables su futura producción". Lo que sí resaltó es que los almacenamientos son específicos, y puso de ejemplo las pilas de hidrógeno o los bombeos.

Inciendiando en los almacenamientos, el resto de ponentes señalaba que a la Administración española le queda recorrido para equiparse con otros mercados. Pablo Otín, CEO de Powertis, advirtió que España está todavía por detrás de muchos países en regulación sobre almacenamiento. "España va por detrás de otros mercados. Trabajamos con muchos mercados internacionales que ni se plantean tener plantas sin almacenamiento. En España no hay regulación para ello", explicó.

Por su parte, Adolfo Rebollo, consejero delegado de Ingeteam, recordó también que la tecnología va por delante de la regulación. "Estamos montando almacenamientos de ión-litio y nos estamos asomando a la tecnología del hidrógeno", apuntó.

Fondos europeos

El uso que se dé a los fondos del plan Next Generation, es una de las cuestiones más importantes en el corto plazo. Domingo Vegas cree que "los fondos europeos van a ser importantes en tecnologías como el hidrógeno, porque sin un poco de ayuda hoy no serán competitivas y será difícil que arranquen a corto plazo", señaló. Sin embargo, consideró que, "a nivel de España, no van a ser significativamente importantes", y avisa de que "hay cosas que podrían ayudar muchísimo más a la penetración, como hacer más eficiente la tramitación de los proyectos. Ahora mismo, hay una gran incertidumbre de cuánto tiempo tardaremos desde que nos lanzamos a pedir autorizaciones hasta que se pueda empezar a construir", señaló.

Colmenares coincidió con Vegas en la necesidad de facilitar los procesos administrativos en nuestro país. "Hay que alinear lo que quiere la sociedad y los inversores con la regulación y la administración. El

cuello de botella ahora mismo no es la financiación, ni la tecnología ni el recurso, es la tramitación y la regulación", explicó.

La visión de que los fondos europeos está virando en exceso hacia el hidrógeno fue otra de las ideas deslizadas por los ponentes. Rebollo puso cifras para argumentar su postura. "El transporte es responsable del 14% del CO2 que se expulsa. Si quitamos los vehículos domésticos que serán electrificados, nos queda solo un 8%. El esfuerzo que se haga económicamente tiene que ir en línea con ese 8%. La mayor parte de emisión de CO2 está en la energía que consumimos todos y que en su mayoría llega de fuentes que no son limpias", incidió.

Huidobro explicó que en la Comisión Europea hay una postura muy favorable al hidrógeno porque, "en muchas ocasiones, es complementaria con las actividades de las empresas gasistas y se aprovechan infraestructuras". Sin embargo, apuntó a que "el problema que tenemos es el desarrollo de un proyecto de planta de generación de la tecnología que sea debido a la tramitación y a la falta de acceso. A eso le unimos la incertidumbre que hay sobre cómo se puede llevar a cabo todo esto de lo que hablamos con la normativa actual".



Poder almacenar energía, será clave para amortiguar la subida de precios en el futuro

Colmenares también coincidió al señalar cómo los fondos europeos "han generado una concentración de esperanzas excesiva en el hidrógeno y deberían ir a por más cosas. Europa debería plantearse tener una serie de industrias estratégicas para que no pase lo que nos pasa ahora. Los fondos europeos deberían alentar que haya una o dos fábricas de microchips y también de polisilicio", señala.

Problemas de abastecimiento

La industria de la energía no es ajena a los problemas de suministro que está habiendo en todo el mundo, por cuestiones como la escasez de semiconductores o la subida de los precios de las materias primas. En el caso de la inversión en plantas fotovoltaicas, Vegas destacó cómo "no solo se trata de los precios de las materias primas. Tenemos una gran dependencia de China, que tiene un control enorme en la fabricación de módulos", reconoció, y añadió cómo "no es solo ese el problema: en la parte de la digitalización, todos estamos sufriendo por la escasez de chips y semiconductores". Aunque Vegas tiene claro que los costes "van a seguir hacia abajo", también cree que "habrá algunos sustos de vez en cuando, como el que está habiendo ahora mismo".



De izq. a dch.: Antonio Colino, director general de Aldro Energía; José Benjumea, CEO de Powen; Paula Román, directora general de Feníe Energía; Jorge González Cortés, presidente de Contigo Energía; Concha Raso, 'elEconomista'; Emilio Rousaud, CEO de Factorenergía; Ignacio Soneira, director general de Axpo Iberia; y Agustín Domínguez, director general de HomeServe España.

Las comercializadoras temen los detalles de las nuevas medidas

Mostraron su preocupación por cuáles serán y cómo se plasmarán este tipo de medidas. Otro de los asuntos que se trataron en esta mesa de debate fue el autoconsumo, al que se refirieron como una oportunidad competitiva para España a pesar de las trabas que existen actualmente.

A. Pérez / S. Acosta. Fotos: David García y Daniel Mata

En la quinta mesa de debate del IV Foro de Energía organizado por *elEconomista*, se trataron temas como los cambios en el sistema de regulación de la tarifa eléctrica para estabilizar su precio, el futuro del autoconsumo fotovoltaico y el vehículo eléctrico, y el comportamiento de los clientes durante la pandemia y post-Covid.

Los ponentes iniciaron sus intervenciones con el

precio de la luz. Antonio Colino, director general de Aldro Energía, fue contundente: "El tema de los precios está siendo un problema". "El Gobierno va a implementar muchas medidas que, con el tiempo, tendremos la capacidad de valorar. Lo que realmente nos preocupa es cómo plasmarán las normativas y el detalle de este tipo de anuncios que, además, se hacen y redactan rápido y, para las comercializadoras, un párrafo de normativa se nos hace un

mundo”, añadiendo que no hay que olvidar que luego “quienes plasmamos y explicamos la información al consumidor somos nosotros”. Colino aprovechó también su intervención para resaltar el papel que tienen las comercializadoras dentro del sector energético, considerándolo “fundamental”.

José Benjumea, CEO de Powen, suscribió las palabras de su compañero de mesa y destacó el “mal funcionamiento” del sistema, el cual consideró que “no ha sido capaz de adaptarse a la entrada de energías que no tienen coste variable y que podrían entrar baratas. A corto plazo, el Gobierno tiene poca capacidad de movilidad, salvo modificar los impuestos y los peajes”.

Por su parte, Paula Román, directora general de Feñe Energía, hizo especial hincapié en cómo las medidas afectan al mercado minorista, indicando que “las medidas son buenas, pero la transición tiene que ser progresiva para que los clientes vean una rebaja real y que las comercializadoras no tengamos que asumirlo de un modo muy brusco en nuestras cuentas”.

Jorge González Cortés, presidente de Contigo Energía, abordó el tema desde el punto de vista del coste de las renovables. “Se habla del coste de las renovables como si no hubiera ninguna compensación. El coste de las emisiones de CO2, el coste de energía que evitamos importar, la generación de empleo pero, sobre todo, si no hubiese habido todo el aporte de las renovables en el sistema, el coste del sistema en todos estos meses que llevamos con precios espectaculares de la luz, habría supuesto unos 800 millones de euros más”.

Emilio Rousaud, CEO de Factorenergía, dio otra imagen de la situación. “Nos encontramos en un entorno de precios elevados que no era frecuente. En España hemos tenido episodios de precios de *pool* altos y, sin embargo, en Francia bajos. En este momento, casi todos los mercados tienen precios elevadísimos”. Rousaud explicó también que “se está produciendo un efecto derivado de la pandemia y la contracción de la actividad económica que lleva a que, en este momento, haya una sobredemanda de prácticamente todas las materias primas. En algún momento esto tenderá a equilibrarse”.

Ignacio Soneira, director general de Axpo Iberia, señaló que el sector eléctrico “tiene muchas palancas para poder abaratar el precio del consumo de los clientes finales: medidas fiscales, sacar determinados costes de la tarifa, acelerar la tramitación de todos los permisos de las renovables”, a la vez que propuso “fomentar medidas que faciliten que los consumidores puedan entrar a contratos a más largo plazo”. Respecto al funcionamiento del *pool*, mencionó que “hay aspectos muy positivos que nos está permitiendo a todas las comercializadoras com-

prar pequeños volúmenes y que haya transparencia”, para rematar que, en tiempos de crisis, “hay que ser creativos y buscar oportunidades de ser más competitivos a los clientes grandes y reducir los costes de energía para los clientes más pequeños”.

El futuro del autoconsumo

En los últimos tiempos asistimos al despliegue del autoconsumo fotovoltaico y del vehículo eléctrico, pero todavía existen barreras por sortear para lograr su desarrollo. “Creo que el autoconsumo ya está aquí”, afirmó José Benjumea, que advirtió de la llegada de una revolución que permitirá que el coste de la energía para los consumidores, como en el caso de España, sea marginalmente cero. “El autoconsumo es donde se va a producir el cambio y es ahí donde apuesta la UE, el Gobierno de España y donde realmente hay que simplificar la parte administrativa, y el que no esté viendo esto no está entendiendo la jugada en absoluto”, sentenció.

Paula Román, por su parte, destacó que la superación de una de las principales barreras es “que haya personas y empresas con experiencia para instalarlo y hacerlo con calidad”. Sin embargo hay más obstáculos, sobre todo en autoconsumos individuales, como “los procesos administrativos de cambio



“La transición debe ser progresiva para que no nos afecte de forma brusca en nuestras cuentas”

de modalidades, los procesos de acceso y conexión por encima de 15 kW y las licencias de obras”. Respecto al autoconsumo colectivo, que tiene un potencial enorme y puede ser un incentivador de la economía local, “si pudiéramos incentivarlos en zonas rurales, el impulso sería de verdad”, resaltó.

En cuanto a las baterías, según Antonio Colino, uno de los detonantes que potenciará su crecimiento es la creación de las comunidades energéticas. “Cuando es un uso más comunal de ese almacenamiento, es más sencillo que por los coeficientes de correlación entre unos y otros se pueda maximizar el beneficio que tienen”, apuntó.

Respecto a la relación de las comercializadoras con los clientes y cómo retenerlos, los ponentes coincidieron en señalar la importancia de la atención al cliente, sobre todo cuando tiene dudas, tanto por el precio de la luz como por la tarifa. Añadió, además, que es “muy importante que los servicios que el cliente está pagando no defrauden a sus expectativas. Agustín Domínguez, director general de HomeServe España, señaló que “hay antídotos ante la rotación de clientes, como establecer una relación de transparencia y de honestidad”.



Robert Assink
Director general de Interxion España

La economía digital necesita más certezas en los planes energéticos

La red de telecomunicaciones, los centros de datos y la red eléctrica son los pilares que sostienen la Economía Digital. La conjunción de estos tres elementos hace posible que los contenidos digitales se distribuyan, que compremos *online* o que realicemos operaciones bancarias desde nuestro teléfono móvil. Los operadores de telecomunicaciones se encargan de tender el cableado para que el contenido viaje hacia los puntos de intercambio y los nodos de interconexión. Estos son los centros de datos, donde se aloja la infraestructura que hace posible internet: la interconexión entre compañías, servicios y usuarios para que los datos lleguen a destino. Los centros de datos son entornos con un uso intensivo de la energía. Entra aquí en juego el tercer pilar: la red eléctrica, que debe proveer a estas instalaciones de la potencia suficiente para que este ecosistema esté disponible 24x7x365.

Actualmente, la creciente demanda de internet y la posición geográfica de España en el mundo hiperconectado están convirtiendo a la Península Ibérica en un polo de desarrollo digital. En los últimos años hemos visto cómo usuarios y empresas se han digitalizado, añadiendo una mayor carga de tráfico y de usuarios a esa economía digital. Una de las consecuencias de ese crecimiento ha sido la necesidad de reducir latencias o retardos a los servicios y, por ello, los principales proveedores de *cloud* pública están abriendo regiones en España con las que acercar servicio y contenido a los usuarios. Mientras tanto, los proveedores de cables submarinos y empresas como Facebook y Google están amarrando cables submarinos adicionales a las costas españolas y portuguesas para una interconexión resiliente y de mayor capacidad. La inversión se mueve y la Península Ibérica es foco de atención.

Hace dos años el estudio *Madrid, un hub digital en el sur de Europa* ya mostraba la oportunidad que se abría a la región para convertirse en un polo de atracción de los negocios digitales. La inversión en infraestructuras destinadas a hacer posible ese mundo *online* (centros de datos y operadores de telecomunicaciones) generaría entre 9 y 12 euros de retorno al PIB por cada euro invertido. Hoy, esta posición se consolida, y con la inversión ya anunciada de los grandes proveedores de centros de datos y nube pública el retorno sumaría más de 8.000 millones de euros extra al PIB madrileño en los próximos cinco años. Pero para atraer esa inversión es necesario contar con mayor certidumbre, sobre todo en lo referente al desarrollo de los planes de distribución de la red eléctrica.



Los centros de datos necesitan disponer de energía de forma constante para alimentar y refrigerar los equipos IT de los clientes y para sus propias infraestructuras. Con el tiempo, el requerimiento de potencia eléctrica suele crecer debido, entre otras cuestiones, a necesidades de nuevas tecnologías como *IoT* o Inteligencia Artificial. Conocer de antemano la capacidad energética de las regiones donde se planea implantar centros de datos es muy relevante para los proveedores. La planificación de inversiones en centros de datos suele desarrollarse en ciclos de dos años. En cambio, los planes relativos al crecimiento de la capacidad energética de REE lo son en quinquenios. Esa falta de alineación provoca que las empresas retrasen sus planes o tengan dudas a la hora de realizar la inversión.

Es vital que los planes energéticos incorporen la previsión de suministro a infraestructuras que alimentan la actividad digital. El auge de los centros de datos en España se está produciendo de manera orgánica, y no tanto como resultado de una planificación. Es más, estas instalaciones ni siquiera están incluidas en el esquema de infraestructuras de las ciudades. También están fuera de la planificación de la red de suministro eléctrico. Todo esto aumenta el desajuste entre los plazos de construcción y los de disponibilidad de potencia para centros de datos.



El sector de centros de datos especializados ya está en contacto con las administraciones públicas (local, autonómica y estatal) para dotar de mayor certidumbre los planes energéticos y trabajar de forma conjunta hacia la atracción de inversión. En esas reuniones se han presentado algunas cuestiones para las que es imprescindible la colaboración del conjunto de AA.PP. que resumimos en los siguientes puntos:

Los centros de datos necesitan energía de forma constante para alimentar y refrigerar los equipos IT de los clientes

- El coste de la energía en España es mayor que el de otras geografías "competidoras", lo que sitúa a nuestro país en una posición de desventaja.

- El gasto eléctrico de los centros de datos supone hasta el 40% de sus costes, por lo que podría ser reconocido como sector electrointensivo. Este hecho daría lugar a exenciones en el IEE, haciendo más atractiva la posible inversión en proyectos regionales.

- Una mayor transparencia en el trámite de permisos y otros requisitos para construir permitiría planificar la inversión con mayor exactitud.

- Incluir las necesidades del sector de centros de datos en la planificación de nuevos tendidos de redes de energía eléctrica.

- Una regulación similar en todo el territorio homogeneizaría los impuestos asociados al suministro eléctrico y los centros de datos se ubicarían donde realmente son necesarios y no solo donde haya exenciones fiscales.

- El 100% de la energía que se utiliza en los grandes centros de datos neutrales debe ser verde. Esto potencia tanto la generación de energía limpia como al sector de las renovables. Y enlaza directamente con otro aspecto para atraer inversiones, los criterios ESG (*Environmental, Social and Governance*) que cada vez se tienen más en cuenta a la hora de hacer una inversión responsable.

El sector de centros de datos juega ya un papel destacado en la descarbonización de la economía, tal y como recoge el *Climate Neutral Data Centre Pact* firmado en enero por un importante número de proveedores de centros de datos y servicios cloud en Europa. Una iniciativa de autorregulación enmarcada en los objetivos del *European Green Deal*, que incluye medidas para alcanzar en 2030 la neutralidad en las emisiones de carbono. Entre las actuaciones se incluye el compromiso para que la energía consumida proceda de fuentes 100% libres de carbono certificadas en origen. Se abre una nueva incertidumbre para el futuro: ¿habrá suficientes fuentes de energía renovable para abastecer a todos?

JAIME SILES

Vicepresidente de IFM



“Estamos dispuestos a eliminar el dividendo de Naturgy si es mejor para la empresa”

Jaime Siles, vicepresidente de IFM, encara la semana clave en la opa de Naturgy. El fondo australiano se siente confiado de que podrá alcanzar, al menos, el 17% del capital de la gasista e incorporarse al consejo de administración de la empresa, que acaba de sufrir un fuerte varapalo regulatorio con el decretazo de Ribera.

Por Rubén Esteller Fotos: Nacho García

El fondo australiano IFM encara la recta final de su opa parcial sobre Naturgy tras casi diez meses de tramitación y con un frente claro abierto con el principal accionista de la gasista, Critería.

¿Cómo va el proceso de aceptación de la opa? ¿Les ha sorprendido la decisión de Critería de seguir en el accionariado?

Por temas regulatorios no podemos decir

cómo va la aceptación, pero las sensaciones son muy buenas. Antes de lanzar la opa le pedimos a la Caixa que no acudieran porque queríamos comprar del *free float* y les queremos de socios, con lo cual creo que no ha sorprendido a nadie que digan que no querían vender y satisface nuestros deseos.

Es cierto que todo el tema regulatorio en España ha favorecido mucho la opa. Ya en su

día la prima era atractiva con un 20% por una minoría, que es brutal, pero es que desde entonces Iberdrola y Endesa han caído un 20% con lo cual los analistas de mercado ya apuntan a que va a haber una corrección severa del valor cuando acabe la opa.

¿Pero las valoraciones de la banca de inversión están todavía por encima?

Los bancos no compran acciones, los que compran son los fondos y la gente de a pie. Las valoraciones creo que la mediana es justo nuestra oferta de 22,07 euros y una cosa es lo que la gente opina y otra cosa es lo que la gente hace. Si los bancos con su opinión fueran o hicieran una contraopa a precios más altos, entendería que la gente le diera validez, pero si no es una opinión más. Hay bancos que dicen que vale menos, otros que mucho menos, pero la mayor parte de los bancos dicen que la gente debe acudir a la opa para protegerse de la corrección que va a haber después. En este sentido, creo que

es razonable o no, no han tenido en cuenta los impactos regulatorios. Es como decir, la oferta que me han hecho por esta casa es buena en 2007 antes de que caiga Lehman Brothers, pero en 2011 si esa oferta se mantuviera sería mucho mejor. Se sobreentende que es una forma de decirle al mercado que es atractiva. Apuntan también a que no habrá liquidez después de la opa, con lo cual si quieres liquidar hazlo ahora. Y me parece muy honesto también que hayan reconocido que han buscado alternativas, porque Citi lo dice claramente que han buscado contraopas, y no han encontrado un solo fondo o empresa que lance una opa a este precio. Y el mercado realmente es eso. Es alguien que te ofrece y pone el dinero sobre la mesa a este precio y si no han encontrado a nadie (y España tiene un largo historial de contraopas) lo natural hubiese sido que hubiese una contraopa si el precio no hubiese sido el máximo posible y pagable. A día de hoy no hay y parece que no va a haber

“Citi ha sido muy honesto al reconocer que ha buscado contraopas y no han encontrado a nadie dispuesto a pagar este precio”

“Las sensaciones con la marcha de la oferta son muy buenas y luego los factores exógenos han ayudado”



ayer un *hedge fund* tomó una posición alta que en otras opas entra a estas alturas para vender al precio de opa cuando hay un descuento y sacarse algo y eso sólo lo harían si tuvieran tranquilidad respecto a que la opa va a salir bien. Las sensaciones son muy buenas y luego los factores exógenos han ayudado mucho.

¿Les ha sorprendido la posición de los consejeros y directivos de Naturgy al no acudir a su oferta?

La mayor parte de los independientes ni siquiera tiene acciones. Y luego los directivos, independientemente de lo que hagan con sus acciones, lo que si han hecho es votar a favor de un informe del consejo que consideramos súper favorable ya que dice varias cosas que son importantes. La primera es que la oferta es razonable, pero los parámetros que se han utilizado para decir si

una contraopa, lo que es la prueba definitiva de que es una oferta atractiva.

¿Y las quejas sobre el gobierno corporativo que ha puesto sobre la mesa el consejo?

Creo que hay que entender que no hacemos una opa por el 100%. No vamos a controlar el consejo. A mi en la CNMV me han pedido manifestarme sobre lo que son mis intenciones teniendo en cuenta lo que son los parámetros que hay hoy y los que puedo cambiar. No puedo cambiar unilateralmente el número de consejeros. Tengo que manifestar que, a día de hoy, el número de consejeros son 12 y de forma proporcional nos corresponderían dos.

¿En el folleto se planteaba una reducción del dividendo en el futuro?

Eso, por supuesto. Siempre me manifies-

to por el porcentaje que vamos a tener. ¿Qué opina del plan estratégico? Lo apoyo. ¿Qué opina de que hayan reducido el dividendo? Lo apoyamos. ¿Considera que se puede bajar más el dividendo? La respuesta es tajantemente sí, siempre que haya más proyectos de inversión y luego lo que ha ocurrido desde que lanzamos la oferta hasta el día de hoy es que la empresa ha presentado el plan estratégico antes de saber lo que iba a ocurrir y desgraciadamente la empresa ha dicho que no sabe si van a poder implementar el plan estratégico porque va a tener un fuerte impacto en los ingresos de la compañía los cambios regulatorios. Por eso nosotros decimos que, como fondo, podemos vivir sin dividendos. Y si hay que eliminar el dividendo estamos dispuestos a hacerlo si eso es mejor para la empresa y con ello apoyamos su crecimiento y eso no es ningún secreto. En la actualidad ha habido dos años que en la empresa no hemos paga-

en términos financieros, sino que miro cosas como la reducción de CO2, el desarrollo de tecnologías renovables, mejora de la calidad de trabajo y eso son factores cualitativos que para mi fondo tienen una importancia más allá de lo que es la pura rentabilidad. Naturgy nos da esa oportunidad.

¿Justo Naturgy no es la menos descarbonizada de las energéticas españolas?

Lo que nos gusta es tener un impacto en las empresas en las que invertimos. Si es de las menos descarbonizadas y se puede hacer un ejercicio para hacerla más es justo lo que queremos, poner nuestro dinero en iniciativas de ese tipo.

¿Van a plantear desinversiones?

No, creo que va a haber tecnologías suficientes, aunque va a haber que hacer una inversión significativa para desarrollarla, para descarbonizar el gas, por ejemplo.

“No hay una expectativa de mercado de que se mejore la oferta. La prueba es que las acciones cotizan por debajo del precio”

“La intención, a día de hoy, es no modificar el límite de aceptación de la opa”



do dividendo y se ha crecido un montón y va fenomenal. Hay que ser conscientes de las aspiraciones de la empresa, del contexto regulatorio y económico en el que está y de las inversiones que tiene.

¿Se han llegado a plantear retirar la oferta por el decretazo del Gobierno?

No. Nosotros somos un inversor a 100 años vista. Los vaivenes que haya a corto plazo, no son agradables, pero tienes que vivir con eso. No hay 100 años tranquilos en nada. Entendemos, eso sí, que es un aliciente para que la gente venda y acuda a la opa. Ya estábamos muy seguros de que la gente acudiría porque la oferta era muy atractiva, pero dicho eso, la hace más atractiva. A efectos de negocio va a tener un impacto y lo dicen los analistas, no es cosa mía, pero a 100 años vista creemos que valdrá la pena porque no invertimos sólo

¿Podrían mejorar el precio de la opa?

No hay una expectativa de mercado de que se mejore. La prueba es que las acciones cotizan por debajo del precio de la opa y esa es la prueba y ni siquiera el consejo ha pedido una mejora de precio. Y el contexto mejora el precio sin tener nosotros que mejorarlo.

¿Piensan reducir el límite mínimo de aceptación de la opa?

La intención, a día de hoy, es no modificar nada.

¿Podría cambiar?

Es una condición autoimpuesta. Hasta el 10% somos libres de quitarlo o no.

¿CVC o GIP les ha ofrecido su paquete?

Ellos se comprometieron a no vender y nosotros no queremos comprar. Queremos darle liquidez al *free float*.

APPA

BIOMASA

ENERGÍA RENOVABLE GESTIONABLE

CREACIÓN DE EMPLEO

ESPAÑA VACIADA

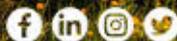
TRANSICIÓN JUSTA



Desde APPA Biomasa, llevamos más de 15 años defendiendo un marco regulatorio adecuado que nos permita alcanzar un futuro más sostenible gracias a la biomasa eléctrica y térmica, el biogás y los residuos renovables. Únete a nosotros, entra en

www.appa.es/appa-biomasa

y averigua todo lo que podemos hacer por ti. ¡Te esperamos!



biomasa@appa.es

91 400 96 91



Rubén Esteller
Director de elEconomista Energía

La vicepresidenta se olvida de Twitter durante la crisis energética

La vicepresidenta y ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, ha decidido tomarse un respiro en las redes sociales. La jefa de la silla eléctrica del Gobierno parece que prefiere alejarse del mundanal ruido mediático que está generando la imparable subida de los precios de la energía y desde el pasado mes de julio ha dejado de 'tuitear' las medidas de su departamento o aquellas cosas que ha considerado interesantes o merecedoras de comentario.

Hasta el pasado mes de julio, no resultaba complicado que Ribera explicara sus decisiones en las redes sociales para sus miles de seguidores (más de 56.000). La vicepresidenta mostraba así una cercanía con los ciudadanos que otros miembros de su gabinete no tenían, pero la crisis energética que asola Europa parece no haberle dejado ni un minuto para explicar el decretazo que provocó una debacle en las valoraciones de las eléctricas.

Las espadas en el sector están en el aire. Iberdrola va a por todas y está decidida a hacer lo que haga falta -romper contratos, frenar inversiones- para tratar de mostrarle al Gobierno que está en el camino equivocado. La intención de las eléctricas es aclarar que con los sistemas de contratación que utilizan habitualmente la presunta sobrerretribución que les genera el gas es más un desiderátum que una realidad. Por contra, lo que sí parece más evidente son las llamados *windfall taxes* que reciben las cuentas del Estado por la subida de electricidad, gas y, no olvidemos, carburantes.

Los bolsillos de los españoles están comenzando a resentirse de este aumento de gasto y lo malo es que la peor parte de esta crisis energética está todavía por llegar conforme se vaya acercando el invierno y la escasez de gas se haga notar.



EL PERSONAJE



Josu Jon Imaz
Consejero delegado de Repsol

Repsol se prepara para seguir avanzando en la reducción de emisiones. La petrolera, que encabezó el movimiento hace ahora casi dos años, celebrará a principios de octubre su "Low carbon Day" en el que se espera que dé a conocer las novedades sobre sus avances en materia de hidrógeno, ecocombustibles, combustibles sintéticos, nuevos plásticos o renovables. La compañía, que ya incrementó su objetivo de desarrollo de energía verde, puede volver a acelerar el crecimiento gracias al tirón de los precios del gas.

LA CIFRA

2

millones

Un total de 123 afectados por los seísmos provocados por el proyecto Castor reclaman a la empresa concesionaria ESCAL UGS, (participada mayoritariamente por ACS) y dos de sus directivos, un monto total de 1.845.000 euros, por los daños morales producidos por la ola de pánico generalizado que se produjo a consecuencia de los 552 seísmos que se detectaron en las poblaciones afectadas. El despacho de abogados BCV Lex, en representación de la asociación de afectados Aplaca (formada por 123 vecinos), ha solicitado a la Audiencia Provincial de Castellón una indemnización de 15.000 euros para cada uno.

LA OPERACIÓN



Octopus Energy Group ha anunciado una importante asociación estratégica con Generation Investment Management, cofundada y presidida por Al Gore, que invertirá hasta 600 millones de dólares, lo que aumentará la valoración del grupo 'entech' a 4.600 millones de dólares. La firma fue creada en 2004 para respaldar a las empresas que impulsan la sostenibilidad y la lucha contra el cambio climático. Octopus Energy Group, con 5 años de antigüedad, tiene 3,1 millones de clientes en todo el Reino Unido.