

# Resumen de Prensa

## Sector Energético



Sindicato  
Independiente  
de la Energía

Nos importan  
las **PERSONAS**

Creemos en la  
**NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para  
construir un  
**FUTURO** mejor

# Los proyectos adjudicados en la primera subasta renovable prevén crear 25.000 empleos.

Cincodias.com, 17 de junio de 2021

**En total, las instalaciones suman 3.034 MW y movilizarán una inversión de 2.000 millones.**

Los proyectos adjudicados en la primera subasta renovable darán del periodo 2020-2025, celebrada el pasado 26 de enero, darán un impulso a la creación de empleo. Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, estos proyectos, que suman 3.034 MW, generarán más de 25.000 puestos de trabajo y movilizarán una inversión de más de 2.000 millones de euros, de acuerdo a los planes estratégicos de las empresas promotoras.



En torno a 13.500 empleos corresponderán a instalaciones eólicas y unos 14.000 estarán vinculados a instalaciones fotovoltaicas y se estima que más de 12.000 puestos de trabajo serán empleos directos, que se concentrarán en su mayor parte en los ámbitos local y regional.

Por lo que respecta a la movilización de la inversión, el ministerio calcula que cerca de 1.155 millones de euros irán asociados a la tecnología fotovoltaica y 997 millones a la eólica, con una media de la inversión por unidad de potencia instalada prevista de 0,67 millones de euros por cada MW. La potencia de las instalaciones proyectadas asciende a un total de 3.034 MW, lo que permitirá cubrir toda la adjudicación de la subasta.

Se calcula que su puesta en marcha evitará cada año la emisión de unos 2,6 millones de toneladas de CO2 equivalente, lo que supondrá unos 80 millones de toneladas a lo largo de su vida útil, al desplazar a centrales que empleen combustibles fósiles.

La resolución por la que se convoca la subasta establece la obligación de que los adjudicatarios aporten un plan estratégico en las solicitudes de inscripción que incluya aspectos como la descripción general de las inversiones, la estrategia de compras y contratación, las estimaciones de impacto sobre el empleo.

Los adjudicatarios han presentado 36 planes estratégicos con diferente grado de concreción que tendrán que completar con información más detallada en los siguientes pasos de la tramitación, ha explicado el ministerio, que publicará próximamente un formulario que servirá como guía para la presentación definitiva de los planes.

Las prioridades estratégicas que han descrito hasta ahora se centran en promover la contratación local y regional de personal, priorizar la contratación de proveedores y suministradores cercanos a las zonas de implantación de las instalaciones y asegurar la cadena de aprovisionamiento con compromisos sociales y éticos, criterios de sostenibilidad, equidad social y respeto al medio ambiente.

La resolución de convocatoria de la subasta estipula un plazo de seis meses desde la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables para que los promotores identifiquen las instalaciones que proyectan construir para atender a los compromisos de entrega de energía derivados de la subasta. Una vez finalizadas las instalaciones, los promotores tendrán que aportar un plan estratégico definitivo, que deberá recoger el nivel de cumplimiento de las anteriores previsiones realizadas.

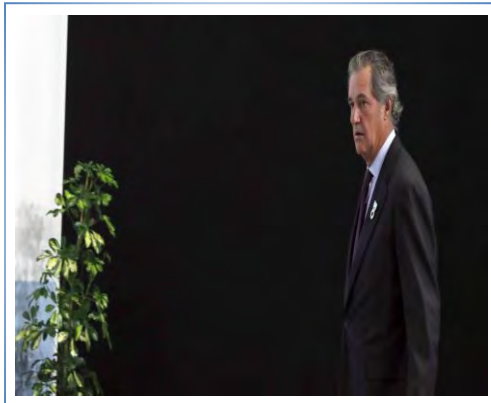
Los planes se encuentran disponibles en la página web del ministerio para su consulta, seguimiento y evaluación por parte de los sujetos, administraciones y colectivos interesados.

## Acciona Energía confía su OPV a la demanda extranjera.

Cincodias.com, 17 de junio de 2021

### La compañía fijará el rango de precios de su estreno en las próximas horas.

La salida a Bolsa de Acciona Energía está en sus días clave. El grupo controlado por la familia Entrecanales quiere poner en valor su joya de la Corona dando entrada a nuevos inversores, en la que puede ser la mayor OPV desde la de Aena en 2015. La demanda extranjera, con gran peso de Estados Unidos y del resto de Europa, será clave para su éxito. Los gestores de fondos españoles son, sin embargo, más precavidos y piden un precio –la horquilla se fijará entre hoy y mañana– ajustado.



La media docena de gestores de fondos de Bolsa española consultados sobre la operación no rebosa entusiasmo respecto a la salida a Bolsa de la filial de Acciona Energía, pese a sus perspectivas de casi doblar su potencia instalada, de 11 gigavatios a 20 en cinco años, y a que promete un dividendo del 25% al 50% del beneficio. La buena noticia es que el grueso de las órdenes de suscripción vendrá de fuera del país. Para ello han fichado una cohorte de entidades con escasa presencia española.

Gonzalo Sánchez, gestor de fondos en Gesconsult, reconoce que se trata “de un activo atractivo”, porque, a diferencia de otros proyectos, “tiene ya mucha capacidad instalada, y unos planes de crecimiento muy potentes”.

“Nos parece, sin embargo, que el momento de mercado no es el óptimo. El repunte de la inflación en Estados Unidos y el miedo a un recalentamiento de la economía han hecho que descienda algo el interés por este tipo de compañías centradas en energías renovables”, añade.

Aunque ayer se produjo una operación de calado en el mercado, con la opa del fondo EQT sobre Solarpack, con una prima del 45% sobre el precio del martes, los expertos recuerdan que las compañías de energías renovables aún están lejos de los máximos.

EDP Renewables, que es una de las firmas con las que los bancos colocadores comparan a Acciona Energía, cotiza ahora un 20% por debajo del precio del pasado enero. Solaria cotiza a un 40% de su máximo y ni siquiera Solarpack llegó a recuperar ayer el nivel de enero pese a la subida. EQT ofrece 26,5 euros por acción, y llegó a valer 34,5 euros por título.

Ignacio Cantos, gestor de fondos de atl Capital, explica que Acciona Energía “tiene un mix de energía muy volcado en los parques eólicos” y recuerda que el sector de la producción de electricidad está “extremadamente regulada”. Los planes del grupo pasan por colocar un 25% de su filial en el mercado, que podría llegar al 30% si se amplía la operación.

Los bancos colocadores han elaborado informes que arrojan valoraciones de 12.000 millones de euros. Pero, para la mayoría de los gestores españoles consultados, Acciona Energía debería tener una tasación de entre 8.000 y 9.000 millones de euros de partida para tener recorrido al alza. Se espera que en las próximas horas se publique el rango final de precios. El grupo Acciona se embolsará 2.500 millones con la colocación del 25% para una valoración de 10.000 millones de euros.

Cantos también recuerda que este tamaño de OPV es excepcional en España, y hace que no sea para nada comparable con las pequeñas compañías de energía que han ido saliendo a Bolsa en los últimos años.

La clave estará en la respuesta por parte de los fondos extranjeros. Por eso Acciona ha contratado a los grandes bancos estadounidenses, Citi, JP Morgan, Goldman Sachs y Morgan Stanley, como coordinadores de la operación.

El recorte de 1.000 millones en las eléctricas tendrá un impacto mínimo en sus cuentas. La norma, en tramitación, penaliza a algunas centrales eléctricas que no emiten CO2 y que se pusieron en funcionamiento antes del 11 de marzo de 2005, cuando entró en vigor la ley española sobre derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Si la norma se mantuviera tal y como está, el impacto neto si fuera de aplicación desde el 1 de enero sería de 12,1 millones de euros en su facturación neta de 2021, según la firma.

### **APROBACIÓN INMINENTE DEL FOLLETO POR LA CNMV**

- Horquilla. Acciona Energía espera que la CNMV dé el visto bueno al folleto de su OPV hoy o mañana con el objetivo de debutar el 28 de junio o el 1 de julio, según fuentes financieras. La gran novedad será el rango de precios, que previsiblemente se situará en la parte baja o incluso por debajo, de las tasaciones iniciales, que situaban el precio de la filial entre los 10.000 y los 12.000 millones de euros.
- América y Europa. Acciona ha elegido a cuatro gigantes de Wall Street para la OPV de su filial – Citi, JPMorgan, Goldman Sachs y Morgan Stanley –, con solo cuatro firmas españolas de un total de 20: Bestinver, propiedad de Acciona, Santander, Alantra y Norbolsa. Esta selección no es casual, los grandes compradores de las acciones no serán gestoras españolas, sino estadounidenses y europeas.

## **La primera comunidad energética de un polígono industrial irá en El Goro.**

Canarias7.com, 18 de junio de 2021

### **Canaluz Infinita presenta el proyecto piloto, de una potencia de 60 a 70 MW entre solar y eólica, en las II Jornadas de Transición Ecológica.**

El polígono industrial de El Goro, en Telde, es el elegido para poner en marcha en Canarias la primera experiencia piloto de creación de una comunidad energética basada en fuentes de generación renovables, un proyecto exportable luego a los 140 polígonos del archipiélago.

Así lo desveló ayer el director técnico de la empresa Canaluz Infinita, Lorenzo Muñoz, durante las II Jornadas sobre Transición Energética: soluciones y estrategias para el horizonte 2021-2029, celebradas en el Gabinete Literario.



Muñoz adelantó que el proyecto piloto de El Goro pretende instalar entre 60 y 70 MW de potencia fotovoltaica y eólica para el autoconsumo de las empresas del polígono a través de una línea interna y propia. Constaría de paneles solares en las cubiertas de las naves y de 20 a 30 aerogeneradores de 30 metros de altura y 0,1 MW de potencia por unidad. La energía sobrante se transformaría primero en agua y luego en hidrógeno como método de almacenamiento y el ahorro estimado para las empresas en el coste de la energía superaría el 30%.

El director técnico de Canaluz Infinita detalló que el calendario de trabajo previsto pasa por contar en julio con el proyecto básico, en el que están trabajando 31 técnicos, en septiembre con el proyecto de obra y a final de año con todos los permisos para ponerlo en marcha.

Su intervención se produjo en la última mesa redonda de las Jornadas organizadas por la Asociación para la Transición Energética para, en palabras de su presidente, Antonio Cordon, «crear opinión sobre el mayor reto que tenemos por delante, que nos incumbe a todos y en el que todos tenemos algo que decir».

# Iberdrola espera que se reconduzca el proyecto de ley energética que introduce "cargas injustificadas".

Cincodias.com, 18 de junio de 2021

## Galán aplaude la "posible" reducción de impuestos del Gobierno.



Ignacio Galán, presidente de Iberdrola, pidió en la junta de accionistas que se reconduzca el anteproyecto de ley del Gobierno sobre la transición energética porque "introduce cargas injustificadas" sobre "tecnologías no emisoras".

Galán reclamó "soluciones que garanticen la coherencia plena entre la política energética" que trabaja por la descarbonización y "un marco normativo estable y fiable".

Sobre la factura eléctrica, estos días en máximos en las horas de más consumo, el presidente de Iberdrola recordó que el precio está muy gravado por "impuestos, cargas y tasas" que "en buena medida pagan los ciudadanos".

Al máximo responsable de Iberdrola le parecen positivos los mensajes del Gobierno sobre una posible reducción de la carga impositiva, "que ya supone cerca del 60 % de la factura". Galán tendió la mano al Ejecutivo de Pedro Sánchez para "mantener una actitud dialogante", pero "con el compromiso de la defensa de los intereses" de los accionistas de la eléctrica.

E insistió en que "el principal beneficiario" de "los altos precios de la electricidad" es "la Hacienda pública". En esta línea, reiteró que el recaudador público "recibe no solo unos cuantiosos impuestos" proporcionales al precio de la energía, sino que también ingresa por la venta de derechos de CO2, una partida que este año puede alcanzar los 2.500 millones, según sus cálculos.

Ignacio Galán defendió en la junta la aceleración de la transición energética en todo el mundo. Recordó que Iberdrola batirá en 2021 un récord de inversiones, hasta alcanzar un volumen de 17.000 millones, sobre los 10.000 millones desembolsados en 2020. Desde el ejercicio anterior, los pedidos a los proveedores han alcanzado un importe de 18.000 millones. "El mayor de nuestra centenaria historia en tan corto espacio de tiempo", según Galán.

Un esfuerzo que ha ayudado al mantenimiento de 400.000 empleos (85.000 de ellos en España). De paso, la multinacional ha incorporado 6.000 personas a su plantilla.

## Dividendo

Con cargo a los beneficios netos de 3.611 millones de 2020, Iberdrola ha propuesto a la junta el reparto de un dividendo complementario de 0,252 euros por acción, a pagar el próximo mes de julio. Junto con el dividendo a cuenta, la retribución total llega a 0,42 euros, un 5 % más. Y para 2022 está previsto el reparto de 0,44 euros por título.

La junta aprobó la reelección de Francisco Martínez Córcoles como consejero ejecutivo. Como director general de negocios del grupo, es el segundo en el esquema ejecutivo que lidera Galán.

## Estados Unidos

A preguntas de los accionistas, el presidente de Iberdrola adelantó que la multinacional cuenta con más activos en Estados Unidos que en España. Están valorados en 40.000 millones de dólares, aproximadamente 33.500 millones de euros. El grupo tiene en marcha en ese país proyectos por más de 29.300 millones de euros hasta 2025 y que abarcan operaciones inorgánicas, redes eléctricas y eólica marina.

En este ámbito construye dos complejos *off shore* frente a las costas de Massachusetts que suman una inversión de 6.000 millones de dólares (más de 5.000 millones de euros). Entrarán en operación entre 2024 y 2026.

La corporación española tiene otros proyectos en eólica marina en Estados Unidos que supondrán la generación de más de 7.000 MW a medio y largo plazo, adelantó Galán. Defendió la política del presidente Joe Biden, "con una ley clara e incentivadora, con marcos estables y atractivos que hacen que la inversión fluya".

En concreto, la normativa estadounidense permite desgravaciones del 30 % por inversiones en renovables y redes de transmisión, recordó el presidente de la eléctrica.

### Junta en 360 grados

Para la junta de este año, Iberdrola ha desarrollado una aplicación y una web específica desde la que se ha podido seguir la reunión y acceder a grabaciones con una dimensión de 360 °. Son imágenes del parque de eólica marina Wikingen en Alemania y de la central hidroeléctrica de Aldeadávila (Salamanca), entre otras instalaciones.

## Galán dice que el gran beneficiario por los altos precios de la luz es "la Hacienda Pública".

Europaespress.com, 18 de junio de 2021

### El presidente de Iberdrola recuerda que las arcas públicas reciben, no solo "unos cuantiosos" impuestos proporcionales al precio de la energía, sino también los ingresos por la venta de derechos de CO2

El presidente de Iberdrola, **Ignacio Sánchez Galán**, ha afirmado que "el principal beneficiario" de los altos precios de la electricidad, especialmente en un escenario como el actual con un elevado precio del CO2, es "la Hacienda Pública".

En su discurso en la junta general de accionistas de la compañía, Galán recordó que las arcas públicas reciben, no solo "unos cuantiosos" impuestos proporcionales al precio de la energía, sino también los ingresos por la venta de derechos de CO2, **que este año podrían alcanzar los 2.500 millones de euros.**

Así, el directivo volvió a mostrarse en contra del anteproyecto de ley del Gobierno que pretende recortar los ingresos de las eléctricas por el denominado 'dividendo de CO2', ya que **"introduce cargas injustificadas sobre tecnologías no emisoras"**, y mostró su confianza en que "sea reconducido a lo largo de su tramitación para buscar soluciones que garanticen la coherencia plena entre la política energética que apueste por la descarbonización y un marco normativo y regulatorio estable y fiable".



El presidente de **Iberdrola** afirmó que, tal y como han avalado en sus alegaciones al anteproyecto de ley distintos agentes, organismos, analistas y agencias de rating, es **"imprescindible" un marco regulatorio que "preserve la seguridad jurídica y la confianza legítima de los inversores"**.

Así, mostró la disponibilidad de la energética al diálogo, aunque también subrayó su compromiso **"con la defensa" de los intereses de sus accionistas y del resto de sus "grupos de interés"**.

## Actuar sobre los impuestos

Como mejor medida para actuar sobre los actuales altos precios de la electricidad, Galán abogó por hacerlo a través de los "impuestos, cargas y tasas que se le imponen y que en buena medida pagan los ciudadanos".

Por ello, acogió "positivamente" las recientes declaraciones del Gobierno respecto a una posible reducción de los impuestos, cargos y tasas, "que ya suponen cerca del 60% de la factura que pagan los usuarios".

## El Gobierno prepara medidas para bajar el precio de la luz.

Ambientum.com, 18 de junio de 2021

El Gobierno está trabajando en **medidas** coyunturales para bajar el precio de la **luz** como complemento a las medidas en curso para reformar el sistema eléctrico. Así lo ha anunciado esta mañana la vicepresidenta y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, en el Congreso de los Diputados, quien ha destacado que el Ejecutivo trabaja para suspender elementos fiscales de manera temporal.



Se trata de "*medidas provisionales hasta tanto se aborde en profundidad, con rigor y congruencia la reforma de nuestra fiscalidad energética*", ha señalado. "*Mientras buscamos una respuesta solvente, es obvio que este gobierno debe de ser sensible y debe preocuparse por los consumidores*", ha subrayado.

Además de esta reforma fiscal, el Gobierno trabaja en medidas estructurales para reducir el peso de los combustibles fósiles: "*son los más caros y son los que marcan el precio al que se paga toda la electricidad del mercado mayorista, bien directamente, bien porque otras tecnologías optan por ofertar, incorporando el coste de oportunidad que tiene calcular cuánto más pueden ganar acercando su oferta a los costes de la tecnología más cara, el gas natural*".

### Precio de la luz

En este sentido, Ribera ha insistido en que solo el 13% de la generación eléctrica proviene de combustibles fósiles y que, sin embargo, son estos los que marcan el precio del mercado mayorista que cobran todas las tecnologías, emitan o no CO2.

"*El coste de contaminar ha de pagarlo quien contamina y no lo deben pagar injustamente las familias financiando los enormes beneficios que genera la energía limpia*", ha destacado. Los combustibles fósiles "*son los que marcan esos precios que tanto nos espantan y que caen como una losa sobre las familias y la industria*".

Estas medidas en preparación se unen a las últimas propuestas normativas del Ejecutivo, como el proyecto de ley por el que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE) y el anteproyecto de Ley para corregir el dividendo extraordinario que reciben las centrales no emisoras como consecuencia de los costes del CO2 en el mercado de derechos de emisión y actuar, así, sobre el elevado precio de la factura eléctrica.

Las estimaciones apuntan a que el mecanismo para actuar sobre este dividendo de carbono producirá una rebaja cercana al 4,8% para los consumidores domésticos y del 1,5% para los consumidores industriales. Por su parte, el FNSSE, que se aplicará progresivamente en un plazo de 5 años, producirá una reducción del 13% al final del periodo sobre la factura doméstica.

## Incremento de 100 millones para la industria

Ribera anuncia que trabaja junto con los ministerios de Industria, Comercio y Turismo y de Hacienda para generar un crédito de 100 millones de euros como compensación adicional a la industria por ese incremento de los costes del CO<sub>2</sub>. Además, destaca que en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética ya incorpora una previsión específica por la que cada año se puedan destinar el 25% de los ingresos del CO<sub>2</sub> a compensar los costes de la industria.

Asimismo, Ribera recuerda que España ha puesto a su disposición de los grandes consumidores de energía la cobertura pública para sus contratos bilaterales de suministro, facilitándolos y abaratándolos. En este ámbito, España es uno de los primeros países de Europa.

La vicepresidenta subraya que gracias a estas medidas en curso el precio de la electricidad será ya en 2022 más barato en España que en otros países de nuestro entorno, todos afectados por el incremento de precios del CO<sub>2</sub> y de los hidrocarburos, como Francia o Alemania.

Frente a las propuestas de la oposición de trasladar a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) varios costes fijos del sistema eléctrico, la vicepresidenta recalca que *“actuar de manera estructural para atajar los precios del mercado no consiste en trasladar los costes del consumidor eléctrico a los PGE, porque paga el mismo y se sigue beneficiando el mismo. Consiste en establecer un sistema razonable, estable, asequible y que perdure en el tiempo”*.

Ribera enfatiza que esto *“requiere que aquellos cuyos beneficios se disparan a consecuencia del diseño actual del mercado compartan el dividendo que genera el CO<sub>2</sub> con el conjunto de los consumidores, haciendo llevadera una transformación enormemente beneficiosa para todos, que no puede ser injusta con los más vulnerables en los años de la transición energética”*.

## Preguntas y respuestas sobre el hidrógeno verde.

Ambientum.com, 18 de junio de 2021

### ¿Aún tienes dudas sobre el potencial del hidrógeno verde y su papel en la transición energética?

Te traemos las respuestas a esas preguntas que todavía puedes tener en la cabeza.

#### ¿Es el hidrógeno una fuente de energía?

No, a diferencia del sol, el viento o el agua, el hidrógeno no es una fuente de energía primaria. Es, más bien, un **vector energético**. ¿Qué quiere decir esto? Que **el hidrógeno es un elemento que necesita energía para ser producido** y que, posteriormente, esa energía será liberada cuando empleemos el hidrógeno. Por eso se dice también que el hidrógeno sirve para almacenar energía.



#### ¿Para qué sirve el hidrógeno verde hoy en día?

El hidrógeno verde tiene un papel fundamental en la **descarbonización de sectores y aplicaciones de difícil electrificación**. En este sentido, la movilidad es una de las principales, ya que el hidrógeno verde funciona como un combustible que emite agua como único residuo. También se usa en la industria química, en la petroquímica y en la siderúrgica, industrias donde la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> tiene ambiciosos objetivos. Además, se está desarrollando su uso doméstico para aportar electricidad y calor.

#### ¿Qué dificultad existe para utilizar hidrógeno de manera masiva?

El hidrógeno verde se enfrenta a barreras que dificultan su contribución total a la transformación energética. Los obstáculos incluyen los **retos en su almacenamiento y transporte** (asociados a su baja densidad energética), la falta de infraestructura así como el coste de producción.



Tal y como señala **IRENA**, el hidrógeno verde en 2019 seguía siendo hasta tres veces más caro que el hidrógeno gris. Además, es necesario asegurar su sostenibilidad y garantizar que su producción corresponde a fuentes 100% renovables.

### ¿Es el hidrógeno renovable rentable?

Hoy en día, el hidrógeno verde no es rentable. Según la **Comisión Europea**, los costes estimados actuales son entre 2 y 3 veces superiores al hidrógeno producido por combustibles fósiles.

Sin embargo, hay espacio para el optimismo. **El coste de los electrolizadores ya se ha reducido en un 60% en los últimos diez años** (más de un 40% en los últimos cinco) y se espera que se reduzca a la mitad en 2030.

Además, la caída progresiva en los precios de las energías renovables, la generación distribuida y dedicada, también hará descender el precio del hidrógeno verde. Según las previsiones de Europa, ambos factores harán que el hidrógeno verde pueda competir con el hidrógeno de origen fósil en menos de una década.

### ¿Cómo separarlo del agua?

La separación del hidrógeno del agua se realiza mediante la **electrolisis**. **La electrolisis del agua consiste en descomponer el agua en dos moléculas de hidrógeno (H<sub>2</sub>) y una de oxígeno**, a través de una corriente eléctrica continua, la cual se suministra por medio de una fuente de alimentación, ya sea una pila o batería y que se conecta a través de electrodos al agua.

### ¿Cómo de contaminante es?

Actualmente, contamos con distintas tecnologías que nos permiten obtener hidrógeno. Pero no todas son sostenibles. Para saber el impacto que tienen y las emisiones que generan se ha establecido un código de color que diferencia entre cuatro tipos:

- **Hidrógeno gris:** se produce con combustibles fósiles y conlleva importantes emisiones de CO<sub>2</sub>.
- **Hidrógeno azul:** se produce por combustibles fósiles con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (menos contaminante que el gris).
- **Hidrógeno verde:** producido a partir de energía renovable, es la más adecuada para una transición energética totalmente sostenible.

### ¿El hidrógeno verde es capaz de almacenar energía?

¡Sí! Y es una de sus cualidades más importantes. Gracias a la electrolisis conseguimos hidrógeno verde proveniente de fuentes renovables. En lugar de utilizarlo de inmediato, **podemos almacenar este hidrógeno limpio a presión en unos tanques específicos**. Y más tarde, cuando necesitamos energía, este elemento se canaliza hacia una pila de combustible, donde unimos hidrógeno con oxígeno procedente del aire para producir energía eléctrica y obtener agua como único residuo.

### ¿Por qué se considera un combustible sostenible?

Básicamente porque en lugar de emitir CO<sub>2</sub>, los vehículos que funcionan con hidrógeno verde emiten agua como único residuo.

Estos vehículos disponen de un depósito donde almacenan a presión este gas. Posteriormente, ese hidrógeno se dirige a la pila de combustible donde ocurre una reacción química que da como resultado la electricidad que moverá el vehículo y vapor de agua.

El hidrógeno no solo es un aliado de la movilidad sostenible de los automóviles. Este gas también se utiliza como combustible para transporte público, para camiones, trenes e incluso, barcos.

### ¿Es un vehículo de pila de combustible un vehículo eléctrico?

Sí, la diferencia es que un **vehículo de pila de combustible** genera electricidad a medida que se mueve, a través de la reacción química en la pila de combustible. Un vehículo eléctrico a batería transporta toda su electricidad en una batería.

Otras diferencias importantes son que los vehículos de pila de combustible de hidrógeno repostan en las hidrogeneras, donde en apenas 5 minutos se recarga el depósito, y que disponen de una autonomía de hasta 600 kilómetros.

## ¿Pueden los aviones volar con hidrógeno verde?

A largo plazo, el hidrógeno también puede convertirse en una opción para descarbonizar el sector aeronáutico y marítimo, mediante la producción de queroseno sintético líquido u otros combustibles sintéticos.

## Objetivo 2030: ¿quién mandará en las renovables?.

Lainformacion.com, 20 de junio de 2021

**Grandes eléctricas, operadores independientes, petroleras reconvertidas y fondos de inversión se disputan el pódium de un negocio al alza donde la competencia es feroz y que tiene una década para consolidarse.**

**El sector de las energías renovables en España se ha convertido en una olla en ebullición constante** con ingredientes de todo tipo que empezaron hace algo más de un año a tomar posiciones en una carrera que va a durar una década. La foto del sector que se ha generado ahora, en la que conviven las compañías eléctricas tradicionales, con la irrupción de otras generadoras y comercializadoras independientes, la reconversión de las petroleras y el empuje financiero de la banca y los fondos de inversión, será muy distinta en 2030, cuando se hayan superado con creces el 44% de producción de energías renovables del año pasado.

Esta misma semana hemos visto como el fondo sueco EQT lanzaba una opa sobre la renovable española Solarpack, por un valor de 881 millones de euros y una prima sobre su cotización del 45%. Ese movimiento hace presagiar que **los fondos de inversión han visto con claridad la rentabilidad y el atractivo del mercado renovable español** y pueden llegar a apostar por su futuro con más vocación de permanencia que hasta ahora, que solo buscan la pura rentabilidad para salirse del proyecto en cuanto la consiguen. Pero junto a esa operación y al revuelo de fondos internacionales que han apostado por el sector, la petrolera británica BP irrumpía en el negocio renovable español a través del fondo Lightsource, especializado en el desarrollo y la gestión de proyectos de energía solar, para comprar activos con una potencia de generación de más de 700 megavatios, y una inversión estimada de 475 millones y la creación de mil empleos.

Son solo dos ejemplos de las tendencias que marcan ahora el cambio de escenario de las renovables en España, donde hasta 2030 hay que adjudicar 60 gigavatios (GW) de potencia, sobre todo en **eólica y solar, que van a suponer más de 39.000 millones de euros de inversión**, si hacemos caso a las estimaciones de los especialistas de la Asociación Española Fotovoltaica (UNEF) y la Asociación Eólica Española (AEE).

Todas las fuentes consultadas en el sector y en los servicios de estudios de algunas de las grandes compañías implicadas aseguran que, al final de la década, la competitividad será mucho mayor y habrá más actores, si bien es seguro que **aguantarán mejor quienes más músculo financiero tengan para soportar las inversiones que hay que hacer**, los posibles cambios regulatorios de todo tipo (generación, construcción, tarifa, etc.) y la competencia global que va a llegar a un mercado que, en España, puede presentar márgenes brutos de explotación del 70% y el 80% de la inversión realizada y rentabilidades muy por encima de lo que ofrecen los mercados financieros ahora.

No todo va a ser precisamente un camino de rosas. Para adjudicar esa nueva potencia hay petición de acceso y conexión en Red Eléctrica (REE) por cerca de 150 GW, más del doble de lo que se va a adjudicar, de forma que serán muchos los llamados, pero pocos los elegidos. E incluso con el permiso concedido, los plazos y las condiciones para cumplir con los certificados medioambientales para instalar placas solares o molinos de viento y el resto de los trámites administrativos, pueden dejar en la cuneta a muchas explotaciones **sin opción de recuperar los avales prestados, a razón de 40.000 euros por megavatio solicitado**.

Si hacemos caso a los expertos, **el escenario más probable para 2030 plantea que van a mandar en el sector las actuales eléctricas (Iberdrola, Endesa, Acciona, EDP y Viesgo)** una vez reconvertidas a la generación limpia y superada la complejidad y la incongruencia actual en el sistema de fijación de precios del mercado. Junto a esas 'utilities' que han marcado el cuasi oligopolio de siempre, pervivirán algunas de las compañías y comercializadoras independientes que hayan aguantado las inversiones necesarias y/o la cotización en bolsa, con menos poder que las grandes, pero que van a acceder en este tiempo tanto a las subastas de potencia del Estado (puede haber una nueva en otoño), como a los acuerdos de suministro a largo plazo con clientes fijos (PPA) o al puro mercado con la fórmula de precios que se establezca y que, con el tiempo, es seguro que tenderá a tener menos 'mix' de centrales de ciclo combinado y unos precios a la baja marcados más por el coste de la generación limpia que por los derechos de CO2, como ahora.

## El reto de las petroleras

El segundo nivel jerárquico que se puede prever para 2030 estaría marcado por la **apuesta que las grandes petroleras hagan en su cambio al 'verde'**. El caso más paradigmático son los 18.300 millones de inversión que anunció Repsol para dar la vuelta a una buena parte de su estructura de negocio, pero otras compañías con presencia en España como Cepsa, Galp, Shell y la propia BP van a tener un papel importante en la próxima década, si bien con un reto para reconvertir su 'core business' hacia la electricidad mucho mayor que el de sus competidoras 'nativas'.

Una parte importante de esa competición por lo renovable de las más grandes del sector energético que marcará el pódium en 2030, tanto en petroleras como eléctricas, lo van a marcar **los fondos europeos a los que pretenden acceder con cientos de proyectos**. Iberdrola va a la cabeza con inversiones planteadas por casi 30.000 millones a largo plazo susceptibles de ser subvencionadas, pero cuando se unen Endesa, Repsol, Naturgy ese proceso inversor llega a los 70.000 millones. Una parte importante de esas inversiones con aval del Next Generation europeo serán clave, además, en el desarrollo del hidrógeno verde, que está llamado a ser el acompañante perfecto para la solar y la eólica, con la incógnita del alcance al que llegará en el mercado, más que como fuente de energía industrial, en el ámbito de la movilidad y el uso doméstico.

Esos grandes números y corporaciones conviven ahora con **una patronal fotovoltaica que tiene más de 500 asociados y una asociación eólica** (entre otras organizaciones profesionales del sector) **que supera los 200**, algo que da idea de la envergadura de lo que se cuece en el negocio de las renovables, desde el más pequeño al más grande. Hay 27,78 GW instalados de molinos de viento, que deben llegar a ser 50 en una década, junto a otros 12,6 GW de fotovoltaicas que aspiran a ser 29 en ese periodo de tiempo, más otros 10 GW en que se estima el autoconsumo. Es precisamente este capítulo, el del autoconsumo, el que puede venir a trastocar en gran medida el mapa final del sector, según advierte la Fundación Renovables, que advierte cómo ya se han apuntado a "lo delas placas en el tejado" gigantes como Repsol y Naturgy, junto a otros 'players' sobrevenidos como Ikea o El Corte Inglés. "Lo que hagas tú, no lo hacen otros", se maneja como máxima en este segmento del negocio.

## Los vaivenes de la bolsa

Junto al proceso inversor y la adjudicación y construcción de instalaciones de generación, algunos de los principales protagonistas de esta carrera deberán estar muy atentos a lo que les ocurra en bolsa, donde se velan armas ya ante las próximas salidas, como la de Acciona Renovables, o los procesos de compra e integración, como el anunciado para Solarpack. Analizado con perspectiva, se ve con claridad el vaivén que sufren los valores refleja claramente la ebullición de un sector en cambio constante. **Tras el rally de 2020, en el que las acciones de las renovables alcanzaron precios máximos, en lo que va de 2021 lideran las caídas anuales**. Solaria registra el mayor retroceso, superior al 33%, del Ibex 35.

Más allá del selectivo español, la fotovoltaica Soltec suma un desplome mayor, con el precio devaluado un 44% desde el inicio del año, después de su exitosa salida a bolsa del año pasado. Por su parte, Solarpack, la gran protagonista de la semana, también era hasta ahora una de las principales afectadas por la tendencia bajista del sector, pero el repunte del 43% este miércoles le permitió reducir su caída anual al 9%. Sin embargo, **esta tendencia bajista no es generalizada** y Acciona y Repsol, con negocios más allá de la energía 'verde', logran un repunte destacado desde enero, mientras que Iberdrola ha perdido peso.

En clave positiva, la catalana Audax es la única de las que generan únicamente energía renovable que avanza en positivo.

La evolución en los mercados servirá para pulir el **pódium de las renovables** a medio plazo y aclarar el papel que unos y otros deben jugar de aquí a 2030 en un proceso de electrificación energética que decidirá quienes acompañarán a las más grandes del sector en la cabeza de carrera hasta las cero emisiones de 2050.

## Estos son los dos cambios gratuitos de la nueva factura de la luz que permiten ahorrar.

Eleconomista.es, 21 de junio de 2021

**Las franjas horarias no son la única novedad del sistema**  
**La nueva factura también permite contratar dos potencias**  
**Una posibilidad que facilita ser más eficiente y gastar menos**



**Estos son los dos cambios gratuitos de la nueva factura de la luz que permiten ahorrar**

Las **franjas horarias no son las únicas novedades de la factura de la luz**, que entró en vigor este mes. El nuevo sistema también permite contratar dos tipos de potencias para un mismo consumidor. Una posibilidad que facilita un consumo energético más eficiente y, por tanto, más económico. Además, hasta mayo de 2022 los consumidores tienen la posibilidad de hacer hasta dos cambios de potencia de manera gratuita.

### Qué es la potencia contratada

Es la cantidad de kilovatios (kW) que pueden estar en funcionamiento simultáneamente. **Cuanta más potencia** se tenga contratada, **más aparatos eléctricos** se pueden encender al mismo tiempo. Sin embargo, **más se pagará cada mes**, ya que tu factura eléctrica se divide en consumo (que puedes controlar siendo más eficiente) y potencia (que es un coste fijo y aumenta según los kW que se tengan contratados).

### Dos cambios gratuitos de la potencia contratada

La Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) explica que el consumidor podrá modificar las potencias contratadas en dos ocasiones en el periodo comprendido entre el **1 de junio de 2021 y el 31 de mayo de 2022**. Una posibilidad que merece la pena aprovechar, pues los usuarios solo pueden bajarse la potencia una vez al año y tiene un coste que supera los 10 euros. En cambio, tiene que pagar algo más de 60 euros por cada kWh de incremento si se quiere subir.

Además, el organismo explica que la mayoría de los consumidores tienen más potencia contratada de la que se necesita. Así, la posibilidad de realizar esos cambios gratuitos hay que tenerla en cuenta, **pues si se quiere ahorrar el objetivo debe ser tener la menor potencia contratada, siempre que no afecte al día a día**. Si se puede bajar lo contratado, el término fijo de la factura será más bajo.

### La posibilidad de tener dos potencias contratadas

La segunda de las novedades de la nueva factura de la luz está relacionada con la anterior. La CNMV también cuenta que desde la entrada en vigor del nuevo sistema **se pueden contratar dos potencias**.

En ese caso, la potencia pasaría a facturarse en función de dos periodos horarios: **la potencia valle (más barata)**, de 24 de la noche a 8 de la mañana, y todas las horas del fin de semana y festivos nacionales; **y la potencia punta (más cara)**, de 8 de la mañana a 24 de la noche. En concreto, el precio por la potencia contratada en periodo de valle es un 95% inferior al del periodo de punta.

Tener dos potencia contratadas permitiría ajustar más el uso de la electricidad de un consumidor a las zonas donde el consumo y la potencia es más barato. Así, la CNMV recomienda, por ejemplo, contratar una potencia menor para las horas más caras y otra mayor para las más baratas. Así, poniendo la lavadora, la plancha, el horno o cargar el coche eléctrico durante el fin de semana permitirá ahorrar no solo porque la electricidad es más barata, sino también porque la potencia contratada también lo es.

### Un ejemplo de ahorro en la factura con dos potencias contratadas

La recarga del coche eléctrico es un buen ejemplo. La diferenciación de potencias por periodo posibilita contratar 0 kW en punta (periodo 1), lo que permite la contratación de un segundo punto de suministro a bajo coste, cuando no es posible la carga en el domicilio habitual. Cargar el vehículo en horario nocturno tiene un coste de peajes y cargos estimado de 24 euros al año. La diferencia entre cargar el vehículo eléctrico a cualquier hora del día o por la noche supera los 300 euros al año.

## Rabat apunta ahora al sector energético: corta el gas argelino que llega a España.

Lainformacion.com, 21 de junio de 2021

Tras la exclusión de los puertos españoles de la Operación Paso del Estrecho, la mirada de la diplomacia marroquí se centra en el llamado gasoducto del Magreb, que une las dos orillas del Mediterráneo.

### Armas y el pastel del Sáhara: por qué EEUU apoya a Marruecos contra España.



Mascarillas, indultos, Biden, tormentas... Mientras la actualidad sigue su curso en España, al otro lado del Estrecho, **la maquinaria diplomática marroquí no deja de trabajar. La situación incómoda que se vive con Madrid continúa centrando la actividad política de Rabat.** Poco a poco y con discreción el reino de **Mohamed VI** va tejiendo una telaraña donde se entremezclan las decisiones económicas con las estratégicas con un único objetivo: fortalecer internacionalmente sus aspiraciones en el Sahara occidental.

Hace una semana la acción del país vecino se centró en la exclusión de los puertos españoles de la **Operación Paso del Estrecho**. Ahora la mirada de la diplomacia marroquí se centra en el sector energético y en concreto en el gasoducto que une las dos orillas del Mediterráneo: **el llamado gasoducto del Magreb.**

Este proyecto, que cuenta ya con **25 años de historia común entre el triángulo formado por España, Marruecos y Argelia**, supuso en su momento la manifestación de la cooperación energética entre África y Europa. El gas llega procedente de los **yacimientos argelinos de Hassi R'Mel y entra directamente a Córdoba desde el Estrecho de Gibraltar**, tras cinco días de viaje en tubo, 1.430 kilómetros de puro desierto, atravesando el Rif marroquí y serpenteando el fondo marino mediterráneo. **Toda una obra de ingeniería abierta desde 1996 y a la que Enagás llamó la "superautopista del gas"**. Gracias a esta infraestructura, 9.000 metros cúbicos de gas natural entran a España y siguen su recorrido al norte europeo, suponiendo una pequeña, pero cierta, **alternativa al gas ruso** que suministra a otros países del Este europeo.

*Marruecos abre dos nuevos frentes. Por un lado, resta a España una vía de entrada alternativa al gasoducto principal y, por otro, consigue una alianza con el África Subsahariana*



La casualidad ha hecho que justo cuando peor se encuentran las relaciones entre Rabat y Madrid **venza el plazo para la renovación de la concesión de 25 años que la empresa marroquí EMPL, Naturgy y Galp firmaron en su momento** y que consistió en la construcción de esta infraestructura crítica a cambio de que Marruecos permitiera que parte del gas argelino entrara a España. Desde hace más de dos años **las negociaciones están bloqueadas en un contrato que expira el próximo mes de noviembre** y ante el que poco o nada pueden hacer las empresas implicadas, dada la tensa relación que se está viviendo entre las cancillerías dirigidas por Nasser Bourita y **Arancha González Laya**.

Desde el punto de vista económico, España tiene poco que perder, ya que **el suministro de gas está garantizado** a través del tramo que parte directamente del mismo yacimiento y que entra por Almería vía Argelia. **Naturgy** ya rebajó la cantidad prevista de gas que debería entrar en el país debido a la reducción de la demanda energética. Una operación que llevó a la intervención de los de Reynés ante las autoridades argelinas. Sin embargo, **desde un punto de vista estratégico, la diversidad del suministro sí se ve comprometida**. Se cae uno de los actores principales en la relación energética del Reino de España con el norte africano. **Naturgy**, que ha hecho bien sus deberes, ya vio las orejas al lobo en 2019, momento en el que **provisionó 80 millones de euros para evitar los perjuicios que pudiera causarle una negativa del país de Mohamed VI** a renovar el acuerdo.

### **Rabat abraza a Nigeria como contrapeso a Argelia... y España**

El país alauita siempre se ha caracterizado por gozar de una diplomacia y de **unos servicios de inteligencia altamente preparados**. Renunciar al suministro argelino no implica, ni mucho menos, dejar de hacer negocio con el gas que inunda África. En este sentido, **Rabat ha retomado las negociaciones con Nigeria para la construcción del que será el gran 'hub' de los hidrocarburos en África**: el gasoducto que unirá las costas de más de una docena de países y que podría acabar con la hegemonía argelina en este campo. Yusuf Usman, director de operaciones de la Corporación Nacional del Petróleo de Nigeria, anunció esta misma semana el inicio del proyecto que suministrará gas a Marruecos y con ello **la posibilidad de exportar el gaseoso elemento a Europa, bien sea a través de España o incluso Portugal**. La obra supondrá así una alternativa al monopolio que desde hace décadas ha ejercido Argelia sobre el suministro de gas africano al continente europeo. Toda una patada en la espinilla al régimen argelino justo donde más le duele.

No sólo Marruecos y Nigeria resultarán beneficiados por este proyecto. **Benin, Togo, Ghana, Guinea, Senegal o Sierra Leona** también obtendrán una parte de esta gran obra. Son precisamente estos países sobre los que **Marruecos ha desplegado todas sus artes diplomáticas en los últimos meses** con un único fin: evitar que el gasoducto pudiera pasar por territorio de Argelia. Y lo ha conseguido. El presidente nigeriano, Muhammadu Buhari ha desechado la opción argelina debido a "preocupaciones por la seguridad" y a la inestabilidad política que se vive en la zona del Sahel. Un hecho al que se le une la retirada francesa de la zona, algo que está pasando desapercibido pero que puede sumar un nuevo tanto a la volátil **la inseguridad en el suministro de gas a Europa debido a la amenaza terrorista.**



El gasoducto, que se incluye dentro del "Plan Maestro de la Década del Gas" del presidente de Nigeria, tiene un coste estimado de **25.000 millones de dólares** y será construido por la **Corporación de Petróleo de Nigeria** en colaboración con las empresas de una docena de países, con un plazo de construcción cercano a los 25 años. La gran baza nigeriana es que permitirá la explotación de sus yacimientos y la interconexión con Marruecos en aproximadamente cinco años. Esto es precisamente lo que ha llevado a Nigeria a decantarse por la opción marroquí, dado que las obras marinas, en principio, no se verán afectadas por la inestabilidad del Sahel y del Sahara occidental, algo que ni el propio Mohamed VI puede asegurar, puesto que **gran parte del recorrido submarino afecta a las aguas** que reivindica el Frente Polisario y **que están en el núcleo de las tensiones con España y la Unión Europea.**

La dimensión internacional del proyecto incluye tanto el suministro energético a los países por los que transcurre, como la exportación a Europa a través de España y Portugal. **Todo eso siempre que las relaciones entre Rabat y Madrid se calmen** y que Argelia no vea como una traición que España se decante por el gas nigeriano en lugar del suyo.

El golpe de mano marroquí también tiene implicaciones regionales. La apertura de la nueva vía supondría **una alternativa al gasoducto NordStream 2** que ha visto luz verde desde que Joe Biden entrara a la Casa Blanca. En [un artículo publicado en Newslooks](#) ya se advertía de la viabilidad del proyecto y su potencial efecto en la zona, si bien mantenía la hipótesis de que Argelia se mantuviera neutral, algo que no parece posible dado su conflicto eterno con Rabat. Así las cosas, **Marruecos abre dos nuevos frentes.** Por un lado, **resta a España una vía de entrada alternativa** al gasoducto principal que suministra gas al país y, por otro, **consigue una alianza con el África Subsahariana**, pactando con Nigeria, la gran potencia centro africana dispuesta a arrebatar a Argelia el dominio y control del gas en el continente.

No será el último movimiento de la diplomacia marroquí, que **se está mostrando realmente eficiente en el manejo de alianzas y pactos con terceros.**

## Red Eléctrica adjudica a Tedagua la construcción de la desaladora del Salto de Chira, en Gran Canaria.

Eldiario.es, 22 de junio de 2021

**La compañía contará con un presupuesto de 20 millones de euros y un plazo de ejecución de dos años.**

Red Eléctrica de España (REE) ha adjudicado a Tedagua, filial del grupo Cobra-ACS, la construcción de la Estación Desaladora de Agua de Mar (EDAM) del **Salto de Chira**, presa ubicada en Arguineguín, Gran Canaria, contará con un presupuesto de 20 millones de euros y un plazo de ejecución de 26 meses.

En un comunicado, la compañía ha explicado que la actuación para el bombeo y almacenamiento de agua, que tendrá una capacidad de producción de 7.800 metros cúbicos diarios, se iniciará una vez se disponga de las autorizaciones preceptivas.

La licitación de los trabajos es compatible con la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), existiendo en la adjudicación cláusulas específicas que permiten introducir modificaciones en el proyecto de la EDAM, si fuera necesario, en función de los requerimientos de la DIA.

REE ha añadido que, como medida de sostenibilidad adicional, la planta incluye una instalación fotovoltaica, con el fin de dotar a la misma de energía renovable pura, que será autoconsumida dentro de la propia planta para los procesos auxiliares de esta.

Además de producir el agua necesaria para el funcionamiento de la Central Hidroeléctrica Reversible del Salto de Chira, la EDAM pondrá a disposición del Consejo Insular de Aguas del Cabildo de Gran Canaria los excedentes que se produzcan.



## Las ganancias (también económicas) de cuidar el entorno.

Cincodias.com, 22 de junio de 2021

**La pandemia es una oportunidad única para tocar el botón de inicio de la transición energética, coincidieron los expertos en el encuentro anual organizado.**

Mientras contaminar el planeta sea más barato que preservarlo, la humanidad seguirá haciéndolo. “Aquí es donde entra en juego nuestro trabajo de concienciación”, señalaron varios expertos sobre energía que participaron en el EDP Business Summit’21, la cumbre online que celebró la compañía el pasado 17 de junio y que congregó a grandes corporaciones de distintos países.



“Se trata de crear cierto beneficio, una ganancia para que todos (ciudadanos, empresas y Gobiernos) se vean recompensados por cambiar su comportamiento y proteger el medio ambiente. Y quiero demostrarles que esto es posible y que hay una oportunidad de negocio”, apuntó Bertrand Piccard, investigador, psiquiatra, embajador de las tecnologías limpias y fundador de la Fundación Solar Impulse.

Si está científicamente probado que la mayor causa del calentamiento global es la cantidad de dióxido de carbono vertido a la atmósfera, es urgente acelerar la transición energética.



“Y debemos estar preparados para el cambio: industria, servicios, grandes corporaciones, pequeñas empresas..., todos debemos actuar ahora”, dijo Vera Pinto Pereira, consejera delegada del área comercial de EDP, quien recordó que la compañía ha comprometido una inversión de 24.000 millones de euros para crecer en renovables, dar flexibilidad e inteligencia a las redes de distribución, y ofrecer nuevas soluciones a los clientes en esta transformación hacia las energías verdes.

En opinión de Mariana Mazzucato, profesora de economía del University College of London “la crisis económica derivada del Covid-19 es la oportunidad para refundar el capitalismo y tener un plan sobre el cambio climático y la digitalización. La pandemia ha mostrado la urgencia de cuidar nuestro planeta y de ofrecer soluciones verdes. Es un momento que no podemos desaprovechar”, advirtió. “La inversión en energías verdes es hoy de tan solo el 20% de lo que debe ser y se destinan aún 55.000 millones de dólares (46.164 millones de euros) en compañías de combustibles fósiles en Estados Unidos”, recordó.

## Renovación solar

Dentro del apartado de energía solar, Gabriel Nebreda, director de EDP España, insistió en la necesidad de “estar preparados para entrar en una década decisiva que vendrá acompañada por una revolución solar”. Comentó que “muchos de los países han realizado importantes cambios en la legislación sobre autoconsumo fotovoltaico, los precios son más baratos y su eficiencia ha aumentado más del 20% frente al 10% de los años 70”. España, Portugal, Australia, Alemania o Italia estarán entre los más grandes contribuidores de este tipo de energía con un 90%-96% menos de emisiones de carbono que los combustibles fósiles, explicó.

António Coutinho, director ejecutivo de EDP Innovación, afirmó que “España es una referencia en renovables que la convierte en una base de operaciones. La energía solar distribuida está comenzando a repuntar y va a ser un impulso para la transición energética”. EDP está muy comprometida, aseguró, “en invertir en soluciones solares, siendo, por ejemplo, pionera en comunidades energéticas locales como el Barrio Solar”.

## Minimizar los costes en viajes

Otra área relevante y que está empezando a repuntar es la movilidad eléctrica, aunque según los oradores “necesita ser impulsada”. EDP también “hace un esfuerzo en crear una infraestructura de carga pública y, al mismo tiempo, en desarrollar soluciones de movilidad para espacios privados”, añadió Pedro Vinagre, consejero comercial de EDP, quien mantuvo un debate sobre este tema con Jan Burdinski, director general de Hyundai; Roger Atkins, director general de Electric Vehicles Outlook, y Koen Noyens, director de política europea en EVBox. Todos coincidieron en que el vehículo eléctrico, además de reducir la contaminación, minimiza los costes de las empresas en sus viajes para los empleados. “La electrificación es inevitable y necesitamos avanzar rápido en la infraestructura de la carga”, destacaron.

António Coutinho, de EDP, dirigió el panel sobre flexibilidad energética en el que intervinieron Norela Constantinescu, responsable de innovación en ENTSO-E y vicepresidenta de ETIP SNET; Sandra Tuzlic, directora general de Servicios de Transición Energética en Accenture, y Michael Phelan, consejero delegado y fundador de GridBeyond.

Según Phelan, “España permite la participación de grandes empresas industriales y comerciales en los servicios de balanceo de redes, sumándose a otros países que operan mercados de electricidad avanzados, como Reino Unido, Irlanda y algunas partes de Estados Unidos”. Y añadió: “Las empresas que consumen mucha energía ahora pueden utilizar la flexibilidad energética de sus activos in situ para ayudar a los operadores de la red a equilibrar el sistema eléctrico”.

Para estos expertos, “la flexibilidad energética es un gran desafío para los países”. Se trata de una herramienta eficaz que permite supervisar el uso de energía. “Hacerlo más fácil y transparente”, destacaron. A través de una plataforma tecnológica, se logrará controlar el consumo de la electricidad, lo que permitirá una remuneración extra a los usuarios y que estos participen a su vez en equilibrar la red eléctrica (oferta y demanda).

Este hecho facilitará que los operadores integren más energías renovables en la electricidad, se apoye el proceso de descarbonización y mejore el sistema energético global.

El artista Daan Roosegaarde fue el encargado de cerrar la cumbre conducida por el periodista portugués Pedro Mendonça Pinto, mientras que Miguel Fonseca, consejero comercial de EDP, valoró el encuentro: “La cumbre ha sido un éxito. Todo lo que aquí se ha dicho confirma que la sostenibilidad y la rentabilidad van de la mano. Los asistentes de 20 localizaciones diferentes han constatado que si queremos un futuro mejor, tenemos que cambiar ahora”.

## Endesa e Iberdrola se plantean cerrar Ascó y Trillo por el recorte de Ribera.

Eleconomista.es, 22 de junio de 2021

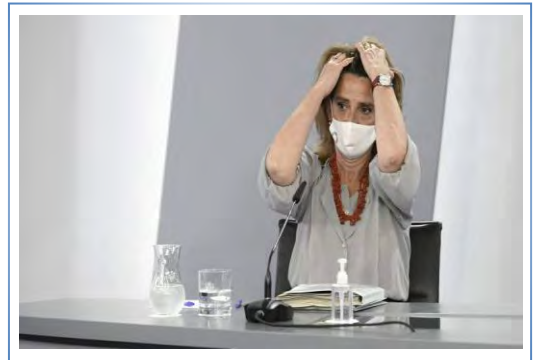
**Piden al Gobierno un precio regulado que garantice la viabilidad de estas centrales**

**El Ejecutivo descartó la propuesta por la rapidez y la necesidad de hacer un estudio**

Endesa e Iberdrola se plantean el cierre de las centrales nucleares de Ascó y Trillo por el Anteproyecto de Ley que pretende limitar los llamados windfall profits. Ambas compañías tienen pendiente la renovación de las licencias de operación de dichas plantas y podrían dar un paso al frente y retirar su petición de ampliación de vida ante el riesgo que les supone poder tener que afrontar demandas de sus accionistas por administración desleal de su patrimonio.

Las empresas llevan acumuladas pérdidas millonarias con las centrales nucleares y la regulación que se pone ahora sobre la mesa condenaría a las mismas a estar en pérdidas el resto de su vida operativa. Un extremo que desde el Foro Nuclear se asegura que es insostenible y que aboca al sector al cese de su actividad.

Por ese motivo, desde la organización, así como desde las principales compañías eléctricas, han planteado al Gobierno que busque una solución y se siente a negociar, ya que sin las centrales nucleares el sistema no podría conseguir los objetivos marcados en el Plan nacional de energía y clima y podría tener problemas de suministro.



El director general del Foro Nuclear, Ignacio Araluce, ha remitido a lo largo de los últimos meses varias cartas a la Secretaría de Estado de Energía advirtiendo de la complicada situación que atraviesan estas plantas.

Araluce insta al Ejecutivo a que revise las cuentas auditadas de las centrales en el registro mercantil y añade que el Gobierno tiene ante sí todos los datos posibles. La organización explica que el inmovilizado pendiente de amortizar es superior a 5.500 millones, con más de 3.000 millones invertidos solo en los últimos 10 años.

Para justificarlo todavía más, el Foro Nuclear ha remitido al ministerio un informe elaborado por PwC que explica que en 2020, y como consecuencia de los bajos precios de la electricidad, las centrales nucleares tuvieron un flujo de caja negativo de unos 500 millones y unas pérdidas superiores a los 1.000 millones. Pese a estas pérdidas, el sector afrontó el pago de 700 millones en impuestos, así como la parte correspondiente a la tasa de Endesa, que se incrementó con el acuerdo de cierre de las centrales.

### Inseguridad jurídica

Según explica Araluce, la medida introduce una fuerte inseguridad jurídica, ya que el calendario de cierre se pactó en unas determinadas condiciones que ahora dejarían de cumplirse.

A la situación de Ascó y Trillo que son las centrales que siguen pendientes de renovar sus licencias, se podrían sumar una batalla legal entre el Gobierno y las eléctricas que, según las previsiones de las empresas, acabaría forzando al Ejecutivo a buscar una solución financiera para estas plantas.

En estos momentos, las centrales nucleares pagan de inicio en impuestos alrededor de 22 euros/ MWh por producir electricidad se venda al precio que se venda, frente a los 3 euros/MWh que pagaban en 2005.

Por ese motivo, el sector ha puesto sobre la mesa la petición de una retribución regulada que incluya un techo y un suelo para este tipo de instalaciones. Según el informe que ha elaborado PwC, el precio aproximado para estas centrales rondaría entre los 56 y 59 euros/ MWh, incluyendo los impuestos.

### **La situación es perfectamente compatible con el mercado interior europeo**

El Gobierno reconoce en el propio Anteproyecto de Ley que se han considerado otras alternativas propuestas desde distintos ámbitos de la sociedad civil y el mundo académico, como el establecimiento de una retribución regulada para estas instalaciones. Sin embargo, estas vías de actuación se han descartado por su difícil encaje en la normativa de mercado interior y las dificultades operativas para su implementación, que impedirían que desplegaran su efectos de manera inmediata.

Estos comentarios, no obstante, resultan sorprendentes para el sector, ya que la medida planteada es un Anteproyecto de Ley y, por lo tanto, su aplicación no es inmediata y requerirá del proceso de tramitación parlamentaria.

Además, recuerda el director del Foro, que la situación es perfectamente compatible con el mercado interior europeo, que ya cuenta con ejemplos en funcionamiento como es el caso francés. Además, en el medio y largo plazo es de esperar que los precios en el mercado mayorista tenderán a la baja gran parte de las horas del año por la gran penetración de energías renovables con coste variable tendente a cero, llevando al precio marginal a valores muy inferiores a los actuales para estas centrales.



**desde 1977,  
manteniendo  
nuestra esencia**

**Sindicato  
Independiente  
de la Energía**



**Nos importan las PERSONAS**  
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Seguridad, Desarrollo, ...

**Creemos en la NEGOCIACIÓN**  
Formación, Salario, Jornada, Competencias, Propuestas, Alternativas, ...

**Trabajamos por UN FUTURO MEJOR**  
Empleo, Trabajo, Protección, Pensiones, Soluciones, Garantías...

**SIE SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO**  
**SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS**