

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

1.- Si resolvemos este problema, España será una superpotencia en energías renovables.

elBlogSalmón, 25 de marzo de 2023



Hoy en día el panorama que se le presenta a España frente al auge de las energías renovables no puede ser más esperanzador y favorecedor. El país apunta en dirección a un **ambicioso objetivo: llegar a alcanzar el 42% de consumo de energía final y el 74% de toda la generación eléctrica con las de tipo renovable**. Sin embargo, ¿es posible lograrlo?

La Unión Europea, y España en particular, tienen la **necesidad de acabar con la dependencia de los combustibles rusos y así conseguir la autonomía energética** que finalizaría con los problemas económicos y políticos derivados de ella

España tiene a su favor sus instalaciones magníficas y la energía que es capaz de generar, pero para ello debe empezar a considerarla como una verdadera alternativa y así poder romper los lazos que la unen con Rusia.

Lucha contra el cambio climático

El pasado mes de noviembre, durante la celebración de la Cumbre del Clima, en su jornada dedicada a la energía, quedó patente la necesidad de las renovables para poder luchar contra el cambio climático.

En esta transición energética, **España ha tenido un crecimiento muy notable**, y es que cuando en el año 2012 la producción de energía limpia generada rondaba el 30% del total, en el 2021 ya se situaba en el 47% y **en 2022 superaba igualmente el 40%**.

En sintonía con esto, Alejandro de Juanes, experto en cambio climático y director de Proyectos Climáticos de Enefy, aseguró que “la industria de las energías renovables en España es potentísima en cuanto a instalación y energía generada”.

Se confía que la tendencia será ir en aumento, esperando que en un plazo de diez años la potencia haya aumentado más de 14 millones de megavatios la hora.

La evolución de las energías renovables

España tiene en su poder dos baluartes que la hacen situarse a la cabeza de la futura producción de energías renovables, el viento y el sol. **En el año 2021 España se colocó como el segundo país de la Unión Europea en generar más electricidad a partir de la energía solar y eólica**.

Tal es así que la energía eólica y la solar son las energías renovables con más demanda en España, situándose el uso de la eólica en un 22,1% de la electricidad total y la solar representando un 10,8% la de tipo fotovoltaica y un 1,7% la térmica.

Pero ¿y en la actualidad? ¿Cuál es la evolución de nuestras energías renovables? Hoy día las renovables siguen imparables. El sector energético es uno de los principales causantes de la producción de gases de efecto invernadero, por lo que evolucionar en energías renovables es imprescindible si queremos contribuir a la lucha contra el cambio climático.

Las energías de tipo renovables resultan eficaces en dos aspectos, por una parte contribuye a reducir las emisiones a la atmósfera, y por otra disminuye la dependencia energética buscando un suministro autóctono y seguro.

Con estos objetivos, **España se sitúa entre los 15 mayores consumidores de energías limpias del mundo**, y es que el consumo que se hace en nuestro país de las energías renovables es del 20,7% del consumo bruto final.

La energía de tipo eólica se sitúa como la primera fuente de energía de carácter limpio en España, después de que en el año 2009 superara a la hidráulica. **El 53% de la energía verde que se genera en España desde 2022 procede de aerogeneradores** instalados por la geografía española. Por su parte, la energía solar alcanzó datos históricos en 2022, situándose en una generación fotovoltaica de 27.865 gigavatios hora.

¿Para qué se usan las energías renovables en España?

Los usos que se le dan a las energías renovables en España son tres. El primero de ellos, es la generación de electricidad, y es que un gran porcentaje de la energía de tipo renovable que se producen entre nuestras fronteras se emplea para ello.

Así la producción de esta energía alcanzó el 42,2% en 2022 y representaron sobre el 59% de la potencia eléctrica del país, es decir, 70.400 megavatios de capacidad renovable.

Los otros dos usos son la producción de calor y frío, suponiendo para el ámbito residencial un 18% del total energético consumido en los sistemas de calentamiento y refrigeración, y un escaso 9,5% en el caso del ámbito del transporte.

El problema: la dependencia energética

Cuando hablamos de dependencia energética lo hacemos de la cantidad de energía primaria, en forma de calor, electricidad o para el transporte, que necesita el país importar para poder abastecerse.

Esta **dependencia del exterior para el suministro energético acarrea consecuencias como la inestabilidad en el suministro al depender de otros países** para tener energía y la afectación sobre la economía, ya que dependemos de las continuas subidas del precio energético.

Ante el aumento de la factura de la luz por la que atraviesan los españoles, la salvación pasa por acabar definitivamente con la dependencia energética, y es que **el 74% de la energía que consumimos, según datos recogidos por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), la compramos a otros países.**

Otros aspectos para resolver

Si tenemos los medios, los retos que ahora se plantean son otros. Por un lado conseguir **que las redes eléctricas de nuestro país sean sostenibles y la reducción de nuestras emisiones de carbono a la atmósfera**, pero también lograr el acceso de las nuevas instalaciones renovables al sistema aprobando los accesos de **nuevos parques renovables, fomentando la digitalización y la integración** de todas las energías.

De igual manera, el **autoconsumo** es uno de los elementos sobre la mesa que necesitan definirse. Con este sistema bidireccional se permitirá que los hogares y comercios españoles tengan acceso a la energía, a su gestión y al control de sus excedentes.

Las energías renovables deben convertirse en el salvavidas de nuestra economía, y es que los medios no nos faltan para ello. En este sentido, España y en especial Andalucía, es el sol de Europa, por lo que tiene los instrumentos necesarios para hacer de la energía renovable la fuente de la que beber y colocarse a la cabeza en la producción energética.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) mantiene que las energías renovables aumentarán progresivamente, llegando a alcanzar el 74% en 2030 y el 100% para 2050.

2.- Jack y Spot, los ‘perros’ de Iberdrola que ayudan a mejorar el servicio eléctrico

Elperiodicodelaenergia.com, 25 de marzo de 2023

Uno es un springer spaniel que ayuda a Scottish Power, el otro es un perro robot con inteligencia artificial que lo hace para Avangrid

Existen perros guía, perros policía, detectores de droga, de armas o explosivos, lo que uno no se imaginaba es que existen perros que son auténticos sabuesos de fallos en el sistema eléctrico.

Es el caso de Jack, un *springer spaniel* que ha mostrado sus habilidades olfativas detectando **problemas en la red eléctrica** que puedan suponer cortes de suministro.

Ha sido entrenado por los técnicos de Scottish Power, la filial británica de Iberdrola, para encontrar estos fallos y ha tenido una **tasa de acierto del 100%** en un test realizado. Encontró todos los problemas que se habían preparado, incluso algunos que no se esperaba que encontrase.

Gracias a su labor, **se ahorraría tiempo y obras innecesarias** y permitiría resolver incidencias lo más rápido posible.



Perro robot

Pero también Iberdrola da un paso más allá con el uso de perros, en este caso, de Inteligencia Artificial. Spot es el nombre de este perro robot que utiliza Avangrid, filial norteamericana de Iberdrola, en el mantenimiento de sus subestaciones.

Spot forma parte de una prueba realizada por el equipo de procesos y tecnología de la empresa y ha hecho sus primeros pinitos en unas instalaciones del estado de Nueva York.



Las ventajas de este pequeño asistente tecnológico son varias. Por un lado, toma fotos en alta resolución que compara con imágenes tomadas anteriormente, pudiendo **detectar cambios en las infraestructuras que se escapan al ojo humano.**

Además, puede **recopilar y analizar una gran cantidad de datos** lo que permitiría aumentar el número de inspecciones que se realizan anualmente. Gracias a esto, su implementación incrementaría las probabilidades de predecir daños y riesgos.

Dos maneras parecidas de mejorar el servicio eléctrico, uno con inteligencia animal y el otro con inteligencia artificial.

3.- La española Nabrawind lanza Skylift, el nuevo sistema de instalación de turbinas eólicas sin el uso de grúas

Elperiodicodelaenergia.com, 25 de marzo de 2023

Se trata de un sistema automontable que monta tanto la góndola como la torre y el rotor en menos de una semana



Uno está más acostumbrado a ver enormes grúas de compañías como **Mammoet** u otras que se utilizan para instalar distintas centrales eléctricas. Un caso de ello suele ser los parques eólicos que tienen que elevar enormes piezas a más de 200 metros de altitud.

Ahora gracias a la compañía navarra **Nabrawind Technologies** el uso de grúas a la hora de instalar parques eólicos se ha acabado.

Y es que Nabrawind ha lanzado **Skylift**, un sistema de instalación de aerogeneradores sin grúa. Además, es compatible con cualquier tipo de aerogenerador estándar.

El sistema está integrado por dos componentes. En primer lugar, un sistema automontable, capaz de instalar tanto la góndola como la torre incluso en **condiciones de viento extremadamente fuerte** (velocidad del viento de hasta 15 m/s).

Después de eso, **BladeRunner** instala el rotor también sin necesidad de ningún tipo de grúa. Todo menos las palas.

Solamente utiliza una grúa auxiliar máxima de hasta 300 toneladas.

Una turbina por semana



La tasa de instalación es altamente eficiente, ya que Skylift puede instalar completamente **una turbina por semana**, incluso en condiciones adversas de viento.

Asimismo, Skylift es compatible con la **nueva generación de aerogeneradores** (6MW, 7MW, 8MW) y capaz de instalar aerogeneradores por encima de 200 metros de altura.

Otro de los beneficios es que con este sistema Skylift la logística es la mínima. Todo el sistema cabe en **solo 16 contenedores estándar** con lo que ello conlleva de ahorro económico y de impacto al medio ambiente.



4.- Enel ata a Endesa con contratos milmillonarios de servicios y créditos.

expansion.com, 26 de marzo de 2023

- **Enel vende sus operaciones en Rumanía por 1.260 millones**
- **Endesa se suma a la batalla contra el "impuestazo" tras disparar beneficios y dividendos**

La junta del 28 de abril aprobará hasta diez operaciones vinculadas entre ambos grupos.

La junta general ordinaria de accionistas de **Endesa**, convocada para el día 28 de abril (justo el mismo día que la de Iberdrola, la otra gran eléctrica en España y principal competidor) no solo prevé renovar a **Juan Sánchez-Calero Guilarte como presidente**.

Además, aprobará una serie de operaciones vinculadas multimillonarias con su principal accionista, **Enel**, que le atarán más aún de lo que ya está a este gigante energético italiano.



Las **operaciones vinculadas** son las que reflejan transacciones económicas, vía prestación de servicios y otro tipo de contratos, entre una compañía y sus accionistas. Cuando adquieren un determinado tamaño, las empresas tienen obligación no solo de darlas a conocer a todos los inversores, para demostrar que se hacen a precios de mercado, sin favoritismos. También deben someterlas a aprobación en junta, para que no haya problemas con otros accionistas que se opongan a esas transacciones con otros socios por considerarlas un agravio.

Enel controla el **70% del capital de Endesa**. Además de cobrar dividendo, las operaciones vinculadas entre ambos han ido creciendo. El pasado noviembre, Endesa tuvo que realizar una junta extraordinaria exclusivamente para aprobar operaciones mil millonarias, lo que fue toda una novedad en el mercado energético.

En concreto, la junta aprobó, sin problemas, determinados **contratos de suministro y transporte de gas** por parte de filiales de Enel a Endesa, así como contratos de financiación de la compañía italiana a la española. En total, todas las operaciones aprobadas en noviembre sumaban más de 5.500 millones de euros.

Suministro de gas

Por ejemplo, se aprobó un **contrato de suministro de gas desde EEUU** por valor de 210 millones de euros y otro por valor de 290 millones; la compra de dos metaneros por valor de 110 millones; y operaciones de financiación de hasta 5.000 millones de euros. Esta línea de financiación dio a **Endesa** músculo en un momento en el que los mercados energéticos sufrían una enorme volatilidad. "El destino" de esa línea de financiación "es el cumplimiento de las obligaciones de la compañía con terceros derivadas de las reglas operativas de funcionamiento de los mercados organizados de gas y electricidad nacionales o internacionales", explicó **Endesa** en ese noviembre.

Ahora, la junta aprobará hasta una decena de operaciones vinculadas de todo tipo. Van desde la prestación de servicios tecnológicos hasta suministro de equipos técnicos relacionados con la electricidad y la financiación.

De este modo, el punto 12 del orden del día de la próxima junta tiene por objeto aprobar la formalización de "una **línea de crédito a tres años**, concedida por parte de **Enel Finance International a Endesa**, por un importe de hasta 1.125 millones de euros, y la formalización de un préstamo a cinco años, concedido por parte de la misma entidad al grupo por un importe de hasta 1.875 millones de euros".

La junta también aprobará "la contratación por parte de **Enel Green Power España, a Enel Green Power**, de recursos técnicos asociados al **servicio de ingeniería** para el desarrollo de proyectos de energías renovables de tecnología eólica y solar por un importe máximo de 19,86 millones de euros".

También se aprobará "la refacturación de los **costes de personal expatriado**, entre Endesa, o sus sociedades dependientes y empresas del grupo Enel, por un importe aproximado de 2,63 millones de euros".

Hay otras operaciones de intercambio de licencias, como la del "contrato de uso de las plataformas y los servicios asociados a **software** entre Enel X, y Endesa X Servicios, por 27,07 millones de euros, para el periodo 1 de mayo de 2023 a 31 de diciembre de 2025".

Los contratos no son unidireccionales. Es decir, de Enel dando servicios a Endesa. También van a la inversa. Un ejemplo claro es la operación vinculada consistente en la prestación a **Gridspertise Iberia SL**, filial de Enel en España, por un periodo máximo de un año, de servicios corporativos, por sociedades del grupo Endesa por un importe máximo de 2,06 millones de euros.

5.- Iberdrola convertirá a EEUU en su primer mercado con el cierre inminente de la compra de PNM.

Vozpopuli.com, 26 de marzo de 2023

La operación avanza tras ser tumbada en diciembre de 2021 por los organismos reguladores. Esta integración llevará a Estados Unidos a ser su territorio más relevante en activos regulados.

Iberdrola espera en tres años ganar uno de cada cuatro euros en Estados Unidos. Un peso similar al que tendrá España. La balanza que convertirá al país que lidera, actualmente, **Joe Biden** en la gran 'mina de oro' de la energética que preside **Ignacio Sánchez Galán** será la nueva cartera de activos regulados que tendrá con el **cierre definitivo de la compra de la energética local, PNM**. Un hito que se espera se cierre este mismo verano

"Asumimos una consolidación total de PNM a partir del 1 de julio de 2023", explican los analistas de **JPMorgan** en un reciente informe sobre Iberdrola. **"Pensamos que la nueva composición del organismo regulador de Nuevo México hace más probable que se complete la adquisición"**, añaden.

El comentario de los analistas estadounidenses se produce porque PNM y Avangrid, filial estadounidense de Iberdrola, presentaron recientemente una moción conjunta junto con la **Comisión de Regulación Pública de Nuevo México**. Una moción que busca que la Comisión que tumbó la operación abra de nuevo el caso y pueda reconsiderar su decisión.



"Nos hemos vuelto más optimistas de que la adquisición de PNM se completará a fines del primer semestre de 2023", apuntan los expertos de **Barclays** en su análisis de esta semana sobre la energética. "Iberdrola explicó en sus resultados de 2022, del pasado 22 de febrero, que esperaban una decisión tan pronto como el **12 de abril**. Creemos que es poco probable que los comisionados de Nuevo México cumplan con esta fecha, y esperamos que Avangrid extienda su acuerdo de fusión con PNM por otros **90 días**, más allá de la fecha límite del 20 de abril", puntualizan los expertos del banco británico.

Este acuerdo que menciona Barclays hace referencia al **pacto que alcanzó Avangrid con PNM tras conocer la negativa de la Comisión de Regulación Pública de Nuevo México**.

Ambas empresas, que llegaron a un acuerdo en octubre de 2020, ampliaron hasta el 20 de abril de 2023 el vencimiento de su pacto amistoso. Una prórroga que se puede ampliar, de nuevo, otros tres meses, como esperan los analistas del mercado.

Un paso clave para desatascar la esperada operación es que ambas compañías han retirado el recurso impuesto a la Comisión. **"Creemos que la desestimación del recurso del Tribunal Supremo es una señal de que Iberdrola se acerca a un escenario positivo.** Dados estos eventos, ahora incluimos en nuestros pronósticos seis meses de consolidación de PNM en 2023, frente a nuestro supuesto anterior de contribución cero", afirman desde Barclays.

Iberdrola y las redes de EEUU

Un desenlace muy esperado por el propio Ignacio Sánchez Galán. Para ello puso el año a **Pedro Azagra**, uno de sus directivos de mayor confianza, al frente de Avangrid. La integración de PNM le ofrece **una base de activos regulados (RAB) de aproximadamente 13.500 millones de euros**, que es un 35% de lo que Iberdrola tiene en todos sus mercados de este tipo de activos en los que tanto quiere crecer. **Para 2025 espera pasar de los 39.000 millones con los que cerró 2022 a 56.000 millones, un 44% más.**

Sánchez Galán considera que Iberdrola tiene una oportunidad con el negocio de redes de distribución de electricidad. Un negocio al que va a destinar hasta 2025 un total de 27.000 millones de euros, el 57% de la inversión total de su plan estratégico. A cambio, espera que las redes le generen la mitad de las ganancias en tres años.

Y todo pasa por Estados Unidos. La eléctrica tiene guardados 9.000 millones de euros para ejecutar la compra de la mayor eléctrica del estado de Nuevo México, PNM Resources, y 2.000 millones para invertir en esa compañía tras su compra.

'Caso Villarejo' y el CEO

La operación se frenó en diciembre de 2021 porque la **Comisión de Regulación Pública de Nuevo México** se lo impidió en el último momento a Iberdrola. Principalmente, por las dudas de los funcionarios americanos en la concentración de poder ejecutivo sobre Sánchez Galán y la investigación abierta que tenía entonces en el 'caso Villarejo'.

Con su imputación archivada y el nombramiento de Armando Martínez, el presidente confía que todo su trabajo administrativo en Estados Unidos permita cerrar la operación antes de abril de 2023 para convertirse, no sólo en una de las grandes eléctricas estadounidenses, sino en uno de los grandes operadores de redes a nivel mundial.

6.- Redeia anuncia que España cerrará el 2023 con un 50% de energía renovable y Enagás y Endesa lo consideran factible

Merca2.es, 26 de marzo de 2023

La presidenta de la compañía gestora de los sistemas eléctricos españoles Redeia, **Beatriz Corredor**, espera que el mix energético de España cierre este año 2023 con un 50% de energías renovables y así alcanzar un nuevo hito en la senda del cumplimiento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Las empresas Enagás Renovables y Endesa, al ser consultadas por MERCA2 sobre este particular, lo consideraron perfectamente factible.



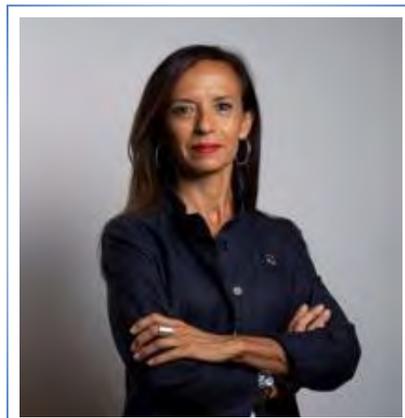
«Tenemos que llegar a 2026 con el 67% de energía renovable y estamos en 2023 con el 50%, no tenemos mucho tiempo», ha declarado Corredor durante la presentación del informe del sistema eléctrico español de Redeia. «Lo vamos a hacer desarrollando la red de transporte y alineando las estructuras tecnológicamente, de forma eficiente, con unas medidas que permitan integrar renovables», añadió la presidenta de esta estatal que está integrada por cinco filiales (Redinter, Reintel, Hispasat, Elewit y Red Eléctrica de España).

ENAGÁS Y ENDESA: METAS DE REDEIA SON VIABLES

Enagás Renovables precisó que ambas metas son alcanzables, teniendo en cuenta que ya en 2021 la nación ibérica consiguió un 47% de energías renovables y la cantidad de proyectos renovables nuevos que han sido anunciados en los últimos 12 meses.

«Es factible, salvo que haya retrasos en la construcción y acceso y conexión a red», matiza Enagás Renovables.

Endesa, por su parte, considera «viables» ambos hitos numéricos. «El objetivo en Endesa es que el 91% de nuestro parque generador peninsular esté libre de emisiones al cierre de 2025 y ya al cierre de 2022 se ubicaba en 72%», ha declarado el portavoz de la empresa.



«EL OBJETIVO EN ENDESA ES QUE EL 91% DE NUESTRO PARQUE GENERADOR PENINSULAR ESTÉ LIBRE DE EMISIONES AL CIERRE DE 2025 Y YA AL CIERRE DE 2022 SE UBICABA EN 72%»

INFORME DE REDEIA

La energía solar fotovoltaica en España creció casi un 33% en 2022, alcanzando casi los 28.000 GWh y convirtiéndose en la cuarta tecnología del mix con el 10% de la generación total, superando a la tecnología hidráulica que marcó el año pasado su mínimo histórico causado por la sequía. Y la eólica superó los 61.000 GWh.

Además, la demanda cayó en España un 2,4% respecto a 2021, alcanzando los 250.421 gigavatios hora (GWh), según el informe del sistema eléctrico español en 2022 presentando este jueves. Mientras que el máximo de demanda anual se registró en verano, algo que no pasaba desde 2016 y que supuso un incremento del 2,9% frente al máximo estival de 2021.

EN EUROPA, ALEMANIA ES EL PAÍS CON MAYOR POTENCIA INSTALADA RENOVABLE (59%) Y ESPAÑA LE SIGUE

En Europa, Alemania es el país con mayor potencia instalada renovable (59%) actualmente y España le sigue (cerca de 50%). También es el segundo país europeo en generación producida por la tecnología eólica y solar, y el tercero si se añade toda la tecnología renovable.

REPSOL PIDE REPENSAR LAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS

El presidente de Repsol, Antonio Brufau, considera urgente repensar en España y en Europa las políticas energéticas, alegando que éstas deben ser sostenibles pero basadas en las capacidades industriales y tecnológicas del país, para conseguir una descarbonización con «tecnología y sentido común», no con «ideología».



Brufau dio estas declaraciones en el marco de la presentación del **informe World Energy Outlook 2022: Análisis y Perspectivas**, organizada esta semana por la Fundación Repsol y la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambientas (Funseam).

Desde su perspectiva, **la prioridad es garantizar el suministro energético** sin dejar de lado el cambio climático, pero considera que hay que establecer «camino prioritarios, pragmáticos e inteligentes» porque estamos ante «**un desafío global y de vital trascendencia**».

AEGESEN: 4 GW EN 2030

La **secretaria de Estado de Energía, Sara Aagesen**, ha asegurado que España está perfectamente preparada para **liderar la transición energética europea** y la revolución industrial del siglo 21, avanzando hacia la descarbonización y la digitalización de la economía.

«España tiene múltiples ingredientes para lograrlo: **recursos abundantes, cadena de valor, empresas preparadas, talento y un marco clave establecido sobre cómo tenemos que avanzar**», dijo la secretaria de Estado de Energía en el acto.

Aagesen considera que Europa «nos mira con muy buenos ojos» porque en la crisis energética «hemos tenido rigor en el sistema energético y a la vez hemos dado suministro a nuestros países vecinos». Además, ha confirmado tener selladas «**muchas alianzas estratégicas**» con países del norte de Europa, que son **grandes oportunidades en términos laborales, de empleo de calidad, nuevo tejido productivo o nuevas inversiones en fábricas**.

«UN 20% DE LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE ANUNCIADOS A NIVEL MUNDIAL ESTÁN OCURRIENDO EN ESPAÑA, SOMOS EL CUARTO EN EL GREENFIELD EN PROYECTOS DE HIDRÓGENO», DESTACA SARA AAGESEN

En este sentido, asegura que hay una planificación al respecto y un marco regulatorio, con objetivos de **4 GW en el año 2030** y en una manifestación de interés sobre el año 2021 donde hubo «**más de 500 proyectos**».

7.- Termosolar - La revolución termosolar que puede arrebatarse al gas hasta el 90% del mercado industrial.

Energías-renovables.com, 27 de marzo de 2023

Cifras sin parangón. Hasta el 74% de la energía que demandan los procesos industriales es en forma de calor. Y el 90% del calor que utiliza la industria en todos sus procesos proviene de los combustibles fósiles: gas natural, derivados del petróleo y carbón. Así, el primer emisor de gases de efecto invernadero (o sea, el principal responsable del cambio climático) es el sector industrial, que pierde cada día músculo -auténtica sangría- por el sumidero de una factura energética cuyo precio no cesa de crecer (el precio del gas en los mercados internacionales, por ejemplo, se ha incrementado en un 136% en 2022).

Pues bien, frente a ese descalabro, la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar propone el "autoconsumo termosolar", que puede desplazar -asegura- "hasta el 90% de los combustibles fósiles que requieren los procesos industriales". [Foto: instalación termosolar de tecnología Fresnel].

La tecnología termosolar concentra el calor del Sol y, a partir de esa concentración, genera (1) electricidad que vierte a la red o (2) calor que es usado en procesos industriales de todo tipo: en el sector alimentario, el papelerero, el textil, el químico... Sí, calor solar (tecnología termosolar) que se postula como sustituta del gas natural (o del diésel) con el que hoy las empresas de esos sectores hacen funcionar sus procesos de fabricación. Las dimensiones del mercado industrial potencial de la termosolar son sin parangón. Según Protermosolar, que es la asociación empresarial del sector nacional termosolar, actualmente, el 74% de la energía demandada por parte de la industria mundial es en forma de calor, y el 90% de ese calor proviene de la quema de combustibles fósiles, como el carbón, el gas natural o los derivados del petróleo, "lo que dificulta el proceso de descarbonización del sector industrial, que actualmente es el primer sector del mundo y segundo en España en emisiones de gases de efecto invernadero".

Pues bien, en ese contexto, los sistemas de concentración solar térmica (la termosolar) representan, según la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, "una alternativa renovable al consumo de combustibles fósiles para la generación de calor a media y alta temperatura en procesos industriales (a partir de cien grados Celsius, 100°C), procesos que suponen el 70% de la demanda del total de la industria" (el otro 20%, hasta el 90%, podría satisfacerlo -ya está empezando a ocurrir- la solar térmica de baja temperatura, que produce calor para procesos industriales que precisan temperaturas menores de 100°C).



[Bajo estas líneas, demanda energética que pueden cubrir las soluciones termosolares, a partir de 100°C y hasta más de 300°C. Fuente: Solatom].



El caso es que más allá de esas temperaturas (allende los 100°C) están los colectores solares de concentración (la tecnología termosolar), que permiten alcanzar temperaturas muy elevadas y son capaces de suministrar calor de origen renovable a industrias como las de la alimentación y las bebidas, la química, el district heating (redes de calefacción y aire acondicionado), la farmacéutica, el papel, el textil, lavanderías, industrias ganaderas, del corcho, y en procesos tales como el blanqueamiento, la ebullición, el lavado, el destilado, la destilación, el secado, la producción de agua caliente, la pasteurización, la esterilización, el lavado, etcétera, etcétera, etc.

Pero los colectores solares de concentración (la concentración termosolar) no solo son capaces de suministrar ese calor renovable que necesitan las industrias. Es que además pueden hacerlo a precio más competitivo. A precios por debajo de los que ahora está pagando la industria por ese calor a los señores del gas (Iberdrola, Naturgy y compañía).

"La tecnología termosolar para este tipo de procesos -apuntan desde Protermosolar- destaca por su competitividad en costes, de veinte a cincuenta euros por megavatio hora (20-50 €/MWh), lo que la sitúa por debajo del coste del gas (actualmente por encima de los 45 €/MWh)".

O sea, que la industria estaría ante una solución (la termosolar para generación de calor) más barata y limpia que la que ahora mismo le está ofertando el gas.

El mercado además es enorme. Protermosolar habla de "un gran mercado de calor de proceso industrial en el rango de 100°C a 400°C en la Unión Europea", y ahí la termosolar se postula hoy como oferta sin competencia, como se dijo más arriba: 20-50 €/MWh versus 45 hoy.

Y con una ventaja añadida, además: la termosolar (el Sol) no está sujeta a los dictados del mercado (volátil donde los haya) de los combustibles fósiles, ni a los caprichos de los autócratas y la geopolítica, ni a problemas de logística (el Sol no hay que traerlo desde ningún Golfo Pérsico).

El mercado además es enorme. Protermosolar estima que el mercado potencial teórico del sector industrial en potencia instalada térmica en Europa rondaría los 150.000 megavatios térmicos.

En lo más estrictamente doméstico, en España -concretan desde Protermosolar-, el potencial teórico de aplicación tecno-económica de la energía solar térmica para procesos industriales de media temperatura es de 36.800 megavatios, y de 16.600 megavatios térmicos adicionales, incluyendo las aplicaciones de refrigeración.

Sin materiales críticos

Además, la tecnología de concentración solar para producción de calor (la termosolar) prácticamente no requiere de metales críticos, recalcan desde Protermosolar, "siendo factible la producción y suministro de materiales en su totalidad en Europa, con la gran relevancia e implicación que tiene para Europa la independencia y autonomía tecnológica en la seguridad de suministro".

David Trebolle, secretario general de Protermosolar: "debemos apostar por el autoconsumo termosolar como una solución que permitirá descarbonizar la demanda actual de calor del sector industrial, lo que nos permitirá definir la senda hacia la neutralidad climática de la industria, aumentando la seguridad energética europea y eliminando nuestra dependencia y volatilidad en los mercados energéticos"

La **Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar** (Protermosolar) destaca además otra de las virtudes de su tecnología: el almacenamiento.

Las centrales termosolares tienen tanques de sales térmicas (que funcionan como pilas) que acumulan energía durante el día, mientras brilla el Sol, y pueden liberarla por la noche para producir electricidad entonces (o sea, para generar electricidad con esa energía térmica acumulada). Eso ya está sucediendo en España. Lo está haciendo desde 2011, cuando la primera de estas centrales termosolares (con sistema de almacenamiento) produjo por primera vez (electricidad) durante 24 horas consecutivas.

Esa es otra de las virtudes de esta tecnología, según Protermosolar: su capacidad de almacenar energía. Una virtud que puede ser muy valiosa habida cuenta de los escenarios que se avecinan: mucha generación solar a la misma hora, cuando puede no haber (en un fin de semana, por ejemplo) demanda suficiente como para casar toda esa oferta. ¿Qué hacemos entonces con las placas solares? ¿Las "desenchufamos" para evitar sobrecarga en el sistema? ¿O almacenamos esa energía solar "excedentaria" de algún modo?

Protermosolar propone almacenar los excedentes de energía cuando hay más oferta que demanda.

Protermosolar

«El almacenamiento térmico permite realizar trasvases energéticos power to heat, con rendimientos cercanos 100%, aprovechando los excedentes y vertidos del sistema eléctrico, que seguirán aumentando como consecuencia de una mayor presencia de energías renovables intermitentes»

(Sobre este asunto, léase **El sistema no podrá acoger la generación renovable que viene... en 2025**).

Credenciales Protermosolar

Protermosolar es la asociación que representa al sector español de la industria solar térmica, tanto para producción de electricidad como para producción calor de proceso en la industria.

España es líder internacional tanto en potencia instalada como por la participación de sus empresas en los proyectos internacionales. Cuenta con una potencia instalada de 2.300 MW, lo que supone aproximadamente un tercio de la capacidad mundial. Además, empresas españolas están presentes en más de tres cuartas partes de todos los proyectos del mundo.

La tecnología solar termoelectrica, gracias a su almacenamiento térmico, condición síncrona y no intermitencia en su producción, presume de ser "la energía renovable solar más competitiva como alternativa a los combustibles fósiles, capaz de descarbonizar la generación de electricidad en horas nocturnas".

*Por **vertido** se entiende la electricidad (eólica o solar) que no puede ser inyectada a la red porque en ese momento la demanda es escasa y no "cabe" más energía en el sistema. Así, se paran los aerogeneradores o se "desenchufan" las instalaciones solares.

El operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica de España, es la entidad encargada de casar oferta y demanda, o sea, de conseguir que no haya apagones "por falta de" o sobrecargas "por exceso de" energía eléctrica en un momento dado.

Así, por ejemplo, cuando la demanda cae mucho (por la noche) y sopla "demasiado" el viento, REE puede enviar consigna de parada a algunos parques eólicos porque la electricidad que podrían producir no "cabría" en el sistema (a esa electricidad no inyectada -no producida y no inyectada- se la llama vertido). A la termosolar le ha sucedido (lo de los vertidos) muchas ocasiones este verano pasado, cuando el operador (REE) ha enviado a más de una y más de dos centrales termosolares **consigna de parada** porque no había demanda suficiente.

Esa electricidad que se deja de producir (y que se deja de vender) es energía limpia (solar, ergo no emisora de CO2) que sí se podría aprovechar, según Protermosolar: power to heat.

Más aún: el problema de los vertidos va a ir, previsiblemente, in crescendo, porque sobre todo durante las horas centrales del día se va a concentrar mucho la generación de electricidad solar y puede acabar sucediendo que, en muchos nudos de la red, haya demasiada oferta en momentos en que no hay tanta demanda (sobre el particular, léase **Ustedes tienen un problema**).

8.- Los primeros paneles fotovoltaicos de la fábrica de Exiom e Iberdrola en Langreo, a final de año

Elcomercio.es, 27 de marzo de 2023

Los 500.000 paneles fotovoltaicos anuales se fabricarán con la última tecnología en una fábrica en la que se invertirán 20 millones de euros y que tendrá 115 empleos al año y medio de funcionamiento



20 millones de euros, 115 puestos de trabajo y 500.000 paneles fotovoltaicos anuales. Esas son las grandes cifras de la planta que Iberdrola y el grupo asturiano Exiom pondrán en marcha en Langreo este año y que se prevé esté operativa a finales de este año, y a las que habrá que sumar la generación de empleos indirectos y la actividad económica asociada a la instalación. Lo confirmaban este lunes en una presentación conjunta en Oviedo el CEO de Exiom Group, Omar González, y el de Iberdrola Renovables, Julio Castro, al tiempo que aprovecharon para resaltar la «vocación de continuidad y estabilidad» de la fábrica y su apuesta por la creación de «empleo de calidad a largo plazo». El proyecto se presentaba en la Cámara de Comercio de Oviedo, en un acto que ha estado presidido por el presidente del Gobierno asturiano, Adrián Barbón.

Durante su intervención, Omar González agradecía a la Cámara de Comercio y al Principado el apoyo recibido para poder sacar adelante este proyecto. También entró en algún detalle sobre la operación, como que la nave ha sido comprada en su 100% por el Grupo Exiom y que Iberdrola es socio fundador y será uno de los clientes de esta pero no el único. «Se trata de un proyecto a largo plazo, queremos una fábrica que sea competitiva y es por ello por lo que para nosotros es un orgullo que Iberdrola se haya fijado en nosotros. Estoy muy orgulloso y contento de este acuerdo y esperamos que ellos sea el primero de muchos clientes, porque la fábrica requiere más y tiene otros que vamos a trabajar», ha dicho González, que ha añadido que «como originario de las Cuencas mineras que es, el poder dar el cambio de generación que toca me hace sentir aún más orgulloso».

Asimismo, confía en crear el máximo empleo indirecto posible, gracias a la contratación con empresas asturianas y ha animado a establecerse en la zona a negocios que puedan proveerles de otro tipo de componentes. González confía en que a finales de este año puedan salir ya los primeros paneles de la planta porque la idea es que la obra «vaya muy rápido». También destacó que la maquinaria de la nave de Langreo agilizará la producción respecto a las que la compañía tiene en China.

Iberdrola en Asturias

Por su parte, el CEO de Iberdrola Renovables, Julio Castro, ha mostrado su satisfacción por participar en este proyecto y ha indicado que la relación de la compañía con empresas asturianas viene ya de tiempo. Así se ha referido a los importantes pedidos a fábricas asturianas, como Windar Renovables así como otras empresas como HIASA-Gonvarri; Idesa que ha elaborado los primeros tanques para hidrógeno verde o Isotron que instala subestaciones eléctricas. Sobre la posibilidad de nuevas inversiones en Asturias, el responsable de Iberdrola se ha referido al uso más favorable para el pueblo de la ribera del Nalón y ha añadido que hay otros proyectos que se están analizando.

El presidente Adrián Barbón, agradeció durante su intervención a Omar González la apuesta que hace por el territorio de las cuencas y también a la alianza de Iberdrola. «Estoy muy agradecido también a Iberdrola por esos pasos que están dando en las compensaciones ante el cierre de la térmica que tanto les he reclamado, estoy convencido de que habrá más», ha dicho Barbón, que además ha aprovechado para recordarle a Naturgy que «ellos no están cumpliendo con el territorio».

Ha incidido Barbón en que las empresas tienen que ser rentables y ha manifestado que lo que hoy se presenta es un proyecto de reindustrialización al que hay que cuidar. «Por primera vez en mucho tiempo las piezas están encajando. Asturias tiene que creérselo», ha dicho Barbón. Ha puesto sobre la mesa otros ejemplos de proyectos que tienen que ver con las cuencas mineras asturianas. «La transición económica y digital verde de Asturias va a ser una realidad. Iniciamos una nueva década que es la década de Asturias», ha dicho.

Oficina de Captación de Inversiones

El presidente de la Cámara de Comercio de Oviedo, Carlos Paniceres, resaltó el papel del CEO de Exiom y de la empresa en el éxito del proyecto en Langreo, demostrando el «compromiso de Exiom con su territorio y de Iberdrola con la descarbonización y la transición hacia un modelo energético más sostenible». Asimismo aprovechó para, con este cuarto proyecto, hacer balance de la Oficina de Captación de Inversiones: «Desde 2020 que comenzó a rodar la oficina, hemos conseguido atraer 4 proyectos que suman más de 160 millones de euros de inversión y generarán en torno a los dos mil puestos de trabajo». Y ello, dijo, «a pesar de los agoreros del fracaso que vaticinaban que esto no iba a servir, de los que no quieren que nada cambie para que a ellos nos les afecte -no vaya a ser que el cambio les desfavorezca-».

9.- El sector eólico afrontará una crisis de la cadena de suministro esta década

Expansion.com/economía, 27 de marzo de 2023

La demanda sostenida de componentes clave puede provocar escasez, advierte el Consejo Mundial de la Energía Eólica.

La industria eólica global se enfrentará a una crisis de la cadena de suministro durante esta década, ya que la inminente escasez de componentes clave y de buques afectará al sector, según ha advertido un organismo industrial.

Según el Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés), la "capacidad sobrante" en la fabricación de componentes eólicos seguramente desaparecerá de aquí a 2026.

La crisis afectará especialmente a EEUU y Europa, ya que ambos tienen previsto un ambicioso despliegue de proyectos nacionales de energías renovables, aunque gran parte de la cadena de **suministro de la industria eólica se concentra en China**.



El grupo naviero Marco Polo, afincado en Singapur, advirtió de un **gran déficit de grandes buques** necesarios para instalar turbinas en alta mar.

La creciente demanda de nuevos proyectos eólicos hace que "este problema se esté agravando", afirmó Sean Lee, CEO de Marco Polo Marine Group.

Los fabricantes europeos de aerogeneradores, como **Vestas y Siemens Gamesa**, sufrieron en 2022 un duro revés, ya que el aumento de los costes de los insumos, las limitaciones de la cadena de suministro y la lentitud del proceso de autorización de nuevos proyectos afectaron a los beneficios y **provocaron retrasos**.

El GWEC declaró que 2022 había sido el tercer mejor año para la instalación de nueva capacidad eólica a pesar de las difíciles condiciones, y pronosticó que 2023 sería el año en que el mundo alcanzaría 1TW de capacidad eólica total instalada.

Sin embargo, advirtió de que los responsables políticos "deben actuar ahora para evitar que los problemas en la cadena de suministro paralicen el despliegue de la energía eólica a partir de 2026". El organismo añadió que hay una "necesidad urgente" de **incrementar la inversión en las cadenas de suministro** de los sectores eólico terrestre y marino.

Hay muchas compañías que "no están en condiciones de invertir como deberían porque no han ganado dinero en los últimos años", afirmó Ben Backwell, consejero delegado de GWEC.

Los intentos de los legisladores europeos y estadounidenses de trasladar su producción fuera de China en sectores clave como las energías renovables podrían **agravar la escasez**, advirtieron en el GWEC.

El informe añade que es probable que se produzca escasez de componentes clave como el chasis principal de los **aerogeneradores**, conocido como góndola, que contiene la caja de engranajes, el generador, el freno y las palas.

Según el GWEC, a partir de 2026, la capacidad europea de ensamblaje de góndolas de turbinas marinas "ya no podrá soportar el crecimiento fuera de Europa", y en 2030 deberá duplicarse con respecto a los niveles actuales "para **satisfacer únicamente la demanda europea**".

China representa alrededor del 60% de la producción total de góndolas terrestres y marinas. En Norteamérica no hay instalaciones de ensamblaje de góndolas marinas, aunque últimamente empresas como GE Renewable Energy y Vestas han anunciado planes de inversión en Estados Unidos.

10.- Antonio Delgado (Aleasoft): “El mayor reto del sistema eléctrico es el almacenamiento”

Elperiodicodelaenergia.com, 27 de marzo de 2023.

El consejero delegado de Aleasoft se ha mostrado satisfecho con la 'no reforma' del mercado eléctrico que ha propuesto la Comisión Europea

La reforma del mercado eléctrico ha sido la excusa para charlar un rato con Antonio Delgado Rigal, CEO de Aleasoft Energy Forecasting, consultora especializada en previsión de precios en los mercados energéticos.

Delgado se ha mostrado satisfecho con la 'no reforma' que propone Bruselas y ha destacado la importancia de que España acelere la creación de un mercado de capacidad.

Asimismo, también ha asegurado que el almacenamiento es el mayor reto al que se enfrenta el sistema eléctrico en su proceso de descarbonización.

Habemus propuesta de reforma del mercado eléctrico de la Comisión Europea. ¿Qué le parece?

Lo que tenemos son unas propuestas de “mejoras” del **mercado eléctrico europeo**, pero el mercado en sí no se reforma, sigue siendo el mismo, marginalista, como en los últimos 25 años, lo que consideramos que es un aspecto fundamental, porque da seguridad jurídica y regulatoria a las inversiones futuras.

Nos parecen bien estas medidas porque incentivarán más **generación renovable** para permitir, además de la **descarbonización** y la **independencia energética**, trasladar un menor precio a los consumidores, evitando subidas de precios como las actuales derivadas de la dependencia del gas de fuera de Europa.



Las nuevas medidas incentivarán las contrataciones a medio y largo plazo mediante **PPA** y **Contratos por Diferencias (CfD)** para dar más facilidades a los consumidores y productores. Como hemos planteado desde **AleaSoft** en múltiples publicaciones, es necesario hacer coberturas en todos los horizontes temporales, fundamentales tanto para los que compran y como para los que venden la energía.

¿No hay tanta reforma como se esperaba, no?

¿Reforma? Ninguna. Como te decía antes, afortunadamente, son solo mejoras. Después de tantos años, no está mal plantear medidas de mejoras, sobre todo con la experiencia de más de 20 años de mercado eléctrico europeo, la situación del precio del gas más reciente y con el imparable desarrollo de las renovables. Si se analizan las propuestas se podían haber implementado desde hace mucho tiempo.

¿Qué le parece la propuesta enviada por el Gobierno español a la Comisión Europea? ¿Demasiado intervencionismo?

Esa propuesta no tenía mucho recorrido, ya que cualquier modificación del mercado eléctrico europeo debe estar basada en dos pilares fundamentales: libre mercado y no al intervencionismo de los precios. El mercado debe ser previsible para poder invertir con horizontes temporales de 30 o 40 años, necesarios para las inversiones, y debe permitir el libre equilibrio entre oferta y demanda.



Mercados a plazo

En las subastas de renovables de 2022 se adjudicaron menos MW de los que se subastaron. ¿Ha dejado de tener interés este instrumento de financiación de proyectos de energías renovables? ¿Y los PPA?

Las **subastas** son un instrumento de financiación interesante siempre que sean voluntarias. Se adjudicaron menos MW porque los precios del mercado spot y de los futuros estaban muy altos y había expectativas mejores con PPA o merchant, vendiendo la energía directamente en el mercado. La mayoría de los que ofertaron lo hicieron por encima del precio de reserva marcado por el ministerio, de alrededor de 45 €/MWh.

Los PPA se han flexibilizado mucho en todos los aspectos y siguen siendo la principal fuente de **financiación de proyectos renovables**. La financiación de **proyectos merchant** se está consolidando también como alternativa de financiación y más entidades financieras importantes los han incorporado entre sus proyectos financiables.

¿Qué es mejor PPA o CfD?

Una parte de las mejoras que propone Europa está centrada en la incentivación de los contratos de largo plazo con el objetivo de disminuir la exposición a la volatilidad del mercado spot. Cualquier contrato de largo plazo es en esencia bueno para los que compran y para los que venden.

En el caso de los PPA, se ayudará con las garantías a los grandes consumidores. Esas garantías actualmente son una barrera para que los grandes consumidores más modestos puedan acceder a un PPA. En el caso de España, las **empresas electrointensivas** tienen cubiertas por el Estado el 90% de las garantías de un PPA. Estos incentivos facilitarían la firma de más PPA lo que implica más financiación para renovables, más estabilidad en los precios y garantía de un consumo 100% verde.

“Un mercado de capacidad es muy necesario en España. Hasta ahora, los ciclos combinados han actuado como una reserva de energía para los períodos de más consumo. Necesitamos un sistema de respaldo de almacenamiento táctico y estratégico que se incentivará con este mercado de capacidad”.

En el caso de los CfD, contratos por diferencia, es un producto novedoso en España. La idea es ayudar a la generación renovable fundamentalmente, a tener ayudas públicas a cambio de obtener un precio estable a largo plazo con una contraparte, por ejemplo, industria electrointensiva, que se beneficiaría de este precio preferente.

Otra figura que se menciona en las medidas son los “contratos a plazo” que permitirá a ambas partes pactar un precio por un período de tiempo prolongado.

¿Creéis necesario un mercado de capacidad en España?

Un **mercado de capacidad** es muy necesario en España. Hasta ahora, los **ciclos combinados** han actuado como una reserva de energía para los períodos de más consumo. Horas punta en el día, en invierno, en verano, cuando hemos tenido sequía, por la noche cuando no hay viento. Cuando no tengamos gas, ¿qué va a pasar? Necesitamos un sistema de respaldo de almacenamiento táctico y estratégico que se incentivará con este mercado de capacidad.

Aumento de vertidos

Con el aumento de la capacidad renovable en España, se han ido dando episodios de curtailments de renovables. ¿Qué se puede hacer para evitar que este tipo de eventos se produzcan con más frecuencia mientras sigue aumentando la capacidad fotovoltaica y eólica? ¿Veis los vertidos de energías renovables como un problema grave en el largo plazo?

El crecimiento de la producción renovable tiene un ritmo muy acelerado y las redes de evacuación de esas nuevas plantas tienen que incrementarse para evitar el **curtailment** en algunos nodos más saturados. A más generación es obvio que debe aumentar la capacidad de evacuación. Con el desarrollo futuro de las redes y del almacenamiento el curtailment dejará de ser una preocupación, de algo que podría ocurrir de manera recurrente, pasará a ser algo que se dé de manera puntual.

Desde inicios de diciembre los precios del gas en Europa han ido bajando, a pesar de que nos encontramos en primavera, lo que ha supuesto cierta estabilidad en los mercados eléctricos. ¿Se puede decir que ha pasado lo peor de la crisis?

La primavera es un respiro para el sistema eléctrico históricamente. Con las temperaturas más agradables disminuye el uso de la calefacción, con la consiguiente bajada de la demanda de gas y electricidad. Podemos decir que ha pasado lo peor de la crisis, al menos para este invierno. Es pronto para decir qué nos depara el siguiente invierno, pero viendo los niveles de gas almacenado que tenemos actualmente y con la tendencia de los **precios del gas**, parece improbable que se vuelvan a dar los picos de precios que hemos visto en 2022.

Sin embargo los precios de los derechos de emisión de CO₂ han ido aumentando desde que comenzó el año y han vuelto a superar los 90 €/t. ¿Cómo esperáis que se comporte este mercado durante 2023? ¿Y en el largo plazo hasta 2030 y 2050?

Como planteamos en el webinar que hicimos el 16 de marzo con colegas de EY, este mercado de emisiones de CO₂ tiene una tendencia alcista en el corto, medio y largo plazo. Los **derechos de emisión de CO₂** son una herramienta que nos hemos dado en Europa para desincentivar el consumo de combustibles fósiles. Por su diseño, con la reducción progresiva de los derechos de emisión, la tendencia del precio a largo plazo es alcista, si bien su impacto en los precios de los mercados de electricidad será cada vez menor.

“Con el desarrollo futuro de las redes y del almacenamiento el curtailment dejará de ser una preocupación, de algo que podría ocurrir de manera recurrente, pasará a ser algo que se dé de manera puntual”.



En el contexto actual de estabilidad en los mercados y precios más bajos del gas, ¿veis necesario extender la excepción ibérica?

La **excepción ibérica** ha sido una medida excepcional, que ha funcionado muy bien, pero que actualmente, con los precios bajos del gas, ya no se aplica y no parece que vaya a prorrogarse.

Mucho se ha dicho sobre la aprobación en los últimos meses, por parte de las administraciones públicas españolas, de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) después de acumular mucho retraso. ¿Son los trámites burocráticos el mayor cuello de botella en el desarrollo de las energías renovables en España?

Los trámites burocráticos sin lugar a duda son el mayor cuello de botella para el desarrollo de las energías renovables en España. Las administraciones públicas deben hacer un gran esfuerzo estos meses para posibilitar que los proyectos que han obtenido la DIA en enero lleguen a Ready to Build lo antes posible y de forma escalonada. Las instalaciones renovables son fuentes necesarias de creación de riqueza y deben priorizarse al máximo.

Retos

¿Qué otros retos tendrán que afrontar el sector eléctrico en el camino hasta lograr su descarbonización?

El mayor reto del sistema eléctrico verde es el **almacenamiento estacional**. De este tema no se habla pero es de una gran importancia estratégica si queremos olvidarnos del gas. La generación masiva de **hidrógeno verde** para la industria, el transporte y para el almacenamiento estacional deber ser una prioridad para Europa.

En AleaSoft, que, como ya sabemos, tiene más de 23 años de experiencia en previsiones de demanda y precios de los mercados eléctricos europeos, de corto, medio y largo plazo, ¿cómo veis la situación de los mercados para este 2023? ¿Ya más relajada la cosa?

En cuanto al gas, la situación ha mejorado. No obstante, la subida de los precios de los derechos de emisión del CO₂ no favorece una bajada más pronunciada de los precios del mercado. En relativamente poco tiempo, las perspectivas de precios para el resto del 2023 han ido a la baja.

La desconexión bastante brusca del gas de Rusia produjo un caos de precios altos pero poco a poco la situación de dependencia se ha ido superando.

Previsión de precios de largo plazo del mercado ibérico de electricidad MIBEL realizada a finales de octubre de 2010 por AleaSoft Energy Forecasting.

¿Estáis ofreciendo además otros servicios interesantes para los distintos actores del sector eléctrico?

En **AleaSoft** tenemos cuatro divisiones. Por un lado, están las bases de datos de las variables que influyen en los mercados de energía y que ofrecemos a nuestros clientes en una plataforma online que permite la consulta, el análisis y la descarga de todos estos datos. También están las divisiones específicas de previsiones.

La división que se encarga de las **previsiones de todas las variables en el corto plazo** proporciona servicios de previsiones de hasta 10 días de horizonte que se emplean para generar las ofertas de mercado, trading, gestión de generación y consumo y gestión de almacenamiento. La división responsable de las **previsiones de medio plazo**, con hasta tres años de horizonte, realiza la previsión de todas las variables para coberturas, planificación, gestión de almacenamiento hidráulico y análisis de estrategias.

AleaGreen es la división de largo plazo, sobre todo para el desarrollo de renovables, por ejemplo, para valorar el precio de un PPA, para la financiación de proyectos, para **valoración de activos**, para **auditorías** o para análisis de **hibridación** y almacenamiento. En este último tema de hibridación y almacenamiento, nos están solicitando mucho nuestras **previsiones de curvas de precios de largo plazo** con **desagregación horaria** para valorar inversiones con baterías.

Labor divulgativa

También estáis realizando una importante labor divulgativa a través de noticias de análisis de los mercados y webinars en los que invitáis a ponentes de importantes empresas del sector de la energía, consultoras, entidades bancarias, etc. En febrero ya realizaréis la trigésima edición. **¿Cómo valoráis esta experiencia? ¿Qué feedback recibís de los participantes?**

Comenzamos los webinars en diciembre de 2019 y pocos meses después tuvimos el confinamiento, justo hace tres años. Los webinars de **AleaSoft** se convirtieron desde entonces en una referencia para el sector de la energía enviando un mensaje pro renovable y un análisis del mercado futuro con una frecuencia mensual.



Para todo el equipo de **AleaSoft** que participa directa o indirectamente, es una fuente de enriquecimiento profesional y también de relaciones personales.

Trabajamos en equipo con nuestros invitados y se van estableciendo lazos de colaboración y confianza. Cada mes realizamos dos webinars el mismo día, a las 10:00 en inglés y a las 12:00 en español, con una media de 800 profesionales inscritos en cada webinar. Nuestro objetivo principal ha sido transmitir una visión de futuro, sobre todo de las energías renovables. Es un gran esfuerzo, pero tiene una gran recompensa aprendiendo en cada webinar.

Este año AleaSoft cumplirá 24 años desde su fundación. ¿Os habéis planteado algún objetivo para celebrar este nuevo hito?

Este año del 24 aniversario estamos planificando un salto cuantitativo y cualitativo con un ambicioso plan de crecimiento. En el primer semestre completaremos 24 mercados europeos con previsiones de curvas de precios de corto, medio y largo plazo. En el segundo semestre completaremos 35 mercados europeos y los principales de América y Asia.

En el caso de largo plazo, estamos terminando una plataforma para la valoración de activos renovables en los mercados europeos. Con las coordenadas y características de un **parque eólico** o **fotovoltaico** en cualquier punto de Europa podemos calcular el retorno de la inversión en 30 años yendo a mercado. Esto ya lo tenemos disponible para los principales mercados europeos.

Por cierto, uno de los factores que nos diferencia de otras empresas que dan este servicio, además de la científicidad y la coherencia, es la rapidez para entregar los informes en cualquier fecha del año y no esperar a los envíos trimestrales que muchas veces llegan con mucho retraso.

11.- Naturgy invertirá 117 millones en desarrollar sus primeros 145 MW de almacenamiento con baterías en España

Elperiodicodelaenergia.com, 27 de marzo de 2023

La compañía ha iniciado los trámites para desarrollar una capacidad de almacenamiento de MWh

Naturgy impulsará su apuesta por el almacenamiento con baterías con el desarrollo de ocho proyectos, principalmente híbridos, con plantas fotovoltaicas de la compañía en España, en los que prevé invertir 117 millones de euros.

La energética ha iniciado los trámites para desarrollar estas instalaciones, que contarán con una **potencia de 145 megavatios (MW)** y una **capacidad de almacenamiento de 290 megavatios hora (MWh)**.

Los siete proyectos

de **almacenamiento híbridos** con **solar** tendrán una potencia de **20 MW** cada uno, y se ubicarán en las **plantas fotovoltaicas de Carpio**, en la provincia de **Toledo**; **Picón I, Picón II Picón III y La Nava**, en la provincia de **Ciudad Real**; y **Tabernas I y II**, en **Almería**.

La transición para Naturgy

Además, la compañía presidida por **Francisco Reynés** también ha iniciado los trámites para **instalar un sistema de almacenamiento con baterías 'stand alone' en Vigo (Pontevedra)**.



Esta instalación, que estaría conectada directamente a la red, tendría **5 MW de potencia** y una **capacidad de almacenamiento de 10 MWh**.



<https://elperiodicodelaenergia.com/naturgy-reelegira-a-reynnes-por-cuatro-anos-mas-en-la-junta-que-celebra-este-martes/>

Para el director general de Renovables, Nuevos Negocios e Innovación del grupo, Jorge Barredo, el inicio de estos desarrollos son “un paso más en la estrategia de Naturgy de liderar la transición energética en España, con una nueva tecnología que contribuye a reforzar la implantación de las energías renovables”.

La energética estimó que la **capacidad de almacenamiento total de estos ocho proyectos de baterías de ion litio híbridadas** con producción fotovoltaica es de 101.500 MWh al año, lo que equivale al consumo de más de 29.000 viviendas durante dos horas. El grupo energético prevé iniciar la construcción de estos proyectos en 2024, para que puedan estar operativos en 2025.

El almacenamiento

Naturgy ya cuenta con experiencia en el desarrollo de almacenamiento con baterías a nivel internacional, a través de su filial de generación internacional, **Global Power Generation (GPG)**, que el pasado mes de febrero conectó a la red de **Australia** su primera instalación de almacenamiento de baterías a nivel mundial.

El **proyecto ACT Battery**, ubicado en las proximidades de Canberra, tiene una potencia de 10 MW y una capacidad de almacenamiento de 20 MWh, equivalente al consumo de 3.000 hogares durante dos horas.

En Australia, **Naturgy** tiene previsto invertir 160 millones **para desarrollar su primer proyecto híbrido solar combinando la tecnología fotovoltaica y las baterías de almacenamiento, el proyecto Cunderdin**.

12.- Iberdrola, Acciona y Naturgy crecen el doble en renovables fuera de España

elecomista.com, 28 de marzo de 2023

- **La instalación exterior de Galán y Entrecanales supera por primera vez la nacional**

Iberdrola, Acciona Energía y Naturgy crecen dos veces más en capacidad renovable fuera de España. Desde 2020, estas compañías de renovables incrementan su potencia instalada de eólica, solar, hidroeléctrica y almacenamiento un 21% en el exterior, desde los 22.684 hasta los 27.419 megavatios (MW). Mientras, a nivel nacional el crecimiento es del 10%, desde de los 27.141 hasta los 29.984 MW.

En el caso de las firmas presididas por Ignacio Galán y José Manuel Entrecanales, por primera vez, las instalaciones verdes en el extranjero superan las nacionales. El sector estuvo tiempo alertando del parón que sufrieron las renovables tras más de un año de moratoria, en el que los promotores no pudieron presentar nuevos proyectos para conseguir los preceptivos permisos de acceso y conexión a la red.



Con el objetivo de frenar la especulación que existía en las solicitudes para conectar a la red nuevas plantas, el Gobierno cambió a mediados de 2021 parte de la normativa para exigir que los proyectos contasen con una mayor firmeza. Esto supuso congelar la petición de nuevas autorizaciones hasta julio de 2021, cuando la legislación estuviese totalmente desarrollada.

Al mismo tiempo, el creciente interés en las energías renovables motivado por la transición energética impulsó la creación de incentivos fiscales en otros países desarrollados. Es el caso de Estados Unidos, que utilizó esta herramienta para atraer inversión renovable e industria asociada.

A cierre del año pasado, Iberdrola contaba con un total de 40.066 MW renovables instalados en todo el mundo, repartidos en cuotas del 48% a nivel nacional y del 52% en el ámbito internacional. Desde 2020, el crecimiento exterior se sitúa en un 16%, frente al 14% en el país. Solamente en 2022 el crecimiento fuera de España fue del 7%, cuatro puntos porcentuales superior.

El mayor impulso se produce en el negocio internacional (que incluye países como Australia, Grecia, Alemania, Portugal e Italia, entre otros) y en Brasil. En este último la vasca anunció la semana pasada una inversión 5.300 millones en los próximos tres años, tras la inauguración de su mayor proyecto renovable de América Latina.



En los últimos años, países como Brasil o Australia también han logrado captar grandes montos de inversión verde. El atractivo se encuentra en sus condiciones meteorológicas, ideales para tecnologías como la fotovoltaica, así como en el atractivo de sus precios energéticos y su marco jurídico.

Acciona Energía ha incrementado su capacidad instalada internacional un 32% desde 2020, frente al 2% en España. Solo durante el último ejercicio el crecimiento exterior fue del 18%, 17 puntos porcentuales más. En su caso, el impulso llega sobre todo de Australia y Estados Unidos. En Oceanía, anunció en noviembre la construcción del nuevo parque Herries Range (923 MW), para duplicar la capacidad del complejo MacIntyre hasta los 2 GW. También está desarrollando el proyecto de Aldoga, una fotovoltaica de hasta 600 MWp. En Estados Unidos ya opera más de 1.493 MW de energía eólica, termosolar y almacenamiento.

Naturgy también mantiene el foco de crecimiento de los dos últimos ejercicios en Australia. La capacidad instalada al cierre de 2022 alcanzó los 277 MW eólicos, tres veces más que al inicio de esta década. De cara a los próximos meses está prevista la entrada en operación de nuevos proyectos. La compañía capitaneada por Francisco Reynés opera en Australia a través de su filial Global Power Generation (GPG). En octubre anunció la construcción de su primer proyecto híbrido a nivel mundial, con una capacidad solar fotovoltaica de 125 MW y un sistema de almacenamiento de energía en baterías de hasta 220 MWh.

Próximo gran 'atasco'

El Gobierno ha pisado el acelerador en los últimos meses para otorgar la autorización ambiental necesaria para más de 200 proyectos de 40 GW. La gran mayoría de esta capacidad en tramitación necesita ahora la autorización administrativa previa antes del 25 de abril y el permiso de construcción antes del 25 de julio. Todas estas instalaciones deben estar finalizadas antes de 2025.

Ante esta situación, las renovables advierten del nuevo gran atasco al que se enfrentará el sector y de la imposibilidad de construir toda la capacidad aprobada en el plazo marcado por el Gobierno.

Este fue uno de los principales debates del IV Foro Renovables, organizado este mes por elEconomista.es, en el que los directivos de las grandes renovables pusieron el foco en la necesidad de dotar a la administración de los recursos pertinentes para acelerar todo el proceso.

13.- 195 millones de euros: EDP inicia la tramitación ambiental del valle del hidrógeno verde de la comarca.

Diarioarea.com, 28 de marzo de 2023

La compañía energética ha presentado la documentación para desarrollar 130 MW de electrolizadores en el emplazamiento térmico, lo que supone una inversión de 195 millones de euros

Con una inversión millonaria de **195 millones de euros**, EDP (Energías de Portugal) ha iniciado la tramitación ambiental del proyecto con el que tiene previsto transformar la central de Los Barrios en el valle del hidrógeno verde del Campo de Gibraltar.

En concreto, la compañía energética, según ha asegurado en un comunicado de prensa, ha presentado la documentación necesaria para desarrollar 130 MW de electrolizadores en el emplazamiento térmico. La tramitación se desarrollará siguiendo las pautas de la Unidad Aceleradora de la Junta de Andalucía.



La acción, considerada por EDP como un reflejo del realismo y la madurez de la empresa, y considerada además estratégica por la Comisión Europea al considerarla Proyecto Importante de Interés Común Europeo (IPCEI), ha sido propuesta para la concesión de ayudas por parte de la IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético).

Dos fases principales

La documentación presentada para esta tramitación ambiental recoge dos fases principales. La primera suma una potencia total de electrolizadores de 130 MW y su puesta en servicio está prevista para los primeros meses de 2026. La segunda fase del proyecto, si las condiciones del mercado son favorables, contará con otros 400 MW de potencia de electrolizadores y estará en servicio a finales de 2030.

El objeto del proyecto de EDP para Los Barrios consiste en la producción de hidrógeno verde, cuyo suministro de electricidad provendrá de plantas de generación de energía renovable (eólica terrestre y solar).

El hidrógeno verde, producido mediante electrólisis a partir de moléculas de agua y electricidad de origen renovable, se presenta como vector energético clave para la descarbonización de los sectores de difícil electrificación, como la industria siderúrgica y otros sectores industriales y de transportes, y como materia prima limpia para la **fabricación de fertilizantes**, por ejemplo.

Estos proyectos se enmarcan en el Plan de Negocio de EDP para el periodo 2023-2026, a través del cual prevé realizar inversiones por valor de 25.000 millones de euros para acelerar el despliegue de energías renovables, la flexibilidad del sistema eléctrico y el diseño de soluciones innovadoras para sus clientes

14.- EXCEPCIÓN IBÉRICA: Se prorroga el tope al precio del gas: así afectará a tu factura de la luz hasta final de año.

Ondacero.es 28 de marzo de 2023

El Consejo de Ministros ha aprobado la ampliación de la 'excepción ibérica' hasta el próximo 31 de diciembre tras el acuerdo con la Comisión Europea.



Teresa Ribera, ministra de Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, ha anunciado que España ha alcanzado un acuerdo con la Comisión Europea para ampliar la excepción ibérica hasta el próximo 31 de diciembre de 2023 y que aprobará el Consejo de Ministros este martes.

"Es una herramienta que permitirá seguir protegiendo a los consumidores españoles y portugueses hasta final de año", ha señalado a su llegada a Bruselas para participar en la reunión ordinaria de ministros de Energía de la Unión Europea.

Según ha explicado la ministra, esta decisión supone, no solo una extensión de la excepción ibérica que ya se aplicaba, sino que implica algunos "ajustes para acomodarlo", como la referencia de precios, que hasta ahora incrementaba en cinco euros al mes, y ahora será "más suave", de cerca de dos euros.

¿Qué es la 'excepción' ibérica?

La 'excepción ibérica' se aprobó el pasado mes de junio de 2022 en la Comisión Europea como mecanismo para intervenir el mercado eléctrico con el fin de rebajar el precio de la electricidad en el mercado mayorista y, así **abaratando la factura de la luz en hogares y empresas.**

¿Cómo afecta en la factura de la luz?

Con la '**excepción ibérica**' se fija un precio tope al gas, que se utiliza para producir electricidad y con ello se reducen los costes de los combustibles de las centrales eléctricas.

Así, el precio diario de la electricidad en el mercado mayorista se calcula teniendo en cuenta la diferencia entre el precio del gas natural en los mercados y el límite fijado para el gas para la producción de electricidad. Este límite asciende a una media de 48,8 euros/MWh durante los meses en los que se mantenga en vigor la medida. No obstante, los consumidores minoristas tendrán que asumir el coste de compensación a las eléctricas.

En contratos con la tarifa PVPC

Todos aquellos clientes que tengan contratada la tarifa regulada tendrán que asumir el coste del tope de gas. El precio final que ofrece Red Eléctrica para el KW/h incluye ya este coste desde que la norma entró en vigor. De este modo, el coste del tope del gas no se aprecia en las facturas, ya que está integrado en el concepto Coste de la energía.

15.- Aizpiri (Enagás): "Para no perder la ventaja en hidrógeno debemos dar apoyos comunitarios".

elespanol.com, 28 de marzo de 2023

Sostiene que no hay otro país que tenga una mejor oportunidad para producir hidrógeno, pero alerta del gap de competitividad existente.

España y Europa pueden ser líderes a la hora de producir hidrógeno verde, pero no hay que dormirse, ha alertado el consejero delegado de Enagás, Arturo Gonzalo Aizpiri. "Si no queremos que Europa y España pierdan ventaja de ser los primeros en favor de otros actores como Estados Unidos o China, tenemos que apoyar con fondos públicos, comunitarios", ha señalado.

Aizpiri ha repasado en la segunda jornada de [Wake Up, Spain!](#), el foro organizado por EL ESPAÑOL, Invertia y D+I en colaboración con EY, Oesía, Microsoft y EMT de Madrid, las últimas novedades en este campo, como el **Banco Europeo de Hidrógeno** anunciado recientemente por la Comisión Europea.



"Creo que aportar recursos del fondo de innovación de la UE para afrontar ese gap de competitividad", ha apuntado, remarcando que España debe aprovechar el efecto tracto de las subastas de hidrógeno para estar primeros en ese futuro banco.

La iniciativa europea arrancará en otoño con una subasta inicial de **800 millones** que servirá para financiar una prima verde durante una década. "Es decir, los proyectos que sean capaces de poner hidrógeno en el mercado más barato tendrán apoyo a diez años", ha destacado Aizpiri.

Pero no solo. El banco será también un **"espaldarazo" a la planificación de las infraestructuras** relacionadas con el hidrógeno que se realizan en España, al contemplar una inversión de entre 28.000 y 30.000 millones para la red troncal de hidrógeno en Europa



H2Med

Todo ello mientras se sigue dando pasos en el desarrollo del H2Med, un "hito" que se espera llegue a transportar el 10% hidrógeno total que consuma Europa. Un "enorme proyecto inversor para España" que implicará una red troncal de casi 4.000 kilómetros que costará unos **4.900 millones**. Mientras, las conexiones internacionales con Portugal y Francia podrán elevarse hasta los 2.500 millones.

Actualmente se avanza en los trabajos técnicos y se prepara el lanzamiento de los calls for interest, un primer test de mercado para casar oferta y demanda que servirá para identificar a los grandes clientes y suministradores de esa red troncal.

Un desarrollo sobre el que es optimista, pero guarda cierta cautela.

También lo hace con respecto a la evolución del gas, un ámbito en el que tanto Europa como España **"han hecho los deberes"** en un 2022 marcado por la crisis de Ucrania para llegar ahora a un escenario en el que se registra una mayor solidez y confianza.

El almacenamiento subterráneo de España está actualmente al 76%, veinte puntos más que el año pasado. En el conjunto de Europa la cifra se sitúa en el 55%, treinta puntos más.

Aizpiri ha destacado la contribución al suministro europeo desde España. El año pasado se tradujo en la exportación del **equivalente a 35 barcos metaneros a Francia**, donde sigue enviándose gas debido a la parada de plantas de regasificación en ese país.

En suma, "estamos exportando más gas que el que recibimos de Argelia". Una situación que prueba, a juicio del consejero delegado de Enagás, la contribución "diferencial" de España a la seguridad del suministro de Europa.

16.- Naturgy prevé para 2023 un dividendo igual o superior al de 1,20 euros del año pasado.

Eleconomista.es, 28 de marzo de 2023

- **Abonará el dividendo complementario de 0,50 euros por acción el 4 de abril**
- **La junta de accionistas de la compañía aprueba la reelección de Francisco Reynés como presidente hasta 2027**



Naturgy prevé repartir este 2023 un dividendo "por lo menos igual al de 2022 de 1,20 euros por acción", según adelantó esta mañana **Francisco Reynés**, en la junta general de accionistas en la que se aprobó su reelección como presidente hasta 2027.

La compañía prevé obtener un resultado bruto de explotación (**ebitda**) **igual o superior al del ejercicio pasado**, de 4.954 millones de euros, a pesar de que "volvemos a esperar un año no fácil, no en calma". La gasista **aumentará notablemente la inversión** este año, especialmente en el área renovable y contempla una **fuerte generación de caja** apoyada en el rating grado de inversión.

Francisco Reynés ha asegurado que la energética dispone de la liquidez suficiente para **"no dejar pasar ninguna oportunidad" de adquisición** que se presente en el mercado y que encaje con los planes de crecimiento de la compañía. Naturgy contempla inversiones por valor de 14.000 millones en su plan estratégico 2021-2025, de los que 8.700 se destinarán al crecimiento en el área de renovables a fin de triplicar su capacidad instalada en energías limpias.

La junta también aprobó la reelección de Claudi Santiago Ponsa y Pedro Sainz de Baranda como consejeros independientes, y el nombramiento de José Antonio Torre de Silva López de Letona como consejero dominical.

Asimismo, los accionistas dieron el visto bueno a la cuenta de resultados de 2022, el informe de gestión del grupo y de su consejo de administración, la aplicación del resultado obtenido el año pasado y el informe anual de retribuciones de los consejeros.

Tras obtener un beneficio de 1.649 millones de euros en 2022, un 35% más, ha aprobado un **dividendo complementario de 0,50 euros/acción, que se repartirá el 4 de abril**. Este se suma al primer y segundo dividendo a cuenta de 2022, de 0,30 euros y 0,40 euros por acción respectivamente, pagados en efectivo durante el ejercicio. Así, la retribución total al accionista a cargo de los resultados de 2022 fue de 1,2 euros/acción.

Un tema que Reynés no abordó fue el conocido como **Proyecto Géminis**. Se trata de una división del negocio regulado de redes y de los activos comerciales de clientes de Naturgy, que supondrá una de las mayores operaciones en España por valor de empresa.

Los accionistas de la compañía tampoco hicieron referencia al proyecto en la ronda de preguntas. Géminis fue aprobado en febrero del año pasado y su puesta en marcha estaba prevista inicialmente para finales del año pasado. Sin embargo, actualmente se encuentra paralizada y sin fecha de reactivación por la situación económica.

Año de renovaciones en el Ibex

2023 es un ejercicio clave para los capitanes del Ibex 35. Un total de 25 presidentes y consejeros delegados de 20 de las 35 compañías les vence su mandato este año y deberán pulsar el apoyo accionarial que suscita su gestión, salvo que el consejo opte por buscar relevo.

Concretamente, se trata de 15 presidentes y 10 consejeros delegados, entre los que se encuentran históricos presidentes. Iberdrola se prepara para reelegir en su próxima junta general de accionistas a finales de abril a **Ignacio Sánchez Galán** como presidente ejecutivo para otro periodo más de cuatro años. Dentro del sector energético, es un año clave también para el mandato de **Antonio Brufau** y **Josu Jon Imaz** (presidente y consejero delegado de Repsol), **Juan Sánchez-Calero**, (presidente de Endesa) y **Enrique Díaz-Tejero** (presidente no ejecutivo de Solaria).

Pobreza energética

El presidente de Naturgy aprovechó el turno de los accionistas para reafirmar el compromiso de la compañía con la pobreza energética y los clientes vulnerables.

Al ser preguntado por los **cortes de luz en la Cañada Real (Madrid)**, Reynés aseguró que "no es voluntad de la compañía" que el sector 6 siga sin suministro eléctrico y argumentó que dicha situación se produce por restricciones técnicas aplicadas por Red Eléctrica, que no permiten el acceso a la electricidad para proteger al resto de los habitantes de la zona.

Desde Naturgy aseguran que de los seis sectores que forman parte de la Cañada solo uno está sin suministro, otro sufre cortes puntuales por razones técnicas y en los otros cuatro no hay problemas.

17.- Bruselas da luz verde a la prórroga del mecanismo ibérico hasta final de año con un tope al gas que llegará a 65 € en diciembre

20minutos.es, 28 de marzo de 2023

- **El tope del precio del gas empezó en 40 euros y para cerrar una media anual de 48.**
- **El mecanismo ibérico se "luce" con el gas por las nubes y con viento y lluvia: los mayores ahorros en la luz fueron en agosto y diciembre.**

España y Portugal podrán seguir **limitando el precio del gas** que se utiliza para generar electricidad **hasta el 31 de diciembre** de este año después de que la Comisión Europea haya dado **luz verde a la prórroga** que le pidieron los dos gobiernos para prolongar el mecanismo ibérico más allá del 31 de mayo.

Según han confirmado fuentes del Ministerio de Transición Ecológica, **el tope será un poco más elevado a la media de 48 euros** el Mwh hora a lo largo de todo este año, **desde los 55 euros** que se pagan este mes hasta **terminar en diciembre con el límite en 65 euros**. El Consejo de Ministros tiene previsto aprobar este martes un decreto-ley con la extensión.

En principio, la llamada excepción ibérica que entró en vigor el 15 de junio del año pasado tenía una **vigencia hasta el 31 de mayo** de este año pero en enero la vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica, **Teresa Ribera**, y su homólogo portugués, **Duarte Cordeiro**, [pidieron a la Comisión una prórroga](#). En principio, el Gobierno apostaba por que fuera hasta finales de 2024 y que el precio del gas para generar electricidad oscilara entre los 45 y 50 euros el megavatio/hora.



La comisaria de Competencia, **Magrette Vestager**, se comprometió a estudiarlo con celeridad y el resultado se ha confirmado este lunes con una **prórroga de menor duración y que eleva un poco más el precio tope del gas** pero que permitirá que siga funcionando durante siete meses más una herramienta que ha logrado [desacoplar](#) el precio de la electricidad del del gas y con la que el Gobierno sostiene que **ha ahorrado 5.000 millones** de euros en las facturas de los consumidores.

Según el acuerdo que confirma Transición Ecológica y tal y como [ya había trascendido hace semanas](#), la prórroga no será hasta final de 2024 sino a hasta el **31 de diciembre de 2023**. Por lo que respecta al precio máximo que pagarán los consumidores, el precio del gas también será progresivo y **empezará por 55 euros el megavatio en junio** para ir **creciendo hasta los 65 euros** en diciembre.

El **precio medio** del gas a lo largo de los casi 12 meses del mecanismo ahora en vigor será de **48 euros** el megavatio pero también ha habido una progresión. Fueron **40 euros los seis primeros meses** para empezar a aumentar cada mes a partir de entonces a razón de cinco euros hasta llegar al tope máximo de 70 euros en mayo. La diferencia entre el precio limitado del gas y el precio real en el mercado es el [polémico "ajuste" o "compensación"](#) que pagan los consumidores en función de su consumo, empezando en primer lugar porque tienen tarifa regulada (PVPC), antes de que se les fueran sumando el resto de consumidores del mercado libre a medida que iban revisando sus tarifas.

La excepción o mecanismo ibérico fue todo un **éxito diplomático** del Gobierno casi recién estrenada la crisis energética. Después de muchas horas de negociación y hasta de un [conato por parte del presidente de abandonar una reunión del Consejo Europeo](#), el presidente español y el primer ministro portugués, **António Costa**, lograron en marzo del año pasado que la Comisión Europea **consintiera que limitaran el precio del gas** que se utiliza para generar electricidad y que en el sistema marginalista sobre el que se asienta el mercado eléctrico europeo marcaba el precio de toda la electricidad, aunque se generase con tecnologías más baratas, como las renovables.

De la tormenta perfecta a no tener que aplicarse

Aun así, los gobiernos español y portugués [todavía tuvieron que esperar dos meses](#) de lentas negociaciones con los técnicos de la Comisión hasta que finalmente el tope del precio del gas **empezó a funcionar el 15 de junio**, en una semana en que la [ola de calor, la sequía y la ausencia de viento](#) hicieron temer que no funcionaría porque, en ausencia de otras tecnologías y con un consumo muy elevado por el aire acondicionado, fue necesario echar mano de más gas, con lo que en **las primeras semanas la compensación superó el precio de la electricidad**.

La cosa fue cambiando a medida que el calor remitía, llegaba el viento e incluso el **gas se estabilizaba en el umbral de los 60 euros** el Mwh -frente a los 300 euros que llegó a marcar algunos días de agosto-, hasta el punto de que desde hace meses son frecuentes los días en que **no se aplica el mecanismo ibérico** porque el precio 'real' de la electricidad es inferior al tope.

Desde que empezó a aplicarse y a pesar de las **quejas y sorpresas** que provocó que algunos consumidores empezaran a pagar el ajuste, el Gobierno ha ido actualizando el **ahorro colectivo** que ha supuesto esta herramienta, que primero fue solo para hogares y pymes y que en octubre también se aplica a la industria **electrointensiva**.

Según su última cifra, el mecanismo ibérico ha permitido ahorrar ya hasta **5.000 millones de euros en facturas** de electricidad mientras que el **PP reprocha** desde el principio que de este ahorro también **se beneficien los consumidores franceses**, ya que desde que existe España no ha dejado ni un mes de ser exportador neto de electricidad a Francia, sin que ellos paguen el ajuste que costean los consumidores españoles.

18.- Iberdrola y Enel piden apoyos para fabricar placas en la UE ante las 'ofertas' de Biden.

Vozpopuli.com, 28 de marzo de 2023

La comisaria Kadri Simson se ha sentado con los dos gigantes europeos y el resto de SolarPower Europe, el principal lobby de energía solar, para buscar una independencia en el despliegue de paneles en la región

Los datos que maneja la **Comisión Europea** es que sus empresas dependen en cerca de un 90% de los materiales que vienen de **China** para el despliegue placas en la región para producir energía fotovoltaica. Una dependencia peligrosa para los planes de Bruselas a corto plazo que lastra a gigantes eléctricos europeos como **Iberdrola y Enel**. Ambas partes se han citado para que una industria manufacturera fotovoltaica en Europa sea una realidad cuanto antes.



El último congreso de Solar Power Europe, el principal lobby de energía solar europeo sirvió para abordar este asunto. **Iberdrola, Enel, Lightsource bp, Akuo Energy, BayWa, Wacker Chemie, SMA Solar Technology, Meyer Burger, Fronius y Von Ardenne** mantuvieron un encuentro con la comisaria **Kadri Simson y Barbara Glowacka**. Las dos máximas mandatarias de la Comisión Europea en temas energéticos aprovecharon el último congreso de este lobby del 7 de marzo para debatir una solución para esta dependencia.

"Fue un debate sobre las necesidades regulatorias para promover el despliegue y la fabricación de energía solar en la Unión Europea y para trasladar el respaldo europeo al despliegue de esta energía", explican desde **Bruselas**. Un entendimiento clave para cumplir con su hoja de ruta. Los objetivos del plan **REPowerEU y del Pacto Verde** contemplan instalar **600 gigavatios (GW)** de capacidad solar fotovoltaica, duplicar la tasa de despliegue de bombas de calor y producir 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable para 2030.

Europa quiere que la energía solar sea la mayor fuente de energía en 2030. Y no sólo es **China** su mayor riesgo. Estados Unidos quiere captar este tipo de industria gracias al famoso '**Plan Biden**'. Una estrategia que seduce mucho a las empresas por sus bondades fiscales, su impulso a la inversión y sus ayudas a la actividad de todas aquellas tecnologías que ayuden a descarbonizar. Una estrategia estadounidense que busca aprovechar, entre otras cosas, la lentitud de la burocracia europea.

Un hecho que temen los operadores del Viejo Continente. Como recuerdan las propias empresas, **Europa tiene encima de la mesa varios proyectos para fabricar componentes relacionados con los paneles solares en Europa**. Iberdrola y Exiom anunciaron la intención de fabricar módulos en Asturias.

La suiza Meyer Burger produce módulos solares en Alemania. La italiana Enel, matriz de Endesa, pretende fabricar células y paneles en Sicilia.

La comisaria Kadri Simson compartía después de la reunión que **"2022 fue, sin duda, el año de la solar en la UE. Con un récord de 41 GW de capacidad adicional desplegada, la participación de la energía solar en la generación de electricidad ha aumentado del 5,7 % al 7,3 %. Me he reunido con los directores ejecutivos de la industria de la energía solar para discutir el camino a seguir"**.

Bruselas mira al 75%

Los objetivos que se manejan desde el sector todavía están lejos de cumplirse. Otro 'lobby' del sector como el Consejo Europeo de Fabricantes de Energía Solar (ESMC) apuntaba en 2022 que su objetivo es **lograr que el 75% de la capacidad fotovoltaica instalada se produzca en el continente**, alcanzando al menos 35 GW de capacidades de producción fotovoltaica europeas en 2025 y 100 GW en 2030.

El ESMC pone encima de la mesa la necesidad de crear un vehículo financiero estratégico especial de al menos **5.000 millones de euros** en forma de garantías crediticias estatales con el fin de desbloquear el capital financiero para el desarrollo, la aplicación y la ampliación de la industria de fabricación fotovoltaica.

Una ambición que todavía está lejos de los planes de Bruselas pero que casa con sus nuevos principios: ser más independiente del exterior. **La Comisión tiene como respuesta al plan de Estados Unidos la Ley de Industria Cero Neto**. Una hoja de ruta diseñada para impulsar la fabricación de tecnologías "estratégicas", incluyendo infraestructuras solares y de otras energías renovables, en tierra europea.

Esta normativa apunta que los países de la Unión Europea deben contar con suficiente capacidad productora de energía limpia para **cubrir al menos el 40% de sus necesidades de generación**. Ahora su trabajo es encontrar, cuanto antes, rutas rápidas que logren reducir la dependencia de China sin que Estados Unidos le adelante por el camino

19.- Mammoet se adjudica dos contratos de eólica marina en EEUU.

Elperiodicodelaenergia.com, 29 de marzo de 2023

Los proyectos para clientes no revelados abarcarán diversos ámbitos en tierra firme

Mammoet, líder en servicios de transporte y elevación de cargas pesadas de ingeniería, **ha conseguido contratos para dos grandes proyectos eólicos marinos en Estados Unidos, ambos a partir de 2023**. En conjunto, los dos contratos abarcan una serie de ámbitos portuarios, incluida la carga, descarga, manipulación y almacenamiento temporal de monopilotes XXL, además del premontaje de turbinas en un puerto de clasificación estadounidense.

La amplia experiencia de Mammoet en eólica marina, su presencia en EE.UU. y su larga trayectoria en el suministro de equipos especializados y soluciones a medida han resultado decisivos para confirmar estas adjudicaciones.



Con más de 30 años de experiencia trabajando en Estados Unidos, éstas reforzarán aún más nuestra experiencia en el mercado eólico marino estadounidense.

“La eólica marina en Estados Unidos ha tardado mucho en llegar. Nuestros colegas de Mammoet llevan tiempo ejecutando estos proyectos en todo el mundo, por lo que se trata de una oportunidad apasionante para aprovechar la combinación de nuestra experiencia técnica con nuestra experiencia en el mercado local”, declaró **Rick Bohne, Jr.**, director de Ventas y Marketing de Mammoet en EE.UU. y México.

Mammoet en EEUU

Mammoet tiene una larga historia y presencia en el mercado estadounidense. Con más de 30 años de experiencia en Estados Unidos y más de una docena de sucursales locales, Mammoet cuenta con aproximadamente 800 empleados estadounidenses. Como líder de nuestro sector, nuestro objetivo es seguir invirtiendo y desarrollando activos que permitan la transición energética.

La experiencia reciente de Mammoet en el sector eólico marino incluye la carga, descarga y transporte de estructuras de cubierta para el parque eólico marino de Seagreen, en Escocia, y la manipulación, almacenamiento, transporte y elevación con grúa de componentes para montar Hywind Tampen, el mayor parque eólico flotante del mundo.

Además, Mammoet ha sido contratada para suministrar servicios de elevación y transporte de cargas pesadas en tierra para la puesta en escena y el montaje de los componentes de las turbinas del parque eólico de Dogger Bank, en el Reino Unido. Por último, Mammoet también ha sido contratada para suministrar servicios de elevación y transporte pesados en tierra para la descarga, puesta en escena e instalación de componentes de turbinas en Francia.

20.- Galán (Iberdrola) saca músculo en Reino Unido con una inversión milmillonaria en eólica marina.

Elperiodicodelaenergía.com, 29 de marzo de 2023

El contrato de 95 turbinas con Siemens Gamesa para el parque eólico Easat Anglia III está valorado en 1.500 millones de euros

Iberdrola ha formalizado uno de los mayores contratos de su historia por valor de 1.300 millones de libras - unos 1.500 millones de euros aproximadamente- para la construcción de 95 aerogeneradores de Siemens Gamesa destinados al parque eólico marino East Anglia Three, el segundo más grande del mundo.

Así lo ha comunicado el presidente de la compañía **Ignacio Galán** en su intervención en el foro Aurora en la Universidad de Oxford. Posteriormente, Galán ha sido recibido en Downing Street por el primer ministro británico, **Rishi Sunak**, con el que ha tenido ocasión de conversar sobre la situación actual del sector energético y el compromiso de la compañía con el país.

Las 95 turbinas, de 14,7 MW cada una, tendrán una capacidad combinada de 1.400 MW renovables, suficientes para abastecer a 1,3 millones de hogares británicos.

“El tamaño y la ambición de este proyecto son una muestra más del compromiso de Iberdrola con la descarbonización y la seguridad energética en todo el mundo, a través de grandes infraestructuras renovables como el parque eólico marino East Anglia Three, capaces de generar actividad económica a través de toda su cadena de proveedores y generar miles de puestos de trabajo”, ha asegurado el presidente de Iberdrola, Ignacio Galán.



“Esto demuestra claramente nuestro impulso y determinación por la transición hacia un modelo energético limpio, eficiente y autosuficiente, capaz de dar respuesta a los principales retos actuales”, ha reiterado Galán.

El segundo mayor parque eólico del mundo

East Anglia Three se está construyendo en el sur del Mar del Norte, a 69 km de Great Yarmouth. El proyecto creará más de 2.300 puestos de trabajo durante los dos años que durará la construcción y más de 100 en las tareas de explotación y mantenimiento a lo largo de toda la vida útil del parque eólico.

La filial española ya ha firmado contratos por valor de casi 70 millones de libras con empresas británicas para el East Anglia Three y se calcula que la empresa invertirá casi 2.300 millones de euros -2.000 millones de libras- en el Reino Unido para apoyar la construcción y explotación de East Anglia durante toda la vida útil del proyecto.

Apuesta por la eólica marina

East Anglia Three se sumará a los seis parques eólicos marinos de Iberdrola ya operativos o en construcción. El grupo ya ha puesto en marcha las instalaciones de West of Duddon Sands (195 MW), en el mar de Irlanda; Wikingen (350 MW) en aguas alemanas del mar Báltico; e East Anglia ONE.

La compañía tiene además actualmente en construcción otras tres grandes instalaciones offshore. En Francia, está avanzando la instalación del que será su primera gran parque de energía eólica marina en este país, Saint-Brieuc, que, con casi 500 MW de capacidad y 2.500 millones de euros de inversión, generará energía limpia suficiente para satisfacer el consumo de electricidad de 835.000 personas, una vez que entre en operación en 2023.



En Estados Unidos, Iberdrola está construyendo, con unos 2.500 millones de euros de inversión, el que será el primer parque eólico a escala comercial del país, Vineyard Wind 1 (806 MW), frente a las costas del estado de Massachusetts. Esta instalación podrá atender las necesidades energéticas de más de 400.000 hogares y evitará la emisión de más de 1,6 millones de toneladas anuales de CO2.

En Alemania, el grupo ha comenzado a levantar su segunda gran iniciativa de eólica marina en el país, tras Wikingen. El parque de 476 MW, denominado Baltic Eagle, podrá cubrir la demanda de 475.000 hogares y evitar la emisión de casi un millón de toneladas de CO2 a la atmósfera cada año.

La compañía tiene también previsto desarrollar un tercer proyecto marino en esta zona: Windanker (300 MW). En conjunto, las tres instalaciones renovables darán lugar al mayor complejo eólico marino del mar Báltico, con una capacidad total instalada de 1.100 MW y una inversión conjunta de aproximadamente 3.500 millones de euros.

21.- La red eléctrica en la era de la generación distribuida.

enel.com, 28 de marzo de 2023.

Existe un impulso de cambio hacia la transición energética que involucra a todos: el crecimiento de la generación de energía distribuida y la electrificación del consumo. Pero para que esto sea posible se necesita una red cada vez más fiable, digitalizada y sostenible.

La **transición energética** es uno de los mayores retos de nuestro tiempo, y sería imposible superarlo sin la contribución de todos:

- la de las Naciones Unidas, de la Unión Europea y de los gobiernos, que desempeñan un papel clave en la definición de medidas para acelerar el desarrollo de las **energías renovables** y la electrificación; la de las empresas, cuya tarea es transformar esas medidas en planes de negocio y que en algunos casos –como el Grupo Enel– se fijan **objetivos de sostenibilidad** incluso más ambiciosos que los impuestos por la política; y luego está la contribución cada vez más importante de cada uno de los ciudadanos.

El crecimiento de la producción distribuida: el papel de los prosumidores



Es evidente el gran impulso de cambio procedente de millones de personas que se están convirtiendo cada vez más en protagonistas de su propio futuro energético, haciendo la transición a un mundo electrificado en sus hogares, empresas y comunidades.

Son los **prosumidores**, neologismo nacido de la fusión de productores y consumidores: al mismo tiempo, productores y consumidores de energía, dos papeles tradicionalmente separados pero que en el nuevo escenario de electrificación ya no se excluyen mutuamente

Pero **¿quiénes son los prosumidores?** Son ciudadanos y empresas que deciden instalar un sistema fotovoltaico o minieólico para producir electricidad para sus propias necesidades, vertiendo la energía sobrante a la red de distribución para que esté disponible para otros usuarios. Y pueden agruparse en comunidades energéticas, formadas por asociaciones de hogares, empresas y administraciones públicas que contribuyen conjuntamente a la instalación y uso de sistemas renovables, compartiendo la energía producida a través de la red de distribución.

En 2022, con **Enel Grids** conectamos un número récord de prosumidores y productores a nuestras redes, con una capacidad total de generación de 5,6 GW, en su mayor parte procedentes de plantas fotovoltaicas. En total, esto elevó la capacidad renovable a pequeña y mediana escala conectada a nuestras redes a 65,7 GW, y el número de prosumidores a 1,4 millones. De ellos, 1,2 millones están en Italia, con una capacidad total de más de 34 GW. Esperamos cifras aún mayores en 2023, a la luz de un crecimiento constante de la demanda.

Redes digitales, flexibles y resilientes

Pero nada de esto sería posible sin una profunda **transformación digital de las redes de distribución**, la verdadera tecnología facilitadora: las pequeñas y medianas centrales de generación se conectan directamente a la infraestructura de media y baja tensión. De hecho, la generación distribuida de electricidad exige superar el modelo de red centralizada al que hemos estado acostumbrados hasta ahora, según el cual la energía parte de las centrales eléctricas, pasa por las redes de transporte de alta tensión y finalmente llega a las redes de distribución que la llevan a los hogares. En la era del prosumidor, la energía entra directamente en la red de distribución, puede viajar en ambos sentidos (hacia las redes de transporte o hacia los consumidores), con grandes variaciones (de una estación a otra, de un día a otro, de una hora a otra) en la oferta y la demanda.

Si hoy la cuota de energía alimentada directamente en las redes de distribución es del 27 % en Europa, según los analistas de BloombergNEF este porcentaje alcanzará el 50 % en 2034. Una revolución que el Grupo está abrazando con éxito y liderando gracias también a **Grid Futurability®**, el enfoque industrial global a través del cual Enel Grids anticipa y satisface las necesidades de los *stakeholders* de la red a través de la transformación de las infraestructuras tradicionales en plataformas cada vez más resilientes, sostenibles e interactivas. Desde contadores inteligentes hasta dispositivos capaces de llevar la inteligencia al extremo.

Es la **digitalización** la que permite a la red gestionar flujos bidireccionales, adaptándose en tiempo real tanto a la producción de energía renovable como a las fluctuaciones de la demanda, para garantizar el equilibrio energético en todo momento. Esta capacidad de gestión avanzada también permite el desarrollo de nuevos modelos de negocio para los prosumidores individuales, creando incentivos adicionales para instalar energías renovables o sistemas de almacenamiento.

Sostenibilidad en todos los niveles

Mientras seguimos invirtiendo e innovando para hacer crecer las redes del futuro, no podemos olvidar que el objetivo último es la **electrificación limpia**, la forma de reducir las emisiones y combatir el cambio climático. Por ello, las propias redes deben diseñarse y explotarse teniendo en cuenta la sostenibilidad, para hacer posible un **futuro sin emisiones**.

Por eso aplicamos la lógica de la **economía circular** a nuestras redes, alargando al máximo el ciclo de vida de los componentes, reinsertándolos en la cadena de valor cuando es posible y reciclando las materias primas. Y trabajamos constantemente para extender el acceso a las redes del futuro incluso en las zonas urbanas y suburbanas actualmente excluidas, para que las oportunidades que ofrece la transición energética no dejen a nadie atrás.

22.- Red Eléctrica alerta sobre los problemas de gestión si las empresas no avisan del autoconsumo instalado.

economiadigital.es, 29 de marzo de 2023.

La CNMC confiesa que no existen datos oficiales sobre el consumo colectivo ni los vertidos a la red.

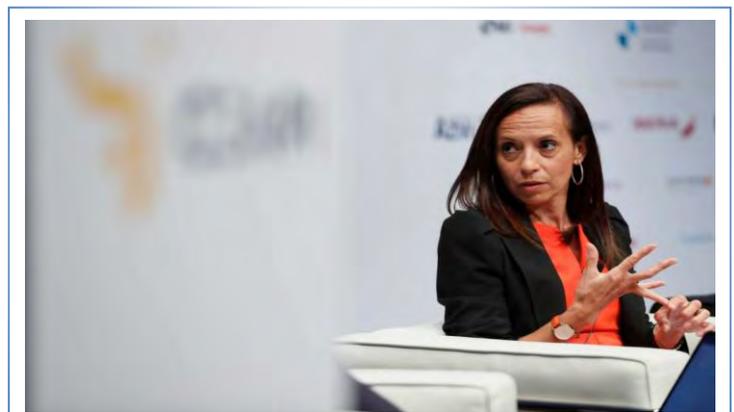
El ‘boom’ del **autoconsumo fotovoltaico** se ha convertido en una realidad. En un primer escenario, en las viviendas unifamiliares y la industria. El siguiente paso será el consumo colectivo con vertido a la red de manera masiva. Aunque esto, por el momento, se ha convertido en **un problema que preocupa a Red Eléctrica** con respecto a las cifras reales.

Así lo ha denunciado de manera pública la presidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y a Competencia (**CNMC**), **Cani Fernández**. En su reciente comparecencia en la Comisión de Asuntos Económicos, la máxima responsable del regulador ponía encima de la mesa un asunto bastante complejo con respecto a las instalaciones de consumo fotovoltaico.

«**Nosotros solo tenemos visibilidad de aquellas instalaciones de autoconsumo colectivo donde la generación y el vertido necesitan transitar por red; que eso es lo que nos ocupa con los peajes**», aseguró.

Leer más: [Reynés alza la bandera del autoconsumo: 2.700 clientes nuevos y negocio estratégico para Naturgy](#)

El melón que han abierto desde la CNMC con este asunto no es menor. Sobre todo, como se disculpaba la propia Cani Fernández, porque asegura que todos los datos que transitan por la red, desde la generación al que lo consume, «siempre van a ser transparentes y los vamos a publicar». En cuanto a todo lo demás, la presidenta del regulador se encoje de hombros.



La claridad es elocuente: «**No sabemos, ni tenemos el dato, y tampoco hay medio legal de exigirlo, sobre cuántas instalaciones de autoconsumo hay**», asegura la 'jefa' del regulador. Y añadía en la comparecencia que en todo momento están «hablando siempre con Red Eléctrica, que tiene el mismo problema; a ellos solo le notifican las instalaciones los distribuidores cuando están enganchadas a la red».

Número aproximados; problema real

Los datos que circulan, y los que maneja Red Eléctrica, es que **hay cerca de 280.000 instalaciones de autoconsumo**. Y de éstas, según declaran los distribuidores, solo habría 431 consumidores colectivos. «**Esto son datos que el propio gestor de la red no tiene confirmados**. Está en proceso, precisamente, de intentar clarificar cuál es la situación, porque es verdad que el autoconsumo se ha disparado».

Leer más: [La peligrosa realidad tras el boom del autoconsumo solar](#)

En este contexto, el verdadero problema que expone Cani Fernández es «**qué pasa si un día no hay sol donde todo es autoconsumo y hay que tirar de suministro, y Red Eléctrica no tiene visibilidad**». Por eso, asegura que tanto el gestor eléctrico como ellos está muy preocupado. «Queremos tener esa información para gestionarlo técnicamente y desde un punto de vista económico».

Las consecuencias económicas

Por lo que respecta a la cuestión económica, la presidenta de la CNMC recuerda que «en aquellos casos donde haya retraso en el autoconsumo, y se quiera hacer vertido a la red, en agosto se adoptó una norma que permite que con dos meses de retraso se pueda imponer después una compensación por retardo a los titulares de la instalación. Habrá que ver si de alguna manera con esa manera se puede resarcir un poco si se reclama».

Aunque por encima de todo, Cani Fernández asume que «**hay muchos problemas en la declaración de instalaciones**». Para ello, cuando detectan que son los distribuidores los que están bloqueando, se les hace un requerimiento de información. Aunque también hay problemas de que los distribuidores puedan estar sobrepasados por la demanda; o que exista una falta de documentación por parte del promotor.

23.- Endesa realizará este verano el proyecto de mejora ambiental del azud de Bembibre.

elbierzonoticias.com, 29 de marzo de 2023.

Las obras incluyen la naturalización del entorno del río para disfrute de los vecinos / Se construirá una escala para peces, que tendrá 24 estanques en 120 metros de ascenso, con una pendiente del 3 por ciento.



El azud del río Boeza en Bembibre experimentará una notable mejora ambiental con un proyecto que ejecutará Endesa, a través de su Unidad de Producción Hidráulica Noroeste, a lo largo del próximo verano. La alcaldesa de Bembibre, Silvia Cao, tras ser informada al respecto por el director de la citada unidad, José Antonio Galván, y el responsable de Obra Civil, Rafael Armas, ha apoyado la iniciativa, según indicaron fuentes de la compañía eléctrica, que aporta un mayor cuidado del medio natural y favorece el disfrute del entorno para los vecinos.

Puesto en servicio en 1963, el azud de Bembibre tiene una longitud de 168 metros, con una capacidad de vertedero de 1.328 metros cúbicos por segundo. Los trabajos que se realizarán en el mismo favorecerán la continuidad fluvial del Boeza a su paso por Bembibre, y será especialmente beneficioso para la fauna piscícola y para la gestión de los sedimentos que arrastra el río.

Actuaciones

Una de las actuaciones más destacadas será la construcción de una escala de peces, que contará con 24 estanques intermedios, por la que la fauna piscícola podrá ascender para rebasar el azud.

La escala tendrá una longitud de 120 metros, con una pendiente del 3 % y un caudal máximo de 2,14 metros cúbicos por segundo.

Además, Endesa demolerá parcialmente la toma actual, que sustituirá por otra que situará aguas arriba del azud y paralela al mismo, con rejas horizontales que evitarán atascos. También se instalarán dos compuertas de clapeta para la evacuación de caudales sólidos y se habilitará un aliviadero sumergido, que facilitará el paso de sólidos y prevendrá la sedimentación; este aliviadero podrá ser abierto durante las avenidas.

El proyecto, que estará concluido cuando termine el próximo verano, incluye igualmente la naturalización del río, con lo que ganará belleza el entorno fluvial y los vecinos podrán disfrutar más del Boeza.

Obra «muy demandada»

Para la alcaldesa de Bembibre, Silvia Cao, este proyecto «era muy necesario y demandado por nuestros ciudadanos. La verdad es que desde el Ayuntamiento estamos encantados con el proyecto, porque ya no sólo hablamos de la indispensable limpieza del azud, sino que Endesa va a llevar a cabo una serie de actuaciones que destacarán la zona no solo visualmente en lo que al entorno se refiere sino que, sobre todo, supondrán una mejora a gran escala de la flora y la fauna de la zona, mejorando, además, el discurrir de las aguas de nuestro río Boeza y evitando la acumulación de lodos y maleza». A su vez, la regidora dio las gracias a Endesa por «esta inversión que va a realizar en nuestro municipio acondicionando la zona para el disfrute de todas y todos los bembibrenses».

Por su parte, el director de la UPH Noroeste, José Antonio Galván, declaró que «nos alegra anunciar esta obra porque la mejora ambiental que supone será muy importante, y con ella ponemos de manifiesto el compromiso de Endesa con Bembibre y con toda la comarca. La orientación de Endesa hacia las energías renovables requiere un alto nivel de exigencia en la preservación del medio, y en este caso podrá verse».

Nos importan las PERSONAS,
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

Creemos en la NEGOCIACIÓN,
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

Trabajamos por un FUTURO mejor.
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nuclenor + SIE_Acciona Energía

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