

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Unidos somos más fuertes-MUCHA FUERZA PARA MI ISLA
BONITA LA PALMA

1.- Las renovables se alinean con el Gobierno y se plantan contra la etiqueta 'verde' para nuclear y gas.

epe.es, 13 de enero de 2022.

El sector se revuelve contra la pretensión de la Comisión Europea de incluirlas en el listado de inversiones sostenibles y alertan de que pondría en peligro la expansión de las renovables.

La **Comisión Europea** ha empezado a maniobrar para que la **energía nuclear y el gas natural sean consideradas verdes en el camino hacia la transición ecológica**. De momento no es una propuesta formal, Bruselas sólo ha dado un primer paso previo antes de formalizar su posición y empezar a negociar con la Eurocámara y con los 27 países miembro representados en el Consejo Europeo elevar a la categoría de inversiones sostenibles las realizadas en ampliar o consolidar el peso de la nuclear y el gas en la UE.

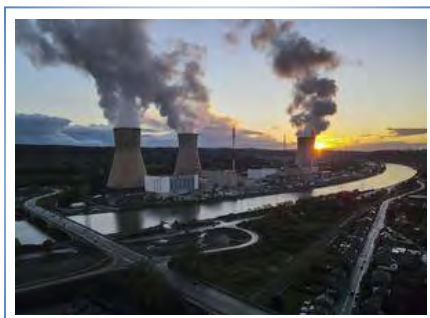
A la espera de los nuevos pasos, el debate dentro de la Unión Europea ya ha estallado. La Comisión Europea trata de contentar a las grandes potencias continentales, con **Francia** a la cabeza de los que defienden la etiqueta de verde para la nuclear y con **Alemania** defendiendo esa categoría para el gas natural como energía de transición necesaria para la imprescindible transformación energética hacia la descarbonización.

España ha mostrado abiertamente su rechazo frontal a la iniciativa de Bruselas.



El Gobierno, con la vicepresidenta **Teresa Ribera** como cara visible en esta tarea, ha sido contundente en su oposición a la propuesta primigenia de la Comisión sobre nuclear y gas. "Independientemente de que puedan seguir acometiéndose inversiones en una u otra, consideramos que no son energías verdes ni sostenibles", sentenció la vicepresidenta Ribera.

SE ABREN LAS NEGOCIACIONES



La Comisión Europea propone clasificar como "verde" la energía nuclear y el gas

La taxonomía verde es el sistema ideado por la UE para clasificar las inversiones entre sostenibles y las que no lo son para dar señales a las empresas que las orienten sobre dónde dirigir sus esfuerzos para favorecer la descarbonización. España califica firmemente de "paso atrás" la inclusión de **nuclear y gas natural** como parte de la taxonomía verde. "No tiene sentido y manda señales erróneas para la transición energética del conjunto de la UE", criticó Ribera.

Y en este empeño de dejar fuera de las inversiones sostenibles a nuclear y gas natural el **sector de las energías renovables** se ha lanzado a hacer frente común con el Gobierno. Las patronales de las energías verdes se han apresurado a alinearse con el Ejecutivo de Pedro Sánchez, alertando de que la propuesta de Bruselas retraería inversiones en renovables en el futuro y pondría en peligro su necesaria expansión para la descarbonización.

EN PELIGRO LA HOJA DE RUTA VERDE

Desde APPA Renovables, la asociación que agrupa a un centenar de empresas del sector de las energías verdes de todos los ámbitos, se alerta de que el plan de Bruselas pone en riesgo alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), la hoja de ruta del Gobierno para llegar a 2030 con un 74% de la electricidad producida por fuentes renovables.

CRISIS ENERGÉTICA



Choque entre la gran industria y las renovables por el precio de la luz en un 2022 crítico

“APPA Renovables apoya la posición de la vicepresidenta Ribera de oponerse a una propuesta [de la Comisión Europea] que, de llevarse a la práctica, ralentizará aún más el cambio hacia unas energías que han alcanzado su competitividad económica y son la única opción para alcanzar un modelo energético más sostenible y basado en recursos propios, tanto a nivel nacional como europeo”, argumenta la asociación.

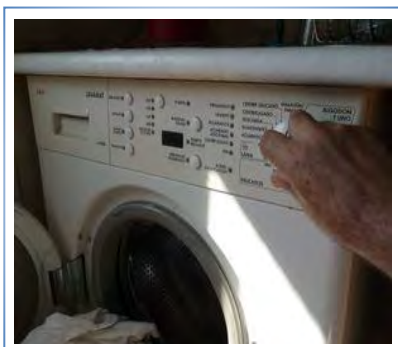
Desde el sector de las renovables se alerta de que el plan de Bruselas supondría un obstáculo en la expansión de las renovables. Según los datos de APPA, España ha disminuido en el período 2019-2021 su incorporación renovable conectada a red -excluyendo el autoconsumo- en un 45%: de 6.451 megavatios (MW) en 2019 a 3.558 MW en 2021. “Esta disminución nos aleja de la senda que necesitamos para alcanzar los objetivos y el cambio en la taxonomía europea supondría un nuevo varapalo para las inversiones del sector en un momento clave para impulsar la industria renovable nacional”.

“La Transición Energética debe basarse única y exclusivamente en las energías renovables”, reclama APPA. “Que nuclear y gas deban convivir con las energías renovables durante la Transición Energética y sean necesarias durante los próximos años no justifica, en modo alguno, que se pongan al mismo nivel que las energías renovables, tanto por razones medioambientales como de seguridad de suministro”.

CAMBIOS EN EL RECIBO DE LUZ

¿Por qué ahora vuelve a ser más barato encender la lavadora de madrugada?

Una posición que comparte plenamente la industria de la energía nuclear, que denuncia que la consideración como energías verdes para nuclear y gas restaría recursos a las fuentes “verdaderamente renovables”. La pretensión de Bruselas “alargará el periodo de transición hacia las energías limpias más de lo necesario. Está muy claro que el gas y la energía nuclear no son ecológicos”, critica José Donoso, director general de la **patronal fotovoltaica UNEF** y presidente del **Global Solar Council**. “La energía solar y otras fuentes renovables ya han alcanzado precios notablemente bajos, por lo que sólo debemos centrarnos en cómo aprovechar al máximo estas tecnologías verdaderamente limpias y maduras”.



Desde UNEF se subraya que la taxonomía busca restringir la etiqueta verde a proyectos respetuosos con el clima para hacer más atractivas esas inversiones a las empresas privadas y acabar con el *greenwashing* (la práctica de presentar actividades como respetuosas con el medio ambiente sin serlo). “Incluir el gas y la energía nuclear supondría restar recursos a las **fuentes verdaderamente renovables** en la fase más crítica y también frenaría la tan necesaria inversión en almacenamiento, hidrógeno, redes inteligentes y otras innovaciones que pueden permitir una mayor flexibilidad en la gestión de la demanda energética”.

2.- Los españoles apenas se pasan del mercado eléctrico regulado al libre pese a la escalada de la luz.

okdiario.com, 13 de enero de 2022.

Éxodo al mercado libre: 75.000 clientes se acogen a la tarifa plana de Naturgy ante el subidón de la luz. El precio de la luz sube este jueves por encima de los 215 €/MWh: un 139% más que hace un año. Un consumidor con tarifa regulada de la luz pagará este año un 15% más que en 2018.



Ni la escalada del **precio de la luz** en el **mercado regulado** ni las ofertas de las **eléctricas** para que los clientes se pasen al **mercado libre** están teniendo un efecto apreciable en los consumidores. Según fuentes del sector, las cifras de migración de un sistema a otro han sido muy bajas, lo que se explica por el desconocimiento, el **bono social**, las limitaciones de las compañías para hacer ofertas a sus clientes y la percepción de que la situación actual es temporal.

Aunque las cifras oficiales no se harán públicas hasta dentro de unas semanas, las fuentes consultadas cifran este traspaso de forma preliminar en torno a un 4% de los 11 millones de clientes del mercado regulado entre agosto y noviembre de 2021. Ahora bien, advierten de que puede haber variaciones entre unas y otras compañías. Las cuatro principales comercializadoras del mercado eléctrico son **Endesa**, **Naturgy**, **Iberdrola** y **EDP**.

Esta escasa migración sorprende dada la escalada del precio de la luz en el mercado regulado, el famoso **PVPC**, que ha llegado a picos de 400 euros el megawatio/hora; y aunque ha bajado a niveles de 215 euros, sigue estando **más de un 100% por encima del de la misma fecha de 2021**, en plena tormenta Filomena. Además, todas las eléctricas han lanzado **promociones que garantizan precios en torno a 60 euros el megawatio/hora** durante un año.

El fenómeno se explica por varios factores, según las fuentes consultadas. El primero es el desconocimiento de los propios clientes. Según la **CNMC**, el 60% de los españoles no sabe si está en el mercado libre o en el regulado, y el 22% ni siquiera es consciente de la potencia que tiene contratada en su hogar.

En segundo lugar, hay que tener en cuenta que los casi 600.000 beneficiarios del bono social tienen que estar obligatoriamente en el mercado regulado, por lo que no pueden cambiarse sin perder los beneficios de que disfrutaban (básicamente, una rebaja del 25% en su tarifa).

Las eléctricas no pueden hacer ofertas a sus clientes

En tercer lugar, la regulación del mercado eléctrico incluye una norma muy extraña, que prohíbe a las eléctricas hacer **ofertas** del mercado libre a sus clientes de mercado regulado. Pueden contactar con los clientes de la competencia, pero no con los suyos propios; tienen que ser ellos los que pidan el cambio *motu proprio*. Y eso limita mucho las migraciones potenciales.

Por último, las fuentes señalan que la mayoría de los consumidores considera que los altos precios actuales de la luz son un fenómeno **excepcional** y que tendrá una duración limitada, por lo que después volveremos a una situación más acorde con lo que era normal hasta el año pasado (por debajo de 40 euros el megawatio/hora).

Como estos clientes pagaban menos históricamente en el mercado regulado que en el libre, no quieren cambiarse porque creen que a medio plazo acabarán pagando menos que los 60 euros que ofrecen casi todas las compañías en la actualidad. Como sostiene una de las fuentes, «había que haberse cambiado al mercado libre hace meses con los precios que se ofrecían entonces». Pero entonces nadie adivinaba hasta dónde iba a llegar el PVPC.

3.- Red Eléctrica y Elewit buscan diseños innovadores para los apoyos de las líneas eléctricas de alta tensión.

ree.es, 13 de enero de 2022.

Lanzan un reto de innovación tecnológica para encontrar soluciones innovadoras para seguir impulsando la evolución y la modernización de estas infraestructuras. • La convocatoria, disponible para todo el ecosistema, estará abierta hasta el próximo 19 de abril. Madrid, 13 de enero de 2022 Red Eléctrica de España, operador y transportista del sistema eléctrico, y Elewit, plataforma tecnológica del Grupo, lanzan conjuntamente un reto de innovación tecnológica para buscar nuevos diseños para los apoyos de las líneas eléctricas de alta tensión (también llamados torres). Esta convocatoria estará abierta hasta el próximo 19 de abril para startups, centros tecnológicos, investigadores y profesionales de ingeniería y arquitectura. “Lanzamos este reto para seguir impulsando la continua evolución y modernización de las infraestructuras. Un paso adelante en el compromiso del Grupo Red Eléctrica para que sus instalaciones tejan redes de vida y generen un impacto positivo en las comunidades donde ofrecen un servicio esencial”, afirma Silvia Bruno, directora de Elewit. La red de transporte de electricidad en España cuenta ya con más de 44.500 km de circuitos de líneas de alta tensión que vertebran todo el país. Hasta el momento, para la construcción de los activos que componen la red se emplean diseños basados en el uso de apoyos metálicos de celosía sobre los que se sustentan los conductores eléctricos. “Queremos aprovechar todo el potencial que nos brindan las nuevas tecnologías y la evolución de los materiales para encontrar soluciones innovadoras con las que seguir impulsando la sostenibilidad de estas infraestructuras que son clave para hacer posible la transición ecológica en nuestro país”, añade María Soler, directora de Ingeniería y Construcción de Red Eléctrica de España. En concreto, el reto persigue la búsqueda de soluciones que, entre otros aspectos, empleen materiales reciclables y contribuyan a reducir su huella de carbono asociada su fabricación, instalación, mantenimiento y desmontaje al final de su vida útil. Del mismo modo, las propuestas deben poner el foco en el refuerzo de la seguridad de los profesionales que trabajan en las instalaciones y también contemplar vías para perfeccionar su integración en el paisaje. Originalidad y sostenibilidad Las propuestas que se presenten tendrán que ofrecer diseños aplicables a una o varias de las tensiones contempladas (400, 220, 132 y 66 kV) y deberán cumplir con los requerimientos mecánicos y eléctricos necesarios establecidos en el reglamento vigente. Del mismo modo, deberán probar la viabilidad de su instalación en áreas con diferentes características paisajísticas y orográficas.

4.- Ribera no ve "justificado" incorporar Stellantis a las inversiones de REE.

es.investing.com, 13 de enero de 2022.

Santiago de Compostela, 13 ene (.).- La vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, ha considerado este jueves que “no estaría justificado incorporar a la planificación de Red Eléctrica de España (MC:REE) para los próximos años el enganche de la fábrica de Stellantis en Vigo a la línea de Muy Alta Tensión (MAT).

La empresa ha reclamado en varias ocasiones la incorporación de este proyecto a las inversiones de la REE por lo que la ministra, en una rueda de prensa en Santiago de Compostela, ha confirmado que existe una “conversación” con la empresa para que “explique bien en detalle cuáles son sus argumentos” para dicha petición.

En todo caso, la ministra ha explicado que la planta gallega presenta unos “umbrales” que están “muy lejos” de cumplir los requisitos fijados para acceder a las inversiones de la REE, ya que la potencia que consume el polígono no llega al mínimo exigido en este tipo de infraestructuras mientras que hay otras factorías en las que “quizá esté mejor justificado” acceder a esa financiación.

Con todo, Teresa Ribera ha insistido en que se deben estudiar “otras alternativas” que puedan ser “beneficiosas” para la propia planta industrial de la ciudad de Vigo.



5.- La AIE alerta sobre tensiones energéticas en el mundo.

prensa-latina.cu, 14 de enero de 2022.

Viena, 14 ene (Prensa Latina) La Agencia Internacional de la Energía (AIE) alertó hoy sobre las tensiones que acosan al mundo en materia energética en particular en cuanto a redes eléctricas.



Un informe de esa entidad señala que el incremento de la demanda energética apreciada en los más recientes meses pone bajo tensión a los sistemas de redes eléctricas en todo el Planeta.

En un informe difundido en esta capital, el organismo internacional asegura que la ausencia de cambios estructurales rápidos en el sector, así como el aumento de la demanda estimado para los próximos años podrían resultar en una mayor volatilidad de mercado y emisiones elevadas.

Según los datos de la Agencia, el repunte económico en 2021 y un invierno más frío que los anteriores provocó durante el año pasado la demanda de electricidad elevada en seis por ciento.

Esta cifra es el mayor incremento interanual desde 2010, mientras que el consumo en términos absolutos se incrementó en mil 500 teravatios-hora (TWh), el mayor aumento desde que hay registros.

6.- El Gobierno abre dos convocatorias para proyectos piloto de comunidades energéticas.

idaes.es, 14 de enero de 2022.

Hasta el 1 de marzo.

Cuentan con un presupuesto conjunto de 40 millones para impulsar unos 40 proyectos innovadores de comunidades energéticas.

Forman parte del PERTE-ERHA y están dirigidas a proyectos que impulsen la innovación social y la participación ciudadana en renovables, eficiencia energética o movilidad eléctrica

El impacto social y de género, así como el carácter multi-componente e innovador de los proyectos, serán criterios de selección relevantes

14 de enero de 2022 - **El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)** ha abierto dos convocatorias de ayudas para proyectos piloto de comunidades energéticas (programa CE IMPLEMENTA), dotadas con 40 millones de euros, que impulsarán la innovación social y la participación ciudadana en renovables, eficiencia energética o movilidad eléctrica. Son dos de las primeras convocatorias del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA) y se espera que permitan la materialización de unos 40 proyectos de energías renovables, movilidad eléctrica y gestión de la demanda.



El BOE publica hoy las dos convocatorias de ayudas, cuyo plazo de presentación de solicitudes se iniciará el día 1 de febrero y permanecerá abierto durante un mes, hasta el 1 de marzo. Se integran en la componente 7 «Despliegue e integración de energías renovables» del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) para la ejecución de los fondos Next Generation EU, que identifica a las comunidades energéticas como un actor clave en la transición energética.

Dos convocatorias

El programa CE-IMPLEMENTA aspira a impulsar más de 40 iniciativas innovadoras de comunidades energéticas a través de dos convocatorias. La primera destina 10 millones a proyectos de pequeño tamaño, con los que se espera promover más de 21 iniciativas innovadoras, mientras que la segunda contempla 30 millones de euros para dar impulso a casi una veintena de proyectos de tamaño mediano o grande. En la convocatoria de proyectos de pequeño tamaño, la inversión no podrá superar el millón por proyecto, mientras que en la segunda todos deberán superar esa inversión.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) será el encargado de gestionar estas ayudas, que se otorgarán en régimen de concurrencia competitiva y cubrirán hasta el 60 % de los costes subvencionables del proyecto. Esta concurrencia priorizará, por una parte, proyectos multi-componente e innovadores, esto es, que integren instalaciones de diferente naturaleza, combinando energías renovables eléctricas, térmicas, eficiencia energética, movilidad sostenible y/o gestión de la demanda, con objeto de incentivar que se adopten soluciones en sectores más difíciles de descarbonizar. Por otra parte, se dará especial importancia al impacto social y de género de las comunidades energéticas, la inclusión de consumidores vulnerables como socios o miembros y el desarrollo de proyectos en municipios de reto demográfico y en los incluidos en los convenios de Transición Justa.

Proyectos subvencionables

Podrán beneficiarse de las ayudas aquellas entidades jurídicas, públicas o privadas, que fomenten la participación en el sector energético de actores que tradicionalmente no han participado en el mismo, mediante proyectos en cinco áreas de actuación:

- Energías renovables eléctricas
- Energías renovables térmicas
- Eficiencia energética
- Movilidad sostenible
- Gestión de la demanda

En el área de las energías renovables eléctricas serán elegibles actuaciones asociadas a biomasa, biogás u otros gases renovables, eólica, hidráulica y solar fotovoltaica. En renovables térmicas, se contemplan ayudas a los proyectos con aerotermia, biomasa, biometano, geotermia, hidrotermia y solar térmica.

En el ámbito de la eficiencia energética se incluye la mejora de la envolvente térmica. También son subvencionables proyectos de movilidad sostenible, como la adquisición de vehículos eléctricos y la implantación de infraestructuras de recarga.

Finalmente, en lo relativo a la gestión de la demanda se contemplan ayudas al almacenamiento detrás del contador, nuevos aprovechamientos de baterías vehiculares (segunda vida de baterías) o servicios de flexibilidad de la demanda.

Entre los costes subvencionables se incluyen los administrativos o de gestión de la solicitud y de justificación de la ayuda, la elaboración de los proyectos técnicos, los costes de redacción de los pliegos y los de ejecución de las obras, así como la inversión en equipos y materiales.

Las ayudas se otorgarán a través de una subvención a fondo perdido, que será percibida por el beneficiario, con carácter definitivo, una vez se verifique la ejecución del proyecto y se certifique la inversión. Al objeto de facilitar la financiación de los proyectos, se podrá anticipar el 80% de la ayuda concedida.

Energía verde, participación ciudadana y reto demográfico

Las comunidades energéticas son entidades que no buscan una rentabilidad financiera; se constituyen para impulsar y facilitar la participación activa de los consumidores en el sistema energético y mejorar la gestión de la energía mediante una gobernanza basada en la participación abierta y voluntaria de sus miembros. Asimismo, están controladas por socios con vinculación con el territorio, por lo que los beneficios medioambientales, económicos y sociales que aportan revierten de manera directa en el entorno en el que se constituyen.

Su impacto va más allá del sector energético, puesto que ayudan en la lucha contra el cambio climático y la pobreza energética y promueven mejoras sociales en la comunidad, por lo que son una figura especialmente interesante para los municipios de reto demográfico. Al estar cercanas al territorio, conocen sus puntos sensibles y las ventajas que pueden ofrecer, al tiempo que ayudan a dinamizar la actividad local, generar empleo y fijar población. Por ello, están alineadas con el compromiso del Gobierno por la transición justa y la lucha contra la despoblación.

Las comunidades energéticas pueden ser agrupaciones o cooperativas existentes, que entran en el ámbito energético, o nuevas creadas para ese fin; también proyectos colectivos, como agrupaciones ciudadanas que promueven un pequeño parque solar o eólico a las afueras de un municipio, u otros más integrales que combinen distintas tecnologías.

Asimismo, las comunidades energéticas permiten extender la cultura cooperativista al ámbito energético, tanto en la generación como en el consumo de energía, ya que quienes forman parte de ellas son, a su vez, productoras y consumidoras de su propia energía limpia, lo que redundará en una mayor democratización del sistema energético y en un importante ahorro para el consumidor final.

Las comunidades energéticas en el PERTE-ERHA

Estas convocatorias de ayudas para proyectos piloto responden al programa CE IMPLEMENTA del plan de impulso a las comunidades energéticas, dotado con 100 millones del PRTR. Asimismo, son dos de las primeras convocatorias del PERTE ERHA, un completo programa de instrumentos y medidas para desarrollar tecnología, conocimiento, capacidades industriales y nuevos modelos de negocio que refuercen la posición del liderazgo de España en el campo de las energías limpias.

EL PERTE ERHA movilizará una inversión superior a los 16.300 millones de euros, entre aportaciones del Plan de Recuperación y fondos privados. Con carácter general, el apoyo económico se otorgará mediante convocatorias de concurrencia competitiva para seleccionar los mejores proyectos.

Puede consultar la información sobre el PERTE-ERHA en este [enlace](#)

Toda la información del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia [aquí](#)

Más detalles sobre el paquete de impulso a las comunidades energéticas, [aquí](#)

7.- Barclays da un potencial del 51% a Iberdrola.

cincodias.elpais.com, 14 de enero de 2022.

Considera que el castigo a la acción está injustificado.



Enfrentarse a 2022 con más optimismo. En un contexto de subida de los tipos, el sector de las utilities se ve perjudicado. Pero, aunque es de esperar que registren un peor desempeño, no todas las empresas son iguales. Aquí los fundamentales juegan un papel destacado. Un buen ejemplo de esto es Iberdrola. El departamento de análisis de Barclays considera que el castigo sufrido por la acción no está justificado y reiteran su recomendación de sobreponderar y fijan como precio objetivo los 14,2 euros. Es decir, le otorgan un potencial del 51%, por encima del 11,58% que le otorga el consenso de Bloomberg.

"Creemos que la cotización actual no refleja las perspectivas de crecimiento de Iberdrola en segmento de las energías renovables. La compañía tiene margen para seguir expandiéndose hasta 2030", explican los expertos.

En contraste con el buen desempeño registrado por la compañía en el año de la pandemia, en 2021 Iberdrola corrigió un 7,61%, descensos que se prolongan en lo que va de 2022. Los expertos de Barclays consideran que el castigo sufrido por la compañía está injustificado. El pasado ejercicio la cotizada tuvo que hacer frente al fracaso de su propuesta de fusión con PNM, las acusaciones contra el consejero delegado y a la escasez de materiales para los recursos eólicos, todos ellos vientos en contra que acabaron pasando factura a su comportamiento en Bolsa. "Esperamos que en 2022 se disipen", remarcan. Desde el banco británico consideran que la firma tiene margen para desvincularse del pobre desempeño que registran los promotores de renovables independiente y se decantan por las empresas integradas en Europa como la firma española.

Como posibles catalizadores para los próximos meses los expertos apuntan al crecimiento de la cartera de proyector renovables que se actualizará a finales del trimestre. "Estimamos que podrían añadirse unos 5 GW de energía eólica marina a la cartera de proyectos. También esperamos que la adquisición de PNM Resources se elimine de las proyecciones para 2022", apuntan. Los expertos confían en que Iberdrola reitere su objetivo de crecimiento anual del beneficio neto de entre el 6-7% para los próximos cinco años. En ese escenario, desde Barclays esperan un crecimiento del beneficio por acción del 1,7% para el conjunto de 202, hasta los 0,59 euros tras eliminar la propuesta de consolidación de PNM Resources en el cuarto trimestre de 2021, lo que se traduce en menores costes de financiación netos. Para 2022 el beneficio por acción se situaría en los 0,64 euros.

8.- El equipo Ribera revisa la venta del almacenamiento de gas de Naturgy a un fondo español.

vozpopuli.com, 14 de enero de 2022.

La energética y Tset cierran estos días los detalles para que el proyecto gasístico de Las Marismas cambie de manos. Una operación que afecta a un activo regulado y que pasa el examen del Ministerio para la Transición Ecológica.

Naturgy y el fondo español Teset se reúnen en estas primeras semanas del año para la venta del proyecto gasístico de **Las Marismas**. Una operación que ya pasa el examen del equipo de **Teresa Ribera** al tratarse de un activo energético regulado por el Estado. Desde el Ministerio para la Transición Energética explican a **Vozpópuli** que están analizando la operación para ver qué “disposición normativa” se debe aplicar en esta venta.

Desde el sector insisten en que el acuerdo entre ambas partes está cerrado y que está pendiente de la luz verde de Ribera. La dificultad de su pacto es que la Administración tiene mucho que decir. Este proyecto se divide en tres concesiones que datan de **1998, 1989 y 1995** otorgada a la filial de Naturgy, **Petroleum Oil & Gas España**. Como recuerdan desde el sector, la Administración eligió a esta compañía por su capacidad, tanto técnica como económica importante, para gestionar el área de almacenamiento y el resto de la cadena de valor del gas natural que se producía en el estuario del Guadalquivir.



Por lo tanto, el cambio de manos de este activo debe pasar diferentes filtros. Entre la normativa aplicable se encuentra la **Ley 34/1998**, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que en su artículo 67 establece que las instalaciones de la red básica y redes de transporte referidas en su artículo 59 -entre las que se encuentran **los almacenamientos subterráneos básicos-**, requieren **autorización administrativa previa, sin perjuicio del régimen jurídico** aplicable a los almacenamientos subterráneos de acuerdo con el Título II de esta Ley, sobre exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

La operación, además del equipo de Ribera, también debe pasar el filtro de la **Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC)**. En su último informe, en julio de 2021, la CNMC aseguraba sobre este activo que el valor neto a 30 de septiembre de 2021 para el gasoducto de conexión del proyecto Marismas Occidental, debería ser 2,1 millones de euros en vez de 2,3 millones. “**Como consecuencia de lo anterior, habría que corregir la retribución reconocida a Naturgy para el año de gas 2021**”, comenta en su informe sobre el sistema gasista.

Los representantes del sector explican a este medio que este tipo de concesiones se adjudican a empresas como Naturgy que son “**actores relevantes en el país**” y que cuentan con intereses en otras áreas (mercado eléctrico y gasista español). “**Con Teset está por saber cuál es su interés real con este activo**”, matizan desde el sector.

Ribera tiene trabajo hasta verano

La revisión de esta operación se espera que se alargue durante el primer semestre de 2022. **Ribera y su equipo analizarán las condiciones del acuerdo de venta** de este activo regulado que ha permitido a Naturgy recibir un ingreso recurrente por parte de la Administración en estos 15 años.

El acuerdo entre ambas partes está cerrado por cerca de 10 millones de euros, como adelantaba este medio. **En las próximas semanas se cerrarán los últimos detalles de la venta y tanto Naturgy como Teset Capital anunciarán la operación**. El visto bueno de la Administración llegará semanas después de que ambas partes lo hagan oficial.

Naturgy contactó a finales de 2021 con los cerca de 30 trabajadores afectados en la venta para informarles de que la operación está cerrada y trasladarles la tranquilidad con respecto a este traspaso al fondo español con sede en Madrid. La operación ofrecerá nuevos capítulos en esta primera mitad del año. **Naturgy y Teset** han preferido no realizar comentarios sobre esta operación ante la consulta de **Vozpópuli**.

9.- Aspectos clave a tener en cuenta en el mercado europeo del gas para 2022.

elperiodicodelaenergia.com, 15 de enero de 2022.



El riesgo de un invierno frío, la incertidumbre en torno a las importaciones de gasoductos y los bajos inventarios de gas han preparado el escenario en toda Europa para otro año volátil por delante, con la posibilidad de que los precios del gas se disparen aún más y la escasez de energía afecte.

El continente ha estado en el centro de una crisis de oferta y demanda desde el año pasado, colocando la seguridad y la flexibilidad del suministro de gas, así como su papel en la transición energética, en lo más alto de la agenda de la UE.

Wood Mackenzie, ha publicado el informe *Europe Gas: 5 cosas a tener en cuenta en 2022*, destacando las áreas clave a observar que darán forma a los mercados de gas europeos y mundiales en las próximas décadas.

La disputa por el gasoducto Nord Stream 2

La puesta en marcha del controvertido gasoducto Nord Stream 2 que lleva gas ruso a Alemania ahora podría ser posterior al primer trimestre de 2022, lo que significa suministros rusos adicionales limitados durante el invierno. En condiciones climáticas normales y con bajas importaciones rusas, los inventarios de almacenamiento europeos caerán por debajo de los 15 mil millones de metros cúbicos (bcm) a fines de marzo, un mínimo histórico.

Los precios finalmente bajarán a medida que se acerque la primavera, pero los requisitos para recargar las instalaciones de almacenamiento serán altos, 20-25 bcm más que este año.

Kateryna Filippenko, analista principal de investigación europea de gas, dijo: "Sin importaciones rusas adicionales, la capacidad de rellenar el almacenamiento agotado y evitar que se repita la crisis del año pasado será limitada. Pero hasta ahora, Gazprom se ha mostrado reacio a poner más gas a disposición en las rutas existentes. Y la puesta en marcha de Nord Stream 2 sigue siendo la gran incógnita mientras Gazprom navega por las aprobaciones regulatorias. Las relaciones políticas siguen siendo frágiles a medida que las tropas rusas se acumulan a lo largo de la frontera con Ucrania.

"El clima frío en Europa podría exacerbar aún más la situación, agregando hasta 10 bcm a la demanda de gas durante el resto del invierno, empujando los niveles de almacenamiento a cero a menos que se suministre más gas ruso, y es posible que Europa tenga que recurrir al gas colchón para equilibrar el mercado. El clima invernal normal, incluso en Asia, y la visibilidad en la puesta en marcha de Nord Stream 2 harían bajar los precios, aunque la demanda de almacenamiento (y los altos costos de carbono) mantendrán los precios por encima de los 15 dólares estadounidenses por millón métrico de unidades térmicas británicas (mmbtu)".

Una política de almacenamiento estratégico de la UE apoyará el progreso, pero puede llevar varios años implementarla

En los dos últimos años se ha demostrado al máximo la importancia del almacenamiento de gas en Europa. En 2020, el almacenamiento pudo absorber un gran exceso de suministro, mientras que, en 2021, los precios extremadamente altos del gas desalentaron la inyección de gas durante el verano, lo que dejó a la región con inventarios históricamente bajos para el invierno.

Graham Freedman, analista principal de **European Gas Research**, dijo: “El clima excepcionalmente frío en el hemisferio norte podría volver a dejar a Europa con un déficit de suministro. Están surgiendo preguntas sobre la importancia de tener almacenamiento de gas en la combinación general de fuentes y cómo se debería recompensar a los operadores y propietarios de almacenamiento en el futuro.

“Una nueva política de almacenamiento estratégico de la UE requerirá una revisión de las regulaciones que varían significativamente de un país a otro. Lugares como Italia y Hungría ya tienen estrategias bien establecidas para abastecer el mercado en caso de escasez de suministro, otros no. Por lo tanto, se requiere un marco para garantizar la coherencia en toda la industria”.

Los contratos pueden brindar seguridad de suministro, pero se necesita un compromiso a largo plazo

En la última década, Europa se ha alejado de los contratos a largo plazo vinculados al petróleo hacia los precios centrales y el mercado al contado. Pero la crisis actual ha demostrado que este camino puede tener inconvenientes: la seguridad y la asequibilidad del suministro son los principales que podrían afectar a la región.

Alrededor de 49 bcm de contratos de importación en Europa vencerán este año. De estos, 21 bcm serán contratos rusos por tubería. Algunos de estos no se ampliarán, como el contrato de 10 bcm de **PGNIG** con **Gazprom** a medida que Polonia se aleja del gas ruso.

“Con la posible puesta en marcha de Nord Stream 2, es posible que veamos algunos nuevos contratos a largo plazo firmados a lo largo de la ruta del oleoducto. Las posibles preocupaciones sobre la exposición a largo plazo a Rusia, junto con las preocupaciones provocadas por la crisis sobre la seguridad y la diversificación del suministro, pueden empujar a más jugadores hacia la contratación de GNL”, dijo Penny Leake, analista de investigación de investigación europea de gas.

“Tanto los contratos indexados al petróleo como Henry Hub más GNL a largo plazo tendrán un descuento considerable con respecto a los precios al contado locales hasta 2025/6, lo que los convierte en una opción atractiva para los jugadores europeos. Pero las negociaciones sobre los precios y las estructuras de estos contratos serán complicadas. Las empresas de servicios públicos deberán comprometerse con un contrato de duración a largo plazo si quieren aprovechar la prima actual del precio al contado, lo que podría resultar riesgoso”.

Aumento de la oferta producida localmente

La crisis energética ha llamado la atención sobre la importancia de la producción nacional y la perspectiva de que Europa necesite gas durante las próximas décadas. Los precios récord empujaron a los productores de gas a priorizar los desarrollos de gas que pueden brindar flexibilidad inmediata, y la perspectiva de un mercado de gas ajustado en los próximos años puede reactivar las inversiones en nuevas opciones de suministro de gas.

Conner McKinney, investigador asociado, European gas research, dijo: “Algunos operadores pueden ver este momento como ‘ahora o nunca’ para sus proyectos, particularmente inspirados por la posibilidad de precios altos. Los paquetes de impuestos temporales ofrecidos en Noruega el año pasado alentarán a más FID, incluidos King Lear, Asterix, Dvalin North y Linnorm. El objetivo también será maximizar la producción flexible a través de mayores permisos para Troll y Oseberg, y algunos operadores pueden priorizar las ventas de gas sobre la reinyección de gas, como Equinor en Gina Krog.

“Si bien los nuevos FID son más inciertos debido a las presiones de ESG en el Reino Unido, la rigidez sostenida del mercado que se espera durante los próximos años puede afectar la toma de decisiones en otras partes de Europa. En Rumania, el progreso hacia la FID para el proyecto gigante Neptun Deep se ha retrasado desde 2019, sobre todo por el deterioro fiscal y regulatorio. Tiene el potencial de producir más de 6 bcm al año en meseta y transformar a Rumania en un exportador neto de gas. Pero para que esto se materialice, se requieren mejoras fiscales y regulatorias. La perspectiva prolongada de precios altos podría alentar aún más al gobierno de Rumania a acelerar el cambio”.

La generación de energía a gas se considerará una inversión transitoria en la taxonomía de la UE.

A fines del año pasado, la Comisión Europea publicó una nueva propuesta de taxonomía de la UE que clasifica las centrales eléctricas de gas eficientes e ininterrumpidas como inversiones de transición, lo que podría ser un momento de la verdad para la industria mundial del gas. Los asesores expertos tienen hasta el 21 de enero para proporcionar comentarios que puedan dar lugar a cambios en el texto propuesto.

“Tal como está, los inversores financieros y no financieros podrán aumentar su ‘puntaje verde’ empresarial invirtiendo en gas, incluso fuera de Europa. La divulgación será clave”, dijo Claire Spencer, investigadora asociada de investigación europea de gas. “Otros países que desarrollen taxonomías similares se animarían a incluir también el gas, particularmente en los mercados asiáticos donde el carbón aún domina. Sin embargo, el reconocimiento de la UE de las centrales eléctricas de gas como una inversión transitoria no es una panacea para la industria del gas”.

Wood Mackenzie predice que los precios del gas deberán bajar para adaptarse a una mayor inversión en el uso del gas. El límite de emisión de CO2 propuesto de 270 gramos por kilovatio-hora para las instalaciones que cuenten con un permiso de construcción para 2030, junto con el compromiso de usar al menos un 30 % de gas renovable o bajo en carbono para 2026 y un 100 % para 2035, significa que el uso del gas natural convencional tendría que reducirse con el tiempo si una central eléctrica alimentada con gas se clasificara como ‘transicional’. El uso constante de gas natural en la UE está destinado a disminuir, incluso si la UE clasifica las inversiones en plantas alimentadas con gas como inversiones transitorias.

10.- La CHE recuperará otras 19 centrales hidroeléctricas antes del 2027 al caducar la concesión.

heraldo.es, 16 de enero de 2022.

En los próximos años volverán a titularidad del Estado varios saltos en Nuévalos, Panticosa, Salinas, Seira o Añón, mientras que los más grandes seguirán en manos de las eléctricas hasta el 2061. Los ayuntamientos afectados por las primeras reversiones dan por perdida la batalla judicial para obtener alguna compensación.

La central hidroeléctrica de Lafortunada-Cinqueta, la más grande revertida hasta ahora a la CHE. **Rafael Gobantes**



La **Confederación Hidrográfica del Ebro** recuperará para el Estado la concesión de otras 19 centrales hidroeléctricas en la cuenca hasta el año 2027, continuando con el proceso iniciado en 2013 para extinguir el derecho de una serie de aprovechamientos construidos en el siglo pasado y que estaban en manos de compañías eléctricas.

Entre las centrales que en los próximos años pasarán a ser de titularidad pública figura la de La Requiada, en el río Piedra, en el municipio de **Nuévalos**, cuyo expediente se encuentra en tramitación. La concesión, de Hidroeléctrica de Piedra S. L. U., acabó el 24 de enero de 2021.

Están próximas a caducar las de Morana y Morca (**Añón de Moncayo**), ambas en el río Huecha. **La concesión es actualmente de Acciona, pero se extinguirá en 2022 y 2023, respectivamente.**

En 2024 se restituirá la de Salinas, un salto auxiliar de **Lafortunada**-Cinca, en el río **Cinca**; y un año después la de Argoné (**Seira**), en el Ésera. Ambos pertenecen también a Acciona, que en 2027 deberá entregar el de Baños de Panticosa, en el río Caldares.

Además de estas centrales aragonesas, hay otras en la cuenca del Ebro, en **La Rioja, Burgos, Navarra, Lérida y Cantabria**. En total, según la CHE, caducan 19 concesiones en el periodo 2019-2027. La lista incluye otras dos, San José (**Graus**) y El Ciego (**Estada**) que eran explotadas por la empresa química Hidro-Nitro de **Monzón** a través de un **contrato de arrendamiento con un plazo de 75 años**, que expiró en 2019. Las instalaciones pasaron entonces como bien patrimonial a la CHE, encargada de su explotación.

Los grandes saltos, en manos privadas hasta 2061

Las centrales hidroeléctricas más grandes de la cuenca del Ebro seguirán todavía varias décadas en manos privadas. Las concesiones de **Mequinenza**, Ribarroja o Moralets no se extinguirá hasta el 2061, y en el horizonte del 2042 está otro salto importante, el del embalse de **El Grado**.

La explicación de por qué la mayoría de los aprovechamientos caduca en 2061 hay que buscarla en la entrada en vigor de la ley de Aguas en 1986. **Esta fijaba un plazo máximo de concesión por primera vez de 75 años**, de forma que las centrales que tenían concesión a perpetuidad, por 100 años o sin plazos amparándose en legislaciones anteriores, no caducan hasta el 2061.

Mequinenza no solo es una de las centrales hidroeléctricas más grandes del Ebro sino del país. Propiedad de **Endesa** Generación, se puso en marcha en la década de los 60, de forma que cuando finalice la concesión habrá pasado un siglo. Tiene una potencia de 326 Mw. Más grande es la de Estangento Sallente, en Lérida (446 Mw), con la misma fecha de caducidad, así como la de Moralets (221 Mw), **en el municipio aragonés de Montanuy, y la de Ribarroja (262), a caballo entre Aragón y Cataluña.**

MÁS INFORMACIÓN

La DGA se suma a los municipios en el frente judicial por la reversión de los saltos eléctricos

La CHE niega ahora compensaciones a los municipios por los saltos hidroeléctricos

El proceso para recuperar las concesiones en manos de Endesa, Acciona o Iberdrola empezó en 2012. **La primera en revertir al Estado fue la de El Pueyo**, en **Panticosa**, un año después. En 2017 se sumó la de **Campo**; y en 2018, las de Barrosa y Urdiceto (**Bielsa**). Más complejo fue el proceso para devolver al Estado Lafortunada-Cinqueta (**Tella-Sin**), una de las de mayor potencia del Pirineo. **Al entonces Ministerio de Medio Ambiente se le pasaron los plazos en la tramitación del expediente.** Caducó transcurridos 18 meses sin dictar una resolución, lo que en su día se interpretó como falta de voluntad política para recuperar las concesiones hidroeléctricas. Hubo de empezar de cero y el proceso no se completó hasta el 2020, 13 años después de la fecha de caducidad.

La central estuvo parada un año. Volvió a producir después de que la Confederación firmara un contrato para que Acciona se hiciera cargo de su explotación, la misma firma que lleva Barrosa y Campo. Y es que la gestión de las centrales revertidas recae en la CHE, que es su titular, **aunque el mantenimiento y el manejo de las incidencias se externalizan a las empresas**, mientras que la venta de la energía en el mercado eléctrico se realiza mediante la contratación de un representante autorizado.

Las primeras reversiones acabaron en los tribunales. La Diputación de Huesca y los ayuntamientos afectados defendían su derecho a obtener compensaciones considerando que los tendidos eléctricos, los canales y las tuberías discurren por montes de titularidad municipal. El caso llegó a la **Audiencia Nacional** y tras su desestimación se interpuso un recurso de interés casacional en el **Supremo**. **Pero todos los fallos han sido favorables a la Confederación, y las entidades locales dan la batalla legal por perdida.**

No solo no obtendrán beneficios sino que verán mermados sus ingresos anuales en miles de euros, al estar exenta la CHE del pago del Impuesto de Actividades Económicas (IAE) que sí grababa a las empresas en la explotación de los recursos hidroeléctricos.

Bielsa exige demoler las que queden sin uso

Todas las centrales recuperadas desde 2013 son explotadas por la Confederación Hidrográfica del Ebro, salvo la de Urdiceto, en Bielsa, **cuya viabilidad está actualmente en estudio**. Los procesos administrativos de extinción deben determinar si el Estado sigue explotándolas como lo hacían las eléctricas o si lo conveniente es no revertir, al resultar inviable su mantenimiento, bien por razones económicas o medioambientales. **En estos casos la CHE exigiría la demolición de las infraestructuras localizadas en el dominio público hidráulico.**

*El ibón de Urdiceto, represado, donde está la central hidroeléctrica revertida y cuya viabilidad se estudia ahora. **Ayuntamiento de Bielsa***



Otro ejemplo es la central de Ecay (Navarra), cuya resolución de extinción en 2020 determinó que **no procedía la reversión por estar en la Red Natura 2000** y no ser rentable económicamente.

El alcalde de Bielsa, Miguel Noguero, pedirá que se aplique la normativa y se proceda a la demolición de las instalaciones de Urdiceto si esta no vuelve a arrancar. Se trata de **un ibón situado a 2.400 metros** que, como tantos otros en el Pirineo, fue represado para su aprovechamiento energético. Allí siguen el muro de hormigón y la central.

Hace 15 años se acometió un ambicioso plan de limpieza de los ibones afectados por antiguas construcciones hidroeléctricas. **Once lagos de alta montaña se libraron del cemento y el hierro gracias a un convenio** en el que participaron Endesa, la Fundación Ibercaja, el Gobierno de Aragón y los ayuntamientos de **Canfranc, Sallent de Gállego**, Panticosa, Bielsa y Montanuy. Se actuó en los ibones de Ip, Arriel, Respomuso, Campoplano, Azul Bajo, Bachimaña, Bramatuero, Brazato, Marboré, Llauset y Urdiceto. En este se retiraron restos de viejas edificaciones y elementos utilizados en la construcción, pero quedaron las instalaciones usadas para seguir produciendo energía hidroeléctrica. **"Si ese ya no va a ser su uso, queremos que Urdiceto se restituya a su estado original"**, señala Noguero.

Bielsa es uno de los municipios que más ha luchado para conseguir compensaciones por la reversión. Litigó pero renunció a los recursos tras las sentencias en contra. **Ahora la esperanza está puesta en la vía política**. Una de las soluciones pasa por obtener algún beneficio de la ocupación de monte público cuando la CHE ceda la explotación a una empresa, considerando además las servidumbres que soporta el caudal del río.

El Ayuntamiento se ha negado a otorgar licencia de obras para mejoras en la central de Barrosa con el argumento de que **no consta autorización de ocupación del monte de su propiedad, una vez revertida**. "No negamos que las instalaciones ahora sean de la CHE, pero el suelo por el que pasan las tuberías es del municipio", defiende Noguero.

El Instituto Aragonés de Gestión Ambiental (Inaga) está tramitando actualmente un expediente que **valora la ocupación en 17.000 euros al año, y es solo sobre un 20% de los terrenos**. El proceso está por concluir, pero el alcalde lo valora como "un gran paso". "Si seguimos adelante, al menos nos compensará lo que hemos perdido", señala en referencia al IAE que han dejado de ingresar.

11.- Repsol y Uber se alían para avanzar en movilidad eléctrica.

energias-renovables.com, Lunes, 17 de enero de 2022.

La petrolera y la multinacional del alquiler de vehículos con conductor han sellado "un acuerdo estratégico para acelerar la transición de los conductores de Uber hacia una movilidad eléctrica". Según los términos del acuerdo publicados por Repsol, la compañía energética suministrará electricidad de origen cien por cien renovable a los conductores Uber de vehículos VTC y taxis que sean 100% eléctricos e híbridos enchufables. Uber quiere ser cero emisiones en 2040. Ese año pretende que sus vehículos, repartidos por 10.000 ciudades de los cinco continentes, no emitan ni un gramo de CO2.

Uber se ha comprometido a que en 2025 el 50% de los kilómetros medios se realice con vehículo eléctrico en siete capitales europeas, entre ellas Madrid, y que para 2030 el 100% de sus viajes sean eléctricos en Estados Unidos, Canadá y Europa. Además, en 2040 Uber quiere ser una plataforma de movilidad cero emisiones, en 10.000 ciudades y seis continentes, con el 100% de los viajes realizados por vehículos cero emisiones. Pues bien, en virtud del convenio ahora publicado, convenio que comienza en Madrid y se irá extendiendo por otras ciudades del país, los conductores de Uber que dispongan de un vehículo eléctrico o híbrido enchufable podrán acudir a los puntos de recarga eléctrica situados tanto en las estaciones de servicio de **Repsol** como en toda la red de recarga pública de que dispone la compañía multienergética en España. Así, los conductores de VTC y taxi de Uber dispondrán de un descuento de hasta el 21% en los contratos de suscripción de suministro de electricidad de Repsol para recargar en la red de infraestructura de recarga pública de Repsol.

La petrolera repasa la geografía de sus puntos de recarga

Repsol declara ahora mismo "más de 2.000 puntos de recarga operativos, de los cuales más de 350 puntos son de acceso público, entre los que se incluyen más de 100 de carga rápida, la mayoría situados en estaciones de servicio". A estos más de 350 puntos de acceso público se sumarán -añaden desde la petrolera- los más de 300 puntos de carga rápida ya instalados en las estaciones de servicio de la compañía. Todos los puntos de recarga eléctrica de Repsol tienen la garantía de que el origen de la electricidad es 100% renovable. Además, Repsol está trabajando en un plan de despliegue de puntos de recarga públicos en sus estaciones de servicio, que implica disponer más de 1.000 puntos de recarga rápida y ultrarrápida a finales de 2022 o, lo que es lo mismo, un punto cada 50 kilómetros.

A esta red hay que sumarle la primera estación de recarga para vehículos eléctricos que incorpora almacenamiento de **energía a partir de baterías de segunda vida** en España, situada en la N-I a su paso por la localidad guipuzcoana de Tolosa, y las dos primeras instalaciones de carga ultrarrápida de la Península Ibérica, instaladas en 2019 en las estaciones de servicio de **Lopidana** (Álava) y **Ugaldebieta** (Vizcaya). El objetivo de Repsol es que los principales corredores del país cuenten con estaciones Repsol "con al menos un punto de carga rápida con conectores compatibles con cualquier tipo de vehículo eléctrico, siempre operativos".



Asimismo, y gracias al acuerdo, los conductores de Uber tendrán acceso a una solución integral de recarga en su domicilio "con un precio competitivo" (Repsol no aclara más en su comunicado), dos recargas gratuitas al mes en los puntos de recarga públicos y un 50% del precio de recarga en saldo Waylet, la aplicación de pago de Repsol, para todos aquellos que contraten la tarifa eléctrica para el hogar de Repsol.

Además, dicha solución integral incluye asesoramiento, instalación del punto de recarga eléctrica en casa, mantenimiento, operación del punto y siempre con la garantía que el origen de la electricidad es 100% renovable.

12.- Ribera hace un llamamiento global a acelerar la transición energética incluso por encima de lo programado.

energias-renovables.com, Lunes, 17 de enero de 2022.

La vicepresidenta y ministra para la Transición Energética y el Reto Demográfico de España, Teresa Ribera, ha presidido este fin de semana la duodécima asamblea de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena), lugar desde el que ha hecho un llamamiento al despliegue (de energías renovables) "masivo, generalizado, ágil, rápido, por encima incluso de lo que teníamos programado en materia de transición energética". Ribera ha alertado sobre el riesgo que corremos, en caso de no acelerar esa transición, de experimentar "regresiones puntuales" que se materialicen "en el retorno a los combustibles fósiles más pesados, más intensivos de CO2". Irena es una agencia mundial a la que están adheridos 167 estados de los cinco continentes.

Ribera, que ha detentado la presidencia de la décima segunda asamblea de Irena, celebrada en Abu Dabi, ha intervenido de forma telemática por las restricciones sanitarias impuestas por la pandemia. La ministra española para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha destacado el que, a pesar de las difíciles circunstancias, "hemos vivido con enorme satisfacción el hecho de que la presencia de energías renovables, fotovoltaica y eólica, no haya dejado de crecer". En 2020, último ejercicio con datos, la instalación global de renovables creció un 50%, con unos 260 GW. La vicepresidenta ha aludido a la escalada de precios que han experimentado algunas materias primas en los últimos meses, escalada que asocia al hecho de que, "en muy poco tiempo, grandes economías del mundo pedían simultáneamente las mismas materias primas, los mismos recursos (...), pulso económico que ha generado tensiones en algunos de los mercados de materias primas más relevantes, como puede ser el del gas".

Teresa Ribera, presidenta de la Asamblea de la Agencia Internacional de las Energías Renovables:

"si no aceleramos nuestros procesos de transición energética y apostamos por la eficiencia y por las renovables, podemos volver a vivir cuellos de botella como los que se están sufriendo en este momento o, incluso, desgraciadamente, regresiones puntuales que nos hacen pensar de nuevo en el retorno a los combustibles fósiles más pesados, más intensivos de CO2 (...). Es ocasión, por tanto, de hacer un llamamiento al despliegue masivo, generalizado, ágil, rápido, por encima incluso de lo que teníamos programado en materia de transición energética, en materia de penetración de energías renovables"



En ese sentido, la ministra se ha manifestado convencida de que "el interés, el apetito inversor de grandes y pequeños, la participación a través de comunidades energéticas locales, del despliegue masivo de techos solares o de soluciones renovables asociadas a la penetración creciente de la movilidad eléctrica son algunas de las claves que no nos deben dejar llevar por otros derroteros en este momento".

Y ha añadido que "la solidaridad internacional al respecto, la participación y la colaboración para el despliegue y la innovación en aquellas tecnologías que no estando todavía maduras serán las que nos den las respuestas de mañana y pasado mañana".

Hitos

Ribera ha puesto en valor la labor de los 167 estados miembro de Irena, de su compromiso con la aceleración de la transición energética y de su influencia en la lucha internacional contra el calentamiento global. "Me gustaría señalar lo impresionada que estoy por todos los logros alcanzados por la Agencia y los miembros de Irena a pesar de los retos a los que nos seguimos enfrentando".

La presidenta de la asamblea de la Agencia considera que Irena va "un paso por delante en la toma de conciencia de los retos que tenemos por delante, y de comprender lo que hay que hacer para cumplir con nuestros imperativos y encaminarnos hacia la sostenibilidad y la resiliencia", y ha animado a las naciones a perseverar: "sigamos estando un paso por delante y demos un salto hacia la senda de los 1,5 grados" (en alusión al objetivo del Acuerdo de París).

Teresa Ribera, presidenta de la asamblea de Irena: "cuento con todos vosotros para que juntos podamos seguir avanzando y las energías renovables cambien la geopolítica a un mundo de paz, estabilidad, de progreso y de desarrollo"

La vicepresidenta ha cedido la presidencia de la Asamblea de Iren a Alexandra Hill Tinoco, ministra de Asuntos Exteriores de El Salvador, y ha agradecido sus importantes contribuciones a los vicepresidentes de la undécima Asamblea, Albania, Costa Rica, Ghana e India.

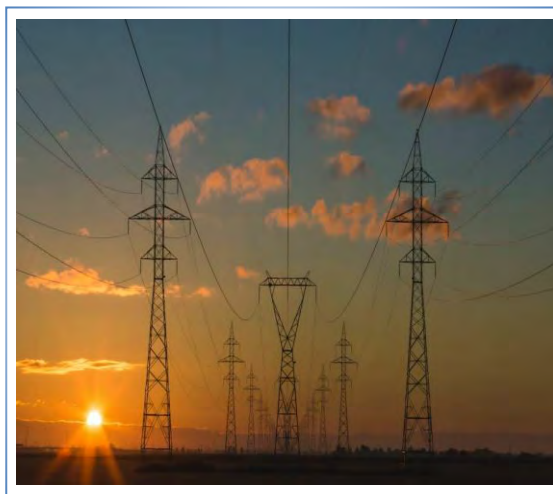
13.- ¿Qué recorrido alcista tienen Iberdrola y Endesa en el Ibex?

estrategiasdeinversion.com, 17 de enero de 2022.

Las dos eléctricas comienzan el año como lo dejaron con recortes acumulados, pero su cuantía no es de envergadura. En un año en el que las utilities no se encuentran entre lo más recomendado los primeros analistas en pronunciarse ya dejan un margen de recorrido al alza para las dos compañías energéticas en este 2022.

Dice Renta4 en sus previsiones para este año que **uno de los factores para sobreponderar el Ibex** y asentar la recuperación en los mercados iría de la mano **del menor riesgo regulatorio que presentan las utilities tras un complicado 2021**. La subida del precio de la luz está en la base de todo, con que al final parecen haberse quedado en tablas tras los órdagos, con las nucleares de por medio, lanzadas desde las compañías.

Ahí estaban tanto **Iberdrola** como **Endesa** como las grandes damnificadas mientras **Naturgy (Gas Natural)** se mantenía al margen ante los movimientos con OPA incluida en su accionariado, que todavía están lejos de terminar. Tras un ejercicio más que fallido, ambas comienzan el año con descensos, aunque no de cuantía.



En concreto Endesa retrocede en lo que va de año en mayor medida que Iberdrola: **Cede un 5% frente al 3% que cae la eléctrica que preside Sánchez Galán**. Recorrido a la baja, que sin embargo no se proyecta en el último mes, con apenas recortes acumulados del 1,62%. Incluso en el caso de Iberdrola, en el último mes se imponen los avances, aunque son claridad, con alzas del 2,24% **sin lograr recuperarse hasta los 10 euros por título**.

14.- Carmen Godia vende el 1% de Naturgy al fondo IFM y aviva la batalla por el control.

vozpopuli.com, 17 de enero de 2022.

El fondo australiano IFM y la Caixa mantienen una disputa por el control de la empresa eléctrica.

Carmen Godia, socia de **Isidre Fainé** y Francisco Reynés, **ha traspasado su 1% de Naturgy al fondo australiano IFM**, declarado enemigo por el consejo y **por el 'holding' financiero de La Caixa**. Esta venta **agrava la batalla por el control de la energética**, después de que fuera rechazada la oferta pública de adquisición (opa) parcial sobre el 22,65% del capital por el consejo de administración y por la entidad financiera.

Godia, una de las grandes fortunas catalanas, ha vendido este paquete accionarial de casi 10 millones de acciones a entre 23 y 24 euros por título, según informa este lunes 'El Confidencial'.

El montante de la operación ha alcanzado unos 200 millones de euros y supone la mayor compra de acciones de IFM. El fondo australiano sigue aumentando su peso en la empresa eléctrica, que cuando finalizó la opa se situaba en un 10,88%, y actualmente se aproxima al 13%, lo que le acerca a disponer de **un puesto en el órgano de gobierno de Naturgy**.

La intención del 'private equity' era llegar hasta el 22,65%, pero la oposición de La Caixa impidió conseguir esta meta, después de que la entidad bancaria diera orden de barrer el mercado para elevar su participación hasta el 29,99%, desde el 25% anterior, según explica el citado medio.

15.- Naturgy pulveriza récords y roza los 30 euros por acción en la resaca de la opa de IFM.

economiadigital.es, 17 de enero de 2022.

Desde el cierre de la operación, el fondo australiano no ha zanjado el interés por la compañía y la acción de la energética que preside Francisco Reynés ha subido un 35%.



Contra todo pronóstico, **Naturgy salió de la opa de IFM subiendo en bolsa** y, a día de hoy, su rally alcista no ha terminado. Este lunes, la **acción de la energética que preside Francisco Reynés ha cerrado en 29,80 euros**, lo que supone el máximo histórico de la empresa.

Leer más: **IFM paga un sobrepago de hasta el 15% para llegar a los dos consejeros de Naturgy**

El fondo australiano IFM lanzó **una opa por hasta el 22,69% del capital de Naturgy** a un precio de 22,07 euros por acción.

Francisco Reynés, presidente de Naturgy. EFE



Sin embargo, el cierre de la operación en octubre, con el que solo alcanzó el 10,8% del capital, no ha dado por zanjado el interés de IFM por la compañía, que ha optado por seguir comprando en el mercado títulos de la empresa.

Desde entonces, la acción de **Naturgy** ha subido un **35%** y la compañía ha logrado colarse en el ranking de los valores más alcistas del selectivo. De hecho, la propia demanda que genera IFM es uno de los factores que mantiene la acción de la energética catalana al alza, beneficiada del impulso pandémico del precio del gas.

Caber recordar que en la oferta pública de adquisición lanzada hace casi un año, concretamente el 26 de enero de 2021, el fondo australiano solo alcanzó el 10,8% del capital de la gasista, frente al rango que pretendía a **entre un 17% y un 22,689%**, en plena pugna con su primer accionista, Critería.



De momento la coyuntura parece que no los acompaña, en un año que puede estar marcado, con permiso de ómicron y ante la incertidumbre de posibles nuevas variantes que dismantelen las previsiones económicas, por las cíclicas en medio de la recuperación, con lo que su carácter defensivo, no acompaña. Aun así, en este inicio de 2022 **desde Bank of America atribuyen a ambas energéticas potenciales de revalorización más allá del 20%.**

En concreto **la firma americana elige a Iberdrola como una de sus preferidas de Europa.** Considera que varios de sus puntos fuertes proceden de sus fundamentales subyacentes sólidos, de una valoración que considera razonable y de su componente defensivo. E incluso destaca su carácter renovable entre las empresas meramente del sector, porque está menos expuesta a las subidas de tipos, entre otros.

16.- Iberdrola invertirá 22.500 millones en energía eólica tras ganar una “megasubasta” en Escocia.

lavanguardia.com, 17 de enero de 2021.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La compañía desarrollará proyectos con capacidad para suministrar energía a 8,5 millones de hogares a partir del 2030.

La expansión internacional de Iberdrola ha conseguido hoy un fuerte empujón tras adjudicarse los derechos para construir 7.000 megavatios (MW) de energía eólica marina en Escocia, en el mayor contrato de la historia lanzado por Edimburgo. El desarrollo supondrá una inversión de 22.500 millones de euros, de los cuales casi 12.000 millones se han comprometido con empresas e instituciones escocesas, incluyendo un Fondo de Estímulo de la Cadena de Suministro de casi 90 millones.

El grupo desarrollará tres proyectos a gran escala que forman parte del programa ScotWind y cuya puesta en marcha está prevista para el 2030. De ellos, dos se construirán con tecnología flotante a través de una alianza con Shell y el tercero sobre estructura fija. En conjunto podrían suministrar energía limpia a casi 8,5 millones de hogares, tres veces el número de hogares de Escocia.

Renovables

Tendencia imparable

Los dos primeros emplazamientos, MarramWind, de 3.000 MW de tecnología flotante en la costa noreste de Escocia, y ChampionWind, de 2.000 MW de tecnología flotante en la costa este escocesa, serán desarrollados conjuntamente con Shell. El tercero, MachairWind, proyecto de 2.000 MW, será desarrollado con cimentaciones fijas en aguas próximas a la isla de Islay, al oeste de Escocia, y es propiedad exclusiva de Iberdrola.

“La tendencia a la neutralidad climática es imparable, pero hacerla realidad conlleva descarbonizar el sector energético y en ese proceso la tecnología eólica marina es esencial por su inmenso potencial energético, su competitividad y las grandes oportunidades de desarrollo industrial y creación de empleo. La adjudicación de Scotwind muestra nuestro compromiso con Escocia y con el Reino Unido”, ha señalado el presidente de Iberdrola, Ignacio Galán, en un comunicado.

Sector

Líder en eólica marina

En el texto se recuerda que Iberdrola es un líder global en eólica marina con más de 5.500 millones de euros invertidos en Reino Unido, Europa continental y EE.UU., y planes para alcanzar los 30.000 millones hasta el 2030.

Con estos proyectos, Iberdrola triplica su cartera de energía eólica marina en el Reino Unido, que rebasa los 10.000 MW. La energética es líder mundial en el desarrollo de eólica marina, con una capacidad operativa, en cartera y desarrollos en fase inicial de aproximadamente 37.000 MW.



La compañía espera contar con 12.000 MW en funcionamiento en el 2030 y unas inversiones acumuladas por encima de los 30.000 millones de euros en todo el mundo.

Cifras

1.285 MW operados en la actualidad en Reino Unido

Con estas adjudicaciones el grupo reafirma su apuesta por el impulso a las renovables en Reino Unido, un mercado clave para Iberdrola y donde la pasada semana anunció la compra de diecisiete proyectos de energía solar fotovoltaica, que suman una capacidad conjunta de más de 800 megavatios.

En la actualidad, la energética opera 1.258 MW en Reino Unido y Alemania, que han supuesto una inversión de más 5.500 millones de euros, y tiene 4.100 MW en construcción o con la construcción asegurada en EE.UU., Francia y Alemania, con una inversión comprometida superior a 15.000 millones de euros.

Adicionalmente, cuenta con una cartera de proyectos de 31.500 MW en Estados Unidos, Reino Unido, Polonia, Suecia, Irlanda, Taiwán, Japón, Filipinas y Brasil, cartera que se podría incrementar en los próximos años con las numerosas subastas en las que está participando.

Otras adjudicaciones

Junto a Iberdrola y Shell, también han resultado adjudicatarios otros 'grandes' del sector petrolero como BP, que han entrado con fuerza en el desarrollo de renovables en los últimos tiempos, que se ha hecho con 2,9 GW junto a la alemana EnBW; así como SSE Renewables, de la mano de Maurbeni y CIP; con 2,6 GW.

Igualmente, se han hecho con capacidad en la subasta DEME, con 2 GW; Offshore Wind Power, una empresa conjunta entre Macquarie, TotalEnergies y RIDG, con 2 GW; Falck Renewables, con 2,7 GW; Vattenfall, con 798 MW; BayWa, con 960 MW; Northland Power; con 2,3 GW, y Magnora, con 495 MW.

También Ocean Winds, la 'joint venture' propiedad al 50% de EDPR y Engie, se ha adjudicado un proyecto situado en el lecho marino de Caledonia de 1 GW.

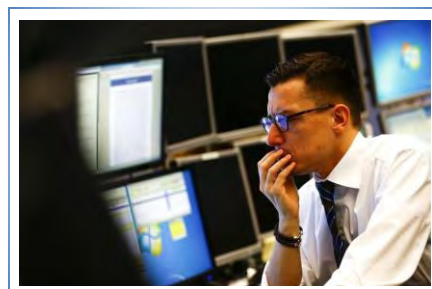
Esta era la mayor licitación llevada a cabo hasta la fecha por el organismo de la corona, Crown Estate Scotland, con la puesta en juego de unos 25 gigavatios (GW) para un total de 17 proyectos.

17.- Endesa y EDP, entre los candidatos para reconvertir la central lusa de Pego.

es.investing.com, 18 de enero de 2022.

Lisboa, 18 ene (.).- La eléctrica española Endesa (MC: [ELE](#)) y la portuguesa EDP Renovables (LS: [EDPR](#)) son dos de los seis candidatos que presentaron propuestas al concurso público para reconvertir la central lusa de Pego, que cesó la producción a [carbón](#) en noviembre.

El Ministerio de Medioambiente y Acción Climática portugués informó en un comunicado de que el concurso para atribuir este punto de conexión a la red también recibió propuestas de Tejo Energia, GreenVolt, Brookfield Ltd & Bondalti y Voltalia.



Endesa y Tejo Energia son antiguas accionistas de la central, ya que se encargaban de su gestión a través de una "joint venture".

Tras la presentación de propuestas, se analizarán y evaluarán las candidaturas y el adjudicatario será notificado por la Dirección General de Energía y Geología lusa el 25 de febrero como fecha máxima.

El concurso exige que los proyectos se centren exclusivamente "en la producción de energía de fuentes renovables y en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero", recuerda el Ministerio.

Se dará prioridad a las propuestas que creen "valor económico" para la región, compartan la electricidad producida con el Ayuntamiento de Abrantes -donde se sitúa Pego, a unos 150 kilómetros de Lisboa-, financien programas de reconversión profesional, mantengan los puestos de trabajo existentes e impliquen un plazo más reducido entre el cierre de la central y el nuevo proyecto.

El ganador tendrá que fijar su sede social en Abrantes y operar una zona piloto destinada a las nuevas tecnologías de I+D de energías renovables.

Endesa ya avanzó que tenía interés en sustituir la central por una planta fotovoltaica, almacenamiento de baterías y un electrolizador para producir hidrógeno verde, mientras que Tejo Energía -a través de su principal accionista, Trustenergy- quería apostar por la biomasa.

La central de Pego es el mayor centro productor de energía de Portugal, con una potencia instalada de 628 MW para carbón, que cesó su actividad en noviembre, y otros 800MW para el gas, que tiene contrato válido hasta 2035.

18.- Acciona Energía lanza 500 millones en bonos verdes en su segunda emisión de deuda.

cincodias.elpais.com, 19 de enero de 2021.

El precio de partida es de un diferencial de entre 120 y 125 puntos básicos sobre midswap.

Acciona Energía ha lanzado hoy su segunda emisión de deuda en el mercado de capitales desde que debutó en Bolsa, el pasado 1 de julio. Ha iniciado una colocación de 500 millones de euros en bonos verdes a un plazo de 10 años, con un diferencial de partida de entre 120 y 125 puntos básicos sobre el índice de referencia midswap. La emisión cotizará en Dublín y cuenta con un rating de BBB- por parte de Fitch, en terreno por tanto de grado de inversión.

Banco Sabadell, BBVA, Bestinver, Bank of America, CaixaBank, Crédit Agricole, HSBC, ING, Mizuho y Santander son los encargados de llevar a buen puerto la colocación. En septiembre, Acciona Energía ya vendió 500 millones a seis años, también verdes, y un cupón del 0,375%, lo que supone una rentabilidad del 0,416% (su precio de emisión se sitúa por debajo del 100%, al quedar en el 99,758%). La operación despertó un ávido interés en entre los inversores, que lanzaron peticiones por casi 4.000 millones de euros.

Acciona colocó en Bolsa un 17,25% del capital de su filial el pasado verano y, una vez concluido el compromiso de no vender más acciones (de 180 días desde el estreno en el mercado), sopesa colocar un 8% adicional, como publicó CincoDías el pasado 11 de enero. La matriz dedicó los 1.500 millones en ingresos a reducir su deuda, después de perdonar 1.859 millones a su flamante filial para dejar limpio su balance para que luciera bien durante la OPV. Acciona Energía espera alcanzar los 20 gigavatios de potencia instalada desde los casi 11 actuales con una inversión de 7.800 millones hasta 2025. Los bancos que pilotaron la salida a Bolsa son los que se postulan ahora para realizar la segunda parte de la operación.

Instalación de energía eólica de
Acciona Energía



En su última información de resultados, correspondientes a los primeros nueve meses del año, Acciona Energía mantuvo las expectativas comunicadas al mercado por la salida a Bolsa para el presente ejercicio. Es decir, un crecimiento del ebitda de más del 10% para el conjunto del año, un flujo de caja libre de inversión de 1.000 a 1.100 millones de euros y una ratio de deuda neta respecto al ebitda de alrededor de 2,3 veces.

Acciona Energía tiene un programa de financiación a medio y largo plazo por un máximo de 3.000 millones, en el que se engloba la actual emisión y la de septiembre, así como otro de pagarés por un importe máximo de 2.000 millones, que le permite financiarse a plazos por hasta dos años a tipos de interés cercanos a cero o por debajo. Su calificación crediticia así se lo permite, en teoría, con una nota de BBB- de acuerdo a Fitch, y de BBB, según DBRS. En ambos casos, la deuda es calificada como grado de inversión y cuenta con perspectiva estable.

19.- Repsol da un golpe a Iberdrola, Endesa y Naturgy en la carrera del hidrógeno y crea un consorcio con 30 empresas.

expansion.com, 19 de enero de 2021.

- **España lidera la gran revolución energética europea del hidrógeno.**

Alsa, Bosch, Celsa, Enagás, Scania, Talgo, Iberia, Balearia, Navantia, Sidenor, Ames Group, Tubacex y Calvera, entre los socios.



Repsol, que ha hecho del hidrógeno uno de sus caballos de batalla en la nueva carrera energética, ha lanzado hoy el proyecto SHYNE (Spanish Hydrogen Network). Según Repsol, **es el mayor consorcio multisectorial de España**, que nace para promover la descarbonización de la economía a través del hidrógeno renovable. Repsol se adelanta así a las grandes eléctricas, Iberdrola, Endesa y Naturgy.

SHYNE desplegará proyectos en diez comunidades autónomas y **contará con una inversión total de 3.230 millones de euros** que servirá para desarrollar tecnologías más competitivas y evolucionar tanto la industria española como sus infraestructuras hacia la descarbonización, generando más de 13.000 empleos.

En el consorcio están **Alsa, Bosch, CELSA Group, Enagás, Scania y Talgo**. Además, hay casi otra treintena de socios.

Entre los objetivos del consorcio destaca la ambición de alcanzar una capacidad instalada de 500 megavatios en 2025 y de 2.000 megavatios en 2030, lo que supone la mitad del objetivo marcado en la hoja de ruta del hidrógeno publicada por el Gobierno de España.

Además, se promoverán proyectos en toda la cadena de valor, incluyendo la instalación de generación renovable y el estímulo a los distintos usos industriales del hidrógeno mediante una fuerte integración sectorial. **Asimismo, se impulsará el empleo de hidrógeno en todos los segmentos del transporte**, a través de la producción de combustibles sintéticos y de la creación de una infraestructura con al menos doce hidrogeneras en 2025.

El consorcio será una red de colaboración nacional que dará soporte a todos los proyectos y gestionará el conocimiento y la investigación de tecnologías pioneras, favoreciendo la competitividad y la creación de empleo de calidad. El compromiso de las entidades participantes y la suma de sus capacidades situarán a España a la vanguardia tecnológica, como una de las potencias en la economía del hidrógeno renovable en Europa.

Como socios colaboradores de los proyectos **se encuentran once asociaciones, centros tecnológicos y universidades**, como la Asociación Española de Hidrógeno (AEH2), el Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNH2), la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio, el Centro Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), el Centro Tecnológico de Automoción de Galicia (CTAG), la Fundación para el Desarrollo de la Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón (FHa), la Fundación Instituto de Investigación de la Energía de Cataluña (IREC), TECNALIA y Cidetec, así como las universidades de Castilla-La Mancha y Alicante.

Completan este consorcio 22 compañías de diferentes sectores, como Iberia y Balearia, referentes en transporte aéreo y marítimo, respectivamente; la compañía pública Navantia o PYMAR, la sociedad que aglutina a los pequeños y medianos astilleros privados de España; compañías del sector del acero como Sidenor, Ames Group y Tubacex; Calvera, que diseña y fabrica hidrogeneras y sistemas de almacenamiento y distribución de gases; empresas productoras de electricidad como BBE; ingenierías para la movilidad eléctrica como EPowerlabs; la compañía especializada en el transporte de refrigerados Primafrío.

Enfurecida batalla

Tal como publicó EXPANSIÓN el pasado 9 de enero, la carrera del hidrógeno ha desatado en España una enfurecida batalla entre los grandes grupos energéticos, como Iberdrola, Endesa, BP, Cepsa, además de Repsol.

Todos compiten por liderar la puja con megaproyectos y grandes aliados. Iberdrola, Endesa, Naturgy, Repsol, Cepsa, Enagás, Red Eléctrica, Acciona, Redexis... Todas las grandes energéticas españolas y otros grupos industriales están anunciando decenas de proyectos para desarrollar infraestructuras para el hidrógeno, un gas que se ha convertido en la nueva frontera tecnológica del sector energético, como si fuera la panacea de la transición ecológica.

Entre todas las empresas han desatado una enloquecida carrera para ver quién llega primero, lo que ha hecho de España un país fuera de lo común en el contexto internacional. De los proyectos que hay ahora contabilizados en toda Europa, **casi una décima parte están en España**, lo que sitúa a este mercado en el más saturado en relación a su tamaño energético.

Tanto, que el caso español ha sido capaz de llamar la atención de los informes a nivel mundial de entidades financieras como Bank of America, que lo colocan por encima de otros supuestamente más avanzados y con más ambiciones en hidrógeno, como Holanda o Alemania.

El ansia de protagonismo con el hidrógeno de las empresas en España (nacionales y foráneas) es tal que todos los grupos compiten por ser el más impresionante en algo: el más innovador, el más rápido en su instalación, el que más socios tiene o, simplemente, el que más sentido tiene para el desarrollo industrial de una región.

Según datos de EntsoG (European Network of Transmission System Operators for Gas), la asociación que reúne a todos los operadores de infraestructuras de gas en Europa, **en estos momentos hay contabilizados en la UE más de 300 proyectos de infraestructuras de hidrógeno.**

A esa cifra habría que sumar más de 70 proyectos de redes específicas para este gas y otros 60 proyectos híbridos de hidrógenos y renovables. Proyectos puramente de hidrógeno hay cerca de treinta en España hasta ahora, que involucran a un centenar de empresas de todo tipo, tanto energéticas, como de infraestructuras, industriales o fondos de inversión.

Nuevo mapa

Aunque todas las empresas están abiertas a participar unas con otras, en la práctica poco a poco **se está configurando un nuevo mapa empresarial a golpe de alianzas y acuerdos muy definidos.** Iberdrola ha hecho piña con Fertiberia, pero también con BP. Repsol se está haciendo fuerte en el País Vasco gracias a Petronor. Enagás es un protagonista transversal, con alianzas con Ignis, Acciona y Naturgy, entre otros. En el aluvión de planes, no faltan grupos extranjeros, como Deutsche Verein o Nedstack.

20.- La industria presiona al Gobierno para que obligue a las eléctricas a subastar luz barata.

epe.es, 18 de enero de 2021.

La patronal de los grandes consumidores eléctricos alerta de su situación crítica por la subida y se queja de que ni el Ejecutivo toma medidas adicionales ni las eléctricas ofrecen contratos a precios competitivos para este año.



La **gran industria** mete presión al Gobierno para que tome medidas de urgencia para conseguir **electricidad a precios razonables** en un 2022 que temen será crítico. Grandes consumidores industriales tratan de conseguir in extremis que el Ministerio para la Transición Ecológica fuerce a las eléctricas a suscribir contratos a precios alejados de los niveles alcanzados con la actual espiral de subidas.

El plan de choque del Gobierno para amortiguar el impacto en el recibo de la luz de las subidas de los mercados de electricidad y de gas incluía medidas de carácter temporal (con rebajas de impuestos y de la parte regulada de la factura) y otras que pretenden ser duraderas. Entre estas últimas, el Gobierno incluyó la celebración de **subastas forzosas de contratos de compra de electricidad a plazo** con precios estables y con una duración de más de un año.

CRISIS ENERGÉTICA



El Gobierno incumple el plazo que se autoimpuso para obligar a Endesa, Iberdrola y Naturgy a subastar luz

Unas subastas a las que las grandes eléctricas (**Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP**) estaban obligadas a acudir de manera obligatoria para subastar parte de su electricidad producida por nucleares, hidroeléctricas y eólica para vendérsela a comercializadoras independientes (las no integradas en los grandes grupos energéticos) y a grandes consumidores industriales.

El real decreto que incluía las medidas del plan de choque establecía que la primera de estas subastas debía celebrarse antes de que terminara 2021. Un plazo que el Gobierno dejó pasar y no cumplió, **como adelantó EL PERIÓDICO DE ESPAÑA**.

Ahora la gran industria reclama al Gobierno que ponga en marcha de manera urgente las subastas forzadas para conseguir electricidad a precios competitivos.

“Ni el Ministerio para la Transición Ecológica pone en marcha las subastas ni las compañías eléctricas nos están ofreciendo contratos con precios razonables como se comprometieron. Necesitamos energía a precios competitivos para 2022”, explica Fernando Soto, director general de la Asociación de Empresas de Gran Consumo de Energía (**AEGE**), en la que se integran gigantes como **ArcelorMittal**, **Acerinox**, **Sidenor**, **Sener**, **Ferroatlántica** o **Tubos Reunidos**.

CRISIS ENERGÉTICA



Choque entre la gran industria y las renovables por el precio de la luz en un 2022 crítico

MÁS DE UN MES SIN CONTACTOS

El Ministerio comandado por la vicepresidenta **Teresa Ribera** es el encargado de poner en marcha la subasta, pero sigue sin activar los mecanismos legales para hacerlo y desde el departamento no se hacen comentarios sobre si existen planes en este sentido. Desde **AEGE** se apunta que el último contacto con el Ministerio se produjo hace más de un mes, pero confían en un encuentro en breve para abordar posibles medidas para que la gran industria pueda rebajar su factura eléctrica.

Para las grandes eléctricas no será una opción participar en estas subastas, será una obligación acudir a ellas. Incluso ya estaba prefijada la cantidad de energía que había que subastar en la primera de esas subastas: 15.830 gigavatios hora (GWh), el equivalente al 25% de la producción eléctrica anual del ejercicio con menor producción de las instalaciones afectadas. E incluso se había establecido el reparto de la energía que deben aportar cada una de las eléctricas en función de su cuota de generación: Iberdrola, más de 7.300 GWh; Endesa, 6.700 GWh; Naturgy, 1.400 GWh; y EDP, 360 GWh.



ENERGÍA

La gran industria pide al Gobierno triplicar las ayudas de su factura de luz en plena subida

Desde las grandes eléctricas se han venido insistiendo en la imposibilidad de celebrar de manera urgente la subasta obligatoria. Las compañías argumentaban que no podían proporcionar electricidad el año pasado para subastar porque ya tenían vendida toda la producción de energía de 2021 y que su producción eléctrica para 2022 también está vendida ya de manera muy mayoritaria, subrayando que han cerrado contratos en la mayoría de los casos para más del 80% de la generación del próximo año.

Las grandes compañías, por lo general, venden toda o casi toda su producción eléctrica a sus propias comercializadoras, a filiales del mismo grupo. La pretensión del Gobierno con estas subastas es aumentar la liquidez de los mercados a plazo, obligando a ceder parte de esa producción a comercializadoras independientes ajenas a los grandes grupos energéticos o directamente a la gran industria para que pueda contener los costes energéticos en plena espiral de subidas.

CONTRATOS A PRECIOS RAZONABLE

Las grandes eléctricas dan por hecho que el Gobierno estará vigilante en los próximos meses y que sí activará el mecanismo de subastas forzosas en 2022 si detecta que las compañías no están ofreciendo energía a precios razonables -con niveles previos a la crisis energética- a grandes clientes o no están renovando los acuerdos de suministro en condiciones estables.

Una circunstancia que, según denuncia AEGE, ya se está produciendo. “Parece que el Gobierno no convoca la subasta a cambio de que las eléctricas ofrezcan contratos de electricidad a precios competitivos. Al final, no estamos teniendo ni lo uno ni lo otro”, se queja Fernando Soto. “Cualquier medida que implica desacoplar el precio de nuestro suministro de electricidad de los precios del gas ya sería atractiva para la industria”. Por eso, los grupos también piden como alternativa que las plantas de **energías renovables** que cuentan con una retribución garantizada (régimen [Recore](#)) **aporten su producción eléctrica a un precio fijo para que la utilicen los grandes consumidores.**

Grandes grupos industriales con un consumo intensivo de electricidad -para algunos la factura eléctrica representa el 50% y el 60% del total de sus costes- se han visto obligados incluso a parar la producción de sus factorías para evitar funcionar con pérdidas debido a los precios disparados de la energía, en máximos desde el verano.



**desde 1977,
manteniendo
nuestra esencia**

**Sindicato
Independiente
de la Energía**

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

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

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



**Unidos somos más fuertes-MUCHA
FUERZA PARA MI ISLA BONITA LA PALMA**

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