

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.- El sector nuclear aprieta: el fin de las centrales tendrá un impacto de 33.000 millones de euros.

16 de febrero de 2023, theobjective.com

También remarcan los 20.000 puestos de trabajo en juego. El próximo junio, se debe presentar en Europa la revisión estratégica del PNIEC

El presidente de la Sociedad Nuclear Española (SNE), Héctor Dominguis, aprovechó este miércoles el escenario que le brindó la escuela de negocios más prestigiosa del país, el IESE, para entonar un alegato a favor de la energía nuclear. La cuenta atrás ya ha comenzado, reconocen desde el sector, que fijan el fin de 2024 como la fecha límite para decidir si se extiende la vida útil de las pocas centrales nucleares que quedan en nuestro país.

Ante esta realidad, desde el sector presionan: el coste de la energía de sustitución será muy alto. Si se mantiene la nuclear, el ahorro será de 33.000 millones de euros. Hay 20.000 puestos de trabajo en juego. Se necesita un mínimo de dos años de antelación para preparar la extensión de la vida útil de una central, y la primera que tiene marcada la fecha de cierre es en 2027.



El próximo mes de junio, el Gobierno tendrá que presentar ante la Comisión Europea su revisión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). En ese plan hay un calendario de cierre programado en España de centrales hasta el año 2035. No obstante, en medio de este contexto de incertidumbre energética, existe la posibilidad de que se incluya la extensión de la vida útil de las centrales nucleares más allá de 2035. Sin embargo, fuentes del sector rechazan esta posibilidad a este periódico. «La ministra Teresa Ribera no va a querer antes de las elecciones incluir esa opción. Hemos tenido conversaciones con ellos, pero no hay ningún avance en este sentido».

Desde el sector tienen claras las ventajas que esta energía transmite a la sociedad. Así, Dominguis recitó frente a decenas de empresarios los cuatro ejes clave de la energía nuclear: «Las centrales operan las 24 horas del día y los siete días de la semana. Con el 6% de la capacidad instalada se genera el 21% de la energía que consumen los españoles. Es la fuente -junto con la eólica- que menos co2 por kilovatio hora produce. Y el coste de generación es estable y no se ve afectado por el clima (sol y viento) ni por decisiones políticas (gas)».

«Existe un claro consenso científico sobre la energía nuclear. El impacto de la nuclear en el medio ambiente es igual al de las renovables. Esta fue la base para que el Parlamento Europeo lo incluyera como taxonomía verde y, por ello, la Comisión Europea recomendó extender el cierre de las centrales nucleares», comentó Dominguis. En estos últimos meses, hemos observado cómo muchos países de nuestro entorno -Francia, Bélgica, Reino Unido, Polonia y Suecia- han ampliado la vida útil de sus reactores o han planificado nuevos. Precisamente este último territorio es, según sostienen fuentes del sector, el que menos dióxido de carbono emite y su mix energético está compuesto por un 60% de renovables y un 30% de energía nuclear.

Los datos que manejan desde el sector es que en los próximos años se pondrán en marcha 90 centrales nucleares en todo el mundo. Entre estos países, cabe mencionar a Japón, que 11 años después del accidente nuclear de Fukushima, ha decidido relanzar de nuevo esta energía anunciando nuevos reactores.

Desde Foro Nuclear comentan a este periódico que mientras la energía solar y la eólica no logren crear un almacenamiento, se seguirá derrochando energía (durante las horas de sol se genera mucha energía fotovoltaica pero hay poca demanda). Fuentes técnicas comentan que la inversión para extender la vida útil no supondría un gran esfuerzo económico. «La operación a largo plazo de los reactores nucleares españoles no necesita ninguna inversión extraordinaria, simplemente seguir renovando los equipos con la frecuencia marcada por los fabricantes como se ha hecho en los últimos 30 o 40 años. Es decir, los reactores españoles ya están preparados».

Otras fuentes aseguran que «las centrales españolas pueden operar hasta los 60 años». «Podemos tener debates largos sobre si construir nuevas centrales nucleares, pero extender la vida útil de las ya instaladas que, además, pueden operar con costes muy bajos, no tiene sentido más que por una intención política. La inversión principal ya se hizo al extenderlas a 47 años», sentencian.

2.- Endesa inicia las obras de una planta solar en Carmona de casi 100 MW.

17 de febrero de 2023, diario de Sevilla

- **La multinacional invertirá 65,3 millones a través de su filial Enel Green Power y creará 650 empleos directo durante las obras**
- **Endesa multiplicará por diez el ritmo inversor en Andalucía para ejecutar 3.400 millones hasta 2025**



Endesa, a través de su división de renovables **Enel Green Power España (EGPE)**, ha iniciado las obras de construcción de Dulcinea, una nueva planta solar ubicada en el municipio de Carmona en la que invertirá 65,3 millones de euros y que tendrá 95,17 MW de capacidad instalada, según indica en una nota

Tras haber preparado el terreno y realizado los trabajos preliminares de vallado del recinto que albergará esta instalación renovable, el equipo técnico de Endesa está ya trabajando para construir la que será la sexta planta solar de Endesa en la provincia de Sevilla.

Para su construcción la filial renovable de Endesa, EGPE, tiene previsto utilizar la última tecnología aplicando sistemas de detección de trabajadores en las cercanías de maquinaria pesada, láser scanner para llevar a cabo la topografía de la obra de la manera más precisa posible, cámaras de detección de seguridad, y gafas de realidad virtual para hacer seguimiento de los trabajos.

Además de esta tecnología Endesa aplicará el modelo de Sitio de Construcción Sostenible de Enel Green Power, incluyendo la instalación de paneles solares fotovoltaicos para cubrir parte de las necesidades energéticas durante la obra, medidas de ahorro de agua mediante la instalación de depósitos y sistemas de recogida de lluvia, cargadores de vehículo eléctrico, e iluminación eficiente. Una vez finalizados los trabajos todo este material se donará al municipio de Carmona para su uso público.

Empleo local

Para la construcción de esta nueva planta solar y las infraestructuras que se realizarán en paralelo, como una subestación y líneas de alta tensión, se estima que se crearán **650 puestos de trabajo directo** y otros 70 indirectos, fomentando la contratación de mano de obra local gracias a los cursos de formación que la compañía ya ha realizado en colaboración con el Ayuntamiento de Carmona y que han permitido que 76 personas de la zona tengan un título en construcción y operación y mantenimiento de plantas renovables.

La nueva infraestructura de Endesa, una vez esté operativa a finales de este año, producirá 197,36 GWh al año, equivalentes al consumo energético anual de 50.041 familias, equivalente a seis veces la población de Carmona. Con esta generación renovable se dejarán de emitir a la atmósfera 92.775 toneladas de CO2 al año, lo que equivaldría a las emisiones de casi 30.000 coches circulando durante ese mismo periodo.

Inclusión en el entorno

Pero la filial renovable de Endesa, Enel Green Power España, da un paso más allá en sus proyectos, integrando las plantas renovables en los entornos en los que las construye, desarrollando proyectos como el apiario solar de Endesa que ya funciona en la planta solar Las Corchas en Carmona donde además se ha llevado el cultivo de plantas aromática bajo los paneles solares, la denominada agrivoltaica, que favorece el trabajo de las abejas instaladas en la propia planta. Además, en esta unión entre sector primario e el industrial la planta cuenta con pastores locales que realizan un desbroce natural de la zona.

La compañía está desarrollando la aplicación de estas iniciativas en todas sus plantas renovables en Andalucía, convirtiéndose en todo un referente para el sector.

Apuesta por Andalucía

Endesa apuesta por Andalucía para el desarrollo de nueva capacidad renovable, en concreto la filial renovable de Endesa, EGPE, cuenta en la región con 48 centrales hidráulicas, 13 instalaciones eólicas, 1 de biomasa y 11 fotovoltaicas, dos de las cuales entraron en funcionamiento en 2022 añadiendo nueva capacidad renovable a las redes de distribución andaluzas.

Con los nuevos proyectos renovables previstos en la región esa capacidad aumentará un 400% en el territorio, donde Endesa sigue tramitando el desarrollo de nuevos proyectos renovables con la filosofía no solo de descarbonizar el mix energético, sino de hacerlo integrando a las comunidades locales y creando valor allí donde se desarrollan las instalaciones.

3.- Endesa y el Ayuntamiento de Marratxí imparten un curso sobre prevención de riesgos laborales.

Europapress, 17 de febrero de 2023,

Endesa y el Ayuntamiento de Marratxí han empezado a impartir el curso de formación de Prevención de Riesgos Laborales, un curso de 60 horas de duración que tiene como objetivo mejorar la cualificación profesional de los trabajadores del municipio, tanto de parados, como de ocupados, que están inscritos en el Servicio de Empleo (SOIB) como demandantes de empleo.

Según ha informado este viernes la compañía eléctrica en un comunicado, la formación consta del curso PRL básico de construcción, de 60 horas, que se imparte del 13 al 28 de febrero. En este curso se trata, principalmente, formación relacionada con riesgos laborales; trabajos de demolición y rehabilitación; montaje y desmontaje de andamios, entre otros.



Los trabajadores demandantes de empleo que realizan el curso reciben formación especializada en aspectos necesarios para desempeñar trabajos que requieren una titulación específica, en el ámbito del sector de la construcción, y tras finalizar el curso, que es una acción de corta duración, obtienen la certificación oficial homologada por FLC que promueve Endesa dentro de los proyectos de Creación de Valor Compartido (CSV).

Desde Endesa han apuntado que este curso, que permite formar a los trabajadores del sector de la construcción, se lleva a cabo gracias al acuerdo de colaboración firmado el pasado 30 de noviembre por el alcalde de Marratxí, Miquel Cabot, y el director general de Endesa en Baleares, Martí Ribas.

Además, esta iniciativa de formación está ligada al plan CSV de las centrales de generación térmica y futuros parques renovables, una actuación que tiene como objetivo maximizar el valor que las centrales pueden aportar al entorno y conseguir así una mayor integración en el territorio de la actividad de las centrales de la compañía

4.- Galán analiza en Harvard la estrategia de Iberdrola hacia las energías limpias.

18 de febrero de 2023, lainformación.com.

El caso práctico también analiza el futuro de la compañía, la apuesta del grupo por las fuentes renovables, las redes y el almacenamiento de energía, así como su papel en la revolución del hidrógeno verde.

- **Iberdrola, Repsol y Endesa recurren el impuesto energético ante la Audiencia**
- **Iberdrola pacta 150 millones con el BEI y lanza sus parques renovables en Italia**
- **La producción energética de Iberdrola cae un 0,8%, hasta los 163.031 GWh**

El presidente de Iberdrola, Ignacio Galán, ha participado en unas jornadas en la Universidad de Harvard este viernes donde ha dialogado con los estudiantes de postgrado. Con ellos, Galán ha debatido y analizado las decisiones tomadas en los últimos 20 años que han marcado la estrategia de la compañía eléctrica y su impulso hacia las energías limpias.

La jornada formaba parte del caso práctico 'Iberdrola, liderando la revolución energética' elaborado por el profesor Juan Alcácer, catedrático James J. Hill de Administración de Empresas de la Escuela de Negocios de Harvard y director del evento, que estuvo acompañado por la profesora adjunta de Administración de Empresas Rebecca A. Karp.



El análisis estudia el modelo de negocio de Iberdrola, que ha demostrado durante las últimas dos décadas su "habilidad para vigilar constantemente las nuevas tecnologías y decidir estratégicamente cuándo invertir en ellas para alcanzar sus ambiciosos objetivos de descarbonización", según un comunicado de la compañía eléctrica recogido por Europa Press.

El texto destaca el protagonismo de su presidente para impulsar el crecimiento de Iberdrola sobre los tres pilares de la compañía: el negocio de renovables, el de redes -con ingresos regulados y estables- y el de clientes, con soluciones personalizadas e innovadoras.

El caso práctico también analiza la estrategia de futuro de la compañía, la apuesta del grupo por las fuentes renovables, las redes y el almacenamiento de energía, así como su papel en la revolución del hidrógeno verde.

Sobre esta última tecnología, al igual que ya hizo con las renovables, la compañía "lidera el nuevo reto de la producción y el suministro de hidrógeno renovable. Se pone así al frente de esta nueva revolución y apoya la industria para reducir sus emisiones contaminantes", añade el comunicado.

En su intervención ante los alumnos en el Aldrich Hall de Harvard, Galán rememoró su pasado estudiantil, repasó el modelo de negocio y el vertiginoso cambio producido por una pequeña compañía local hasta convertirse en lo que hoy representa en el mundo. Desde que Galán fue nombrado consejero delegado de la empresa en 2001, las inversiones en renovables y redes superan los 130.000 millones de euros, y a este importe se sumarán 47.000 millones previstos hasta 2025.

Al examinar las decisiones reales y la estrategia adoptada por la empresa, y tener ocasión de hablar directamente con los altos directivos, los estudiantes de postgrado tuvieron la oportunidad de obtener una visión privilegiada que les ayudará en sus estudios y en sus futuras carreras profesionales.

5.- China ya dispone prácticamente de capacidad eólica y solar suficiente para alimentar a todos los hogares del país.

18 de febrero de 2023, elperiodicodelaenergia.com

El país instaló 125 GW de nueva eólica y solar en 2022, elevando su capacidad acumulada a 1.200 gigavatios

La Administración Nacional de Energía china ha informado de que el país instaló 125 GW de nueva capacidad eólica y solar en 2022, lo que eleva su capacidad total acumulada de energía renovable a más de 1.200 GW.

De la nueva capacidad de energía renovable añadida, 37,6 GW correspondieron a energía eólica y 87,4 GW a energía solar, según Wang Dapeng, funcionario de la Administración Nacional de Energía (NEA por sus siglas en inglés), en una rueda de prensa celebrada en Pekín.



Aunque el impacto de la nueva capacidad de generación instalada durante 2022 sólo se notará realmente cuando se analicen las cifras de 2023, la NEA también informó de que las energías renovables representaban el 47,3% de la capacidad total de generación eléctrica de China a finales de 2022, un 2,5% más que en 2021.

Curiosamente, según destaca Bloomberg, la energía eólica y solar de China está generando ahora casi suficiente electricidad para abastecer a todos los hogares del país.

Con la generación renovable superando los 1.190TWh en 2022, y el consumo de energía residencial alcanzando los 1.350TWh, la casi coincidencia es un gran hito para China.

Esto no incluye el consumo de energía industrial y sólo el 17% del uso de electricidad se clasificó como residencial en 2020, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Aunque habrá aumentado durante los dos años de la caótica pandemia de Covid-19, la industria china sigue siendo la reina.

6.- A la espera de Iberdrola y Endesa: el 'Ibex energético' rompe su consenso para recurrir el impuesto al sector.

19 de febrero de 2023, economía digital.

Cada patronal que representa los intereses de estas compañías, también están mostrando criterios diferentes.

Mismo sector, distintos intereses. Desde hace tiempo las grandes empresas energéticas españolas tienen disparidad de criterios a la hora de abordar el futuro. También es cierto que, por su tipología de negocio, cada una tiene unas peculiaridades. Además, cada cual entiende las decisiones políticas de una manera. El resultado -y extraño- final: **Iberdrola, Endesa, Naturgy, Repsol, Cepsa y BP España** tienen criterios propios para encarar el impuesto a las energéticas.



Por si fuera poca disparidad, cada patronal que representa los intereses de estas compañías, también están mostrando criterios diferentes. De esta forma, lo que en un principio parecía un consenso unánime en el rechazo contra el impuesto, se ha convertido en guerras particulares sin la fuerza conjunta de un sector. Además, la partida ya está empezada tras el rechazo por parte de la **Audiencia Nacional de la suspensión cautelar** del impuesto por parte de Repsol (<https://www.economiadigital.es/empresas/audiencia-rechaza-medidas-cautelares-repsol.html>)

En este contexto, **la primera en tener una postura propia ha sido Naturgy** (<https://www.economiadigital.es/empresas/naturgy-impuesto-energeticas.html>).

El presidente de la gasista, **Francisco Reynés**, ha mostrado una tibieza inusitada. Durante la presentación de resultados, en un encuentro con la prensa, puntualizó que su parte del pastel son 300 M€ y que, cualquier decisión, se tomará en el consejo de administración. Incluso, no entró a valorar la necesidad o no del tributo.

La posición de Naturgy va en línea con su actuación pública cuando se trata de conflictos que le enfrentan al Gobierno. Y es que, desde hace años, la gasista siempre ha sacado a la luz las buenas relaciones que mantiene con el Ejecutivo. En esta línea, la patronal del gas, Sedigás, tampoco se ha pronunciado y, por el momento, no hay previsión de recurrir el impuesto a título sectorial.

Recurso, pero cada uno a lo suyo

Por el momento hay dos confirmaciones de vía legales contra el impuesto. La primera ha sido Repsol. **Avanzado por ECONOMÍA DIGITAL** (<https://www.economiadigital.es/empresas/repsol-impuesto-energeticas-anulacion.html>), la petrolera dirigida por Josu Jon Imaz pagará 450 M€ y seguirá los cauces legales adecuados para que se anule y, en su caso, se devuelvan los importes recaudados. Aunque ya ha sufrido un primer revés.

Por el momento no hay mayor explicación. Además, su principal patronal -o al menos la que tiene mayor visibilidad de entre todas a las que pertenece-, AOP, por el momento tampoco tiene la intención de recurrir. En este caso cabe señalar que Cepsa y BP España, representadas por esta asociación, tampoco se han pronunciado al respecto.

7.- Naturgy invierte 1.270 millones en un lustro y mejora un 22% la red eléctrica.

20 de febrero de 2023, eleconomista.es

El año pasado destinó 283 millones en la mejora su servicio e infraestructura

UFD, la distribuidora eléctrica del grupo Naturgy, ha invertido cerca de 1.270 millones de euros durante los últimos cinco años en la mejora de la red eléctrica nacional. Solamente en 2022 destinó 283 millones para el servicio e infraestructuras, de los cuales unos 40 millones se utilizaron para digitalizar las redes eléctricas.

Gracias a estas inversiones, el tiempo de interrupción equivalente a la potencia instalada (TIEPI)? indicador que mide la calidad del suministro eléctrico? fue de 35,4 minutos el año pasado, lo que supuso una mejora del 22% en los últimos cinco años. En este sentido, la calidad de suministro de UFD se mantuvo un 35% mejor que la última media nacional publicada (55 minutos en 2021).

Las inversiones realizadas en este periodo se centraron en integrar el aumento de la generación renovable, a través de la innovación y aplicación de nuevas tecnologías para la telegestión de los puntos de suministro, el telecontrol de las redes, así como en el robustecimiento de infraestructuras.



UFD es el mayor distribuidor de electricidad en Galicia, además de en Castilla-La Mancha, Castilla y León y la Comunidad de Madrid. Actualmente, da servicio a casi 3,8 millones de puntos de suministro, a través de una red de 115.000 kilómetros de líneas de alta, media y baja tensión.

Instalaciones y mejoras

En 2022 instaló nuevos transformadores en las subestaciones de Alcalá I y Norte, en la Comunidad de Madrid, y las de Villalba de la Sierra (Cuenca), Cantalejo (Segovia) y Pedrido (A Coruña), así como nuevos parques blindados en las subestaciones de Triacastela (Lugo) y de Carballo (A Coruña), donde soterró diversos kilómetros de líneas aéreas de los alrededores. Además, integró en su red la subestación para la planta Fraile Hive, en Herencia (Ciudad Real), y la subestación para la fábrica de TVITEC, en Cubillos del Sil (León).

La compañía también llevó a cabo distintas obras de renovación o ampliación en las subestaciones de Fabero (León), Troncal (Pontevedra), Saceda (Ourense), Chiloeches (Guadalajara), Madridejos (Toledo), Lastras del Pozo (Segovia) y las de La Sendilla, Getafe-Vallecas y Prosperidad, en la Comunidad de Madrid. Asimismo, adecuó un tramo de la línea eléctrica aérea entre Illescas y Yebes (Toledo) y un tramo subterráneo de la línea de alta tensión Los Hueros-Alcalá y Los Hueros-Loeches, en la Comunidad de Madrid.

El resultado bruto de explotación (ebitda) en el negocio de redes de electricidad en España de Naturgy fue 683 millones de euros en 2022, un 15,6% más que el año anterior. "El desempeño estable con el crecimiento de las inversiones reconocidas fue parcialmente compensado por impactos regulatorios. La comparación respecto a las cifras de 2021 está afectada por el plan de restructuración de 2021", explicó la compañía en el informe de resultados anuales, presentado el pasado miércoles. Los puntos de suministro aumentaron un 0,6% durante el periodo, mientras las ventas de electricidad cayeron un 9,2%.

A principios de diciembre la compañía nombró a Mónica Puente máxima responsable de UFD, en sustitución de Raúl Suárez, actualmente consejero delegado de Nedgia, la distribuidora de gas del grupo en España.

La compañía prevé incrementar el ritmo de sus inversiones este 2023, poniendo el foco en la digitalización de las redes de distribución. Asimismo, su plan pasa por mejorar su Plataforma Digital de Servicios como espacio donde los usuarios pueden realizar todas sus gestiones desde cualquier dispositivo y a cualquier hora.

8.- ¿Cuándo enterrará España la energía nuclear?

20 de febrero de 2023, expansión.com

El Gobierno ultima trámites para aprobar en junio, tras los comicios, la hoja de ruta atómica final de España y así olvidar para siempre esta energía.

El Gobierno ha pisado el acelerador en su plan de desmantelamiento de la energía atómica en España. El Ministerio de Transición Ecológica está completando ya los últimos trámites legales para la aprobación del nuevo plan nacional nuclear, que supondrá el achataamiento de todas las centrales nucleares y el enterramiento definitivo de los residuos.

Será el adiós final a la energía nuclear en España, tras más de sesenta años de historia. La primera central nuclear que se instaló en España fue la de José Cabrera, en Zorita, Guadalajara. Ocurrió durante el régimen de Franco. Los primeros trabajos para su construcción, que se inició en 1965, se remontan a 1962.

Desde entonces, España ha ido lanzando sucesivos planes nacionales nucleares. Técnicamente se han conocido como Planes Generales de Residuos Radiactivos. En ellos se establecen las coordenadas básicas a nivel nacional sobre cómo operar las centrales nucleares, a qué coste y qué hacer con los residuos, entre otros aspectos.



La nueva hoja de ruta nuclear en España se denomina 7º Plan General de Residuos Radiactivos. Sustituye al 6º Plan, que fue aprobado en 2006. Es decir, han pasado 17 años entre un plan y otro. Nunca había transcurrido tanto tiempo. El 5º Plan fue aprobado en 1999. Es decir, entre el 5º y el 6º hubo apenas siete años.

La nueva hoja de ruta de España es sin duda la más ambiciosa. No solo por su duración, ya que establece el camino a seguir hasta el año 2100. También por lo que representa estratégicamente: el punto final a la energía nuclear en España. Ese fin será, además, irreversible.

Sin ATC

El coste total se ha cifrado en 19.244 millones, de los que algo más de 17.000 millones corresponden a la gestión de los residuos de las centrales nucleares y la clausura y desmantelamiento de éstas, ahora propiedad de Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP.

El presupuesto está elaborado ya sin contar con la construcción de un Almacén Temporal Centralizado (ATC) de residuos en la localidad conquinense de Villar de Cañas, que hubiera abaratado los costes. En cambio, habrá almacenes ampliados en cada una de las centrales (Almacenes Temporales Descentralizados, o ATDs), hasta que se construya un almacén subterráneo (geológico) profundo (AGP), aún por definir.

Sepultados en 2073

Este otro almacén llevaría su tiempo ya que la previsión es que esté operativo en el año 2073. Allí quedarían sepultados para siempre todos los residuos. El plan ya ha pasado todas las aprobaciones intermedias, como la del Consejo de Seguridad Nuclear. Acaba de ser retocado y ya ha sido remitido a Transición Ecológica para su aprobación. Este ministerio tiene cuatro meses para dar el visto bueno, tras lo cual solo quedaría la aprobación en Consejo de Ministros.

Está previsto que el plan se apruebe en junio, para no coincidir con las elecciones municipales y autonómicas.

Para financiar el plan, Enresa dispone de un fondo que ahora suma unos 8.000 millones. Además, las eléctricas van aportando una serie de tasas al fondo por mantener abiertas las centrales, en función de los megavatios producidos, y luego costear su desmantelamiento y gestión de residuos.

En diciembre de 2019, después de duras negociaciones con las eléctricas para establecer un calendario escalonado de cierre de las nucleares, el Gobierno subió, por primera vez en ocho años, esa tasa en un 19%, hasta los 0,798 céntimos de euros por kilovatio hora.

El fondo y su rentabilidad

En teoría, es suficiente para financiar el achataamiento de las centrales y la gestión de los residuos, con o sin ATC. La clave estará en la gestión del fondo, su rentabilidad, el valor del dinero en el tiempo y que no se trastoque el plan de cierres de las centrales.

El fondo está invertido en activos como bonos estatales. Solo en 2021, la rentabilidad de las inversiones sumo un 4%.

Con la rentabilidad que aporta, más las tasas que quedan por cobrar a las eléctricas, sería suficiente para costear la clausura de nucleares y sus residuos. Pero si las eléctricas fuerzan el calendario de cierres para ampliarlo, sería más complicado porque esto generaría más residuos y aumentaría los costes.

El 7º Plan contempla un escenario a larguísimo plazo. Tras la clausura de la central de Garoña (Burgos), ya en marcha, la primera central que se va a apagar será el reactor I de Almaraz, en noviembre de 2027. El último será el número II de Vandellós, en febrero de 2035. Los programas previstos de clausura y desmantelamiento se prolongarán hasta 2058. Eso incluye toda tramitación de permisos, periodo de latencia, achatarramiento y vigilancia de instalaciones. Después, vendrán cuatro décadas para gestionar los residuos, hasta 2100. También hay que contar con la evolución del valor del dinero en el tiempo. Los 19.244 millones de euros que costaría todo el apagón nuclear en España, a fecha de hoy, equivaldrían a unos 14.000 millones.

3 AÑOS PARA HACER UN PLAN QUE DURARÁ 80

La elaboración del 7º Plan General de Residuos Radiactivos (7º PGRR) ha sido un proceso laborioso. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico recibió en 2020 el primer borrador que había solicitado a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa), la empresa estatal que tiene encomendada la gestión de lo que popularmente se conoce como "basura" atómica. En los últimos meses, se han realizado consultas previas a las Administraciones Públicas implicadas y a las personas interesadas, y se ha elaborado un documento extra que ha servido de base para el desarrollo del Estudio Ambiental Estratégico (EAE) del 7º PGRR. Luego, tanto el PGRR como su EAE han sido trasladados al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), organismo que emitió su visto bueno el 21 de diciembre de 2022. Tras el informe del CSN, queda la aprobación Ambiental definitiva. El Ministerio tiene cuatro meses a contar desde ahora para emitir esa aprobación. Se prevé que lo haga hacia el mes de junio. Luego, corresponde al Consejo de Ministros aprobar el Plan General definitivo, del que, posteriormente, se deberá dar cuenta a las Cortes Generales. Finalmente, España remitirá el 7º PGRR a la Comisión Europea, en cumplimiento de la directiva comunitaria de gestión de residuos radiactivos. En total, llevará tres años aprobar una hoja de ruta que traza la senda a seguir en energía atómica para los próximos ochenta años.

APAGA Y VÁMONOS

- La hoja de ruta nuclear que aprobará el Gobierno este año supondrá el adiós definitivo de la energía atómica en España.
- El apagón nuclear no solo consiste en cerrar y desmantelar las nucleares. Además incluye un plan para los residuos.
- El cierre de las nucleares se completará en 2035, pero su desmantelamiento y vigilancia se prolongará hasta el año 2058.
- Lo que más tiempo llevará es enterrar los residuos. En 2073 se prevé tener operativo un almacén profundo.

9.- Sánchez calcula que en la próxima década 500.000 empleos en España dependerán de las renovables.

20 de febrero de 2023, el periódico de la energía.

El presidente del Gobierno ha afirmado que el país dispone actualmente de capacidad para fabricar el 90% de los componentes y equipos para los proyectos eólicos y el 65% de los de tipo fotovoltaico

El presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, ha destacado que en la próxima década unos 500.000 empleos directos e indirectos en España dependerán del sector de las energías renovables, lo cual supone multiplicar casi por cinco los alrededores de 111.000 puestos de trabajo que concentraba esta actividad industrial en 2021.

En la inauguración de la Conferencia Internacional de Energías Renovables (IREC) que se celebra en Madrid del 20 al 23 de febrero y que se denomina Spirec 23, Sánchez también ha destacado que el país dispone actualmente de capacidad para fabricar el 90% de los componentes y equipos para los proyectos eólicos y el 65% de los de tipo fotovoltaico.



Sánchez ha aprovechado su intervención en la Spirec 23 para anunciar se aprobará en el Consejo de Ministros el reparto de 2.500 millones de euros en becas y ha resaltado que el objetivo del Gobierno es impulsar, entre otras áreas, la formación profesional ligada al sector de las energías renovables en España.

Formación en renovables

Así, el Ejecutivo prevé crear en torno a 20.000 plazas vinculadas a este tipo de estudios y el objetivo para este año es crear en torno a 4.000.

Además, ha aprovechado la ocasión para poner en valor el trabajo del Ejecutivo en materia energética, como la implementación del mecanismo ibérico para topar el gas para la producción de electricidad o que el 42% de la demanda de electricidad en 2022 fue cubierta con energías renovables.

El presidente ha calificado a España como un “faro” en el debate en materia energética en la actualidad y ha destacado el trabajo de la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, en el marco de la Unión Europea.

También, ha defendido las políticas en materia energética del Gobierno en el contexto de la crisis desatada tras la invasión rusa de Ucrania y ha afeado a la oposición que en este escenario se propusiese “*posponer la transición*” hasta superar esta situación geopolítica.

“*España no está en esa línea. Todas las respuestas están alineadas con la emergencia climática, con avanzar en la transición verde*”, ha remarcado Sánchez, que también ha considerado que la guerra en Ucrania ha sido un “*acicate para ir más lejos y más rápido*” en el marco de la transición energética.

Así, ha indicado que este asunto será una prioridad durante la presidencia española del Consejo Europeo, que tendrá lugar entre julio y diciembre de este año.

10.- Cepsa y ACE Terminal de Róterdam impulsarán el primer corredor marítimo de hidrógeno verde desde España a los Países Bajos.

20 de febrero de 2023, el periódico de la energía.

El objetivo de la energética es iniciar las primeras exportaciones de hidrógeno verde desde España en 2027

Cepsa y ACE Terminal han firmado un memorando de entendimiento por el que la empresa energética española suministrará amoniaco verde para su transformación en hidrogeno a la terminal de importación prevista en el Puerto de Róterdam.

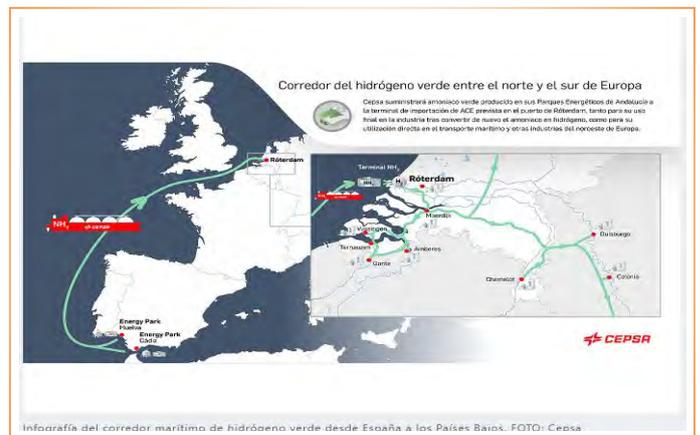
Con el objetivo de utilizarlo en la industria, tras la conversión del amoniaco de nuevo en hidrógeno verde, o bien para uso directo como combustible renovable para el sector marítimo y otras industrias del noroeste de Europa.



La energética está desarrollando una capacidad de **2 GW de hidrógeno verde** en sus dos Parques Energéticos de Andalucía, como parte de su estrategia **2030, 'Positive Motion'**. Las dos plantas de hidrógeno, que supondrán **una inversión de 3.000 millones de euros**, formarán parte del **Valle Andaluz del Hidrógeno Verde**, el mayor hub de hidrógeno verde de Europa, para el que Cepsa ha firmado recientemente varios acuerdos de colaboración en toda la cadena de valor del hidrógeno.

La infraestructura de hidrógeno de Cepsa

Gasunie, HES International y Vopak se han asociado para desarrollar la terminal de ACE, como punto de entrada en los Países Bajos del **amoniaco verde como vector de hidrógeno renovable y como materia prima sostenible**. La terminal de acceso abierto estará situada en el Puerto de Róterdam, una infraestructura logística crucial para el noroeste de Europa desde el punto de vista energético. Con la reutilización prevista de activos e infraestructuras, ACE Terminal es un proyecto de comercialización a corto plazo. El acuerdo alcanzado con Cepsa es el primero que alcanza ACE para la importación de hidrógeno y amoniaco verdes.



La alianza es el inicio de una **colaboración** cuyo **objetivo** es llegar a un acuerdo comercial vinculante que facilite el transporte marítimo de amoniaco verde, redistribuir el amoniaco verde a los mercados finales de la zona de influencia del Puerto de Róterdam, y convertir el amoniaco verde en hidrógeno verde para su uso por los clientes del noroeste de Europa. La ubicación de la terminal de ACE en el Puerto de Róterdam ofrece una conexión directa con la industria de Róterdam y la red nacional de hidrógeno prevista, y cuenta además con una excelente **conexión** con las infraestructuras hacia el noroeste de Europa, conectando por hidroduto con las industrias de **Alemania, Bélgica y Dinamarca**.

Cepsa puede producir de forma competitiva en el sur de **España** gracias a la abundancia de sol, viento, disponibilidad de suelo, una sólida red eléctrica y el acceso a puertos de gran tráfico marítimo, la alianza contribuye a **descarbonizar** la **industria** y el **transporte** en el norte del continente y a **garantizar la independencia energética y la seguridad de abastecimiento** energético en Europa.

El acuerdo con ACE Terminal es el primer paso tangible del acuerdo que firmó Cepsa con el Puerto de Róterdam el pasado mes de octubre para exportar el hidrógeno producido en **su Parque Energético de San Roque**, a través de vectores como el amoniaco, estableciendo el primer corredor de hidrógeno verde entre el sur y el norte de **Europa** y garantizando una cadena de suministro de esta energía sostenible entre dos de los principales puertos europeos, **Róterdam y Algeciras**.

El objetivo de Cepsa es iniciar las primeras exportaciones de **hidrógeno verde** desde **España en 2027**, un calendario que coincide con el del proyecto de la terminal de ACE.

11.- Desarrollan en Andalucía dos proyectos para producir hidrógeno verde a precio competitivo.

20 de febrero de 2023, el Periódico de la energía.

La Junta otorga ayudas a ambos proyectos en un claro ejemplo de la importancia del hidrógeno verde en la política industrial andaluza.

La **Consejería de Universidad, Investigación e Innovación** de Andalucía ha respaldado con 342.707 euros de ayudas dos proyectos de I+D relacionados con la producción de hidrógeno verde a precios competitivos promovidos por la Universidad de Almería (UAL) y el Centro de Experimentación El Arenosillo-Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA).

Según traslada el Gobierno andaluz en una nota, el proyecto de la UAL se ha beneficiado de un incentivo de 161.870 euros y es una línea de trabajo, denominada 'Valorización de biomasa celulósica para la producción de biomonomeros e hidrógeno', que se lleva a cabo en el marco del Proyecto Singular Agromis sobre ecosistemas estratégicos de innovación y transferencia en el sector agroalimentario.

Tiene como finalidad desarrollar una química novedosa e innovadora para afrontar unos objetivos muy ambiciosos y de gran repercusión para la sociedad actual, pues la valorización de residuos hortícolas junto con una fuente de energía limpia constituye una solución óptima para solventar el problema del calentamiento global y el cambio climático.

El segundo proyecto, denominado 'Optimización del control y operación de electrolizadores acoplados a fuentes renovables para la producción de hidrógeno', ha recibido 180.837 euros y está centrado en mejorar aspectos técnicos y económicos de las plantas de producción de hidrógeno renovable, aislado y conectado a la red, mediante la optimización y validación experimental de la operación y control de electrolizadores.



Vector energético

Según la Junta de Andalucía, el hidrógeno verde es un vector energético que proviene de fuentes limpias y con cero emisiones de CO₂. Fundamentalmente se produce gracias a la electrólisis del agua; es decir, la separación de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de energía eléctrica de origen renovable. Este tipo de energía responde a las necesidades de electrificación y descarbonización de grandes sectores como la industria y el transporte pesado.

Sin embargo, el proceso para obtenerlo es aún costoso y difícil de producir a gran escala, de ahí que las líneas de investigación en este campo se centren, sobre todo, en hacer de esta tecnología una alternativa accesible y eficiente en su producción.

La capacidad de Andalucía para producir electricidad renovable a bajo coste, la disponibilidad de superficie para la instalación de plantas solares, su posicionamiento geoestratégico respecto a África, así como la existencia de infraestructura gasista y de puertos de referencia para su distribución, convierten a la comunidad en una de las regiones con “mayor potencial para convertirse en líder de producción y suministro de hidrógeno a nivel mundial”.

Política industrial

Por todo ello, el hidrógeno verde tendrá un lugar destacado en la nueva política industrial andaluza para los próximos años, un protagonismo que también adquiere en la Estrategia de Especialización Inteligente para la Sostenibilidad de Andalucía 2021-2027 (S4 Andalucía).

Al margen del apoyo a proyectos de investigación en este campo, la Consejería participa en el grupo de trabajo constituido junto al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, sindicatos y empresas, entre ellas CEPSA, con el objetivo de definir, entre otras cuestiones, las líneas de actuación a las que se destinará el centro de I+D+I previsto en la factoría de Airbus en Puerto Real (Cádiz).

Para estas instalaciones, la Junta ha propuesto, precisamente, que el hidrógeno verde sea una de las prioridades del centro, que debe tener, además, un carácter semi-industrial, de forma que no solo realice actividades de innovación, sino que también sea planta para la certificación de equipos usados en esta tecnología.

12.- El aerogenerador de aspas verticales que jubilará a los molinos tradicionales: más eficiente y silencioso.

20 febrero de 2023, el español.

El Vertical Sky A32 es una turbina eólica de eje vertical que ofrece una mayor eficiencia que los aerogeneradores tradicionales, y es más silencioso.

Las energías renovables tienen cada vez más importancia en todo el mundo debido a la crisis energética. Una de las más populares es la eólica, donde los aerogeneradores continúan evolucionando con modelos sorprendentes, como *uno pequeño para colocar en el tejado de casa, otro con seis palas o uno en Granada (España) que tiene cien metros de altura*. Pero la gran innovación viene de la mano de una empresa suiza, que ha creado un **molino con aspas verticales que es silencioso, más eficiente** y con el que obtener energía barata.

Se trata de Vertical Sky A32, una turbina eólica de eje vertical fabricada por la compañía Agile Wind Power que promete ser el futuro en el sector de las renovables, además de reducir aún más el impacto de la industria en el medio ambiente. Para ello, esta máquina **es capaz de generar una mayor producción de energía** en comparación con los aerogeneradores tradicionales con aspas horizontales, y lo hace con menores niveles de ruido y daño a los animales.



El aerogenerador Vertical Sky A32 junto a otro convencional. Agile Wind Power 2022 - Omicrono

Los aerogeneradores de eje vertical no son realmente nuevos, ya que en el pasado se construyeron máquinas de este tipo, pero resultaron tener un tamaño pequeño. En el caso de la empresa suiza, en 2019 construyeron y certificaron por primera vez su turbina eólica de gran tamaño, de alto rendimiento y económicamente escalable. Un modelo que ya han probado, **mostrando una eficiencia de alrededor del 41%; aunque sus creadores aún siguen trabajando para mejorar la cifra**

El Vertical Sky A32 es el primer modelo de eje vertical que cuenta con **una altura de 105 metros y 32 metros de diámetro de rotor**, y en la actualidad ofrece una potencia nominal de 750 kW. Incluso incluye todos los requisitos de certificación internacional para grandes aerogeneradores (IEC 61400).

En comparación con los molinos eólicos tradicionales de eje horizontal, esta máquina ofrece una serie de ventajas en cuanto términos de rendimiento y de integración en la zona. Por ejemplo, la baja velocidad de rotación del molino de viento permite que Vertical Sky A32 pueda garantizar bajas fuerzas centrífugas y **reducir el ruido considerablemente en comparación con un aerogenerador tradicional**.

De hecho, la compañía ha señalado que en sus pruebas el nivel sonoro producido por su máquina se situó en 85 dB, mientras que en las convencionales se suele ubicar entre 96 y 101 dB. La empresa Agile Wind Power también ha patentado una tecnología que permite optimizar de **forma continuada la posición de las palas verticales en tiempo real** gracias, en gran parte, a un algoritmo de aprendizaje automático.

Con esto no sólo consiguen una mayor eficiencia que los aerogeneradores actuales de este tipo, sino que mantienen el ruido y la carga mecánica a un nivel bajo.

Otra ventaja es que el lento movimiento de las aspas verticales también hace que los animales puedan reconocer a estos aerogeneradores, por lo que **la máquina no supone ninguna amenaza para las aves**



<https://youtu.be/l8k0K0MmvGM>



Imagen de la instalación del aerogenerador Vertical Sky A32. Agile Wind Power 2022 - Omicrono

La compañía también ha señalado que sus turbinas Vertical Sky **son fáciles y eficientes de mantener**. Además, para su instalación no requieren vehículos especiales, helicópteros o grúas móviles especiales, lo que también supone un ahorro económico del 30% en logística.

Las ventajas no quedan ahí, ya que Vertical Sky A32 también **ofrece menos limitaciones en cuanto al espacio ocupado**. De hecho, sus creadores han destacado que su particular diseño de aspas verticales permite instalar cada unidad de estos aerogeneradores en una disposición más compacta sin que las estelas de las primeras molesten a las que se encuentran detrás.

[El nuevo aerogenerador más grande del mundo será tan alto como un edificio de 70 pisos]
https://www.elespanol.com/omicrono/tecnologia/20230117/nuevo-aerogenerador-grande-mundo-alto-edificio-pisos/734426636_0.html

Algo que corrobora un estudio realizado por Ferrocarriles Federales Suizos (SBB), que demostró que la superficie potencial que se puede usar para la energía eólica es cuatro veces más grande con este tipo de aerogeneradores que con los convencionales.

Diferentes aplicaciones

La compañía está actualmente **probando un prototipo a escala real en Grevenbroich**, en Alemania, donde obtuvieron una eficiencia de casi el 41%. Por el momento han asegurado que Vertical Sky A32 está pensado para la producción descentralizada para satisfacer las necesidades in situ de comunidades y pequeñas zonas industriales.



Instalación del aerogenerador Vertical Sky A32. Agile Wind Power 2022 - Omicrono

Pero tiene una gran variedad de aplicaciones, aunque la compañía ha resaltado que es **"la solución ideal para la producción local de energía"**, ya que al ser silencioso se puede instalar cerca de zonas pobladas", se puede leer en su página web.

Por lo tanto, estos aerogeneradores de eje vertical pueden suministrar energía directamente a zonas industriales y a comunidades pequeñas para reducir las facturas de electricidad; mientras que en agricultura se pueden usar para un autoabastecimiento energético. Si se combinan con paneles fotovoltaicos, también se pueden utilizar los molinos para producir hidrógeno.

13.- Investigadores australianos desarrollan un método barato para producir hidrógeno a partir de agua de mar.

20 de febrero de 2023, el periódico de la energía.

El nuevo método divide el agua de mar directamente en hidrógeno y oxígeno, evitando la necesidad de desalinizarla y los costes, consumo de energía y emisiones de carbono que conlleva.



Suraj Loomba, Nasir Mahmood y Muhammad Waqas Khan forman parte del equipo que trabaja para producir hidrógeno a partir del

Unos investigadores de la Universidad RMIT han desarrollado un método más barato y eficiente desde el punto de vista energético para producir hidrógeno directamente a partir del agua de mar, lo que supone un paso decisivo hacia una industria verde del hidrógeno realmente viable. El nuevo método divide el agua de mar directamente en hidrógeno y oxígeno, evitando así la necesidad de desalinizarla y los costes, el consumo de energía y las emisiones de carbono que conlleva.

El hidrógeno se considera desde hace tiempo un combustible limpio para el futuro y una posible solución a los problemas energéticos más acuciantes, sobre todo para los sectores más difíciles de descarbonizar, como la industria manufacturera, la aviación y el transporte marítimo.

En la actualidad, casi todo el hidrógeno del mundo procede de combustibles fósiles y su producción es responsable de unos 830 millones de toneladas de dióxido de carbono al año, lo que equivale a las emisiones anuales del Reino Unido e Indonesia juntas.

Sin embargo, el hidrógeno "verde" libre de emisiones, obtenido mediante la división del agua, es tan caro que resulta inviable desde el punto de vista comercial y sólo representa el 1% de la producción mundial total de hidrógeno.

Nasir Mahmood, investigador principal del RMIT, afirma que los procesos de producción de hidrógeno ecológico son costosos y dependen del agua dulce o desalinizada. “Sabemos que el hidrógeno tiene un inmenso potencial como fuente de energía limpia, sobre todo para muchas industrias que no pueden pasar fácilmente a alimentarse con energías renovables”, explica Mahmood.

“Nuestro método de producción de hidrógeno directamente a partir del agua de mar es sencillo, escalable y mucho más rentable que cualquier otro método de producción de hidrógeno ecológico existente en el mercado. Con un mayor desarrollo, esperamos que esto pueda impulsar el establecimiento de una próspera industria del hidrógeno verde en Australia”.

Se ha presentado una solicitud de patente provisional para el nuevo método, detallado en un estudio a escala de laboratorio publicado en la revista de Wiley, Small.

La diferencia: un catalizador para el agua de mar

Para fabricar hidrógeno ecológico se utiliza un electrolizador que envía una corriente eléctrica a través del agua para dividirla en sus elementos componentes de hidrógeno y oxígeno.

En la actualidad, estos electrolizadores utilizan catalizadores caros y consumen mucha energía y agua: se necesitan unos nueve litros para producir un kilogramo de hidrógeno. Además, son tóxicos: no producen dióxido de carbono, sino cloro

“El mayor obstáculo de utilizar agua de mar es el cloro, que puede producirse como subproducto. Si quisiéramos satisfacer las necesidades mundiales de hidrógeno sin resolver antes este problema, produciríamos 240 millones de toneladas de cloro al año, es decir, tres o cuatro veces más de lo que el mundo necesita en cloro. No tiene sentido sustituir el hidrógeno fabricado con combustibles fósiles por una producción de hidrógeno que podría estar dañando nuestro medio ambiente de otra manera”, afirma Mahmood. “Nuestro proceso no sólo omite el dióxido de carbono, sino que además no produce cloro”.

El nuevo método ideado por un equipo del grupo de investigación multidisciplinar Materiales para la Energía Limpia y el Medio Ambiente (MC2E) del RMIT utiliza un tipo especial de catalizador desarrollado para funcionar específicamente con agua de mar.

El estudio, en el que ha participado el doctorando **Suraj Loomba**, se ha centrado en la producción de catalizadores estables y muy eficaces que puedan fabricarse de forma rentable. “Estos nuevos catalizadores consumen muy poca energía y pueden utilizarse a temperatura ambiente”, explica Mahmood.

“Aunque se han desarrollado otros catalizadores experimentales para la división del agua de mar, son complejos y difíciles de escalar. Nuestro planteamiento se centra en cambiar la química interna de los catalizadores mediante un método sencillo, que los hace relativamente fáciles de producir a gran escala, por lo que pueden sintetizarse fácilmente a escala industrial”, explica Loomba.

Según Mahmood, la tecnología promete reducir considerablemente el coste de los electrolizadores, lo suficiente como para cumplir el objetivo del Gobierno australiano de producir hidrógeno ecológico a 2 dólares el kilogramo y hacerlo competitivo con el hidrógeno obtenido de combustibles fósiles.

Los investigadores del RMIT colaboran con socios industriales para desarrollar aspectos de esta tecnología. La siguiente fase de la investigación es el desarrollo de un prototipo de electrolizador que combine una serie de catalizadores para producir grandes cantidades de hidrógeno.

14.- El corredor del hidrógeno que reclama Galicia dispara las inversiones de Enagás y Naturgy en León.

20 de febrero de 2023, economía digital.

El Ministerio para la Transición Ecológica y Enagás vinculan a la futura red H2Med la inversión de 485 millones en una planta de hidrógeno en La Robla, que iba a ser de 60 megavatios y se ha ampliado a 280.

La planta de hidrógeno de La Robla, una inversión de 485 millones presentada por Naturgy y Enagás Renovable la pasada semana, se ha convertido en la mayor iniciativa de hidrógeno renovable del corredor Vía de la Plata y uno de los primeros centros productivos a gran escala del H2Med. La ubicación de las instalaciones en uno de los principales nodos de la red que el Gobierno impulsa en Europa con la intención de obtener la financiación de los PCI (proyectos de interés común) ha hecho que los promotores redimensionaran una planta de electrólisis que iba a tener inicialmente 60 megavatios, y que ahora alcanzará los 280, superando así a la otra [instalación proyectada por Naturgy en Meirama](#)



(<https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/alianza-de-naturgy-repsol-y-reganosa-para-producir-hidrogeno-verde-en-meirama.html>), de 200 megavatios.

La eléctrica que dirige Francisco Reynés pretende reindustrializar, tanto en La Robla como en Meirama, los terrenos donde apagó sus centrales térmicas al abrigo de los convenios de transición justa; y Enagás, que comparte accionariado con Amancio Ortega en su división de hidrógeno verde, es la empresa que lidera el despliegue e implantación del H2Med. El proyecto de León lleva asociado la puesta en marcha de un plan de generación solar fotovoltaica compuesto por diversos parques situados en municipios aledaños, y cuya capacidad total ronda los 450 MWp que alimentarán de energía renovable la planta de hidrógeno.

El Gobierno promete la conexión del hidrógeno de Galicia con el proyecto de Reganosa en el aire (<https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/el-gobierno-promete-la-conexion-del-hidrogeno-de-galicia-con-el-proyecto-de-reganosa-en-el-aire.html>)

El Ministerio para la Transición Ecológica, que estuvo representado en la presentación por la secretaria de Estado de Energía, Sara Aagesen, lo calificó como un proyecto «estratégico» para «la futura red nacional del hidrógeno». Y Enagás Renovable señaló expresamente al H2Med como una de las claves para la decisión de incrementar la inversión en La Robla: «si bien en un inicio la capacidad máxima de la planta de producción de hidrógeno renovable era de 60 MW, la existencia de potenciales consumidores industriales en la zona y la cercanía a la futura red troncal de hidrogenoductos permitirá incrementar la potencia de electrolisis hasta 280 MW».

De Tudela Veguín a Arcelor

Inicialmente, el hidrógeno producido en La Robla tiene dos destinos previstos. Por un lado, la cementera que Tudela Veguín tiene en la localidad; y, por otro, las actuaciones de movilidad sostenible que impulsa Alsa para las vías interurbanas de la provincia. Pero hay otros dos grandes consumidores industriales como potenciales clientes del hidrógeno leonés. ArcelorMittal, con sus complejos siderúrgicos de Gijón y Avilés y que ya ha firmado un memorandum de entendimiento (MoU) con la alianza de Naturgy y Enagás Renovable (Robla Hub); y Fertiberia, con plantas en Valladolid y Avilés, de la que el Gobierno espera que siga los mismos pasos que el gigante del acero.

La planificación del Gobierno para la red española del hidrógeno establece un corredor norte-sur que conecta Huelva con Gijón pasando por León, el llamado Vía de la Plata, que contará con dos ramales para enlazar Avilés y el puerto de El Musel, de manera que esa producción pueda también exportarse con la regasificadora de Enagás como actor clave. Es a través de este corredor y sus ramales como la nueva planta podría abastecer a la industria pesada de Asturias.

Y es también el corredor al que quiere engancharse Galicia a través del hidroduto que plantea Reganosa entre A Coruña y Zamora (<https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/el-gobierno-promete-la-conexion-del-hidrogeno-de-galicia-con-el-proyecto-de-reganosa-en-el-aire.html>), pero que en el primer proyecto presentado por el Gobierno en Bruselas no aparecía.

Teresa Ribera dijo en su momento que esta infraestructura ya estaba contemplada en el H2Med, pero lo cierto es que hay elementos clave por dilucidar, como la prioridad que tenga su construcción en el conjunto del proyecto.

Desde Galicia se ha presionado al Gobierno para la construcción de este ramal y de una conexión con Portugal.

El vicepresidente económico, Francisco Conde, llegó a acusar al Ejecutivo de pretender dejar a la comunidad como «una isla energética». Hasta finales de marzo hay un periodo clave en las consultas que mantenga Bruselas con España para saber cómo se incluye la conexión gallega, aunque las discrepancias con Francia respecto al diseño podrían complicar el proyecto, que debería extenderse también hasta Alemania.



Encrucijadas del hidrógeno renovable en Galicia (<https://www.economiadigital.es/galicia/opinion/encrucijadas-del-hidrogeno-renovable-en-galicia.html>)

Las relevantes iniciativas de hidrógeno presentadas en Galicia (Reganosa, EDP, Naturgy...), así como estar considerado un territorio muy favorable para la producción de este nuevo vector energético renovable, hacen que empresas y Xunta consideren fundamental la infraestructura.

El plan de Arcelor

Dos días después de la presentación de la planta de La Robla, la Comisión Europea autorizó una ayuda de 450 millones para ArcelorMittal, que pretende transformar sus complejos industriales asturianos hacia la producción de acero verde abastecido por hidrógeno renovable y gas de síntesis, procedente de gases metalúrgicos y residuos del propio proceso productivo. La ayuda desbloquea una inversión todavía no del todo cuantificada, pero que se estima que estará bastante por encima de los 1.000 millones de euros.

Para garantizarse el suministro, el gigante del acero ya formaba parte del consorcio HyDeal, en el que también están Enagás y Ferbiteria. Ahora suma un nuevo acuerdo con La Robla Hub, la planta impulsada por Naturgy y Enagás Renovable en León.

15.-Transportes libera los puntos de recarga urbanos: Iberdrola y Endesa ya sólo necesitan una declaración responsable

20 de febrero de 2023, el español

La lentitud de las administraciones a la hora de conceder permisos está retrasando el despliegue de estos puntos en España respecto a otros países.

El atasco que hay en el **despliegue de puntos de recarga para vehículos eléctricos** en España podría acabarse. El Ministerio de Transportes prevé aprobar una *Orden Ministerial para que se puedan desarrollar estas infraestructuras solo con una simple Declaración Responsable* (<https://www.mitma.gob.es/el-ministerio/buscador-participacion-publica/proyecto-de-orden-por-la-que-se-modifica-la-orden-de-16-de-diciembre-de-1997>).

El pasado martes 24 de enero se cerró el plazo para realizar aportaciones a la audiencia pública lanzada por el Gobierno sobre esta propuesta.

La falta de infraestructuras de recarga para vehículos eléctricos en España es el verdadero cuello de botella para que este sector se equipare al resto de países europeos. **Nuestro país cerró 2022 con 16.565 puntos de recarga públicos**, una cifra que queda muy alejada de los niveles necesarios para impulsar la movilidad cero emisiones.

Y aunque Endesa e Iberdrola lideran el desarrollo de estas infraestructuras, necesarias para que el coche eléctrico pueda llegar a gran escala al país, las grandes energéticas propietarias de gasolineras también están participando de este negocio, como BP, Repsol o Cepsa.



[\[España sólo tiene un cargador ultrarrápido para cada 218 automóviles 100% eléctricos\]](https://www.lespanol.com/invertia/observatorios/movilidad/20221121/espana-solo-cargador-ultrarrapido-automoviles-electricos/719178481_0.html)
(https://www.lespanol.com/invertia/observatorios/movilidad/20221121/espana-solo-cargador-ultrarrapido-automoviles-electricos/719178481_0.html)

Según los últimos datos del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, en estos momentos hay **40.000 solicitudes pendientes de resolución**, lo que supone cerca de 6.000 millones de inversión.

"Tenemos que dar un gran paso. Necesitamos tener una red de recarga mayor. **En España contamos con 19.000 puntos de recarga**. Hace falta visibilizar mucho más esta red y, a la vez, mejorar su calidad para que la experiencia del usuario sea similar a la del vehículo de combustión", ya dijo **Raquel Blanco, directora global de Smart Mobility de Iberdrola**, en noviembre pasado durante III Simposio del Observatorio de la Movilidad de Invertia y El Español.

[\[Blanco \(Iberdrola\): "Para acelerar el despliegue de la red de carga debemos priorizar sus permisos"\]](https://www.lespanol.com/eventos/observatorio-de-la-movilidad/20221114/blanco-iberdrola-acelerar-despliegue-debemos-priorizar-permisos/718428381_0.html)
(https://www.lespanol.com/eventos/observatorio-de-la-movilidad/20221114/blanco-iberdrola-acelerar-despliegue-debemos-priorizar-permisos/718428381_0.html)

"**Necesitamos mayor agilidad en los procesos para poner en marcha estos puntos de carga**. Debemos priorizar sus permisos. En esta gestión participan las tres administraciones: estatal, autonómica y municipal. Si como país estamos apostando por la electrificación, echamos en falta una mayor homogeneidad y establecer tiempos límites. Hay que priorizar estas infraestructuras", añadía.

"Desde **Transport & Environment (T&E)** valoramos positivamente la nueva Orden Ministerial porque simplifica el arduo proceso del despliegue de puntos de recarga a través de la presentación de una Declaración Responsable", explica a EL ESPAÑOL-Invertia **Óscar Pulido, responsable de la campaña de Flotas de T&E España**.

En opinión de Pulido, "sin lugar a duda, esto es **un paso en la dirección correcta** para desarrollar la infraestructura de recarga en España".

"Esperamos que el Gobierno siga tomando acciones con el fin de poder ofrecer el servicio de recarga de vehículos eléctricos a todos sus ciudadanos, ya que esto es indispensable y a su vez crítico para poder progresar en la electrificación y descarbonización del transporte por carretera", incide.

Plazos inasumibles

Tanto Endesa como Iberdrola advierten de que los plazos con los que cuentan hasta ahora son inasumibles por la industria. Por eso, esta Orden Ministerial podría ser como agua de mayo para acabar con un 'parón' que afecta a los objetivos de descarbonización en el sector de la movilidad.

"Nosotros tardamos entre 15 días y un mes en poner en marcha la instalación de un punto de carga. En cambio, **los permisos pueden tardar entre 20 y 30 meses**. Es un trabajo de todos cambiar esto. En Iberdrola tenemos casi 2.000 puntos en tramitación. Hay que facilitar todos los permisos, incluidos, los de las distribuidoras", señalaban desde Iberdrola.

La compañía anunció en 2018 que quería crear una red de electromovilidad en las principales autovías españolas con un punto de recarga rápido de 50 kW cada 50 kilómetros, uno superrápido de 150 kW cada 100 kilómetros y uno ultrarrápido de 350 kW cada 200 kilómetros.

El objetivo final del grupo es alcanzar en 2025 los **150.000 puntos de recarga** de vehículos eléctricos en España.

Y ese mismo año 2018 Endesa anunció como objetivo la cifra de **100.000 puntos de recarga** de vehículos eléctricos en cinco años. Su filial especializada en movilidad eléctrica, **Endesa X Way**, ya tiene en España **4.000 'electrolineras'**, de las que un 45% son rápidas o ultrarrápidas. Sin embargo, un 20% no están operativas porque están a la espera de licencias.

Elena Bernárdez, directora general de **Endesa X Way**, también ha dicho en varias ocasiones que "con la capacidad inversora" que se ha evidenciado en el mercado español, "**si se facilitan los permisos, se pueden doblar los cargadores en un año**".

16.- Ca n'Espinós, el primer barrio de Catalunya escogido por Endesa para instalar un nuevo sistema contra el fraude eléctrico.

20 de febrero de 2023, Gavá.info



Endesa ha puesto en servicio en Gavà el primer centro de transformación en baja tensión digitalizado de toda Catalunya. El dispositivo, ubicado en el barrio de Ca n'Espinós, es una prueba piloto que permitirá automatizar el tramo final de la línea eléctrica, aquella que llega directamente a nuestra casa. Así, a partir de ahora, cualquier incidencia que afecte a los clientes que dependen de ella, se resolverá con mucha mayor rapidez. Éste es un paso más para seguir automatizando la red con el objetivo de mejorar la calidad y la continuidad del servicio. La iniciativa prevé instalar otros catorce en Catalunya durante este ejercicio.

El telemando consiste en dotar a la instalación con sistemas de control remoto que permiten realizar maniobras de operación a distancia. Así, desde el Centro de Control de Endesa se pueden accionar a distancia los dispositivos de este centro de transformación sin tener que desplazar equipos sobre el terreno en caso de incidencias, ya sean propias o derivadas de la acción de agentes externos. El Centro de Control recibe información que permite detectar y aislar los defectos que pudieran producirse en la red mediante los elementos de detección de paso de defecto. De esta forma se ahorra tiempo en la localización de averías, con la consecuente reducción de hasta un 20% del tiempo de interrupción del suministro eléctrico a los clientes que se alimentan de estas instalaciones.

Esta iniciativa es una de las estrategias de la Compañía para luchar contra el fraude eléctrico. Por este motivo, la medida se instalará en aquellos puntos de Catalunya donde la Compañía detecta consumos anómalos provocados por el uso irregular de las instalaciones, provocando interrupciones en el suministro debido a la sobrecarga de la red. Con esta digitalización se pretende minimizar el impacto que el corte de luz genera en el resto de clientes que, involuntariamente, sufren sus consecuencias.

17.- La patronal de las grandes eléctricas denunciará ante Bruselas el impuesto energético.

20 de febrero de 2023, cincodias/elpais

Recurrirán la orden que desarrolla la ley y la liquidación a Hacienda cuyo plazo termina hoy.

La asociación de las grandes eléctricas, Aelec, que el jueves anunció que recurrirá ante la Audiencia Nacional la orden ministerial que desarrolla el **polémico impuesto** que grava los ingresos de las energéticas el 1,2%, prepara una denuncia ante la Comisión Europea contra un supuesto tributo que, en realidad, es una **prestación patrimonial pública de carácter solidario** (de esta manera, no se produce una doble imposición).

Aelec (antigua Unesa) está analizando los argumentos jurídicos de un escrito, en cuya redacción participa el despacho de abogados de Garrigues, según fuentes empresariales.

La decisión de la asociación eléctrica se considera una maniobra política, pues la denuncia no tendrá consecuencias judiciales, de hecho, la Comisión no está obligada a responderla, una obligación que sí tiene de tratarse de una ayuda pública. Según las mismas fuentes, ya se habría presentado algún escrito de alguna de pequeña empresa afectada. El tributo grava, durante dos años, los ingresos en España y que no procedan de actividades reguladas, de los considerados por la CNMC **operadores principales** (los que tienen una cuota superior al 10% en su segmento), así como aquellas que facturen más de 1.000 millones en un año.

Sector eléctrico	Sector de gas natural
Endesa	Naturgy Energy Group
IBERDROLA Iberdrola	Endesa
Naturgy Energy Group	REPSOL Repsol
EDP Energías de Portugal	IBERDROLA Iberdrola
acciona Acciona	CEPSA CEPSA
Sector de carburantes	Sector de gases licuados del petróleo
REPSOL Repsol	REPSOL Repsol
CEPSA CEPSA	CEPSA CEPSA
bp BP España	bp BP España
petronieves Petronieves	Naturgy Naturgy Energy Group
PENINSULA Peninsula Petroleum	DISA Disa Corporación Petrolífera

Los recursos contra una medida del Gobierno amparada en el reglamento de la UE que permite detraer para el fisco parte de los beneficios extraordinarios de las energéticas derivados de los altos precios por la guerra de Ucrania, están en marcha.

Estos serán de dos tipos. Por un lado, las afectadas **recurrirán la citada orden ministerial ante la Audiencia**, para lo que tienen dos meses de plazo (la orden entró en vigor el 2 de febrero). Con los argumentos de que es discriminatorio, no proporcional y que excede la capacidad económica de las empresas, pedirán, amén de medidas cautelares (ya han sido rechazadas las solicitadas por Repsol), que la Audiencia plantee un **recurso de inconstitucionalidad** ante el TC y que pida al Tribunal Supremo que plantee una **cuestión prejudicial** ante el Tribunal de Justicia de la UE (TJUE), pues ellas no tienen potestad para estas demandas.

Otra impugnación, que pueden activar desde mañana mismo, es contra las autoliquidaciones del impuesto ante el Tribunal Económico Administrativo Central, un órgano dependiente de Hacienda. Solo tras la respuesta de este, que podría tardar, las afectadas podrán iniciar un contencioso administrativo. Las empresas van a denunciar las dos liquidaciones anuales del impuesto: en la primera, **cuyo plazo termina hoy, pagan hasta el 50%** del mismo y ya en la de septiembre, desembolsan el resto y lo regularizan.

Al tratarse de una reclamación económica, son las empresas a título individual las que deben presentar este recurso de alzada ante dichos organismos administrativo. El proceso puede demorarse hasta dos años.

Por el momento, dos energéticas han desvelado oficialmente cuánto les costará este año la denominada aportación patrimonial: 300 millones de euros en el caso de **Naturgy** y 450 millones, en el de Repsol beneficios récord. Se prevé que **Iberdrola y Endesa**, que presentan esta semana sus resultados anuales, desvelen cuánto pagarán este año, con cargo a sus ingresos de 2022.

Argumentos empresariales

Además de considerar que España incumple el reglamento europeo, que establece que se gravarán los beneficios de las empresas y no los ingresos, varias son las grietas que las eléctricas han descubierto y que denunciarán ante los jueces: que no es proporcional pues no afecta a todo el sector por igual y es confiscatorio. En este sentido, algunas eléctricas denuncian que muchos de sus contratos con clientes tienen una rentabilidad inferior al 1,2%. La nueva tasa, que no es deducible en el impuesto de sociedades, puede equivaler en algunos casos a una subida del 50% de este último impuesto, indican varias fuentes jurídicas.

Otro argumento es que el tributo grava todos los ingresos, incluso los que son producto de una recaudación a la que están obligadas las empresas, pero que no terminan en su cajón. Por ejemplo, costes regulados del sector o de terceros, como los peajes de las redes eléctricas; los cargos y el tope al gas. En este último caso, como en el del bono social, fuentes políticas subrayan que las empresas no están obligadas a repercutirlo al cliente.

No así los peajes, que las mismas fuentes reconocen que se intentaron sacar de la ley (en vigor desde el 27 de diciembre) en el trámite de aprobación de la ley en el Senado, pero que el Gobierno no hizo, pues esa enmienda le hubiese obligado a devolver el texto al Congreso en un momento de gran convulsión parlamentaria.

¿Recurrirá el Partido Popular el tributo?

Oposición. Aunque empresas del sector han contactado con el Partido Popular para que este recurra la ley del 27 de diciembre que establece por dos años un gravamen sobre los ingresos de las energéticas y la banca, en la formación que lidera Alberto Núñez Feijó no ha tomado posición sobre la norma. Solo 50 diputados o senadores tienen potestad para recurrir una norma con rango de ley, además de las comunidades autónomas. En este caso, siempre que les afecte directamente, lo que no ha ocurrido.

Reglamento. Uno de los argumentos de las empresas afectadas es que la UE permite gravar temporalmente los beneficios extra de las energéticas, el Gobierno español ha optado por aplicar el tributo a los ingresos porque los resultados están expuestos “trucos y maquillajes” por parte de las empresas (provisiones, devaluaciones de activos o amortizaciones), mientras que con los ingresos, la recaudación está asegurada.

Equivalencia. El Ejecutivo alega que, aunque el reglamento alude a los beneficios, también permite “habitar medidas similares o equivalentes”. En este sentido, la carga fiscal efectiva, tal y como está diseñado el tributo, es igual si se aplica a ingresos o a beneficios.

18.- El Corte Inglés lanza una ofensiva en energía pilotada por ex de Iberdrola y Repsol.

20 de febrero de 2023, vozpopuli.com.

La compañía, que paralizó la operación de puesta en marcha de Sweno Energía por la crisis de la luz, ofrece dos tarifas diferentes y promociones en El Corte Inglés por la contratación de su comercializadora

El Corte Inglés ha lanzado su propia comercializadora de energía con una ofensiva comercial. Tras paralizar el proyecto durante más de un año por la crisis de la luz, la compañía de grandes almacenes comenzó a operar hace unas semanas con Sweno Energía, poniendo en marcha su oferta

La nueva compañía ha incluido en su equipo de estrategia y ventas a profesionales que han desempeñado cerca de una década de su carrera en gigantes del sector energético como Iberdrola o Repsol, como ha podido comprobar Vozpópuli. Es el caso del director comercial y de cliente, Javier Arjona, o el del responsable de estrategia comercial de Sweno Energía, Alberto Sicre.



Mientras Sicre ha ocupado puestos en la empresa que preside Ignacio Sánchez Galán como el de jefe de equipo, producto residencial, electricidad y gas, o el de jefe de producto de los mercados español y francés de electricidad y gas, residencial y negocio, Arjona ha sido en Repsol el jefe de nuevas comercializadoras, así como el jefe de estrategia y producto. Junto a ellos, el equipo de Sweno Energía cuenta con Pelayo Suárez, antes desarrollador de producto en Endesa, como product manager o director de producto.

La compañía eléctrica de El Corte Inglés ha diseñado dos tarifas, que están disponibles ya en el mercado. En estos momentos, y desde hace algunas semanas, Sweno Energía comercializa las tarifas Despreocúpate y Beneficiate, con un precio fijo en un único tramo, en el caso de la primera, y un precio fijo en tres tramos, en el caso de la segunda. **La apuesta comercial de la compañía en esta nueva filial es relevante: por su contratación, El Corte Inglés ofrece una tarjeta de regalo para los grandes almacenes de 60 euros.**

La comercializadora de electricidad, dada de alta como tal en la CNMC desde hace más de un año, opera bajo la sociedad Telecor, que fue 'resucitada' en marzo de 2021 por El Corte Inglés para dedicarse a este mercado, como contó este periódico. Su puesta en marcha ha corrido a cargo de la nueva dirección de El Corte Inglés, nombrada el pasado marzo, que ha tenido que capitanear la entrada de la compañía en el negocio tras paralizarse meses antes por la crisis de la luz.

La tarea del lanzamiento oficial de la comercializadora ha correspondido, en concreto, al director general, Santiago Bau, nombrado hace menos de un año para encargarse de los negocios corporativos existentes, "así como los de nueva creación", explicó entonces El Corte Inglés. Entre ellos se enmarca el de la comercializadora.

Hasta su entrada en El Corte Inglés, Bau ejercía como alto ejecutivo en el banco de negocios Goldman Sachs, empresa en la que permaneció durante más de 15 años. "Posee una gran experiencia en gestión financiera y banca de inversión", explicó entonces la compañía de los grandes almacenes.

El Corte Inglés paralizó el plan

El plan inicial de la empresa que preside Marta Álvarez era poner en marcha esta nueva filial antes de que terminara el año 2021. Tras haber dado luz verde a otros negocios como el del operador móvil (Sweno), el de seguridad y alarmas (Sicor) o el de logística (El Corte Inglés Logística Avanzada), la compañía del triángulo verde tenía el de la energía como uno de sus grandes proyectos pendientes.

De hecho, El Corte Inglés incluyó este proyecto como uno de los más relevantes dentro de su nuevo plan estratégico, que se extenderá hasta 2026. Es, no en vano, una de sus puntas de lanza para entrar en nuevos negocios y conseguir "nuevas fuentes de ingresos", un objetivo en el que la empresa comenzó a trabajar tras el desplome de ventas en retail por la crisis del coronavirus.

19.- Endesa invierte 54.000 euros en la mejora y digitalización de la red en Teruel.

20 de febrero de 2023, europapress

Endesa ha realizado una inversión de 54.000 euros para la adecuación tecnológica y la digitalización de la red de distribución en Teruel. La actuación servirá para mejorar la calidad de servicio de más de 3.000 clientes residenciales y comerciales de la capital.

Los trabajos han consistido en la instalación de un nuevo tramo de red subterránea de media tensión a 10 kilovoltios entre los centros de transformación Quijote y Travesía del Carmen, en el montaje de nuevas celdas y puentes en baja y media tensión y en la instalación de nuevos equipos y sistemas de protección, control y telemando, todo ello con el objetivo de mejorar la fiabilidad de la red y de reducir el tiempo de reposición en caso de incidencia, según ha informado la compañía.

Las actuaciones realizadas suponen la continuación de una serie de inversiones efectuadas a lo largo de los últimos ejercicios y forman parte del programa de mejora de instalaciones desarrollado anualmente por Endesa, con el objeto de consolidar la calidad de servicio y adaptarse a la evolución de la demanda.

20.- Edesur: la empresa italiana Enel comienza el proceso para vender su activo más cuestionado.

21 de febrero de 2023, La Nación.com.ar

Después de transferir las centrales térmicas Costanera y Dock Sud a Central Puerto, la firma italiana se desprenderá de la distribuidora Edesur y de las represas El Chocón y Arroyito

En sus 30 años de historia, Edesur cambió de administradores tres veces, pero nunca estuvo bajo el control de capitales nacionales; sus dueños fueron chilenos, españoles y, desde 2009, italianos.

Este año, sin embargo, la situación podría modificarse, cuando finalice la venta de sus activos la empresa multinacional Enel, que anunció el año pasado su retirada del país.

El próximo mes, la energética italiana comenzará el proceso para **desprenderse de su activo más cuestionado**. La operación se llevará a cabo a través del banco Santander. **Edesur tiene 2,6 millones de clientes y abastece de electricidad a siete millones de personas** en el sur del área metropolitana de Buenos Aires (12 comunas de la Ciudad y 12 partidos de la provincia).

Si bien no hay estimaciones del valor de la distribuidora, cuando Edenor cambió de administradores, en diciembre de 2020, la operación se llevó adelante por US\$100 millones por el 51% de la compañía.

En ese entonces, los empresarios **Daniel Vila, José Luis Manzano y Mauricio Filiberti** le compraron esa participación accionaria a la empresa Pampa Energía, de Marcelo Mindlin. Enel, por su parte, tiene el 75% de las acciones de Edesur.

El activo de la empresa italiana que mayor interés genera al Estado, sin embargo, no es Edesur, sino las centrales hidroeléctricas El Chocón y Arroyito, cuya concesión vence el próximo 11 de agosto, después de 30 años. Enel buscará retener esa concesión, para que la venta del activo no pierda valor, pero en él. Gobierno ya se inició una disputa interna por la estatización del control de la hidroeléctrica.

En el oficialismo cercano a la vicepresidenta **Cristina Kirchner** hay interés para que las centrales pasen a ser operadas por Energía Argentina (Enarsa), aunque en el sector dudan de la capacidad de la empresa estatal para dicha tarea. Por otro lado, **las provincias también presionan para ser parte de las negociaciones y hasta piden cobrar regalías por el uso de sus recursos, una demanda que en el Gobierno rechazan.**

El complejo hidroeléctrico El Chocón, junto con el Embalse de Arroyito, está ubicado sobre el río Limay, en el límite entre Río Negro y Neuquén. Las represas tienen una capacidad instalada total de 1328MW y generan el 3,2% del total de la oferta eléctrica del país.

Enel ya cerró **la venta la semana pasada de sus dos centrales térmicas, Costanera y Dock Sud**, a Central Puerto por un total de US\$102 millones. A raíz de esta operación, también se desprendió de parte de sus acciones en las centrales de generación térmica **Vuelta de Obligado, Belgrano y San Martín**, donde Costanera y Dock Sud tienen participación accionaria (todavía tiene acciones a través de las hidroeléctricas).

De esta manera, Central Puerto, la empresa cuyos principales accionistas son los empresarios **Guillermo Reca, la familia Miguens-Bemberg y Eduardo Escassany**, se convirtió en la principal generadora privada de electricidad.

Central Puerto ya era socio de Enel, a través de Edesur, ya que posee alrededor del 30% de participación en **Distrilec**, la compañía que tiene el 56% de las acciones de la distribuidora (la mayoría accionaria de Distrilec la tiene la propia Enel). La empresa italiana, a su vez, también tiene el otro 43,1% de las acciones directas de Edesur.

El nacimiento de Edesur

Edesur nació como tal el 1° de septiembre de 1992, cuando, en plena época de privatizaciones, el entonces gobierno de Carlos Menem decidió vender en siete unidades de negocios la estatal Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (Segba): cuatro generadoras y tres distribuidoras (Edesur, Edenor y Edelap).



Por ese entonces, se quedaron con el servicio de Edesur **el grupo chileno Chilectra** y, en participación minoritaria, la empresa **Perez Companc**. “Los chilenos llegaron con la idea de hacer rentable a la compañía en cuatro o cinco años, que se había heredado con una caja en rojo, pero lo lograron a los dos años y medio”, recuerda un ejecutivo.

La empresa tenía dos grandes problemas de ineficiencia, según cuenta: una plantilla de empleados sobrepoblada y el robo de energía (personas que se colgaban a la red), que alcanzaba el 26% de la generación eléctrica.



La inversión inicial de Chilectra fue para reemplazar las redes convencionales por otro antihurto y se abrió un programa de retiros voluntarios. Pero una vez ajustadas las cuentas, **los accionistas comenzaron a retrasar inversiones y se fue ocupando la capacidad de reserva que tenían las redes**, que era el gran capital con el que contaba el servicio.

La salida del grupo chileno de Edesur se dio tras el incidente en la subestación eléctrica Azopardo, que se prendió fuego el 14 de febrero de 1999, en un día de máximo calor. Esto provocó que **hubiera usuarios sin suministro durante casi 11 días** en pleno verano.

A los pocos meses, **las acciones de Chilectra fueron absorbidas por la española Endesa**, y el control de la empresa cambió de manos. **Perez Companc, asimismo, le vendió su parte a Petrobras**, que siguió como accionista.

Años después, **en 2009, el Grupo Enel adquirió en una transacción internacional la mayoría accionaria de Endesa** y a nivel local heredó Edesur, así como los otros activos de generación eléctrica. En 2013, Petrobras cedió la totalidad de sus acciones al grupo Sociedad Argentina de Energía SA (Sadesa), dueños de Central Puerto, entre otros activos energéticos.

21.- Iberdrola y Exiom levantarán en Langreo la primera fábrica de paneles solares

21 de febrero de 2023, expansión.com.

Invertirán 20 millones de euros en la fábrica que entrará en funcionamiento este año y creará 115 empleos.

Iberdrola y el grupo empresarial asturiano Exiom han creado una alianza para "liderar" la fabricación de paneles solares fotovoltaicos en España. En el municipio asturiano de Langreo levantarán una gran planta de construcción de placas fotovoltaicas, la primera en España y una de las primeras a escala industrial de Europa, que supondrá una inversión de 20 millones de euros.

La fábrica de paneles solares en la cuenca minera entrará en funcionamiento este mismo año, 2023, ha informado Iberdrola en un comunicado.

El acuerdo con Exiom responde al esfuerzo emprendido por Iberdrola para atraer a España parte de la cadena de valor vinculada a las energías renovables, en concreto, la energía solar. El objetivo es convertir a España en punta de lanza para liderar esta actividad desde Europa.

La inversión prevista es de 20 millones de euros y contribuirá a la reactivación económica de las cuencas mineras con una generación de 115 empleos directos en la zona.

Exiom es un fabricante de capital 100% español, con origen en Asturias, y uno de los únicos grupos europeos en aparecer en el listado de fabricantes Tier 1 o de primer nivel.

La apertura de esta nueva fábrica en Europa responde al interés de ambas compañías en alcanzar una fabricación competitiva a nivel europeo, focalizada en una primera fase en paneles solares con la posibilidad de extender la colaboración a otros de componentes de la cadena de valor fotovoltaica.

Además, la iniciativa refuerza el compromiso de ambas compañías con la industrialización asociada a la transición energética tal y como refleja el 'Green Deal Industrial Plan', presentado recientemente por la Comisión Europea.



Ambas empresas han estado en contacto permanente con el Gobierno del Principado de Asturias, dado el efecto dinamizador que el proyecto tendrá en la comarca.

La apuesta de Iberdrola por un modelo energético sostenible se enmarca en su programa Perseo, para fomentar el desarrollo de 'startups' y empresas industriales innovadoras que trabajen en nuevos ámbitos de la electrificación y en sectores difíciles de descarbonizar.

El programa Perseo cuenta con 40 millones de euros, a través de Perseo Venture Builder, específicamente para lanzar iniciativas industriales que se puedan desarrollar en el ámbito de la transición energética.

Desde su creación en 2008, el programa ha invertido 175 millones de euros en negocios que desarrollan tecnologías innovadoras, poniendo el foco en aquellos que permitan mejorar la sostenibilidad del sector energético mediante una mayor electrificación y descarbonización de la economía.

22.- Alerta de un gran apagón eléctrico en España.

21 de febrero de 2023, huffingtonpost.es.

El cierre de centrales de gas podría tener unas nefastas consecuencias.

El potencial cierre de centrales de gas puede poner en jaque el suministro eléctrico en España. Así lo alerta Entsoe (la asociación europea de los gestores de transporte de electricidad) en un informe dirigido a los supervisores europeos de ACER al que ha tenido acceso *El Economista*.

El documento señala que España correrá un importante riesgo de llegar a sufrir un apagón eléctrico durante los años 2024 y 2025 si se cierran de forma masiva las *centrales de gas*.

El peligro, además, sería mayor en 2024. Tal y como recoge el citado diario, "el análisis de viabilidad indica que se darían de baja entre 9.570 y 10.110 MW de potencia térmica (540 MW de carbón y el resto de centrales de ciclo combinado), y solo entrarían alrededor de 1.000 MW de demanda flexible, lo que en la práctica reduce notablemente la capacidad de gestión del operador del sistema en cerca de 9.100 MW".

Y la amenaza es real, ya que existen compañías como *Naturgy* que han solicitado cerrar 10.000 MW de potencia. No obstante, Red Eléctrica de España (REE) subraya que cualquier tipo de cierre, debe ser autorizado por el operador del sistema.

En ese sentido, REE destaca que esos permisos serán denegados en el caso de que los cierres de centrales de gas puedan suponer un riesgo a la hora de garantizar el suministro eléctrico.

Un precedente: el 4 de octubre de 2022.

Esta alerta se une al hecho que tuvo lugar el 4 de octubre de 2022, cuando el sistema eléctrico español estuvo altamente tensionado e, incluso, experimentó apuros para poder garantizar el suministro ante la falta de generación disponible.

En esa fecha, fuentes no identificadas citadas por el diario económico aseguraron que Red Eléctrica de España estuvo muy cerca de llevar a cabo deslastres o, lo que es lo mismo, cortes energéticos controlados.

También a finales del pasado año, REE pidió a las principales eléctricas que *retrasasen los mantenimientos previstos en sus centrales de ciclo combinado* para no perjudicar la capacidad de generación energética.



23.- La cogeneración camina a su defunción: más del 30% de las plantas cerradas por los altos precios del gas.

21 febrero de 2023, elespañol.com.

El sector pide que el Gobierno apruebe el marco retributivo que llevan esperando desde hace más de dos años para tener certidumbre de inversión.

Llamada de atención de la **industria de la cogeneración** al Gobierno. Aseguran que si no se aprueba un marco de retribución, se mueren. La crisis energética les ha pasado factura porque dependen de los precios del gas (https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20220803/cogeneracion-alerta-genera-electricidad-carbon-industrias-caen/692680845_0.html) para su producción industrial, y en 2022 esta commodity llegó a dispararse por encima de los **300 euros/MWh**.



"La producción de nuestras industrias cayó un 34% el año pasado y no hemos conseguido remontar, sino que siguen paradas entre el **30%** y el **40%** de las plantas, y esto solo lleva a un futuro: el cierre definitivo", explica a EL ESPAÑOL-Invertia **Rubén V. Hernando**, presidente de la patronal del sector, **Acogen**, y director general de la división papel para el sur de Europa de **DS Smith**.

Se decide el futuro no solo de la cogeneración, sino de un sector industrial puntero en este país. A la cogeneración, producir electricidad y calor a la misma vez partiendo de un único combustible, no le salen las cuentas. "Sin un nuevo marco, todas las cogeneraciones colapsarán al inicio del segundo semestre del año", añade Hernando.

Fracaso para la cogeneración del 'mecanismo ibérico': la producción industrial seguirá cayendo en 2022 hasta el 30%

https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20221125/fracaso-cogeneracion-mecanismo-iberico-produccion-industrial-seguira/721178165_0.html

Pese a que en septiembre, el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, anunció que salvaría a la cogeneración al dejarse acoger al mismo sistema de pagos que los ciclos combinados, la realidad se impuso.

"Es cierto que en septiembre la compensación por la 'excepción ibérica' nos permitió arrancar ciertas plantas, pero luego, al volver a caer los precios del gas, en la práctica no fue aplicable la medida", explica el experto.

Cogeneración renovable

"Necesitamos una legislación que dé certidumbre a la inversión porque sin ella no seremos competitivos", dice el presidente de Acogen. Su objetivo es confiar en que pueden continuar produciendo y además invirtiendo en la transición energética de sus industrias. "Podemos cambiar de gas a otros gases renovables como el biometano o el hidrógeno, queremos ser una **cogeneración renovable**, pero necesitamos saber que tenemos futuro", señala.

Empieza a haber proyectos piloto, pero se necesita un marco seguro y estable porque si no, "nadie pone su dinero y su esfuerzo en peligro".

Por el momento, esperan que para la primavera pueda estar aprobada una retribución a su producción que llevan esperando más de dos años, pero desconocen cuáles serán los términos con los que lo haga.

En la cogeneración hay sectores como el del **papel, la industria química, la alimentación o el refino**, "que van a desaparecer poco a poco si se nos retribuye en base a la volatilidad de los precios o en la de los futuros", asegura Rubén V. Hernando. Eso sin contar los efectos colaterales en el **empleo, la exportación y el equilibrio económico** de determinadas zonas.

Por último, el responsable de Acogen recuerda que también están a la espera de las subastas que, según anunció el Gobierno, solo iba a cubrir la mitad de la potencia existente. "Esto implica que alguien va a perder competitividad y la industria de la cogeneración supone el 11% de la electricidad nacional (50% autoconsumida), y utiliza el 20% del total del gas nacional en unas 600 fábricas", incide.

Además, el valor de la energía que produce la cogeneración supera en la actualidad los 7.000M euro/año

24.- Enagás gana 375,8 millones de euros en 2022, un 6,9% menos que en 2021.

21 de febrero de 2023, bolsamania.com.

Los ingresos anuales cayeron un 2,1%, hasta 970,3 millones de euros.

Enagás, el operador del sistema gasista español, ha presentado un beneficio neto de **375,8 millones de euros en 2022**, lo que supone un 6,9% menos que en 2021.

Los **ingresos anuales** cayeron un 2,1%, hasta 970,3 millones de euros. Además, el **Ebitda** se redujo un 10,9%, hasta 797,4 millones de euros; y el Ebit se redujo un 18%, hasta 478,2 millones.

Los ingresos regulados al final del año 2022 cayeron a **950,4 millones de euros, un -1,8% menos** respecto a la misma fecha del año anterior. Dichos ingresos, se redujeron por la **aplicación del marco regulatorio 2021-2026** (-45,1 millones de euros), si bien, este impacto se vio parcialmente compensado por la remuneración de los gastos auditados (38 millones de euros).

La contribución de las sociedades participadas ascendió a **201,2 millones de euros**, que representa aproximadamente un 39% del beneficio neto, como consecuencia del buen comportamiento de todas las filiales, principalmente **TGP y TAP**.

La cifra de los **flujos de caja de las operaciones (FFO)** cayó un 12,7%, hasta 612 millones de euros. Esta cifra incluye los dividendos recibidos de las sociedades participadas, que ascendieron a 121,5 millones de euros.

Los **flujos de caja operativos (OCF)** alcanzaron los **847,4 millones de euros, un +14,5% más**. Este incremento se debe principalmente al impacto positivo de la **variación del capital circulante** por importe de 235,3 millones de euros, que ha mejorado como consecuencia de la alta utilización de las infraestructuras de la compañía, especialmente las plantas de regasificación.

LA DEUDA NETA SE REDUCE



La **deuda neta** se ha reducido en **808 millones de euros (-19%)**, pasando de 4.277 millones de euros en diciembre de 2021 hasta los **3.469 millones de euros en diciembre de 2022**, principalmente por la alta generación de caja, la desinversión en GNL Quintero y el buen comportamiento del Capital Circulante.

El **coste financiero de la deuda** se ha situado en un **1,76%**, ligeramente por encima del cierre de 2021 (**1,71%**). Más del **80%** de la deuda de Enagás se encuentra a tipo fijo, lo que permite a la compañía mitigar el impacto de los actuales movimientos de tipos de interés.

La ratio de **Deuda Neta/Ebitda** ajustado por los dividendos recibidos de filiales ascendió a **4,8 veces**.

Por último, Enagás ha destacado que, gracias a la intensificación del plan de eficiencia, los **gastos operativos recurrentes** aumentaron en 2022 un **4% respecto a 2021**, de acuerdo con el objetivo establecido en el Plan Estratégico. "Se espera que los **costes recurrentes de Enagás** permanezcan estables en el ejercicio 2023", ha concluido la empresa.

25.- Iberdrola, Naturgy, Iberenergía y Endesa tienen hasta 31 de marzo para renovar con nuclear de Trillo.

21 de febrero de 2023, europapress

Iberdrola, Naturgy, Iberenergía y Endesa, empresas propietarias de la central de Trillo (Guadalajara), tienen hasta el 31 de marzo de este año para pedir la renovación de la licencia de actividad de la planta nuclear, dado que la misma vence en noviembre de 2024, sin que por el momento se hayan pronunciado al respecto.

Así lo ha avanzado el director de la planta, Javier Vallejo, en una comparecencia ante los medios de comunicación de Guadalajara para presentar el informe anual de la instalación de 2022, encuentro en el que ha señalado que, no obstante, en la central se sigue trabajando en la Revisión Periódica de Seguridad (RPS), que es un requisito previo, aunque "la decisión es de los propietarios".



En este sentido, ha precisado que la petición de la renovación de licencia es responsabilidad de las empresas propietarias que serán las que decidan si quieren que esta planta siga operando más allá de 2024.

"Nosotros haremos lo que digan nuestros propietarios", ha insistido el director de la central nuclear de Trillo, que ha evitado pronunciarse las decisiones del Gobierno respecto a los planes de residuos de las centrales y se ha limitado a afirmar que la nuclear de Trillo tienen resuelto este problema con su Almacén Temporal Individualizado (ATI), en el que ha precisado que hay capacidad para el combustible gastado de la planta para 25 años pese a que a finales de año habrá alcanzado la mitad de su ocupación.

En este sentido, ha señalado que para fin de año el ATI albergará ya 40 contenedores y tiene capacidad para un total de 80, con lo que augura que la instalación podría operar otros 25 años.

Vallejo no ha querido pronunciarse sobre Plan de Residuos que está preparando el Gobierno. "Yo, sobre lo que haga el Gobierno me permito no opinar. Nosotros cumpliremos con lo que diga el Plan General en todo momento", ha subrayado.

La misión de la dirección de la planta pasa por que esta opere de forma eficiente y segura el tiempo que haga falta, ha incidido Vallejo, tras detallar que en las recargas están realizando continuas actualizaciones tecnológicas sin pensar en el año 2035 y "pararemos cuando digan las propietarias y el Plan de Energía y Clima y los acuerdos".

A preguntas de los medios sobre si los impuestos a las nucleares pueden estar influyendo en la decisión de su continuidad o no, Vallejo ha señalado que el tema fiscal es quizá el principal componente de la estructura de costes de la planta pero, en todo caso ha precisado que la toma de decisiones es potestad de las propietarias y que ellos harán lo que les digan.

No obstante, si ha apuntado que, en su opinión, "la carga fiscal que tiene la central nuclear es muy elevada".

En referencia a la proliferación de parques solares en la provincia, al director de la central de Trillo le parece "muy bien", y en este sentido indica que en el entorno de la central ya hay alguna empresa con proyectos, asegurando que no tiene ningún impacto en la planta nuclear.

26.- El grado de técnicos de red creado por Endesa y el Govern forma a 20 jóvenes en Llinars (Barcelona).

21 de febrero de 2023, europapress.



El Grado de Técnicos de red promovido por Endesa y la Generalitat y que se ha impartido por primera vez en el INS Giola de Llinars del Vallés (Barcelona) ha formado a 20 estudiantes, según un comunicado de la empresa este martes

La formación se realiza en cinco institutos en Catalunya y permite especializarse en un módulo de redes de distribución eléctrica dentro del programa de Formación Profesional Dual.

En total se están formando 120 alumnos y el Govern tiene el objetivo de formar profesionales que se puedan incorporar a un “sector en crecimiento y del que habrá una fuerte demanda en los próximos años”.

27.- Nace en España el Plan Complementario de Energía que aumentará el músculo renovable con el hidrógeno verde.

22 de febrero de 2023, elperiodicodelaenergia.com.

El plan está formado por 13 líneas para posicionar el hidrógeno verde como vector clave ante el panorama energético actual.

Representantes de gobiernos autonómicos, de centros de investigación y del sector energético han presentado este miércoles, en la segunda jornada de la feria **Genera 2023**, el **Plan Complementario de Energía e Hidrógeno Verde**, un “proyecto de país” con el que “aumentar el músculo” de las energías renovables en España.

El Ministerio de Ciencia e Innovación, diez comunidades autónomas – **Aragón, Asturias, Cantabria, Castilla-La Mancha, Castilla y León, Comunidad de Madrid, Extremadura, Islas Canarias, Navarra y País Vasco**– y el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) participan en este plan, **estructurado en 13 líneas para posicionar el hidrógeno verde** como vector clave ante el panorama energético actual.

El director general del **Centro Nacional de Hidrógeno (CNH2)**, **Emilio Nieto**, ha afirmado que es la “primera vez en la historia” que un programa de I+D+i destina una financiación para “buscar sinergias y oportunidades” entre comunidades autónomas con la idea de aumentar la capacitación de España para poder competir a nivel europeo.



El Plan Complementario de Energía

El programa de investigación movilizará un total de 92 millones de euros, de los cuáles, el Ministerio de Ciencia e Innovación aporta **71 millones procedentes de los fondos europeos contemplados en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)**.

La jornada, organizada por el CNH2 y el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), ha destacado el **papel del hidrógeno** ante el reto de la descarbonización y las oportunidades presentes en toda de su cadena de valor, desde la producción, almacenamiento y distribución logística hasta sus usos industriales.

“Hay líneas relacionadas con los TRLs, que miden el grado de madurez de las tecnologías; por ejemplo, la Comunidad de Madrid junto a otras comunidades trabajará en optimizar sistemas de alta temperatura con nuevos materiales”, mientras que otras actuaciones pretenden incorporar instalaciones en la industria como la nueva planta piloto de Castilla-La Mancha para “fabricar combustibles sintéticos a través de residuos”, ha dicho Nieto.

Renovables e hidrógeno

La **primera línea estratégica** apunta a la obtención de hidrógeno verde a baja temperatura a partir de energía renovable, con la construcción, entre otros proyectos, de una planta fotovoltaica piloto de 50 kWh en **Extremadura**; la segunda prevé la generación de este elemento a baja temperatura a partir de **energía eólica off-shore** y la tercera aprovecha el calor residual a través de la conversión de la energía renovable.

Desde el CSIC, el coordinador de la Plataforma de Energía, Transición Energética y Sostenible, **Antonio Chica** ha descrito a EFE su trabajo en el desarrollo de tecnologías y componentes en “**electrolizadores** de baja y alta temperatura” para mejorar “la eficiencia” y producir un hidrógeno verde más barato porque, a su juicio, el “elevado” precio final impide su comercialización masiva.

La generación de **hidrógeno** y **biometano** a partir de **biomasa**, el desarrollo de sistemas para su almacenamiento a presión y suministro, así como su uso para el transporte pesado y el sector aéreo y marítimo son otras de las estrategias tratadas en la iniciativa.

28.- Endesa refuerza las redes de baja tensión de La Pañoleta en Camas (Sevilla) para incrementar su potencia eléctrica.

22 de febrero de 2023, europapress.

Endesa, a través de su filial de Redes, e-distribución, ha iniciado esta semana la preparación de toda la infraestructura necesaria para la ampliación de un centro de transformación en la barriada de La Pañoleta (Sevilla), que aumentará su potencia en un 40%. Este plan de refuerzo de la red eléctrica supone una inversión superior a los 30.000 euros y redundará “notablemente” en la calidad del servicio.



Los Responsables de la distribuidora de Endesa en Sevilla han mantenido una reunión con el Consistorio de este municipio para ofrecerles detalles de estas obras que han comenzado a ejecutarse en la zona norte de La Pañoleta, según ha explicado la entidad en un comunicado

Estas actuaciones que se prevé que finalicen dentro de un mes tienen como objeto la reconfiguración de la red de baja tensión para la ampliación de la potencia de un transformador existente, que pasará de 630 a 1.000 kilovoltiamperios (kVA).

Para ello, un equipo conformado por más de 20 técnicos se encuentra trabajando en el tendido de más de un kilómetro de conductores de baja tensión. Una vez que finalice esta obra se procederá a ampliar la capacidad del transformador, lo que permitirá la mejora del suministro de sus clientes

Estas obras se encuentran enclavadas en el Plan de Inversión de e-distribución para la provincia de Sevilla, aprobado por la Junta de Andalucía, destinado a medidas de renovación, automatización, ampliación y mejora de las redes de distribución eléctricas para poder reforzar el servicio, incrementar su calidad y favorecer la integración progresiva de las energías renovables a las redes de distribución.

29.- La energía eólica marina: una oportunidad de aprendizaje para España.

22 de febrero de 2023, elperiodico de la energía.

La energía eólica marina es una tecnología de generación de electricidad con un alto potencial para asegurar un suministro energético seguro a largo plazo y descarbonizar la economía, contribuyendo así a los principales objetivos de la política energética y medioambiental de la Unión Europea.

Hay dos tipos de tecnología eólica marina: los aerogeneradores marinos con cimentación fija y los aerogeneradores marinos sobre plataforma flotante. La eólica flotante es la única tecnología viable en España, puesto que nuestra plataforma continental desciende rápidamente a poca distancia de la costa y los aerogeneradores de cimentación fija no pueden anclarse a tanta profundidad.

Tras años de espera, se ha comenzado a plantear la instalación de parques eólicos en nuestras costas, debido principalmente al desarrollo de la tecnología flotante y la consecuente reducción de sus costes de inversión.

También se está desarrollando el nuevo marco regulatorio del procedimiento de tramitación y autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. El anterior marco normativo, definido en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, había quedado obsoleto y fue necesario decretar una moratoria para la tramitación de solicitudes de reserva de zona de instalaciones eólicas marinas (mediante el Real Decreto-ley 21/2021, de 26 de octubre).

Reino Unido y Dinamarca, casos de éxito

Esto significa que es un buen momento para analizar modelos de éxito a nivel europeo – como Dinamarca y Reino Unido – para no repetir errores normativos de nuestro país.

Un ejemplo de buena práctica en ambos países es la creación de una unidad administrativa especializada en la tramitación de proyectos eólicos marinos. La Agencia Danesa de la Energía (ADE) y The Crown Estate aportan al promotor un asesoramiento adecuado y favorecen la tramitación eficaz de las autorizaciones y/o licencias necesarias desde un punto de vista ambiental, energético y marítimo.

Además, Dinamarca reduce el riesgo normativo y facilita la comunicación al aplicar un mecanismo organizativo de ventanilla única (one-stop-shop), a través del cual la ADE se erige como el único punto de referencia para los promotores y las autoridades en cuestión. Ambas unidades administrativas también realizan una caracterización previa del espacio marítimo, sobre el cual se determinan las zonas de licitación ofertadas.

Este estudio preliminar reduce el riesgo en el proceso de autorización, al proporcionar información técnica a los promotores para asistirles en la selección del mejor emplazamiento, la opción tecnológica más segura y el precio más justo según los costes reales de la inversión proyectada.

También se promueve el diálogo temprano entre los distintos actores, reduciendo así el riesgo de conflictos sociales posteriores. En Dinamarca, la ADE invita a los posibles licitadores y a todas las partes interesadas del sector a una serie de diálogos técnicos y de mercado.

Bajo esquemas de apoyo CfD

La celebración por adelantado de estos diálogos permite armonizar las expectativas de los actores y asegura una competencia leal en el procedimiento de autorización, gracias a la transparencia y la igualdad de trato entre los posibles licitadores.

En Reino Unido, los promotores deben consultar a todos los organismos afectados en la fase de aprobación de la orden de autorización de desarrollo, debiendo tener en cuenta todas las propuestas pertinentes. Las partes convocadas también tienen la oportunidad de participar en el examen de la solicitud mediante audiencias o alegaciones por escrito.

Los esquemas de apoyo financiero de ambos países se basan en los contratos por diferencia (CfD), un modelo contractual que aporta seguridad a los promotores y a la Administración.

Aunque toda la energía se vende en el mercado abierto, el CfD proporciona a los generadores de electricidad un pago diferencial que se sitúa entre el fluctuante Precio de Referencia del Mercado y el Precio de Ejercicio fijo asegurado en la subasta competitiva.

Esto significa que los generadores reciben un flujo de ingresos garantizado durante toda la vigencia del contrato, que reduce el riesgo de inversión y protege tanto a los promotores como a los consumidores de los precios mayoristas volátiles.

España, con retraso

Si bien estos ejemplos de éxito deberían considerarse en el nuevo marco normativo de la energía eólica marina en España, antes deben solucionarse las barreras regulatorias y administrativas existentes, como la aprobación definitiva de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM).

España va con casi dos años de retraso en la aprobación de dichos planes, según el límite temporal impuesto en la Directiva 2014/89/EU, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de julio de 2014, por la que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo.

La Comisión Europea ya tiene abierto un procedimiento de infracción contra las autoridades españolas por esta situación, que van con retraso en la publicación del proyecto de Real Decreto que regulará el procedimiento de autorización, pues se estimaba que se tendría listo a finales de 2022.

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