

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.- Iberdrola, Endesa y Naturgy se oponen al sobrecoste por el cese de las centrales nucleares.

cincodias.elpais.com, 25 de enero de 2024.

Las eléctricas descartan asumir el coste de 20.220 millones que implica la construcción de site silos temporales en vez de uno para albergar los desechos. Y piden alargar su vida útil hasta los 60 años.



Pulso entre el Gobierno y el sector nuclear. El séptimo plan general de residuos radioactivos, aprobado en diciembre por el Consejo de Ministros, con el que el Ejecutivo reafirma el calendario de cierre de dichas instalaciones, previsto entre 2027 y 2035, y que implica ahora unos sobrecostes de 20.220 millones de euros (2.000 millones más), al optar por la construcción de siete almacenes temporales en los emplazamientos de las centrales en vez de uno centralizado para acumular los residuos, no termina de gustar a las empresas.

Y mucho menos la decisión, conocida hace dos semanas, de elevar un 40%, hasta los 11,14 euros/MWh, la tasa que pagan las compañías a Enresa para financiar la gestión de los desechos, cuyo proyecto real decreto está en fase de consulta pública hasta el 2 de febrero. “Ya aportamos cada año unos 450 millones”, justifican. La patronal Foro Nuclear, que agrupa a las grandes eléctricas como Iberdrola, Endesa, Naturgy o EDP, han pedido al Ministerio de Transición Ecológica un informe económico financiero de Enresa que justifique esa subida y la ampliación de dicho plazo, a contar a partir de la recepción del documento, informó el martes pasado Ignacio Araluce, presidente de la entidad, en un encuentro con los medios. “Vamos a intentar llegar a un acuerdo”, recalcó. La entrada en vigor de esta tarifa se prevé para julio.

Pese a la mayor carga impositiva, el sector no se plantea adelantar la clausura de su actividad. “Ni hablar”, zanjó Araluce. Al contrario, su intención es replantear el apagón. Algo que, hasta ahora, no se prevé en el Gobierno. “Las soluciones adoptadas en el nuevo plan suponen un coste muy superior al previsto inicialmente [que contemplaba levantar el polémico almacén temporal centralizado en Villar de Cañas, Cuenca], por la falta de consenso entre las instituciones involucradas, y en ningún caso deberían imputarse a las centrales”, se quejó a principios de enero en un comunicado la patronal, en el que criticaba también el cambio de criterio en la gestión de residuos respecto del pacto alcanzado en 2019 y que fijaba un incremento máximo de la tasa de Enresa del 20%. Además de recordar la “fiscalidad excesiva” que soporta esta actividad.

Las empresas también rechazan que el almacén geológico profundo (AGP), el silo definitivo pendiente de ubicación y adonde se trasladarán el combustible gastado y los residuos de alta actividad, se prevea para 2073. “Implica que no se podrán liberar hasta casi finales de siglo los emplazamientos nucleares, lejos de la recomendación de la Comisión Europea de que sea antes de 2050”. Y añaden que Francia, Finlandia, Suiza y Suecia, que apuestan por esta tecnología, están anticipando sus AGP.

Foro Nuclear, la patronal del sector, se opone a la subida de la tasa de Enresa hasta los 11,14 euros/MWh

El mantenimiento o no de las nucleares siempre ha generado controversia. Sus defensores creen que son claves para reducir las emisiones de CO2 y cumplir con las metas climáticas, mientras que sus detractores apelan al peligro para la salud y el medio ambiente que suponen unos residuos que tardan años en degradarse.

De hecho, en Europa se habla de su resurgimiento tras considerarse estratégicas para la descarbonización durante la presidencia española del Consejo de la UE, cuya propuesta contó, paradójicamente, con el apoyo de España, así como su inclusión en la taxonomía verde europea.

Impacto en el precio



Para Yolanda Moratilla, profesora de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas, la tasa es injustificada. “Se pretende que sean las propias compañías eléctricas las que digan que no pueden continuar [con la actividad] porque no es rentable; se les están poniendo unos impuestos para construir el relato de que no es el Gobierno el que las cierra, sino que son las empresas las que lo piden”, sostiene.

Moratilla añade que el cese es una barbaridad desde el punto de vista técnico para el mix energético. “Vamos a ir a apagones y va a haber una subida de la factura de luz”, asegura. Sobre todo por la apuesta de los **ciclos combinados de gas** como única tecnología sólida para dar estabilidad a la red, cuando es una materia prima que se importa y que está sujeta a la geopolítica del momento, defiende. “En el futuro vamos a dejar todo a la acumulación [de energía], que hoy por hoy no está disponible, y cuando lo esté, será a unos precios elevadísimos”, incide.

Algunos expertos aseguran que sin esta tecnología habrá apagones y aumento de la factura de luz, mientras el Gobierno lo descarta

Desde el Ministerio de Transición Ecológica descartan que haya un riesgo para la seguridad de suministro. “El calendario previsto para el cierre de las nucleares contemplado en el séptimo plan general de residuos radioactivos, pactado entre Enresa y las titulares de las centrales en 2019, es el mismo que contempla el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)”, explican. Además, detallan que la actualización de este último plan a 2023-2030 prevé que el precio de la electricidad se reduzca progresivamente hasta los 28,5 euros/MWh por el mayor peso de la **generación renovable**. “Una cifra inferior a cualquier ejercicio de la última década, incluso a los 33 euros registrados en 2020 en plena pandemia y muy por debajo de los 167 de 2022 y los 87 de 2023”.

Si bien los proyectos de **almacenamiento** se desarrollan con retraso, desde el ministerio avanzan que hay instalados 6,4 GW de potencia hidráulica de bombeo y más de 40 proyectos en fase de tramitación, que suman más de 15 GW a los existentes. El objetivo es alcanzar los 22 GW en 2030, recoge el PNIEC.

Los minirreactores de última generación llegarán en cinco años

La diversificación del suministro de gas es otra de las fortalezas que resaltan y que quedó constatada durante la **crisis energética** derivada de la invasión rusa a Ucrania. “España también importa el uranio que consumen las centrales nucleares”, recuerdan, tras indicar que “las renovables son la única fuente autóctona y la razón por la que el Gobierno apuesta por ellas”.

Respecto a la oposición del sector, Transición aduce que el séptimo plan de **residuos** se sometió a una larga tramitación y a un proceso de información pública para garantizar el respaldo político y social. Que el proyecto de real decreto por el que se modifica la tarifa de **financiación de Enresa** se ha sometido también a consulta pública para dar audiencia a todos los interesados y atender sus peticiones. Y recuerdan que en EE UU la gestión de los desechos corresponde a los dueños de las centrales, que tienen que hacer provisiones millonarias en sus cuentas, asumiendo unos costes y riesgos que en España no tienen que soportar. “El Ejecutivo comprende que las empresas quieren minimizar sus costes y maximizar sus beneficios, pero actúa buscando la mejor solución, desde una perspectiva económica, social y ambiental, y aplicando el principio de que quien contamina, paga”.

Un marrón para futuras generaciones

Francisco del Pozo, portavoz de Greenpeace, se alegra de que este lema se incorpore en el nuevo plan, “que es el menos malo, dado el marrón que supone para las generaciones futuras porque son residuos que tardarán miles de años en bajar su reactividad hasta niveles seguros”.

Para los ecologistas, el planteamiento anterior, que contemplaba la construcción del cementerio temporal en Cuenca, era una locura por el riesgo de seguridad y medioambiental que suponía el trajín constante de camiones con los desechos en esta y otras localidades.

Increíble: la presión ecologista salva a las centrales nucleares

Sin embargo, Moratilla, de la Universidad Pontificia Comillas, discrepa. “Desde el punto de vista del control y la seguridad, siempre es mejor la concentración. Un único almacén se controla mejor que siete”, avisa. Preocupa también la coincidencia de varias demoliciones a la vez (¿habrá capacidad para todo el residuo?, se preguntan) y la pérdida de empleo en esas zonas. Las centrales dan trabajo a 27.500 personas en total.

Del Pozo apunta que el nuevo plan se queda corto respecto a qué sucederá con la gestión de los contenedores, la ampliación de las operaciones del centro de almacenamiento de El Cabril (Córdoba), para los residuos de media, baja y muy baja actividad, hasta que se complete el **desmantelamiento** de las centrales, además de que no adelanta el cierre de las nucleares a 2030.

Datos clave

Generación. En 2023, la energía nuclear generó 54.275 GWh, el 20,34% del total de la producción neta, según datos de Red Eléctrica analizados por Foro Nuclear. “Con una potencia instalada de 7.117 MW, tan solo el 5,71% del total, ha conseguido ser la segunda fuente de producción de energía, por detrás de la eólica, y evitado unos 20 millones de toneladas de CO₂”, subrayan en la patronal. De ahí que su presidente, Ignacio Araluce, reivindique que son esenciales para garantizar el suministro eléctrico, al operar de forma constante y estable el 90% de las horas del año –“solo paramos mil horas anuales [41 días] para cambiar el combustible”–, y para reducir las emisiones de carbono.

Extensión de la vida útil. El sector aduce que está preparado para dilatar sus operaciones hasta los 60 años, en vez de los 45 actuales, como sucede en EE UU, donde ya se estudia incluso llegar a los 80. La inversión anual en mantenimiento es de 200 millones y, si se decide alargar su actividad, se necesitarían unos 3.000 millones en total, calculan.

Tendencia. En la COP28 de Dubái, 28 países abogaron por triplicar la potencia nuclear. La AIE recoge en uno de sus informes que es clave para la descarbonización. Y Suecia o Polonia han cambiado de criterio, señalan. “Solo España [y Alemania, que ya ha parado sus centrales] va a contracorriente”.

2.- Nuclear. Iberdrola podría no aceptar la renovación de la licencia de la central de Trillo, tras el aumento del 40% de la tasa de Enresa.

hispanidad.com, 26 de enero de 2024.

Esto complica aún más el panorama energético español y el de sus socios en este reactor (Naturgy, EDP y Endesa) porque iba a ser el último en cerrar en 2035 con el plan acordado que el sector nuclear pide replantearse, pese a la cabezonería de Ribera.

El panorama nuclear de nuestro país suma nuevas dificultades a las que ya tiene, principalmente por el empeño de **Teresa Ribera** en cerrar los reactores y sólo vivir con renovables, lo que provocará apagones, y también en asfixiarlos con elevados y numerosos impuestos. Al hilo de esto último, **Iberdrola** podría no aceptar la renovación de la licencia de Trillo, tras el reciente aumento del 40% de la **tasa Enresa** vía Real Decreto por parte del Gobierno Sánchez.

Recuerden que dicha tasa la abonan los titulares de las centrales nucleares españolas (**Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP**) para la gestión de los residuos radioactivos y el desmantelamiento futuro que realizará la empresa pública Enresa.

La vicepresidenta ecológica está demostrando una soberbia que no tiene límites, porque no se ha reunido ni una sola vez con el Foro Nuclear, la asociación que representa a la industria nuclear española y preside **Ignacio Araluce**. Tampoco se puede olvidar que Ribera no sólo quiere clausurar la energía nuclear, sino asfixiarla aún más con impuestos... y eso que ya paga 25 euros/MWh, el 35-40% de sus ingresos totales.

RELACIONADO

- **Ribera no sólo quiere clausurar la energía nuclear, sino asfixiarla aún más con impuestos: ya paga 25 euros/MWh, el 35-40% de sus ingresos totales**

Dentro de esta asfixia fiscal, cabe referir que hasta ahora, el parque nuclear español abona entre 10 y 12 euros/MWh en **impuestos nacionales, locales y tasas**; entre 5 y 6 euros/MWh en **impuestos autonómicos**; y 8 euros/MWh en la **tasa Enresa**. En noviembre de 2022, en su entrevista con Hispanidad, Araluce refirió que “pagamos por cada megavatio que producimos 8 euros para Enresa en gestión de residuos y desmantelamiento futuro, y unos 15-17 euros/MWh de impuestos, de los cuales algunos son autonómicos y redundantes”, y también destacó que “en Francia las centrales pagan unos 4 euros/MWh en impuestos. Si a nosotros nos bajarán los impuestos, la energía nuclear sería más barata”.

La llamada tasa Enresa se incrementó por parte del **Gobierno Sánchez** a finales de 2019, un 19%, de 6,69 euros/MWh a 7,98 euros/MWh, meses después de haber acordado el cierre de las nucleares (pacto que incluía subir dicha tasa un máximo de un 20%). Desde entonces, la tasa Enresa supone el **pago de 450 millones de euros anuales**, pero esto cambiará: hace unas semanas, el Gobierno sacó un Real Decreto para subirla un 40% a partir del próximo 1 de julio, poco después de haber aprobado el séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) que también eleva el coste del desmantelamiento frente al pactado en 2019... y todo por la **falta de consenso** entre las diferentes instituciones involucradas, por lo que Foro Nuclear considera que en ningún caso debería imputarse dicho sobrecoste a las nucleares.

“La subida de la tasa Enresa en un 40% se traduce en unos 3 euros, llegando a 11,14 euros/MWh, y es rechazada por el sector nuclear. De hecho, Araluce ha anunciado que han pedido la información económico-financiera a Enresa que respalda dicho aumento y también una ampliación del plazo para hacer alegaciones”



La subida de la tasa Enresa en un 40% se traduce en unos 3 euros, llegando a 11,14 euros/MWh, y es rechazada por el sector nuclear. De hecho, Araluce ha anunciado que han pedido la información económico-financiera a Enresa que respalda dicho aumento y también una ampliación del plazo para hacer alegaciones. Pero la cosa no acaba ahí, porque podría complicar aún más el panorama energético español y el de sus socios en el reactor de **Trillo** (Naturgy, EDP y Endesa) porque iba a ser el último en cerrar en 2035 con el plan acordado que el sector nuclear pide replantearse, pese a la cabezonería de Ribera (quien podría **irse a Europa**).

Iberdrola es dueña del 49% del reactor de Trillo (que cuenta con una potencia de 1.066 MW), le sigue **Naturgy** (34,5%), **EDP** (15,5%) y **Endesa** (1%). Hace unos nueve meses, estas energéticas pidieron la renovación de la licencia de esta central por otros diez años, un trámite habitual que se solicita al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN). Se espera que este órgano emita su informe definitivo el próximo noviembre y que apruebe la renovación porque Trillo es el último reactor que cerraría según lo acordado en 2035. Sin embargo, hasta el último día antes de renovarse la licencia, cualquiera de los titulares puede volverse a atrás... y se teme que **Iberdrola** pueda hacerlo para evitar pagar el alza de la tasa Enresa, que recaería en sus tres socios, sino le dan una compensación o que la tasa Enresa no suba. Esto no sólo complica las cosas para el resto de compañías, sino para el panorama energético español, porque se necesita la energía que genera Trillo, y también de cara al desmantelamiento futuro y sus costes. Recuerden que algunos expertos del sector consideran que se podría funcionar sin **Almaraz I y Almaraz II** (que dirían adiós, si no hay cambios) en 2027 y 2028-, pero en 2030 ya empezarían a surgir problemas con la falta de **Ascó I y Cofrentes**, y la situación sería muy mala en 2032 sin **Ascó II** y en 2035 con los cierres de **Vandellós II y Trillo**, por lo que habría sí o sí apagones.

RELACIONADO

- **La caradura de Galán ante el 23-J: se ofrece a extender la vida útil de las nucleares, pese a que fue quien más presionó para cerrarlas**

No hay que olvidar la actitud de la eléctrica que dirige **Ignacio S. Galán** con la nuclear. Este no escondió su caradura ante las pasadas elecciones generales del 23-J, pues se ofreció a extender la vida útil de las nucleares, pese a que fue quien más presionó para cerrarlas.

Unos meses más tarde, tanto **José Bogas**, CEO de Endesa, como **Mario Ruiz-Tagle**, CEO de Iberdrola España, no se mojaron demasiado en el tema nuclear, pero no veían tan claro el cierre y afirmaron que habrá que “ir adaptando” y ver cómo van las alternativas.

3.- Iberdrola, Endesa, Naturgy y Repsol se posicionan para sacar tajada de los 1.000 millones del Perte Industrial.

economiadigital.es, 26 de enero de 2024.

La descarbonización para la sociedad, pero también una oportunidad de negocio para las empresas; y nadie se lo quiere perder.



Las grandes empresas energéticas españolas tienen un fuerte compromiso con la descarbonización. Eso avanza en paralelo con el propio negocio de cada empresa. Ambas cuestiones se juntan en el Perte para la Descarbonización de la Industria que ha echado a andar esta semana con ayudas de 1.000 millones de euros.

Iberdrola, Endesa, Naturgy y Repsol no quieren dejar pasar la oportunidad, y en los últimos días han dejado clara su postura con acuerdos, anuncios y eventos para recordar que son un elemento esencial para el desarrollo de este Perte.

Estas ayudas, **que el miércoles ya estaban disponibles**, están dotadas con 1.000 M€: 500 M€ en subvenciones y otros 500 M€ préstamos. Están dirigidos a las industrias que buscan descarbonización de los procesos de producción; mejora de la eficiencia energética; fomentar el uso de energías renovables; y, en definitiva, todo lo relacionado con la descarbonización.

Las ayudas van destinadas a la industria, pero se necesita de las empresas energéticas para los procesos de descarbonización. Sirven las opciones eléctricas, pero también las nuevas fuentes de carburantes más renovables.

Los beneficiarios de este Perte son los sectores de la industria manufacturera entre los que destacan los sectores de fabricación de productos minerales no metálicos (incluyendo cerámica, cemento, vidrio, entre otros), industria química, refino de petróleo, metalurgia y fabricación de papel y pasta de papel.

A estas se suman las grandes instalaciones de combustión en otros sectores, con especial relevancia en la industria de alimentación y bebidas. **Las actuaciones previstas se ejecutarán entre los años 2023 a 2026**, si bien los proyectos podrían finalizar posteriormente.

Fuertes movimientos

Coincidiendo con el inicio del Perte Industrial para la Descarbonización, las grandes energéticas han hecho de forma visible sus aspiraciones con estas ayudas.

Esta misma semana **en la sede de Iberdrola** más de 40 empresas han participado en el acto de lanzamiento de Q-Cero, la alianza para la descarbonización de la demanda térmica en España.

La iniciativa, abierta a todos los agentes, nace como un punto de encuentro y diálogo para acelerar la descarbonización, sobre todo de los demandantes de energía térmica tanto en el sector industrial como en la edificación, y combatir el cambio climático.

Un día después se ha celebrado el ‘Foro de Industria y Energía’, organizado por el Club Español de la Energía, y donde estos procesos de descarbonización en las compañías industriales ha sido la clave.

El evento, patrocinado e impulsado por Repsol, ha tenido entre los participantes a su propio director general de Transición Energética, Tecnología, Institucional y Adjunto al CEO de Repsol, Luis Cabra, que explicó que el sector de la energía está inmerso en el triple reto de la descarbonización, la seguridad energética, y la competitividad y asequibilidad. Apuntó que para responder e ir más deprisa es imprescindible sumar soluciones de descarbonización.

Proyectos que ya son solventes

Las grandes empresas han querido mostrar que son grandes socios para cualquier socio industrial. Otro movimiento estos días ha tenido como protagonista a la industria naval.

La presidenta de la Autoridad Portuaria Bahía de Cádiz, Teófila Martínez, acompañada por el presidente de Puertos del Estado, Álvaro Rodríguez Dapena, ha presentado en Fitur, junto al director de Administraciones Públicas de **Endesa X**, filial de servicios energéticos de Endesa, Juan Garrigosa, el [proyecto para la descarbonización del transporte marítimo en el Puerto de Cádiz](#) a través del sistema OPS (On-shore Power Supply), destinado a la conexión de los buques a la red eléctrica terrestre durante su estancia en el puerto.

Leer más: [La industria renovable española, en alerta por la crisis del mar Rojo: «Ya notamos precios disparados»](#)

Y no todo son procesos eléctricos para descarbonizar. **Naturgy** suministrará a Inditex [la totalidad del gas renovable producido en las instalaciones de la estación depuradora EDAR de Bens](#) (A Coruña). En total, serán 5,1 GWh de biometano, un gas con cualidades equivalentes a las del gas natural, obtenido a partir del tratamiento de 130.000 m3 de aguas residuales procedentes de los hogares y la industria del área metropolitana de la ciudad gallega.

El [biometano](#) estará certificado mediante el esquema internacional de sostenibilidad International Sustainability and Carbon Certification (ISCC) y permitirá a Inditex seguir avanzando en la reducción de sus emisiones de carbono y en la utilización de fuentes de energía con un menor impacto.

4.- Iberdrola facilita a las empresas una calculadora gratuita para ahorrar en la factura y reducir las emisiones.

bolsamania.es, 26 de enero de 2024.

Iberdrola ha lanzado una calculadora de huella de carbono, de forma online y gratuita, que prescribe a las empresas soluciones para ahorrar en la factura energética y cuantifica las emisiones generadas, un requisito obligatorio a partir de 2024, informó la compañía.

Esta herramienta se presenta así como un respaldo para las empresas con más de 250 empleados y 40 millones de facturación, que deben presentar ante el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico desde este año un reporte de información financiera en el que debe incluirse un registro de las emisiones generadas.



Además, en el caso de Baleares, la obligatoriedad incluye a las organizaciones de más de 50 empleados y 10 millones de facturación.

Además de calcular la huella de carbono, indicador clave para medir el grado de descarbonización, la herramienta proporciona de forma inmediata un informe personalizado y detallado de las medidas de ahorro económico y energético que cada compañía puede adoptar en base a sus consumos y sus instalaciones. De este modo, la compañía da respuesta a toda la cadena de valor de la huella de carbono: Calcula, reduce y compensa.

El informe facilitado por la energética también aporta diferentes datos sobre las medidas propuestas como el coste de la instalación o servicio, el retorno de la inversión o el número de emisiones que evita la implantación de la medida.

Así, la calculadora de Iberdrola divide las emisiones entre alcance 1, emisiones directas producidas por quema de combustibles por parte del emisor; y alcance 2, emisiones indirectas generadas por la electricidad consumida y comprada por el emisor.

Las soluciones propuestas para reducir estas emisiones giran en torno a la movilidad, el autoconsumo, la aerotermia, la rehabilitación de fachadas, el control de los consumos o la oferta de diferentes servicios energéticos, entre otras.

Por otra parte, para aquellas emisiones que no se pueden reducir, Iberdrola, a través de Carbon 2 Nature, pone a disposición de las empresas créditos de carbono de alta calidad basados en proyectos naturales que absorben CO₂, fomentan la economía circular e impulsan un desarrollo sostenible.

5.- Iberdrola reinventa el almacenamiento energético acoplando baterías a una central hidroeléctrica en Galicia.

elperiodicodelaenergia.com, 26 de enero de 2024.

La compañía presidida por Ignacio Sánchez Galán implementará una batería de 5 MWh de capacidad integrada de manera híbrida con la central hidroeléctrica de Santiago Sil, en Ourense.



Iberdrola tiene un proyecto innovador entre manos que redefine la forma en que se gestiona y aprovecha la energía hidroeléctrica. La compañía presidida por Ignacio Sánchez Galán **implementará una batería de 5 megavatios hora (MWh) de capacidad, integrada de manera híbrida con la central hidroeléctrica fluyente** de Santiago Sil (Ourense, Galicia), que cuenta con dos grupos de 7 megavatios (MW) cada uno.

El propósito de esta iniciativa es mejorar significativamente la gestión de la producción de energía hidroeléctrica, permitiendo el almacenamiento del excedente de energía durante las horas de baja demanda. La batería actuará como un depósito estratégico, almacenando la energía excedente para su posterior inyección en la red en momentos de máxima demanda eléctrica.

Esta sinergia entre la tecnología de baterías y la generación hidroeléctrica es un hecho revolucionario de acoplar una batería a una central hidroeléctrica **es la primera de su tipo**, consolidando a Iberdrola como un pionero en la integración de tecnologías para optimizar la generación y distribución de energía.

Reyes del bombeo

Iberdrola España gestiona centrales hidroeléctricas de bombeo no solo en España, sino también en toda la península ibérica, incluyendo áreas cercanas a la frontera entre Portugal y España, donde se sitúan instalaciones como Gouvães.

En la actualidad, la energética lidera el almacenamiento de energía, con una potencia de 4,5 GW instalados en España y Portugal mediante tecnología de bombeo, el método más eficiente actualmente.

De hecho, esta misma semana anunciaba la instalación de **seis sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) con una potencia conjunta de 150 megavatios (MW)**. Cada batería contará con 25 MW de potencia y una capacidad de 50 megavatios por hora (MWh) y contarán con 37,5 millones de euros de financiación.

Al final de 2022, la compañía alcanzó los 101,2 gigavatios hora (GWh) de capacidad de almacenamiento, superando en más de un 10% su previsión, y con el objetivo de ampliar su capacidad hasta los 119 GWh de cara al 2026. Entre las centrales hidroeléctricas de bombeo más destacadas de Iberdrola España, se encuentran La Muela y Villarino.

Almacenamiento de energía

El almacenamiento hidroeléctrico ha adquirido una importancia crucial en el sistema eléctrico debido al crecimiento previsto y experimentado en las fuentes renovables. Las centrales hidroeléctricas de bombeo, siendo el **método más eficiente para almacenar energía a gran escala**, no solo son rentables, sino que también aportan estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema eléctrico, generando grandes cantidades de energía con un tiempo de respuesta rápido y sin emisiones contaminantes.

Con el aumento en el uso de fuentes renovables para la generación de electricidad, se hace evidente la necesidad de almacenar la energía producida. La producción de energía eólica y solar, al depender de fuentes no gestionables, conlleva excedentes en momentos de sobreproducción y la necesidad de otras tecnologías cuando escasea la fuente renovable. Así, las centrales hidroeléctricas de bombeo, como las gestionadas por Iberdrola, se destacan como la opción más eficaz y rentable para el almacenamiento a gran escala.

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), **las centrales hidroeléctricas de bombeo representan más del 90% de la capacidad de almacenamiento energético en la Unión Europea**. Estas instalaciones ofrecen eficiencia, flexibilidad y seguridad, facilitando la integración de fuentes renovables en el sistema energético.

6.- Energía nuclear: ¿Salvación o condena?

epe.es, 29 de enero de 2024.

Aunque la ONU y la UE destacan sus beneficios en la lucha por el clima, persiste el problema de un adecuado tratamiento de los residuos.

Tarragona, Guadalajara, Burgos, Valencia y Cáceres. El 'mapa nuclear' de España solo tiene cinco provincias. **Aunque, en realidad, hoy en día sería más adecuado decir cuatro, ya que la central burgalesa de Santa María de Garoña, inactiva desde diciembre de 2012, se encuentra en proceso de desmantelamiento.** En unos años, los reactores que formaron parte durante décadas del paisaje del Valle de Tobalina serán solo un recuerdo. Pese a que el número total es relativamente bajo, el país ocupa el segundo puesto (junto a Bélgica) en el listado europeo de territorios con más reactores en funcionamiento.



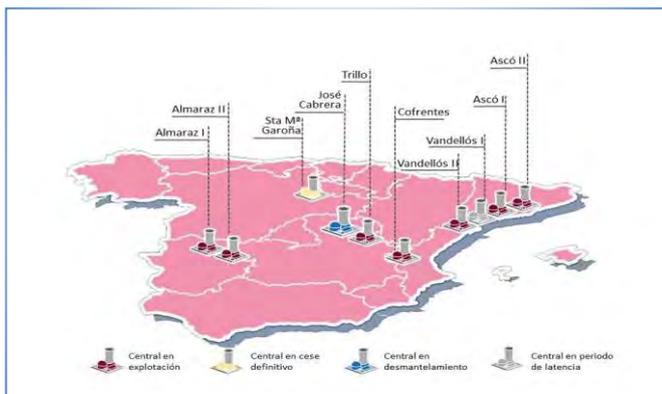
Mucho más arriba está Francia (59 reactores en servicio), que se ha erigido en gran defensor de una fuente de energía siempre envuelta en un halo de temor. Tanto es así que su Gobierno ya ha proyectado la construcción de ocho plantas más.

Y es que, pese a que para algunos pesan más sus inconvenientes, la comunidad internacional ya reconoce sin reparos que la energía nuclear tiene sus ventajas. Eso no quiere decir que exista unanimidad a la hora de afirmar que estas compensan los riesgos. **El pro más importante es que sus emisiones de gases de efecto invernadero son bajas.**

Un dossier publicado en 2013 por investigadores del Instituto Goddard de Estudios Espaciales, dependiente de la NASA, reveló que en apenas cuatro décadas su uso había ahorrado 64.000 millones de toneladas de CO2 a la atmósfera. Y eso ayudó a evitar 1,8 millones de fallecimientos por contaminación.

La ventaja más importante es que sus emisiones de gases de efecto invernadero son bajas

Pese a sus contras (los residuos y los graves accidentes son los más importantes), este discurso cuenta cada día con más adeptos. Según el presidente y fundador de la ONG Environmental Progress, Michael Shellenberger, **es la alternativa más limpia y rápida en el camino hacia la descarbonización.** Afirma también que el cierre de las centrales implica un incremento de la quema de combustibles fósiles. Para sostener su tesis, Shellenberger va un paso más allá y confronta esta forma de producir electricidad con las renovables: por ejemplo, sostiene que en el ensamblaje de paneles solares se generan muchos más desperdicios tóxicos.



MINISTERIO DE INDUSTRIA

La nuclear no depende de factores externos como las horas del sol y la potencia del viento, por lo que es una fuente de energía más estable. Eso explica que tenga un peso importante en el mix eléctrico de España: de acuerdo con los últimos datos, **en 2021 representó el 22,2% del total (ocupó el segundo puesto, por detrás de la eólica)** con solo el 7% de la potencia instalada. En 2020, en plena crisis del coronavirus, superó el 33%. En términos de empleo, se estima que da trabajo a unas 30.000 personas.

¿Una energía ‘verde’?

Aunque no hay consenso entre las partes, las instituciones supranacionales están inclinando la balanza en favor de las nucleares. En julio de 2022, y pese a la resistencia de países como España, **el Parlamento Europeo la calificó (junto al gas) como energía verde.** Esto ha posibilitado que planes privados para poner en marcha centrales jueguen en igualdad de condiciones con proyectos solares o eólicos al optar a ayudas gubernamentales. **La ONU también se ha posicionado a favor.** Sin embargo, un panel independiente de expertos que asesora a la Comisión Europea publicó entonces un duro informe en el que se mostró en contra de esa decisión. Para ello, enumeró los riesgos de esta tecnología: «Para la protección de recursos hídricos y marinos, para la transición a una economía circular o para la conservación y restauración de la biodiversidad y los ecosistemas”.

No son los únicos ‘peros’ que los científicos objetan a esta industria. Muchos señalan otros eslabones de la cadena, esos que van más allá de lo que ocurre en las plantas: **la extracción de uranio del subsuelo, la fabricación del combustible, la construcción de los reactores (y su desmantelamiento) o el transporte** siguen estando en el punto de mira. Ecologistas en Acción lo explica: «Si analizamos todo su ciclo de vida, nos daremos cuenta de que la minería de uranio, la cantidad de cemento requerido o los elementos de las centrales nucleares hacen que tenga **un impacto de carbono mucho mayor que las renovables**».



Residuos: problema sin solución

La comunidad científica aún no ha encontrado una solución para el tratamiento de los residuos que convenga a todos, tal y como afirma el informe World Nuclear Waste Report. Pese a ello, el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) sostiene que se ha producido un «progreso significativo» en la gestión de estos desechos (hasta los años 80 se arrojaban al mar) y, en concreto, **apuestan por la puesta en marcha de depósitos geológicos profundos**.

Ponen como modelo a seguir el que se está levantando en Finlandia, en la isla de Olkiluoto, donde se halla la planta nuclear más grande del país. Tanto es así que de sus entrañas nace un tercio de la electricidad que consumen los finlandeses. Con un presupuesto de 2.000 millones de euros, estos túneles a más de 400 metros de profundidad **garantizan el correcto sellado de estos desechos radiactivos en los próximos 100.000 años**.

Y ese es, precisamente, otro de sus principales inconvenientes: su peligrosidad no se apaga hasta que han pasado muchísimos siglos. En eso basa su oposición Greenpeace. «Sus huellas, altamente contaminantes y muy duraderas en el tiempo, y **sus riesgos, con accidentes devastadores para la salud de las personas y los ecosistemas circundantes**, hacen que la energía nuclear no sea una alternativa limpia y sostenible», subraya la organización. Es más, sus responsables afirman que no existen pruebas de que esta forma de enterrarlos garantice que no se den fugas.

Nadie quiere un 'megacementerio' nuclear

En España se intentó poner en marcha una iniciativa similar en Villar de Cañas (Cuenca), pero finalmente decayó por la resistencia de los vecinos y la negativa de las administraciones. **Nadie quería que su nombre se ligase a ese 'megacementerio nuclear'**. En su lugar, el Gobierno, en el último Consejo de Ministros de 2023, aprobó el VII Plan General de Residuos Radiactivos y con él la construcción de siete almacenes descentralizados que se ubicarán en el mismo sitio donde está cada central. Foro Nuclear denuncia que esta decisión imposibilitará la reutilización de esos terrenos.

"La peligrosidad de los residuos no desaparece hasta que transcurren muchos siglos", recuerda Greenpeace

Dejando de lado las consideraciones técnicas, en el imaginario colectivo, si algo va unido a las centrales son los accidentes. En concreto, dos: **Chernóbil y Fukushima**. Del primero han pasado ya casi 38 años y del segundo, 13, pero la devastación que causaron sigue viva en la memoria. En el caso de Fukushima, al quedar la central arrasada por un tsunami, este hecho evidenció un riesgo más para este tipo de energía, derivado directamente del cambio climático. Y es que **dos de cada cinco instalaciones están en la costa y, por ello, más expuestas a los fenómenos meteorológicos extremos**. También podrían verse afectadas por la subida del nivel del mar. Otra sombra más para una actividad que divide a los gobiernos, confronta a los científicos y que no admite posiciones neutrales.

ENTREVISTA. Alfredo García, ingeniero de Telecomunicaciones y divulgador

«Los residuos de alta actividad de España caben en un cubo de 13 metros»

Divulga en las redes sociales las ventajas de la energía nuclear para combatir el calentamiento global

-¿Puede la energía nuclear ser parte de la solución a la crisis climática?

-Ha demostrado ser una excelente herramienta para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los grandes países con menores emisiones tienen una parte importante de energía nuclear en su combinación eléctrica. Además, proporciona estabilidad y garantía de suministro a los consumidores. Y todo de una forma sostenible, como han demostrado varios informes recientes. En la COP28 se ha incluido como una herramienta necesaria para reducirlas.

-Uno de los argumentos en contra es el problema de la gestión de sus residuos. ¿Se puede hacer de forma sostenible?

-Es una cuestión tecnológicamente resuelta, sigue unos estándares aceptados y está supervisada por organismos nacionales e internacionales. Lo primero que hay que saber es que se trata de un volumen relativamente pequeño. Todos los residuos de alta actividad generados en España cabrían en un cubo de 13,5 metros de lado. Además, se trata de un sólido cerámico insoluble en el agua, es físicamente imposible que explote y, una vez almacenado en contenedores blindados y herméticos, no alcanza temperaturas que puedan fundirlo. Estos contenedores se refrigeran por circulación natural del aire, sin necesidad de alimentación eléctrica, y son sísmicos y resistentes a impactos de misiles y aviones.

-Finlandia ha construido un gran depósito nuclear geológico. ¿Se podría replicar en España?

-Tras el almacenamiento en contenedores en superficie viene el almacenamiento geológico profundo. Finlandia está terminando de construir el suyo a 500 metros de profundidad en un lugar que permanece geológicamente estable desde hace mil millones de años. Se diseña con unos materiales que resisten el tiempo necesario para que los residuos dejen de ser radiactivos. Y lo hacen sin intervención humana, sin supervisión ni mantenimiento. Eso significa que una vez sellado no tiene gastos de gestión. El Plan General de Residuos Radiactivos de España contempla la construcción de uno en torno a 2070. Actualmente, es la solución de consenso científico.

-¿Debe el Gobierno revisar el calendario de cierre de las centrales?

-Diversos organismos advierten que cerrar las plantas nucleares conllevaría su sustitución por las de ciclo combinado, que queman gas natural. Esto supondría mayores emisiones de gases de efecto invernadero, mayores costes de pagos por ellas, mayor precio de electricidad y mayor dependencia de socios económicos poco fiables. Red Eléctrica ha advertido del riesgo de apagones. España debe seguir apostando por las renovables, pero sin olvidar que son variables y necesitan otras para complementar sus ausencias, a la espera de un almacenamiento masivo en baterías.

7.- Naturgy invertirá 580 millones los próximos cuatro años en Panamá en impulsar mejoras en su red eléctrica.

elperiodicodelaenergia.com, 28 de enero de 2024.

La energética se centrará en el mantenimiento de la red, incluyendo el desarrollo de nuevos circuitos y subestaciones.



Naturgy invertirá un total de 630 millones de dólares (unos 580 millones de euros) en Panamá durante los próximos cuatro años para mejorar la red de distribución eléctrica del país.

En concreto, estos fondos se destinarán a proyectos de calidad y mantenimiento de la red existente, incluyendo el desarrollo de nuevos circuitos y subestaciones, informó la filial en el país de la compañía española.

La energética está presente en Panamá desde 1998 -cuando desembarcó siendo la antigua Unión Fenosa-, donde opera en el mercado de distribución de electricidad a través de la empresa Distribuidora Eléctrica de Metro-Oeste (Edemet) y de la Distribuidora Eléctrica de Chiriquí (Edechi), así como en el mercado de generación eléctrica y Naturgy Services, su oferta de gama de productos y servicios no regulados.

La inversión de Naturgy

Asimismo, las distribuidoras panameñas del grupo distribuyen energía eléctrica a más de 750.000 clientes en las zonas de Panamá Centro, Oeste, Interior y Chiriquí.

Desde su desembarco en el país centroamericano, **Naturgy ha invertido más de 1.500 millones de dólares (unos 1.380 millones de euros) en Panamá.**

Además, **la empresa cuenta con una cartera de generación de energía 100% renovable**, contribuyendo significativamente a la reducción de la huella de carbono a nivel global, en línea con los objetivos de Desarrollo Sostenible para el 2030 de Panamá. También con su programa de reforestación ha plantado más de 130.000 árboles, subrayando su compromiso con la conservación de la biodiversidad y la protección de los ecosistemas.

En electricidad, el resultado bruto de explotación (Ebitda) de **Naturgy** en Panamá ascendió a 76 millones de euros en el primer semestre del año pasado, un 11,8% más que en el mismo periodo del ejercicio anterior.

8.- Gobierno y autonomías acuerdan impulsar la red de transporte de energía.

energías-renovables.com, 29 de enero de 2024.

El Gobierno central y las comunidades autónomas han acordado trabajar juntos para coordinar la planificación de la red de transporte de energía eléctrica e impulsar el despliegue ordenado de las energías renovables. Estas han sido las conclusiones principales de la Conferencia Sectorial de Energía, presidida por la vicepresidenta y titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), Teresa Ribera.

Según explica el Miteco en un comunicado, en dicha reunión, celebrada el pasado viernes, se puso de manifiesto que el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), “avanza a velocidad de crucero”, ya que el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) ha movilizado ya más de 9.500 millones de euros, el 91% de los 10.430 millones del presupuesto asignado.



Uno de los asuntos abordados por la conferencia sectorial ha sido la Planificación de la red de transporte de electricidad, que será “clave” para alcanzar los objetivos de energía y clima. En este sentido, el gobierno y las autonomías trabajan para incluir “modificaciones puntuales sobre la Planificación vigente”, con horizonte 2026, y el lanzamiento de una nueva Planificación, “anticipada”, para el período 2025-2030.

Con este objetivo, tanto el Gobierno como los ejecutivos autonómicos han acordado seguir colaborando para “facilitar la distribución de los fondos de PRTR, atender las peticiones de acceso a la red -especialmente para nuevos consumos- e impulsar de un modo ordenado las energías renovables”.

Presidencia Española de la UE en la clave energética

La vicepresidenta ha expuesto los hitos en materia energética de la Presidencia Española de la UE, que cerró todos los expedientes legislativos abiertos al comenzar, en julio de 2023, como la **reforma del mercado de la electricidad**, el Paquete de gas e hidrógeno o la **Ley de materias primas críticas**.

Ribera también ha destacado los resultados de la COP 28 de Dubái, como “la decisión de dejar atrás los combustibles fósiles y lograr cero emisiones en 2050, el objetivo de **triplicar las energías renovables** y duplicar la eficiencia energética a 2030, o el nuevo fondo de pérdidas y daños” para los países más vulnerables antes los efectos de la crisis climática.

9.- El Gobierno cede a la presión de Endesa e Iberdrola y alarga el proceso del “tasazo” a sus nucleares.

epe.es, 29 de enero de 2024.

El Ministerio para la Transición Ecológica da más tiempo a las dueñas de las plantas nucleares para presentar alegaciones contra la subida.

Las grandes eléctricas consiguen del Ejecutivo la información económica detallada que ha utilizado para proponer el alza del 40% de las tasas de las centrales.

El Gobierno prepara una fortísima subida del 40% de la tasa que pagan las centrales nucleares para financiar los costes millonarios de desmantelar todos los reactores y gestionar sus residuos radiactivos en siete cementerios nucleares. Las compañías propietarias de las centrales nucleares -Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP- empezaron a maniobrar para tratar de aplazar la tramitación de la subida y de momento han ganado un poco de tiempo.



Foro Nuclear, la patronal que agrupa a las grandes eléctricas y la industria nuclear del país, había pedido formalmente al Ministerio para la Transición Ecológica toda la información financiera y económica que ha utilizado para determinar esa fuerte subida (muy por encima del 25% que el sector temía y que ya veía como una amenaza para su viabilidad) y también pidió al Gobierno que prolongara el plazo para la presentación de alegaciones a la propuesta de real decreto, que expiraba el próximo viernes, 2 de febrero.

El Ministerio para la Transición Ecológica, comandado por la vicepresidenta Teresa Ribera, ha accedido a las peticiones de las grandes eléctricas. El Gobierno hizo llegar a las compañías el pasado jueves la memoria económica completa que justifica los cálculos para proponer la subida del 40% de las tasas a las nucleares y también ha ampliado el plazo de que dispone la patronal para presentar sus alegaciones y propuestas hasta finales de mes próximo, al menos hasta el 26 de febrero, según confirman varias fuentes conocedoras de la situación a **EL PERIÓDICO DE ESPAÑA**.

Foro Nuclear había solicitado específicamente a Transición ecológica **paralizar el periodo para la presentación de alegaciones hasta disponer de toda esa información financiera** detallada y prorrogar los plazos una vez cuente con todos esos datos, lo que provocaría un aplazamiento de la puesta en marcha de la subida, y así ganar tiempo para negociar otras alternativas que no les supongan una carga adicional millonaria en los costes operativos de sus plantas nucleares. La prórroga habilitada por el Gobierno sólo es aplicable a los actores interesados que habían pedido específicamente más tiempo, pero se mantiene la fecha límite del 2 de febrero de alegaciones para el resto.

Una carga extra de 180 M al año

El Ejecutivo ha activado el proceso para aprobar una subida de la tasa que pagan las compañías eléctricas hasta los 11,14 euros para cada megavatio hora (MWh) de electricidad producida por las centrales nucleares, un 39,6% por encima de los 7,98 euros por MWh que se aplican actualmente. Las centrales nucleares pagan a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) una prestación patrimonial no tributaria -que es la denominación correcta de este gravamen- en función de la electricidad que produce cada una de ellas.

En total, dependiendo el volumen final de electricidad anual, las compañías eléctricas propietarias de las centrales nucleares (Endesa e Iberdrola, principalmente, y con participaciones residuales también Naturgy y EDP) están abonando en torno a 450 millones de euros anuales de media al fondo con el que se financia el plan de residuos radiactivos, que actualmente cuenta con unos 7.400 millones acumulados.

La subida propuesta ahora por el Gobierno disparará los pagos que realizan cada año las centrales nucleares **hasta cerca de los 630 millones de euros, 180 millones** más que los abonos actuales. Un fortísimo incremento que amenaza con provocar un choque directo entre el Ejecutivo y las grandes eléctricas, que llevan años quejándose ya de que la fiscalidad excesiva que soportan las centrales nucleares pone en peligro su viabilidad económica.

Foro Nuclear admite que las centrales nucleares actualmente son rentables por la subida de los precios de la electricidad. Un antiguo informe financiero encargado a la consultora PWC por las compañías nucleares establecía que su umbral de rentabilidad se alcanzaba de media con un precio eléctrico en el entorno de los 60 euros por megavatio hora (MWh). En los últimos años toda la producción de las centrales nucleares ha sido vencida por las grandes eléctricas a un precio de 65 euros, según fuentes del sector.

Las compañías del sector nuclear han venido quejándose en los últimos años de sus problemas de rentabilidad por las cargas fiscales y de prestaciones patrimoniales que asumen las centrales, con un coste de unos 25 euros por MWh de electricidad producido (que con la subida de la tasa que ahora se propone escalaría hasta los 28 euros por MWh). Entre sus reclamaciones habituales a las Administraciones figura una rebaja de sus obligaciones fiscales, y más recientemente también la aplicación de alguna fórmula que garantice una rentabilidad razonable a las plantas.

El plan nuclear del Gobierno

La subida de la tasa que prepara el Gobierno es consecuencia del nuevo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), aprobado hace dos semanas por el Consejo de Ministros y que se erige en la nueva hoja de ruta para las próximas décadas para el cierre y desmantelamiento de las centrales nucleares, para la gestión de los residuos que dejan y para fijar el coste milmillonario de todo ello y cómo financiarlo.

La versión definitiva del nuevo PGRR confirma el cierre escalonado de todas las centrales nucleares entre 2027 y 2035 hasta el apagón total (un calendario pactado por las eléctricas y Enresa en 2019); contempla la construcción de siete almacenas de residuos radiactivos en España, uno en cada una de las centrales, para guardarlos de manera temporal cinco décadas; la futura construcción de un enorme almacén definitivo para el año 2073; y calcula una factura total con un sobrecoste de más de 3.700 millones de euros frente a versiones anteriores del programa.

Las compañías del sector nuclear se han rebelado contra el nuevo plan y se quejan abiertamente contra todos estos aspectos. La patronal Foro Nuclear defiende abiertamente mantener en funcionamiento las centrales nucleares y retrasar los cierres previstos y rechaza que el sobrecoste milmillonario sea financiado por las propias compañías eléctricas a través de la tasa que pagan por la producción eléctrica de las centrales, dado que es consecuencia de la falta de consenso institucional sobre dónde ubicar un almacén centralizado (ninguna comunidad autónoma quiere acogerlo) y la decisión del Ejecutivo de paralizar el proyecto de un único silo en la localidad conquense de Villar de Cañas.

Según el nuevo cuadro actualizado de inversiones totales del séptimo PGRR ahora aprobado, el coste de todo el programa de gestión de residuos radiactivos (desde 1985 hasta el año 2100) con la construcción de los siete almacenes ascenderá a casi 28.156 millones de euros. La última versión provisional del plan hecha pública el año pasado preveía que las inversiones de todo el plan sería 24.436 millones si se construía solo un ATC (3.720 millones menos) y de 26.560 millones con la opción de los siete ATD (1.595 millones de diferencia en poco más de un año por efecto de la inflación y por algunos costes revisados al alza).

La nueva hoja de ruta augura que los costes que aún quedan por pagar hasta final de este siglo ascenderán a casi 20.220 millones de euros.

Durante la tramitación administrativa del Plan General de Residuos Radiactivos, las grandes eléctricas llegaron a proponer que los sobrecostes previstos en la nueva hoja de ruta no recayeran sobre las compañías sino que se considerara un coste más del sistema eléctrico y, consiguientemente, se cargara en la factura de electricidad a todos los consumidores.

Quien contamina paga

Bajo el precepto de “quién contamina paga”, las inversiones millonarias del plan gubernamental deberán ser cubiertas con las tasas que abonan las centrales nucleares para financiar la gestión de sus residuos radiactivos y el desmantelamiento de las propias plantas. La prestación patrimonial que pagan las centrales nucleares, en cualquier caso, no es una figura tributaria, sino que se trata de un coste operativo más de las propias plantas (el de asumir los gastos de gestionar los residuos nucleares que generan) y que se articula a través de Enresa.

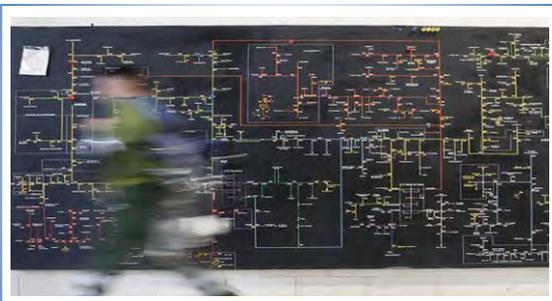
En otros países las compañías energéticas asumen provisiones millonarias para encargarse directamente de la gestión de sus residuos tras el cierre de sus reactores, el modelo español implica que una sociedad estatal asume los trabajos de desmantelamiento de las centrales y la gestión de los residuos y también el riesgo de acometer esos trabajos.

El Gobierno pactó en 2019 con las grandes eléctricas el cierre escalonado de todas las centrales nucleares entre 2027 y 2035. El protocolo firmado por Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y la sociedad pública Enresa contempla clausuras graduales de los siete reactores españoles y establece que Almaraz I cerrará en 2017, Almaraz II en 2028, Ascó I en 2030, Cofrentes en 2030, Ascó II en 2032, y Vandellós II y Trillo en 2035. Las compañías nucleares asumen que cambiar esas fechas requeriría pactar un nuevo protocolo para plantear un nuevo camino y nuevos plazos hacia el apagón nuclear.

10.- Iberdrola se alía con el BCAM para mejorar la red de distribución con IA.

elperiodicodelaenergia.com, 29 de enero de 2024.

El acuerdo busca utilizar la innovación como palanca para mejorar el servicio de distribución de redes.



El BCAM, centro de investigación en matemática aplicada adscrito al Gobierno Vasco, colabora con Iberdrola en un proyecto que persigue la mejora del servicio de las redes de distribución mediante la utilización de Inteligencia Artificial (IA).

Según ha informado el centro vasco, se trata del proyecto denominado Innovation Data Space (“i-DS”), en el que, a través de la Inteligencia Artificial, se pretende agilizar y potenciar la extracción de valor de datos para mejorar el servicio de las redes de distribución.

El BCAM centrará su labor en este proyecto en la previsión de demanda en la red de baja tensión.

La innovación para Iberdrola

Su colaboración con Iberdrola se ha materializado a través de la firma de un **acuerdo** que se enmarca dentro de **Global Smart Grids Innovation Hub (GSGIH)**, un entorno de trabajo colaborativo en el que toman parte proveedores, empresas, centros tecnológicos y universidades.

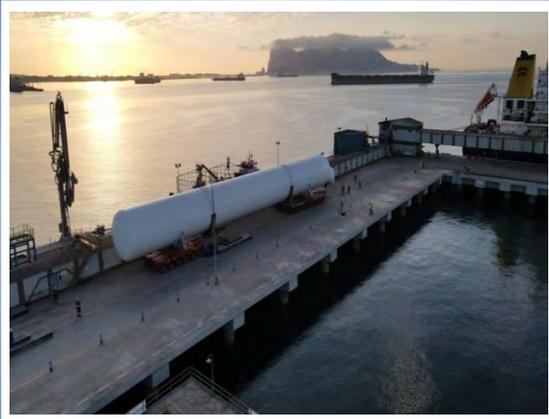
El objetivo de ese espacio es utilizar la **innovación como palanca para mejorar el servicio de distribución de redes y la capacidad y eficiencia de la red para una mayor integración de las energías renovables y la electrificación de la economía.**

Entre los ámbitos de colaboración del GSGIH, se incluye el proyecto Innovation Data Space (i-DS).

11.- Endesa ya dispone de un plan de expansión para su terminal de gas en Algeciras.

elmercantil.com, 29 de enero de 2024.

Tiene en cartera escalar la planta de bunkering, que estará operativa antes de junio, con un tanque de 50.000 m³ si el mercado responde.



La terminal de Endesa para suministrar gas a buques en el puerto de Algeciras, cuyo “arranque comercial está previsto no más tarde del próximo junio”, tiene un ambicioso plan de expansión en función de la evolución del mercado, donde el GNL está jugando un papel principal como combustible marino puente hacia la descarbonización de la industria. La energética, que ha levantado la planta sobre una superficie de 50.000 metros cuadrados en su concesión en Los Barrios, en la potente área industrial del Campo de Gibraltar, mantiene en cartera “aumentar su capacidad de almacenamiento inicial de 4.000 a 10.000 metros cúbicos (m³)” o “instalar un tanque vertical atmosférico de entre 40.000 y 50.000 m³”, confirman fuentes de absoluta solvencia.

Ha terminado invirtiendo 35,5 millones, por lo que ya está negociando una prórroga de la concesión inicial.

La apuesta de la empresa propiedad de la italiana Enel por esta instalación en la primera dársena española ha sido firme desde un principio. El proyecto, en cuyo diseño y ejecución participa Técnicas Reunidas, tenía un presupuesto inicial de 13 millones de euros. Sin embargo, según datos de Endesa, la compañía ha terminado invirtiendo 35,5 millones, por lo que “ya está negociando” con la autoridad portuaria que preside Gerardo Landaluce “una prórroga del plazo de diez años de la concesión inicial” para amortizar el desembolso extraordinario, añaden los medios.

La instalación dispone de cuatro tanques horizontales de 1.000 metros cúbicos cada uno, que son los que suministrarán combustible a los barcos, y un pequeño tanque vertical de 80 m³ para abastecer a camiones. Los buques atracarán en el muelle Este de la terminal para tomar combustible. Este muelle de 240 metros de longitud, que acoge un brazo de carga, es el que está ubicado más cerca de los tanques de GNL.

“El montaje está terminado a todos los efectos. Ahora es el momento de la fase previa a lo que se conoce como el “commissioning”, es decir, la prueba antes de la entrega de la instalación. En esta última etapa, hay que poner la planta en frío, porque funciona con el gas natural licuado a 166 grados bajo cero. Después de este proceso de refrigeración, llegará el primer barco de GNL, probablemente durante abril, para inyectar la molécula de gas en los tanques y comprobar el funcionamiento”, explican las fuentes consultadas.

La planta de Endesa es la primera de este tipo existente en los puertos españoles. Si la demanda responde, la energética que preside Juan Sánchez-Calero tiene terrenos que aseguran su expansión. La concesión de la cotizada de Ibex 35 en el puerto de Algeciras ocupa una superficie de 189.000 metros cuadrados y dispone de otros dos muelles, el Sur y el Norte. Esta concesión prestaba servicios de recepción y acopio de carbón para la central térmica de Los Barrios, ahora propiedad de la portuguesa EDP, que está pendiente de su desmantelamiento, aunque tuvo que reabrir temporalmente en 2022 a raíz de los máximos históricos que alcanzaron los precios de la energía.

La planta de Endesa en Algeciras es la primera de este tipo existente en los puertos españoles

Endesa “puede colocar otro brazo de carga en el muelle Sur, que tiene 360 metros de longitud”, para el atraque de barcos de grandes dimensiones, como portacontenedores de hasta 15.000 teus de capacidad.

Los planes de la empresa también pasan por “salir al mercado para fletar una barcaza que suministre producto a los buques fondeados en la Bahía de Algeciras”, añaden las fuentes.

La instalación espera aprovechar el momento de bonanza del gas como combustible marino y el ingente tráfico de buques en el paso estratégico del Estrecho de Gibraltar, que ronda las 120.000 unidades anuales, de los que aproximadamente 30.000 entran en aguas del puerto de Algeciras y 10.000 van al vecino Gibraltar. En concreto, el armador francés de línea CMA-CGM y el español de tráfico rodado Baleària, que operan en el puerto de Algeciras, ya disponen de buques con motores de combustión dual, que alternan entre GNL y gasóleo, para reducir las emisiones y mejorar la eficiencia del combustible. Por ejemplo, el ferry ro-pax ‘Nápoles’ de Baleària, que fue el primero que remotorizó la naviera de Adolfo Utor y realiza el trayecto entre Algeciras y Tanger Med, tiene 186 metros de eslora y dispone de un tanque con capacidad para almacenar 440 m³ de gas. La ítalo-suiza MSC y la alemana Hapag-Lloyd también están apostando por este sistema para su transición energética.

La terminal espera aprovechar la bonanza del gas como combustible marino y el tráfico de buques por el Estrecho

Sirva como referencia para explicar el proyecto de escalado que Endesa alberga para su planta en el puerto de Algeciras, donde el contenedor es el principal nicho de negocio, que un buque de 14.000 teus propulsado por gas lleva un tanque con capacidad para 12.300 metros cúbicos. La planta de suministro de Endesa recibirá el producto “por barco” también desde las terminales de Enagás, “principalmente desde la de Huelva o desde las de Cartagena y Sagunto”, concluyen los medios.

Península, una empresa de bunkering de referencia en el Estrecho de Gibraltar, es el otro suministrador de GNL en la bahía, con licencias en las gradas de Algeciras y Gibraltar. Desde hace poco, la compañía con sede central en Londres opera el buque de abastecimiento “Levante LNG”, con capacidad para 12.500 metros cúbicos, que carga el producto en las terminales de Enagás. De hecho, la construcción de este barco, entregado en agosto de 2023 por un astillero surcoreano, es resultado de la asociación entre Península y el armador Scale Gas, filial de Enagás.

EL GAS SUPERA AL METANOL COMO COMBUSTIBLE EN LA CARTERA DE PORTACONTENEDORES

Según datos de S&P Global (ver cuadro adjunto), los portacontenedores que navegarán con combustibles alternativos representan ya más de la mitad de la cartera total de los pedidos a los astilleros. Aunque los buques celulares propulsados por los fueles tradicionales representan el 44,8% (3,05 millones de teus) de las futuras entregas, el GNL supone ya el 33,7% (2,3 millones de teus), seguido del metanol con el 21,05% (1,47 millones de teus).

En la actualidad, la mayoría de los pocos más de 1.000 buques impulsados por GNL “funcionan con el gas estándar”, pero pueden “quemar biogás (producido a partir de fuentes renovables, como residuos agrícolas, ganaderos y agroalimentarios) sin necesidad de realizar modificaciones en el motor o el buque”, según la organización industrial multisectorial SEA-LNG. La demanda mundial de combustible marino de GNL aumentará a 36,2 millones de toneladas para 2030, tres veces más que los niveles de 2019, indica un estudio del Consejo Internacional para un Transporte Limpio (ICCT). La participación de la UE, basada en los tráficos entre los puertos de los 27 países miembros, se sitúa en el 20,5%.

Otro factor para tener en cuenta en el desarrollo de Endesa en Algeciras es el precio del gas como fuel marino. Hoy, barcaza aparte, el precio del GNL se sitúa en los 604 dólares por tonelada (70 dólares menos frente a la semana pasada), según datos de Mabux, plataforma internacional de precios de bunkering para la industria marítima. Esta cifra está muy alejada del pico histórico de 2.424 dólares/tm de diciembre de 2022 a raíz de la crisis energética tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

Los precios de referencia del gas en Europa alcanzaron la semana pasada “su nivel más bajo en dos años debido a unas existencias superiores a las habituales y a una menor demanda de gas industrial, ya que, a pesar del conflicto en el Mar Rojo, el mercado sigue bien abastecido”, subraya Mabux.

De hecho, a 16 de enero, la capacidad de los depósitos de la UE era del 77,9%, lo que “supera ampliamente la media quinquenal del 68% para esta época del año”. Por su parte, los fueles marinos tradicionales se sitúan a 888 dólares/tm para el gasóleo con un 0,1% de azufre (MGO LS); 649,35 dólares/tm para el fueloil con un 0,5% de azufre (VLSFO); y 502 dólares/tm para el fuelóleo pesado (380 HSFO).

12.- Multa millonaria a Endesa por no proteger los datos de sus clientes.

cronicabalea.es, 29 de enero de 2024.

Endesa fue "gravemente negligente".

La **Agencia Española de Protección de Datos (Aepd)** ha impuesto una multa de **6,1 millones de euros a Endesa** por una brecha de seguridad que supuso la venta de datos personales de sus clientes a través de anuncios en Facebook.



La resolución de la Aepd, firmada el 29 de noviembre, ha sido publicada este 26 de enero en el Boletín Oficial del Estado (BOE). En el escrito se detalla que Endesa cometió cinco infracciones que vulneran los artículos 5, 32, 33, 34 y 44 del **Reglamento General de Protección de Datos (Rgpd)**. En 2021 y 2022 se detectaron varios anuncios en la red social Facebook donde se anunciaba la venta de bases de datos de clientes de energía y gas **cuyo acceso se hacía a través de la plataforma de Endesa**. Si bien la compañía asegura que esta brecha de seguridad habría afectado a los datos de unas 1.000 personas, la Aepd eleva hasta los 6,5 millones la cifra de los posibles clientes cuya información estuvo **disponible para la consulta de terceros**.

La agencia señala en su resolución que Endesa fue “gravemente negligente” ya que “tardó meses en resetear o eliminar los usuarios comprometidos, lo que permitió que durante meses se pudiera acceder a los datos personales obrantes en los sistemas de Endesa y se dieran de **alta usuarios de forma fraudulenta**”.

ENDESA IMPUGNA LA RESOLUCIÓN

Endesa ha informado de que impugnará la resolución de la **Agencia Española de Protección de Datos (Aepd)** al considerar que se han ignorado sus **alegaciones** y pruebas presentadas durante el procedimiento administrativo. La compañía asegura que algunas de las conductas que se le **imputan “carecen de fundamento”**.

13.- Naturgy defiende que activa un autoconsumo en cuatro días.

energías-renovables.com, 29 de enero de 2024.

En concreto, **3,97 días de media aproximadamente, por debajo del límite de 5 días que establece la normativa, según acaba de informar la propia compañía en un comunicado. Naturgy y su distribuidora UFD -investigada por la propia Comisión Nacional del Mercado y la Competencia- por posibles trabas al autoconsumo- defiende que el año pasado conectó más de 20.600 autoconsumos, es decir, 1.700 conexiones nuevas cada mes en menos de cuatro días.**

La Alianza por el Autoconsumo recoge más de 500 casos reales en lo que se expone que los procesos de las distribuidoras generan "retrasos de meses o incluso años" en la tramitación en, por ejemplo, la solicitud del punto de acceso o la activación de las instalaciones. La propia CNMC está trabajando en mesas de diálogo con distribuidoras, comercializadoras, y otros agentes implicados y afectados para intentar terminar con los más de 140 problemas identificados.



Naturgy, a través de su distribuidora UFD, acaba de anunciar en un comunicado que ha conectado más de 20.600 autoconsumos, lo que supone un ritmo superior a las 1.700 conexiones nuevas cada mes, y un total de 38.000 instalaciones realizadas en su red que suman una potencia de 950 megavatios (MW). Madrid es la región que concentra el mayor número de autoconsumos en la red de distribución de Naturgy, un 38% de los mismos, seguida de Castilla-La Mancha, con un 33%. Además, el comunicado también recoge que en 2023, el promedio de tiempo para la activación de un autoconsumo, desde que se recibe la solicitud de la comercializadora, es de aproximadamente 3,97 días, por debajo del límite de 5 días que establece la normativa. "UFD está gestionando las solicitudes de conexión conforme a los procesos definidos por los organismos reguladores y colabora estrechamente con ellos para agilizar los plazos", señalan.

Por su parte, la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC) abrió en junio del año pasado una [investigación en las oficinas de varias eléctricas, entre ellas Endesa y Naturgy](#), para probar la existencia de posibles trabas por parte de estas compañías al impulso del autoconsumo colectivo, aunque podría ampliarse a más asuntos. Un problema que la propia vicepresidenta y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, mencionó en la Cumbre de Autoconsumo organizada por la patronal fotovoltaica UNEF: "hago un llamamiento a los distribuidores para que se tomen en serio esta función de servicio de conectar todos los autoconsumos, no únicamente cuando los promotores de estas instalaciones son sus empresas", afirmaba.

La CNMC ya ha convocado y está trabajando en [mesas de diálogo con distribuidoras, comercializadoras, y otros agentes implicados y afectados](#) para intentar terminar con las trabas al autoconsumo detectadas por la propia CNMC. Un diálogo para abordar los problemas en la contratación, la estandarización de trámites entre distribuidoras y la figura del gestor del autoconsumo, además de la necesidad de mejorar el acompañamiento y comunicación con el cliente o la necesidad de elaborar estadísticas nacionales de sobre esta forma de generación renovable. Especialmente centrado en el autoconsumo, Rocío Prieto, la directora de Energía de la CNMC, en la clausura del VII Congreso de Energías Renovables organizado por APPA, defendía así la reunión de esta mesa: "en las últimas semanas hemos creado el grupo del autoconsumo, focalizado sobre todo en el colectivo, porque pretendemos sentar y reunir a distribuidoras, comercializadoras y a todos los agentes que son parte del sector del autoconsumo colectivo para ver por qué se está retrasando y para ver qué está pasando. [Tenemos a día de hoy 140 problemas identificados en los que seguiremos trabajando](#)".

500 casos reales con retrasos de meses o incluso años

Un informe de la Alianza por el Autoconsumo recoge más de [500 casos reales en lo que se expone que los procesos de las distribuidoras generan "retrasos de meses o incluso años"](#) en la tramitación. Según los datos recopilados por la Alianza, los consumidores han sufrido problemas relacionados sobre todo con (1) la solicitud del punto de acceso, (2) la activación de las instalaciones y, (3) en la fase de contratación, con la comercializadora, pero "por problemas desde la distribuidora". Los retrasos en estos puntos, la obligación de realizar modificaciones en instalaciones de enlace o red así como la imposición de "obligaciones sin respaldo legal" han sido las mayores barreras para acceder al autoconsumo. En total, las instalaciones afectadas por estos retrasos recogidas en el informe (que ha analizado 564 casos) suman una potencia de 3,58 megavatios.

Las grandes distribuidoras bloquean el autoconsumo

La CNMC investiga a Endesa y Naturgy por un posible freno al autoconsumo
La CNMC invoca al diálogo para acabar con las trabas al autoconsumo colectivo

14.- Naturgy supero los 38.000 puntos de autoconsumo conectados a la red eléctrica.

larazon.es, 29 de enero de 2024.

Las instalaciones suman una potencia de 950 MW.



UFD, la distribuidora eléctrica del Grupo Naturgy, ha superado las **38.000 instalaciones de autoconsumo** a su red eléctrica tras duplicar en 2023 el número de conexiones realizadas en su red.

En un comunicado, Naturgy ha precisado que las instalaciones de autoconsumo operativas suman una potencia de **950 MW**.

El año pasado UFD facilitó la conexión a más de 20.600 puntos de autoconsumo, lo que supone un ritmo superior a las 1.700 conexiones nuevas cada mes.

Madrid es la región que concentra el mayor número de autoconsumos en la red de distribución de Naturgy, un 38% del total, seguida de Castilla-La Mancha, con un 33%. La distribuidora eléctrica de Naturgy está presente en Madrid, Galicia y Castilla-La Mancha, donde es el mayor distribuidor de electricidad, y en Castilla y León.

En 2023, el promedio de tiempo para la activación de un autoconsumo de UFD, desde que recibió la solicitud de la comercializadora, fue de aproximadamente 3,97 días, por debajo del límite de 5 días que establece la normativa, según la compañía.

Actualmente, da servicio a casi 3,8 millones de puntos de suministro a través de una red de 120.000 kilómetros de líneas de alta, media y baja tensión.

15.- Iberdrola lidera en 2023 el “boom” de los contratos a largo plazo en Europa.

20minutos.es, 31 de enero de 2024.

- **La energética ha firmado acuerdos con grandes multinacionales por un total de 908 megavatios.**
- **Iberdrola abona un dividendo de 0,202 euros: el 67% del accionariado elige cobrar en títulos de la compañía.**

Iberdrola ha liderado en 2023 el **boom de los contratos de suministro de energía** a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés) en el mercado europeo, con acuerdos firmados por un total de 908 megavatios (MW) en alianzas con grandes multinacionales, según el informe European PPA Market Outlook 2024 realizado por la consultora Pexapark.

En total, la energética, la mayor eléctrica de Europa por valor en Bolsa y la segunda del mundo, cerró el año pasado un total de **nueve 'megacontratos' para suministrar luz 'verde'**.

La generación eólica marina (*offshore*), donde Iberdrola es uno de los líderes mundiales, fue protagonista de ellos, con un total de seis contratos en **Alemania**, país donde cuenta con el parque Wikinger, con una potencia de 350 MW ya en operación; así como con el de Baltic Eagle, de 476 MW, que está en construcción; y con el de Widanker, que **está en desarrollo** con 300 MW.

Además, la compañía presidida por Ignacio Sánchez Galán suscribió **dos acuerdos más** para proporcionar **energía fotovoltaica** en España y otro de energía eólica terrestre. En concreto, Iberdrola firmó en 2023 un PPA con el mayor fabricante mundial de materiales de freno, TMD Friction Services; así como con el grupo de telecomunicaciones **Vodafone**, con la siderúrgica Stahl Holding Saar (SHS) y con el Grupo Salzgitter, también centrado en la industria del acero.

Iberdrola abona este miércoles un dividendo de 0,202 euros: el 67% del accionariado elige cobrar en títulos de la compañía

La energética superó en actividad en este mercado de los PPA a FRV, que sumó un volumen de 869 MW cerrados el año pasado en este tipo de acuerdos; y a la estatal noruega Statkraft, que fue el vendedor más activo **con 19 acuerdos** aunque ascendieron a un total de 739,5 MW.

También destacó Greenergy, en cuarto lugar con 728 MW acordados para el suministro en PPAs. Iberdrola **mantiene alianzas para el suministro de energía a largo plazo** con gigantes como **Amazon, Telefónica, Mercadona, Holcim, Heineken, ABInBev, Apple, De Acero, VW-Seat, Mercedes Benz o Renault**, entre otras compañías.

Apuesta por los PPAs

La eléctrica cuenta con una dilatada experiencia en el ámbito de los PPAs y gestiona **acuerdos de compraventa** de energía a largo plazo en mercados como **España, el Reino Unido, Estados Unidos, México, Alemania y Australia**, procedentes de proyectos renovables.

Esta apuesta estratégica ha llevado a la compañía a contar a cierre de septiembre con alrededor del 90% de la energía que prevé generar entre 2023 y 2025 **ya vendida**, principalmente a través de contratos de largo plazo y PPA.

Esto proporciona a la empresa visibilidad con **un amplio horizonte**. Por otra parte, en el lado de los acuerdos de contratos para adquirir energía 'verde' a largo plazo cerrados a lo largo del año pasado destacó Amazon, con un total de **1.870 megavatios (MW)** en siete acuerdos.

El informe destacó que el mercado de PPA entró en su 'Era Dorada' en 2023 con **una actividad récord**, tras un entorno de estabilización en los fundamentos de la negociación de acuerdos, registrándose en el año la cifra total de 16,2 GW de volúmenes contratados, un 40% más respecto a 2022.

Así, el número de acuerdos alcanzó un máximo de 272, **creciendo un 65%** respecto al ejercicio anterior. Por países, **España volvió a ser líder**, por quinto año consecutivo, en PPAs por volumen y número de operaciones, con un total de 4,67 gigavatios (MW), aunque amenazada ya seriamente por Alemania.

De este volumen total, la mayoría -unos 4,3 GW- procedieron de 37 acuerdos de la solar, mientras que **la eólica terrestre apenas aportó 260 MW**. Mientras, el volumen de contratos de Alemania en 2023 se situó ya en los 3,73 GW, de los cuales 1,77 GW -18 acuerdos- correspondieron a energía solar fotovoltaica y 1,73 GW -14 acuerdos- a eólica marina.

De hecho, de cara a 2024 los analistas de Pexapark vaticinaron que Alemania mantendrá su crecimiento y superará a España en esta actividad de PPAs. El gran beneficiado del mercado de PPAs es la industria, porque le permite tener energía a precios estables y competitiva, a largo plazo y 'verde', lo que favorece su descarbonización y la reducción de emisiones.

16.- Un incendio afecta a la central nuclear Vandellòs II, sin riesgo para el medio ambiente.

elperiodicodelaenergia.com, 31 de enero de 2024.

Se produjo el calentamiento de un transformador de alumbrado en una caja eléctrica de la sala de control.



Un incendio sin llama pero con humo en una caja eléctrica de la sala de control de la central nuclear Vandellòs II (Tarragona) ha activado el sistema de detección de fuegos, sin que haya habido riesgo para las personas ni para el medio ambiente, según informa el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).

De acuerdo con los datos del CSN, el incidente ocurrió a las 08:01 horas de este miércoles, cuando, durante una **revisión rutinaria de las cajas de alumbrado de emergencia** situadas encima del falso techo de la sala de control, al extraer un relé, se generó un pico de tensión que provocó el fallo.

El suceso en la nuclear Vandellòs II

Así, **se produjo el calentamiento de un transformador de alumbrado**, que llenó de humo la caja eléctrica, sin producirse llama, hecho que activó el sistema de detección de incendios en la zona.

El CSN, según se establece en sus procedimientos, ha informado a través de su página web de la **recepción de notificación** de este suceso, que no ha tenido impacto en los trabajadores, el público ni en el medio ambiente.

Con la información disponible hasta este momento, se clasifica con nivel 0 en la Escala Internacional de Sucesos Nucleares (INES).

17.- Iberdrola refuerza su presencia en EEUU con un nuevo parque eólico en Oklahoma.

lainformacion.com, 31 de enero de 2024.

Avangrid (Iberdrola) construirá un parque eólico en Oklahoma, ampliando la huella de la compañía en el país a 25 estados. El proyecto contará con 33 turbinas y generará 500.000 megavatios hora (MWh).

- **Iberdrola instalará seis nuevas baterías de almacenamiento de 25 MW de potencia.**
- **Iberdrola, líder en contratos energéticos a largo plazo en Europa durante 2023.**

Iberdrola construirá un **parque eólico terrestre en Oklahoma** de 147,5 megavatios (MW) a través de su filial estadounidense Avangrid. El proyecto contará con 33 turbinas y generará alrededor de 500.000 megavatios hora (MWh) de energía limpia al año.

El nuevo parque eólico **amplía la presencia de la compañía en Estados Unidos**, sumando 25 estados, gracias a 'Pontotoc Wind', cuya construcción está previsto que comience este año y generará más de 200 puestos de trabajo, según ha anunciado en una nota de prensa. Producirá en torno a 500.000 MWh de energía cada año, suficiente para abastecer a más de 40.000 hogares.



Junto al **positivo impacto social** que tendrá el proyecto, se estima que 'Pontotoc Wind' contribuya con unos 25 millones de dólares en impuestos a la propiedad a lo largo de su vida, lo que redundará a favor de las escuelas locales y de otros servicios.

Presencia en la mitad del país

Avangrid es el **tercer operador de energía renovable** más grande de Estados Unidos; una vez que concluya la construcción de este parque eólico, la compañía tendrá operaciones o activos a lo largo de la mitad del país.

OTRAS NOTICIAS DE INTERES DEL SECTOR ENERGETICO: (CLICAR EN EL TITULAR):

- 1.- Bruselas da luz verde al nuevo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España.
- 2.- El gas en la transición energética: más importante de lo que parece.
- 3.- Una jornada online aborda los retos de las tecnologías del almacenamiento energético.
- 4.- El aumento de los sistemas de almacenamiento en baterías disparará los ingresos de los sistemas de conversión de energía a 12.700 millones de dólares en 2029.
- 5.- La Inteligencia Artificial en el sector energético: el poder de la decisión óptima.
- 6.- Solo el 9% de las empresas aprovecha la IA para aumentar la eficiencia de su consumo energético.
- 7.- Greening Group construye la primera planta de recuperación de paneles solares.
- 8.- Las plantas fotovoltaicas pueden ser un refugio para la biodiversidad.
- 9.- Los desafíos del hidrógeno verde: cómo reducir costes y fijar precios de mercado.

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

