

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato Independiente de la Energía

Nos importan las **PERSONAS**

Creemos en la **NEGOCIACIÓN**

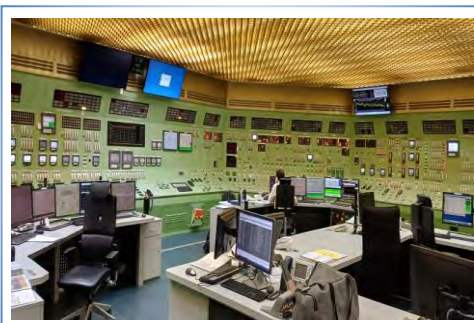
Trabajamos para construir un **FUTURO** mejor

1.- La mayor planta energética española se desliza hacia un cierre obligado: “Hace falta invertir millones tanto si seguimos como si no “.

eldebate.com, 16 de mayo de 2024.

La central nuclear de Almaraz aguarda la decisión sobre la prórroga de su licencia antes del primer trimestre de 2025. De lo contrario tendría que parar. “Podría no merecer la pena volver a arrancar”, avisan.

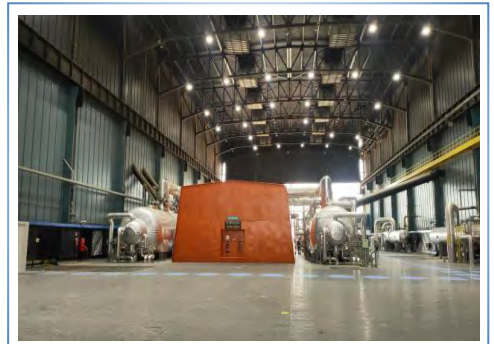
Un 58 % de los españoles no cerraría las centrales nucleares y apuesta por construir más



Dos ciervos descansan pacíficamente frente a una doble valla, electrificada y rematada por alambre de espino. En frente, a pocos metros, tras una maraña de cables eléctricos, se yergue una enorme instalación de silueta poco habitual. En primer plano, un altísimo hangar acristalado. Detrás, dos enormes búnkeres de hormigón gemelos, rematados por sendas bóvedas también de hormigón. Todo ello rodeado de agua, barreras de hormigón, obstáculos para evitar el aterrizaje de visitantes indeseados y perros domesticados «para atacar y defender», según reza en una placa cercana. **Bienvenidos a la central nuclear de Almaraz.**

Operativa desde 1983, Almaraz produjo en 2023 el 7 % de la energía eléctrica española. Más de 611.000 gigavatios salieron de sus dos reactores gemelos, **Almaraz I y Almaraz II**, cada uno con una potencia de unos 1.000 MW. Para comparar, la salmantina presa de Aldeadávila, la mayor de España tiene una potencia instalada de 1.100 MW. El año pasado Almaraz fue la instalación que más energía produjo en nuestro país. Y se desliza hacia el cercano final de su vida operativa, empujada por la legislación, **como las otras cuatro centrales nucleares españolas.**

«La autorización de explotación contempla el cese de la unidad uno en noviembre de 2027, y la de la dos el 31 de octubre de 2028», detalla **Rafael Campos**, director de la central. Mientras el Gobierno decide si la prórroga o no, lo que a día de hoy parece inviable según la vigente **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**, que contempla una reducción paulatina del consumo de energía nuclear de 15.118 MW en 2025 a 6.500 en 2030, y la clausura, escalonada según su antigüedad, de los siete reactores nucleares existentes antes de 2035. Después de Almaraz I y II vendrían Ascó I y Ascó II, en Tarragona, y Cofrentes, en Valencia, si no se modifica el calendario, que en 2019 pactaron las eléctricas con el ministerio de Transición Ecológica.



«La situación ha cambiado mucho desde 2019», defiende **Ignacio Araluce**, primer director de Almaraz y actual presidente de Foro Nuclear, la asociación que agrupa a los propietarios de las centrales. Araluce ha reclamado en varias ocasiones «replantear» el calendario de cierre, especialmente después de la crisis energética vivida en Europa tras la invasión rusa de Ucrania. Algo a lo que Teresa Ribera, ministra saliente con destino a Europa, se ha negado hasta la fecha en redondo.

Almaraz I no sería la primera central nuclear española en desconectarse de la red. Vandellós I, en 1989, se clausuró tras un accidente catalogado como «importante». Siguió José Cabrera, en Guadalajara, conocida como Zorita, en 2006; y Santa María de Garoña, en Burgos, en 2012. Todas ellas, sin embargo, producían en su conjunto menos que cualquiera de los dos reactores de Almaraz.

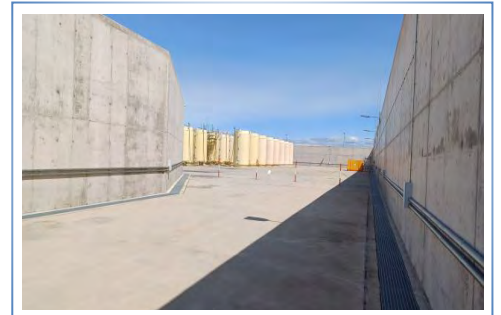


Su cierre supondría, por tanto, **un punto de inflexión** y un golpe para los más de 800 empleados que la frecuentan diariamente, y que llegan a 1.200 en los períodos de recarga, que se suceden cada 18 meses. De ahí que en las últimas semanas el Ejecutivo extremeño de **María Guardiola** (PP) se haya posicionado en contra.

Centrales nucleares

«Tendríamos de margen (para conocer si se prorroga la licencia de operación) hasta el primer trimestre de 2025 para conocer la decisión. De tardar más tendríamos que parar, durante un año o más», apunta Rafael Campos. De suceder «podría no merecer la pena volver a arrancar», añade Ignacio Araluce

Aunque cesen las operaciones, la actividad en torno a la central se mantendría durante varios años, incluso décadas. Primero en las labores de descontaminado y clausura de los reactores, y posteriormente en el cuidado de los residuos nucleares generados durante los más de 40 años de actividad de las instalaciones. Unos residuos que actualmente se almacenan en las piscinas de las instalaciones y al aire libre en un **Almacén Temporal Individualizado (ATI)** que se ha quedado pequeño tras la marcha atrás del Ejecutivo a la construcción de un Almacén Temporal Centralizado (ATC) en Villar de Cañas.



«Tanto si la central se cierra como si no, hace falta construir otro ATI, que ya está en proyecto», cuenta Enrique González, jefe de ingeniería y resultados de la central. Cada año Almaraz invierte unos 50 millones de euros en labores de innovación y mejora, incorporando nuevos procesos o mejorando los existentes, hasta el punto de que, según sus responsables, cuesta encontrar elementos que sigan en operación respecto a los que se instalaron en los años 70 y 80.

El impacto de Fukushima



Una de las renovaciones más importantes se produjo a raíz del accidente nuclear de **Fukushima** de 2011. Un incidente que, de hecho, revolucionó la forma de operar en toda la industria. Aquí y en el resto de los reactores españoles se tradujo en la construcción de un Centro de Apoyo a la Gestión de las Emergencias (CAGE), un búnker externo desde el que se podría gestionar toda la operativa de la central durante varios días en caso de catástrofe exterior. También en la incorporación de «zonas Fukushima», áreas pintadas de magenta donde, de suceder un cataclismo, instalar los equipos necesarios para que la instalación pueda seguir operando.

Bombas, mangueras y tanques con gasoil descansan, esperando tal fin sobre una losa sísmica a pocos metros de la central. Mientras, el personal de la central se entrena con él habitualmente, al igual que con el resto del equipamiento, tanto dentro como fuera de los reactores, del hangar que alberga los generadores, dos enormes y ruidosos Westinghouse puestos a punto en su día por la Empresa Nacional Bazán, a los que uno no se puede acercar sin tapones.

Todo está duplicado, y en ocasiones, como en el caso de los generadores de respaldo de gasoil, quintuplicado. El objetivo: minimizar los riesgos, como repiten carteles, paneles y voces enlatadas en cada uno de los numerosos puntos de control repartidos por las instalaciones. Mientras, Almaraz y su entorno aguardan su final, **aún incierto**, preparados para seguir operando si finalmente el Ejecutivo cambia de opinión y resignados por si no lo hiciera.

2.- Endesa apuesta por la “descarbonización total” de la electricidad en Canarias.

tiempodecanarias.com, 20 de mayo de 2024.

Casado matiza que los equipos de respaldo son necesarios para garantizar el servicio cuando el sol y el viento no bastan.



Endesa apostará por “la total descarbonización” de la generación de electricidad en Canarias mediante la extensión de las energías renovables, apoyadas por varios sistemas de respaldo, como el almacenamiento en baterías y centrales donde el gasóleo sea sustituido por biocombustibles e hidrógeno.

En una entrevista en Canarias Radio, el director de la compañía en las Islas, Pablo Casado, ha recordado que esos equipos de respaldo serán necesarios para “garantizar el servicio en los días en los que el sol y el viento no son suficientes”. Casado ha pedido más celeridad para que la actual legislación se adapte a las especiales características de Canarias y se permita la renovación de los equipos electrógenos obsoletos que operan en las centrales térmicas de las islas y la sustitución por combustibles ecológicos.

También ha adelantado que el Gobierno de Canarias está trabajando en la actualidad con el Ministerio de Transición Ecológica en la implantación de baterías en el archipiélago, con las que dar seguridad al sistema de las renovables y animar a una mayor instalación.

Casado advierte de que “el ordenamiento jurídico que actualmente afecta a Canarias impide el desarrollo de las renovables y la transición energética necesaria”

El máximo responsable de la eléctrica en las islas sostiene que Endesa “es una empresa con una firme apuesta por la descarbonización”, pero que también advierte de que “el ordenamiento jurídico que actualmente afecta a Canarias impide el desarrollo de las renovables y la transición energética necesaria para alcanzar este objetivo de total descarbonización en la generación de energía eléctrica”.



“Nuestro objetivo fundamental es la total descarbonización, con el desarrollo de las renovables, los sistemas de almacenamiento y la renovación de la energía de respaldo con combustibles limpios”, ha señalado Casado, quien ha alertado, no obstante, que “poco se puede hacer hasta que el ministerio no convoque el nuevo concurso”.

3.- Galán saca músculo ante el jeque catari: “Iberdrola vale más que todas las energéticas españolas juntas.

elperiodicodelaenergia.com, 17 de mayo de 2024.

Durante su intervención en la Junta General de Accionistas de la compañía, Sánchez Galán expresó su gratitud hacia el mandatorio catari, destacando la importancia de contar con accionistas como él para alcanzar los ambiciosos objetivos de la energética.



Una vez más, Ignacio Sánchez Galán, presidente de Iberdrola, **vuelve a estar respaldado por su socio catari** tras un 2023 récord para la compañía. La Junta General de Accionistas de la energética, celebrada en Bilbao, contó con la presencia de Sheikh Abdulla bin Mohammed bin Saud Al-Thani, máximo representante de Qatar Investment Authority (QIA), que **posee el 9% del capital de la energética.**

Durante su intervención, Sánchez Galán expresó su gratitud hacia el mandatario qatari, destacando la **importancia de contar con accionistas como él** para alcanzar los ambiciosos objetivos de la

compañía. **“Si no tenemos el apoyo de accionistas como su excelencia Sheikh Abdulla bin Mohammed bin Saud Al-Thani que está aquí hoy con nosotros mostrando su apoyo indiscutible a lo que estamos haciendo, difícilmente podríamos alcanzarlo”,** subrayó el presidente de Iberdrola.

Orgullo y visión a largo plazo

En su discurso ante la junta, Galán, que **desembarcó en 2001 en Iberdrola como consejero delegado y vicepresidente ejecutivo y fue nombrado presidente en 2006**, aprovechó para destacar así la “visión”, el “acierto” en la estrategia y una “excelente” ejecución en las últimas décadas por la empresa. “El viento sopla hoy en nuestra dirección”, dijo.

“Estamos realizando la **diversificación geográfica**, la solidaridad financiera y este equipo humano son las bases para poder seguir ampliando nuestra base y seguir dando beneficios. Yo creo que tenemos que estar orgullosos, yo lo estoy, de que esta empresa esté en máximos históricos de capitalización” declaró.

Además, Sánchez Galán añadió que “si alguien me dice hace 24 años que esta empresa iba a valer 80.000 millones de euros... yo creo que muchos de los que estamos aquí o ninguno lo hubiéramos creído. **Valemos 80.000 millones, valemos más que todas las energéticas españolas.** Somos la mayor energética europea, valemos tres veces más que la siguiente energética española o cuatro veces más. Valemos más que bancos”.

Compromiso con los accionistas

Iberdrola ha delineado un ambicioso plan de inversiones de 41.000 millones de euros para el periodo 2024-2026. Este plan incluye la compra del 18,4% de Avangrid, previamente anunciada, y una contribución significativa de los socios de la compañía en el sector de las energías renovables, que aportarán 5.000 millones de euros. Esto situará la **inversión neta en 36.000 millones de euros.** De este esfuerzo inversor, apuntó que **Estados Unidos será su principal destino, con el 35% de las inversiones**, seguido de Reino Unido (24%), la Península Ibérica y Latinoamérica (un 15% cada uno) y otros países de la Unión Europea donde está presente el grupo y Australia.

Las proyecciones financieras de Iberdrola son igualmente impresionantes. **Se espera que el beneficio neto se eleve a entre 5.600 y 5.800 millones de euros**, mejorando las estimaciones del plan anterior. El beneficio bruto de explotación (Ebitda) se estima que ascenderá a entre 16.500 y 17.000 millones de euros, con los negocios de redes y renovables contribuyendo aproximadamente en igual proporción.

Bajo este prometedor escenario, Iberdrola **prevé repartir 11.000 millones de euros en dividendos durante los próximos tres años**. Los accionistas podrían recibir entre 0,61 y 0,66 euros por título en 2026, con un mínimo garantizado de 0,55 euros, igual que el dividendo de 2023. “Tenemos una meta de alcanzar 11.000 millones de reparto de dividendos en los próximos tres años, para llegar a 0,61 o 0,66 euros por acción, 20% más que el récord ya de este año”, indicó Sánchez Galán.

4.- Iberdrola fusionará Avangrid y Arizona Merger, sus dos filiales en EEUU, ante la fuga de PNM.

capitalmadrid.com, 21 de mayo de 2024.

Ignacio Sánchez Galán admite las dificultades que encuentra en el mercado estadounidense.



Ignacio S. Galán no desiste, pese a las dificultades, de su idea de crear una gran eléctrica en Estados Unidos. Tras tener que abandonar el proyecto de fusión con PNM Resources por la oposición política y administrativa a proyecto, la compañía que preside, Iberdrola, ha anunciado el lanzamiento de una OPA (oferta pública de adquisición) sobre el 18,5% de Avangrid a un precio de 35,75 dólares estadounidenses por acción (32,91 euros al cambio actual) que pagará en metálico. Es el inicio de una operación de mucho más calado.

Eso supone para la compañía española pagar una prima del 11,4% sobre el precio de cierre de Avangrid el 6 de marzo pasado (justo antes del anuncio de compra) y del 15,2% sobre el precio ponderado de los 30 días anteriores.

En total, la eléctrica con sede en Bilbao desembolsará 2.348 millones de euros; el 4,38% más de lo previsto en marzo cuando envió al consejo de Avangrid la carta en la que anunciaba su intención de lanzar la oferta. Una partida incluida en el plan de inversiones anunciado por la compañía presidida por Galán valorado en 41.000 millones hasta 2026.

El objetivo estratégico se mantiene: “incrementar la exposición al negocio de redes en Estados Unidos en un momento clave para Iberdrola, que quiere crecer en mercados con alta calificación crediticia y en negocios regulados como el de redes”.

Con todo, la toma del control total de Avangrid es solo el primer paso. Una vez cerrada la OPA, Iberdrola la excluirá de cotización en la Bolsa de Nueva York para, a continuación, fusionarla con otra de las filiales estadounidenses de la eléctrica española, Arizona Merger Sub, una empresa que, pese al nombre, está domiciliada en la ciudad de los rascacielos. De esta forma, la instrumental de Iberdrola controlará el 100% de Avangrid.

Tal como explican fuentes conocedoras de la operación, dado que en Estados Unidos no existe la figura del “squeeze out” (venta obligatoria de los accionistas minoritarios) la fusión permitirá, además de aumentar el patrimonio de Avangrid, asegurarle a Iberdrola el 100% de sus acciones.

Un año de plazo más

Según la información facilitada a la Comisión Nacional del Mercado de Valores española (CNMV) y la Stock Exchange Comisión estadounidense (SEC), la operación conjunta de OPA y fusión por absorción de Merger cuena con el acuerdo unánime de los consejos de administración de las tres compañías involucradas.

Según los términos de los acuerdos, las fusiones se supeditan a los preceptivos permisos administrativos de los Estados de Nueva York y Maine o, más concretamente, de la Comisión Federal Reguladora de Energía, la Comisión de Servicios Públicos de Maine y la Comisión de Servicios Públicos de Nueva York.

Otra condición suspensiva se fija en el hecho de que ninguna normativa, administración o juzgado restrinjan o prohíban la fusión. Dada la complejidad de las tramitaciones Iberdrola se ha puesto de plazo hasta el 30 de junio del año próximo para cerrar las fusiones, que podrá ser prorrogable tres meses más.

La prórroga podrá ser ejecutada tanto por Iberdrola como por Avangrid solo en el caso de que se hayan cumplido todas las condiciones salvo las relacionados con la aprobación de la Comisión Federal Reguladora de Energía y ciertas comisiones estatales de servicios públicos.

Entre tanto, los accionistas de Avangrid seguirán cobrando el dividendo trimestral en efectivo de hasta 0,44 dólares por título (0,41 euros) hasta el cierre de la fusión.

Avangrid es la principal cabecera de Iberdrola en Estados Unidos, posicionada hoy en 25 estados con más de 9.600 Megavatios (MW) de capacidad de generación instalada, de los que más de 8.800 MW corresponden a fuentes renovables.

En redes, Iberdrola cuenta con ocho filiales que le permiten controlar más de 170.000 kilómetros de líneas eléctricas en Nueva York, Connecticut, Maine y Massachusetts, con las que presta servicio a una población de 7 millones de personas.

Avangrid es la tercera empresa de energía renovable más grande de EE. UU. con una cartera diversa de energía renovable terrestre y marina que gestiona a través de su filial Avangrid Renewables.

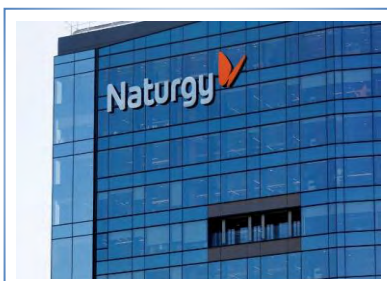
Por su parte Arizona Merger Sub Inc es una corporación norteamericana instrumental 100% propiedad de Iberdrola, que será utilizada por la eléctrica con sede en Bilbao para ejecutar la operación bajo las leyes norteamericanas. De esa forma será la propia Iberdrola la que controlará al 100% su filial Avangrid.

5.- Los fondos CVG y GIP endurecen las negociaciones con Abu Dhabi para salir de Naturgy.

vozpopuli.com, 21 de mayo de 2024.

Llevan meses queriendo vender, pero aspiran a exprimir al máximo el 40% del capital que controlan en conjunto. “No hay nada firmado”, advierten fuentes próximas a la opa.

- **Abu Dhabi prepara un cheque de 14.000 millones para pagar la OPA sobre Naturgy junto a Criteria.**
- **Fainé y la comitiva de Abu Dhabi en España se citan para acelerar la operación Naturgy.**



CVC y GIP no saldrán a cualquier precio de Naturgy. Los dos fondos llevan meses en posición vendedora, pero las negociaciones con Abu Dhabi y Criteria para deshacerse del 20% que controlan cada uno por separado de la gasista están siendo más costosas y tediosas de lo previsto inicialmente, según fuentes financieras consultadas por *Vozpópuli*.

La entrada de Taqa, el gigante energético de Abu Dhabi, a cambio de la salida de CVC y GIP de Naturgy requiere de multitud de autorizaciones. Un punto que ya estaba contemplado.

Pero en la operación de desembarco, Taqa se está encontrando con unas posiciones negociadoras más duras de lo pensado, con unas expectativas de precio más elevadas ahora que los fondos han encontrado una oportunidad de desinversión.

Este 'sobrecoste' inesperado explica en parte que Abu Dabi prepare unos 14.000 millones de euros de euros como munición para financiar la opa conjunta con Critería, como publicó este medio.

"Los australianos de IFM se mostraron reacios en un primero momento a acudir a la opa, pero ahora no se descarta que cambien de postura si la oferta es atractiva para sus intereses"

Entre los escenarios que contempla el vehículo inversor de Abu Dabi no se descarta superar a Critería, que actualmente controla el 27% del capital, como primer accionista de Naturgy, ahora que para el hóliding de La Caixa no supone una línea roja retener esta condición tras la opa, como indican fuentes próximas a la operación.

Diseño de la opa

En el mercado se especula con que Taqa está dispuesto a pagar en torno a 27 euros por cada acción de Naturgy. Aunque el diseño del reparto del capital y del precio aún no está firmado, como advierten fuentes cercanas a la operación.

Tampoco está clara la postura que tomará IFM. El fondo australiano, con poco más del 15%, fue el último de los cuatro grandes en llegar al convulso accionariado de Naturgy. Y fue la voz discordante en el choque por el sueldo del presidente, Francisco Reynés. IFM se mostró reacio a desinvertir cuando se conocieron los planes de opa, pero en el entorno de los grandes accionistas no se descarta que finalmente acuda a la operación si la oferta por su paquete de acciones es atractiva.



"Taqa y Critería quieren cerrar un plan de negocio para garantizar inversiones al Gobierno y que no se oponga a la revolución en el accionariado de Naturgy"

La argelina Sonatrach, con un 5% del capital, y otros accionistas, que aglutinan el 15%, se reparten el control de Naturgy y tampoco está claro el camino que tomarán en la opa conjunta de Abu Dabi con Critería.

Pronunciamientos de CNMC y CNMV

La entrada de Taqa necesita del aval de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Dos reguladores a los que se puede sumar la futura Comisión Nacional de Energía (CNE) que se espera que esté en marcha en el último trimestre del año.

Naturgy controla la mayor parte de la red de gas en España y además tiene un 44% de cuota en los contratos de suministro. Se erige también como la tercera eléctrica, con una cuota de más del 14%.

"Si alguien ha llegado a la conclusión de que somos opable, será porque somos interesantes", Francisco Reynés, presidente de Naturgy.

Por estos motivos, la llegada de Abu Dabi necesita la 'luz verde' de Moncloa, que puede aplicar la conocida como 'ley antiopas', aunque, como indican fuentes próximas a la operación, se exhibe buena sintonía.

De hecho, Taqa y Critería quieren cerrar un plan de negocio que satisfaga al Ejecutivo antes de presentar las condiciones finales de la opa. Esta guía garantizaría a Moncloa un mínimo de años y el compromiso de mantener inversiones millonarias en España.

"Si alguien ha llegado a la conclusión de que somos opable, será porque somos interesantes", reivindicó ayer Reynés en un foro organizado por *Cinco Días*. El presidente de Naturgy se mantendría como primer ejecutivo tras la opa, tal y como han pactado Abu Dabi y Critería, según fuentes concedoras.

6.- Iberdrola se da un año para cerrar la operación de compra de Avangrid en EEUU.

eleconomista.es, 20 de mayo de 2024.

- Necesitará los permisos de los reguladores de Maine y Nueva York.
- Seis bufetes abren una investigación para ver si plantean una class action.
- Moelis & Capital, White & Case, Clifford Chance o Latham & Watkins, principals asesores en la operación.

Iberdrola se da hasta el 30 de junio de 2025 para cerrar la **operación de compra del 18,4% de Avangrid por 2.348 millones de euros**. La eléctrica española tiene que lograr los permisos de las autoridades reguladoras de Maine y Nueva York, así como de la junta de accionistas de Avangrid para poder llevar a cabo la operación.

Para conseguir todos estos permisos, la eléctrica se ha dado de plazo este año que podrá ser prorrogable de acuerdo con Avangrid. Al contrario de los **sucedido en el caso de PNM Resources**, la operación no se espera que tenga ningún problema para poder superar estas autorizaciones puesto que la compañía tiene anunciados potentes planes de inversión en ambas zonas en redes.

Para llevar a cabo la negociación del precio, Avangrid ha contado con un comité especial -que ha sido asesorado por Moelis & Company- y que ha sido el encargado de representar los intereses de los accionistas minoritarios con un incremento de 1,5 dólares de la oferta de la española, un 8,6%. No obstante, un grupo de despachos de abogados en Estados Unidos han lanzado ya -como hacen habitualmente- lo que llaman una investigación para decidir si presentan una class action ante los tribunales.



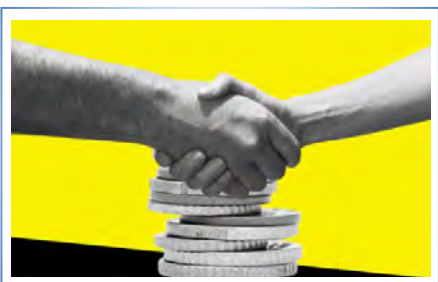
Dentro de los despachos que han abierto esta vía figuran los bufetes Kaskela Law LLC , Levi & Korsinsky, LLP, Monteverde & Associates PC, Halper Sadeh LLC, Ademi LLP y Andrews & Springer.

Iberdrola cuenta como asesores de la operación, dirigida por el director de Desarrollo Global, David Mesonero, con los despachos White & Case (Robert N. Chung y Juanma de Remedios) y Clifford Chance (Chang-Do Gong)

.Por parte de Avangrid, el asesoramiento corresponde a Paul, Weiss, Rifkind, Wharton & Garrison LLP (Jeffrey D. Marell, Ravi Purohit y Steven J. Williams), así como al bufete Latham & Watkins con David Kurzweil y Eyal Orgad.

7.- Las eléctricas pactan el precio de las tarifas de la luz para empleados hasta 2026.

20minutos.es, 20 de mayo de 2024.



La **Agencia Tributaria** ha aprobado el Acuerdo Previo de Valoración (APV) que fija el precio de la energía en las tarifas de la luz de los empleados de las empresas del sector eléctrico, para el periodo que va del 1 de enero de 2024 hasta al 31 de diciembre de 2026. El APV aplica a efectos fiscales -al considerarse salario en especie- para los consumos bonificados acordados en cada convenio colectivo y es el **precio de facturación cuando se exceden estos kilovatios hora (kWh) 'gratuitos'**.

Entre los beneficios sociales de los trabajadores de las eléctricas, destacan las tarifas de empleado. No obstante, hay que matizar que estos se hacen cargo en su **factura de luz** de los peajes regulados y de los impuestos, mientras que la parte del consumo (entre un 35% y un 40% del recibo) que tengan acordada con su empresa bajo el acuerdo de bases es gratis. Por ejemplo, **Endesa bonifica a su plantilla hasta 6.000 kWh**. mientras que los pasivos (prejubilados, viudos, incapacidad...) disfrutan de 3.000 kWh extra a mitad de precio -todo para una vivienda-.

De este modo, este acuerdo, que lo negocia directamente la **Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec)** para sus asociados y los que se adhieren, viene a sustituir al que ha estado vigente hasta 31 de diciembre del año pasado. En esta ocasión, la patronal envió una propuesta a la Agencia Tributaria -que calificó como congruente- para cambiar la metodología de cálculo. Se ha tenido en cuenta así para el cálculo los valores medios de las mejores ofertas de tarifas del mercado libre.

Concretamente, se realizó una búsqueda en los meses de octubre, noviembre y diciembre del año pasado, obteniéndose la media entre los tres valores y considerando las ofertas aplicables al tercer día hábil de cada mes. Finalmente, para la determinación de los precios se utilizaron ofertas de Endesa (One 3 Periodos), Iberdrola (Plan Online 3 Precios) y Repsol (Tarifa discriminación horaria + ahorro hasta 300 € en saldo Waylet).

Además, como novedad, por primera vez, en este Acuerdo Previo de Valoración 2024-2026, se ha tenido en cuenta a efectos de la valoración de los **excedentes de energía vertidos a la red de instalaciones de autoconsumo**, las mismas referencias de precio empleados para la energía consumida de la red, restando los importes de peajes y cargos.

Los datos obtenidos del nuevo APV recogen un **consumo medio de los empleados del sector eléctrico de 9.000 kWh anuales**, con una potencia contratada de 5,75 kW. También se han actualizado los porcentajes de consumo en las franjas horarias: 28,6% en punta, 24,6%, en llano y 46,8%, en valle, reduciéndose la diferencia entre los porcentajes en horario punta y llano respecto al de horario valle, en comparación a los acuerdos de años anteriores, que venían recogiendo unos porcentajes de consumo en las distintas franjas de 20% punta, 22% llano y 58% valle. De este modo, la valoración de mercado inicial propuesta para el suministro de electricidad a los empleados, incluido el valor a descontar de los excedentes que revertan a la red, es la siguiente:

- Precio término **potencia punta**: 36,433730 euros/kW
- Precio término **potencia valle**: 9,698073 euros/kW
- Precio término **energía periodo punta**: 0,173343 euros/kWh
- Precio término **energía periodo llano**: 0,128905 euros/kWh
- Precio término **energía periodo valle**: 0,122946 euros/kWh
- Precio **compensación de excedentes autoconsumo**: 0,100075 euros/kWh

En el anterior APV, el método de cálculo aditivo se basó en la tarifa regulada, el denominado Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC). Aelec justifica que se adoptó en un momento de extrema volatilidad de los mercados, como consecuencia de la invasión de Rusia a Ucrania. Así, y según los datos publicados por la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** en sus Boletín de Indicadores Eléctricos la proporción de consumidores en el mercado libre en diciembre de 2020 era de un 66%, mientras que en abril de 2023 pasó a ser de un 75%.

"De tal modo que el PVPC o mercado regulado comienza a quedarse circunscrito mayoritariamente a ser un precio aplicable a los consumidores vulnerables pues la aplicación del bono social requiere, como condición previa, estar sometido al PVPC según las normas de aplicación", argumentaron desde Aelec en el momento de presentar la propuesta, subrayando que desde el 1 de enero de este año el mercado regulado quedaría limitado a consumidores domésticos y micropymes. Según consta en la documentación enviada a la Agencia Tributaria, la patronal estimaba que en 2024 la cuota de consumidores en mercado libre alcance el 80%. Sin embargo, todo hace indicar que cuando elaboró la propuesta no tuvo en cuenta que el mercado mayorista se daría la vuelta y que **ahora 'pierden' los de tarifa libre con precio fijo**.

Por otra parte, la metodología recogida en el anterior acuerdo incluía un coste de energía calculado con base a los tres últimos años con el fin de evitar la inusual coyuntura provocada por la invasión rusa. "Es evidente que esta metodología no puede ser válida para calcular los precios de 2024, ya que recogerían los precios del periodo 2021-2023, que han sido precisamente el periodo de extrema volatilidad que se pretendía evitar", apuntan desde Aelec. El precio que se ofrece en las tarifas de empleado es inferior al normal de mercado, por lo que la prestación del servicio mencionado constituye una retribución en especie susceptible de practicar el correspondiente ingreso a cuenta del **Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRFP)**.

8.- Iberdrola y Endesa exigen a Ribera 82 millones por parar el cementerio nuclear de Villar de Cañas.

epe.es, 20 de mayo 2024.



Las grandes eléctricas reclaman al Gobierno la devolución de inversiones en el proyecto financiadas con la tasa que pagan las centrales nucleares, antes de que se cedan gratuitamente los terrenos del fallido almacén.

El Gobierno puso punto y final definitivo al antiguo proyecto de construir un almacén nuclear centralizado en Villar de Cañas (Cuenca) y aprobó un nuevo plan general de residuos radiactivos (PGRR) que descarta la opción de tener un sólo almacén nacional e impulsa la alternativa de **construir siete cementerios nucleares**, uno en cada una de las **centrales nucleares**.

El **Ministerio para la Transición Ecológica**, comandado todavía por la **vicepresidenta Teresa Ribera** a la espera de su marcha tras las elecciones europeas del próximo junio, dio carpetazo al proyecto para albergar la instalación en Villar de Cañas y ha ordenado a **Enresa, la sociedad pública encargada de la gestión de los residuos nucleares**, poner fin completamente a todos los procesos iniciados para su puesta en funcionamiento.

La patronal **Foro Nuclear** y las compañías eléctricas propietarias de las centrales nucleares que la integran -**Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP**- han presentado sendos **recursos en el Tribunal Supremo** contra el nuevo plan general de residuos radiactivos del Gobierno y contra la decisión de finiquitar el proyecto de Villar de Cañas. Y como parte de la batalla legal **las grandes eléctricas reclaman al Gobierno una compensación millonaria** por las inversiones realizadas en el fallido almacén único y que se financiaron con las tasas que pagan las centrales nucleares, según confirman a EL PERIÓDICO DE ESPAÑA fuentes del sector conocedoras del proceso.

Enresa, titular del proyecto de Villar de Cañas, asumirá un roto millonario en sus cuentas por el fin del proyecto y la pérdida de valor de todos los activos vinculados (los terrenos en que se ubicaría y las construcciones ya realizadas y las instalaciones técnicas levantadas). **La compañía pública ya provisionó 82,5 millones de euros** para hacer frente al deterioro de todo el activo vinculado al almacén temporal centralizado (ATC) que se había proyectado y que ya no se realizará, según se recoge en las cuentas e informe de gestión del grupo correspondientes a 2022.

Cesión gratis de los terrenos

Enresa ha recibido la orden expresa del Gobierno de ceder de manera gratuita los terrenos a una administración pública para que se emprendan proyectos de interés económico para la zona. Y la cesión obligatoria ha abierto ya una disputa entre las diferentes administraciones públicas interesadas en quedarse gratis con las más de 87 hectáreas de terreno dividido en tres parcelas y con los tres edificios ya construidos (uno de servicios múltiples, un laboratorio sin equipar y una nave industrial, en total con más de 4.000 metros cuadrados construidos).

La Junta de Castilla-La Mancha, la Diputación de Cuenca y el Ayuntamiento de Villar de Cañas han mostrado interés en tomar el control de las parcelas.

Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y la patronal nuclear que las agrupa reclaman la devolución al sector nuclear de “al menos” esos 82,5 millones invertidos en Villar de Cañas y que fueron pagados por las centrales, y que se haga antes de que se cedan los terrenos gratuitamente a alguna administración. Desde Enresa se apunta su preferencia por materializar la cesión de los terrenos antes de que termine este año.

Las plantas pagan a Enresa una tasa en función de la electricidad que produce cada una de ellas y que se acumulan en un fondo con el que se financia la gestión de los residuos radiactivos y el futuro desmantelamiento de las propias centrales. Desde el sector nuclear se apunta que **la manera más fácil de devolver el dinero invertido y ahora perdido en el proyecto de ATC sería reintegrarlo en el fondo de Enresa**, aunque se podrían articular otras fórmulas.

Las centrales nucleares pagan a Enresa una prestación patrimonial no tributaria 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 7.700 millones acumulados. El Gobierno, en paralelo, **prepara una fuerte subida del 30% de esta tasa** que, en principio, elevaría el montante anual abonado por las centrales hasta el entorno de 585 millones anuales.

Las grandes eléctricas y Foro Nuclear han reclamado la devolución de “al menos” los 82,5 millones de euros vinculados a inversiones en el proyecto de ATC de Villar de Cañas precisamente en las alegaciones realizadas contra el proyecto de real decreto del Gobierno para subir la tasa que pagan sus centrales.

Previsiblemente, las compañías también acabarán incluyendo esta reclamación como parte de sus recursos ante el Tribunal Supremo y en las posteriores demandas vinculadas a esta batalla legal.

El fiasco del ATC

Más de una década después de la aprobación de la elección de Villar de Cañas para acoger el depósito de basura nuclear por el Gobierno de Mariano Rajoy y tras más de un lustro desde la paralización de la tramitación por parte del recién estrenado primer Ejecutivo de Pedro Sánchez, el ‘no’ definitivo no ha llegado hasta ahora.

La construcción de un almacén temporal de residuos nucleares acumulaba ya un enorme retraso cuando **se decidió en 2018 frenar los trabajos de licenciamiento que estaba desarrollando el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)**. El plan original contemplaba tenerlo listo a finales de 2018, pero para entonces en la localidad conquense seguía habiendo poco más que un solar. Hasta la suspensión de la tramitación, que ya el Ejecutivo actual considera definitiva, Enresa había adjudicado contratos para impulsar el proyecto por 92 millones de euros.

El Gobierno de Pedro Sánchez renunció en 2018 a continuar con la opción de Villar de Cañas por los problemas técnicos y los enormes costes adicionales que exigiría superarlos, especialmente por las dudas por la calidad de los terrenos de la que ya alertaron los técnicos del CSN y estudios independientes. Y el argumento actual para descartar un solo almacén nuclear y optar por construir siete instalaciones en las centrales nucleares ha sido que **la “falta de consenso social, político e institucional”** demostrada durante el periodo de alegaciones del nuevo Plan General de Residuos Radiactivos hizo “inviabile” la opción de un único almacén centralizado.

Desde el sector nuclear se reconoce que se debe a que ninguna comunidad autónoma respaldaba la posibilidad de acoger el cementerio nuclear en su territorio, a pesar del interés de algunos ayuntamientos. De hecho, la Junta de Castilla-La Mancha, encabezada por el socialista Emiliano

García Page, mostró durante años de manera insistente y por todos los medios -con reformas legislativas y en los tribunales- su rechazo frontal a la construcción del cementerio nuclear en Villar de Cañas. La elección del municipio conguense para acoger el ATC fue aprobada en 2011 por el Gobierno de Mariano Rajoy, cuando sí contaba con el respaldo de la Junta regional, entonces encabezada por la también popular María Dolores de Cospedal.

9.- Corredor (Redeida) dice que los PPA en España son entre un 25% y 40% más baratos que la media de la UE.

elperiodicodelaenergia.com, 20 de mayo 2024.

Beatriz Corredor ha recordado que más del 62% de la capacidad instalada en España es renovables.



La presidenta del grupo **Redeia**, que integra a **Red Eléctrica** (operador y transportista del sistema eléctrico), **Beatriz Corredor**, ha dicho que **España tiene los contratos de compraventa de energía a plazo (PPA) entre un 25% y un 40% más baratos que la media de la Unión Europea (UE).**

Corredor se pronunció así durante su intervención en el foro económico CREO, organizado por el diario económico *Cinco Días*, en el que ha dicho que España no sólo está teniendo los precios más baratos de Europa en su mercado mayorista, sino que los PPA, instrumentos demandados por la industria para abastecerse de electricidad con una estabilidad en el precio, son también sustancialmente más baratos.

También se ha referido a los centros de datos, que tienen un **alto consumo de energía**, y ha explicado que los hay de muchos tipos, pero “tienen un impacto sobre el territorio que debe ser explicado de forma explícita”, por lo que “los que promueven esos centros tiene que ser capaces de aportar un proyecto social”.

Los centros de datos para Redeia

Corredor, que ha recordado que los **centros de datos** no pueden alimentarse sólo con **energía renovable** porque no consienten ni la variabilidad ni la intermitencia que caracteriza a este tipo de energía, ha señalado que en el caso de la instalación de estos centros “habría que priorizar los que tienen un impacto relevante para la economía del país”.

Por otro lado, Corredor, que ha recordado que más del 62% de la capacidad instalada en España es renovable, que más del 50% de la energía que se produjo el año pasado lo fue y en abril y mayo de este año más del 65%, ha dicho que hay que hacer compatible la integración de renovables con la seguridad del suministro.

Ha destacado la **alta capacidad de integración del sistema eléctrico español** y ha dicho que España es capaz de integrar más del 98% de la energía que produce, con lo que los vertidos son sólo un 2%, muy por debajo del baremo de la UE que considera aceptable, que es el 5%.

No obstante, ha dicho que cada vez hay que integrar más renovables y habrá más demanda eléctrica, por lo que se ha introducido una modificación en la planificación eléctrica vigente que incorpora 500 millones de euros más hasta 2026, pero, además, se ha comenzado a hacer la del periodo 2025-2030.

La presidenta de Redeia ha añadido que, con ello, se trata de dar respuesta al interés industrial que hay para la instalación de fábricas de batería o polos de producción de biocombustibles, entre otros, en **España**, lo que obliga a acelerar la puesta en marcha de “infraestructuras críticas”.

Ha señalado que esto ha obligado a Red Eléctrica a aumentar su inversión en un 55 % de un año para otro para que su inversión pase a ser de 1.000 millones.

En cuanto a la oposición social a las renovables y a las redes de alta tensión eléctricas, ha afirmado que “no puede haber rentabilidad económica sin rentabilidad social” y ha añadido que habrá oposición social a proyectos mientras no se escuche a los habitantes de las zonas en que se van a instalar.

10.- Europa deberá invertir 67.000 millones anuales en actualizar sus redes eléctricas, según patronal.

infobae.com, 22 de mayo 2024.

Un informe de Eurelectric, patronal del sector, revela que este aumento en el gasto en renovación eléctrica “es significativo, pero el costo de no invertir es mayor”.



Europa **deberá invertir anualmente 67.000 millones de euros en la ampliación, modernización y digitalización de sus redes eléctricas**, tal y como indica la patronal comunitaria Eurelectric. Este esfuerzo, que representa el 0,4% del producto interior bruto (PIB) de la Unión Europea, tiene el potencial de generar alrededor de dos millones de empleos. “Para una transición energética exitosa, la UE necesita una gran cantidad de capacidad adicional en la red. Los volúmenes de inversión para los operadores del sistema de distribución deben duplicarse.

Aunque esto requerirá un aumento significativo, el costo de no invertir es aún mayor”, declaró en un comunicado el consejero delegado de la eléctrica germana E.ON y presidente de Eurelectric, Leonhard Birnbaum.

Según el estudio “Redes para Velocidad” que ha presentado por la patronal, las inversiones en redes de distribución deberán “aumentar de un promedio **de 33.000 millones de euros a 67.000 millones por año de 2025 a 2050**, aproximadamente el 20% de lo que la UE gastó en importaciones de combustibles fósiles en 2023”. En el caso de implementarse estrategias como inversiones anticipadas, gestión óptima de activos y adición de flexibilidad a la red, esta cifra podría reducirse a 55.000 millones de euros al año.

“Necesitamos retornos atractivos para los inversores”

En caso de no actualizar el sistema de distribución eléctrica, **se pondría en peligro “el 74 % de las conexiones previstas en tecnologías clave de descarbonización** como vehículos eléctricos, bombas de calor y energías renovables”. “Para tener éxito, necesitamos retornos atractivos para los inversores para poder financiarlo, tecnología y electrificación rápida para gestionar las tarifas de distribución”, agregó Birnbaum.

El estudio se publica dos semanas antes de las elecciones al Parlamento Europeo, que inaugurarán un **nuevo ciclo político en las instituciones de la UE**, en un momento en que los distintos sectores económicos buscan influir en las decisiones sobre la hoja de ruta económica de la UE para los próximos cinco años. La patronal eléctrica sostiene que actualizar las redes es esencial para descarbonizar la economía europea a mitad de siglo, un esfuerzo financiero que también creará **“más de dos millones de empleos”** y “generará mayores ahorros energéticos y proporcionará un suministro eléctrico más confiable”.

“Las redes de distribución de Europa **necesitan modernizarse urgentemente** para permitir la electrificación masiva del transporte, la calefacción y la industria, integrar energías renovables y resistir fenómenos meteorológicos extremos más frecuentes y amenazas cibernéticas”, señala el estudio. Eurelectric estima que **la electricidad constituirá el 60% del uso final de energía en 2050**, en comparación con el 23% actual, y que la capacidad renovable se habrá multiplicado por seis desde 2020, con el 70% de la generación y el almacenamiento renovable conectados a nivel de distribución.

La UE empieza a preparar esta inversión masiva

Generadores, distribuidores y poderes políticos del sector eléctrico de la Unión Europea se embarcaron el **pasado 7 de septiembre en una reflexión conjunta para actualizar, expandir y preparar las redes eléctricas para la transición energética**. Esta infraestructura precisará inversiones de unos 575.000 millones de euros para 2050. “Vamos a necesitar inversiones masivas (...). Sin las inversiones necesarias en las redes, la transición energética simplemente no ocurrirá”, afirmó el presidente ejecutivo de Entso-E, Daniel Cortinas, durante un evento organizado en Bruselas por esta plataforma que agrupa a los distribuidores de electricidad en la UE y la Comisión Europea.

El foro, celebrado a puerta cerrada, salvo para la sesión inaugural, tuvo como objetivo que **los diferentes agentes implicados en la gestión de la electricidad debatieran abiertamente sobre cómo mejorar la gestión de las redes** y cómo desbloquear las importantes inversiones necesarias.

11.- Así es cómo Bruselas quiere acelerar el “permitting” de los proyectos de renovables, redes, almacenamiento e hidrógeno en la UE.

elperiodicodelaenergia.com, 20 de mayo 2024.

Los Estados miembros deberían crear un único proceso de solicitud unificado para todo el proceso de solicitud de permiso administrativo y concesión de proyectos de energía renovable.



Casi dos años después de la adopción del Plan REPowerEU, la Comisión Europea ha ofrecido apoyo adicional a los Estados miembros para **acelerar aún más el despliegue de energías renovables**.

Para ello, Bruselas ha adoptado una serie de recomendaciones y documentos de orientación nuevos y actualizados para **mejorar y agilizar los procedimientos de autorización y subastas de energías renovables**. Estos documentos ayudarán a implementar el marco de la UE mejorando las condiciones para un rápido despliegue de energía renovable local. Al **impulsar la demanda de tecnologías limpias fabricadas en Europa**, esta iniciativa también

ayudará a **reforzar la competitividad industrial, aumentar la resiliencia del sistema energético** y cumplir el Pacto Verde Europeo.

Permisos más rápidos y sencillos

En la Recomendación actualizada **sobre la aceleración de los procedimientos de concesión de permisos** y las **orientaciones que la acompañan** adoptadas hoy, la Comisión destaca formas de mejorar la planificación y los procedimientos de autorización para proyectos de energía renovable y de infraestructura relacionados en la UE.

Llama la atención que Bruselas recomiende un único permiso administrativo. “Los Estados miembros deberían crear un único proceso de solicitud unificado para todo el proceso de solicitud de permiso administrativo y concesión de proyectos de energía renovable”.

Por ejemplo, en España existen varios procesos administrativos, desde la declaración de impacto ambiental hasta la licencia administrativa, de construcción o la obtención del punto de conexión.

La guía actualizada sobre permisos proporciona ejemplos de buenas prácticas sobre procedimientos de concesión de permisos más rápidos y sencillos, destaca la importancia de la digitalización y la participación comunitaria, los recursos humanos y las habilidades; y describe cómo manejar mejor los procedimientos de selección de sitios y las conexiones de red.

Áreas especiales

Además, la Comisión también ha adoptado otro **documento de orientación sobre la designación de áreas de aceleración de las energías renovables**. Según la Directiva sobre energías renovables revisada, se trata de lugares donde no se espera que el despliegue de proyectos de energía renovable tenga impactos ambientales significativos y, por lo tanto, se aceleran los procedimientos necesarios para garantizar un despliegue rápido de tecnologías específicas.

Los elementos clave para seleccionar dichas áreas son la disponibilidad de herramientas digitales para la planificación y el mapeo, y datos sobre la capacidad de energía renovable y sobre el impacto ambiental potencial. En sus orientaciones, la Comisión también destaca el papel de la participación adecuada de las partes interesadas y la consulta pública para facilitar una designación exitosa de dichas áreas de aceleración.

Diseño de subasta mejorado

Por otro lado, las subastas desempeñan un papel clave en el despliegue de la energía renovable y, cuando están bien diseñadas, pueden apoyar el crecimiento constante y sostenible de la economía de la UE. Al delinear elementos estándar para el diseño de subastas de energía renovable, **la recomendación y orientación** de la Comisión harán que estos procedimientos sean más armonizados y eficientes, en línea con la Ley de Industria Net-Zero.

La Recomendación y el documento de orientación que la acompaña ayudarán a los Estados miembros a diseñar subastas que tengan en cuenta objetivos como la calidad, la contribución a la resiliencia y la sostenibilidad ambiental. El uso de criterios distintos del precio permitirá recompensar los proyectos de mayor valor añadido. Ayudará a desarrollar el ecosistema de fabricación de tecnología neta cero en Europa y garantizará que los proyectos se realicen íntegramente y a tiempo. Esto garantizará que la transición a la energía limpia vaya de la mano de una base industrial sólida en Europa.

Para mejorar aún más la visibilidad y la previsibilidad para los inversores en toda la cadena de valor de las energías renovables, la Comisión también ha actualizado la Plataforma de Desarrollo de las Energías Renovables de la Unión, un sistema en línea donde los Estados miembros publicarán información básica sobre sus calendarios de subastas.

Esta información debe incluir el momento y la frecuencia de las subastas, la capacidad subastada, el presupuesto previsto y las tecnologías elegibles, como exige la Directiva sobre energías renovables. La Plataforma proporcionará a las empresas un punto único de información para todas las subastas de energías renovables planificadas en toda la UE.

12.- Acciona Energía pone en marcha en Texas su mayor proyecto solar, “Red-Tailed Hawk”, de 458 MW.

español.com, 22 de mayo 2024.

Este parque solar se suma a la cartera de proyectos renovables de Acciona Energía en Norteamérica, donde cuenta con un total de 2,7 GW instalados.

Acciona Energía ha puesto en marcha la planta fotovoltaica 'Red-Tailed Hawk', que está ubicada cerca de Houston, en el condado de Wharton, en Texas, y cuenta con una capacidad de 458 megavatios pico (MWp), lo que la convierte en el complejo solar más grande que la compañía ha construido hasta la fecha.

Así, 'Red-Tailed Hawk' se suma a la cartera de proyectos renovables de Acciona Energía en Norteamérica, donde cuenta con un total de **2,7 gigavatios (GW) instalados**, reforzando su posición como "actor clave" en la transición energética del país, según ha informado este miércoles la compañía en un comunicado.

Además, Acciona Energía está construyendo el parque eólico 'Forty Mile' (280 MW) en Alberta (Canadá) y la planta fotovoltaica 'Union Solar' (325MWp) en Ohio (Estados Unidos).

La nueva instalación cuenta con paneles sujetos a **seguidores solares** que se orientan según la trayectoria del sol, maximizando la exposición a la luz solar y la producción.

La planta generará anualmente 742 GWh de electricidad limpia, equivalente al consumo de unos 66.500 hogares, lo que permitirá evitar la emisión de unas 430.000 toneladas de dióxido de carbono al año.



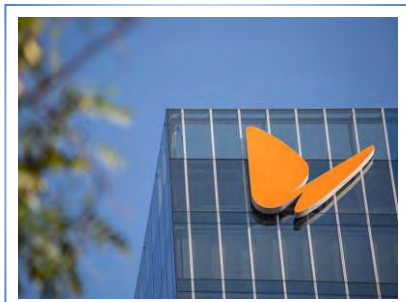
En este contexto, el proyecto forma parte del programa de '**Gestión del Impacto Social**' de Acciona Energía, que reinvierte una parte de los ingresos anuales de sus instalaciones para **mejorar la formación, el bienestar y la gestión medioambiental de las comunidades** donde opera.

Además de su contribución a la **descarbonización**, 'Red-Tailed Hawk' ha generado nuevas oportunidades laborales en la zona, creando hasta unos 400 puestos de trabajo durante la construcción del parque y 15 empleos permanentes.

13.- Naturgy lleva a cabo más de 44.000 actuaciones contra el fraude eléctrico.

elperiodicodelaenergia.com, 22 de mayo 2024.

La energética recupera, con estas actuaciones, la energía equivalente al consumo de 47.000 hogares.



UFD, la distribuidora eléctrica del **grupo Naturgy**, **aumentó notablemente en 2023 la cantidad de energía recuperada mediante la persecución de fraudes eléctricos en su red**. A través de un total de 44.000 actuaciones repartidas entre **Galicia, Comunidad de Madrid, Castilla-La Mancha y Castilla y León**, la compañía logró recuperar el pasado año energía consumida de forma fraudulenta por un **volumen de 152 GWh, un 44% más que el año anterior**. Esta cantidad, equivalente al consumo de 47.000 hogares, ilustra su compromiso con la persecución de esta práctica delictiva en aumento.

Las actuaciones llevadas a cabo por UFD se saldaron con la apertura de más de 12.400 expedientes por fraude en el conjunto de las regiones en las que opera, casi el doble que la cifra registrada el año anterior. Madrid registró el mayor número de casos con un total de 6.450 expedientes, seguida de **Galicia (3.000), Castilla-La Mancha (2.750) y Castilla y León (250)**.

Estas actuaciones permitieron además interceptar y recuperar la electricidad consumida de forma fraudulenta por 168 dispositivos indoor, la gran mayoría vinculados con plantaciones de marihuana. Se trata de instalaciones que consumían de forma ilegal una cantidad anual de 5 GWh, equivalente a la demanda energética de cerca de 1.600 viviendas.

El objetivo de Naturgy

El objetivo de UFD en su lucha contra el fraude es prevenir el riesgo que suponen las conexiones ilegales para la seguridad de las personas y reducir el coste para el sistema eléctrico que asumen el resto de los clientes a través de su factura. Según algunas estimaciones, este coste rondaría los 2.000 millones de euros anuales.

Este tipo de actuaciones ilegales pueden provocar incendios y otro tipo de accidentes, y ponen en riesgo tanto a la persona que las realiza como a las que conviven con ella y a sus vecinos.

Por ello, la compañía está inmersa en un plan para detectar y desconectar conexiones fraudulentas y manipulaciones de contadores en todos los territorios en los que opera.

El fraude eléctrico: un quebranto en la factura del consumidor

El fraude eléctrico representa un quebranto económico para el sistema eléctrico, ya que según la normativa en vigor el coste de la energía defraudada termina recayendo en el conjunto de los usuarios conectados legalmente a la red.

“El incremento del fraude supone un enorme problema social con consecuencias muy diversas. Además de entrañar un grave riesgo para las personas que lo practican y de sus vecinos, los enganches a la red debilitan la calidad del suministro eléctrico para todos los consumidores y acaba suponiendo un coste para el conjunto del sistema eléctrico, por lo que en UFD estamos comprometidos en la lucha para su detección y erradicación”, explica Mónica Puente, directora de UFD.

Las conexiones fraudulentas a la red de UFD crecieron un 28% entre 2008 y 2013, tras la irrupción de la crisis económica, y desde el inicio de la pandemia, en marzo de 2020, esta práctica ha aumentado a un ritmo aún más elevado que en el periodo citado.

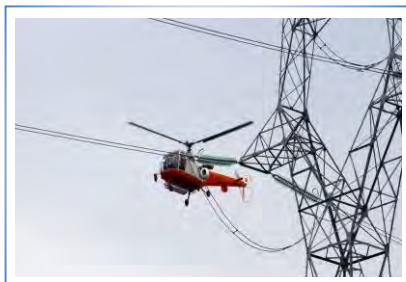
La manipulación irregular de las instalaciones eléctricas constituye un delito recogido en el artículo 255 del Código Penal. La legislación establece que las empresas distribuidoras tienen la función de detectar y poner en conocimiento de las autoridades y los clientes las situaciones de fraude en la red y en los equipos de medida, y las habilita a interrumpir el suministro cuando detecten situaciones anómalas.

UFD pone a disposición de los consumidores un canal de denuncia anónimo en su página web para recibir información ante cualquier sospecha de que se esté produciendo una conexión ilegal a la red eléctrica o una manipulación del contador.

14.- El impulso a la inversión en redes eléctricas creará dos millones de empleos.

larazon.es, 22 de mayo 2024.

Europa deberá doblar su inversión entre 2025 y 2050 hasta los 67.000 millones anuales: España tendrá que poner 4.300 millones, según la patronal Eurelectric.



Europa debe doblar su inversión anual en redes de los 33.000 millones de euros actuales hasta **67.000 millones de euros por año** desde 2025 a 2050. Todo para ampliar, modernizar y digitalizar las redes eléctricas comunitarias, según la patronal comunitaria, **Eurelectric**, que estima que el esfuerzo representa el 0,4 de su producto interior bruto de la UE, pero creará unos dos millones de empleos.

Esa cuantía representa el 20% de lo que la UE gastó en importaciones de combustibles fósiles en 2023.

De esa cantidad, **a España le corresponde una inversión de 4.300 millones** anuales, indica el informe “Grids por Speed” de Eurelectric. Sin embargo, esa necesidad choca con un obstáculo legal que se remonta a 2013. El Gobierno estableció en ese entonces un **límite anual a la inversión en redes**, que en el caso de las de distribución, responsabilidad de las compañías eléctricas, asciende al 0,13% del PIB; es decir, **unos 2.000 millones de euros anuales**, menos de la mitad de la estimación de Eurelectric. La limitación es del 0,065% en transporte, responsabilidad de Red Eléctrica, el equivalente a 1.000 millones.

Estos límites fueron modificados al alza excepcionalmente como consecuencia de la crisis provocada por la pandemia y la guerra de Ucrania durante los años 2020 y 2022, pero el Gobierno de Sánchez aún los mantiene.

Los 4.300 millones de euros estimados para España superan las cifras de inversión media en redes eléctricas -tanto las de distribución como transporte- entre 2015-2018, que fue de 1.482 millones de euros.

"Para una transición energética exitosa, la UE necesita una gran cantidad de capacidad adicional en la red. Los volúmenes de inversión para los operadores del sistema de distribución deben duplicarse. Aunque esto requerirá un aumento significativo, el costo de no invertir es aún mayor", declaró en un comunicado el consejero delegado de la eléctrica germana E.ON y presidente de Eurelectric, **Leonhard Birnbaum**.

Si se despliegan estrategias como las inversiones anticipadas, se gestionan los activos de manera óptima y se añade flexibilidad a la red, esa cifra podría quedarse en 55.000 millones de euros al año.

En cambio, en caso de no actualizar el sistema de distribución eléctrica, **se pondría en peligro "el 74% de las conexiones previstas** en tecnologías clave de descarbonización como vehículos eléctricos, bombas de calor y energías renovables".

El estudio se conoce dos semanas antes de que se celebren las elecciones al Parlamento Europeo que abrirán un nuevo ciclo político en las instituciones de la UE, en un momento en el que los distintos sectores económicos intentan influir en las decisiones sobre la hoja de ruta económica de la UE en los próximos cinco años.

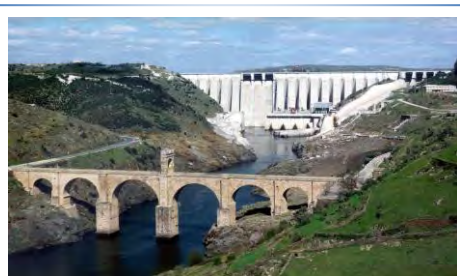
La patronal eléctrica considera que actualizar las redes no sólo creará "más de dos millones de empleos" sino que "generará mayores ahorros energéticos y proporcionará un suministro eléctrico más confiable".

Eurelectric estima que la electricidad constituirá **el 60% del uso final de energía en 2050, en comparación con el 23% actual**, y la capacidad renovable se habrá multiplicado por seis desde 2020, con el 70% de la generación y el almacenamiento renovable conectados a nivel de distribución.

15.- Los cables rotos del mercado de la luz: los riesgos por las 500 horas a cero euros o con precios negativos.

epe.es, 21 de mayo 2024.

El mercado mayorista de la electricidad sufre un desplome histórico en los últimos tres meses y pone en alerta al sector eléctrico por las distorsiones en la producción y el impacto en las inversiones futuras.



Los **precios de la electricidad** se han dado la vuelta de manera radical. De los picos récord registrados durante lo peor de la crisis energética se ha pasado a un desplome hasta niveles históricamente bajos. El **mercado mayorista eléctrico** -en el que energéticas y *traders* compran y venden la luz que se consumirá al día siguiente- lleva meses registrando precios de derribo, acumulando **cientos de horas con cotización a cero euros** y, por primera vez en la historia, también **precios negativos**.

Un derrumbe que supone una **buena noticia para millones de consumidores** a través de su factura de luz, pero que está poniendo **en alerta a muchas compañías del sector eléctrico** por las distorsiones que está generando en la producción eléctrica y por el impacto sobre las inversiones futuras en nuevas renovables por las dudas sobre su rentabilidad.

El mercado mayorista de la electricidad, también conocido como *pool*, marca precios diferentes para cada hora del día y en los últimos meses se han disparado el número de horas con precio nulo o directamente por debajo de cero, hasta superar el medio millar en total.

En apenas tres meses, desde el 10 de febrero y hasta ahora, se han registrado un total de **503 horas a cero euros o en negativo**, según los registros del **Operador del Mercado Ibérico de la Energía**

(OMIE) y de Red Eléctrica de España (REE), el gestor del sistema eléctrico. Durante la crisis energética se llegaron a superar los 500 euros por megavatio hora (MWh) algunas horas.

El mercado eléctrico ha registrado este año **130 euros con precios en negativo** -la primera vez que cayó por debajo de cero el pool fue el 1 de abril- y también **373 horas a cero euros**, más del triple que toda la última década. En los últimos diez años sólo se habían registrado 113 horas con el mercado eléctrico a cero euros, y casi todas se concentraron el año pasado (en 2023 se acumularon 109 horas con cotización nula y fueron sólo cuatro las horas a cero en 2022, concentrándose todas en la madrugada de la víspera de Nochevieja). Hasta entonces, y durante casi una década no se había registrado ni una sola hora a precio cero en el mercado español. Para encontrar anteriores desplomes del mercado eléctrico hasta marcar cero euros habría que retrotraerse hasta el ejercicio 2014, cuando fueron 177 horas en total durante todo el ejercicio.

Avalancha renovable

El hundimiento de los precios está siendo consecuencia de **la enorme producción de las energías renovables**, especialmente por el **fortísimo aumento de la generación de las hidroeléctricas** y por la gran aportación de eólica y solar. El mercado de la electricidad, también conocido como pool, marca precios diferentes para cada hora del día y los fija mediante un sistema marginalista, que hace que la última y más cara tecnología necesaria para cubrir la demanda marque el precio de todas las demás. Pero ahora se está registrando una **competencia feroz por no quedarse fuera del mercado ofreciendo precios de derribo**, y muchas plantas tanto renovables, como algunas nucleares y plantas de gas están dejando de producir.

Las **centrales hidroeléctricas se están viendo forzadas a desembalsar agua en grandes cantidades por la gran acumulación de reservas y producir electricidad**, ofreciéndola en el mercado a precio cero o negativo para poder competir con los precios de otras renovables (a pesar de que tradicionalmente los precios a los que casa las hidroeléctricas en el mercado suelen ser altos, cerca de los niveles de las centrales de gas).

Los **precios negativos se están registrando siempre en las horas centrales del día, cuando se concentra la producción de las plantas solares**, disparándose la oferta de electricidad y forzando la competencia entre tecnologías para no quedarse fuera del mercado. Las centrales eléctricas de todo tipo que tienen contratos a precio fijo (PPA) están obligadas a casar precio en el mercado diario para poder cobrar la parte de energía contratada mediante contratos bilaterales, para lo que tiran los precios hasta llevarlos a negativo si hace falta. Y lo mismo sucede con las renovables con rentabilidad asegurada a través del Recore -las viejas plantas que antes recibían primas-, que para poder cobrar la *subvención* deben entrar en el mercado (en este caso sólo pueden llegar a los cero euros, no a negativo).

“Muchas centrales fotovoltaicas tienen cerrados PPA con comercializadores o consumidores industriales mediante contratos en los que el pago de la energía está vinculado al vertido de la producción de la planta en el sistema eléctrico, porque productor y consumidor no están conectados físicamente. Si la central no quiere quedarse fuera de la casación, tendrá que ofertar muy bajo para entrar al sistema y así producir durante el día y cobrar”, explican desde la **consultora energética Grupo ASE**. “Como la producción hidráulica con ofertas a cero se dispara, muchas centrales solares y eólicas (no subvencionadas) que querían cobrar sus contratos bilaterales, se vieron obligadas a ofertas a precios negativos para no quedarse fuera de la casación”.

El derrumbe de los precios también está teniendo un **impacto directo en la actividad de las centrales nucleares**, tradicionales garantes de una producción eléctrica constante que ahora se ha quebrado. Las **grandes eléctricas han venido reduciendo la producción de sus reactores e incluso han llegado a ordenar el parón de la producción** de algunas de sus centrales nucleares para evitar producir a pérdidas. “Las compañías han preferido parar las centrales y comprar la energía en el mercado a cero euros que producir y asumir el pago de los impuestos”, reconocía hace unas semanas el **presidente de Foro Nuclear; Ignacio Araluce**.

Las grandes eléctricas tienen contratos de venta de toda la producción de sus centrales nucleares casi por completo a sus propias comercializadoras eléctricas, pero por el derrumbe de los precios de la electricidad les ha venido saliendo más a cuenta dejar de suministrar parte de esa producción de sus centrales y adquirir energía en el propio mercado.

Dudas entre los inversores

La proliferación de los precios a cero euros o negativos está generando alarma en el sector eléctrico por la **enorme distorsión que supone para que las plantas en funcionamiento cubran sus costes de producción y para incentivar la inversión en nuevas plantas renovables**. Desde el sector eléctrico, y específicamente desde el renovable, se alerta del impacto en el negocio de esta 'canibalización' de los precios eléctricos, ya que puede poner en peligro la rentabilidad de las plantas verdes -actuales y futuras- y puede frenar inversiones en nuevos desarrollos por la falta de incentivos y la incertidumbre.

“La tendencia es que las renovables bajen los precios. Por un lado, están las necesidades del consumidor, que necesita un precio asequible. Pero, por otro, también las necesidades de los que invierten”, apuntaba en una entrevista con **EL PERIÓDICO DE ESPAÑA Marina Serrano, presidenta de la patronal eléctrica Aelec, que agrupa a Iberdrola, Endesa y EDP**. “En el modelo eléctrico al que vamos faltan aún algunas piezas por desarrollar para dar respuesta a las necesidades de los inversores”, apunta en referencia a la necesidad de ir desarrollando nuevos elementos contemplados en la reforma del mercado eléctrico europeo para dar estabilidad al mercado y evitar esta volatilidad extrema, como mecanismos de capacidad o los contratos de diferencias, e impulsar el almacenamiento con grandes baterías y poder usar la electricidad cuando sea necesario.

Y es que las compañías energéticas también advierten de los desplomes hasta cero del mercado representan una **señal de alarma sobre algunas carencias del sistema**, dado que si hubiese capacidad de **almacenamiento** suficiente -baterías- o mayor **interconexión con el resto de Europa** podría evacuarse o guardarse parte de la producción para momentos del día con menos generación y así evitar vaivenes bruscos de precio. Y desde el sector se subraya especialmente la imperiosa necesidad de **impulsar la electrificación de la economía**, ampliando el uso de electricidad a nuevos sectores económicos y a más actividades, para **eleva una demanda que no remonta** y como vía para impulsar la descarbonización.

Impulsar la electrificación

La **demanda eléctrica siguió cayendo el año pasado hasta quedarse a niveles de hace dos décadas**. El consumo eléctrico se situó en 244.665 gigavatios hora (GWh), un 2,3% menos que el año anterior y el nivel más bajo desde 2003, incluso por debajo del 2020 del confinamiento con varios meses con todo el país paralizado o a medio gas, según los registros de REE. El consumo real en España es algo mayor, porque la serie estadística de REE sobre demanda no incluye los datos de autoconsumo de los cientos de miles de viviendas y empresas que lo utilizan (la inmensa mayoría de la electricidad que producen no llega a pasar por la red de transporte porque se consume in situ).

Pero incluso contabilizando toda la demanda realmente utilizada por estos autoconsumidores los datos de consumo siguen siendo preocupantes y a la baja. Incluyendo los menos de 7.300 GWh generados por las instalaciones de autoconsumo el año pasado, la demanda total del país empató con los datos del 2020 del confinamiento (incluido también el autoconsumo de aquel año) y registró el peor dato desde 2004. El autoconsumo sólo concentró el año pasado un 3% de todo el consumo nacional, así que el despliegue de paneles solares en casas y empresas sólo explica una pequeña parte de la caída de la demanda, según la valoración asociación empresarial **APPA Renovables**.

“Lo que estamos viviendo es porque vamos muy adelantados en la oferta de energía y muy retrasados en la demanda”, resumía este lunes el **consejero delegado de Iberdrola España, Mario Ruiz-Tagle**. La demanda sigue a la baja y la capacidad de producir electricidad crece en pleno despliegue masivo de nuevas plantas renovables.

Desde las compañías renovables se alerta de que la demanda sigue muy baja porque no se están transformando consumos empresariales y de los hogares de combustibles fósiles para convertirlos en consumo de electricidad para cumplir las metas ambientales y energéticas marcadas. Por eso las diferentes patronales verdes reclaman medidas regulatorias para impulsar la electrificación de los edificios (incentivando las bombas de calor para las calefacciones) y para acabar con las trabas que están impidiendo la expansión del coche eléctrico en España (singularmente los problemas para la instalación de redes de cargadores).

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

- 1.- Cómo la IA impacta en el sector eléctrico.
- 2.- El sector industrial ve denegada la solicitud de 6.000 MW de potencia, lo que supone 60.000 M€ de pérdida en riqueza por no inversión.
- 3.- El sector fotovoltaico español pide acelerar la eliminación de las barreras que lastran el almacenamiento y el hidrógeno verde.
- 4.- España vive una fiebre de nuevos proyectos de parques eólicos marinos.
- 5.- Los sistemas de almacenamiento de energía optimizados por IA de Sigenergy aterrizan en España.
- 6.- Alerta roja en el sector renovable: la caída de precios amenaza la inversión y la transición verde.
- 7.- Inversión en infraestructura y energía: ¿motor u obstáculo para la IA?
- 8.- Nedgia (Naturgy) activa su 'reverse flow' en España para recibir la producción de biometano de Waga Energy y PreZero.

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

siempre adelante