

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.- Naturgy asume ya como altamente improbable su proyecto Géminis.

eleconomista.es, 1 de marzo de 2024.

- La compañía sigue sin aplicar contablemente los requisitos previos para una escisión.
- La operación de BlackRock y la revisión de la retribución regulada por la futura CNE, lo dificultan.



Naturgy se aleja cada vez más del proyecto Géminis. Aunque el presidente, Francisco Reynés, sigue considerando que tiene todo el sentido, la compañía indica en sus cuentas que no resulta "altamente probable" llevar a cabo la escisión. Prueba de ello, es que en las cuentas de los dos últimos años, es decir el mismo tiempo de vida del proyecto, nunca se han podido dar los pasos societarios necesarios para llevar a cabo la escisión.

Con fecha 10 de febrero de 2022, apenas unos días antes del inicio de la invasión rusa de Ucrania, Naturgy comunicó la decisión de su Consejo de Administración de lanzar un amplio proceso de reorganización. En concreto, la escisión parcial de Naturgy Energy Group, en dos grupos cotizados en las Bolsas de Valores Españolas con perfiles de negocio diferenciados y con una misma composición accionarial, al menos inicialmente.

El primero de los grupos resultantes de la operación de escisión estaría encabezado por la propia Naturgy (MarketsCo) y aglutinaría de forma integrada los negocios liberalizados que comprenden el desarrollo de energías renovables, la cartera de clientes de energía y servicios asociados, el parque de generación convencional y la gestión de los mercados mayoristas.

El segundo de los grupos resultantes de la escisión estaría encabezado por una sociedad de nueva creación, beneficiaria de la escisión (NetworksCo), que aglutinaría todos los negocios dedicados a la gestión de infraestructuras reguladas de distribución y transporte de gas y electricidad.

Desde un primer momento, la operación recibió un rotundo rechazo por parte del Gobierno. A la vicepresidenta y ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, no le tembló el pulso para asegurar que en plena crisis energética la operación no era conveniente.

En aquellos momentos, los rumores sobre una posible operación corporativa sobre la compañía eran crecientes y el interés de alguno de los fondos accionistas por sondear opciones también.

Como solución para dar liquidez ante estas desinversiones, que tendrán que producirse previsiblemente antes de 2027, se planteó la operación Géminis. Transcurridos dos años de parálisis, la situación se complica durante este año 2024 por varios motivos. Por un lado, el desembarco de BlackRock en GIP somete al consejo a una situación de interinidad -aunque esté confirmada su continuidad- hasta que la operación cuente con todas las bendiciones sobre el próximo mes de septiembre.

A partir de esa fecha, se producirá otro factor que pone en jaque la operación para los próximos dos años, es decir, el periodo en el que la futura Comisión Nacional de Energía se espera que inicie la revisión de la retribución de los negocios regulados. En un primer momento de la electricidad y al año siguiente del gas natural, un extremo que habitualmente genera una potencial incertidumbre en este tipo de negocios sobre su retribución y que afectaría a la valoración en el proceso de escisión de la compañía.

Con todos estos escenarios, los fondos se resisten a dar por cerrada la escisión por sus requerimientos de liquidez, pero el escenario se ajusta a lo previsto en las cuentas: es altamente improbable.

2.- Iberdrola reinvertirá parte de los 6.200 millones de dólares tras la venta de los 13 ciclos combinados de México.

elperiodicodelaenergia.com, 1 de marzo de 2024.

La compañía busca colaborar en el desarrollo sostenible del país.

Iberdrola invertirá en proyectos de energías renovables en México parte de los 6.200 millones de dólares que obtuvo por la reciente venta de trece centrales de generación, a fin de colaborar en el desarrollo sostenible del país, ha anunciado el director general de Iberdrola México, **Enrique Alba**.

La compañía, que cumple veinticinco años trabajando en México, suministra energía eléctrica “limpia y confiable” en diversas partes del país.



Concretamente, en el estado central de Puebla -que ofrece unas excepcionales condiciones de sol y viento- posee tres plantas de generación renovable, dos parques eólicos y una central fotovoltaica, detalló este jueves el directivo durante un acto empresarial celebrado en la localidad poblana de San Andrés Cholula.

El pasado lunes, Iberdrola cerró la venta del 55% de su negocio en México por unos 6.200 millones de dólares (unos 5.800 millones de euros) con el traspaso al Gobierno mexicano de trece plantas de generación eléctrica.

Tras obtener las autorizaciones y aprobaciones regulatorias correspondientes, las centrales fueron vendidas al fondo Mexico Infrastructure Partners (MIP), en una operación que contó con el respaldo del Gobierno federal, que encabeza **Andrés Manuel López Obrador**.

Las centrales traspasadas tienen una capacidad instalada de 8.539 megavatios (MW), el 99% de los cuales corresponde a ciclos combinados de gas y el 87% a plantas que operan bajo el régimen de Productor Independiente de Energía, contratadas con la empresa estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Nuevos proyectos de energías renovables

En esta nueva etapa de Iberdrola México, la compañía energética tiene en **cartera diversos proyectos renovables, en su mayoría eólicos y fotovoltaicos, con una capacidad total que asciende a más de 6.000 MW**, buena parte de ellos en el estado de Puebla.

“Tenemos a día de hoy unos 600 MW instalados en Puebla, pero además tenemos una cartera de proyectos de más de 800 MW en distintas partes del estado” a los cuales la compañía destinará parte del capital obtenido por la venta de las trece centrales, detalló Enrique Alba.

“Iberdrola ha hecho el esfuerzo necesario para entender el dinamismo” de México, subrayó el gobernador Sergio Céspedes durante el Encuentro Empresarial por el Desarrollo de Puebla.

En este acto, el director general de la empresa eléctrica y el gobernador de Puebla presentaron el programa Luces de Esperanza, que en su primera fase de implementación ha beneficiado a más de 1.800 personas de comunidades rurales a través de la instalación de sistemas solares autónomos en 81 viviendas y una docena de escuelas en otros tantos municipios.

“Iberdrola México refrenda su clara vocación social con proyectos como Luces de Esperanza (...), trabajamos de la mano de las autoridades para mejorar las condiciones y el bienestar de las personas y las comunidades locales, contribuyendo al desarrollo sostenible”, subrayó Alba.

3.- Iberdrola, Endesa y Naturgy produjeron tanta energía con nuclear como con renovable en 2023.

economiadigital.es, 3 de marzo de 2024.

Las energías renovables ganan terreno, pero el debate se mantiene sobre la necesidad de alargar la vida de la nuclear.



Iberdrola, Endesa y Naturgy han rendido cuentas al mercado, y los números con respecto a la producción de energía son muy claros. Entre las tres grandes eléctricas produjeron 52.688 GWh con energías renovables por 53.161 GWh con fuentes nucleares en 2023. La capacidad instalada, por el contrario, es principalmente renovable.

La suma de potencia instalada renovable de las tres compañías arroja unas cifras de 36,5 GW. La suma de potencia de las centrales nucleares de las tres sobrepasa por poco los 7 GW. **Se trata de cinco veces más de potencia instalada para la misma generación.**

Iberdrola es la compañía que más aporta en la generación renovable. La energética que preside Ignacio Sánchez Galán cerró el año con más de 29.000 GWh de producción. Le sigue Endesa, que generó para el mix eléctrico cerca de 14.200 GWh. Y por último, la compañía que comanda Francisco Reynés, que está en plena ascenso, produjo más de 9.400 GWh.

La potencia renovable tiene la misma composición. Iberdrola dispone de 21.589 MW de capacidad, por 9.900 MW de Endesa; y cierra la lista Naturgy que ya tiene más de 4.900 MW. Las tres compañías, además, mantienen planes de crecimiento.

En cuanto a la capacidad nuclear, es la misma desde hace años. Iberdrola y Endesa tienen más de 3 GW, mientras que Naturgy es el socio minoritario en este negocio con 604 MW.

¿Existe debate nuclear?

Con las cifras publicadas parece que existe un debate real, y una pregunta que responder: **¿podrán las renovables suplir el hueco de la energía nuclear?**

A partir de 2027, y hasta 2035, se producirá el cierre de todas las centrales nucleares de España. **Desde Naturgy, por ejemplo, ya han dejado claro que son partidarios de su cierre.** Aunque se trata de una parte interesada puesto que la alternativa como tecnología de respaldo son sus ciclos combinados de gas.

Las otras dos compañías son prudentes y siempre condicionan todo a la rentabilidad económica de que las centrales sigan abiertas con **los fuertes impactos fiscales que tienen.**

En los próximos años se aumentará la capacidad instalada de energía renovable, pero el gran asunto que resolver tiene que ver con las horas del día, sobre todo la noche, en que no haya entrada masiva de renovables.

Todos miran hacia las baterías, pero de momento no son una realidad, y los expertos del sector señalan que para 2030 tampoco lo serán. Luego quedarán cinco años para asumir ese hueco que generan los 53.000 GWh de electricidad continua de la energía nuclear.

4.- La gran batalla de las nucleares será contra los impuestos que pagan.

epe.es, 3 de marzo de 2024.

- Las grandes eléctricas defienden una reforma integral de la fiscalidad que soportan las centrales nucleares y frenar el “tasazo” que prepara el Gobierno para pagar su desmantelamiento y los cementerios de residuos radiactivos.

El Gobierno prepara una fortísima subida de la tasa que pagan las centrales nucleares para financiar los costes millonarios de desmantelar todos los reactores, de construir siete cementerios nucleares y gestionar durante décadas todos los residuos radiactivos.



El plan del Ministerio para la Transición Ecológica pasa por epara cubrir los sobrecostes de 2.000 millones de euros del nuevo plan gubernamental de residuos nucleares, y eso después de aplicar en 2019 otra subida de casi el 20%.

Las energéticas propietarias de las centrales nucleares -Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP- ya venían quejándose desde hace años de la enorme carga fiscal que soportan y ahora se lanzan a dar la batalla -también en los tribunales- para conseguir una reforma integral de los impuestos que asumen los reactores para evitar el ‘tasazo’ que prepara el Ejecutivo y para mejorar la rentabilidad del sector nuclear y garantizar su viabilidad al menos mientras sean necesarias las centrales.

Más de 1.500 M en impuestos

“Esta decisión añadiría más presión fiscal a la ya soportada por las centrales nucleares en nuestro país. El total de impuestos y tasas ascienden ya a los 25 euros por megavatio hora (MWh), que equivalen a entre un 35% y un 40% de la facturación anual de las centrales y que, con el aumento de la tasa, supondría hasta un 50%”, sostiene la consultora PWC en un informe sobre el sector nuclear y cuyas cifras están utilizando las grandes energéticas para criticar la fiscalidad de la industria nuclear. “La implementación de la nueva norma elevaría de este modo la carga fiscal hasta los 28 euros por MWh, es decir, supondría 1.566 millones de euros de impuestos anuales a las centrales nucleares, una cifra que plantea graves desafíos para la rentabilidad y competitividad del sector y encarecería esta energía para los consumidores finales”.

Foro Nuclear, la patronal del sector en la que se integran Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP, ha presentado sendos recursos ante el Tribunal Supremo -a los que se han adherido individualmente las propias compañías eléctricas- contra el nuevo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) aprobado por el Gobierno, que contempla la construcción de siete almacenes nucleares de desechos radiactivos -uno en cada central-, y contra la decisión del Ejecutivo de dar carpetazo definitivo al proyecto de tener un único almacén en Villar de Cañas (Cuenca).

Las compañías eléctricas consideran que el nuevo plan de residuos y el fin del proyecto de un solo almacén nuclear son las causas que mueven al Gobierno a proponer una subida de la tasa del 40%, y se niegan a asumir los sobrecostes millonarios de unas decisiones que se deben a la falta de consenso político e institucional sobre dónde ubicar un único almacén temporal y que no son imputables a las empresas.

Reforma fiscal total

Las grandes eléctricas meten presión para conseguir una reforma total de los impuestos que pagan las centrales nucleares con el objetivo de evitar la fortísima subida de la ‘tasa Enresa’ que promueve el Ejecutivo. Y esa promete ser la gran batalla que van a dar las nucleares a partir de ahora para **conseguir rebajar sus cargas fiscales y blindar la rentabilidad de su negocio**.

Foro Nuclear reclama destinar la recaudación millonaria del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos no vaya a las arcas públicas generales, sino que se destinen a alimentar el fondo de Enresa con el que se pagará el desmantelamiento de las centrales y la gestión de los residuos nucleares. Y también pide que la propia Enresa deje de pagar un impuesto especial por sus almacenes nucleares, que luego acaba repercutiendo a las centrales.

En Gobierno de Mariano Rajoy creó ambos impuestos en 2012. Desde entonces, las centrales nucleares han pagado 3.100 millones de euros por el tributo por el combustible nuclear y los residuos y les quedarían por pagar otros 1.900 millones hasta el apagón nuclear total previsto en España para 2035 con el cierre de la última de las centrales. Y Enresa ha abonado 148 millones por el almacenamiento de los residuos y le quedaría por pagar según vaya aumentando el volumen de desechos almacenados otros 1.277 millones más, que volverán a ser financiados por las centrales a través de la ‘tasa Enresa’. Las nucleares sostienen que si se utilizan estos ingresos para financiar el PGR no sería necesaria la subida del 40% de la tasa que prepara el Ejecutivo.

“El incremento de la tasa de Enresa (...) no parece razonable si se tiene en cuenta que las centrales nucleares ya están pagando dentro de la Ley 15/2012 [con la que se crearon estos impuestos] unos 5 euros por MWh precisamente para cubrir los desvíos en costes producidos por estos conceptos” y “eximir también a Enresa [de pagar su impuesto] reduciría la tasa en 2 euros por MWh a las centrales”, sostiene PWC en el informe que se ha distribuido en los últimos días y que está alineado con las tesis de las compañías nucleares.

“Actualmente, esta ley en dicho concepto ha recaudado ya más de 3.000 millones de euros, importe suficiente para cubrir el sobrecoste de los 2.000 millones de euros establecidos en el séptimo PGR (...) Mirando al futuro, si se destina una parte de la recaudación futura del impuesto de la Ley 15/2012 a Enresa, no habría que hacer incrementos de la tasa Enresa. Del mismo modo, si la recaudación sobrante del impuesto de esta misma ley se guardase en un fondo, se cubrirían posibles desajustes futuros que Enresa pueda tener en el futuro”, se reclama en el estudio.

Continuidad, sólo con rentabilidad

Foro Nuclear recuerda que las centrales nucleares españolas están sometidas “a una carga fiscal excesiva, discriminatoria e incluso en algunos casos redundante, que penaliza el funcionamiento y la gestión de las mismas”. Y por eso, “cualquier incremento adicional de impuestos y tasas comprometería su viabilidad económica en un momento en el que las centrales nucleares resultan esenciales en la transición energética por la garantía de suministro que ofrecen y la no emisión de CO2 teniendo en cuenta, además, los retrasos en los desarrollos eólicos y los proyectos de bombeo como almacenamiento”.

Las grandes eléctricas pactaron en 2019 con el Gobierno y con Enresa un calendario de cierres escalonados de todas las centrales nucleares. El protocolo suscrito entonces por Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP contempla iniciar las clausuras en 2027 e ir cerrando reactores de manera progresiva hasta el apagón nuclear total en 2035. El Ejecutivo de Pedro Sánchez se mantiene firme en su posición de no alargar más la vida operativa de los reactores y no pretende modificar el calendario pactado.

Las compañías energéticas se muestran favorables de alargar la vida de los reactores mucho más de lo previsto, confirmando que es técnicamente posible y viable desde el punto de vista de seguridad, pero ponen como condición para seguir funcionando que se les **garantice una rentabilidad razonable de su actividad**.

Además de la reclamación de una rebaja de impuestos y evitar nuevas subidas, se exigen garantías de viabilidad como tienen parte de las renovables o la cogeneración, que participan de un mecanismo que asegura una retribución que cubre sus costes y una rentabilidad mínima prefijada.

Foro Nuclear no se ha mojado abiertamente de momento y no ha hecho pública una propuesta concreta sobre qué fórmula utilizar para garantizar esa rentabilidad razonable, pero entre las que se mencionan en círculos del sector nucleares aparecen como opciones factibles la aplicación de contratos a largo plazo con el propio sistema eléctrico que marquen precios estables (que hace que el sistema compense a las eléctricas si el precio del mercado es menor al pactado y que las nucleares devuelvan el excedente si la cotización está por encima) o mediante un mecanismo de pagos por capacidad, que implicaría que se compensa a las centrales con una retribución específica por estar siempre disponibles y dar estabilidad a la producción eléctrica.

5.- Naturgy, Iberdrola y Endesa: la propuesta de la CNMC de resolución de retribución a la inversión de redes de 2020 aviva el debate del nuevo marco regulatorio.

consensodelmercado.com, 4 de marzo de 2024.

Banco Sabadell | Según prensa, la CNMC ha publicado una propuesta de resolución de la retribución correspondiente a 2020 por las inversiones de 2018 menor que la que se viene liquidando hasta ahora (c.- 100 M euros) por la reducción de la tasa de retribución financiera (que bajó del 6,50 al 6,0% en 2020) y se espera que cuando salga la retribución de 2021 (y se aplique la tasa del 5,58%) el pago caerá c. 100 M euros.

Las distribuidoras eléctricas denuncian que la retribución en algunos casos no cubre los costes mínimos (transporte, implantación, permisos, proyectos, etc.), solicitan que la revisión de los valores unitarios tenga en consideración la introducción de criterios que reflejen determinadas circunstancias orográficas de la construcción y la operación y mantenimiento de las instalaciones, así como que se tengan en cuenta la alta variabilidad de costes de expropiación. También se quejan de que la propuesta se ha remitido cinco años después de la presentación de los planes de inversiones.



Valoración: Noticia negativa que aviva el debate actual en el sector con el regulador de cara a definir el nuevo marco regulatorio de redes 2026-2031, y donde el sector espera una retribución financiera superior a la actual (5,58%) para que sea lo suficientemente atractiva y permita la inversión en redes al tiempo que se debería solventar algunas de las deficiencias del actual marco regulatorio.

El regulador ya ha avanzado que realizará determinados ajustes en la metodología de cálculo y posibilitar la inversión eficiente en redes. Según el calendario de Competencia, no será hasta diciembre cuando se lance a trámite de audiencia pública la modificación de la Circular 2/2019. La fecha prevista de adopción sería a finales de octubre de 2025, mientras que las compañías tienen que definir con urgencia su estrategia de inversiones. Las compañías más afectadas son Naturgy, Iberdrola y Endesa.

6.- Goldman aconseja comprar Iberdrola 10 meses después: “Sus características son únicas”.

elconfidencial.com, 4 de marzo de 2024.

En medio de las recientes caídas del sector, el banco de EEUU cree que la eléctrica española está mejor preparada para lidiar con los recortes de los precios energéticos.



El **sector eléctrico** español (y el europeo, no atraviesa un momento favorable en bolsa. El índice **Ibex Energy** registra esta mañana sus niveles más bajos desde octubre de 2022, tras retroceder más de un 8% desde el inicio del año.

La **caída de los precios de la energía**, favorecido por el retroceso de la cotización del gas, ha supuesto un lastre que se está dejando notar en los primeros compases del ejercicio en la práctica totalidad de las empresas de la industria, **desde las más pequeñas a las más grandes**.

Sin embargo, los analistas de Goldman Sachs defienden la necesidad de diferenciar entre las perspectivas de unos y otros grupos. Una postura por la que consideran que **Iberdrola** merece una visión mucho más positiva que sus competidores.

Así, desde el banco estadounidense elevan a comprar la recomendación sobre la compañía presidida por Ignacio Sánchez-Galán por primera vez desde el pasado junio, debido a **la mayor estabilidad que presentan sus cifras** de negocio.

"En un sector afectado por rebajas de beneficios (debido a la caída de los precios de la energía), consideramos que la limitada volatilidad de los beneficios de Iberdrola es **una característica muy atractiva**", observa la entidad en un informe firmado por el analista Alberto Gandolfi.

Según este, la estrategia de Iberdrola, enfocada en el crecimiento en redes eléctricas, la integración vertical y **la diversificación internacional**, ha dado pie a un modelo de negocio **menos expuesto a la volatilidad** de los precios de la energía que los de sus competidores. "Estas características compuestas son únicas en un sector que está experimentando marcadas caídas en sus ganancias", indican.

El banco confía en el potencial de las redes como nuevo motor de crecimiento del grupo

En especial, resaltan el potencial **que presenta el negocio de redes**, entendido como un nuevo motor de crecimiento. Esta visión viene respaldada por el Plan de Acción de Redes de la Unión Europea, según el cual casi la mitad de la red de distribución de energía en la región necesita modernizarse.



Desde Goldman resaltan que las redes deberán expandirse y digitalizarse para hacer frente a las crecientes solicitudes de conexión de fuentes de energía renovable y nuevos clientes (como los centros de datos), la nueva infraestructura de electrificación en movilidad y calefacción y los flujos inversos derivados de la creciente penetración de tejados solares. "Según nuestras estimaciones, el ebitda de las redes eléctricas de Iberdrola, que representa aproximadamente la mitad de los beneficios del grupo durante nuestro periodo de previsión, **crecerá un 7% durante el periodo 2023-2028**", apuntan.

Con esta idea, Goldman reitera un precio objetivo de 13 euros sobre Iberdrola, lo que supone **un potencial superior al 23%** respecto a su cotización actual.

Endesa pierde atractivo

Esta visión constructiva sobre Iberdrola contrasta con el recorte que Goldman ha dado también este lunes a las expectativas sobre **Endesa**. La firma estadounidense ha rebajado a niveles de 'neutral' su consejo sobre las acciones de la filial de Enel, al tiempo que **reduce su valoración en un 20%**, hasta los 19 euros por acción.

"Como reflejo de la **actual caída de los precios de la energía** y considerando las malas perspectivas para **los precios del gas natural licuado (GNL)**, recortamos nuestras estimaciones de ganancias para 2026 en aproximadamente un 15%", indican desde el banco para justificar su recorte.

Con la perspectiva de que los precios de la energía estarán por debajo de lo estimado inicialmente y que se producirá una mayor presión en precios por la rotación de los clientes minoristas, Goldman proyecta que las ganancias de Endesa **se mantendrán "prácticamente planas"** entre 2024 y 2028.

Pese a esto, y aunque esperan cierta presión a la baja a medida que el consenso se posiciona para un entorno de ganancias más débiles, el banco estadounidense sugiere que Endesa podría haber tocado fondo en gran medida, **tras caer casi un 20% en siete semanas**.

7.- El salivazo de Iberdrola: ¿es benéfica la adquisición de sus plantas?

elfinanciero.com, 4 de marzo de 2024.

La compra de las 13 plantas de generación eléctrica adquiridas a Iberdrola representa una generación de 8,500 MW adicional para el Estado, pero no incrementa un solo watt la capacidad en el país.

A raíz del anuncio del pasado 26 de febrero, en donde la Secretaría de Hacienda anunció que se liquidó la operación de la compra de las 13 plantas de generación eléctrica adquiridas a Iberdrola, han aparecido en los medios diversas críticas que evidencian confusión, por lo que vale la pena detenernos al análisis de la misma.

El pasado mes de abril, el Gobierno de México anunció un acuerdo con Iberdrola para adquirir dichas plantas, por un monto aproximado de 6.2 mil millones de dólares. (Originalmente 5.943 mil millones de dólares).

La adquisición se realiza a través de un vehículo de inversión nacional (CKD), muy utilizado en México desde hace varios años para el financiamiento de proyectos de infraestructura, y otros proyectos de inversión.

En el acuerdo, se adquieren 12 plantas de ciclo combinado que se encuentran ubicadas en los estados de Baja California, Durango, Nuevo León, San Luis Potosí, Sinaloa y Tamaulipas; y se adquiere también una planta de energía eólica, ubicada en Oaxaca. El precio de la transacción supone que la inversión representa un pago promedio de 696 mil dólares por megawatt (MW), lo que se sitúa a niveles de mercado.

La vida útil remanente promedio de dichas plantas es de más de 18 años, pudiéndose extender 10 años más, hasta 28 años. De esta forma, se incrementa el promedio de vida útil de las plantas de generación del Estado mexicano.

Con este acuerdo, que representa una generación de 8,500 MW adicional para el Estado, pero no incrementa un solo watt la capacidad en el país, se logra un porcentaje superior al 56% de participación, respecto al 39% que se tenía previo al acuerdo, con lo que se supera el objetivo de contar con una participación de mercado para el Estado, superior a 54% en la generación eléctrica del país. Estas plantas representan el 55% de la capacidad instalada que tenía Iberdrola, de las que en un 87% son plantas que operan bajo el régimen de Productor Independiente de Energía, contratadas con la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Asimismo, se recupera presencia de mercado en áreas estratégicas, como por ejemplo en la región noreste del país, donde el Estado pasa de generar un porcentaje actual de 7% a 45%. De igual modo, en la región noroeste el Estado pasa de producir 52% a 92%, y en la región norte de 20% a 32%.

Las plantas estarán administradas por Mexico Infrastructure Partners, quien es realmente el que estructuró el proyecto, convenció a ambas partes, diseñó el vehículo, y se encargó de levantar el financiamiento y el capital del mismo, y es una sociedad mexicana que funge como *manager* privado de vehículos de inversión especializados en la administración de plantas de energía y de proyectos de infraestructura con más de una década de existencia y con activos bajo administración por más de 4 mil millones de dólares. Esta entidad privada mexicana administra carreteras, otros proyectos de infraestructura, y diversas plantas de energía en varios países de Latinoamérica.

Esto es muy importante resaltarlo, dado que la Cofece emitió su autorización de la compra, restringiendo la misma a que CFE no sea quien administre las plantas. Por el lado de los inversionistas, se exige que exista un administrador con experiencia probada, es decir, que no sea un “*First Time Manager*”. De cumplirse este requisito, conforme a sus políticas de inversión los inversionistas pueden meter dinero a este proyecto.

La arquitectura de financiamiento de esta CKD está diseñada con un 60% de deuda (3.72 mmdd) y un 40% de capital (*equity*) (2.42 mmdd). En éste tramo de capital que fue aportado la semana pasada por el Fondo Nacional de Infraestructura (Fonadin), se concentra el 100% de la propiedad de las plantas adquiridas. Pero en unas semanas más Fonadin venderá el 49% a algunos inversionistas institucionales privados como pudieran ser Siefores y otros inversionistas. Es decir, el Gobierno va a mantener capital, por solo 1.23 mmdd, (51%). Con la venta de las plantas Iberdrola va a generar una utilidad fiscal por un monto similar, por lo que el Gobierno Federal, se está haciendo del control de estas plantas prácticamente de saliva.

La operación se concreta en un momento en que México está en medio de una disputa sobre su política energética con Estados Unidos y Canadá, que argumentan que las restricciones del gobierno de México perjudican a sus empresas y violan el T-MEC. Los proyectos de generación de energía privados se están despertando rápidamente, ante el nearshoring, la mínima inversión que CFE realizó en los últimos años, y ante el incremento en la participación de la producción del Estado que se alcanza con esta transacción, lo que reabre las puertas a los nuevos proyectos. Dicho lo anterior, me parece que no hay duda sobre la conveniencia de haber realizado esta transacción, ante las circunstancias del entorno.

8.- El trasvase de clientes a la TUR de gas prosigue y supera ya los 1,3 millones.

elperiodicodelaenergia.com, 4 de marzo de 2024.

El número de clientes suministrados a precio libre sigue siendo mayoritario, con más de 5,058 millones, lo que supone el 63,3% del total de clientes de gas.



El trasvase de consumidores a la tarifa regulada de gas natural supera ya los 1,3 millones de clientes domésticos desde que en octubre de 2022 el Gobierno activó la protección de un escudo de 3.000 millones de euros para proteger a los consumidores de la denominada TUR de posibles subidas.

Según datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), entre octubre de 2022 y septiembre de 2023, el número de clientes suministrados por la TUR aumentó en ese periodo en esa cifra, para superar ya los 2,928 millones de clientes, lo que representa el 36,7% del total de clientes.

No obstante, el número de clientes suministrados a precio libre sigue siendo mayoritario, con más de 5,058 millones, lo que supone el 63,3% del total de clientes de gas.

A pesar de ello, el goteo de clientes en huida del mercado libre se mantiene constante, después de que en el trimestre de julio a septiembre del año pasado, últimos datos conocidos, aumentó el número de clientes suministrados en la TUR en 68.000 clientes.

Topo de subida

En octubre de 2022, el Gobierno, antes de la llegada de la temporada invernal y en un contexto de precios elevados por la crisis energética por la guerra en Ucrania, lanzó un escudo de 3.000 millones de euros para proteger a los consumidores de las tarifas reguladas de gas de posibles subidas.

A finales del año pasado, el Ejecutivo decidió mantener estos límites aplicados al crecimiento de la TUR, que impiden un incremento de coste de la materia prima por encima del 15%, limitando la subida trimestral aproximadamente al 5%, así como la existencia de la TUR vecinal, al que pueden acogerse las comunidades de propietarios con calefacción central de gas natural.

En el caso concreto de la TUR vecinal, a 30 de septiembre del año pasado suman ya unos 6.400 clientes suministrados con esta tarifa desde su creación en octubre de 2022.

El número de clientes de gas en España en el tercer trimestre del ejercicio pasado se mantenía estable, en el entorno de los ocho millones.

El 95% de la cuota en manos de los cinco grandes

En número de clientes de gas, la cuota de los cinco principales operadores se sitúa en el 95,4% a cierre de septiembre del año pasado, destacando la pérdida de 43.500 clientes del grupo Naturgy y el crecimiento de 11.000 de Repsol.

En el resto de comercializadoras sobresale el crecimiento del grupo Gaolania (Gana Energía) que capta 9.400 clientes en el segmento doméstico y de Factor Energía con 6.000.

Los grupos societarios con mayores ventas son Naturgy (24,2%), Endesa (16,1%), Repsol (14,1%), Iberdrola (8,3%) y Axpo (7,4%). El resto de comercializadores alcanzan en conjunto el 29,8%.

9.- Acciona Energía se queda lejos de su objetivo en renovables y con las cuentas lastradas.

economiadigital.es, 4 de marzo de 2024.

La energética espera que los precios mayoristas sigan bajando; algo que no ayuda al negocio a corto plazo.

- **Acciona estima recuperar 30 millones tras la sentencia del TC**
- **Unicaja y Acciona invierten 65 millones para crear proyectos sostenibles en energías renovables**



Acciona Energía tenía unos planes muy ambiciosos cuando la compañía decidió salir a Bolsa hace tres años. La crisis provocada por la guerra de Ucrania generó un calentón en el mercado que ahora se ha disuelto. El último ejercicio con **una reducción del beneficio del 30%** hace saltar las alarmas.

El presidente de la compañía, **José Manuel Entrecanales**, prefiere tranquilizar al mercado. Asegura que la compañía energética es, a su vez, un gran puntal para Acciona en la consolidación de sus cuentas, y que se están consiguiendo todos los objetivos. Unas palabras que no concuerdan del todo con las previsiones que tenía la compañía.

Acciona Energía proyectó tener 20 GW de potencia instalada en 2025. Hasta la fecha no consta que la compañía haya establecido nuevas guías sobre estos objetivos. Al cierre de 2023 la compañía tiene una potencia de 13,5 GW (5,8 GW en España).

Para 2024, según consta en la información que ha remitido al mercado junto a la presentación de resultados, **Acciona Energía prevé instalar 1,4 GW en los diversos mercados donde opera.** Con estas cifras estaría todavía lejos de lo previsto.

No es el único contratiempo que debe afrontar la compañía dirigida por Rafael Mateo. Este último año capturó los precios de la energía a 86 €/MWh. Para el próximo año esperan que caigan a 65 €/MWh, aunque este pasado mes de febrero ha demostrado que la volatilidad será la tónica dominante de los próximos años, debido a la entrada masiva de renovables en el sistema.

Las cuentas de Acciona Energía

Acciona Energía ganó 524 M€ en 2023, un 31% menos que en 2022. Sus ingresos anuales bajaron un 18%, hasta 3.547 millones; y su beneficio bruto de explotación (Ebitda) cayó un 22%, hasta 1.285 millones de euros.

La compañía ha explicado que la caída de su Ebitda «refleja la progresiva normalización de los precios de la electricidad en 2023 –principalmente en España– si bien siguen siendo superiores a los esperados antes de la crisis energética de 2022, con el inicio de la guerra en Ucrania».

La deuda financiera neta aumentó hasta 3.721 millones de euros desde 2.021 millones, lo que elevó el ratio de deuda financiera neta/Ebitda hasta 2,9 veces desde 1,22 veces.

Los planes de futuro

José Manuel Entrecanales ha subrayado tras la presentación de resultados que el grupo analiza todas las opciones respecto a su participación en Acciona Energía, aunque a los precios actuales considera que es muy improbable que rebaje su peso.

Desde Acciona muestran su preocupación por la baja cotización de la acción de ambas compañías y ha insistido en que todas las opciones estratégicas siguen abiertas y el consejo analiza todas las alternativas según va avanzando, ha respondido ante la posibilidad de rebajar su peso del 82% en la filial energética dado el impacto que ha tenido en las cuentas del grupo durante 2023.

Además del plan de desinversiones de activos renovables anunciado, que arrancará en España con 400 MW y que podría estar listo en torno al segundo trimestre del año, la compañía no contempla la salida de ningún negocio y señala que todos son estratégicos.

10.- Engie invertirá 100 millones para hibridar la central de gas de Castelnou con energía solar.

elperiodicodearagon.com, 4 de marzo de 2024.

- **El gigante industrial y energético promueve una planta fotovoltaica de 155 MW en el entorno del ciclo combinado.**
- **La compañía controlada por el Estado galo se alza como referente del mix de energía en Aragón, con casi 1.350 megavatios repartidos en gas, eólica y minihidráulica.**

El gigante francés Engie quiere seguir escalando peldaños en el sector energético de Aragón, donde es ya un operador de primer nivel. Juega un destacado papel en la producción de electricidad con eólica, minihidráulica y gas. En esta última tecnología está presente a través del **ciclo combinado que tiene en Castelnou**, donde precisamente ha lanzado recientemente un gran proyecto para mejorar el rendimiento energético.

La compañía quiere **hibridar la central térmica de la localidad turolense, de 800 megavatios (MW) de potencia** instalada, con una planta **fotovoltaica** de 155 MW que se levantará en su entorno. **La inversión rondará los 100 millones de euros.**



La iniciativa se encuentra ya en el proceso de tramitación administrativa en el Gobierno de España, que el pasado mes de septiembre abrió el plazo de información pública del expediente. La planta solar, denominada Saurus, ocupará una superficie aproximada de 360 hectáreas en los términos municipales de **Castelnou y Samper de Calanda, donde se colocarán 284.580 módulos fotovoltaicos.** Desde la multinacional se han marcado el objetivo de poner en marcha la nueva instalación solar en **2025 o 2026.**

La hibridación es un proceso de generación de electricidad que utiliza dos o más fuentes de energía aprovechando **una misma capacidad de evacuación.** Esa complementariedad hace que sea más eficiente este sistema, que se vio favorecido por una nueva regulación aprobada en 2020. Lo novedoso del proyecto de Engie es que plantea **vincular la central de gas con energía fotovoltaica,** ya que lo habitual es que sea entre solar y eólica.

La central térmica de gas de Castelnou fue la primera que se puso en marcha en Aragón, donde hay otras dos plantas de este tipo en Escatrón. Con **una vida útil de 30 años,** entró en funcionamiento en 2006 de la mano del **grupo belga Electrabel, que poco después fue adquirido por Engie (antes GDF Suez).** Cuenta con dos turbinas de gas y una de vapor.

Desde Engie consideran que los ciclos combinados son «clave» para el sistema energético porque dan garantía de suministro, pero advierten de la crisis que vive este tipo de centrales en la actualidad ya que cada vez se usan menos por el apogeo de las renovables. **«El modelo de mercado actual no les permite recuperar costes, por lo que su viabilidad a medio plazo está comprometida»,** señalan.

Rechazo a los nuevos impuestos de la DGA

Al margen de los problemas de negocio de esta tecnología, que se define como «generación flexible y baja en carbono», la compañía ratifica su apuesta por invertir y continuar creciendo en Aragón. **«Es una región en la que nos sentimos muy cómodos y queremos seguir invirtiendo»,** afirman a este diario fuentes de Engie, que destacan sus ventajas en cuanto a recursos, talento y «condiciones estructurales».

Aunque confían en que ese «atractivo se mantenga», muestran **una «cierta preocupación» por los impuestos a las renovables del Ejecutivo autonómico,** que verán la luz en los próximos meses.

Los nuevos tributos verdes obligarán a la compañía a rascarse el bolsillo en los casi **500 megavatios eólicos que tiene en la comunidad. Estos activos se reparten en dos proyectos promovidos por Forestalia.** Por un lado Goya (192 MW), en el que es desde hace unos meses el accionista mayoritario al elevar su peso del 15% al 66%. Y por otro, Phoenix (342), que posee el 24%, pero estudia elevar la participación.

De la hidroeléctrica de Sástago a la red de calor y frío de la Expo

Cuenta también con 40 MW minihidráulicos entre Sástago y Gelsa a través de **la empresa centenaria Electrometalúrgica del Ebro,** que adquirió en 2011 al hacerse con la matriz International Power.

Engie, surgido en 2007 de la fusión de Suez y Gaz de France (GDF) y controlado por el propio Estado galo, tiene en sus manos **1.340 MW en la comunidad, más del 11%** de toda la capacidad instalada en este territorio (11.646 MW). Las cifras ponen de relieve que Aragón es uno de los principales focos de su negocio en España, al aglutinar **más de un tercio de la potencia** que opera en este mercado.

A nivel nacional es actualmente el sexto agente generador de luz, con 3.600 megas en servicio, con una cuota del 3,6%. De ellos, 2.000 corresponden a centrales de gas y 1.600 a renovables (1.443 de eólica, 136 de fotovoltaica y 65 de minihidráulica).

11.- Aelec advierte de que el nivel de electrificación en España está por debajo del alcanzado en 2019.

lavanguardia.com, 4 de marzo de 2024.

La Asociación de empresas de Energía Eléctrica (Aelec) estima que el nivel de electrificación en España alcanza actualmente el 22,4%, porcentaje inferior al registrado en 2019, antes de la pandemia.

Esta asociación ha publicado la actualización del índice que permite evaluar el grado de electrificación de la economía española. La metodología aplicada, que resuelve el cociente entre el consumo de energía eléctrica y el consumo de energía final, facilita conocer si se avanza en el buen camino hacia el cumplimiento de los objetivos de electrificación a 2030.

Aelec ha obtenido estimaciones del índice de electrificación desde el primer semestre de 2022 y los resultados de este último ejercicio muestran que el índice ha vuelto a los niveles previos a la pandemia. La tendencia del índice de electrificación evidencia la necesidad de intensificar las políticas orientadas a la electrificación de la demanda final.

En concreto, durante los seis primeros meses de 2023 se registró una disminución de la demanda eléctrica por el aumento de la eficiencia energética y una recuperación del resto de consumos energéticos, que vuelven a los niveles de los años anteriores.

El índice de electrificación registró un aumento en el año 2020 hasta un 25,6% debido a las restricciones impuestas como consecuencia de la pandemia. Las medidas de confinamiento llevaron a un descenso del consumo de energía final de mayor proporción que el descenso del consumo de energía eléctrica. Tras la vuelta a la normalidad, el índice ha vuelto a los niveles previos a la pandemia.

Una revisión de los datos del índice de electrificación a nivel de la Unión Europea, elaborada a partir de los datos de Eurostat disponibles hasta 2021, muestra un contexto similar en los principales países de la Unión. Territorios como Francia, Alemania, Italia o España, además del conjunto de países que forman la Unión, reflejan un estancamiento del índice de electrificación.

12.- Iberdrola y Endesa pierden 463.000 clientes de luz en España por el aumento de la competencia.

vozpopuli.com, 4 de marzo de 2024.

Las dos grandes eléctricas cierran 2023 con una reducción de sus contratos eléctricos. Una bajada de su cartera que viene marcado por el alza de otros competidores como Repsol.

- **El cierre nuclear en España tendrá una factura de 22.600 millones para empresas y consumidores.**
- **Ribera dispara un 56% los impuestos a las nucleares desde que acordó su cierre.**

Iberdrola y Endesa controlan 20 millones de contratos de luz en España, lo que les permite controlar dos de cada tres puntos de suministros en el país. Pero los competidores arañan terreno cada año para competir de tú a tú con las dos grandes eléctricas del país. En 2023, ambas compañías cedieron 463.000 clientes por este aumento de la competencia.



Gran parte de esta pérdida viene por parte de Iberdrola. La eléctrica que preside Ignacio Sánchez Galán cerró 2022 con 10,88 millones de contratos en España y, según su informe anual, esta cifra se ha reducido a 10,47 millones. La gran parte de estos clientes vienen de la tarifa regulada. Hasta septiembre, según los datos de la CNMC, la principal comercializadora por número de clientes en el mercado libre en España, con 10,2 millones, había cedido por este tipo de tarifa un total de 139.000 puntos de suministro en este período, aunque sigue dominando el 33,8% del mercado.

Iberdrola apostó en este período por el 'plan online' para captar clientes a su tarifa de mercado libre, ya durante los dos últimos años. Es decir, una estrategia que le ha permitido captar y retener clientes con precio fijo, mientras iban desapareciendo sus contratos del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), el mecanismo de fijación de precios establecido por la Administración.

La pérdida de clientes de Endesa se eleva hasta los 53.000 contratos. La empresa que dirige José Bogas cerró 2022 con una cartera de clientes de 9,93 millones de clientes y su cierre de 2023 se ha situado en 9,88 millones de clientes. Su principal pérdida ha sido en la tarifa regulada, que se ha recortado en este año en un 2,3%.

“En un ejercicio marcado por un endurecimiento de las condiciones competitivas en el que la propuesta de Endesa de proteger a los clientes de la volatilidad”, explicaba la compañía en sus cuentas anuales. La compañía apostó su tarifa 'Conecta' para captar nuevos clientes con precios competitivos y fidelizar con 'One 3 períodos'. Al cierre de septiembre, según los datos de la CNMC, su cartera de clientes estaba en 9,8 millones y un 32,6% del mercado.

Aunque el propio Bogas detallaba en la presentación de resultados que el negocio de la comercialización en España provoca que la cartera de clientes de Endesa sufra 'grandes bandazos' mensuales ante el aumento de la competitividad y las diferentes estrategias comerciales.

Repsol aprovecha la caída de Iberdrola y Endesa

Naturgy cuenta es la tercera compañía en comercialización de electricidad con una cartera de unos 4,37 millones de puntos de suministro, que suponen el 14,5%. El cuarto en discordia es Repsol. A cierre de 2023, la petrolera alcanza en España una cartera de 2,1 millones de clientes incluyendo los 247.000 de Gana Energía y los 307.000 de CHC Energía (2,2 millones de clientes incluyendo también los 36 mil de Portugal).

Actualmente, estas cifras suponen una cuota de mercado del 5,6% (4,2% en 2022). “Este crecimiento se ha logrado gracias a una estrategia basada en una oferta de captación competitiva, al aprovechamiento de oportunidades de compra de carteras, a la apuesta por la fidelización y a la potenciación del crecimiento de Gana Energía”, explicaba la compañía.

Calma en la fuga del mercado regulado

Entre enero y septiembre, los cambios del mercado regulado al libre se han moderado y eso se refleja en el balance final de las compañías. En 2022, hubo 1,758 millones de cambios de clientes a favor del mercado libre mientras que en 2023 se limitó a 541.730 nuevos clientes del mercado libre, según datos del informe de supervisión de los cambios de Comercializador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Este frenazo en los cambios del mercado regulado al libre se ha visto acompañado de un fuerte crecimiento de los trasvases a la inversa en 2023. Así, entre enero y septiembre se ha registrado un importante incremento en los cambios del mercado libre al regulado sobre los cambios observados en 2022, que ascendieron a 335.079 en todo el ejercicio pasado, y solamente en los nueve primeros meses del año sumaban ya los 492.585. Una moderación que marcará el 2024 del negocio de comercialización de las grandes compañías.

13.- Iberdrola, Endesa y Naturgy vuelcan ahora sus esfuerzos en rebajar los impuestos de la energía nuclear.

economiadigital.com, 5 de marzo de 2024.

Las grandes eléctricas españolas asumen que el calendario de cierre ya no se moverá, y ahora la principal preocupación será la rebajar la fiscalidad del sector.



Iberdrola, Endesa y Naturgy, los principales propietarios de las centrales nucleares españolas, han cambiado su 'pelea nuclear' desde la revisión del calendario de cierre a la presión fiscal que sostienen. El objetivo es rebajar la factura que queda por pagar durante más de una década.

Según explican a ECONOMÍA DIGITAL fuentes conocedoras de la situación, **los tres grandes propietarios siguen sin mover ficha con respecto al calendario de cierre** que hay pactado entre el Gobierno y las empresas. En 2027 empieza el cierre de Almaraz, y concluye en 2035.

Las posturas de ambas partes son públicas y conocidas. El ministerio para la Transición Ecológica, comandado por **Teresa Ribera**, asume que no existe la necesidad de alargar la vida útil. Los propietarios cada vez son más tibios.

Naturgy aseguró hace unos días que **no existe la necesidad de aumentar la vida de la energía nuclear**. **Endesa**, por medio de su CEO, José Bogas, elevó el debate a conceptos intelectuales, pero su mensaje ha perdido contundencia. **Iberdrola** siempre ha dicho que todo tiene sentido si existe rentabilidad.

Hacia ese punto se ha desplazado el debate. En España se producirá electricidad con energía nuclear hasta 2035. Fecha hasta la que se deberán pagar impuestos. Unos costes que el Gobierno quiere aumentar.

El foco puesto en la fiscalidad

Hace unos días el Foro Nuclear, organización que representa los intereses de Iberdrola, Endesa y Naturgy, **presentó alegaciones al Proyecto de Real Decreto** por el que se pretende modificar la tarifa fija unitaria mediante la que se financia el servicio de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) para la gestión de los residuos, desmantelamiento y clausura de las centrales nucleares españolas.

En dicho proyecto, que todavía no ha entrado en vigor, se pretende incluir una fuerte subida de lo que se paga. Desde entonces se han activado los resortes para reducir el impacto.

Junto a estas acciones iniciadas por Foro Nuclear, **la consultora PwC ha publicado recientemente un informe sobre el futuro de la energía nuclear donde el foco de atención está en la fiscalidad**.

Sin dejar de lado la cuestión energética, y la necesidad para el sistema, el informe quiere responde a una cuestión "¿Existe entonces una solución alternativa a la subida del 40% la Tasa Enresa?"

Argumentos para la rebaja fiscal

El documento explica que la Ley 15/2012 fue creada, entre otras cosas, para cubrir posibles incrementos no previstos en los costes del Plan General de Residuos (PGRR).

En este sentido, una solución posible pasa por no aumentar la carga fiscal de esta tecnología, de forma que Enresa pueda cubrir los desvíos planificados en el 7º PGRR con la recaudación por la Ley 15/2012.

Mediante esta Ley, las centrales pagan una tasa por la producción de combustible nuclear y residuos radiactivos que supone unos 5 €/MWh y por la que hasta 2023 se ha recaudado en ese concepto más de 3.000 millones de euros, cantidad que hubiese sido suficiente para cubrir el extracoste de 2.000 millones de euros planificado en el 7º PGRR si dicha recaudación se hubiese guardado en un fondo para desviaciones de Enresa.

Si se destina a Enresa una parte de la recaudación futura del impuesto de la Ley 15/2012, no sería necesario incrementar la tasa a las centrales tal y como se propone con la propuesta de RD. Del mismo modo si la recaudación sobrante del impuesto de esta misma ley se guardase en un fondo, se cubrirían posibles desajustes que Enresa pueda tener en el futuro.

Adicionalmente, sería conveniente revisar la idoneidad de establecer impuestos a Enresa (tal y como establece la misma Ley 15/2012) y que esta traslada posteriormente a las centrales nucleares. Es práctica común en España que las estructuras de titularidad del Estado, comunidades autónomas, corporaciones locales, así como los organismos autónomos y otros entes del sector público estén exentas de impuestos.

Simplemente el hecho de eximir también a Enresa del impuesto del almacenamiento centralizado de residuos radiactivos y combustible gastado establecido en la Ley 15/2012, reduciría los costes del 7º PGRR en 1.277 millones de euros (lo que equivaldría a reducir la tasa en aproximadamente 2€/MWh).

14.- Endesa consigue récord de 125.000 conexiones de plantas de generación y autoconsumo en 2023.

elespañol.com, 5 de marzo de 2024.

La energética aumenta la capacidad instalada de autoconsumo en 1 GW, equivalente a la de una central nuclear. La total conectada asciende a 3,5 GW.

Endesa, a través de su filial **e-distribución**, ha alcanzado una cifra récord de 125.000 conexiones de plantas de **generación y autoconsumo en 2023**. Esto representa un ritmo de **más de 10.000 mensuales**, según informó la compañía.

Solo en el último ejercicio, ha sido capaz de aumentar **la capacidad instalada de autoconsumo activado en un gigavatio (GW)**, equivalente a la de **una central nuclear**, con lo que la capacidad total conectada de esta tecnología a su red asciende a 3,5 GW.

Así, esta actividad se ha visto impulsada, principalmente, por esas instalaciones de autoconsumo, al que correspondió el 99% de estas conexiones, que ha registrado un fuerte crecimiento impulsado por la implantación de diversas medidas para facilitar la tramitación y mejorar la información a los clientes, destacó la energética.

Este ritmo de crecimiento durante 2023 permitió a Endesa **duplicar el número de instalaciones de autoconsumo conectadas a la red, hasta casi 240.000**, con cerca de 250.000 suministros asociados, un récord entre las distribuidoras españolas.

Del total de autoconsumos activos en la red de Endesa, **el 98% corresponde a suministros de instalaciones individuales**, mientras que el resto es de contratos vinculados a **autoconsumos colectivos**.

No obstante, estos últimos son los que registraron un mayor crecimiento porcentual, con un aumento del 516% en el último año, pasando de 791 a 4.877 suministros activos.

El número de plantas de generación conectadas a la red de distribución de Endesa superaba las 18.000 a 31 de diciembre, con una potencia instalada conjunta de casi 23,5 GW. En el último año se han incorporado 107 nuevas instalaciones, con una capacidad de 1,6 GW.

Entre autoconsumos y plantas de generación, ya **hay cerca de 27 GW de potencia conectada a las redes de distribución de Endesa**, tras incorporar 2,6 GW de nueva capacidad el año pasado.

Las conexiones en 2023 en **Andalucía y Cataluña** sumaron un total de 1,9 GW, mientras que el resto de la capacidad añadida se reparte entre **Aragón, Baleares y Canarias**.

Enel, récord de conexiones

Estas cifras de Endesa han contribuido así a que **Enel Grids**, la línea de negocio global del **Grupo Enel** -matriz de la eléctrica española- dedicada a la distribución de energía eléctrica, alcanzara también un récord de casi 540.000 nuevas conexiones productor-prosumidor a sus redes en 2023, un aumento del 56% con respecto al récord anterior establecido en 2022.

Estas conexiones, de las cuales alrededor del **90% se encuentran en Europa**, agregaron **7,9 GW de capacidad renovable** al sistema de distribución en las regiones en las que opera Enel.

Italia siguió siendo el más dinámico de los mercados de Enel, y a lo largo de 2023 se añadieron cerca de 1.000 nuevas conexiones de generación distribuida al día -aproximadamente 360.000 nuevas conexiones-, alcanzando un total de alrededor de 1,5 millones de conexiones de productores y prosumidores.

La capacidad renovable total a pequeña y mediana escala conectada a las redes de Enel en todo el mundo asciende actualmente a más de 68 GW, derivada de aproximadamente 2 millones de conexiones productor-prosumidor. Estos resultados se lograron gracias a la creciente capacidad de alojamiento y al alto nivel de digitalización de las redes de distribución.

De los 7,9 GW conectados por Enel en 2023, 4,7 GW correspondieron a Italia. La capacidad añadida en este país el año pasado se concentró en las regiones del norte con 2,6 GW, con otros 1,1 GW conectados en las regiones centrales. Las regiones e islas del sur también contribuyeron significativamente, con 1 GW de nueva capacidad. En total, Enel ha conectado hasta la fecha unos 39 GW a sus redes de distribución en Italia.

15.- Las renovables cubren casi el 60% del mix en febrero y llevan a España a un nuevo récord de energía libre de emisiones.

lainformacion.com, 4 de febrero de 2024.

La eólica llega a cubrir casi un tercio de todo el mix de generación durante el pasado mes tras unos asombrosos últimos días de generación.



Las renovables están de enhorabuena. Este mes de febrero la producción renovable ha sido un 32,9% superior a la del mismo mes de 2023, y ha alcanzado la cifra de 13.152 GWh, el 59,55% del total del *mix*, una cuota muy cercana al máximo registrado en noviembre de 2023, que fue del 59,56%.

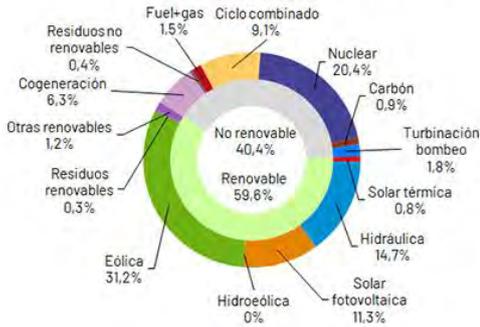
Según los datos provisionales de Red Eléctrica, la eólica, que ha generado el 31,2% del total, ha sido la tecnología líder por quinto mes consecutivo, con una producción de 6.901 GWh, un 47,6% más que en el mismo mes del 2023.

Las precipitaciones de los últimos meses han posibilitado que la hidráulica incremente su producción en febrero un 31,6% respecto al mismo mes del 2023, un año muy seco. Así, la hidráulica ha generado 3.242 GWh, lo que la convierte en la tercera tecnología del *mix* de este mes de febrero, con el 14,7%.

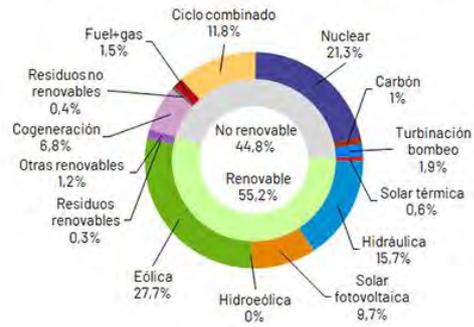
La solar fotovoltaica, con 2.500 GWh anotados en febrero, incrementó su producción un 16,2% respecto a la del año pasado, obteniendo una participación del 11,3%.

Por su parte, la producción sin emisiones ha alcanzado en este mes su mejor registro al generar el 81,4% del total en España. El 10 de febrero anotó la cuota récord del 88,5% del mix nacional.

Estructura de la generación de febrero de 2024



Estructura de la generación de enero a febrero de 2024



Península

El conjunto de renovables peninsulares generaron el 61,7% del total en febrero, según los datos provisionales disponibles a día de hoy, que muestran una producción de 12.980 GWh, un 32,4% más que en el mismo mes del año anterior. Por su parte, las tecnologías libres de emisiones aportaron el 84,7% del total.

La estructura de generación peninsular de febrero está liderada también por la eólica que ha sido responsable del 32,2% del total con 6.790 GWh producidos durante este mes.

Demanda al alza

La demanda eléctrica nacional experimentó en febrero un incremento del 0,8% con respecto al mismo mes del año anterior, una vez descontados los efectos de temperatura y el calendario. En términos brutos se estima una demanda de 20.058 GWh, un 1,8% menor que la de febrero de 2023.

A nivel peninsular y una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda ha sido un 0,5% mayor que en febrero de 2023. En términos brutos, la demanda de este mes ha sido de 18.912 GWh, un 2% menor a la del mismo mes del año anterior, variación que se explica, principalmente, por unas temperaturas más suaves en febrero de 2024.

En los dos primeros meses del año, la demanda peninsular ha sido de 39.816 GWh, un 0,7% menor que la registrada en 2023. Una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda aumenta un 0,6%.

Baleares y Canarias

En las Islas Baleares, la demanda de electricidad en febrero ha sido un 1,6% superior a la del mismo mes de 2023 una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas. Así, se estima la demanda bruta en 409.881 MWh, un 5,2% menos que la de febrero del año anterior. En los dos primeros meses de 2024, la demanda bruta balear se estima en 855.177 MWh, un 3,1% menos que en el mismo periodo de 2023.

En cuanto a la generación, el ciclo combinado, con un 76,7% de la energía producida en Baleares, fue la primera fuente de las islas este mes. Por su parte, la energía renovable y sin emisiones de CO₂ equivalente generada en la

La comunidad balear representó un 11,2% del total. Además, el enlace submarino entre la Península y Mallorca contribuyó durante este mes a cubrir el 28,1% de la demanda eléctrica balear.

Por su parte, en el archipiélago canario, la demanda de energía eléctrica creció un 8,4% respecto al mismo mes de 2023 teniendo en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas. En términos brutos, la demanda fue de 703.903 MWh, un 8,2% más. En los dos primeros meses de 2024, la demanda canaria se estima en 1.444.778 MWh, un 5,5% más que en el mismo periodo de 2023.

En cuanto a la generación eléctrica en Canarias, también el ciclo combinado, con un 42% del total, fue la primera fuente en febrero. Las renovables y tecnologías libres de emisiones alcanzaron una cuota del 19,7% de la producción, siendo la aportación eólica de un 15,8%.

16.- Endesa da de alta más de 300 autoconsumos solares al día.

energias-renovables.com, 7 de febrero de 2024.

La compañía italiana (Endesa pertenece a Enel) ha conectado a su red 124.623 instalaciones de autoconsumo en 2023, mil cada 3 días. La potencia de autoconsumo activada al cierre de ese ejercicio en la red de e-distribución (filial de Endesa) ronda ya los 3.500 megavatios, según ha asegurado hoy la propia compañía a este medio. Así, la mitad de la potencia del parque nacional de autoconsumo pasaría por esta empresa, pues, según el recientemente publicado II Informe Anual de Autoconsumo Fotovoltaico, en España, al cierre de 2023, había 7.154 megavatios acumulados en autoconsumos (la Unión Española Fotovoltaica estima algo menos: 6.955 MW). Pues bien, sean 7.154 los megas acumulados en autoconsumos, sean 6.955 (dato UNEF), hasta 3.500 de ellos, la mitad del total, pasan por Endesa. La compañía asegura además que en suministros de autoconsumo colectivo ha pasado en 2023 "de 791 a 4.877, un incremento del 515%".

Una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo no es más que un conjunto de placas solares que hemos colocado sobre el tejado de casa (o sobre la cubierta de una nave industrial) para que produzcan energía eléctrica, electricidad que aprovecharemos (autoconsumiremos) en casa, o en las máquinas de nuestra fábrica. Sin más. Sin **impuesto al Sol** y sin intermediario alguno. Pues bien, España cuenta ahora mismo con unos 7.000 megavatios de potencia solar fotovoltaica (FV) en autoconsumos, la mitad de los cuales (3.500) los ha activado e-distribución, filial de Endesa que gestiona los más de 316.176 kilómetros de red eléctrica con que cuenta la compañía. En lo que se refiere al ejercicio 2023, en concreto, **e-distribución ha activado hasta 125.000 nuevas instalaciones de autoconsumo (124.623, o mil cada tres días), que se corresponden con 133.000 contratos de suministro de autoconsumo nuevos.**



"Con estas cifras -informa la empresa-, el año pasado cerramos con cerca de 240.000 instalaciones activas (y cerca de 250.000 suministros)". La compañía ha pasado así de 2,5 a 3,5 megavatios de autoconsumo en un año, un incremento del 40%. Pero donde más ha crecido el autoconsumo es en su formato colectivo. En suministros de autoconsumo colectivo Endesa ha pasado "de 791 a 4.877, un incremento del 515%".

Los datos de potencia de autoconsumo activada en la red de e-distribución a cierre de cada año han sido estos: 2.000 megavatios al cierre del año 2020; 2.200 al cierre de 2021; 2.500 al cierre de 2022; y 3.500 al cierre del año que acabamos de dejar atrás, 2023. [Bajo estas líneas, a la derecha, evolución del parque de autoconsumos FV nacional. Fuente: **Unión Española Fotovoltaica, UNEF, enero de 2024**].

El incremento registrado en el año 23 resulta pues más que notable. La compañía asegura en ese sentido que ha implementado a lo largo de los últimos meses una serie de medidas para facilitar el proceso. Desde junio de 2023, la filial de redes -informa Endesa- modifica el contrato de acceso en los autoconsumos individuales "a los diez días de recibir la confirmación de la comunidad autónoma de que el cliente ha legalizado la instalación de generación, sin esperar a recibir la solicitud de la comercializadora".

Además -añaden desde la compañía matriz-, se han puesto en marcha medidas para acelerar la tramitación de los autoconsumos colectivos: "se están activando las instalaciones en el menor tiempo posible, adelantándose incluso a los plazos regulatorios establecidos, que fijan periodos de hasta 40 días para activar los autoconsumos en función del día del mes en el que se efectúa la petición", y "se ha implantado en la web de e-distribución -añaden las mismas fuentes- un validador de ficheros TXT para mejorar la información y facilitar los trámites a los clientes que participan en autoconsumos colectivos".

Con esta herramienta, lo que pretende Endesa es "facilitar al máximo a los agentes la cumplimentación de los documentos definidos por el regulador para tramitar los autoconsumos". El sistema -informa la compañía- muestra los errores de formato detectados en el fichero cumplimentado para que puedan subsanarse y presentar un documento correcto, "con lo que se evitan errores en la contratación y tener que iniciar de nuevo el proceso". Además, también está disponible en la web de e-distribución una guía para la elaboración del fichero txt, siguiendo los criterios definidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La empresa destaca por otro lado que, en el área privada de la web, "el cliente puede hacer un seguimiento en tiempo real de los trámites asociados a su solicitud de autoconsumo (acceso y conexión, inspección, contrato técnico de acceso y adaptación del contrato) y saber en qué punto está su solicitud en todo momento" y que, en caso de duda, "está a disposición de los ciudadanos un número de teléfono (900 920 974) para atender exclusivamente las consultas sobre autoconsumo".



Además, se han introducido mejoras en los formularios web de los casos que necesitan solicitar acceso y conexión a la red (autoconsumos de más de 15 kilovatios o en zonas no urbanizadas) para que resulte más fácil conocer la documentación que se debe adjuntar y se han actualizado las notificaciones para informar de los siguientes pasos del proceso en cada comunicación.

La dimensión global de Enel

Enel Grids, la línea de negocio global del Grupo Enel dedicada a la distribución de energía eléctrica, difundió ayer un comunicado-balance en el que asegura ha registrado un récord de casi 540.000 nuevas "conexiones productor-prosumidor" a sus redes en 2023, un aumento del 56% -explican desde la compañía- con respecto al máximo anterior, establecido en 2022. Estas conexiones, de las cuales alrededor del 90% se encuentran en Europa, han sumado 7.900 megavatios de nueva potencia renovable, que se ha añadido al sistema de distribución en las regiones en las que opera Enel. Italia sigue siendo el más dinámico de los mercados de Enel. Según los datos facilitados por la compañía transalpina, a lo largo de 2023 "se añadieron cerca de 1.000 nuevas conexiones de generación distribuida al día (aproximadamente 360.000 nuevas conexiones)".

Gianni Vittorio Armani, responsable de Enel Grids e Innovability: "actualmente, en Enel estamos viendo una media de 45.000 nuevas conexiones de productores y prosumidores a las redes de distribución que gestionamos en todo el mundo cada mes. Estas cifras récord ponen de relieve que el crecimiento de la generación renovable en todo el mundo no solo es debido a la producción a escala industrial, sino también a iniciativas impulsadas por los clientes a escala local que están contribuyendo significativamente a reducir el consumo de combustibles fósiles y generar energía eléctrica libre de carbono. Muchos prosumidores también instalan baterías para flexibilizar su consumo, así como para modular su oferta y demanda de energía. Los prosumidores, como actores clave hacia un nuevo paradigma de generación distribuida, también están eligiendo la electrificación para cocinar y para calefacción, así como para cargar vehículos eléctricos. En general, esta cultura de independencia energética está provocando un cambio de rumbo en el papel que desempeñan las redes de distribución de energía eléctrica, que se están convirtiendo en piezas clave para facilitar la electrificación y la transición energética"

La "capacidad renovable total a pequeña y mediana escala conectada a las redes de Enel en todo el mundo" asciende actualmente, según los datos que ha facilitado la compañía en su Balance 2023, a "más de 68.000 megavatios, derivada de aproximadamente 2 millones de conexiones productor-prosumidor". La empresa destaca que "estos resultados se lograron gracias a la creciente capacidad de alojamiento y al alto nivel de digitalización de las redes de distribución".

Energías Renovables (ER) ha solicitado a Endesa precise "¿hasta qué potencia Enel-Endesa considera una instalación de mediana escala?". Al cierre de esta edición, Endesa estaba a la espera de la respuesta de Enel, y ER, a la espera de ambas.

Según los datos facilitados por Endesa-Enel en su balance, de los 7.900 megavatios conectados en el año 23 por Enel, 4.700 megas correspondieron a Italia.

La capacidad añadida en este país el año pasado se concentró en las regiones del norte con 2.600 megavatios, con otros 1.100 megavatios conectados en las regiones centrales.

"Las regiones e islas del sur también contribuyeron significativamente -informa la empresa-, con mil megas de nueva capacidad".

En el mismo lapso, 2023, Enel ha conectado 1.000 megavatios de autoconsumos a su red española (e-distribución). Es decir: Italia, 4.700 (aproximadamente 360.000 nuevas conexiones). España, 1.000 (125.000).

Qué es un autoconsumo colectivo

Digamos que por una parte estaría la instalación solar fotovoltaica en cuestión (que generará una cantidad determinada de energía eléctrica) y, por otra, los/as usuarios/as de esa electricidad. El Real Decreto que regula "las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica" es el [RD 244/2019](#).

Este Real Decreto dice que "un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos".

Según la [Guía del Autoconsumo Colectivo](#) (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, **IDAE**), en cualquiera de las modalidades de autoconsumo (con o sin excedentes), la energía generada se reparte entre los consumidores que se asocien a la instalación.

A este respecto -dice la Guía- debe tenerse en cuenta que cada consumidor vendrá identificado por su Código Universal de Punto de Suministro (CUPS) de forma que existirán tantos consumidores como CUPS haya asociados al autoconsumo colectivo.

El CUPS de cada consumidor se mantiene sin cambios, aunque el consumidor se asocie al colectivo, y puede consultarse en la factura de consumo eléctrico de cada consumidor.

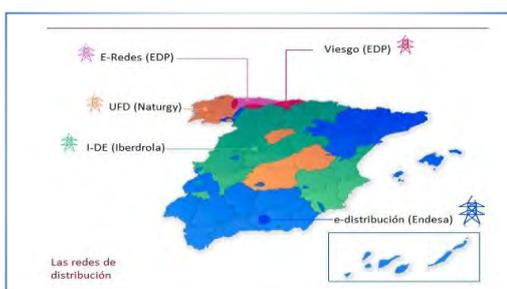
Un autoconsumo colectivo quedará identificado por su Código de Autoconsumo (CAU), y estará formado por el conjunto de una o varias instalaciones generadoras y un grupo de CUPS que cumplirán los criterios de distancia determinados por el regulador ([hasta 2.000 metros](#)).

Toda la energía generada se reparte entre los consumidores asociados, siguiendo el criterio que dichos consumidores libremente acuerden.

Con excedentes / sin excedentes

La modalidad sin excedentes se produce cuando existe un mecanismo de anti-vertido que impide el vertido de energía eléctrica generada a la red. En las modalidades con excedentes, las instalaciones pueden, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar la energía generada excedentaria a la red. Dentro de esta modalidad se abren a su vez dos categorías:

1. con excedentes acogida a compensación: donde la energía excedentaria se valora al precio horario acordado entre el titular del contrato y su comercializadora, salvo para los acogidos a la tarifa denominada PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), que será en base al precio medio horario del mercado; y
2. con excedentes no acogido a compensación: donde la energía excedentaria se incorpora a la red en las mismas condiciones que las de cualquier productor.



La red de [e-distribución](#) es la red de distribución más grande de toda España, sirve para suministrar electricidad a 12,6 millones de clientes que están repartidos en 24 provincias españolas de 8 comunidades autónomas (Andalucía, Aragón, Baleares, Canarias, Cataluña, Extremadura, Castilla y León y Galicia), así como en la Ciudad Autónoma de Ceuta. En total, estamos hablando de un territorio de más de 195.000 kilómetros cuadrados habitado por una población superior a los 21 millones de habitantes. [Bajo estas líneas, a la derecha, mapa de las distribuidoras. Fuente: Endesa].

Endesa es la primera compañía eléctrica de España y la segunda en Portugal. Es, además, el segundo operador gasista del mercado español. La compañía italiana (Endesa es propiedad de Enel) produce, distribuye y vende energía. Además, a través de Endesa X, ofrece a hogares, empresas, industrias y Administraciones Públicas lo que denomina "servicios de valor añadido orientados a la electrificación de los usos energéticos". Por fin, el grupo empresarial ha creado una nueva línea de negocio: Endesa X Way, dedicada íntegramente a la movilidad eléctrica. Según reza su perfil corporativo, "nuestro equipo humano suma alrededor de 9.260 empleados". [El principal accionista de Enel es el estado italiano, a través del Ministerio de Economía y Finanzas.](#)

17.- Iberdrola se lanza a por la americana Avangrid y ofrece 2.280 M por el 18,4% que no controla.

elconfidencial.com, 7 de febrero de 2024.

La energética española ofrece un precio de 34,25 dólares estadounidenses en efectivo por acción, lo que representa una prima de alrededor del 6,7%, respecto a su cotización.



Iberdrola quiere controlar Avangrid en su totalidad. Así, la energética presidida por Ignacio Galán ha presentado al consejo de administración de Avangrid una oferta no vinculante para adquirir, a través de una fusión o de otro modo que se acuerde entre las partes, todas las acciones de la compañía americana que no sean de su propiedad, y que ascienden al 18,4% del capital, por 2.280 millones de euros (2.486 millones de dólares).

Iberdrola ofrece un precio de 34,25 dólares estadounidenses en efectivo por acción, lo que representa una prima de alrededor del 6,7% respecto a su precio de cotización a cierre de este miércoles. De hecho, la compañía capitaliza en Wall Street 12.410 millones de dólares.

Así, el precio ofrecido representa también una prima implícita de, aproximadamente, un 10% sobre el precio medio ponderado por volumen de los títulos durante los 30 días previos a la fecha de presentación de la oferta no vinculante.

La ejecución de la operación está **sujeta a la realización de una due diligence confirmatoria**, a la negociación y firma de la documentación definitiva de la transacción, y a la aprobación del consejo de administración de Iberdrola y del Comité Independiente y el consejo de administración de Avangrid. Además, estará sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones habituales en operaciones de esta naturaleza, incluida la obtención de todas las preceptivas autorizaciones regulatorias.

La operación se enmarca en la estrategia de Iberdrola de ampliar su presencia e inversión en mercados con una robusta calificación crediticia y con alto potencial para las inversiones en el negocio de redes. Así, **incrementará 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 sede en Connecticut, **Avangrid cuenta en la actualidad con 44.000 millones de dólares en activos y operaciones en 24 estados de EEUU**. Sus principales negocios son dos: redes y energías renovables. Así, obtuvo un beneficio bruto de explotación (ebitda) ajustado de 2.430 millones de dólares en 2023, frente a los 2.246 millones de dólares del año anterior.

Pone a trabajar su liquidez

Este movimiento se da después de que Iberdrola revelara a finales de febrero que acumula una liquidez de más de 20.900 millones. La firma ha avanzado con fuerza en su plan de rotación de activos en el último año, hasta el punto de **alcanzar antes de tiempo los objetivos marcados en su plan estratégico**, que actualizará el próximo 21 de marzo.

Iberdrola **vendió casi todo su negocio en México por 6.000 millones de euros**, a lo que se suman desinversiones parciales de sus proyectos de renovables con grandes fondos como Norges Bank, Mapfre, Masdar y EIP.

La caja acumulada por Iberdrola **buscaba en primer lugar comprar la eléctrica estadounidense PNM Resources**. Sin embargo, **la eléctrica renunció a la adquisición después de las trabas** impuestas por los reguladores americanos, que incluso desaconsejaron la operación después de que la eléctrica se viera salpicada por el caso Villarejo en España.

Con esta compra, Iberdrola **apuesta por dar más peso a EEUU frente a España**. El presidente de la compañía, Ignacio Sánchez Galán, cargó con fuerza contra el Gobierno de España. Lamentó la alta carga impositiva del país, que dijo que no tiene ningún sentido y que hace que España no sea un país atractivo para invertir. Iberdrola critica que el gasto en impuestos en España es el 128% superior que el resto de todos sus costes operativos. Antes fue Repsol la que también criticó la situación fiscal y regulatoria de España e incluso amenazó con trasladar sus inversiones a otros países si el impuesto a energéticas se hacía permanente, como pactaron PSOE y Sumar en su acuerdo de legislatura. El Gobierno se ha comprometido posteriormente a rebajar este gravamen con deducciones si las empresas hacen inversiones en descarbonización.

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

- 1.- Rusia y China llevarán la energía nuclear a la Luna entre 2033 y 2035.
- 2.- Lo nunca visto en el mercado: el 'pool' lleva 11 días consecutivos con menos de 10 €/MWh.
- 3.- 5 retos para la expansión de los sistemas de almacenamiento energético.
- 4.- Las nuevas ayudas para fabricar tecnologías renovables y almacenamiento en consulta pública hasta el 15 de marzo.
- 5.- La inteligencia artificial revoluciona el sector energético.
- 6.- El dato es poder y más en el sector de la energía.
- 7.- ECONOMÍA CIRCULAR EN EL RECAMBIO DEL AUTOMÓVIL: UN NEGOCIO POTENCIAL DE 900 MILLONES.**
- 8.- La Comunitat Valenciana impulsa el hidrógeno verde para ser el motor sostenible del sur de Europa.
- 9.- El combustible que todo el mundo busca «bendice» a España: lo tenemos en el subsuelo, y tenemos un plan para extraerlo.

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



Sindicato
Independiente
de la Energía
www.sie.org.es sie@sie.org.es



Todos
JUNTOS
por la **PAZ** en
UKRANIA

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**