

Resumen de **Prensa** Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

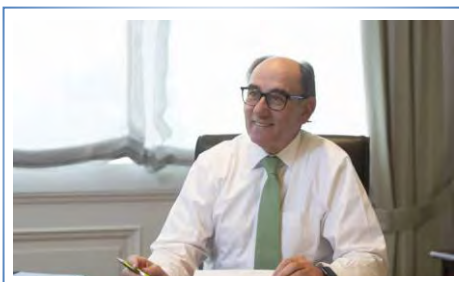
Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

1.- Galán exprime el récord de Iberdrola y podrá embolsarse otros 3,5 millones gracias al aumento del dividendo.

economiadigital.es, 27 de octubre de 2024.

La energética aumenta la retribución a sus accionistas gracias a los resultados récord y en línea con su plan estratégico.

- **Iberdrola y Qatar analizan ampliar su alianza con el grupo español en máximos históricos**
- **Galán garantiza el apoyo olímpico y paralímpico de Iberdrola en Los Ángeles 2028**



Iberdrola está de dulce. La energética cosecha resultados históricos que le permiten elevar el dividendo, al mismo tiempo que sus títulos se revalorizan en bolsa y enfilan los 100.000 millones de capitalización. Una situación que está beneficiando a Ignacio Sánchez Galán, mayor accionista a título individual de la empresa.

El presidente de la multinacional controla un paquete que supera los 15,5 millones de acciones de la compañía, en torno a un 0,24% del capital, según los datos consultados en Bloomberg.

Leer más: [Iberdrola dispara su beneficio un 50% hasta 5.470 millones tras la venta de activos en México](#)

Iberdrola ha anunciado un aumento del dividendo flexible del 14%, pasando desde los 0,202 euros por título que pagó a cuenta de los resultados de 2023, hasta los 0,23 euros que pagará a cuenta de los beneficios de este ejercicio.

Como es habitual en la fórmula del dividendo flexible, los accionistas de la compañía pueden optar por recibir nuevas acciones, cobrar el dividendo en efectivo o vender los derechos en el mercado. Incluso pueden optar por combinar las opciones.

Galán podrá recibir 3,5 millones en efectivo

En caso de optar por cogerlo en efectivo, **Galán pasaría a recibir 3,5 millones de euros brutos solamente en este pago** que Iberdrola retribuirá en enero de 2025.

Este incremento de la retribución **se suma a los 0,558 euros por acción que la firma ya ha repartido este año**, superando así el suelo del dividendo del próximo año fijado en 0,55 euros. En total, en este 2024 el dividendo de Iberdrola ha subido un 11,4%.

Leer más: [Galán recibe acciones de Iberdrola por dividendo y el valor de su participación llega a 125 millones](#)

No obstante, el presidente de la entidad también suele optar por el dividendo en acciones. A principios de año, [Galán recibió cerca de 185.000](#) nuevos títulos gracias al sistema de dividendo opcional.

Iberdrola seguirá incrementando el dividendo, en línea con su plan estratégico

Los mayores beneficiados de la política de Iberdrola son, como es lógico, sus mayores accionistas: el fondo soberano de Noruega, Norges Bank, que controla el 6,6% de la compañía, el gigante norteamericano **BlackRock (3,1%)** y el **fondo soberano de Qatar** (Qatar Investment Authority) con el 8,75 del capital.

El objetivo de la compañía es incrementar la remuneración a los accionistas en línea con los resultados, contemplando un **payout de entre el 65% y el 75% del beneficio neto**.

Así, la firma tiene previsto el **desembolso entre 2024 y 2026 de 11.000 millones de euros**, llegando a pagar un dividendo de entre 0,61 y 0,66 euros por acción en el año 2026.

Además, la energética tiene previsto actualizar su plan estratégico el próximo otoño de 2025 en su Capital Markets Day. Una ocasión para presentar a los inversores un proyecto más ambicioso que el actual en términos de beneficios, dividendos y rotación de activos.

Una estrategia en la que el impulso del negocio de las redes será clave. La compañía ha apostado fuerte por Estados Unidos y Reino Unido, con una estrategia doble entre el negocio regulado de las redes y la inversión en energías renovables que necesitan los países anglosajones.

2.- Naturgy y Repsol: ni contigo ni sin ti tienen mis penas remedio.

okdiario.com, 27 de octubre de 2024.

El Gobierno tantea a IFM y Repsol para que compren el 40% que tienen los fondos de inversión en Naturgy.



La situación de bloqueo en **Naturgy** se está complicando por momentos y amenaza con hacer la compañía «ingobernable», a decir de quienes conocen bien el percal. No hay forma de encontrar un sustituto para **Taqa** tras la tocata y fuga de la emiratí, y la alternativa que más sentido podría tener, **la de Repsol**, tampoco arranca. No contigo ni sin ti tienen remedio las penas de **Francisco Reynés**, presidente de la gasista.

Como es sabido, el problema de Naturgy es que los fondos **CVC** y **BlackRock** (heredero de la posición de **GIP**) llevan años intentando vender el 41% que poseen en el capital. Y su presencia, así como la del fondo australiano **IFM** con un 16%, supone un lastre para que **Criteria** (el holding de **La Caixa**) pueda gestionar a su gusto la compañía, por mucho que todos hayan aprobado su **plan estratégico**.

Para solucionarlo, Reynés planteó primero el '**proyecto Géminis**', que consistía en separar el negocio regulado del liberalizado. El primero era fácil de vender por su rentabilidad asegurada. Aunque no solucionaba por completo el problema, al menos los fondos deshacían parte de su posición y probablemente a buen precio. Pero el proyecto chocó con la oposición de la ínclita **Teresa Ribera** y se fue al limbo.



Tras una intensa labor de búsqueda, **Isidro Fainé** (el presidente de Criteria) y su nuevo y activo consejero delegado, **Ángel Simón**, encontraron a una empresa dispuesta a lanzar una OPA conjunta sobre Naturgy: **Taqa**, la energética de **Abu Dabi**.

Buscar sustituto a Taqa

Pero aquí Criteria tensó demasiado la cuerda y los **emiratíes acabaron desistiendo**: Taqa tenía que pagar un **precio** elevado, asumir una posterior **ampliación de capital** para devolver la liquidez al valor en Bolsa (lo que implicaba perder de saque), poner más dinero que Criteria y todo ello sin disponer de mando en el **consejo**. Demasiadas exigencias para poca recompensa.

Así que tocaba volver a empezar, y el propio Simón reconoció que solucionar la cuestión de **Naturgy era la prioridad absoluta de Critería**: «Nos gusta participar con **otro socio**, no en solitario, vamos a explorar todas las alternativas que sean posibles. Estamos abiertos de manera positiva a **cualquier tipo de accionista** que permita el crecimiento», trasladaron desde el holding. O sea, no es necesario que sea un socio industrial, sino que también pueden desempeñar ese papel otros fondos de inversión.

Pero esa nueva búsqueda sigue sin dar frutos casi cinco meses después de la espantada de Taqa. Y es que ese precedente espanta a otros potenciales interesados: si los emiratíes, que tienen dinero de sobra, no han querido entrar, menos vamos a entrar nosotros, se comenta en las sedes de fondos y energéticas de medio mundo.

Por ello, es necesario cambiar aquellas condiciones, empezando por el precio. Fainé ha tratado de convencer a CVC y BlackRock de que rebajen sus pretensiones o se quedarán para siempre atrapados en Naturgy. A cambio, **pidieron un dividendo extraordinario**, pero la compañía ya tiene un *pay out* del 85%.



La opción Repsol

Con este estancamiento, el Gobierno ha tomado cartas en el asunto. Hay que tener presente, como les hemos venido contando en OKDIARIO, que el Ejecutivo y Critería habían acordado una «solución global» por la que **Pedro Sánchez** no iba a poner pegas a la operación de Taqa a cambio de que el holding de La Caixa llegara al 10% de **Telefónica** y buscara una alternativa a la OPA húngara sobre **Talgo** que el presidente quería **vetar por todos los medios**, como acabó haciendo.

Ahora, el Gobierno ha tomado cartas en el asunto Naturgy y ha urdido una operación que consistiría, como les hemos adelantado aquí, en que IFM eleve su participación hasta el 30% para no tener que lanzar OPA-cosa a la que están dispuestos los australianos- y **Repsol** adquiriera el resto del porcentaje de los fondos. Una operación muy complicada también porque podría entenderse que es una operación concertada y eso obligaría a lanzar **OPA** sobre el 100%. Y no está claro que Repsol esté dispuesta a llegar a tanto, aunque fuentes al tanto de las conversaciones aseguran que podría comprar «un porcentaje significativo» de Naturgy.

Por si fuera poco, con que el Gobierno meta la cuchara en el asunto, el **PNV** tampoco ha perdido la oportunidad de arrimar la ascua a su sardina. Según estas fuentes, los nacionalistas -que tienen a su expresidente **Josu Jon Imaz** como consejero delegado de Repsol, no lo olvidemos- piden que, a cambio de solucionar la papeleta de Naturgy, la gasista lleve más negocio al **País Vasco**: nuevas plantas, inversiones, centros administrativos, etc.

Esa exigencia no tendría demasiados problemas con el Gobierno, a pesar del enfrentamiento que mantiene la petrolera con las políticas energéticas de **Teresa Ribera**. Pero Sánchez necesita los votos del PNV en el Congreso para todo, así que les dará lo que haga falta, como ha hecho con **Bildu, ERC o Junts**.



Pero hay otro obstáculo más grave: la oposición frontal de Fainé, que libró una dura batalla con el presidente de Repsol, **Antonio Brufau**, por la presidencia de La Caixa hace 20 años. El primero salió victorioso, pero las heridas que se abrieron entonces siguen abiertas. Ésa fue una de las razones por las que la petrolera salió del capital de la entonces **Gas Natural** en 2018.

Por tanto, la situación de Naturgy está bloqueada: la solución de Repsol es muy complicada, no hay en el horizonte ningún otro interesado y los fondos incrementan su presión en el consejo. Y el tiempo se agota.

3.- Endesa entra en la puja por las centrales hidráulicas de Acciona con una oferta de 1.000 millones de euros.

rojasinforma.com.ar, 25 de octubre de 2024.



Endesa ha confirmado su interés en adquirir el portafolio de centrales hidráulicas que Acciona Energía ha puesto en venta, con una oferta cercana a los 1.000 millones de euros. La eléctrica española competirá con otros grandes del sector, entre ellos el grupo noruego Statkraft y el fondo de energías renovables Exus Partners, por hacerse con esta importante cartera de activos. La operación incluye 722 megavatios (MW) de potencia instalada y representa una parte significativa de los activos hidroeléctricos de Acciona, cuya venta fue encargada a Lazard y Crédit Agricole.

La transacción se encuentra en su primera fase, con las ofertas no vinculantes previstas para la próxima semana. Tras esta ronda inicial, se abrirá un período de due diligence, de aproximadamente un mes, donde los compradores interesados podrán revisar en profundidad la situación de los activos. La meta es que las ofertas definitivas lleguen antes de Navidad, lo que permitiría a Acciona cerrar la operación en el último tramo del año.

Endesa, bajo la dirección de José Bogas, es uno de los competidores más destacados en la puja, no solo por la relevancia de estos activos para su negocio, sino también por el vínculo histórico que une a la eléctrica con estas mismas instalaciones. Hasta 2009, Endesa fue propietaria de las centrales hidroeléctricas que ahora vende Acciona en las comunidades de Aragón, Soria, Valencia y Navarra. Aquella venta, en el marco de una compleja operación de compra de Endesa entre Enel y Acciona, incluía un paquete de 2.105 MW en activos renovables, entre los cuales figuraban las centrales hidroeléctricas en cuestión, además de parques eólicos en España y Portugal y pequeñas instalaciones minihidráulicas en Aragón y Cantabria.

Desde una perspectiva de negocio, la adquisición de estos activos ayudaría a Endesa a reforzar su capacidad de generación en un contexto de creciente volatilidad en el mercado de la electricidad, un escenario en el que la falta de generación propia podría impactar negativamente en sus cuentas. Recientemente, Endesa ha incrementado su capacidad financiera tras la venta de un 49% de una cartera de energías renovables a Masdar, la empresa estatal emiratí, lo que le ha reportado unos ingresos de 817 millones de euros. Esta liquidez adicional refuerza su posición en la puja por los activos hidroeléctricos de Acciona.

A pesar de la fuerte presencia de Endesa en el proceso, la competencia es intensa. Statkraft, que ha mostrado interés en expandir su negocio en España, es uno de los principales contendientes. Este mismo año, el grupo noruego adquirió Enerfin, la división de renovables de Elecnor, en una operación valorada en 1.800 millones de euros, consolidando su posición en el mercado español.

Exus Partners, otro competidor destacado, cuenta con una sólida cartera de activos renovables tanto en Estados Unidos como en España, lo que le convierte en un rival a considerar.

Además, el grupo austríaco Kelog también ha manifestado interés, aunque su capacidad financiera podría ser menor en comparación con los otros postores. Ni Endesa ni Statkraft han emitido declaraciones sobre su participación en la transacción.

La decisión de Acciona de vender parte de su negocio hidroeléctrico responde a una estrategia de desinversión que busca reducir su carga de deuda, que actualmente asciende a 3.724 millones de euros, y mantener el grado de inversión otorgado por las agencias de calificación. Tras la salida a Bolsa de Acciona Energía en 2021, la compañía ha recurrido a la venta de activos para captar liquidez y blindar su estabilidad financiera en un contexto de elevada competencia en el sector renovable y presión por mantener una calificación crediticia favorable.

El proceso de venta de activos hidroeléctricos comenzó a mediados de este año, cuando Acciona acordó la venta de 23 pequeñas y medianas centrales en Aragón, Cantabria y Cataluña a Elawan Energy, compañía perteneciente a la japonesa Orix, por 287 millones de euros. Estas instalaciones, de una capacidad total de 175 MW, formaban parte de la filial Acciona Saltos de Agua (ASA) y están compuestas en su mayoría por centrales de embalse (77% de la capacidad) y algunas centrales fluyentes (23%). Los activos cuentan con concesiones a largo plazo, con una vida media restante de 23 años y una producción media anual de 500 gigavatios-hora (GWh).

Paralelamente, Acciona ha puesto en venta una cartera adicional de activos eólicos. En esta transacción, la compañía contrató a BNP Paribas para gestionar la venta de 308 MW de capacidad instalada y una capacidad adicional de repotenciación de 370 MW, con un valor estimado de 500 millones de euros. Naturgy, Engie, China Three Gorges y Exus Partners se mostraron interesados en esta operación, aunque las ofertas iniciales no lograron satisfacer las expectativas de Acciona, lo que llevó a la empresa a solicitar nuevas propuestas durante el verano. Hasta la fecha, este proceso de venta permanece en suspenso.

El presidente de Acciona Energía, José Manuel Entrecañales, confirmó en julio que la empresa había recibido múltiples ofertas por sus activos, y señaló que darían prioridad a aquellas propuestas que representaran un mejor valor y encaje estratégico para la compañía.

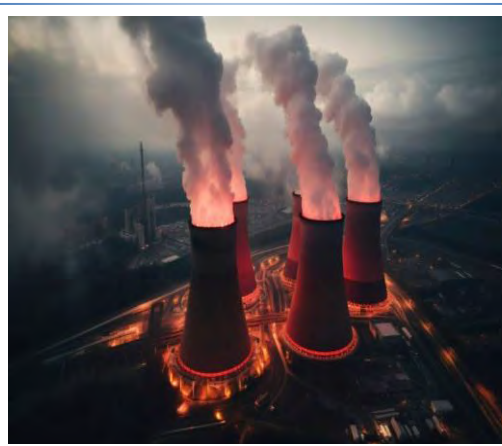
La venta de activos hidroeléctricos de Acciona es parte de un movimiento estratégico dentro del sector energético español, que busca consolidar su transición hacia fuentes renovables mientras mantiene la estabilidad financiera.

Con actores como Endesa y Statkraft al frente de la puja, esta transacción representa una oportunidad para fortalecer la capacidad de generación hidráulica, un componente clave en el mix energético nacional. El proceso de desinversión de Acciona también pone de relieve la competencia creciente en el mercado de renovables, donde las empresas buscan posicionarse estratégicamente en un mercado cada vez más regulado y sujeto a presiones financieras y ambientales.

4.- La energía nuclear hace saltar las alarmas en España: el 30% de las centrales están haciendo algo raro.

ecoticias.com, 27 de octubre de 2024.

La energía nuclear provee gran parte de la electricidad de la red eléctrica de España de manera más eficiente y estable que otras fuentes renovables como la eólica y la solar. Es por eso que **las recientes fallas en algunos reactores que provocaron paradas no programadas**, han hecho saltar varias alarmas entre autoridades, organismos y empresas.



La energía nuclear de España en la mira: 30% de la potencia comprometida por fallos técnicos Los parques de aerogeneradores y paneles solares han experimentado un rápido crecimiento en todo el mundo que ha ayudado a producir electricidad para nuestras redes sin seguir contribuyendo al calentamiento global. Sin embargo, el viento y la luz del sol varían según las condiciones climáticas y las horas del día.

Cuando las fuentes renovables son insuficientes, **la energía nuclear es la única alternativa para cumplir con la demanda sin recurrir al gas natural o el carbón**. China, por ejemplo, es el mayor productor de energía renovable del mundo y, aun así, el 60% de su suministro depende del carbón. Es por eso que están invirtiendo miles de millones de dólares para **instalar 11 reactores de última generación en tiempo récord**.

España, por su parte, cuenta con 7 reactores nucleares que representan el 20% de la energía de nuestra red. Sin embargo, el año pasado, en sólo 72 horas, se produjeron una serie de paradas no programadas en dos de ellos debido a **fallos en los sistemas de enfriamiento**. Estas instalaciones representan el 30% de nuestra energía nuclear, por lo que su extraño comportamiento ha hecho saltar algunas alarmas.

Accidentes en los reactores españoles: extraños comportamientos que despiertan preocupación

La potencia de energía nuclear de España es de alrededor de 7 MW, de los cuales más de 2 MW provienen de las plantas de Vandellós y Cofrentes. Estos reactores se encuentran próximos a cumplir los 40 años de operación, el límite establecido por las regulaciones internacionales. Sin embargo, los operadores **han invertido importantes sumas en mantenimiento y seguridad** para obtener la aprobación de una prórroga.

Las paradas no programadas que fueron informadas al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) se debieron a fallos en los sistemas de enfriamiento provocados por fugas inesperadas en el suministro de agua. La situación fue controlada rápidamente sin representar riesgos para la seguridad. No obstante, estos eventos deberían haber sido previstos cuando se aprobó la extensión de la vida útil de las instalaciones.

España ya ha puesto en marcha el plan para el **desmantelamiento de todas las plantas de energía nuclear para el año 2035**. Esta iniciativa ha recibido críticas por parte de varios sectores, aunque los recientes eventos podrían presentarse como argumentos más sólidos para respaldar su decisión.

El futuro de la energía nuclear en España: ¿Cuáles serán las alternativas cuando se apaguen los reactores?

Los accidentes ocurridos en las plantas de Vandellós y Cofrentes han sido catalogados de nivel 0 por las autoridades internacionales, en cuanto a los riesgos para la seguridad. Sin embargo, no son hechos aislados, ya que estas instalaciones son las que **más eventos de este tipo han presentado durante 2023**, por lo que su comportamiento pone en duda la inversión realizada por las compañías operadoras.

El apagón de la energía nuclear en España tiene por objetivo que toda la electricidad provenga de fuentes 100% libres de emisiones. Para ello se están desarrollando una gran cantidad de proyectos enfocados, principalmente, en el hidrógeno verde. No obstante, expertos y organizaciones expresan preocupación ante la posibilidad de que estas infraestructuras no estén listas a tiempo y debamos recurrir a combustibles fósiles.

El mundo todavía no está preparado para el fin de la energía nuclear

La energía solar y eólica todavía afronta serios desafíos en cuanto a fiabilidad y eficiencia, principalmente debido a la falta de infraestructuras de almacenamiento que permitan aprovechar los momentos de mayor producción. Es por eso que la que países como [Estados Unidos están invirtiendo millones para extender la vida útil de sus plantas de energía nuclear](#).

5.- Pese a tensiones, Iberdrola alista su regreso al sistema eléctrico mexicano.

jordnada.com.mx, 27 de octubre de 024.

Luego de la aprobación de nuevas reglas para el uso de baterías de almacenamiento de energía para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) –medida necesaria para evitar interrupciones en el suministro y mejorar la integración de las energías renovables–, la firma energética Iberdrola ha visto una nueva oportunidad de negocio a fin de incursionar en el mercado mexicano, revelan datos de la empresa de capital español.

El 30 de septiembre de 2021, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó en una sesión extraordinaria el acuerdo A/113/2024, el cual emite disposiciones administrativas para integrar sistemas de almacenamiento de electricidad para el SEN.

En febrero pasado, Iberdrola cerró la venta de 13 plantas de energía eléctrica a México, que hasta el año pasado representaron 55 por ciento de su negocio en el país.

Con eso finalizó el litigio con la administración de Andrés Manuel López Obrador, quien en múltiples ocasiones calificó de leoninos los contratos de la firma española para vender energía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). (<https://shorturl.at/ckrsE>)

Esta regulación implica el uso de baterías para almacenar energía, actividad que, según el documento, no implica generación, pero equivale a la misma porque retiran o inyectan electricidad, por lo que requiere se otorguen nuevos permisos, pero también ser acreedor a los derechos y obligaciones que establece la Ley de la Industria Eléctrica.

La importancia de los sistemas de almacenamiento es que permiten conservar la energía generada durante periodos de alta producción para usarla cuando la demanda es mayor o si las fuentes renovables no cuentan con las condiciones ideales para la generación, lo cual permite estabilidad en el suministro eléctrico y se utilizan menos fuentes fósiles en la transición energética, pero también resuelven la interrupción en el suministro.

Debido a esta regulación, Iberdrola considera que significa una oportunidad de negocio en el país, luego de que a principios de año concluyó la venta de 13 centrales generadoras de electricidad por 6 mil 200 millones de dólares al fideicomiso Mexico Infrastructure Partners (<https://shorturl.at/ckrsE>).

La regulación prevé mecanismos para la remuneración de las baterías que se instalen y que sean requeridas por el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), indicó Iberdrola en su informe correspondiente al tercer trimestre de 2024.

La firma, que adelantó a mitad de este año que prevé invertir 2 mil 900 millones de dólares para la construcción de 17 plantas de energía renovable hacia 2030 (<https://bitly.cx/TcpoA>), espera que el Cenace emita la norma secundaria para que se ponga en práctica la regulación.

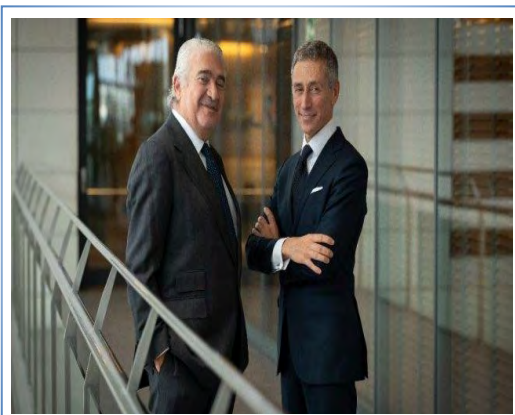
6.- Bogas no se rinde y seguirá “intentando convencer al Gobierno” para mantener las nucleares.

hispanidad.com, 30 de octubre de 2024.

La energética controlada en un 70% por la italiana Enel baja en bolsa un 1%, tras menores ingresos, clientes e inversiones. Eso sí, dispara el beneficio neto (+32,6%) y mantiene la deuda en 10.402 millones, cuatro veces menor a la de Iberdrola.

En la conferencia con analistas para presentar los resultados de los nueve primeros meses de Endesa, el CEO, José Bogas, ha vuelto a defender las centrales nucleares españolas.

De hecho, ha subrayado que seguirán “intentando convencer al Gobierno” para mantenerlas porque hay “muchas razones” y es “bueno para España”.



Este ingeniero industrial madrileño ha insistido en que desde un punto de vista “intelectual” es contrario al apagón nuclear español, pues en EE. UU. ya se ha prorrogado la vida útil de las centrales más allá de los 40 años para los que fueron diseñadas en un principio, y aquí se podría ir más allá de los 45, “llegando a los 60 o incluso a los 80”. Asimismo, no hay que olvidar las inversiones que tienen cada año, por ejemplo, los 50 millones de euros de la central nuclear de Almaraz, para seguir operando en excelentes condiciones. No obstante, Bogas tiene claro que depende de “lo que el Gobierno de España y sus políticas energéticas marquen para el futuro”, algo que hoy pasa por el cierre de los reactores entre 2027 y 2035, “y eso significa que vamos a cerrar el primero, Almaraz, en el año 2027”.

No es la primera vez que Bogas insiste en alargar la vida de las nucleares españolas, por ejemplo, hace ocho meses consideró que el plan ecológico impulsado por Teresa Ribera (el famoso Plan Nacional Integrado de Energía y Clima -PNIEC-) es imposible de cumplir y mucho menos si se cierran las nucleares. También lo hizo a mediados de abril, pero consideraba que para Almaraz ya no había tiempo. En este último punto discrepaba con Foro Nuclear (la asociación que representa a la industria nuclear española), pues su presidente, Ignacio Araluce, afirmó: “No damos por perdida la central de Almaraz, la mayor empresa de Extremadura”. Y a principios de septiembre, Bogas volvió a referir que “intelectualmente soy contrario al cierre de nucleares” y que “se podría cometer un error si se cierran todas las centrales”, pero eso no impide que quizá alguna cierre. Eso sí, unas semanas después se conoció la revisión del PNIEC, donde se mantiene el adiós nuclear en España, mientras Ribera se puede considerar ‘Doña contradicciones’, pues defenderá dicha energía en Bruselas como vicepresidenta europea (si pasa la audiencia de confirmación el próximo 12 de noviembre) y en la COP29, al tiempo que insiste en cerrarla en nuestro país.

Vayamos a los resultados de Endesa en los nueve primeros meses, que no han sido aplaudidos por el mercado, pues la cotización desciende un 1,28%, el doble que el Ibex (-0,68%). La energética que está controlada en un 70% por la italiana Enel ha tenido menores ingresos, clientes e inversiones, aunque ha logrado volver a aumentar el beneficio neto y ha mantenido la deuda financiera neta en 10.402 millones, por tanto, en niveles similares a los del cierre de 2023 (10.405 millones) e incluso inferiores a los del primer semestre (10.800 millones). Además, dicha deuda es cuatro veces menor a la que tiene Iberdrola (46.697 millones) y también está por debajo de la de Naturgy (algo menor a 12.000 millones).

Mantiene la deuda en 10.402 millones, por tanto, en niveles similares a los del cierre de 2023 e incluso inferiores a los del primer semestre. Además, dicha deuda es cuatro veces menor a la que tiene Iberdrola (46.697 millones) y también está por debajo de la de Naturgy (algo menor a 12.000 millones)

Los ingresos de Endesa han bajado un 17,9%, a 15.765 millones. En esto ha influido tanto los menores precios de la electricidad y del gas natural como los descensos en clientes de ambos negocios: en el caso de la luz, a 10,239 millones de clientes (-2,6%); y en el del gas, a 1,784 millones (-1,8%).

El resultado bruto de explotación (ebitda) ha aumentado un 15,7%, a 3.881 millones, gracias a las aportaciones de todas las líneas de negocio, en especial del gas; y el resultado neto de explotación (ebit) lo ha hecho un 20,9%, a 2.300 millones. Por su parte, el beneficio neto ha vuelto a la senda de crecimiento, al dispararse un 32,6%, hasta 1.404 millones, por la positiva evolución del tercer trimestre (sobre todo en la estabilización de la clientela en el mercado libre de electricidad en 6,7 millones, tras la fuerte competencia del inicio del año) y por la mejora del ebitda. Y el beneficio ordinario neto (el que se tiene en cuenta para el reparto del dividendo) se ha incrementado un 29,9%, a 1.376 millones.

Bogas subraya que hay “algunas oportunidades de compra”, tienen el foco en activos eólicos e hidráulicos y procederán si crea valor para los accionistas y “si el precio es atractivo”

Las inversiones de Endesa han seguido a la baja, como ya se vio en el primer semestre, pues han descendido un 14,8%, a 1.346 millones. De estas, el 46% se ha destinado a redes y el 21% a renovables, donde ya cuenta con una capacidad instalada en la Península Ibérica de 10.100 megavatios (MW) -entre hidroeléctricas, eólicas y solares-. Al hilo de las energías verdes, conviene recordar que vendió el 49,99% de una cartera solar a la empresa estatal de energía renovable emiratí Masdar por 817 millones y se ha rumoreado que podría sumar más megavatios al acuerdo e incluso que a Endesa le podrían interesar las hidráulicas que Acciona quiere vender. Al hilo de esto último, Bogas ha subrayado que hay “algunas oportunidades de compra”, tienen el foco en activos eólicos e hidráulicos y procederán si crea valor para los accionistas y “si el precio es atractivo”. Y en redes, confía en que los reguladores mejoren la retribución, pues serán aún de mayor importancia, no sólo por el despliegue de renovables, sino por el creciente negocio de los centros de datos: Endesa ya tiene comprometidos 3 gigavatios (GW) en la red, lo que supondrá un consumo anual de 15 teravatios-hora (TWh) -equivalente al 6% de todo el consumo eléctrico español actual-, y Bogas espera otros 15 TWh para 2030, alcanzando a representar el 13% del consumo total.

Y respecto al impuesto energético que el Gobierno quiere convertir en permanente, no ha habido avisos sobre inversiones (como hicieron la semana pasada Repsol y Cepsa -que este miércoles ha pasado a llamarse Moeve-) y siguen respaldando la postura de la patronal eléctrica Aelec.

Un gravamen que nació como extraordinario y que le supuso un pago de 208 millones en 2022 y de 202 millones en 2023. Eso sí, Endesa ha destacado que ha contabilizado “una tasa fiscal efectiva del 27%, afectada por la no deductibilidad del gravamen extraordinario aprobado en 2022”.

7.- Los ciclos combinados necesitan urgente la subasta de capacidad: su producción se desploma a mínimos de 10 años.

elperiodicodelaenergia.com, 28 de octubre de 2024.

Sin un pago por capacidad, las eléctricas no pueden mantener el negocio de los ciclos combinados y se verían abocadas a pedir el cierre de las centrales deficitarias.



Los ciclos combinados están viviendo uno de sus peores años desde que llegaron al mix eléctrico a finales de los noventa. La demanda de gas para el sector eléctrico está cayendo en picado y la generación con los ciclos está prácticamente fuera de combate.

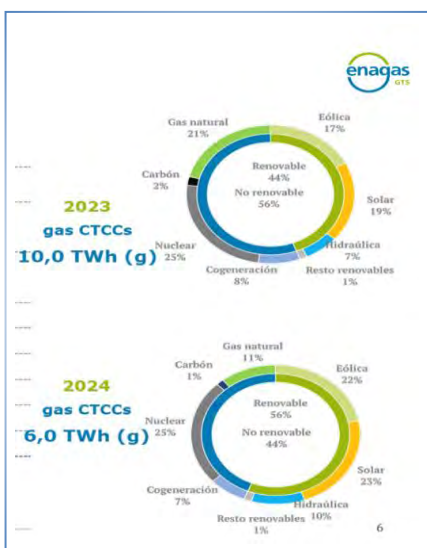
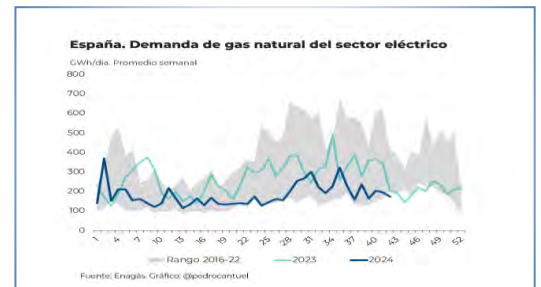
Según Pedro Cantuel, analista de activos de generación de Ignis, la demanda de gas para generar electricidad se mantiene en mínimos en España y durante este mes de octubre ya es un 35% menor que la registrada el año pasado.

Según Enagás, operador del sistema gasista, la demanda de gas para el sector eléctrico en los nueve primeros meses del año (falta el boletín estadístico de octubre por conocer) es un 33% menor, por lo que ha empeorado en este octubre.

Generación eléctrica en mínimos

En cuanto a generación eléctrica, los ciclos combinados están de capa caída. Desde hacía más de 10 años que no se veía un dato de producción tan bajo.

Cantuel asegura que la generación de los ciclos combinados se hunde un 43% frente a la producción del año 2023 y cerrará octubre en mínimos de 10 años con algo menos de 2 TWh, o el 10% del mix eléctrico.



Según Enagás, cogiendo datos de Red Eléctrica, la generación el año pasado era prácticamente el doble. En los nueve primeros meses de 2023 ya había producido 10 TWh mientras que en este año supera los 6 TWh, lo que significa sólo un 11% del mix eléctrico.

Pago por capacidad

Con esta situación de los ciclos combinados cada vez menos operativo se hace fundamental y primordial que el Gobierno apruebe cuanto antes la nueva subasta de capacidad para otorgarle a los ciclos combinados un nuevo pago por capacidad que le haga poder mantenerse dentro del mix como fuente de respaldo de las renovables.

En un año como este 2024 donde las renovables y la nuclear han copado el mix, el papel de los ciclos ha sido paupérrimo. Ya se dejó atrás el excelente 2022 de generación gracias al tope al gas del Gobierno.

Ahora, la previsión es que su papel sea cada vez más pequeño dentro del mix, rondando el 10% o incluso por debajo, pero su protagonismo es fundamental sobre todo cuando hay más demanda (verano e invierno) y tiene que sustituir a alguna tecnología renovable.

La previsión para 2025 es que vuelva a ser un año con bastante agua y por tanto la generación hidráulica se mantendrá alta, si a ello le sumas mayor capacidad de solar fotovoltaica, lo más probable es que el papel de los ciclos sea también bajo, solo dependiendo de las temperaturas que tengamos tanto en verano como en invierno. Si son extremas, acabaremos usando más ciclos para cubrir la demanda.

8.- La italiana Endesa gana un 33% más: cierra septiembre con 1.404 millones.

elplural.com, 30 de octubre de 2024.

La eléctrica dependiente de Enel ratifica sus objetivos anuales a pesar del impacto del impuesto extraordinario.



La italiana Endesa ha ganado un **33% más** entre enero y septiembre y ha cerrado el tercer trimestre del año con un **beneficio neto de 1.404 millones** de euros. La eléctrica dependiente de la compañía italiana Enel, con capital público del Gobierno de **Giorgia Meloni**, ha registrado una positiva evolución en el tercer trimestre que le ha permitido retomar en términos interanuales la senda de crecimiento del beneficio neto consolidado al cierre del mes de septiembre, con la consiguiente mejora del beneficio. Asimismo, el resultado bruto de explotación (**EBITDA**) ha aumentado un 16% hasta los **3.881 millones de euros**.

El **mercado** ha recibido las cuentas financieras de Endesa con **subidas de la acción** desde el mismo arranque de la sesión bursátil. Así, la eléctrica **cotiza al alza** en el Ibex 35 con un precio de la acción de alrededor de los 19,68 euros.

La eléctrica defiende la buena marcha de su negocio en lo que va de año por la aportación positiva de todas sus **líneas de negocio**, tanto las que operan en el **mercado liberalizado** (Generación y Comercialización, que suman 425 millones con un alza interanual del 20%) como en el mercado **regulado**, con el negocio de distribución registrando un **alza del 7%** tras aportar 102 millones de euros más que en el ejercicio 2023.

La mejora del beneficio de la eléctrica italiana se explica fundamentalmente por la evolución del EBITDA, en especial en el **negocio del gas**, que se habría recuperado ya de la situación de mercado de 2023, tal y como defiende Endesa en sus cuentas trimestrales.

Endesa defiende haber pagado una tasa fiscal efectiva del 27%

En cuanto al pago de **impuestos**, la compañía asegura haber pagado una **tasa fiscal efectiva del 27%** hasta septiembre, una cifra afectada por la **no deductibilidad del gravamen extraordinario** aprobado en 2022 de forma temporal para las **energéticas** y la gran banca. Sin embargo, el Gobierno -al menos **Sumar**- mantiene la intención de **hacer permanente este impuesto** a partir del próximo 1 de enero de 2025, una vez termine la vigencia para la que fue diseñado el gravamen de forma inicial.

En las cuentas presentadas este miércoles a la CNMV, sobresale la **generación de caja de 1.500 millones de euros** en el tercer trimestre, lo que sitúa esta magnitud en los nueve primeros meses en 2.669 millones, ligeramente por debajo de 2023. Con ello, la ratio entre flujo de las operaciones y deuda financiera neta se sitúa en el 44% al cierre de septiembre. Asimismo, la **deuda neta** de Endesa ha cerrado septiembre en los **10.400 millones de euros**, al mismo nivel que en el cierre de 2023.

La deuda bruta disminuye un 2% hasta los 13.400 millones mientras que la ratio de **apalancamiento** (deuda neta respecto al EBITDA) disminuye hasta 2,4 veces.

Además, la compañía ha subrayado ante los inversores la **recuperación de la demanda de electricidad** en la Península Ibérica, un 1,5% más en términos ajustados respecto a 2023, lo que apunta a un **cambio de tendencia** tras varios ejercicios de descenso.

Los precios medios en el pool eléctrico han seguido su **normalización** situándose ya en los 52 euros/MWh, un 42% menos que en los nueve primeros meses del año pasado, tal y como explica la eléctrica.

Endesa ha vendido la mitad de su cartera solar

En cuanto a la senda de **descarbonización**, la eléctrica defiende haber situado ya la producción **libre de emisiones de CO2** en la península en el **88% del total**, nueve puntos más respecto al mismo periodo del año anterior. La capacidad de generación peninsular en **fuentes renovables**, ya sea hidroeléctrica, eólica o solar, suman ya 10.100 MW. A este respecto, Endesa ha destacado los progresos en la estrategia de **partnership** en el negocio renovable **al firmar un acuerdo** con un socio para la **venta del 49%** de su cartera de activos solares en operación por 817 millones, y con el que ha firmado un PPA a quince años para seguir contando con la producción de esas 48 plantas fotovoltaicas.

En este sentido, la **inversión** total de Endesa hasta septiembre se ha situado en los **1.300 millones de euros**. Los negocios de **redes**, que representan ya el 46% del total, y el de renovables, con un porcentaje del 21%, son los dos grandes pilares de la estrategia de **transición energética** de la compañía y absorben casi el 70% del total en conjunto. Endesa ha puesto también sobre el papel la **fuerte competencia** vivida en el arranque de 2024 en el **mercado de electricidad**, circunstancia derivada de la **bajada de los precios eléctricos**. Ante esto, las cuentas del tercer trimestre de Endesa han cerrado con una **estabilización de la clientela** en el mercado libre, con **6,7 millones de clientes**. Por otro lado, defiende tener ya **vendida** de antemano el 98% de su producción propia para 2024, el 97% para 2025 y el 70% para 2026, lo que le permite **proteger sus márgenes de la volatilidad** del mercado.

En este sentido, el margen de comercialización ha crecido hasta los 18 euros/MWh, desde los 13 registrados en los nueve primeros meses del pasado año.

En cuanto al **negocio del gas**, **se redujo** el volumen total comercializado en un 15% hasta 53 TWh, debido especialmente al menor consumo en las centrales de ciclo combinado. La compañía tiene vendido ya el 97% del gas que compra para 2024, el 93% para 2025 y el 70% para 2026. El margen se ha recuperado este ejercicio hasta los 2 euros/MWh, previendo cerrar el año ya por encima de ese nivel. Tras la **mejora de los resultados** hasta septiembre, la eléctrica ha ratificado el **cumplimiento de los objetivos** marcados para este ejercicio 2024.

9.- Centros de datos y sector energético, condenados a entenderse.

elperiodicodelaenergia.com, 25 de octubre de 2024.

Existe una oportunidad de ida y vuelta para las compañías tecnológicas en su cumplimiento de los objetivos ESG y el de sus clientes, presentes también en un sector, el energético, con un fuerte componente de sostenibilidad.

El entrenamiento de los modelos de inteligencia artificial y la generación de respuestas requieren operar una gran cantidad de datos de sus procesadores en la nube y, por tanto, exigen un elevado consumo de electricidad y de agua, necesaria para refrigerarlos y asegurar su funcionamiento.

Este desafío a los compromisos ESG impacta particularmente en España, un enclave estratégico por ser cruce de autopistas digitales entre Europa, África y América Latina y donde se han aprobado, desde principios de la década, una treintena de nuevos proyectos para albergar centros de datos y que, según las previsiones, duplicarán esta cifra en los próximos años.



Según el reciente informe anual sobre electricidad de la **Agencia Internacional de la Energía (AIE)**, los centros de datos consumieron 460TWh en 2022, una cifra que, según sus estimaciones, podría aumentar a más de 1.000TWh en 2026.

La sostenibilidad es fundamental

Además, los cálculos conocidos y llamativos sobre el consumo de agua que requiere, por ejemplo, una respuesta de ChatGPT también están impulsando la búsqueda de soluciones al reto que plantean los centros de datos y la potencia de cálculo de la IA en un escenario socioeconómico con un horizonte de sostenibilidad.

La industria avanza, por tanto, hacia un modelo de desarrollo que sea capaz de impulsar la inteligencia artificial y su capacidad transformadora para empresas y administraciones sin desatender los compromisos ESG.

Desde **SpainDC**, la asociación de *data center* en España, destacan el método *liquid cooling* o refrigeración líquida que, empleando una pequeña cantidad de agua que se mueve continuamente en un circuito cerrado en lugar de evaporarse, permite refrigerar los servidores reduciendo su impacto en la huella hídrica. Y los *hiperescaladores* están avanzando en la reducción de las emisiones de CO2 con experiencias como el de Microsoft, que está investigando las posibilidades del hidrógeno verde para suministrar energía a sus centros de datos, o el de Google y sus paneles solares para alimentar sus regiones *data center*.

Mientras y frente al uso mayoritario de combustibles fósiles para garantizar la movilidad de las personas, la habitabilidad de las viviendas y el sostenimiento del sistema económico, el contexto europeo propicia la electrificación de la economía y el consumo de renovables: la UE quiere acelerar su adopción para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones netas de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % de aquí a 2030.

Aumentar la demanda eléctrica

El crecimiento exponencial de la demanda energética que requieren los centros de datos se contempla como una oportunidad para responder al actual desfase entre el exceso de oferta y la escasez de demanda de energía verde, singularidad de una potencia mundial en la generación de solar o eólica como es España: la demanda eléctrica caía el año pasado hasta quedarse a niveles de hace dos décadas, según los registros de Red Eléctrica (REE), y el sector de las renovables alertaba sobre la viabilidad de nuevas plantas.

En España, enclave estratégico por el cruce de autopistas digitales antes mencionado, las propias compañías de generación renovable están desarrollando planes *green IT* –proyectos para incentivar la eficiencia energética en la tecnología– con foco en los centros de datos, que garantizan un consumo constante y potencialmente creciente las 24 horas los 365 días al año.

Según la tecnológica Minsait, "este flujo se presenta como una oportunidad de ida y vuelta para las compañías tecnológicas en su cumplimiento de los objetivos ESG y el de sus clientes, presentes también en un sector, el energético, con un fuerte componente de sostenibilidad."

Viceversa: el uso de la IA por parte del sector energético

También uno de los sectores que más utiliza la Inteligencia Artificial en sus procesos productivos es el energético.

El mundo de la energía se encuentra en pleno proceso de transformación y la IA se percibe como una herramienta clave para abordar desafíos como la transición hacia fuentes de energía más limpia, la optimización de infraestructuras o la gestión de la demanda.

Las empresas de energía y *utilities* llevan años aplicando soluciones de IA y un 67% de ellas estima que aumentará considerablemente su presupuesto en ellas en los próximos dos años. Así lo revela [el informe Ascendant de Minsait](#) que, bajo el título *IA: radiografía de una revolución en marcha*, analiza el grado de adopción de la inteligencia artificial en compañías privadas e instituciones públicas de 15 sectores diferentes de actividad.

El estudio ha evidenciado un alto grado de madurez en la implementación de la IA en el sector.

En los últimos años se ha observado cómo las compañías energéticas la integraban en sus distintas áreas de negocio, una tendencia que sigue expandiéndose en la cadena de valor teniendo en cuenta criterios de coste-beneficio y responsabilidad social. Ahora ya son una mayoría las que tienen planes integrados y trabajan para su aplicación a gran escala en los próximos dos años.

Múltiples usos

Este uso extensivo se refleja en múltiples casos de uso que las organizaciones ya están aplicando, como la optimización de la planificación y construcción de redes de distribución, la ubicación eficiente de activos críticos o plantas, la anticipación de fallos o conexiones anómalas y la mejora en los procesos de toma de decisiones. Además, un 44% de las empresas del sector están centrando sus esfuerzos en el área de ESG, como el análisis y pronóstico del impacto medioambiental.

También destaca el uso de la inteligencia artificial para identificar, explorar, extraer y transportar recursos energéticos (30%), especialmente la optimización de rutas y los mantenimientos predictivos de las infraestructuras. En relación con las áreas de distribución, un 22% de las empresas utilizan la IA para la detección de fugas y fraude en la red.

Además, cabe mencionar que en el 71% de las empresas, la motivación principal para comenzar a usar la IA o hacerlo de forma intensiva es mejorar la eficiencia y optimizar procesos internos. Sin embargo, a pesar de la variedad y gran cantidad de datos que las empresas energéticas son capaces de captar, especialmente en tiempo real, estas compañías necesitan reforzar su capacidad de análisis para extraer el máximo valor.

10.- Naturgy: los gases renovables al servicio de la descarbonización.

eleconomista.es, 25 de octubre de 2024.

Naturgy está inmersa en una gran transformación con el compromiso estratégico de alcanzar una solución equilibrada al trilema energético: contribuir a la descarbonización de la economía, asegurar la seguridad de suministro y mantener un precio asequible de la energía para todos los consumidores.

El sistema gasista español es flexible, moderno y está preparado para la descarbonización, por lo que las redes de gas deben ocupar un rol central en la planificación para una transición energética que resuelva este "trilema energético". Es este sentido, la **inversión en gases renovables nos acerca a una energía más limpia, segura y asequible.**

El gas renovable se obtiene a partir del tratamiento de los residuos urbanos, agrícolas, ganaderos y de la industria agroalimentaria, así como de la depuración de las aguas residuales. Son gases procedentes de fuentes renovables, por lo que no generan emisiones contaminantes.

Por ello, su **desarrollo es clave para la descarbonización del sector energético y de la economía.** Los gases renovables son principalmente el biometano y el hidrógeno verde.



Naturgy quiere liderar el impulso de los gases renovables en España tanto en la producción y distribución de biometano en el corto plazo, como en el desarrollo del hidrógeno como vector energético que tendrá un impacto significativo en el mix energético a medio plazo. **La compañía está bien posicionada para aprovechar la oportunidad que ofrecen los gases renovables** para avanzar hacia la descarbonización y está dispuesta a desplegar importantes inversiones y recursos en este negocio.

España es el tercer país europeo con mayor potencial de producción de biometano.

Según un estudio de Sedigas, se estima en 163 TWh/a: con este potencial podríamos suministrar con biometano el equivalente al 40% de la demanda nacional de gas natural. Al mismo tiempo, **permitiría ahorrar la emisión de 8,3 millones de toneladas de metano** que, de otra manera, se liberarían a la atmósfera por la descomposición de los residuos reutilizados para generarlo. Además, desarrollar el potencial de biometano en España supondría un ahorro de hasta 4.000 millones de euros para los consumidores por la reducción de las compras a países terceros.

El reciente borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) ha duplicado el objetivo de producción de gases renovables hasta los 20 TWh/año en 2030, lo que demuestra su importante papel en la transición energética. Pero España, a pesar de su enorme potencial, **acumula un notable retraso en la producción y consumo de este gas renovable** frente a otros países europeos como Francia o Dinamarca. Francia tiene más de 400 planta en operación, Alemania más de 200 y Reino Unido más de 100.

Y es que el biometano se perfila como una de las grandes claves en la reducción de emisiones, ya que, al tener cualidades similares al gas natural, puede distribuirse a través de la infraestructura gasista existente y emplearse en hogares, industrias, comercios y también para movilidad en el transporte. Hoy en día todas las calderas **están preparadas para funcionar al 100% con biometano sin necesidad de ninguna inversión**: la caldera de condensación con biometano es la mejor y más barata forma de descarbonizar los hogares. Además, el biometano ya puede circular por la actual infraestructura de gas natural, eje vertebrador de la descarbonización en el hogar.



El gas renovable está llamado a jugar un papel central en la transición energética en España: nos permitirá diversificar fuentes de energía y aumentar la autonomía energética, puesto que las fuentes renovables tienen su origen en el país. Además, son fáciles de almacenar, una flexibilidad que no tienen otras energías.

El biometano lleva más de 50 años entre nosotros. Este gas renovable es ya es una tecnología madura, asequible y almacenable que contribuye a dar estabilidad y capacidad de almacenamiento al sistema eléctrico. Además, **el biometano es una fuente de energía limpia y autóctona**, que contribuye a asegurar la garantía de suministro, a reducir la factura exterior en la balanza comercial y a reducir los problemas de la gestión de residuos.

El desarrollo del biometano permitiría la creación de empleo y el desarrollo de las zonas rurales. Adicionalmente, promueve la economía circular con la optimización de los residuos, puesto que los residuos ganaderos y agrícolas son una de las principales materias primas para su producción. Además, **los fertilizantes orgánicos son otro producto generado en el proceso**, completando el ciclo de la economía circular. Y el despliegue de este enorme potencial, no solo aportaría una gran riqueza a la economía, sino que contribuiría a solucionar dos grandes desafíos: la gestión eficiente de los residuos y el reto demográfico.

Naturgy tiene una decidida apuesta por innovar para hacer realidad el gas renovable. La compañía tiene un modelo de desarrollo basado en la colaboración multisectorial y las alianzas. Naturgy cuenta con tres plantas de producción propia (una en Galicia y dos en Cataluña) que actualmente están inyectando biometano en la red, y sumará en los próximos meses dos nuevas instalaciones de biometano en Valencia y Sevilla. **Con estas cinco plantas Naturgy contará con un total de 104 GWh anuales de producción de biometano.**

Además, Nedgia, la distribuidora de gas del Grupo, está jugando también un papel estratégico en el despliegue de los gases renovables a través de una infraestructura gasista compuesta por **una red de más de 57.000 kilómetros presente en 1.150 municipios.**

El biometano es la alternativa de descarbonización más sostenible medioambiental, económica y socialmente, porque significa emisiones netas negativas, economía circular y reducción de residuos. La confiabilidad, adaptabilidad, impacto ambiental, universalización de su uso y las contribuciones económicas convierten al biometano en un elemento vital para un futuro próspero con una energía más sostenible y segura.

11.- Endesa pide un endurecimiento de las penas para acabar con el fraude eléctrico.

canalsur.es, 28 de octubre de 2024.

El director general de Redes, José Manuel Revuelta, ha advertido en [Despierta Andalucía](#) que las sanciones en España son muy "laxas" respecto a otros países del entorno, lo que está produciendo un "efecto llamada" entre las bandas criminales.

El director general de Redes de Endesa, José Manuel Revuelta, ha demandado en [Despierta Andalucía](#), un cambio legal urgente en España para **endurecer las penas por fraude energético y equipararlas a otros países europeos.**

"Todo esto proviene de singularidad legal", explica. En España "las penas son mucho más laxas que en países de nuestro entorno y **eso lo han descubierto bandas de otros países y el problema se está expandiendo por toda Andalucía**, según alerta este directivo de la compañía energética, que también apunta que en **países como Alemania o Italia** los enganches ilegales -en muchas ocasiones vinculados al cultivo de marihuana- pueden acarrear penas de prisión de **entre 3 y 5 años**. Esta situación, añade, está provocando un **"efecto llamada" a organizaciones de la droga**, así como la reincidencia en muchos casos.

"En Granada hay un edificio que consume lo que todo el Hospital de La Inmaculada, hemos entrado diez veces, pero la reincidencia es continua", lamenta José Manuel Revuelta. "El cambio legal es fundamental para acabar con esto", asegura.

También pone de relieve la **peligrosidad de estas prácticas ilegales** para quienes las llevan a cabo y para los vecinos afectados, los daños que provocan en las infraestructuras de suministro con "12 instalaciones destruidas este verano en Andalucía", así como el coste de la energía defraudada que acabamos pagando entre todos los usuarios. **Cada piso dedicado al cultivo de marihuana, señala Revuelta, representa el consumo de entre 80 y 100 viviendas.**

Y el impacto económico es demoledor. **Se cifra en más de 2.000 millones de euros en 2023.** "Los grandes perjudicados son los ciudadanos honrados de estos barrios", algunos tan afectados como los del Polígono Sur de Sevilla o el Polígono Norte de Granada.

En España se estima que hay más de 200.000 conexiones ilegales, vinculadas en su mayoría a actividades ilícitas como las plantaciones de marihuana en casas, granjas de criptomonedas o almacenes ilegales.

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

- 1.- Cepsa se transforma en Moeve.
- 2.- El mundo se encamina actualmente a un calentamiento global de entre 2,5°C y 3°C.
- 3.- La Edad de Oro de las Renovables se enfrenta al fantasma de la demanda.
- 4.- Almacenamiento térmico: la nueva tecnología para para descarbonizar la industria española.
- 5.- Energía nuclear para alimentar la Inteligencia Artificial.
- 6.- La IA aporta a los trabajadores españoles casi una hora extra al día que invierten en creatividad, mejor equilibrio personal-profesional y pensamiento estratégico.
- 7.- De Almaraz a la planta nuclear de Google.
- 8.- Evolución 2017-2023. Creación de valor y visión a largo plazo: Iberdrola y REE lideran el crecimiento del sector energético.

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**