

www.sie.org.es

sie@sie.org.es

[@SIE_Energia](https://twitter.com/SIE_Energia)

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Unidos somos más fuertes

1.- El plan de Iberdrola para bajar la factura un 80%: ligar el precio a largo plazo y olvidarse de los tramos horarios.

elindependiente.com, 21 de abril de 2022.

Sánchez Galán vuelve a escena para pedir al Ejecutivo de Pedro Sánchez que copie las ideas del resto de países europeos.

Iberdrola presiona para que el Gobierno de Pedro Sánchez recapacite en su idea de modificar el sistema energético español. A pesar de que el Ejecutivo tiene decidida la idea de cómo pretender frenar la escalada del precio de la electricidad, con propuesta a Bruselas incluida, las eléctricas pretenden frenar las aspiraciones de España y Portugal por poner un precio tope a la tecnología del ciclo combinado (gas).

Mientras todas las compañías españolas del sector eléctrico han tenido diversas reuniones con los diferentes estamentos de Bruselas para tratar de frenar la proposición conjunta Ibérica, que pretende topar el precio de la electricidad generada en los ciclos combinados a 30 euros, los diferentes presidentes de las propias empresas **han criticado la postura del Gobierno** y promueven otras fórmulas.

El presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, explicó este miércoles que existe una posibilidad de que el precio de la **electricidad pueda hundirse “entre un 30% y un 40%”**. Para ello, habría que modificar la tarifa regulada de electricidad (PVPC), que según él solo afecta a entre el 10% y el 15% de la energía que se consume en España. El mandatario de la eléctrica sostuvo que España “es única en Europa” y pidió al Gobierno que se cree un nuevo sistema parecido al del resto de los países europeos.

“Cualquier cosa que nos haga menos Europa a largo plazo a España no le va a ir bien. Cambiemos el diseño de la tarifa regulada eléctrica”, llegó a decir el presidente de la eléctrica.

Pero ¿cómo sería este cambio? Tal y como explican las fuentes del sector a este periódico, la solución que propone Iberdrola “pasa por modificar el diseño de esta tarifa y **hacerla similar al resto de países**”. Para ello, se “debería indexar la tarifa regulada a mercados a plazo en lugar al precio spot como actualmente ocurre”. Es decir, que España debería olvidarse de las variaciones que se recogen diariamente en el mercado intradiario que se marcan en el operador nacional eléctrico, Omie. Así, tampoco serían necesarias los tramos horarios que marca nuestro mercado, en el que se han llegado a pagar más de 700 euros el magavatio a la hora.



Las mismas fuentes alegan que si en 2022 se indexase un 65% a mercado a plazo se conseguiría ya una bajada de la factura del 31%. “Esta bajada podría llegar a ser de un 60% si se continúa indexando a plazo llegando a un 80% en 2025”, remarcan fuentes del sector.

¿Cómo se mide en el resto de países?

Las eléctricas, en este sentido, ponen de ejemplo otros países de Europa que tienen un sistema diferente como, por ejemplo, **Alemania, Francia, Gran Bretaña o Italia**. En el caso germano, no existen tarifas reguladas y es la autoridad de competencia la que puede comprobar ex post que las tarifas aplicadas son razonables o por el contrario deben ser modificadas.

Nuestros vecinos del norte miden la tarifa regulada con el precio fijo de un año. Además, el coste va ligado al mercado de la energía nuclear (mayoritaria en Francia) y las previsiones que marque el regulador del país. Algo parecido sucede en Reino Unido, que se fijan las tarifas a seis meses y el coste de la energía está ligado al mercado por un período de tiempo determinado.

Sin fecha concreta

Mientras eléctricas y Gobierno se enzarzan en una nueva batalla por la crisis de los precios de la electricidad, la ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, espera como agua de mayo la **resolución de Bruselas** para saber en qué condiciones podrán topar el precio del gas en la generación de electricidad.

Si bien, tal y como adelantó este periódico, la **Comisión Europea rechazará los 30 euros por megavatio que proponen España y Portugal**, los dos países tendrán la oportunidad por un tiempo limitado de poder topar el coste energético, tal y como Bruselas se comprometió ante Pedro Sánchez y Antonio Costa, presidente del país luso.

El Ejecutivo comunitario mantiene que trata este asunto con carácter de **«urgencia»**, por lo que «todos los equipos trabajan en ello» y estudian los detalles con el objetivo de «ofrecer una respuesta a los Gobiernos sobre el resultado», aunque «hoy por hoy no hay una fecha».

Durante las últimas jornadas, ambos países han podido respirar gracias a la climatología y a la menor demanda que se está produciendo en el mercado gasístico por los confinamientos que se producen en **China por el coronavirus**. El precio del megavatio a la hora se sitúa en mínimos de 2022, si bien este viernes el Mwh sobrepasará los 200 euros.

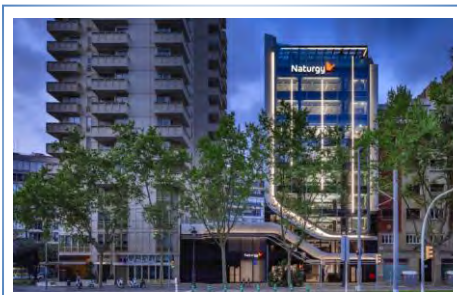
2.- Naturgy avanza la venta de su almacenamiento de gas a un fondo en plena crisis de suministro.

vozzpopuli.com, 23 de abril de 2022.

La gasista ha logrado el visto bueno de la CNMC para cerrar la operación con Teset. El paso final para el traspaso de este activo regulado depende del Ministerio para la Transición Ecológica.

Naturgy cerró en noviembre la venta de su actividad regulada de almacenamiento subterráneo de gas al fondo **Teset**, tal y **como adelantó Vozpópuli**. La gasista que preside Francisco Reynés avanza en estas semanas con los trámites que le permitan la luz verde de las autoridades. Un proceso que sigue en plena crisis de suministro de gas y en la carrera para lograr la independencia energética de Rusia.

Según explican a este medio, la **Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC)** ha dado el pase de esta operación al **Ministerio para la Transición Ecológica** después de reclamar toda la información posible a Teset. El regulador ha querido demostrar que el futuro dueño de este activo regulado tiene su sede en España y que los detalles de registro de la propiedad de este fondo.



Las dudas surgen porque esta firma de inversión es de reciente creación y se desconoce su recorrido. Según ha podido saber este periódico, **la firma fue creada en 2021** y está liderada por los inversores **Angel Escudero, Javier Zabala y José Arango**. “Teset Capital está formado por profesionales que han ocupado altos cargos ejecutivos en multinacionales de compañías industriales y fondos de infraestructuras relevantes”, describen en su web. El fondo está participado también por los fundadores de la gestora de capital riesgo **ProA Capital**.

Naturgy se decantó por la oferta de este fondo tras descartar otras opciones. **Enagás**, que es el gran operador de activos de almacenamiento de gas en España, recibió la llamada del equipo de Reynés para esta operación. La empresa que controla el Estado a través de la Sepi presentó su oferta y fue rechazada por Naturgy.

Desde el mercado adelantan que la operación está pacta "en cerca de 10 millones de euros". No obstante, la propia CNMC aseguraba en un informe de julio de 2021 que el valor neto de este activo debería ser 2,1 millones de euros en vez de 2,3 millones. **"Como consecuencia de lo anterior, habría que corregir la retribución reconocida a Naturgy para el año de gas 2021"**, comenta en su informe sobre el sistema gasista.

El acuerdo entre el fondo y la gasista incluye el 100% de la participación en **Naturgy Almacenamientos Andalucía, S.A.** sociedad que lleva a cabo la actividad regulada de almacenamiento subterráneo de gas así como ciertos activos de **Petroleum Oil & Gas España, S.A.** localizados en **Marismas (Huelva)**.

Naturgy vende una histórica concesión

La dificultad de su pacto es que la Administración tiene mucho que decir. Este proyecto se divide en tres concesiones que datan de **1998, 1989 y 1995** otorgada a la filial de Naturgy, **Petroleum Oil & Gas España**. Como recuerdan desde el sector, la Administración eligió a esta compañía por su capacidad, tanto técnica como económica importante, para gestionar el área de almacenamiento y el resto de la cadena de valor del gas natural que se producía en el estuario del Guadalquivir.

La gasista estaba gestionando antes de la venta fondos europeos para utilizar estos activos de almacenamiento para el hidrógeno. La **energética que preside Francisco Reynés**, que entró en este proyecto se produjo en 2006, por entonces conocida como Gas Natural y presidida por Salvador Gabarró, compró por cerca de 30 millones de euros Petroleum Oil & Gas a inversores institucionales. Un activo regulado que ha permitido a Naturgy recibir un ingreso recurrente por parte de la Administración en estos 15 años.

Sede de Naturgy en Barcelona

En noviembre, la gasista aceptó vendérselo a Teset y los cerca de **30 trabajadores afectados** fueron informados a través de un comunicado. **"Dicho acuerdo se materializará una vez se cumplan determinadas condiciones suspensivas previsiblemente en el primer trimestre de 2022"**, explica la compañía en sus cuentas anuales publicadas a principios de febrero. Aunque, ya en abril, el proceso avanza entre mesa y mesa de la Administración.

Desde el sector consideran que **la invasión de Ucrania** no favorece a la agilidad de un activo que puede ser otro activo que permita a España ayudar a Europa a independizarse de los hidrocarburos rusos. Un factor que puede condicionar el cierre de la venta.

3.- Reynés sale de 'roadshow' empresarial para blindar el gas en la batalla eléctrica.

lainformacion.com, 22 de abril de 2022.

El presidente de Naturgy mantuvo el martes un encuentro privado con el consejo consultivo de Funcas en el que puso el valor la actividad gasista. Dos semanas antes desplegó el mismo argumentario ante la CEDE.

El presidente de Naturgy, **Francisco Reynés**, ha dado un paso al frente con **un roadshow empresarial para abanderar el gas en plena batalla energética**. El máximo ejecutivo de la primera gasista española mantuvo este martes **una reunión a puerta cerrada con el consejo consultivo de Funcas**, el *think tank* de las antiguas cajas de ahorros, en el que puso en valor el papel del gas natural como puente hacia la transición energética, según han confirmado a **La Información** fuentes oficiales del grupo energético. Dos semanas antes, el consejero delegado de Naturgy defendió el mismo discurso en un encuentro público con la Confederación Española de Directivos y Ejecutivos (CEDE) que preside el número uno de la Fundación La Caixa, **Isidro Fainé**.

Francisco Reynés ha iniciado esta gira por el mundo de los negocios con un mensaje claro. **"No vengo a dar mi opinión, sino con un baúl cargado de datos"**, fueron las palabras que repitió el directivo catalán al inicio del cónclave de este martes, según fuentes presentes en el encuentro. Reynés ha aprovechado ambas apariciones para explicar, ante la flor y nata del mundo de los negocios, las causas de los desorbitados precios en los que el gas lleva instalado desde mediados de 2021, una situación que ha contagiado al resto de tecnologías, disparando la factura eléctrica y forzando a los gobiernos europeos a tomar medidas de carácter excepcional.



En un contexto de máxima incertidumbre, Reynés ha puesto cifra a la aportación de esta *commodity* al mix energético nacional. Según los datos aportados por el presidente de Naturgy, a los que ha tenido acceso este medio, las turbinas de gas (ciclos combinados y centrales de cogeneración) generaron 65 teravatios hora (TWh) de los 247 TWh que consumió nuestro país el año pasado. El primer ejecutivo de Naturgy ha arrancado su cruzada por el gas en **un mes decisivo para el sector energético**.

La conferencia de Reynés ante la CEDE tuvo lugar el pasado 7 de abril. Una semana antes se hizo pública la propuesta que España y Portugal han planteado a Bruselas para, en virtud de la 'bula ibérica', topar las ofertas de gas en el *pool* a **30 euros/MWh**. La medida ha cabreado al *lobby* eléctrico, que **ha elevado la presión sobre la Comisión Europea (CE)**, para tratar de tumbar el tope al gas, dado que este es el órgano que debe ratificar el plan ibérico.

Con el futuro *price cap* al gas como telón de fondo, **Reynés ha refutado el dogma verde que encarna la ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera**. Entre otras cuestiones, el presidente de Naturgy ha manifestado la necesidad de seguir invirtiendo en el despliegue y el mantenimiento de la red gasista, algo que no termina de convencer a la máxima responsable de la política energética nacional. El directivo ha alegado que esta infraestructura le ha supuesto a la economía española un importante desembolso y está llamada a convertirse en la nueva autopista de los gases renovables.

Reynés ha escogido un auditorio de alto nivel para incidir en la necesidad de invertir en infraestructuras gasistas, algo que choca con el dogma verde que encarna Ribera

Hasta ahora, Reynés había mantenido un perfil bajo en la cruzada de las grandes eléctricas contra la última reforma del Gobierno. Otros primeros espadas del sector como **Ignacio Galán** (Iberdrola) o **José Bogas** (Endesa), que han criticado abiertamente y con vehemencia la intención del Gobierno de intervenir el mercado eléctrico. La estrategia de Reynés ha sido otra. El presidente de Naturgy **ha optado por desplegar un amplio argumentario para convencer a un público selecto**.

En los dos encuentros antes mencionados, **Reynés se dirigió a un auditorio vip**, con presencia de altos cargos del ecosistema financiero y el mundo empresarial nacional. El encuentro privado con el consejo consultivo de Funcas es una muestra del perfil de audiencia en la que el directivo ha centrado el foco. Este órgano se encarga de orientar el trabajo de investigación de la Fundación, así como de valorar su plan de actividades y publicaciones. Entre sus miembros se incluyen referentes del pensamiento económico y perfiles vinculados a la alta dirección del sector bancario.

4.- ENGIE España, nuevo socio energético del Summit de desarrollo sostenible 'MadBlue 2022'.

lapublicidad.net, 22 abril de 2022.

En su apuesta por la sostenibilidad, **ENGIE España** da un paso más al posicionarse como socio energético de MadBlue, plataforma que busca impulsar la economía a través de la innovación y el desarrollo sostenible.



MadBlue 2022 se celebrará entre los días 22 de abril y 1 de mayo, convirtiendo a Madrid en la capital europea de la innovación, la ciencia y la cultura hacia el desarrollo sostenible en el marco de la **Agenda 2030**. MadBlue 2022 tiene como objetivo promover las mejores prácticas en torno al cambio climático, las ciudades sostenibles y nuevas formas de generar empleo y talento a través de la divulgación, la concienciación y la implicación ciudadana, valores acordes al propósito de ENGIE.

Tanto ENGIE como MadBlue, comparten un compromiso común, **responder a la llamada del planeta y actuar, hoy, para acelerar la transición hacia una economía neutra en carbono**, partiendo del trabajo conjunto de sociedad, empresas y administraciones para acelerar la lucha contra el cambio climático. En esta línea, **ENGIE España despliega una estrategia de descarbonización** que se apoya en dos palancas: la actuación sobre su propia producción de energía, mediante el desarrollo de energías renovables, y la oferta de soluciones que permitan reducir los costes, el consumo de energía y las emisiones de CO₂.

El evento, respaldado por la iniciativa tanto pública como privada, ha sido distinguido como **acontecimiento de excepcional interés público por el Gobierno de España**. Durante una semana, MadBlue desarrollará un amplio programa que abarca un conjunto de actividades entre las que destacan: conferencias para debatir, descubrir y dialogar sobre soluciones para el futuro y la sostenibilidad; talleres que proporcionen a la sociedad herramientas creativas para convertirse en protagonistas de la transformación; exposiciones de arte y cultura para repensar los patrones de consumo y producción y hacer las ciudades y sociedades más sostenibles e inclusivas y otras experiencias que generan compromiso y comunidad alrededor de la transformación sostenible como conciertos y carreras o proyectos de reforestación.

5.- Acciona Energía gestionará activos energéticos de Unibail.

eleconomista.es, 22 de abril de 2022.

Instalarán siete plantas fotovoltaicas que reducirán el consumo eléctrico anual un 14%.

El propietario de centros comerciales **Unibail-Rodamco-Westfield** (URW) ha elegido a Acciona Energía para llevar a cabo **su proyecto de descarbonización** mediante el suministro de energía 100% renovable y la gestión integral de los servicios energéticos de siete de sus establecimientos en España durante los próximos 15 años.

Mediante este acuerdo, renovable cada cinco años, Acciona Energía será la encargada de garantizar el suministro de electricidad renovable procedente de sus activos en España y **llevará a cabo un proyecto de eficiencia** energética que incluye la digitalización y el control remoto de la gestión, el análisis de la situación actual de cada uno de los centros comerciales y la renovación y optimización de sus activos energéticos, junto con los correspondientes servicios de mantenimiento de las instalaciones.

Medidas y objetivos



Entre las medidas para la mejora de la eficiente energética planteadas por Acciona Energía se encuentra la instalación de **más de 40.000 metros cuadrados** de paneles fotovoltaicos y la integración de un sistema de sensores que unificarán todos los servicios energéticos en una misma plataforma de gestión remota e inteligente permitiendo a URW poder hacer un seguimiento en detalle y tiempo real del consumo energético de sus centros.

El consumo anual eléctrico de los centros comerciales involucrados se verá reducido en más del 14% gracias a este conjunto de medidas que, además, acercarán a URW a sus objetivos corporativos de descarbonización, entre ellos **reducir un 30% el consumo** de sus centros comerciales y multiplicar por seis su capacidad de energía renovable desde 2015.

La consecución de esta meta, inicialmente fijada para el año 2030, y que se enmarca en la estrategia Better Places 2030 de la compañía, se adelantaría de tal manera que se **alcanzaría en 2023** y permitiría a Unibail-Rodamco-Westfield certificarse en la norma de gestión de la energía empresarial más utilizada en el mundo denominada ISO 50.001.

6.- España, a la cabeza en producción de energía eléctrica renovable.

energetica21.com, 22 de abril de 2022.

Con motivo del Día de la Tierra, Esri España, empresa de location intelligence, ha lanzado una **aplicación de Producción Energética** con mapas interactivos que permiten analizar y visualizar el estado y la implantación de fuentes de energía alternativas en España y Europa entre los años 2017 y 2020.

La herramienta de Esri España recoge **datos oficiales procedentes de la Oficina Europea de Estadística (Eurostat)**, del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico y de la Red Eléctrica de España que, plasmados sobre dos aplicaciones, una con datos de la Unión Europea para su visualización por países y, otra con datos de España, para su consulta a nivel provincial, muestran cómo España se encuentra entre los países con mayor producción bruta de energía eléctrica (GWh) procedente de diferentes energías renovables.



De estos visores es posible extraer que, por tipos de energías renovables, **la energía eólica ha sido la energía alternativa de mayor generación (57.004 GWh) en nuestro país**, seguida de la energía hidráulica (30.668 GWh), la fotovoltaica (15.675 GWh), la solar térmica (4.992 GWh) y la energía mareomotriz (27 GWh).

A nivel europeo, estas cifras sitúan a España en la primera posición en producción bruta de energía eléctrica producida a partir de energía solar térmica; en segunda posición tanto en la producción bruta de energía eólica como mareomotriz, solo superada por Alemania (122.452 GWh) y Francia (482 GWh); y en tercera posición en la producción bruta de energía solar fotovoltaica, por detrás de Alemania (48.641 GWh) e Italia (24.942 GWh). Nuestro país ocupa también la sexta posición en la producción bruta de energía hidráulica, lejos de países como Noruega (142.092 GWh) y Suecia (66.572 GWh).

Otro dato reseñable es la **12ª posición que España ocupa a nivel europeo con un 43% de su producción de electricidad procedente de energías alternativas en relación con el total de electricidad que consume**. En el Top 3 encontramos a Noruega, Islandia y Albania, con excedentes de producción energética del 114%, 103% y 100%, respectivamente.

En cuanto al porcentaje de energía total producida a partir de fuentes no renovables, España ocupa el 29º lugar con un 48% de la energía procedente de combustibles fósiles. Lituania (97%), Malta (90%) y Chipre (89%) ocupan los primeros puestos.

Provincia a provincia

- **Energía eólica:** Zaragoza (5490 GWh) y Lugo (4648 GWh) son las provincias españolas con mayor producción de energía eólica, mientras que, de las provincias que producen esta energía, Baleares (4 GWh) y Jaén (21 GWh) son las que menos generan.
- **Energía nuclear:** Las dos provincias con mayor producción de energía nuclear en España son Tarragona (23.887 GWh) y Cáceres (15.263 GWh). Valencia (8.892 GWh) y Guadalajara (7.717 GWh) cierran la lista de provincias productoras de la energía contenida en el núcleo de un átomo.
- **Energía solar fotovoltaica.** Murcia (1.880 GWh) y Sevilla (1.781 GWh) lideran la producción de energía solar fotovoltaica, obtenida a partir de paneles solares que convierten la radiación solar directamente en electricidad. Asturias (1 GWh) y Cantabria (2 GWh) son las dos provincias españolas que producen esta energía en menor cantidad.
- **Energía solar térmica:** Las dos provincias con mayor producción de energía solar térmica, obtenida a partir de captadores solares que convierten la radiación solar en calor, son Badajoz (1.391 GWh) y Sevilla (793 GWh). Murcia (40 GWh) y Lleida (60 GWh) completan por abajo la tabla de provincias productoras.
- **Energía hidráulica:** Ourense (4.763 GWh) y Salamanca (4.524 GWh) son las mayores productoras a nivel nacional de energía hidroeléctrica. Mientras que Ciudad Real (0 GWh), Cádiz (4 GWh) y Alicante (1 GWh) las que menos generan de las provincias que producen esta energía.
- **Energía fósil:** Los principales puntos de producción de energía proveniente de combustibles fósiles son las provincias de Cádiz (8.129 GWh) y Murcia (8.076 GWh). Ávila (1 GWh) y Zamora (17 GWh) las que menos.

Los dashboard interactivos, desarrollados con tecnología ArcGIS de Esri España, muestran cómo la producción de energías renovables ha crecido en los últimos años, aunque no todos los países europeos ni provincias españolas avanzan al mismo ritmo. Por ejemplo, España no produce energía a partir de fuentes geotérmicas. De ambos cuadros de mando es posible extraer otros datos comparativos y evolutivos con los que realizar complejos análisis.

El lanzamiento de los mapas tiene lugar con motivo del **Día Mundial de la Tierra, celebrado por Naciones Unidas para concienciar a la humanidad sobre los problemas generados por la superpoblación, la contaminación, la conservación de la biodiversidad, o promover el uso de fuentes alternativas y disminuir el uso de las energías no renovables**, entre otras preocupaciones ambientales.

7.- Las Palmas sacará a concurso 200.000 metros cuadrados de terreno portuario para la industria eólica marina.

energias-renovables.com, Viernes, 22 de abril de 2022.

El consejero de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias, José Antonio Valbuena, ha visitado las instalaciones del Puerto de Las Palmas de Gran Canaria junto al presidente de la Autoridad Portuaria, Luis Ibarra, para conocer los avances del proyecto de mejora de eficiencia energética que ya está en marcha en este emplazamiento costero.

Ambos han analizado además, entre otras cuestiones, la próxima publicación de un concurso público en el que la empresa que resulte ganadora dispondrá de 200.000 metros cuadrados de terreno portuario destinado a la "construcción, preparación y botadura de los componentes necesarios para la producción de energía eólica marina".

El consejero José Antonio Valbuena, que ha conocido por boca del presidente de la Autoridad Portuaria el proyecto puesto en marcha para mejorar la eficiencia energética del Puerto de Las Palmas, ha destacado "la renovación integral de muchas de sus infraestructuras para convertirse en un referente en materia de sostenibilidad para otras instalaciones portuarias del país". Por su parte, el presidente de la Autoridad Portuaria, Luis Ibarra, ha recordado que uno de los objetivos estratégicos de esta infraestructura clave de la isla es "fomentar la transición, paulatina y coordinada con los operadores portuarios, del offshore oil & gas al offshore eólico, y mantener así el efecto multiplicador de este sector sobre la economía de las empresas auxiliares y de la ciudad".



Además, y, entre otras cuestiones, ambos dirigentes han analizado, junto a la directora autonómica de Energía, Rosana Melián, la próxima publicación de un concurso público en el que la empresa que resulte ganadora dispondrá de 200.000 metros cuadrados de terreno portuario destinado a la construcción, preparación y botadura de los componentes necesarios para la producción de energía eólica marina.

El **Gobierno de Canarias** considera esta "una apuesta de gran calado que facilitará y reforzará la implantación de este tipo de energía offshore en las islas y en todo el entorno atlántico", una apuesta por la que ya se han interesado "varias empresas especializadas", tal y como pudo comprobar recientemente el consejero regional -destaca el Ejecutivo canario en su comunicado- durante su participación en WindEurope 2022, el gran congreso-exposición de la industria eólica europea, que este año ha tenido lugar (hace solo unas semanas) en Bilbao. Canarias está trabajando actualmente en su planificación energética para los próximos años, mediante el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan) y sus distintas estrategias de apoyo, entre las que se encuentra una herramienta específica dedicada a las posibilidades y zonas favorables para la implantación de la eólica marina en el Archipiélago.

8.- La demanda eléctrica industrial cae más que al principio de la pandemia.

eleconomista.es, 23 de abril de 2022.

- **Se sitúa en un 2,3% menos que en el mismo periodo del año anterior.**

La demanda eléctrica industrial **ha caído un 2,3% durante el primer trimestre de 2022** respecto al año anterior, e incluso se ha situado por debajo del mismo periodo de tiempo de 2020, marcado por la pandemia, donde la actividad económica quedó relegada a lo meramente esencial. Al parón industrial de marzo, junto a los meses de enero y febrero, en los que ya se apreciaba cierta ralentización empresarial a consecuencia de los aumentos de precios que se venían acumulando durante los últimos periodos, se ha sumado el impacto adicional generado por la invasión rusa de Ucrania.

La demanda eléctrica nacional del mes de marzo se estima en **21.487 gigavatios hora, un 1,5% inferior** a la registrada en el mismo mes del año pasado, de acuerdo con los datos oficiales proporcionados por Red Eléctrica de España. En los tres primeros meses de 2022, la demanda se estima en 64.339 gigavatios hora, una cantidad que se traduce en un 2,3% menos que en el mismo periodo de 2021, teniendo en cuenta el calendario y las temperaturas.



Estas cifras, como se mencionaba anteriormente, son inferiores a los **datos del pasado 2020**, un año marcado por el inicio de la pandemia de Covid-19. En concreto, aquel año se demandó un total de 65.734 gigavatios hora, a pesar de que la última quincena de marzo la actividad económica estuvo casi parada.

Actividad

No cabe duda alguna de que la actividad industrial sigue condicionando la evolución del índice general de grandes consumidores que presenta un perfil de progresiva desaceleración desde el **mes de abril del pasado año**. Así, durante el mes de marzo ha continuado el proceso de deterioro de las tasas interanuales del componente industrial que se viene registrando desde principios del año y donde los bienes industriales intermedios, lastrados por las coquerías y las industrias metalúrgicas, presentan los mayores deterioros relativos.

En las componentes de servicios, por el contrario, se mantiene el proceso de avance interanual tras las fuertes caídas **registradas durante los meses de confinamiento**, aunque también parecen haber acusado ligeramente los efectos del conflicto armado iniciado a finales de febrero al este de Europa. Adicionalmente, el transporte por carretera refleja los efectos de la huelga desarrollada en las últimas semanas.

En términos medios el primer trimestre del año se ha cerrado con un **retroceso interanual en torno al 3%**, frente al avance registrado el trimestre anterior, con una ligera aceleración de la componente de servicios y un importante deterioro en la industria.

9.- La próxima revolución del recibo de la luz: un precio diferente cada 15 minutos y no cada hora.

epe.es, 24 de abril de 2022.

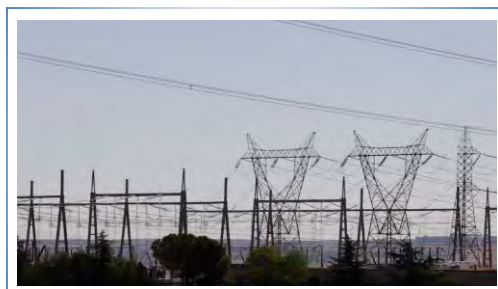
El mercado eléctrico español ya trabaja en coordinación con Europa en el nuevo sistema de fijación de precios con el objetivo de reducir los tiempos y ajustar aún más la producción a la demanda de cada momento del día. Ya no habrá 24 precios distintos cada día, sino 96.

En los últimos meses el mercado mayorista de la electricidad ha estado marcando máximos históricos y la crisis se ha venido agudizándose en las últimas semanas por el impacto en los precios energéticos de la [invasión militar de Rusia sobre Ucrania](#).

Récord tras récord, los ciudadanos han visibilizado que [el precio del mercado eléctrico](#) cambia en los diferentes momentos del día. El coste energético varía de una hora a otra para millones de hogares y eso ha ido calando.

No siempre fue así. Hasta hace unos años el mercado mayorista eléctrico -donde generadoras, comercializadoras y *traders* compran y venden la electricidad que se consumirá al día siguiente- marcaba exclusivamente un precio medio diario. Fue el 1 de julio de 2015 cuando empezaron a marcarse precios diferentes en cada hora del día para los clientes acogidos a la tarifa regulada (hoy unos 10 millones de hogares) y para los consumidores que compran la electricidad directamente en el mercado.

El operador del sistema eléctrico (**Red Eléctrica**) ajusta la producción eléctrica requerida y el consumo previsto hora tras hora y el gestor del mercado eléctrico español (**OMIE**) hace casar los precios en función de oferta y demanda y del tipo de energía generada también cada hora. A requerimiento de la Unión Europea, el precio de la luz va a cambiar aún con tiempos más cortos. Un cambio profundo que promete provocar una nueva revolución en el recibo de la luz.



CAMBIOS EN EL RECIBO DE LUZ

¿Por qué ahora vuelve a ser más barato encender la lavadora de madrugada?

Red Eléctrica y OMIE se preparan para operar con **precios diferentes cada 15 minutos y no cada hora**, según establece la normativa europea para todos los mercados eléctricos comunitarios y otros de fuera de la UE pero acoplados al sistema europeo. Los profesionales del sector eléctrico español lo van a empezar a notar de manera inminente (el próximo mes), pero va a pasar más tiempo para que los clientes se vean afectados de manera directa por los nuevos plazos.

Red Eléctrica empezará a utilizar en apenas unas semanas el nuevo sistema de programación cuarto horario (cada 15 minutos) en su labor de ajuste entre demanda y oferta para garantizar el suministro. Las órdenes para cuadrar producción y consumo acortarán sus plazos y se activarán cada cuarto hora a partir del próximo 24 de mayo. Es sólo un primer paso y se seguirán reformando otros servicios técnicos del sistema eléctrico. La hoja de ruta nacional establece que en octubre del próximo año también se utilizarán periodos de 15 minutos en los servicios de corrección de desvíos de oferta y demanda de energía.

Completado el uso de los periodos cuarto-horarios en los servicios técnicos, ya se podrá activar el sistema para fijar también los precios de la luz en el mercado mayorista cada 15 minutos y no cada hora como hasta ahora. Si se cumplen los plazos previstos, los planes del operador del mercado ibérico de electricidad (OMIE) pasan por **poder establecer precios cada cuarto de hora a principios de 2024**, según la última documentación remitida por el grupo al Comité de Agentes del Mercado. Para entonces ya no habrá 24 precios diferentes cada día, sino que serán 96 precios distintos por jornada.

PARA BAJAR LA INFLACIÓN DESBOCADA

El INE y grandes eléctricas aceleran para cambiar cómo se mide el precio de la luz

Los operadores de todos los mercados eléctricos europeos ya están trabajando en el diseño del nuevo algoritmo que permitiría casar los precios cada 15 minutos y también hacer los ajustes entre países fácilmente si unos estados empiezan a utilizar franjas cuarto-horarias y otros se retrasan y siguen marcando precios cada hora. El objetivo es tener listo el algoritmo este mismo año, el próximo octubre, y luego abrir un periodo de pruebas para garantizar que su funcionamiento es seguro y fiable, según confirman a [EL PERIÓDICO DE ESPAÑA](#) fuentes del sector eléctrico conocedoras del proceso.

PRECIOS CADA HORA



El precio del mercado eléctrico -conocido como *pool*- condiciona directamente la factura que pagan los **10 millones de clientes que actualmente están acogidos a la tarifa regulada** de la luz o Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), para el que actualmente se aplica un precio diferente cada hora para el componente energético de la factura. Los 17 millones de clientes con tarifas del mercado libre cuentan con precios estables y no están afectados de manera inmediata por los movimientos del mercado, pero pueden estarlo cuando su compañía eléctrica revise las tarifas de manera anual o bienal y en esas revisiones la evolución del *pool* es la referencia utilizada generalmente.

El pasado verano otro cambio legal ya hizo que muchos ciudadanos conocieran que el precio de la luz es diferente en función de la hora a la que se consuma. El pasado 1 de junio Gobierno y Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) reformaron la factura eléctrica de todos los consumidores -sí, de todos; no sólo de los hogares con tarifa regulada- con la aplicación de diferentes precios en la parte regulada del recibo en diferentes tramos horarios, siendo más baratas las horas con menor demanda y más caras las horas en que se concentra mayor consumo.

SIN ESPERAR AL 'OK' DE BRUSELAS A TOPAR EL GAS

El Gobierno baja la luz 6 euros al mes de manera urgente recortando la parte regulada del recibo

El objetivo de la reforma que entró en vigor en junio con distintas franjas de precios por horas es incentivar a los clientes para que trasladen parte de su consumo eléctrico a los momentos de menor demanda simultánea para evitar saturaciones del sistema y hacer innecesarias nuevas inversiones en ampliar las infraestructuras.

Se empezaron entonces a aplicar diferentes tramos de precios en la parte regulada del recibo: horas valle (de 00.00 a 08.00 horas), horas llanas (de 08.00 a 10.00 h, de 14.00 a 18.00 h, y de 22.00 a 00.00 h) y horas punta (de 10.00 a 14.00 h y de 18.00 a 22.00 h). Eso en los días laborables, porque los fines de semana todo el día recibía el tratamiento de hora valle.

Con la entrada en vigor del nuevo modelo de franjas horarias no tardó en saltar la polémica y las chanzas sobre la necesidad de que los consumidores se levantaran de madrugada para encender la lavadora o para planchar con el objetivo de cazar esas horas del día en que la luz era más barata.

10.- Iberdrola superará los 1.000M€ de beneficio.

finanzas.com, 24 de abril de 2022.

Iberdrola elevará el beneficio del primer trimestre hasta los 1.057,4M€, el 3,14 por ciento más que un año atrás, mientras caerán el ebitda y el margen bruto.

Iberdrola coge aire tras el rechazo mexicano a la propuesta de reforma de AMLO.

Iberdrola rendirá cuentas al mercado el miércoles 27 de abril, día en el que dará a conocer los resultados acumulados durante el primer trimestre del año y se espera un beneficio de 1.057,4 millones de euros, según el consenso de finanzas.com.

Las ganancias serían así el 3,14 por ciento superiores a los 1.025,2 millones de euros conseguidos en el mismo periodo del año pasado. En cambio, el beneficio bruto de explotación (ebitda) y el margen bruto descenderían.

El ebitda mermaría el 5,45 por ciento, hasta los 2.660,5 millones de euros, frente a los 2.814 registrados hace un año. Por su parte, el margen bruto retrocedería hasta los 4.500 millones de euros, el 2,25 por ciento menos, desde los 4.604 millones del primer trimestre de 2021.

1.400 millones de euros por trimestre

Con estas cifras, **Iberdrola deberá acelerar en los próximos trimestres para alcanzar el objetivo marcado** de un beneficio anual de entre 4.000 y 4.200 millones de euros el cual logrará, según explicó la compañía, gracias a las perspectivas para el negocio renovable.

El propio presidente de la eléctrica, **José Ignacio Sánchez Galán**, explicó en su último encuentro con los analistas que se sienten “cómodos” con el objetivo, que provocaría un incremento de las ganancias anuales de entre el 3 por ciento y el 8 por ciento respecto a los 3.885 millones de euros ganados en 2021.

“La tendencia positiva va a continuar en 2022”, aseguraba Galán a los expertos que siguen la compañía después de cerrar el año pasado un beneficio récord que superó a la guía de 3.800 millones de euros anunciada a inicios de año.

Iberdrola es la única IBEX entre las 30 grandes de Europa preparadas contra el caos

Apoyos para los objetivos

Para mantener dicho ritmo desde la compañía se confía en una mayor aportación de las centrales hidroeléctricas que el año pasado se vieron afectadas por la sequía, a lo que se suma la entrada en funcionamiento de la central de Tâmega, en Portugal.

El mercado se fijará en si los Estados Unidos y Brasil mantendrán el buen comportamiento operativo con el que cerraron el año, además de las cifras de la nueva capacidad de energía renovable instalada, el peso de los activos regulados de redes y la fortaleza financiera.

Respecto a las finanzas, Iberdrola cerró 2021 con una liquidez de 19.500 millones de euros que cubrían las necesidades de financiación durante 2 años y dentro de un contexto como el actual, inflacionista, contaba con el 80 por ciento de su deuda financiada a tipo fijo y una vida media superior a los 6 años.

Además, Iberdrola desea seguir apostando por un fuerte ritmo de inversiones y para apoyarlo contaba a cierre de diciembre de 2021 con un flujo de caja libre de 8.914 millones de euros.

Goldman Sachs elige a Enagás e Iberdrola como campeonas del dividendo

Actuar ante la inflación y los precios de la energía

El inversor estará pendiente a los mensajes que Iberdrola lance sobre el marco regulatorio vigente y cómo le sigue afectando a los ingresos regulados una vez que Galán ya avisase de que las intervenciones “artificiales” suelen producir resultados “indeseables” para advertir que, a una mayor presión fiscal, mayores costes que se trasladan a los precios.

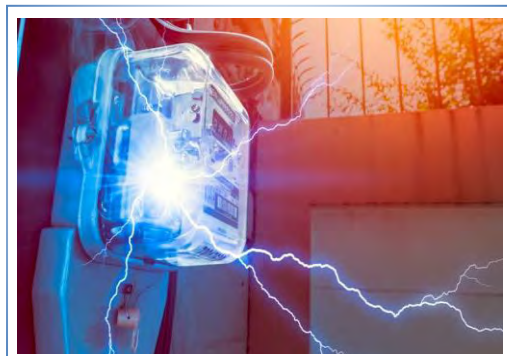
Los accionistas también querrán comprobar cómo la eléctrica está haciendo frente a la inflación después que **aprobase salvaguardas para protegerse contra la subida de precios** en un trimestre donde los precios de la electricidad tocaron máximos.

Los títulos de Iberdrola caen sobre el 3,5 por ciento en lo que va de año y el consenso no espera un gran rebote de cara a los próximos 12 meses, pues, pese a que no registra ninguna recomendación de venta en el panel de Bloomberg y la mayoría de los consejos son de compra, se estima que tiene capacidad para llegar hasta los 11,71 euros desde los 11,37 euros actuales, por lo que el potencial de rebote ronda el 5 por ciento.

11.- Plantón de Endesa, Iberdrola o Santander contra el plan del Gobierno para bajar la luz.

eleconomista.es, 25 de abril de 2022.

Los operadores de los mercados eléctricos de España y Portugal han advertido de los "importantes y relevantes impactos" que pueden ocasionar en los mercados a plazos de derivados **ya contratados la denominada 'excepción ibérica' para limitar a 30 euros el megavatio hora (MWh)** el precio de gas que se utiliza para generar electricidad.



En una misiva remitida a las secretarías de Estado de Energía de España y Portugal, así como a los supervisores bursátiles de cada país (CNMV y CMVM) y al comité Técnico del MIBEL (CNMC/ERSE/CNMV/CMVM), a la que ha tenido acceso *Europa Press*, OMI -en la que participan los principales grupos energéticos del país (como **Endesa, Iberdrola, Naturgy, Repsol o EDP**) y financieros (**Santander o BBVA**)- OMPI, BMEClearing y MEFF alertan de que "la potencial intervención del mercado no alineada con el resto de la UE originará un fuerte riesgo regulatorio, comprometiendo la necesaria credibilidad del proceso de formación de precios".

"La ausencia de un régimen regulatorio claro, inequívoco e incuestionable de determinación del precio y con un periodo de aplicación limitado, **provocaría una gran inseguridad y riesgo jurídico**, en especial en lo que respecta a todos los contratos de derivados ya transaccionados", añaden.

Y es que las compañías cubren generalmente la volatilidad de los precios de la electricidad por medio de **contratos de cobertura** en los mercados a futuro, cuyos precios se establecen de acuerdo con los precios en las subastas diarias y en los mercados al contado.

De esta manera, una distorsión en esos precios a través de la fijación de un tope llevaría a distorsionar también esos contratos derivados, según los operadores.

Hay unos 160 TWh expuestos a posiciones financieras

Según estimaciones del mercado facilitadas a *Europa Press*, unos 160 teravatios hora (TWh) están expuestos a posiciones financieras en el mercado ibérico, lo que representa una cantidad muy importante, ya que supone algo más del 60% estimado del consumo de electricidad en un año en España, que asciende a unos 260 TWh anuales.

Así, los firmantes de la misiva defienden que, si se opta por ese límite al precio del gas, sea una medida adoptada de forma conjunta por todos los miembros de la Unión Europea, y no solamente que afecte a España y Portugal, o que la norma que vea la luz fije, "por seguridad jurídica y económico-financiera", el precio de referencia OMIE que servirá de subyacente para todos los contratos de derivados de electricidad en el mercado ibérico.

No obstante, reconocen la conveniencia de que los gobiernos **"busquen soluciones" ante una coyuntura como la actual**, marcada por la necesidad de acelerar la transición energética en un contexto de tensiones geopolíticas, especialmente tras el estallido del conflicto bélico de Ucrania, y de volatilidad de precios, que han llevado a una escalada imparable en el precio del gas en todo el mundo, pero particularmente en Europa.

Ello, subrayan, ha impactado también en el mercado eléctrico, con una "escalada en los precios en el último año sin precedentes, generando graves dificultades económicas en el tejido empresarial ibérico, en la capacidad y propensión de los hogares a consumir energía y un fuerte malestar social".

España y Portugal han propuesto a Bruselas como fórmula para abaratar el recibo de la luz una reforma del mercado mayorista eléctrico, el denominado 'pool', por la que se permitiría a ambos países topar en 30 euros/MWh el precio del gas que se usa para generar electricidad.

No obstante, esta propuesta, que cuenta con un fuerte rechazo por parte del sector eléctrico, debe recibir el visto bueno de la Comisión Europea.

La vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, confía en que a principios de mayo Bruselas dé el visto bueno a la medida para su entrada en vigor.

12.- La junta de Endesa reelegirá este viernes a Bogas como consejero delegado.

expansion.com, 24 ABR. 2022.

La junta general ordinaria de accionistas de Endesa, que se celebra el próximo viernes, día 29 de abril, reelegirá a José Bogas como consejero delegado de la compañía por un nuevo mandato de cuatro años.

Bogas, que lleva desde principios de los años ochenta en la eléctrica, es consejero delegado de la compañía desde 2014, por lo que este será su tercera elección por los accionistas para el cargo.

Junto a Bogas, se someterá a la junta el nombramiento como nueva consejera independiente de Cristina de Parias, ex máxima responsable de BBVA España y miembro del consejo de administración de la entidad financiera en México.

También se propondrá la reelección de Francesco Starace, presidente Enel, **máximo accionista de Endesa con una participación del 70% en el capital**, como consejero dominical por otros cuatro años y el nombramiento de Francesca Gostinelli como consejera dominical.

Igualmente, los accionistas de la energética darán luz verde a la fijación del número de miembros del consejo de administración en 12, así como la aprobación de la política de remuneraciones de los consejeros 2022-2024.

La retribución a los accionistas, con la propuesta de aplicación del resultado correspondiente al ejercicio de 2021 y de la consiguiente distribución de un dividendo con cargo a dicho resultado y al remanente de ejercicios anteriores también será otro de los puntos que se someterá a la junta, informa *Efe*.



Endesa abonará el 80% de su beneficio ordinario neto de 2021 a sus accionistas, porcentaje que se situará en el 70% sobre los beneficios de 2022, 2023 y 2024 para adecuarlo a la inversión bruta prevista para los próximos años.

En enero la empresa ya distribuyó un dividendo de 0,50 euros brutos por acción. La energética prevé repartir unos 5.350 millones de euros en dividendos entre sus accionistas entre 2021 y 2024.

Endesa obtuvo un beneficio neto de 1.435 millones de euros en 2021, lo que representa un incremento del 2,94% con respecto al ejercicio anterior. De su lado, el beneficio ordinario neto de la empresa fue 1.902 millones de euros, un 11% inferior al de 2020, aunque superior en un 12% a la 'hoja de ruta' que se había marcado de 1.700 millones de euros en noviembre.

Incentivo estratégico

Asimismo, también se someterá a votación de los accionistas la aprobación del incentivo estratégico 2022-2024 (que incluye el pago en acciones de la compañía) y la delegación en el consejo para la ejecución y desarrollo de los acuerdos que se adopten por la junta, así como para sustituir las facultades que reciba de la junta, y concesión de facultades para la elevación a instrumento público e inscripción de dichos acuerdos.

Entre otros puntos también se propondrá la reelección de KPMG como auditor legal de las cuentas individuales y consolidadas durante los ejercicios 2023, 2024 y 2025; **la aprobación de las cuentas anuales, del informe de gestión y del estado de información no financiera y sostenibilidad**, tanto de las cuentas individuales como consolidadas.

Por otro lado, se propondrá la delegación en el consejo de administración por cinco años, de la facultad de emitir obligaciones, bonos, pagarés y otros valores tanto simples como canjeables y/o convertibles en acciones de Endesa, así como 'warrants', con atribución de la facultad de excluir el derecho de suscripción preferente de los accionistas, si bien esta última facultad queda limitada a un máximo del 10% del capital.

13.- Telefónica, Repsol, Cellnex y Naturgy se blindan ante la subida de tipos.

expansion.com, 25 de abril de 2022.

Guindos admite una posible subida de tipos en julio.

Las grandes empresas contratan derivados y elevan su pasivo a tipo fijo para evitar que el encarecimiento del precio del dinero afecte a sus beneficios.

Lo que hace solo unos meses parecía ciencia ficción, ahora está a la vuelta de la esquina. Y ha sido **Luis de Guindos**, vicepresidente del **Banco Central Europeo (BCE)**, quien lo ha anunciado: la primera **subida de los tipos de interés oficiales** en más de una década puede materializarse tan pronto como en julio. La alta inflación es la culpable.

José María Álvarez-Pallete, presidente de Telefónica; Antonio Brufau, presidente de Repsol; Tobías Martínez, consejero delegado de Cellnex, y Francisco Reynés, presidente de Naturgy.



El impacto directo llegará en forma de un **encarecimiento de la deuda y de los costes de financiación** de las empresas. Pero las grandes españolas llevan tiempo preparándose para ello. Las compañías han protegido su pasivo, han contratado derivados frente al alza del precio del dinero y han desplegado toda una estrategia financiera para que el fin de la era de los tipos ultrabajos les pase la mínima factura posible.

Telefónica, Repsol, Cellnex, Naturgy, Endesa, Iberdrola o Acciona están en ese grupo. Todas han hecho los deberes. Según los análisis de sensibilidad que han incluido en sus informes anuales, una subida de 100 puntos básicos (el equivalente a un punto porcentual) les pasaría una factura casi inapreciable en su cuenta de resultados. Y hay alguna a la que incluso le llegaría a beneficiar.

Resultado positivo

Es el caso de **Repsol**, que ha contratado "derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor razonable de su deuda, así como para mitigar el riesgo de tipo de interés sobre futuras emisiones de deuda a tipo fijo", señala la petrolera.

El resultado es un blindaje que le permite dormir tranquila pase lo que pase en la reunión del BCE de julio, porque **para Repsol cualquier escenario le sale a devolver**: un alza de un punto porcentual le inyectaría 38 millones de euros al resultado después de impuestos gracias a esas coberturas.

El escudo de las otras grandes empresas no es tan positivo, pero también las deja a salvo de desvelos. "Estamos muy, muy, muy protegidos", enfatizó Laura Abasolo, directora general de Finanzas de **Telefónica**, en su última presentación de resultados ante los analistas.

La operadora de telecomunicaciones es la compañía española con una vida media de la deuda más larga (13,63 años) y **tiene un 88% de su pasivo inmunizado frente a cualquier movimiento del precio del dinero**, ya que está a tipo fijo. Eso significa que tiene su deuda garantizada durante mucho tiempo a los costes más bajos que han podido conseguirse en la historia financiera.

Un 0,4%

Con un endeudamiento neto de 26.032 millones, una subida de 100 puntos básicos le **restaría a Telefónica 33 millones** a su resultado consolidado, un 0,4% de los beneficios que obtuvo el año pasado. "Hemos estado trabajando, refinanciando y alargando la vida y dejando bloqueados tipos de interés históricamente bajos. Estamos muy protegidos ante subidas de tipos de interés", añadió Abasolo.

Cellnex puede decir lo mismo. Pese a la factura en forma de deuda que le acarrea su estrategia agresiva de compras, la labor de su departamento financiero ha conseguido que un encarecimiento del precio del dinero de un punto porcentual le suponga un incremento de solo 14,33 millones en sus costes financieros.

"Cualquier aumento de los tipos de interés puede incrementar el gasto financiero asociado a préstamos a tipo variable, así como los costes de refinanciación de la deuda existente y de emisión de deuda nueva", explica **Cellnex**. Para contrarrestarlo, la compañía ha elevado **hasta el 87% la cobertura a tipo fijo** de su pasivo y aprovecha todas las ventanas que presenta el mercado para refinanciar cuando los precios son mejores.

"El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita **minimizar la volatilidad** en la cuenta de resultados en un horizonte plurianual", asegura.

La misma meta tienen Acciona y Naturgy y los resultados que han conseguido con su estrategia son prácticamente idénticos. La primera tendría que pagar 29 millones de euros más en intereses por un encarecimiento de 100 puntos básicos en el precio del dinero y a la segunda le restaría 30 millones a su resultado.

Coste extra

Esa merma subiría un poco más en **Endesa**, hasta los 44 millones de incremento en los gastos financieros, después de un trabajo con su pasivo cuyo objetivo es "minimizar **el coste de la deuda**" a largo plazo, según destaca la compañía.

Su política pasa por "reducir el importe de la deuda sujeto a variaciones de los tipos de interés" y para ello se ha apuntado a la misma estrategia que sus homólogas españolas: contratar operaciones de "coberturas específicas, generalmente por medio de **derivados de tipo de interés**".

En estos momentos, el 53% del pasivo de **Endesa** está anclado a tipo fijo.

La compañía entre las grandes que más tendrá que pagar cuando el BCE endurezca su política monetaria es **Iberdrola**.

El impacto de una subida de un punto porcentual le supondría 108 millones menos de beneficio bruto, pero aun así es una cifra **que no llega al 2% de sus ganancias antes de impuestos del año pasado**. Con un 80% de su pasivo a tipo fijo gracias a las coberturas, Iberdrola lleva tiempo preparándose para el fin del dinero ultrabaratado.

El examen de los mercados de financiación

Las empresas se han asegurado de cubrirse contra la subida del precio oficial del dinero para la deuda que ya tienen, pero tampoco han descuidado el otro flanco por el que pueden sufrir sus resultados: **el coste de emitir nuevo pasivo o refinanciar el que tienen**.

Los inversores y los bancos han adelantado en el mercado la alta inflación y la expectativa de subida de tipos y **piden más a cambio de su dinero**, así que las compañías han refinanciado todo lo que han podido antes del encarecimiento y han hecho acopio de liquidez cuando los precios eran más baratos.

A partir de ahí, los expertos aseguran **que habrá impacto** porque la nueva deuda tendrá que ser pagada más cara, aunque a corto plazo será reducido por las altas reservas que han acumulado la mayoría de las principales entidades españolas.

Tampoco en este caso las empresas tienen las manos atadas. "El endeudamiento de **Repsol** proviene de aquellos **instrumentos financieros más competitivos** en cada momento, tanto de mercados de capitales como bancarios, y de acuerdo con las condiciones que sean óptimas en cada uno de ellos", afirma la petrolera.

No es la única que aplica esta política de adaptación a los nuevos tiempos. Cada vez más, las compañías miran al milímetro el mercado, el tipo de instrumento, **el prestamista o la divisa** para lograr el mejor precio.

14.- Iberdrola compra en Australia el que va a ser su mayor parque eólico terrestre del mundo.

energias-renovables.com, 25 de abril de 2022.

La compañía que preside José Ignacio Sánchez Galán ha adquirido los derechos de su mayor parque eólico del mundo, con mil megavatios (1.000 MW), en el norte de Queensland, en Australia, a unos ochenta kilómetros al norte de Hughenden. Los aerogeneradores que se erijan en el parque, denominado Mount James, serán distribuidos por una superficie de más de 50.000 hectáreas. La instalación -informa Iberdrola- ya ha completado sus estudios medioambientales.

"El norte de Queensland cuenta con abundantes recursos eólicos y solares, grandes extensiones de tierra poco pobladas y mano de obra cualificada y especializada en la construcción y operación de proyectos de infraestructura energética a gran escala". Así comienza la nota de prensa que ha elaborado Iberdrola para anunciar el que presenta como su mayor parque eólico terrestre del mundo, una instalación de mil megavatios que va a elevar su cartera australiana por encima de los 3.000 MW y que está llamada a desempeñar "un papel importante -explica la compañía- en el cumplimiento del objetivo de descarbonización de la economía del país, que contempla un 50% de energías renovables para 2030 en Queensland". La empresa que preside José Ignacio Sánchez Galán destaca además el potencial que tiene esta zona de convertirse en lo que presenta como "un importante centro de hidrógeno verde y corredor de exportación de materiales verdes".

En ese sentido -apuntan desde la compañía-, a medida que se vayan desmantelando los casi 25.000 MW de generación térmica de carbón y salgan del Mercado Nacional de Electricidad, se requerirá una inversión significativa para sustituir toda esa capacidad de generación.

Mount James encajaría en ese contexto. "Ya se han completado los estudios medioambientales en las 50.000 hectáreas del emplazamiento del proyecto eólico Mount James -señalan desde Iberdrola-, que van a permitir diseñar el parque eólico evitando las zonas sensibles desde el punto de vista medioambiental o patrimonial". Asimismo -asegura la eléctrica-, se están tramitando todos los permisos para construir el proyecto.



Con la operación ahora anunciada (Mount James), Iberdrola declara en Australia más de tres gigavatios (3 GW) de "cartera de proyectos de varias tecnologías, en diferentes etapas de desarrollo". Sus proyectos están situados en los estados de Nueva Gales del Sur, Australia del Sur y Queensland.

Su proyecto más emblemático es quizá **Port Augusta, en Australia del Sur, una planta híbrida**, que combinará un parque eólico de 210 MW y un campo solar de 107. La compañía estima generará electricidad equivalente a la demanda anual de 180.000 hogares australianos. Iberdrola venderá la energía producida por Port Augusta a clientes industriales del país.

Los números de un gigante.

Iberdrola produce, distribuye y comercializa electricidad, declara una plantilla de más de 35.000 personas y unos activos superiores a 122.000 millones de euros. La compañía ha declarado 3.885 millones de euros (M€) de beneficio neto en 2021 (+8% con respecto a 2020; +14% con respecto a 2019), más de 12.000 M€ de beneficio bruto de explotación (nunca logró una cifra similar); y casi 10.000 M€ de inversión (récord histórico también). Los **principales accionistas** de esta empresa son el fondo soberano de Catar (Qatar Investment Authority), el fondo estadounidense Black Rock Inc y el banco público noruego Norges Bank.

Según los datos facilitados por la propia compañía, Iberdrola suministra energía a cerca de 100 millones de personas, principalmente en España, Reino Unido (ScottishPower), Estados Unidos (Avangrid), Brasil (Neoenergia) y México, y tiene también oficinas "y una amplia cartera de proyectos de energía limpia" en Australia, Alemania, Francia, Japón, Italia, Polonia, Suecia, Irlanda, Taiwán, Vietnam y Grecia. Iberdrola presume de ser "el primer productor eólico y una de las mayores compañías eléctricas por capitalización bursátil del mundo". **Este es su parque global de generación de electricidad.**

15.- Iberdrola y Endesa romperán contratos a sus clientes si el Gobierno subasta su energía barata.

elconfidencial.com, 26 de abril de 2022.

Incluyen cláusulas en los contratos con sus usuarios que advierten de que resolverán el contrato de electricidad sin indemnización si el Gobierno convoca la subasta de su energía de bajo coste comprometida en el RDL 17/2021.

Más presión para el Gobierno. **Iberdrola y Endesa**, primer y segundo productor de electricidad en España, se guardan la potestad de **romper contratos sin indemnizar** a grandes clientes si finalmente el **Ministerio para la Transición Ecológica**, como **se comprometió** vía BOE, convoca una subasta para **forzar a las grandes eléctricas** a que pongan a disposición del mercado su **producción inframarginal**, con bajos costes de generación (nuclear e hidráulica, principalmente). Mientras, por el otro lado, los grandes consumidores industriales piden al Ejecutivo **que lance ya está puja**: **"Es vital aprobar las subastas de energía de tecnologías inframarginales (nuclear, hidroeléctrica y renovables), pendientes desde 2021"**, advertían hace unos días AEGE, ACE y Granceess, asociaciones empresariales que representan el 25% del consumo eléctrico nacional.

La eléctrica presidida por Sánchez Galán ya está incluyendo una cláusula en contratos de grandes consumidores que señala que **"Iberdrola podrá resolver el contrato sin que proceda indemnización alguna** al cliente, si como consecuencia de la celebración de las subastas obligatorias de contratos de compra de energía a largo plazo prevista en el artículo 3 del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, Iberdrola se viera privada de la energía prevista para atender el presente contrato".



En línea con lo anterior, fuentes conocedoras de la posición de Endesa señalan sobre estas cláusulas que **"en las próximas semanas se tendrán que incluir también**, puesto que pronto se empezarán a colocar en nuevos contratos con clientes para los años 2023 y siguientes la producción hidro-nuclear-renovable que aún no está comprometida para esos periodos futuros".

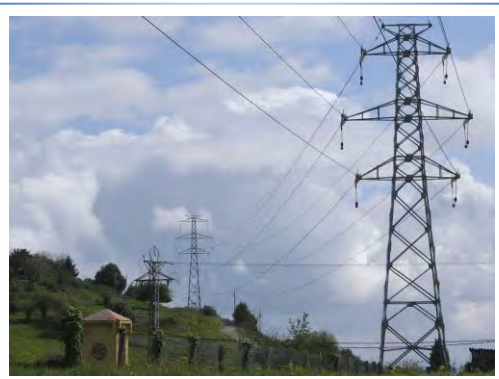
"Puesto que la regulación vigente prevé que se lleven a cabo este tipo de subastas, se trata de un **riesgo real** que hay que gestionar", justifican estas fuentes, y advierten de que "el contenido de la cláusula se expresará en términos similares al del resto de compañías que ya lo está haciendo".

La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, junto al consejero delegado de Endesa, José Bogas. (EFE/Chema Moya)

Las compañías incluso van un paso más allá. Según explican, existen muchos contratos previos a la regulación anunciada el pasado mes de septiembre que también se verían afectadas. Es decir, que tanto Iberdrola como Endesa podrían **romper contratos firmados previamente** a largo plazo, aunque no dispongan de cláusula específica. Según argumentan, toda su energía ya está comprometida con sus clientes a medio y largo plazo. Por eso, si el Gobierno les obliga a poner el 25% de su energía de base en una subasta, entenderán que se produce una **expropiación forzosa de sus bienes** y, como consecuencia de lo anterior, podrán romper contratos dado que, según su criterio, lo ejecutarían debido a una **causa de fuerza mayor**.



Grandes consumidores eléctricos avalan el tope al gas y piden convocar ya la subasta



Mientras, la gran industria consumidora de electricidad **pide al Gobierno que convoque ya esta subasta** de energía inframarginal, que acumula cuatro meses de retraso, para acceder a luz a **costes asequibles que no comprometa su proceso productivo**.

En este contexto de hostilidad y enfrentamiento entre las diversas partes afectadas, la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, **Teresa Ribera, viaja este martes a Bruselas** para reunirse con la comisaria de Competencia, **Margrethe Vestager**, de cara a validar los planes de España y Portugal que permitan abaratar el precio de la luz.

Como ya avanzó este medio, uno de los mayores **escollos para el Gobierno** vienen de las posibles **ayudas de Estado ilegales** que podrían implicar que España pueda ofertar una luz más barata y fuera del mercado común europeo a sus empresas industriales que compiten en el mercado exterior.

Juan Cruz Peña Nacho Alarcón. Bruselas



También al cliente residencial en mercado libre

La cuestión no solo afecta a grandes clientes, sino que también el consumidor doméstico se está viendo afectado. Según los recientes contratos firmados en mercado libre, Iberdrola advierte de que "por medio del Real Decreto-ley 17/2021, el Gobierno de España ha aprobado un mecanismo que contempla la **posibilidad de obligar coercitivamente** a Iberdrola España SAU y/o sus sociedades dependientes a **vender hasta el 25% de su capacidad de generación** en unas subastas, privándole en ese caso de la posibilidad de destinar esa cantidad de electricidad al suministro de sus clientes, aunque dicho suministro estuviera ya comprometido.

Es por ello por lo que se incluye una nueva cláusula 3.4 que **habilita a Iberdrola a rescindir el contrato** en el caso de que Iberdrola España SAU y/o sus sociedades dependientes deban participar en esas subastas y no pueda acceder a una fuente de aprovisionamiento alternativa".

Esta cláusula 3.4 alerta de que en el caso de que "la participación obligatoria en las subastas reguladas en el Real Decreto-ley 17/2021 incremente el coste de aprovisionamiento de energía de Iberdrola Clientes, Iberdrola Clientes podrá **incrementar el precio de este contrato** en la misma proporción en la que se incremente el coste medio de aprovisionamiento de Iberdrola Clientes como consecuencia de esas medidas regulatorias. En caso de que Iberdrola Clientes, actuando de manera razonable, no sea capaz de encontrar una fuente de aprovisionamiento alternativa, **podrá resolver este contrato**, mediando notificación al cliente con un preaviso mínimo de un (1) mes, sin que proceda indemnización alguna al cliente".

Cuatro meses de retraso en la subasta

El Gobierno acumula un retraso de cuatro meses para **convocar esta subasta** de energía inframarginal, y no ha comunicado ninguna previsión aún, aunque mantiene su intención de sacarla adelante. Según el Real Decreto-ley 17/2021, esta puja debería haberse celebrado antes del cierre del año pasado, por lo que **se está incumpliendo** al mandato legal que el propio Gobierno anunció.

Fuentes del sector consultadas por este medio aseguran que el Ministerio para la Transición Ecológica pretendía celebrar esta subasta tras lograr un acuerdo con las eléctricas, algo que por ahora no ha conseguido. Es más, las fuentes consultadas señalan que el Ejecutivo de **Pedro Sánchez** se justifica en no cumplir con la medida ante determinados actores del sector interesados en la misma precisamente por las consecuencias que podrían generarse en el mercado, vista la **amenaza que negro sobre blanco están poniendo las grandes suministradoras** de esa energía inframarginal.

Las grandes eléctricas aprovechan la crisis energética y logran un alza de clientes récord.

Juan Cruz Peña

La cuestión supone una **fuerza de presión para el Ejecutivo**, ya que hay diversos actores del sector, como comercializadoras pequeñas y grandes clientes industriales, que están **esperando a que se convoque** dicha subasta, ya que la falta de disponibilidad de energía barata está suponiendo un lastre para sus negocios. En el caso de las comercializadoras independientes, que tienen que comprar la energía que posteriormente venden, se están viendo **cada vez más asfixiadas**. Prueba de lo anterior es que en el último trimestre de 2021 se produjo un **cambio de tendencia en la captación de clientes histórico**, tal y como **avanzó** El Confidencial.

Las grandes eléctricas recuperaron clientes en detrimento de las pequeñas, algo que caminaba en sentido contrario desde hace una década, tras la liberalización de la comercialización eléctrica. Por su parte, la gran industria se sigue quejando de los precios altos y las asociaciones como AEGE **piden al Gobierno que legisle ya** para que puedan disponer de energía a precios asequibles que no comprometan sus procesos productivos. Algunas grandes fábricas han anunciado **paros** en los últimos meses, dado el alto precio de la energía.

El Gobierno incumple su propio decreto: libra a las eléctricas de subastar su energía barata

Juan Cruz Peña Marcos Lema

Esta no es la primera vez que al menos Iberdrola advierte de que rompería contratos por cambios regulatorios. En septiembre, envió cartas a sus clientes para advertirles de que no podría mantener las condiciones pactadas si el departamento liderado por la vicepresidenta tercera, **Teresa Ribera**, detraía los conocidos como beneficios caídos del cielo ('windfall profits') de contratos acordados previamente. Finalmente, **el Ejecutivo dio marcha atrás** con este recorte en un segundo real decreto e Iberdrola no cumplió con su amenaza.

Tanto Iberdrola como **Endesa** han manifestado públicamente que tienen toda su producción comprometida con sus clientes, por lo que si el Gobierno les fuerza a poner parte de esta en la subasta no podrían cumplir con los contratos de suministro firmados con sus usuarios.

Su argumentación en las últimas semanas es que dichos cambios regulatorios perjudican a clientes que han sido previsores y ya han firmado contratos a largo plazo. Utilizan esta justificación no solo para la subasta inframarginal, sino también para las **potenciales consecuencias del tope al gas** propuesto por España y Portugal a la Comisión Europea.

Dicha regulación se encuentra en negociación y aún pendiente de concreción. Aunque **el Consejo Europeo habilitó a Sánchez para regular con base en la excepción ibérica** que supone un menor nivel de interconexión, diversos países (Alemania, Holanda y los nórdicos, principalmente) así como las propias eléctricas tratan de influir sobre los técnicos de Bruselas para que dicha regulación no salga en los términos propuestos por el Ejecutivo español.

El Gobierno obligará a las grandes eléctricas a subastar energía fuera de mercado

Según especificaba la normativa del Gobierno, **la subasta de tecnología inframarginal sería de casi 16 TWh**. De los mismos, **Iberdrola tendría que aportar 7,3 TWh, Endesa se vería obligada a subastar más de 6,7 TWh**, mientras que Naturgy suministraría 1,4 TWh y EDP 0,36 TWh.

Pese a no haber cumplido los plazos, el Ministerio para la Transición Ecológica sigue diciendo públicamente que tiene intención de convocar dicha subasta. La secretaria de Estado de Energía, **Sara Aagesen**, **dijo** en febrero a 'El Periódico de la Energía' que **"queremos lanzar este año las subastas de energía inframarginal"**.

Casi tres meses después de este anuncio, la crisis energética sigue golpeando a los consumidores y **disparando la inflación**, principal problema económico actualmente en España, pero por ahora **no se ha dado ninguna previsión ni fechas de cuándo se llevará a cabo** esta subasta que demandan la industria y las pequeñas comercializadoras. Se trata de un esquema similar al que ya aplica desde hace tiempo **Francia**, conocido como Arehn, por el que la 'utility' EDF ofrece su producción nuclear inframarginal al resto de operadores.

16.- Endesa suministrará energía durante 5 años a Coren, la mayor empresa cárnica de Galicia.

eleconomista.es, 26 de abril de 2022.

- **La energética suministrará 90 GWh, lo que cubre el 100% de las necesidades energéticas de la cooperativa agroalimentaria.**

De izq. a dcha: Manuel Gómez-Franqueira, presidente de la cooperativa, y Juan José Muñoz, director de Clientes B2B de Endesa, en el acto de signatura del acuerdo



Endesa y Coren, la mayor empresa cárnica de Galicia y principal cooperativa de este sector de España, han firmado un contrato de suministro eléctrico a cinco años que da estabilidad a la compañía gallega en la **cobertura de sus necesidades energéticas a largo plazo** y establece una senda para explorar conjuntamente el **desarrollo de proyectos** en el ámbito de la eficiencia energética y las energías renovables en sus granjas e industrias.

El convenio, firmado en la sede de Coren en Ourense por el presidente de la cooperativa gallega, Manuel Gómez-Franqueira, y el director de Clientes B2B de Endesa, Juan José Muñoz, **alcanza los 90 GWh**, lo que permitirá a Coren cubrir el 100% de sus necesidades energéticas y contar con un horizonte de estabilidad de precios para el desarrollo de su actividad.

"Para Coren es muy importante contar con un socio energético que nos da seguridad y tranquilidad para desarrollar nuestra estrategia basada en el desarrollo sostenible, frente a la gran volatilidad de los mercados prevista como mínimo a medio plazo. Asimismo, nos ayuda a afrontar el contexto en el que nos encontramos de **alza de costes que sufre nuestro sector**, ya que a la subida de la energía se une la de las materias primas de alimentación animal", afirmó Manuel Gómez-Franqueira, el presidente de Coren.

"El acuerdo permite a Coren salvar el complejo escenario actual de los mercados energéticos y contar con unos **costes estables y competitivos** que posibiliten afianzar los planes de negocio de la compañía para el futuro. Endesa, con un fuerte arraigo en Galicia, se compromete así a apoyar al sector primario gallego, en el marco común de la apuesta de ambas compañías por la sostenibilidad", indicó Juan José Muñoz, director de Clientes B2B de Endesa.

17.- La conexión eléctrica España-Portugal Norte recibe la declaración de impacto ambiental favorable.

energias-renovables.com, 26 de abril de 2022.

Declarada "de interés común para la Unión Europea", esta conexión, que está incluida en la Planificación de la Red de Transporte de Electricidad 2021-2026, aumentará la capacidad de intercambio de electricidad entre España y Portugal. Red Eléctrica de España, el operador del sistema eléctrico nacional, la considera "fundamental para incrementar la utilización e integración de energías renovables, mejorar las condiciones de fiabilidad y reforzar la garantía de suministro eléctrico en el territorio".

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha dado luz verde a la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de la Interconexión España-Portugal Norte, un trámite imprescindible para la autorización definitiva de este proyecto prioritario para la Unión Europea y vinculante para **Red Eléctrica de España** (REE). Esta nueva infraestructura, que aumentará la capacidad de intercambio de electricidad entre ambos países, ha sido incluida en la Planificación de la Red de Transporte de Electricidad 2021-2026, recientemente aprobada por el Gobierno de España, y declarada Proyecto de Interés Común (PIC) por la Unión Europea, por considerarla imprescindible para incrementar la conectividad y avanzar en el cambio de modelo energético en Europa.

Con una inversión de 55 millones de euros, la nueva interconexión -explican desde REE- reforzará la fiabilidad y garantía de suministro en ambos lados de la frontera, incrementando la capacidad de intercambio en unos 1.000 MW, hasta alcanzar un total de 4.200 MW de España a Portugal y de 3.500 MW de Portugal a España. Red Eléctrica estima que la instalación generará además unos ahorros anuales de unos 22 millones de euros al sistema eléctrico y una reducción de las emisiones de CO2 de 150 kilotoneladas al año. Por otro lado, la futura interconexión -continúa REE- aumentará el uso e integración de energías renovables (239 gigavatios hora al año) en el territorio, favoreciendo su crecimiento económico y sostenible, y contribuyendo al cumplimiento de los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 y de los compromisos adquiridos con la Unión Europea.

Red Eléctrica de España explica

«El proyecto, que se ha diseñado eligiendo la alternativa más favorable desde el punto de vista social, ambiental y técnico, es el resultado de un proceso de análisis y consultas con el territorio y las diferentes administraciones. Así y de forma consensuada también con los responsables del proyecto en Portugal (REN), se ha establecido el punto de conexión transfronterizo entre los municipios de Arbo (Pontevedra) y Monção (Viana do Castelo).

De esta manera, el nuevo enlace conectará los sistemas eléctricos de España y Portugal a través de las provincias de Ourense y Pontevedra en España y el distrito de Viana do Castelo en Portugal»



«El proyecto contempla la construcción en el lado español de las subestaciones de Bearíz 400 kV y Fontefría 400/220 kV, y dos nuevas líneas a 400 kV, una de conexión entre las dos subestaciones de 30 kilómetros de longitud, y la línea de interconexión entre Fontefría y la frontera con Portugal de 21,7 kilómetros. Por su parte, el tramo portugués, con una longitud aproximada de 66 kilómetros, continúa desde el punto de paso por la frontera hasta la subestación de Ponte de Lima»

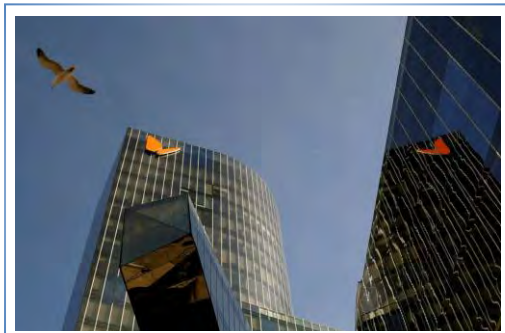
Red Eléctrica ha difundido hoy un comunicado en el que adelanta que continúa trabajando con las administraciones competentes "en la obtención de las autorizaciones administrativas y permisos pendientes, preceptivos para el inicio de los trabajos de construcción".

18.- Iberdrola y Naturgy suben los precios de la luz en pleno caos energético.

economiadigital.es, 26 de abril de 2022.

Dos de las principales eléctricas han optado por revisar sus estrategias comerciales y han decidido subir precios.

Dos de las principales energéticas españolas, **Iberdrola** y **Naturgy**, han hecho un ajuste en los precios de sus tarifas del mercado libre en mitad del caos eléctrico que se vive desde que Ucrania fue invadida por el ejército ruso. Los costes energéticos se han disparado, y pese a los parches que se han puesto, cada compañía ha optado por ejecutar su propia estrategia.



En este sentido, **Iberdrola y Naturgy han subido los precios de las tarifas libres** a la espera de lo que suceda con el mercado regulado (PVPC) y las decisiones que se tomen en Bruselas con respecto a los topes del gas. Esta medida, que tendría un impacto directo sobre el precio de la tarifa regulada, que en España tienen unos 10 millones de usuarios, provocaría que, junto a las rebajas impositivas, de nuevo fuera la opción más atractiva para los usuarios.

Leer más: [Endesa cerrará todas sus centrales de carbón en 2027, tres años antes de lo previsto](#)

Ante este escenario, las compañías presididas por **Ignacio Sánchez Galán** y **Francisco Reynés** se han querido adelantar a la evolución del mercado, y los posibles movimientos que haya, y aprovechando la buena prensa que ha generado el mercado libre estos últimos meses, se han movido para ajustar el precio, en este caso al alza. Y de manera significativa.

En concreto, hace un mes y medio ECONOMÍA DIGITAL adelantaba la guerra comercial que había iniciado Naturgy en el mercado libre con importantes rebajas de precio. En esos momentos el mercado regulado estaba expuesto a los bandados del 'pool' mayorista que estaba en plena escalada de precio. De esta manera, la gasista tenía el precio más competitivo del mercado para un usuario medio: 3,4 kW de potencia instalada y 3.400 kWh de consume medio anual. Situaba el precio en **780 euros**.

Pero esto es parte de un pasado reciente. **En estos momentos Naturgy, para ese mismo perfil de cliente, tiene una oferta de 1.178 euros**, según los datos que ofrece el comparador de precios eléctricos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Una subida considerable y que las eléctricas aprovechan porque se trata de ingresos recurrentes durante un año sin que se vean afectados por las oscilaciones geopolíticas que se puedan producir. Una situación que se replica en las ofertas con consumos más altos. Por ejemplo, para una potencia de 4,6 kW y un consumo de 3.800 kWh al año, hace un mes y medio la gasista tenía un precio de 886 euros/año, algo que ha pasado a ser de 1.351€.

Esta situación ha sido una réplica de lo que ha llevado a cabo Iberdrola, que hace unas semanas estaba en plena captación de clientes, pero que tras el caos vivido ha preferido recoger amarras y subir precio con el objetivo de afianzar unos ingresos estables al menos durante el próximo año.

En concreto, la eléctrica de Sánchez Galán tenía un precio de 878 euros en el rango más bajo de consumo y potencia antes indicado. Ahora, en su tarifa estrella del mercado libre, esa promoción se sitúa en 1.092 euros al año. Un incremento que también se refleja para mayor consumo y potencia. Hace un mes y medio peleaba en el mercado con 1.031 €/año, y esa cifra alcanza ahora los 1.259 euros.

Total Energies mantiene el pulso a Iberdrola y Naturgy

Por el momento, la única gran eléctrica que ha decidido mantener el pulso a Iberdrola y Naturgy ha sido **TotalEnergies**. En concreto, en el rango de consumo y potencia más bajo, hace un mes y medio se situaba con una oferta de 1.095 euros, y ahora la ha tirado más a la baja: 1.058€.

De esta manera deja entrever la necesidad que tiene de aumentar clientes y pescar en este caos energético que existe en estos momentos. Los márgenes se verán reducidos, puesto que al final de trata de compañías que tienen que comprar la electricidad que produce el mercado, y esos costes se mantienen altos todavía; pero no le queda más remedio.

Leer más: [Iberdrola y Naturgy dan luz al puerto de Barcelona a la espera de su electrificación por 110M](#)

Esta situación que afrontan Iberdrola y Naturgy se verá intensificada durante las próximas semanas, al menos hasta que Bruselas decida pronunciarse sobre la denominada 'excepción Ibérica' y se conozca si los precios mayoristas del mercado, que afectan también a estas tarifas libres, serán más o menos bajos.

Otra cuestión que seguramente afectará a la fijación de ofertas y tarifas para los próximos meses tiene que ver con las **cuestiones impositivas**. En estos momentos el IVA, por ejemplo, ha bajado del 21% al 10%. Lo mismo sucede con el impuesto de generación, que ha sido reducido a la mínima esencia. Todo ello hace que los clientes acogidos al PVPC disfruten en estos momentos de un desahogo que puede ser mayor si finalmente se regula el mercado. Y más si dura hasta fin de año.

Por ello, **Iberdrola y Naturgy**, y también **Endesa** -lógicamente-, tendrán que replantear sus estrategias en las próximas semanas. Algo que de momento han conseguido es concienciar a la población de que el mercado libre, en algunos casos, es la mejor opción. Una cuestión, de igual modo, que les beneficia si consiguen subir precios y ganar clientes. Ecuación completada.

19.- Enagás gana un 25,4% menos y prepara un nuevo plan estratégico tras cambiar de CEO.

Aspira a superar este año los 430 millones de euros de beneficios, una vez se incluyan las plusvalías derivadas del proceso de rotación de activos llevado a cabo en los últimos meses.

Enagás ha presentado resultados este martes. La energética presidida por Antonio Llardén obtuvo un **beneficio neto de 69,3 millones de euros en el primer trimestre del año, lo que representa una caída del 25,4%** con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, aunque el grupo reiteró el objetivo establecido para el conjunto de 2022 de superar los 430 millones de euros, una vez se incluyan las plusvalías derivadas del proceso de rotación de activos llevado a cabo por la compañía en los últimos meses.

Según informó el operador de la red gasista a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), entre estas operaciones correspondientes a este proceso de rotación de activos, pendientes de autorizaciones y cierres definitivos suman unas **plusvalías potenciales de más de 200 millones de euros**.



Entre ellas, se incluyen el **acuerdo de venta de la participación del 50% del Gasoducto Morelos**, que generará una plusvalía de unos 32 millones de euros; así como la **entrada del fondo Clean H2 Infra Fund en el accionariado de Enagás Renovable (EGR)**, que supondrá otra plusvalía neta de unos 46,9 millones de euros, o la venta de la participación del 45,4% de GNL Quintero, que sumará otras plusvalías netas de unos 122 millones de euros y tendrá un impacto en el beneficio neto de 97 millones de euros. En el caso de no incluir estas potenciales plusvalías derivadas de este proceso de rotación, el objetivo de beneficio neto es alcanzar los 360 millones de euros, añadió la energética.

Enagás hace caja y vende su 45,4% en la chilena GNL Quintero por 601 millones

Los ingresos totales de la compañía en el primer trimestre del año alcanzaron los 233,9 millones de euros, un 2,8% inferior. Los ingresos regulados ascendieron a 230,4 millones de euros, un 0,9% menos respecto al primer trimestre de 2021 debido a la aplicación del marco regulatorio 2021-2026, aunque este impacto se vio parcialmente compensado por la remuneración de los gastos auditados de electricidad, compras de derechos de CO₂ y otros.

Mientras, el resultado de las sociedades participadas en el primer trimestre de 2022 fue de **44,2 millones de euros, frente a los 48,8 millones de euros de marzo** de hace un año, lo que supone una contribución al beneficio neto de un 42,9% en el periodo.

Por su parte, la cifra de los flujos de caja operativos (OCF) a cierre de marzo fue de 225,6 millones de euros, un 16,6% superior a la obtenida en el mismo periodo de 2021. Este incremento se debe, entre otros efectos, a los dividendos recibidos de las sociedades participadas, que supusieron 49,2 millones de euros en el primer trimestre del año, frente a los 28,9 millones del mismo periodo de 2021. Esta variación se debe al **cobro del dividendo de TGP por anticipado** (22,9 millones de euros) y 6,5 millones de euros del dividendo de 2021 de Altamira que se ha cobrado en este primer trimestre.

Mientras, **la deuda neta de la compañía presidida por Antonio Llardén ascendía al finalizar el primer trimestre de 2022 a 4.143 millones de euros**, con un coste financiero de la deuda de 1,6%. La ratio FFO sobre deuda neta se situó en 16,8%. Enagás presenta una sólida situación de liquidez, que a cierre del primer trimestre ascendía a 3.436 millones de euros entre tesorería y líneas de crédito no dispuestas.

En lo que respecta a la **demanda de gas natural, registró un incremento del 11,5% en el primer trimestre**, comparado con el mismo periodo del año anterior, debido, principalmente, al crecimiento de la demanda para generación eléctrica, que se disparó un 118,1% con respecto al mismo periodo de 2021.

Actualizará su plan estratégico

Enagás lanzará en los próximos meses una **actualización estratégica para adaptar su hoja de ruta** al nuevo escenario energético europeo y ser protagonista en el proceso de aceleración de la descarbonización, con el impulso al hidrógeno verde, y en garantizar el suministro energético, informó la compañía.

El actual contexto geopolítico tras el estallido de la guerra en **Ucrania** después de la invasión por **Rusia** está transformando el escenario global y Europa está reordenando sus prioridades para garantizar el suministro energético, acelerando también los objetivos de descarbonización.

Así, el objetivo es que este nuevo plan "refleje la adaptación de la compañía a este nuevo contexto", señaló el consejero delegado de Enagás, **Arturo Gonzalo Aizpiri**, que asumió este cargo el pasado mes de febrero, añadiendo que esta actualización estratégica será "concreta" en lo que respecta a los objetivos de la empresa.

Enagás elige a Aizpiri como CEO y ficha nuevos consejeros afines al PSOE

En una conferencia con analistas, Gonzalo Aizpiri subrayó que 2022 será un **"año de transición"** en el que se adaptará la estrategia del grupo "más que nunca en clave europea, a partir de unos cimientos sólidos para esta transformación".

En concreto, la nueva hoja de ruta europea, marcada por el plan REPowerEU y por las conclusiones del Consejo Europeo del pasado mes de marzo, así como por el paquete de medidas sobre el **hidrógeno** y la **descarbonización del mercado del gas**, publicado en diciembre, se basa en cinco pilares: **almacenamiento, interconexiones, biometano, hidrógeno renovable y alianzas con países vecinos**.

Cinco pilares: almacenamiento, interconexiones, biometano, hidrógeno renovable y alianzas con países vecinos

La aprobación de REPowerEU supondrá un punto de inflexión en la estrategia energética de Europa y tiene un objetivo principal: **aumentar la seguridad energética** de la UE impulsando la descarbonización y reduciendo drásticamente la dependencia del gas ruso.

REPowerEU tiene implicaciones importantes para el sistema gasista español y para Enagás, en un nuevo contexto en el que se refuerza la gestión cooperativa de infraestructuras y en el que España es un país clave para fortalecer la resiliencia del sistema energético europeo, tanto por su papel esencial en la diversificación del suministro de gas como por su gran potencial para un rápido despliegue del hidrógeno renovable.

Nuevas interconexiones

En este sentido, Gonzalo Aizpiri indicó que Enagás está trabajando con el Gobierno en nuevas interconexiones, **tanto con Francia como con Portugal**, "que garanticen la seguridad de suministro hoy y en el medio plazo".

El consejero delegado del grupo insistió así en que la "visión" de la compañía será "en clave española y europea", centrándose en la seguridad de suministro y la descarbonización.

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_Nucenor + SIE_Acciona Energía

SIE SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO
SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS