

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

La inversión verde de Iberdrola es un 32% mayor que la de las seis grandes petroleras.

Eleconomista.es, 4 de diciembre de 2020

El gasto en renovables de las 'commodities' se multiplicará por 8

Tres casas de análisis ven a Iberdrola en 13 euros



Reinventarse o morir en un mundo con **bajas emisiones de carbono** es la premisa bajo la que las grandes compañías del sector energético están virando sus negocios hacia las energías limpias con el objetivo de ampliar su radio de acción y tener un papel relevante en la **transición ecológica**.

Se espera que, por primera vez en la historia, según las estimaciones de Goldman Sachs, el gasto de capital en suministro de energía renovable supere al de petróleo y gas en 2021, y estima que las grandes petroleras europeas podrían emplear cerca de la mitad de sus gastos de capital en actividades de baja emisión de carbono, en comparación con el 10%-15% de 2019.

En este contexto, **Iberdrola**, que desde la llegada de **Ignacio Sánchez Galán** lleva casi dos décadas enfocando su estrategia hacia el verde, lanzó el primer órdago a principios de noviembre con el **mayor plan de inversión de la historia**: 75.000 millones de euros hasta 2025 de los cuales, el 81%, 60.750 millones, corresponde a renovables y a las redes en España, Reino Unido y Brasil y una pequeña parte en EEUU -que la UE acepta en su taxonomía como inversiones verdes-. Una apuesta evidente por un futuro de cero emisiones que excede a la danesa en **Orsted** (26.800 millones de euros para 2019-2025) y en línea con la de su principal comparable, la italiana Enel, que en **la actualización de su plan 2021-2023** invertirá 40.000 millones de euros (de los cuales 36.000 se ajustan a los ODS de la ONU y en torno a 17.000 son para renovables) y de cara a 2030 la inversión en renovables ascenderá a 70.000 millones (donde 5.000 de ellos serán para hibridación de renovables y baterías).

Goldman Sachs prevé que el gasto de capital en suministro de energía renovable supere al de petróleo y gas en 2021

Y frente al sector petrolero europeo, la cifra de Iberdrola representa un 32% más que la suma total que se prevé invierta las seis mayores de la industria en transición energética a lo largo del próximo lustro.

Royal Dutch Shell, BP, Total, Equinor, Repsol y Eni también se han aplicado en los últimos tiempos y han puesto números a sus planes de inversión verdes.

Aunque por separado se quedan por detrás de los principales operadores del sector eléctrico -según las estimaciones anunciadas por estas compañías-, el gasto combinado en energías renovables como la eólica marina y la solar, así como en negocios minoristas en algunos casos, está previsto que crezca, en un escenario de máximos, casi 8 veces en los próximos cinco años, de 6.000 millones de euros en 2020 a casi 46.000.

El mayor gasto previsto entre las firmas del sector es el de **Shell**, entre 10.000/15.000 millones de dólares hasta 2025 (8.200/12.400 millones de euros), seguido de la británica **BP**, que hasta 2030 pasará de invertir 500 millones de dólares anuales a 5.000 millones, siendo de 3.000-4.000 millones en 2025. De esta forma, y siendo optimistas, si aumentase a un ritmo sostenido de 500 millones por año hasta llegar a 3.500 en 2025, las inversiones acumuladas en seis años serían de 13.500 millones de dólares (11.200 millones de euros).

Le seguiría la noruega **Equinor**, con 8.300 millones de euros en renovables hasta 2025 y la francesa **Total**, con la misma cuantía. Ya muy por debajo, **Repsol** y **Eni**, con 5.500 millones de euros y 4.000 millones, respectivamente hasta 2023.

'Utilities' vs. petroleras

Tras el impulso del Plan de Recuperación de la UE a raíz de la crisis del Covid-19, "el potencial de crecimiento futuro ya no puede ser ignorado", afirma Bank of America. "Creemos que las divisiones de renovables de utilities deben ser valoradas como negocios en crecimiento, dado el capex necesario para cumplir con los objetivos de cambio climático", señala la entidad, cuyos pronósticos sugieren que las adiciones de capacidad de energías renovables deben aumentar de 3 a 4 veces en los próximos tres decenios para cumplir los objetivos del Acuerdo de París.

Según sus cálculos, la cuota de mercado de las *utilities* en energías renovables será 2 veces la de las grandes petroleras hasta 2030. "Más allá de eso, el mercado debería crecer lo suficientemente rápido para acomodar a ambos -nuestras valoraciones implican sólo un 6-7% de la cuota de mercado mundial para las eléctricas hasta 2050-", añaden.

En este escenario, las ganancias de Iberdrola crecerán un 18% entre 2020 y 2023 hasta alcanzar un beneficio histórico de 4.333 millones de euros, frente al 31% que caerá el beneficio de Orsted en el mismo periodo, según las previsiones que recoge el consenso de FactSet.

En cuanto a las petroleras, Repsol pasará este año de pérdidas a ganancias respecto a 2019, y se espera que BP y Eni acaben este ejercicio con pérdidas. Con todo, el periodo 2020-2023, el beneficio previsto, de media, para las seis petroleras aumentará un 47%.

Tres casas de análisis la ven en 13 euros

Desde que actualizó su hoja de ruta, **Iberdrola** repunta en bolsa algo más de un 5% después de alcanzar máximos históricos en los 11,47 euros el pasado 27 de noviembre. Pero la apuesta por las renovables no sólo ha sido bien acogida entre los inversores, sino también para el consenso de FactSet, que ha elevado un 1,4% su precio objetivo hasta los 11,50 euros. Con todo, Bernstein, Goldman Sachs y Alphavalue la valoran por encima de los 13 euros, lo que implica un valor bursátil de 82.550 millones de euros.

El Gobierno aprueba la orden para iniciar el calendario de subastas de renovables

CincoDias.com, 5 de diciembre de 2020

La primera convocatoria se concretará en una resolución del BOE que detallará las reglas de aplicación



El Boletín Oficial del Estado (BOE) recoge este sábado la orden ministerial que regula el primer mecanismo de subasta de energía renovable con el nuevo marco retributivo, lo que permitirá poner en marcha el calendario de subastas para los próximos cinco años. La aprobación de esta orden por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la puesta en marcha de las subastas responde, según el Ejecutivo, a la necesidad de ofrecer un marco "estable" que atraiga la inversión y fomente la actividad económica en toda la cadena de valor de las energías renovables en un escenario de recuperación tras la crisis sanitaria, al tiempo que permite que los consumidores se beneficien de manera directa de las reducciones de costes de generación de estas tecnologías.

El nuevo Régimen Económico de Energías Renovables resulta además "indispensable" para cumplir con los compromisos de descarbonización que España ha adquirido en el Acuerdo de París y como Estado miembro de la Unión Europea. Estos compromisos han sido planificados en el Plan Integrado de Energía Clima (PNIEC) 2021-2030, que prevé la instalación de en torno a 60GW renovables en la próxima década y que incluye, entre sus medidas, el desarrollo de este tipo de subastas.

El texto establece un calendario indicativo para la asignación mediante subastas del régimen económico de energías renovables, indicando los volúmenes mínimos de potencia acumulada para cada tecnología en el periodo 2020-2025. El calendario se actualizará anualmente y estará orientado a la consecución de los objetivos de producción renovable establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

En el año 2020 se convocarán subastas para la asignación de régimen económico de energías renovables para un mínimo de 3.000 MW, de los que al menos 1.000 MW se destinarán a energía eólica; 1.000 MW a fotovoltaica, quedando el resto de potencia a subastar sin restricción tecnológica. Para las tecnologías de biomasa y termosolar, la orden prevé subastas cada dos años, acumulando los objetivos anuales, con el objetivo de facilitar la viabilidad y participación de proyectos con una dimensión suficiente.

Los volúmenes de potencia renovable anteriores, de carácter indicativo, son valores acumulados, cuya consecución dependerá, entre otros factores, de los resultados de las subastas anteriores, según ha explicado el Ministerio en a través de un comunicado. Estos volúmenes asociados a las subastas se complementarán, en su caso, con los que se deriven de otros instrumentos de apoyo a las renovables que puedan establecerse empleando otros esquemas de financiación, justificados por las disponibilidades presupuestarias, la madurez tecnológica, la estructura de costes o cualquier otra característica específica de las tecnologías.

Ámbito de aplicación y producto subastado

La orden permitirá convocar subastas para instalaciones renovables formadas por una o varias tecnologías (hibridación) permitiendo el almacenamiento siempre que éste se destine a gestionar la energía producida por la propia instalación. El producto a subastar será la potencia instalada y los participantes pujarán ofertando el precio que están dispuestos a cobrar por la energía que genere la instalación.

Las subastas podrán incluir varios productos diferenciados dirigidos a distintas tecnologías o conjuntos de tecnologías distinguibles por sus especificidades. Dentro de cada producto podrán establecerse reservas mínimas de producto a adjudicar a una o varias tecnologías.

Con el objetivo de optimizar la integración de renovables en el sistema y maximizar el ahorro para la factura eléctrica, se puede establecer que el precio resultado de la subasta sea corregido con incentivos de participación del adjudicatario en el mercado, introduciendo cierta exposición de las instalaciones al mercado eléctrico.

La orden establece el porcentaje de ajuste de mercado en un 25% para las tecnologías con capacidad de gestión de su nivel de producción y en un 5% para las que no dispongan de dicha capacidad.

La primera planta de hidrógeno verde de España estará en marcha en 2022

forococheselectricos.com, 4 de diciembre de 2020



En los últimos meses estamos viendo una verdadera ofensiva en los sectores que proponen una reducción del uso de carburante fósiles impulsados por las medidas de recuperación lanzadas por Europa. Tanto vehículos, como energías renovables y el cada vez más famoso hidrógeno verde. Una forma de producción con energías limpias que contará en la localidad vizcaína de Amorebieta su primera planta operativa del país.

Esta planta aprovechará las **infraestructuras existentes de gas y electricidad de una central de ciclo combinado (CCGT)** y en ella se pondrá en marcha una instalación con una capacidad inicial de **20 MW**. El objetivo es generar **1.500 toneladas de hidrógeno verde por año** usando exclusivamente fuentes 100% renovables a través de certificados de origen verdes, que evitarán la emisión de más de 12.000 toneladas de CO2 a la atmósfera.

Parte del hidrógeno generado se empleará en la propia planta de ciclo combinado de Bizkaia Energía, **alimentada por gas**, con el fin de reducir las emisiones de CO2. Además, **el hidrógeno se inyectará en la red actual de distribución de Nortegas**, donde se mezclará con gas natural, descarbonizando una parte de los consumos energéticos actuales, aunque sin datos del porcentaje del efecto de esta acción.

Este hidrógeno podrá estar dedicado también en parte, a cubrir necesidades de suministro específicas de hidrógeno en la industria local, o al almacenamiento de hidrógeno líquido a través de portadores químicos.



Además se instalará una hidrogenadora, que estará destinada a cubrir las necesidades del transporte de las flotas público-privadas locales de vehículos pesados que podrán ser alimentadas con hidrógeno.

La inversión inicial será de 50 millones de euros, con el objetivo de ir aumentando la capacidad de las instalaciones con sucesivas actualizaciones hasta llegar a los 200 MW para 2030. Una instalación promovida por Sener (ingeniería) Nortegas (distribución de gas) White Summit Capital (fondo de inversión de riesgo) Castleton Commodities International (comercio) y Bizkaia Energía (central termoeléctrica de ciclo combinado) son los impulsores del proyecto que indican que este potencia el papel de España como actor clave en la producción y explotación del hidrógeno verde en Europa.

Opinión

La cuestión es quién será el cliente de este hidrógeno verde. La respuesta solo la saben los promotores, así como el coste del propio hidrógeno que incluso usando energías renovables, sin ninguna duda será mucho más caro que la propia electricidad procedente directamente de las fuentes de producción.

Y es que el coste del kilo de hidrógeno será la clave para una tecnología que puede ayudar a descarbonizar sectores intensivos, como la industria y el transporte pesado.

Una industria que en caso de que el coste sea muy elevado, como sucede hasta ahora, evidentemente no optará por este por motivos románticos. Principalmente en un mercado como el español que sufre unos costes energéticos ya muy altos y cuyo hidrógeno tendría que competir con los reducidos costes eléctricos de mercados como Francia, e incluso del centro y norte de Europa con una capacidad cada vez más elevada de producción con unas renovables que bajan de año sus costes.

Así serán las subastas de renovables de Ribera: mantiene las garantías en 60.000 €/MW y habrá penalizaciones de 5 €/MWh

Elperiodicodelaenergía, 5 de diciembre de 2020

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha aprobado **la orden ministerial** que regula el primer mecanismo de subasta de energía renovable con el nuevo marco retributivo, lo que permitirá poner en marcha el calendario de subastas para los próximos cinco años.



El texto desarrolla normativamente el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

La aprobación de esta orden y la puesta en marcha de las subastas responde a la necesidad de ofrecer un marco estable que atraiga la inversión y fomente la actividad económica en toda la cadena de valor de las energías renovables del país en un escenario de recuperación tras la crisis sanitaria, al tiempo que permite que los consumidores se beneficien de manera directa de las reducciones de costes de generación de estas tecnologías.

Según la vicepresidenta cuarta del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, la convocatoria de la primera subasta se conocerá en pocos días.

El nuevo Régimen Económico de Energías Renovable resulta además indispensable para cumplir con los compromisos de descarbonización que España ha adquirido en el Acuerdo de París y como Estado miembro de la Unión Europea. Estos compromisos han sido planificados en el Plan Integrado de Energía Clima (PNIEC) 2021-2030, que prevé la instalación de en torno a 60GW renovables en la próxima década y que incluye, entre sus medidas, el desarrollo de este tipo de subastas.

Este mecanismo de subastas es, por tanto, complementario a otros instrumentos de impulso, como pueden ser las líneas de ayuda a la inversión en renovables financiadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), ejecutadas por el Instituto para Diversificación y Ahorro de la Energía, o las garantías públicas a los contratos de suministro de energía eléctrica a medio y largo plazo (PPAs).

CALENDARIO DE ASIGNACIÓN

El texto establece un calendario indicativo para la asignación mediante subastas del régimen económico de energías renovables, indicando los volúmenes mínimos de potencia acumulada para cada tecnología en el periodo 2020-2025. El calendario se actualizará anualmente y estará orientado a la consecución de los objetivos de producción renovable establecidos en el PNIEC.

En el año 2020 se convocarán subastas para la asignación de régimen económico de energías renovables para un mínimo de 3.000 MW, de los que al menos 1.000 MW se destinarán a energía eólica; 1.000 MW a fotovoltaica, quedando el resto de potencia a subastar sin restricción tecnológica.

Volúmenes mínimos de potencia acumulada (MW)						
Tecnología/años	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Eólica	1.000	2.500	4.000	5.500	7.000	8.500
Fotovoltaica	1.000	2.800	4.600	6.400	8.200	10.000
Solar termoeléctrica		200	200	400	400	600
Biomasa		140	140	260	260	380
Otras (biogás, hidráulica, maremotriz, etc.)	-	20	20	40	40	60

Para las tecnologías de biomasa y termosolar, la orden prevé subastas cada dos años, acumulando los objetivos anuales, con el objetivo de facilitar la viabilidad y participación de proyectos con una dimensión suficiente.

Los volúmenes de potencia renovable anteriores, de carácter indicativo, son valores acumulados, cuya consecución dependerá, entre otros factores, de los resultados de las subastas anteriores. Estos volúmenes asociados a las subastas se complementarán, en su caso, con los que se deriven de otros instrumentos de apoyo a las renovables que puedan establecerse empleando otros esquemas de financiación, justificados por las disponibilidades presupuestarias, la madurez tecnológica, la estructura de costes o cualquier otra característica específica de las tecnologías.

ÁMBITO DE APLICACIÓN Y PRODUCTO SUBASTADO

La orden permitirá convocar subastas para instalaciones renovables formadas por una o varias tecnologías (hibridación) permitiendo el almacenamiento siempre que éste se destine a gestionar la energía producida por la propia instalación.

El producto a subastar será la potencia instalada y los participantes pujarán ofertando el precio que están dispuestos a cobrar por la energía que genere la instalación. Las subastas podrán incluir varios productos diferenciados dirigidos a distintas tecnologías o conjuntos de tecnologías distinguibles por sus especificidades. Dentro de cada producto podrán establecerse reservas mínimas de producto a adjudicar a una o varias tecnologías.

Tecnologías	Subgrupo definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio	Porcentaje de ajuste de mercado	
		Instalaciones con capacidad de gestión	Instalaciones sin capacidad de gestión
Fotovoltaica.	b.1.1	0,25	0,05
Solar Termoeléctrica.	b.1.2	0,25	
Eólica.	b.2	0,25	0,05
Resto tecnologías renovables.	b.3	0,25	0,05
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada menor o igual a 10 MW).	b.4	0,05	
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada superior a 10 MW).	b.5	0,05	
Biomasa, Biogás o Biolíquidos.	b.6, b.7, b.8	0,25	

Con el objetivo de optimizar la integración de renovables en el sistema y maximizar el ahorro para la factura eléctrica, se puede establecer que el precio resultado de la subasta sea corregido con incentivos de participación del adjudicatario en el mercado, introduciendo cierta exposición de las instalaciones al mercado eléctrico. La orden establece el porcentaje de ajuste de mercado en un 25% para las tecnologías con capacidad de gestión de su nivel de producción y en un 5% para las que no dispongan de dicha capacidad.

Tecnologías	Subgrupo según artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio	Número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual (horas)	Número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual (horas)
Fotovoltaica.	b.1.1.	1.500	2.300
Solar Termoeléctrica.	b.1.2.	3.000	4.000
Eólica.	b.2	2.200	3.500
Resto tecnologías renovables.	b.3	2.000	4.000
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada menor o igual a 10 MW).	b.4	1.600	2.500
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada superior a 10 MW).	b.5	2.000	3.000
Biomasa.	b.6	6.000	8.000
Biogás, Biolíquidos.	b.7	6.000	8.000
Biomasa.	b.8	6.000	8.000

HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO

El Gobierno también ha añadido en un anexo las horas equivalentes de funcionamiento que deberán tener las instalaciones adjudicatarias de las subastas. Estas son:

GARANTÍAS

La cuantía de la garantía económica solicitada como requisito previo para la participación en la subasta será de 60 euros/kW para la potencia por la que pretende ofertar.

Asimismo, la cuantía de la garantía económica solicitada como requisito previo para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación será de 60 euros/kW para la potencia instalada que se solicita inscribir. De la cuantía citada, 12 euros/kW se encuentran vinculados a la identificación de la instalación, 18 euros/kW se encuentran vinculados a la acreditación de la autorización administrativa de construcción de las instalaciones identificadas y 30 euros/kW se encuentran vinculados a la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

Además, el coste imputable a la organización de la subasta será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios en función de la cantidad de producto adjudicado y percibido por la entidad administradora de la subasta, siendo el coste de 0,08 euros por cada kW adjudicado.

PENALIZACIONES

La Orden establece una serie de medidas para incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta. Se trata de unas penalizaciones que podrían alcanzar los 5 €/MWh en los siguientes casos:

- 1.- Penalización automática en los hitos de control intermedios
- 2.- Penalización en la cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación con anterioridad a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.
- 3.- Penalización en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

Naturgy acelera en Bolsa con su apuesta renovable

Cincodías.com, 6 de diciembre de 2020

La venta de la filial en Chile ha sido un revulsivo para la cotización, que ha conseguido reducir la caída anual al 15%, y abre la puerta a una posible mejora del rating.

Naturgy ha tenido tres momentos en Bolsa a lo largo del año: uno negativo, con una fuerte penalización coincidiendo con el inicio de la pandemia; otro de estabilización, entre marzo y octubre, y un tercero positivo, con recuperación en las últimas semanas. Llegó a perder el 35%; ahora, en el último tramo de 2020, su caída en el año se reduce al 15%. Ha habido dos factores clave que han provocado el cambio de rumbo de sus acciones: el anuncio de la vacuna, que inyectó optimismo a los mercados y devolvió el dinero a los valores más penalizados, y la venta de su filial chilena por 2.570 millones.



Se trata de la mayor desinversión que realiza la empresa desde 2018 y tiene como objetivo la aceleración del negocio de renovables.

Esta semana, además, se ha conocido su salida de Egipto tras un acuerdo para vender Unión Fenosa Gas (UFG) a Eni. Cierra así un litigio que mantenía desde 2012, y recibe 600 millones de dólares en efectivo y la mayoría de los activos de UFG fuera del país.

Evolución de Naturgy en 2020

En euros por acción



Fuente: Bloomberg

C. CORTINAS / CINCO DÍAS

Varias firmas han mejorado sus previsiones y valoraciones para Naturgy, como Bank of America, Morgan Stanley, Barclays, Credit Suisse o Kepler. El consenso del mercado se inclina por mantener el valor. “Creemos que los inversores han pasado por alto el potencial del giro estratégico de Naturgy hacia las renovables”, explican desde Bank of America. El banco ha incrementado el precio objetivo a 23,4 euros –lo había subido desde 16,30 euros a 21,80 euros el 5 de octubre– tras conocer la venta del negocio de electricidad en Chile. En su opinión, Naturgy gana pulso financiero.

Barclays contempla la salida de Chile como “oportuna”, ya que concede al grupo “margen de maniobra” de cara a una actualización de su plan estratégico, que está previsto que presente el próximo mes de febrero, a favor del impulso a las energías renovables. “Creemos que el precio de las acciones no descuenta las nuevas sinergias de costes, mientras que el grupo pretende reducir su perfil de riesgo con menos peso de sus actividades impulsadas por las materias primas [gas, petróleo y derivados, electricidad, carbón...]”, dicen. El banco sopesa la posibilidad de una mejora del rating crediticio. Naturgy mantiene una calificación a largo plazo de BBB con perspectiva estable por parte de S&P y de Fitch.

Para Kepler, el movimiento en Chile de la empresa presidida por Francisco Reynés significa que “las posiciones estratégicas tienen valor por sí mismas, incluso en tiempos Covid”, y resalta el mensaje que ha dado la dirección: “Este es el primer acuerdo significativo, pero no el último”. Morgan Stanley también aplaude la desinversión chilena y destaca que “deja en evidencia el potencial que puede desatar la venta de activos”.

Pero hay dos temas que preocupan a la firma: la política de dividendo, que puede sufrir un recorte a partir de 2023, en su opinión, y la estrategia de crecimiento, que está ligada a la transición energética. Para Renta 4, la operación es positiva en términos cuantitativos. “Aunque nos gusta la posibilidad de un giro hacia las renovables, estimamos que hay otras entidades mejor posicionadas para aprovechar este escenario, si bien es cierto que la consideramos una opción muy buena cuando se recupere el mercado del gas a nivel global”, comentan.

Otra muestra más de la apuesta de Naturgy por la energía verde, compartida con otras energéticas tradicionales como Repsol, es su llegada a la recta final de la puja por T-Solar, junto con la china Three Gorges y un consorcio formado entre Q-Energy y el fondo de pensiones canadiense CPPIB.

En cuanto al impacto que ha tenido la pandemia en la marcha de negocio, los resultados a septiembre mostraron un descenso del 45,6% del beneficio por la caída de la demanda y de los precios, y la depreciación de las divisas. Sin embargo, Naturgy ha reiterado su previsión de obtener 4.000 millones de resultado ordinario de explotación al cierre de 2020.

UNA NUEVA HOJA DE RUTA EN MENOS DE DOS AÑOS

Calendario. Naturgy tenía previsto celebrar el día del inversor en diciembre de este año, pero tras la venta de su filial de Chile ha optado por retrasar la cita al próximo febrero, una vez que se publiquen los resultados de 2020. En ese encuentro dará a conocer el nuevo plan estratégico, que estará enfocado al negocio de la energía renovable.

Dividendo. Reynés mantiene el compromiso de remuneración con los accionistas, pero ha matizado que el nuevo plan estratégico dará “una mayor visibilidad” de la política de retribución. El pasado día 11 de noviembre, Naturgy abonó un dividendo a cuenta de los resultados de 2020 de 0,50 euros por título; en julio hizo efectivos otros 0,30 euros. Con la cotización actual, ofrece una rentabilidad por dividendo del 7%, de las más elevadas.

Presidencia. Francisco Reynés llegó a la presidencia de Naturgy en febrero de 2018. En este tiempo va a presentar dos planes estratégicos; el primero abarcaba hasta 2022, pero el giro decisivo del negocio obliga a una actualización. Desde que Reynés se encuentra al frente, la compañía ha sufrido altibajos en Bolsa: acumula una subida del 11%, pero llegó a revalorizarse el 36%.

Enel negocia con Marruecos la compra por Endesa de la gran central Tahaddart.

Lainformacion.com, 7 de diciembre de 2020

La planta, muy rentable para la eléctrica, fue la primera instalación térmica de gas que se construyó en el país norteafricano.



El grupo italiano Enel, propietario de Endesa, **ultima con el Gobierno de Marruecos y la Office Nationale de Electricité (ONE)** del país norteafricano la negociación para **aumentar la participación del 32% de la filial española** en la gran central de ciclo combinado Tahaddart, situada a 46 kilómetros de Tánger y a 110 de Ceuta. Endesa gestiona la planta de gas, en la que también participan Siemens (20%) y la ONE y para la que se manejan proyectos de ampliación. La central se construyó para aprovechar el gasoducto del Magreb que, procedente de Argelia, pasa por Marruecos.

De hecho, Tahaddart se sitúa a sólo 13 kilómetros del gasoducto que enlaza con España vía Huelva.

La instalación quema el gas que Marruecos cobra como peaje para cubrir hasta un 10% de la demanda eléctrica marroquí.

La Información **ha tratado de contrastar los detalles de la negociación con Enel, sin éxito. Fuentes al tanto** de los contactos, explican, no obstante, que la operación está avanzada. **La planta, muy rentable para Endesa**, fue la primera instalación térmica de gas que se construyó en el país norteafricano. El proyecto comenzó en 2003 y en el mismo participaba inicialmente la francesa estatal EDF. Pero fue Endesa quien se quedó con la gestión, en usufructo por 20 años.

La central de Tahaddart se construyó para aprovechar el **gasoducto del Magreb** que, procedente de Argelia, pasa por Marruecos. Tahaddart se sitúa a 13 kilómetros del gasoducto que enlaza con España vía Huelva. **La instalación quema el gas que Marruecos cobra como peaje al gas argelino** para cubrir hasta un 10% de la demanda eléctrica del país. El objetivo del Gobierno marroquí es conseguir una mayor independencia energética. Como España, Marruecos depende de las importaciones para cubrir sus necesidades energéticas. Hace apenas una década, importaba el 98% de los recursos para producir energía.

Punto de apoyo

Endesa, la única de las grandes energéticas presente en Marruecos, es un punto de apoyo fundamental para los planes del grupo italiano en el Norte de África. Hace cuatro años, Enel logró que el Gobierno marroquí le adjudicara (preasignara), **la construcción de cinco proyectos eólicos por un total de 850 MW** junto con el grupo alemán Siemens y la empresa local Nareva. La filial de renovables Enel Green Power (EGP) ya gestiona 55 MW eólicos en el país. Lo hace en el parque eólico Midelt, una empresa conjunta entre EGP y Nareva **que se ha visto envuelta en el conflicto en el Sáhara**. Los planes van más allá. Marruecos tiene como objetivo un 52% de generación limpia en 2030 y Enel quiere participar en el negocio.

Endesa es la llave del grupo en el país. La filial española se enfrenta a un reto muy exigente en los próximos años: el cierre de las centrales de carbón en dos años, **el de las nucleares no más allá de 2035** y cumplir con el objetivo cero emisiones antes de 2050. En ese camino, Endesa considera que las centrales de ciclo combinado -lo que incluye la marroquí de Tahaddart- **deben tener un papel importante en la transición hacia una economía descarbonizada** como respaldo de las renovables. La consolidación de la central marroquí concreta esa filosofía.

Más inversiones

Enel no desvela a cuánto puede ascender la inversión en la ampliación de Tahaddart. Sí ha detallado la inversión prevista durante el próximo trienio en España y Portugal. Ascende a 7.900 millones, 1.600 millones más de los asignados en el Plan 2020-2022. Más allá de la península, Enel y Endesa apuestan por aprovechar al máximo su posición de suministrador principal -e insustituible- en **Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla** para acceder a los **fondos de la reconstrucción de la UE** que faciliten la inversión y el flujo de ingresos. Ofrecen transformar las islas y las ciudades autónomas en adelantados de la descarbonización y de la generación con hidrógeno.

La importación de electricidad desde Marruecos provocó el pasado año cierta **polémica por su origen contaminante** -centrales de carbón-. **Hubo consultas del Gobierno español con la Comisión Europea** y en el proceso quedó clara la voluntad expresada por Marruecos de avanzar en la implantación de tecnologías con menos emisiones. Los ciclos combinados, como el de Tahaddart, emiten gases aunque en menor medida que las centrales de carbón o de fuel. En todo caso, la polémica por las importaciones de electricidad desde España no afecta a la central de ciclo combinado. Por dos razones: porque la central quema gas y porque su producción se orienta a cubrir las necesidades del mercado interior marroquí.

Iberdrola se prepara para retomar la 'subida libre' mientras continúa conquistando Brasil

Eleconomista.es, 7 de diciembre de 2020

Sus títulos acumulan una revalorización superior al 20% desde enero

La española obtuvo casi un 20% de sus ingresos en Brasil en 2019

Qué hacer hoy si invierte con Ecotrader

El pasado Viernes, **Iberdrola** hacía público que **había ganado la subasta de privatización de la distribuidora eléctrica brasileña CEB-D**, con una oferta de 2.515 millones de reales brasileños, unos **401 millones de euros** de acuerdo con el tipo de cambio actual. La oferta ganadora, la de Neoenergía (filial de Iberdrola), pagó 7 millones de reales más (poco más de 1 millón de euros) que la segunda oferta, realizada por CPFL Energía, propiedad de State Grid Corporation of China.

CEB-D presta servicio a los tres millones de habitantes de Brasilia, la capital del país, por lo que la sensación de 'conquista' por parte de la española del país carioca es, cuanto menos, palmaria. Un sentimiento que, pese a haber sido recibido con **descensos en el mercado de renta variable**, ha sido valorado por los analistas, que han ratificado su visión sobre la eléctrica española en las últimas horas.

Y es que, las tres firmas que han revisado su consejo han **ratificado su valoración sobre la española y dos de ellas (Day by Day e Investec) han vuelto a confirmar el consejo de compra que le otorgaban con anterioridad**. Gracias a ello, el porcentaje de analistas que aconsejan tomar posiciones en ella ronda el 35%, mientras que quienes aconsejan vender apenas supera el 6% según el consenso de mercado de Bloomberg | **Consulte aquí la recomendación de los analistas**.

Y eso que **los títulos de la compañía acumulan una revalorización superior al 20% desde que dio comienzo el año** y que cotizan por encima de los niveles a los que se movían antes de que empezaran a adoptarse medidas contra el Covid-19 en Europa y el resto de los países de Occidente. De hecho, Iberdrola es una de las seis firmas más alcistas del Ibex 35 en 2020 | **Estos son los niveles clave de las firmas del Ibex 35**.

Iberdrola se prepara para retomar la subida libre

Un comportamiento que concuerda con el buen momento que vive el **Bovespa**. Y es que, el principal selectivo de renta variable en Brasil, donde Iberdrola **obtuvo casi un 20% de sus ingresos en 2019**, ya ha recuperado también los niveles pre-Covid.

"Es un título que debe estar en cartera sí o sí y aquellos que no tienen a la compañía eléctrica en cartera no deben preocuparse ya que desde **Ecotrader** siempre estamos pendientes por si hay alguna oportunidad para subirse a su impecable tendencia alcista", asegura Joan Cabrero, analista técnico y asesor de **Ecotrader**.

"**Esperamos que se desarrolle una consolidación** como la que vimos entre julio y octubre, que llevó al precio de los 11,50 a alcanzar los **10 euros**, que es donde recomendamos comprar por última vez ya que ahí se encontraba la base del canal que en todo momento señalamos que era una clásica bandera de continuidad alcista", explica Cabrero que asegura que "en cuanto concluya esta pequeña consolidación **Iberdrola logrará batir esos 11,50 euros y entrar de nuevo en subida libre absoluta**".

Endesa adopta el modelo Amazon para dar la batalla de los clientes de luz y gas

Elconfidencial.com, 7 de diciembre de 2020

La comercializadora de luz y gas lanza una plataforma en la que pretende aprovechar su posición líder en el mercado para retener clientes rentables con otros servicios añadidos



Endesa ha detallado parte de sus planes de futuro esta misma semana. El consejero delegado de la compañía eléctrica, José Bogas, lanzó un contundente mensaje al mercado: **no vamos a entrar en la guerra de precios** que se está viviendo ahora y **no pretendemos hacer compras inorgánicas de clientes** a los precios que nos están ofreciendo.

En los últimos años, este sector —liberalizado desde hace más de una década— está empezando a abrirse de verdad. La posición de dominio de los incumbentes, cinco compañías más acostumbradas a lidiar con el regulador que a competir entre ellas, ha dado paso a una batalla en la que 'utilities', petroleras ("con estrategias muy agresivas", señala Bogas), gigantes internacionales y firmas de nuevo cuño con modelos de 'startup' han entrado a la caza del usuario de luz y gas.

Esto ha dado lugar a que la competencia **esté tirando para abajo de los precios** y todos peleen por tener un cliente que, sin embargo, sigue siendo un activo de alto valor para el negocio de generación, dados los bajos precios mayoristas que vienen con la constante mejora de eficiencia de las renovables. De ahí las compras de **Repsol y Total** de las comercializadoras minoristas de luz y gas de **Viesgo y EDP**, respectivamente. En este sentido, el CEO de Endesa aseguró que irán a las subastas competitivas, pero que no las necesitan porque tienen cubierta su cuota de comercialización **con sus clientes minoristas**, a los que pueden vender a un precio más alto.

El reto para la compañía es mantener ese precio más elevado y no perder usuarios. En los últimos años, la firma **se ha dejado un millón de clientes** y, por si esto fuera poco, en este 2020 está viendo cómo se estanca el trasvase de clientes de la tarifa regulada a la libre (solo 20.000, cuando otros años el cambio era de 200.000). La tarifa que marca el Gobierno, conocida como **PVPC**, está siendo mucho más barata, dado que está indexada al mercado mayorista 'pool', hundido durante la **pandemia**. Esos clientes no generan negocio para las eléctricas, de ahí su empeño en llevarlos al mercado liberalizado.

En este contexto, Endesa se trata de desmarcar de la competencia con la creación de una plataforma en la que pueda atraer clientes de una manera 100% digital, con lo que ello implica de reducción de costes, hacia una **tarifa plana**, que ha llamado Tarifa Única, donde pretende retener y ampliar su base de usuarios.

¿Qué tiene Endesa de ventaja con respecto al resto de sus competidores? Más de **12 millones de usuarios de luz y gas**. No tanto la tarifa plana, que otras firmas como **Holaluz** ya lanzaron hace dos años. Pero nadie tiene una base de consumidores tan amplia en España como Endesa y eso, en un contexto digital como el actual, es un gran activo, dada la cantidad de datos con información valiosa que se pueden obtener gracias al 'big data'.

El gigante coreano Hanwha pesca en Repsol y se alía con Amazon para vender luz



Uno de los impulsores de este proyecto es **Javier Uriarte**, director general de Comercialización. Según explica, "la tarifa es personalizada para cada cliente y eso nos proporciona una gran cantidad de datos que podemos analizar, y a través de algoritmos obtener patrones de comportamiento con información valiosa, siempre por supuesto cumpliendo con toda la normativa de protección de datos". "Ahí se pueden sacar conclusiones de cara a ofrecer las tarifas y productos más adecuados en función de factores como el área geográfica (rural o urbana), la edad del cliente, etc., su consumo horario, semanal, etc.", añade este ejecutivo.

Con todo ello, pretenden fidelizar hasta a 30.000 clientes de luz, gas y otros servicios energéticos (mantenimientos, reparaciones, aires acondicionados, calderas, etc.) antes de final de año, después de que a mediados de noviembre ya activaran su plataforma, que cuenta con en torno a 10.000. Pero, además, y aquí viene una de las partes más diferenciales del producto, su idea es poder **vender otro tipo de servicios de terceros**. De hecho, Uriarte señala que para 2021 esperan tener ya algunas **alianzas cerradas con otras compañías**.

El propio consejero delegado de Endesa hacía hincapié en esta idea durante su presentación esta misma semana. Bogas aseguró que podrían llegar a dar productos como televisiones de pago tipo **Netflix** (ahora mismo, ofrecen Amazon Prime para fidelizar clientes), **seguros a terceros** e incluso no descartó la posibilidad de **ofrecer alarmas** u otros servicios financieros.

Uriarte, director de Comercialización de Endesa: "La tarifa personalizada nos da gran cantidad de datos para obtener patrones de comportamiento"

El director de Comercialización de Endesa, por su parte, se centra en el futuro más inmediato y sostiene que lo fundamental es focalizarse en sus servicios energéticos. También remarca las líneas principales sobre otros productos que piensan vender, como "**productos para el hogar**, por los que se paga una tarifa al mes y siempre que tenga sentido para las empresas que puedan prestarlos", y añade que "estos servicios deben ser muy sencillos de contratar y transparentes", ahí es donde la plataforma debe ser un factor diferencial.

Es decir, que Endesa trata por un lado de alcanzar alianzas con empresas a las que **ofrece su potente red de clientes** para que hagan visibles sus servicios y por ello **podría cobrarles una comisión**. Ahí es donde quieren aportar su valor de plataforma, como ya hacen otras grandes firmas digitales entre las que el paradigma mundial es **Amazon**. No obstante, el director de Comercialización remarca que las relaciones que establezcan con potenciales aliados aún no están definidas y no tienen por qué ser cerradas y únicas, sino que dependerán de cada caso.

Por otro lado, ese elenco de productos que sirvan a través de su plataforma con paquetes combinados pretende ser un reclamo que haga su oferta más atractiva respecto a la de la competencia, pero sin tener que competir por el precio, donde actualmente el terreno de juego está imposible para una 'utility' como Endesa, con elevadas cargas del pasado. Dicho de otro modo, **ese es su reclamo de fidelización**. Precisamente, los expertos señalan el riesgo de luchar al precio que quiere evitar Endesa. Ese cliente que captas por la oferta económica de tu producto es el más infiel: se mueve por el precio y se cambiará ante un estímulo de oferta de otra compañía.

Este otro servicio más premium al que está apuntando Endesa, con ofertas de servicios combinadas para el hogar, trata de traer al **mundo energético** un modelo que ya se aplica desde hace tiempo en el mundo de las telecomunicaciones, donde el 'marketing' y la comercialización **están mucho más sofisticados**. De hecho, multinacionales incumbentes en ese sector como **Telefónica** tratan de fidelizar con paquetes de productos más premium, con deporte en exclusiva en sus canales de televisión y otros servicios de alto valor añadido que puedan diferenciar su oferta de telecomunicaciones de otras firmas que compiten a precio.

Esta sofisticación que está llegando al **sector de la energía** no pasa desapercibida para otras grandes empresas. De hecho, **Naturgy** ha fichado a **Carlos Vecino**, un experto que no procede del mundo energético, sino precisamente de la comercialización minorista de telecomunicaciones, para liderar su área 'retail' de luz y gas. Un movimiento que ha llevado a José Luis Gil, hasta ahora en el cargo, a ser director de Regulación de la antigua Gas Natural Fenosa. Tiempos de cambio en un sector que todavía tiene que cambiar mucho más.

Ahora está por ver si **el cliente de luz y gas**, un servicio básico del que nadie puede prescindir, responde a los incentivos que propone Endesa, que quiere aprovechar sus 12 millones de clientes para seguir siendo una empresa dominante, pese a la cada vez más difícil competencia.

Los rebrotes hunden a las eléctricas en noviembre.

EDeconomiadigital, 7 de diciembre de 2020

Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol, las cinco mayores comercializadoras, sufren una importante caída en la venta de electricidad



El consumo eléctrico es un fiable termómetro de la situación económica. Desciende en las crisis, sobre todo cuando son tan repentinas como la que arrasó España desde marzo, como consecuencia de la llegada de la pandemia de **coronavirus**, y remonta en bonanza.

Los vaivenes de este año han sido más pronunciados que nunca. Se hundió en marzo y abril, **se recuperó en verano** pero noviembre ha sido un mes negro para las grandes eléctricas españolas. Así lo reflejan los datos de suministro proporcionados por REE y recopilados por **JQ Advisors** para **Economía Digital**.

“Aunque el consumo eléctrico se había recuperado bastante en octubre, en noviembre ha vuelto a caer con las nuevas medidas de confinamiento, toques de queda y cierre de actividades como la restauración en algunas CCAA”, explica **Roberto Pardo**, director de operaciones de JQ Advisors.

Endesa es la gran eléctrica que más ventas pierde en noviembre, un problema que está sufriendo desde la llegada de la pandemia

Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol, las cinco primeras comercializadoras de luz de España por cuota de mercado, sufrieron importantes descensos de negocio en noviembre con respecto al mismo mes de 2019, libre de Covid-19. Tres de ellas, de dos dígitos.

Otras empresas más pequeñas, emergentes o más nuevas y por tanto en crecimiento sí que presentan subidas interanuales, como Engie, Total y Cepsa, pero se trata en buena medida de un efecto estadístico, pues hace un año su mercado era mucho más pequeño.

El presidente de Endesa, Juan Sánchez-Calero (derecha), y el consejero delegado, José Bogas. EFE



Endesa fue, entre las grandes del sector, la que más sufrió en noviembre. El suministro de la filial de Enel cayó el 11,8%. No es extraño que bajara más que sus rivales, pues la compañía que dirige **José Bogas** lleva toda la crisis del coronavirus teniendo el peor comportamiento entre las tres grandes.

Iberdrola y Naturgy han soportado mejor la crisis del coronavirus pues tienen entre sus clientes un tipo de empresas más resistentes. De hecho, la que preside **Francisco Reynés** llegó a subir en algunos meses de verano, mientras que la de **Ignacio Sánchez Galán** se movió en las cifras de 2019.

En noviembre, el cierre de la restauración en comunidades autónomas importantes como Cataluña, y las restricciones, como los toques de queda, en toda España, rebajaron el consumo de muchas pymes, lo que provocó descensos del suministro del 4,5% en Iberdrola y del 3,1% en Naturgy.

EDP y Repsol, que completan el *top five* de mayores eléctricas en el mercado nacional, sufrieron grandes caídas, del 10,2% y del 12,5% respectivamente. Y eso que por ejemplo la energética que dirige **Josu Jon Imaz** está creciendo y tiene más clientes que hace un año, más de 1,1 millones.

Fortia, eléctrica especializada en empresas industriales, sube un 7%, lo que muestra el comportamiento desigual de la economía

Entre las siguientes cinco comercializadoras, solo hay dos que mejoren. Una de ellas refleja las diferencias en la situación económica de las empresas españolas. **Fortia**, que sube el 7%, está especializada en empresas industriales. [Estas son las que mejor han aguantado por varios motivos.](#)

Uno es que mientras se ha obligado a cerrar, sea por ley o por falta de clientes, establecimientos turísticos, restaurantes y tiendas, las fábricas pueden trabajar con normalidad, siempre que mantengan las medidas de seguridad anti-coronavirus, desde abril. El segundo es que la mayoría de su producción se exporta a todo el mundo, por lo que es más fácil encontrar mercado.

Las multinacionales apuestan por España

En general, solo mejoran empresas que han entrado recientemente en el mercado, o han apostado fuerte por el en los últimos meses, sean emergentes o multinacionales. Y es que se produce una paradoja: aunque el mercado eléctrico español sufre una fuerte depresión al ritmo de la pandemia, muchas empresas de otros países están apostando por él.

Es el caso de Engie y Total, dos empresas francesas de referencia en el sector energético, que mejoran un 29% y un 32% respectivamente en noviembre con respecto al mismo mes del año pasado, o la portuguesa Galp, que crece un 52%.

“El mercado eléctrico español se ha convertido en un mercado estratégico para otras multinacionales europeas”, asegura Roberto Pardal, que también constata la apuesta de todas las petroleras por vender también luz a los clientes particulares, como Repsol, Cepsa o las propias Total y Galp.

Noviembre, un mes negro de coronavirus

Noviembre fue un mes negro para España en cuanto al impacto del coronavirus. Hasta ahora, el mes con más infectados registrados, más de 415.000 de los 1,66 millones con los que cerró el mes. Sin embargo, este dato puede no ser del todo fidedigno por un motivo: ahora se realizan muchísimos más test que en marzo y abril, los meses hasta ahora de mayor impacto.

En cambio, la cifra de muertos no es tan engañosa y también es clara. España entró en diciembre con más de 45.500 víctimas mortales por Covid-19 desde el inicio de la pandemia, de los que más de 9.200 fallecieron en el decimoprimer mes del año.

Por lo que respecta a los datos de hospitalización, noviembre terminó algo mejor que octubre en cuanto a saturación de los centros sanitarios y las unidades de cuidados intensivos (UCI), pues a final de mes mejoró, mientras que a finales de octubre la situación ya se estaba desbordando.

Pero eso no debe esconder que en ese mes, caso 16.000 personas ingresaron en los hospitales de toda España, de los que 438 fueron a las UCI, según los datos del Ministerio de Sanidad.

Javier Uriarte (Endesa): "Ya no hablamos de tarifas, cada cliente tiene su cuota personalizada"

Eleconomista.es, 8 de diciembre de 2020

**El grupo ha lanzado Única de Endesa, una propuesta que se adapta al consumo
El cliente puede reducir su cuota si consume más eficientemente**



Endesa quiere revolucionar el mercado eléctrico en España y para ello, la compañía ha lanzado Única de Endesa, una propuesta en la que cada cliente tendrá una cuota fija personalizada que se adapta individualmente al consumo. Algo especialmente relevante en un momento como el actual en el que los hogares cuentan con un consumo dispar, derivado de la situación causada por la pandemia.

En este sentido, el objetivo de Endesa es establecer una nueva relación con los consumidores de luz y gas, en la que se compromete a adaptarse a cada modelo de familia y a su forma de vida. A través de un chat predictivo, **el grupo ofrece gratis a los usuarios, sean o no clientes, conocer cuál es su cuota personalizada de luz o de gas.**

Como indica Javier Uriarte Monereo, director general de Comercialización de Endesa, "Única es una nueva categoría de producto que se basa en la personalización, ya no hablamos de tarifas, cada cliente tiene su cuota".

¿Qué supone, para una eléctrica, comenzar a ofrecer este servicio, esta plataforma de suscripciones, en el sector energético español? Se habla mucho, en el mercado, de tarifas planas, de suscripción... ¿Única es diferente a todas?

Única de Endesa cambia radicalmente la forma en la que hasta ahora las empresas energéticas se relacionan con sus clientes. Única es una nueva categoría de producto que se basa en la personalización. Ya no hablamos de tarifas, cada cliente tiene su propia cuota personalizada, ajustada a su consumo real y a los servicios que le interesa incorporar. Gracias a eso sabe qué va a pagar de antemano, sin ajustes dentro de un uso responsable de la energía y sin penalizaciones, ni regularizaciones...

De hecho, el cliente toma el poder y puede reducir su cuota si está dispuesto a consumir más eficientemente. Nosotros le ayudamos en ese camino hacia la sostenibilidad y la reducción de emisiones. Además, con Única, toda la luz que consume proviene de fuentes 100% renovables y el gas está libre de emisiones CO2 a la atmósfera.

Cuando se dice "en la que cada cliente sabe qué va a pagar de antemano y sin penalizaciones"... ¿Es que Endesa asume estos excesos de consumo y espera paliarlos con su gestión previa de la energía que produce y compra? ¿Es un cambio en la relación con el cliente muy importante, ¿verdad?

Basándonos en el historial del cliente y con nuestras herramientas analíticas somos capaces de calcular lo que cada cliente va a consumir con mucha precisión. Si el cliente consume un poco más, manteniendo sus hábitos y dentro de un consumo responsable, no lo verá reflejado en su cuota.

Solo si excede la previsión en un 30% de manera sostenida entendemos que hay un cambio de hábitos y le propondremos ajustar su cuota para que se ajuste al nuevo uso que hace de la energía.

Y si el cliente opta por unos hábitos más eficientes y reduce su consumo, podrá reducir su cuota. Nosotros le vamos a ayudar con consejos y retos. La idea es que la cuota sea siempre fija... salvo que el cliente dé un paso al frente para ser más eficiente y entonces se beneficiará de una reducción en la misma.

¿Por qué no se suele premiar a los clientes más antiguos y las nuevas y atractivas fórmulas son sólo para los nuevos?

Justamente esta propuesta es tanto para nuevos clientes como para clientes antiguos de Endesa, cualquier cliente que contrate Única dispondrá de un mes gratis exactamente igual que los consumidores que opten por cambiarse a Endesa.

¿Cuáles son las modalidades de cuota? ¿El importe es fijo todos los meses? ¿De hasta cuánto pueden ser las bonificaciones?

Para el lanzamiento se han definido tres modalidades: Basic, Plus y Premium y en función a las necesidades y preferencias de cada cliente, se las preguntaremos a través de un chat, Endesa le propondrá la que mejor se adapte. En cualquier caso el cliente podrá pasar de una a otra sin penalizaciones y de manera sencilla a través de su área privada en www.endesa.com o incluso desde el móvil.

El importe de las cuotas será fijo todos los meses, no tendrá variaciones, salvo que el cliente consuma de manera eficiente y cumpla los retos de eficiencia personalizados que se le planteen. En ese caso, se podrán ver reducidas hasta en un 10% del importe total, tanto en electricidad como en gas.

Es llamativo el tema de los retos que dan bonificaciones. ¿Es algo así como la gamificación llevada a la energía?

A todos nos gusta ser responsables y sostenibles con nuestro consumo, pero a veces necesitamos ayuda que nos dé información, nos incentive y nos motive... Es como cuando te propones llevar una vida más sana y hacer ejercicio, pero si tienes un entrenador o un smartwatch que te mida y te marque pequeños retos y objetivos... así es mucho más fácil.

Y sí, todo lo que sea hacer más comprensible, fácil, entretenido, el mundo de la energía, es favorable. Hay que perder el miedo a actuar sobre nuestro consumo energético, si es a través de retos, gamificación... perfecto.

¿Cree que su nuevo proyecto invitará a otras compañías a ofrecer soluciones similares?

No sería la primera vez que marcamos la tendencia en propuestas en mercado libre... Lo que está claro es que es una nueva categoría, una propuesta viva, seguiremos evolucionando y cambiando y por ello diferenciándonos.

¿Cuál es el perfil de cliente que más puede beneficiarse de Única? ¿Existe el cliente más "eco" y que estará interesado, más allá de una cuestión de ahorro?

Única aporta beneficios bastante universales. Cualquier cliente estará interesado en disfrutar de la tranquilidad de conocer de antemano lo que va a pagar. Todos queremos ser más responsables y hacer uso más racional y eficiente de la energía.

Por supuesto clientes que quieran unir luz y gas, o clientes con consumos muy variables por estar en zonas muy frías o muy cálidas verán especial utilidad en saber de antemano lo que pagan, pero creemos que cualquier perfil de cliente puede encontrar Única interesante.

Naturgy logra un acuerdo con Perú para abandonar pacíficamente el país.

Eleconomista.es, 8 de diciembre de 2020

La empresa había iniciado los trámites para un arbitraje por la distribución de gas.

Naturgy ha alcanzado un acuerdo con el Gobierno de Perú para resolver la concesión de distribución de gas natural de la compañía en las regiones sureñas de Arequipa, Tacna y Moquega, y abandonar pacíficamente el país, en el que ha invertido unos 100 millones de euros sin obtener ningún beneficio.

La filial peruana de Naturgy **presentó concurso de acreedores el pasado mes de mayo** y la empresa anunció en septiembre el inicio de los trámites para presentar un arbitraje internacional por "el incumplimiento del Estado peruano" de las condiciones de la concesión de distribución de gas, ganada en 2013, así como **su intención de abandonar el país**.



Dicha concesión dependía del funcionamiento del Gasoducto Sur Peruano, que se paralizó en 2017 por el escándalo de Odebrecht **-Enagás tiene a su vez un arbitraje con Perú por esta infraestructura-**, prácticamente a la vez que Naturgy empezaba a operar.

El resultado es que tuvo que abastecer sus redes con camiones cisterna, donde ha sufrido una competencia imprevista, y solo ha cosechado pérdidas: 4 millones en 2018 y 2 millones en 2019; **sus cuentas hasta septiembre** ya recogen pérdidas de 12 millones por la interrupción de las operaciones.

Desde entonces la sociedad presidida por Francisco Reynés ha intentado que el Ejecutivo solucionase la situación, sin éxito alguno. Un comunicado emitido en Perú indica que se "enfrentó a serios inconvenientes derivados del incumplimiento del contrato de concesión que generaron problemas estructurales que terminaron por hacerlo inviable".

Hasta el 18 de diciembre

Finalmente, Naturgy y Perú han acordado que el Estado asuma la prestación del servicio para los 12.000 clientes de la empresa a partir del próximo 18 de diciembre y decretar la caducidad de la concesión. La compañía manifiesta su compromiso y voluntad de efectuar una transferencia ordenada de la operación de las infraestructuras al Gobierno o a quien éste designe.

Naturgy tiene previsto abandonar más países latinoamericanos en los próximos meses, de modo que se reduzca su exposición a las divisas de la región, tal y como manifestó tras **desprenderse de su negocio de distribución eléctrica en Chile**.

Iberdrola forma un consorcio mundial para acelerar la producción de hidrógeno verde.

Cinco días, 8 de diciembre 2020

Green Hydrogen Catapult, integrada por ACWA, CWP Renewables, Envision, Iberdrola, Ørsted, Yara y Snam, prevé elevar la producción de hidrógeno renovable y reducir su coste.



Iberdrola, junto a otros seis líderes industriales mundiales, han anunciado la creación de una alianza global para acelerar la escala y la producción de hidrógeno verde en los próximos seis años, ayudando a transformar las industrias más intensivas en carbono del mundo, incluidas la generación de energía, los productos químicos, la fabricación de acero y el transporte pesado.

La nueva iniciativa, *Green Hydrogen Catapult*, estará integrada por los referentes de la industria del hidrógeno verde (ACWA Power, CWP Renewables, Envision, Iberdrola, Ørsted, Yara y Snam), que trabajan en el despliegue de 25 GW de producción de hidrógeno verde basada en energías renovables hasta 2026, bajo los auspicios de Naciones Unidas.

La alianza trabajará también en reducir a la mitad el coste de este tipo de hidrógeno a menos de dos dólares el kilo. Un análisis reciente estima que un precio de dos dólares por kg representa un punto de inflexión potencial que hará que el hidrógeno verde y sus combustibles derivados sean la fuente de energía preferente en múltiples sectores, incluida la producción de acero y fertilizantes, la generación de energía y el transporte marítimo de largo alcance, donde existe una amplia demanda a corto plazo en Europa y en otros mercados, informa la alianza en un comunicado.

El **hidrógeno verde** se produce mediante el uso de energía renovable (eólica y solar) para impulsar la electrólisis que divide el agua en sus partes constituyentes y es ampliamente considerado como el principal vector para descarbonizar los sectores de la industria y el transporte pesado con alto nivel de emisiones.

"Liderando la carrera para conseguir una producción de energía fotovoltaica a un precio inferior a dos centavos/kWh en ciertas geografías, creemos que se puede generar hidrógeno verde a menos de dos dólares por kg en cuatro años", explica Paddy Padmanathan, director ejecutivo de ACWA Power. "Desde la perspectiva de la industria, no vemos barreras técnicas para lograrlo, por lo que es hora de continuar con el círculo virtuoso de reducción de costes a través de la ampliación de la escala", añade.

Con la creación de esta iniciativa, los socios fundadores de *Green Hydrogen Catapult* colaborarán para acelerar la tecnología, los avances en la fabricación y construcción de componentes, el desarrollo del mercado y la inversión. Los objetivos de Catapult requerirán una inversión de aproximadamente 110.000 millones de dólares y generarán más de 120.000 puestos de trabajo, lo que facilitará paralelamente la recuperación tras la pandemia del Covid-19.

Las compañías involucradas en esta iniciativa trabajarán según estos objetivos, desarrollando las capacidades, apoyando el diseño de herramientas específicas para resolver los primeros desafíos del mercado y promoviendo la colaboración para acelerar el acceso al aire limpio, la creación de empleos verdes, la resiliencia de la cadena de suministro y el crecimiento económico, utilizando hidrógeno verde. Rocky Mountain Institute, un think-tank sin ánimo de lucro, impulsará la iniciativa entre los socios.

Green Hydrogen Catapult tiene como objetivo alinear la producción y el uso de hidrógeno verde para desplazar los combustibles fósiles de forma progresiva y lograr cero emisiones globales netas para 2050 a la vez que se limita el aumento de la temperatura global a 1,5°C.

El 25% de la energía en 2050

En la actualidad, se estima que el hidrógeno verde podría cubrir hasta el 25% de las necesidades energéticas del mundo para 2050 y convertirse en un mercado de 10 billones de dólares para 2050. Estas proyecciones están respaldadas por la reciente aparición de fuertes estrategias nacionales de hidrógeno centradas en el hidrógeno, incluida Australia, Chile, Alemania, la UE, Japón, Nueva Zelanda, Portugal, [España](#) y Corea del Sur, informa la alianza.

El proyecto invita a participar a empresas comprometidas con proyectos a gran escala en desarrollo, así como a inversores y Gobiernos municipales y regionales, a medida que la iniciativa toma forma y genera un impulso global antes de la próxima [Cumbre del Clima de la ONU](#), que se celebrará en Glasgow en noviembre de 2021.

Iberdrola, por su parte, tiene previsto desarrollar una estrategia integral para la producción de 800 MW de hidrógeno verde, con una inversión de 1.800 millones de euros en los siete próximos años. Esta producción cubriría el 20% del objetivo nacional -que prevé la instalación de 4GW a 2030- y lograría que alrededor del 25% del hidrógeno actualmente consumido en España no generara emisiones de CO₂. Enmarcado en esa estrategia, la compañía avanza en la puesta en marcha del mayor complejo de hidrógeno verde para uso industrial de Europa, operativo en Puertollano (Ciudad Real) en 2021.

Moody's reafirma el rating de Iberdrola, con perspectiva 'estable', avalado por su plan estratégico a 2025.

Eldiario.es, 9 de diciembre de 2020

Moody's ha reafirmado la calificación crediticia a largo plazo de Iberdrola en 'Baa1', con perspectiva 'estable', respaldada por la dimensión y la diversificación geográfica del grupo, con un 60% de sus ingresos procedentes de "economías fuertes", como España, Reino Unido y Estados Unidos, además de su foco estratégico en los negocios regulados y su sólido balance.

En un informe, la agencia de calificación destaca que la perspectiva 'estable' refleja cómo el plan de la compañía para 2020-2025, con unas inversiones históricas de 75.000 millones de euros, y su política de dividendos será coherente con los ratios 'Baa1'.



Así, Moody's valora el enfoque estratégico en negocios regulados y contratados, que representan alrededor del 80% del resultado bruto de explotación (Ebitda) del grupo; y su sólido perfil financiero, con un ratio de fondos ajustados de operaciones (FFO) sobre deuda neta por encima del 18%.

Además, afirma que la estrategia para 2020-25 sigue apoyando la evolución positiva de su 'mix' de negocios y también considera que el perfil crediticio de Iberdrola está respaldado por su dirección estratégica, con un plan estratégico "que pone un renovado énfasis en la generación renovable, redes y soluciones para clientes, y tiene como objetivo un aumento del Ebitda del grupo a 15.000 millones de euros para 2025".

Asimismo, la agencia de calificación espera que, en general, el perfil de riesgo comercial del grupo seguirá desarrollándose "favorablemente" en los próximos cinco años.

En el lado negativo, cree que el plan implica un riesgo adicional debido, entre otros factores, a una mayor escala de la inversión, centrado principalmente en los primeros años, que podría presentar desafíos operativos con unos 10.000 millones de euros en eólica marina, una tecnología que es "relativamente arriesgado de construir, aunque el riesgo de ejecución se ve moderado por la naturaleza regulada de la inversión en redes y la exitosa historia del grupo en la entrega de proyectos eólicos marinos", añade.

La decisión de mantener la buena calidad crediticia de Iberdrola sigue a las revisiones de S&P en noviembre y Fitch en mayo, que también decidieron mantener sus calificaciones para el grupo liderado por Ignacio Galán.

'MEGAPLAN' INVERSOR HASTA 2025.

El pasado 5 de noviembre, Iberdrola anunció un 'megaplan' de inversión histórico por 75.000 millones de euros para el período 2020-2025, el mayor de una empresa española, con el objetivo de adelantarse y aprovechar las oportunidades de la revolución energética que afrontan las principales economías del mundo e impulsar la reactivación ante la actual crisis del Covid-19.

En concreto, el 90% de este volumen de inversión -68.000 millones de euros- será orgánico e irá dirigido a consolidar su modelo de negocio, basado en más energías renovables, más redes, más almacenamiento y más soluciones inteligentes para sus clientes. Los 7.000 millones de euros restantes corresponden a la adquisición de la compañía americana PNM Resources.

La velocidad de crucero que impondrá en este periodo el grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán supondrá una inversión media de 10.000 millones de euros al año, entre 2020 y 2022, y de 13.000 millones de euros anuales en el período de 2023 y 2025.

Este ritmo inversor estará a la vez acompañado de un crecimiento rentable durante el período, mientras mantiene la solidez financiera y la retribución a sus accionistas.

Asimismo, el grupo prevé obtener un beneficio bruto de explotación (Ebitda) de 15.000 millones de euros a 2025, lo que supone incrementar en 5.000 millones de euros el obtenido en 2019, registrando un crecimiento medio anual acumulado del 7%, y elevar su beneficio neto hasta los 5.000 millones de euros, tras crecer anualmente durante el período entre un 6% y un 7%.

Espectacular diciembre de la eólica en España: es el país europeo que más electricidad genera durante cinco de los ocho días.

Elperiodicodelaenergía, 9 de diciembre de 2020

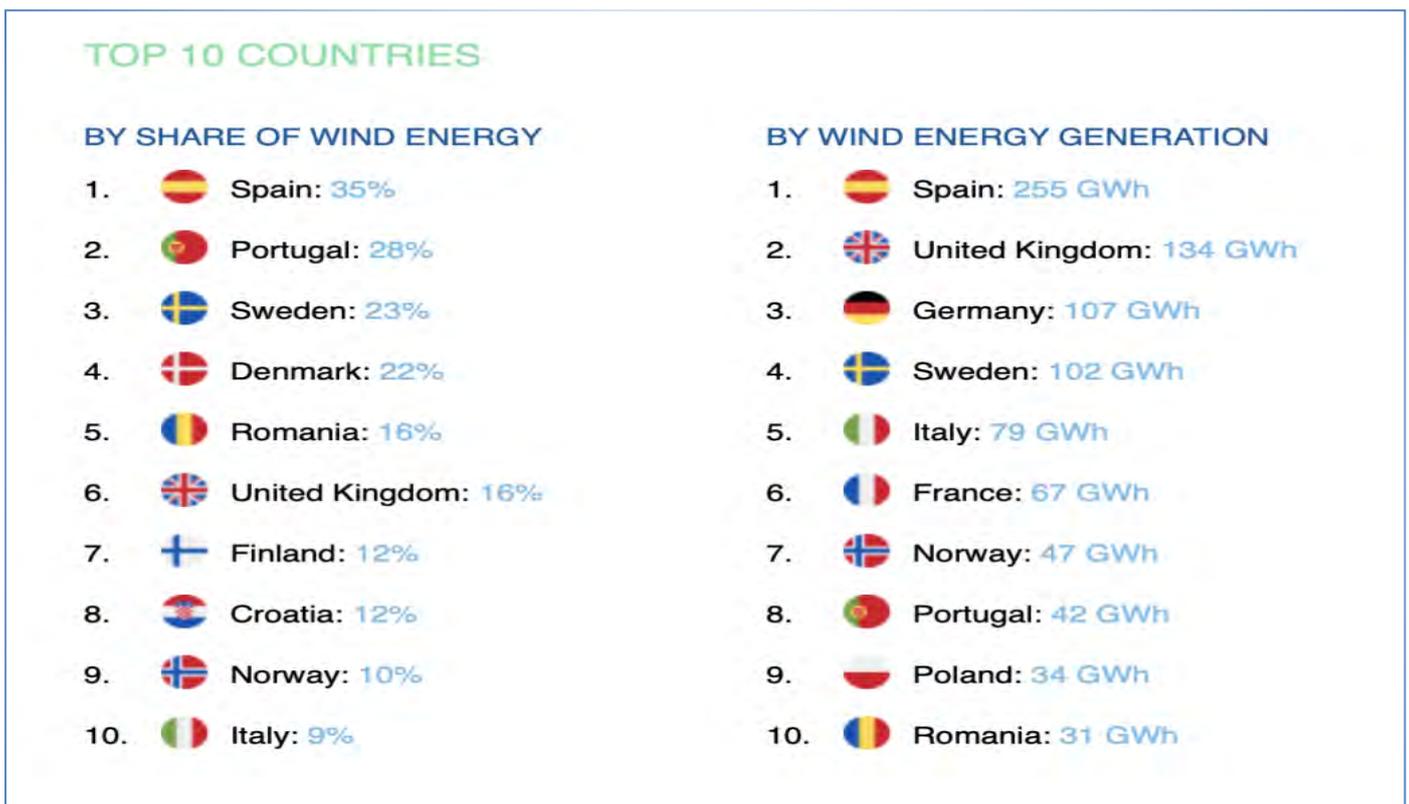


La energía eólica quiere acabar el año a lo grande y a pesar de haber tenido un mes de noviembre extraño por su baja producción, el inicio del mes de diciembre está siendo todo lo contrario. Podría decirse de espectacular con registros que colocan a la eólica española a la vanguardia de Europa.

Según los datos que ofrece **WindEurope**, la patronal eólica europea, España ha liderado la producción de energía eléctrica con esta tecnología en cinco de los ocho días que llevamos de mes. Y además, cuatro de ellos consecutivos, del cinco al ocho de diciembre.

Y todo gracias a los frentes que han traído frío y precipitaciones en forma de nieve durante estos días acompañadas de fuertes vientos que han superado los 100 km/h.

Todo comenzó el pasado día 2. España produjo un total de 255 GWh, muy por encima del resto de países ya que Reino Unido fue segundo con 134 GWh y Alemania con 107 GWh. Además ese día España consiguió también ser el país que más porcentaje de eólica sumó a su mix durante ese día con un 35%.



Después, hubo dos días en los que Alemania superaba a España, pero aun así era el segundo país que más producía. Pero llegó el día cinco y España se encaramó a lo más alto del podio de la producción eólica europea.

El día 5 España alcanzó los 278 GWh con energía procedente de los aerogeneradores eólicos y superó la cuota del 40% del mix de ese día. Un día después, el domingo cuando España celebraba de aquella manera la fiesta de la Constitución en su 32 aniversario, la eólica llegó a producir más de 300 GWh, concretamente los 308 GWh. Además ese día rozó el 48% del mix de generación español.

Pero la gota que colmó el vaso fue el día 7. El lunes España, donde en la mayoría de CCAA era festivo, y por tanto el consumo energético no era muy alto a pesar del frío, los parques eólicos produjeron un total de 375 GWh, el día que más de todo este espectacular diciembre.

TOP 10 COUNTRIES

BY SHARE OF WIND ENERGY

1.  Denmark: 74%
2.  Portugal: 65%
3.  Spain: 56%
4.  Lithuania: 28%
5.  Germany: 24%
6.  Greece: 23%
7.  Austria: 23%
8.  Poland: 22%
9.  Romania: 22%
10.  Estonia: 19%

BY WIND ENERGY GENERATION

1.  Spain: 375 GWh
2.  Germany: 360 GWh
3.  Poland: 113 GWh
4.  Portugal: 105 GWh
5.  United Kingdom: 90 GWh
6.  Denmark: 78 GWh
7.  Sweden: 76 GWh
8.  France: 47 GWh
9.  Austria: 42 GWh
10.  Romania: 41 GWh

Ese día, a pesar de que la eólica generó el 56% de todo el mix, un dato increíble, en otros países como Portugal o Dinamarca obtuvieron mejores porcentajes alcanzando el 65% y el 74% respectivamente.

Aun con eso, y para que se hagan una idea, Alemania con solo el 24% de su demanda con eólica casi supera a España. Son raros los días en los que Alemania no consigue ser el mayor productor de energía procedente de las turbinas eólicas.

Y el cuarto día consecutivo ha sido este martes 8. La eólica española volvió a superar la barrera del 50% del mix eléctrico español diario, con 328 GWh de energía generada. Sin embargo en el resto de Europa la producción cayó. El segundo fue Alemania pero con solo 146 GWh



desde 1977,
manteniendo
nuestra esencia

Sindicato
Independiente
de la Energía



Nos importan las PERSONAS
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Seguridad, Desarrollo, ...

Creemos en la NEGOCIACIÓN
Formación, Salario, Jornada, Competencias, Propuestas, Alternativas, ...

Trabajamos por UN FUTURO MEJOR
Empleo, Trabajo, Protección, Pensiones, Soluciones, Garantías...

SIE- SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO