

Resumen de **Prensa** Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

1.- Acierto de Galán, error de AMLO.

eleconomista.es, 5 de abril de 2023.

La 'nacionalización' de Iberdrola es un capítulo más en los injustos ataques del presidente mexicano a España.

La venta del 80% de sus activos de generación, la mayoría de ciclos combinados de gas, al Gobierno mexicano por 5.480 millones es una jugada maestra de Iberdrola, y de su presidente Ignacio Sánchez Galán. Al desprenderse de sus activos contaminantes, la eléctrica da un paso de gigante en su proceso de descarbonización y transición energética.

Pero también obtiene recursos para invertir en renovables en el país y para acelerar la compra de PNM en EEUU, uno de sus mercados estratégicos. Por si fuera poco, la venta permite a Iberdrola librarse de una de las mayores multas de la historia energética de México, por 432 millones por un presunto incumplimiento de la normativa de autoabastecimiento.

Asimismo, la sanción que demuestra claramente la obsesión del presidente mexicano Andrés Manuel López Obrador (AMLO) con las empresas españolas presentes en el país.

Una inquina que se ha traducido en injustos ataques a empresas como Santander, Repsol, BBVA, Sacyr, FCC o Acciona o la propia Iberdrola, a las que llegó a calificar de colonialistas y de abusar "del país y del pueblo". Lejos de rectificar, el mero hecho de que AMLO haya calificado el acuerdo alcanzado con la firma vasca como "una nueva nacionalización de la industria eléctrica", deja patente su interés por poner palos en las ruedas a las empresas españolas en sus negocios México.



2.- González (Endesa) asegura la “apuesta por Cataluña” con 700 MW de nueva potencia renovable.

msn.com, 8 de abril de 2023.

El director general de generación de Endesa, Rafael González, ha asegurado a Europa Press que Egpe (su división de renovables Enel Green Power España) “apuesta por Cataluña”, donde proyecta unos 700 megavatios (MW) de nueva potencia renovable entre eólicos, fotovoltaicos y proyectos en hibridación.

Endesa tiene planificadas inversiones por 700 millones de euros para implantar nuevas renovables en Cataluña en los próximos cuatro años, y se podría elevar a 1.000 millones si se materializan otros 300 MW que están en cartera, como avanzó 'Expansión'.

“Estamos decididos a invertir y a contribuir en la transformación del modelo energético en Cataluña y en su estrategia de descarbonización”, ha dicho González a Europa Press.

Egpe gestiona 2.000 MW hidráulicos con más de 50 centrales a lo largo de las cuencas de Cataluña y 2 parques eólicos que adquirió ya en servicio de 44 MW y 30 MW (Montargull y Les Forques, entre las provincias de Lleida y Tarragona).

Fotomontaje del proyecto de parque eólico Galatea en la comarca del Alt Empordà (Girona) - ENDESA© Proporcionado por News 360



EN LAS 4 PROVINCIAS De los 700 MW aproximadamente en desarrollo, 500 son eólicos en fase de tramitación repartidos por las cuatro provincias y 36 en dos plantas solares fotovoltaicas.

Las hibridaciones ‘tienen también un peso significativo’ de los proyectos, con el inicio del desarrollo de instalaciones fotovoltaicas en la Central Hidráulica de Canelles (Lleida), en el sistema hidráulico del río Noguera Pallaresa y aprovechando los parques eólicos ya en servicio en la Cataluña central.

Los proyectos de hibridación generan energía renovable con dos o más fuentes de energía (como hidráulica y fotovoltaica) y compartiendo un mismo punto de conexión a la red eléctrica, lo cual permite generar más renovable aprovechando un punto de conexión ya existente sin crear nuevas infraestructuras de distribución.

González ha explicado que “Egpe está prospectando nuevas oportunidades (300 MW) en Cataluña”, fruto de la capacidad de conexión que REE pretende sacar a concurso este año y nuevos proyectos de menor tamaño que puedan surgir para conectar en la red de distribución.

TRES PROYECTOS AVANZADOS Hay varios proyectos en diferentes fases de tramitación en las 4 provincias para ‘aprovechar el recurso y equilibrar el territorio’, y algunos de ellos están en fase avanzada.

Uno avanzado es el Parque Eólico (PE) Galatea, el proyecto de eólica del Alt Empordà (Girona), de 49 MW, que ya tiene la declaración de impacto ambiental y podría estar operativo en 2025: “Es capaz de suministrar energía eléctrica a la mitad de los hogares de la comarca durante un año”.

Otros avanzados son: en la Terra Alta (Tarragona) tres parques eólicos con 150 MW, que evacuarían en la subestación de la nuclear de Ascó (Ribera d’Ebre); proyectos eólicos en la Anoia (Barcelona) con 85 MW; y tres más en Les Garrigues (Lleida), con 150 MW.

La mayoría de los proyectos están en tramitación y prevén ponerse en servicio en 2025-26 (la fase de tramitación para adaptar un proyecto al entorno y tener permiso de la Administración suele tardar unos 2 años, y después la construcción puede durar 9-15 meses según el proyecto).

“GENERAN VALOR EN EL TERRITORIO” González ha destacado la voluntad de contar con la aceptación social de los proyectos renovables, con ‘propuestas que den respuesta a las necesidades de las comunidades locales’; en gran parte, con la construcción sostenible del proyecto (instalaciones de autoconsumo, tanques de recogida de pluviales y coches eléctricos, por ejemplo), y parte de las instalaciones se donan a esa comunidad.

También ha destacado que desarrollan iniciativas de formación, creación de empleo, proyectos que compartan el uso de la tierra con el sector primario, y fórmulas para compartir con la comunidad parte de la inversión y de la energía generada por la instalación.

Ha puesto como ejemplo que Endesa acaba de lanzar un producto de participación local para que los habitantes del Alt Empordà participen de la inversión del parque Galatea con una rentabilidad fija de hasta del 5,8% a 10 años.

Fuente: (EUROPA PRESS)

3.- Endesa crea en sus instalaciones renovables "reservas naturales" para recuperar la biodiversidad.

Bolsamania.com, 8 de abril de 2023.

Endesa crea en sus instalaciones renovables "reservas naturales" para recuperar la biodiversidad



Endesa, a través de su filial renovable Enel Green Power España, ha puesto en marcha "reservas naturales" en el entorno de sus placas solares que habían visto disminuida su biodiversidad, debido a su anterior uso agroindustrial, según ha subrayado la compañía este sábado.

Algunos de estos "oasis", que compaginan la vida natural con la producción de energía limpia procedente del sol, están ubicados por las plantas solares de Totana (Murcia), por los territorios extremeños de Valdecaballeros o Veracruz y por Carmona (Sevilla).

En concreto, la planta solar de Totana, que se puso en marcha en 2021, dedica ocho hectáreas de terreno a recuperar y devolver a su hábitat natural "que hasta ese momento se había dedicado al cultivo intensivo y que estaba sensiblemente degradada por el uso de fitosanitarios o plásticos para este fin", ha subrayado Endesa.

El resultado, dos años después, ha sido la creación de una reserva en su corredor ecológico, en la que flora y fauna han proliferado de forma natural gracias a la restauración del hábitat y a la dotación de un espacio dedicado al cultivo ecológico de leguminosas y cereales sin aprovechamiento, que asegura alimento y hábitat de nidificación a esta avifauna.

Para el responsable de Medio Ambiente de las plantas solares de Endesa, Juan Abad, "este granito de arena" se ha desarrollado de la mano de expertos y autoridades competentes, ya que a su juicio, todos juegan un "papel crucial" en la conservación del medio ambiente.

Asimismo, una de las últimas instalaciones en las que Endesa, a través de su filial Enel Green Power España, está desarrollando una nueva "isla ecológica" es la planta solar de Veracruz, ubicada entre Mérida y Almendralejo, que se encuentra en funcionamiento desde diciembre de 2021.

Por su parte, Endesa y EGPE están desarrollando proyectos de mejora ambiental en las plantas de la compañía en Baleares, en concreto, en Sa Caseta y Biniatria (Mallorca), donde se están mejorando e instalando nuevas medidas de integración paisajística con barreras vegetales, planificando nuevas iniciativas de instalación de nidos, bebederos para aves y colaborando en diversos proyectos de conservación de avifauna a través de ONGs locales.

4.- El nuevo panorama industrial de la transición energética.

Elperiodicodelaenergía.com, 10 de abril de 2023.

La inversión en fábricas de tecnología limpia alcanzó casi 80.000 millones de dólares en 2022, un 44% más que el año anterior y el cuádruple que en 2018. Y es sólo el comienzo, según Bloomberg NEF.

La inversión en transición energética superó los 1,1 billones de dólares en 2022 y, por primera vez, igualó la inversión en petróleo y gas upstream y la generación de energía basada en combustibles fósiles.

La inversión aumentó más del 30 % interanual, con la inversión en energías renovables creciendo un 17 % y la inversión en transporte electrificado más del 54 %.

Un aspecto de la transición energética está creciendo incluso más rápido que esa rápida línea superior: la inversión en las fábricas que producen los módulos solares, las turbinas eólicas, las baterías y los electrolizadores que se instalan en las redes y redes en todo el mundo. La inversión en fábricas de tecnología limpia alcanzó poco menos de 80.000 millones de dólares en 2022, un 44% más año tras año y un aumento de cuatro veces desde 2018. Los desarrollos recientes de políticas industriales globales sugieren que la cifra del año pasado es solo el comienzo de una expansión de capacidad de varios años en las economías más grandes del mundo.

La inversión actual en fabricación de energía limpia está muy concentrada en unos pocos sectores. Dos productos, baterías y módulos solares, representaron el 88 % de la inversión total en 2022, frente a un máximo del 95 % en 2019. La inversión en energía eólica marina ha crecido de 800 millones de dólares a 5.800 millones de dólares en cinco años, la energía eólica terrestre de 900 millones de dólares a 2.600 millones de dólares y electrolizadores de cero en 2020 a \$ 800 millones en 2022, pero estos sectores representan una parte muy pequeña de la inversión total en expansión de capacidad.



5.- Galán logra el apoyo masivo para seguir al frente de Iberdrola.

expansion.com, 10 abril de 2023.

Iberdrola vende casi todo su negocio en México al Gobierno de López Obrador por 5.500 millones.

Marihuana, la nueva pesadilla de Endesa, Iberdrola y Naturgy.

Los grandes asesores de voto recomiendan apoyar todos los puntos de la próxima junta de accionistas.

La próxima **junta general de accionistas de Iberdrola**, que se celebrará el 28 de abril, va camino de convertirse en un paseo militar para **Ignacio Galán**, presidente de la compañía energética, que en los últimos días está logrando el **apoyo masivo de los inversores**. Así se desprende de los informes que acaban de elaborar **Glass Lewis e ISS**, las dos grandes agencias internacionales de recomendación de voto (*proxy*, en el argot financiero). Esos documentos, a los que ha tenido acceso EXPANSIÓN, **recomiendan votar a favor de todos los puntos de la convocatoria de la junta, entre ellos, la reelección de Galán como presidente.**



Se despeja así uno de los asuntos más sensibles. La reelección de Galán, de 72 años, es el punto 20 del orden del día. **El consejo de administración de Iberdrola propone renovarle como consejero, y consecuentemente como presidente, por otros cuatro años.**

La reelección de Galán como presidente ejecutivo siempre ha sido un asunto espinoso por las **exigencias en materia de gobierno corporativo de los grandes fondos internacionales, reacios por regla general a la concentración de poder en una sola persona.**

Informe de PwC

Tanto ISS como Glass Lewis recomiendan votar a favor de la reelección de Galán aunque este conserve el poder ejecutivo en el grupo. Dan por buena la explicación de Iberdrola, que **ha preparado un extenso documento elaborado por PwC en el que justifica la reelección.**

El respaldo de ISS y Glass Lewis a la reelección de Galán supone un apoyo total a su particular modelo de reparto de poder. En octubre del pasado año, **Iberdrola anunció el nombramiento de Armando Martínez como nuevo consejero delegado (CEO)**, aunque explicó que **Galán seguiría siendo presidente ejecutivo**. Era la primera vez en 22 años que Galán aceptaba la figura de un consejero delegado distinto a él. La ausencia de contrapoder a Galán dentro de Iberdrola era una crítica a la compañía que aparecía cada cierto tiempo. Con ese nombramiento se disipaban las críticas. **El nuevo consejero delegado estará a cargo del día a día operativo del grupo**, que además ha ido nombrando **otros consejeros delegados en las filiales estratégicas, como España, Reino Unido, EEUU, Australia y Brasil.**

A favor del nuevo CEO

ISS y Glass Lewis también proponen votar a favor del punto 16 del orden del día, es decir, la **ratificación de Armando Martínez como CEO** del grupo lo que apuntala definitivamente el modelo Galán. ISS y Glass Lewis proponen, asimismo, votar a favor del punto 14, que supondrá la **aprobación de un "bono estratégico" para el período 2023-2025**. Ese **bonus va dirigido a los 300 directivos de la cúpula ejecutiva**, incluidos Galán y el nuevo CEO.

Consistirá en la **distribución de 14 millones de acciones**. A precios actuales, esas acciones están valoradas en más de 150 millones de euros. De esa cifra, 2,5 millones se reservan para los "consejeros ejecutivos", es decir, Galán y Armando Martínez.

Glass Lewis vota este año a favor de las retribuciones, aunque el pasado ejercicio su recomendación era el voto en contra.

Adiós al 'caso Villarejo'

Atrás queda, tanto para ISS, como para Glass Lewis, el **caso Villarejo**. El pasado octubre, la Sala de lo Penal de la Audiencia Nacional confirmó el **archivo del caso para Galán**, que ya había sido decretado por el juez instructor al considerar que los hechos investigados en esa macrocausa, que analizaba pagos de determinadas empresas al que fuera comisario de Policía José Manuel Villarejo, habían prescrito. **ISS y Glass Lewis hacen referencias menores ahora a este asunto**. El pasado año en sus informes, advertían que seguirían atentos al asunto.

6.- Engie y EDPR invertirán 2.500 millones en un parque eólico marino en Francia.

Elperiodicodelaenergía.com, 10 de abril de 2023.

Inicia la construcción del parque eólico marino de Iles d'Yeu i Noirmoutier con 500 MW de capacidad.

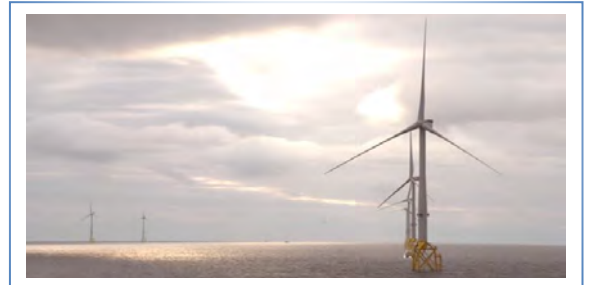
El grupo francés Engie y el portugués EDP Renovables (EDPR) construirán un parque eólico marino de 500 megavatios de potencia frente a las costas del departamento de Vendée, en la fachada atlántica francesa, que representará una inversión de unos 2.500 millones de euros y entrará en servicio a partir de 2025.

Engie anunció este jueves en un comunicado la decisión final de la inversión para este proyecto, que se reparte al 50 % con la filial de renovables de EDP a través de la sociedad conjunta Ocean Winds, y que estará ubicado a 11 kilómetros de la isla de Yeu y a 16 de la de Noirmoutier.

La fase de construcción del que será el quinto parque eólico marino de Francia se prolongará durante dos años y medio y generará 1.600 empleos directos en Francia.

Su puesta en funcionamiento está programada en la segunda mitad de 2025. Ese año será cuando se instalarán los aerogeneradores fabricados por Siemens Gamesa en la planta que tiene en el puerto francés de Le Havre.

Ocean Winds también cuenta con otros dos proyectos de parques eólicos marinos en Francia, uno frente a Dieppe-Le Tréport, en aguas del Canal de la Mancha, y otro en el Golfo de León, en el Mediterráneo.



En total, la cartera de Ocean Winds es de 15 proyectos en siete países, con 1,5 gigavatios ya en explotación y 15,1 gigavatios en construcción y en desarrollo.

7.- Las renovables generan en marzo casi cuatro veces más electricidad que el gas.

Energías-renovables.com, 10 de abril de 2023.

Marzo deja sobre la mesa un buen puñado de titulares. La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 54,6% del mix. La eólica ha sido la tecnología que más electricidad ha generado (el 28,7% del total). La producción fotovoltaica ha crecido un 108,6% respecto a marzo del año pasado. En las horas de máxima radiación, la demanda ha caído más del 10% (autoconsumo). En marzo han aumentado el consumo para bombeo (+120%) y el saldo exportador de electricidad (+215%). Y abril va en camino de seguir algunos de esos pasos. Hoy, por ejemplo, la luz baja durante una hora hasta los 0,10 euros/MWh.

Son esos algunos de los muchos datos que incluye el último informe -el correspondiente al mes de marzo- que han elaborado los analistas del Grupo ASE, empresa que se dedica a agregar demanda, es decir, a unir la demanda de grupos de clientes para comprar grandes paquetes de electricidad a un mejor precio. Quizá uno de los más relevantes es el relativo a la producción fotovoltaica (FV), que ha crecido un 108,6% respecto a marzo del año pasado. En las horas de máxima radiación (entre las 12 y las 16 horas) la FV ha establecido récords de producción, con picos de 12.000 megavatios hora (MWh), que han cubierto el 50% de la demanda. En esas horas, la fotovoltaica -apuntan los analistas- ha desplazado a los ciclos combinados de gas, provocando la caída de los precios. Algunos días, coincidiendo con elevada producción eólica, los precios se han acercado a cero. En todo el mes, el viento, el Sol y el agua -las fuentes autóctonas de energía- han generado casi cuatro veces más electricidad (el 54,6% del total) que el gas que han quemado las centrales de ciclo combinado y cogeneración juntas.

El Informe del mercado energético de Grupo ASE señala que en la última veintena de marzo, el precio de las horas de máxima radiación (entre las 10:00 y las 18:00 horas) se situó en 47,93 €/MWh, un 50% por debajo de su cota en las horas punta.

En este sentido, cabe destacar también que la ola de inversiones en nueva potencia fotovoltaica ha permitido superar este mes la barrera de los 20.000 MW instalados (actualmente, 20.203 MW), convirtiéndose así en la tercera tecnología con más potencia instalada, después de la eólica (30.061) MW y de los ciclos combinados de gas (26.250 MW).

En total, durante el pasado mes la generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 54,6% del mix, frente al 47,1% de marzo del año pasado por el aumento de eólica y fotovoltaica. La eólica ha liderado el mix de generación de marzo y, a lo largo del mes (la eólica ha dominado el mix todas las horas, salvo las de radiación solar, en las que ha predominado la fotovoltaica). Los días con abundante generación eólica, cuando se ha unido el crecimiento de la producción fotovoltaica y la caída de la demanda eléctrica, el precio ha registrado precios muy bajos.

La generación eólica ha sido un 9,95% superior a su promedio de marzo de los últimos 5 años. Sin embargo, aunque el precio de gas se ha moderado, sigue muy por encima de sus rangos históricos. Por eso, en las horas "no solares", los días con escasa generación eólica se disparan los precios.

Autoconsumo

Según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en 2022 se instalaron 2.507 MW de nueva potencia de energía solar para autoconsumo. Es un incremento del 108% respecto a 2021 que coloca la potencia total instalada para autoconsumo en 5.249 MW. La mayor parte de la nueva potencia corresponde al sector industrial (47%) que también es el que más crece. Le siguen el residencial (32%) y el comercial (20%). En 2023 se espera un crecimiento de entre 2.500 y 3.000 MW. El crecimiento de las instalaciones de autoconsumo en España durante el último año se ha unido a que marzo ha sido un mes muy cálido y poco lluvioso, de manera que el consumo eléctrico se ha reducido a valores mínimos históricos en las horas solares. Por eso, en las horas de máxima radiación, la demanda ha caído más del 10% y, en conjunto descende un 4,6% en marzo. Se coloca incluso un 2,3% por debajo de su nivel en marzo de 2020, cuando se produjo el confinamiento y "se congeló" la economía por la Covid-19.

Tope del gas

Otro de los titulares de este informe es que el precio diario del gas en España (MIBGAS) ha cotizado todos los días por debajo del límite fijado para marzo (55 €/MWh), lo que ha supuesto que el coste para los consumidores del ajuste por el "tope del gas" haya sido cero. Por tanto, el precio de la electricidad descende un 32,14% respecto a febrero y baja un 68,38% en comparación con marzo de 2022. De acuerdo con los analistas de Grupo ASE, la tendencia bajista de los precios del gas, la reducción de la demanda (- 4,6%) y el aumento de la generación fotovoltaica (+ 108,6%) explican este descenso.

El bombeo crece un 120%

La mayor generación fotovoltaica en marzo ha aumentado el consumo para bombeo en un 120%. Las centrales de bombeo -informa el Grupo ASE- cuentan con dos embalses, situados a distintos niveles. Cuando el precio de electricidad es muy bajo, el agua del embalse inferior se bombea al embalse superior, consumiendo una elevada cantidad de electricidad. Posteriormente, cuando el precio es muy alto, el agua del embalse superior se envía al inferior para generar electricidad (turbina) y abajo se vuelve a almacenar. Este proceso solo es eficiente si el precio de electricidad es muy bajo porque bombear agua del embalse inferior al superior consume aproximadamente el doble de electricidad de la que luego es capaz de generar. Durante marzo, el consumo promedio de bombeo en las horas "solares" ha superado los 3.000 MWh, con picos de 4.200 MW (equivalente al 25-30% de la generación fotovoltaica), provocando la intervención de los ciclos combinados de gas y de la hidráulica regulable y evitando que la sobreoferta de renovables llevara el precio del POOL a cero.

Según los cálculos de los analistas de Grupo ASE, estas centrales bombearon el agua a un precio medio de 40-50 €/MWh. Posteriormente, en las horas punta, llegaron a generar hasta 1.500 MWh, con picos de 2.100 MWh, a un precio promedio del POOL de 120-130 €/MWh. De esa forma, las centrales de bombeo han funcionado como grandes pilas, almacenando la energía renovable, y han permitido una asignación eficiente de los recursos, reduciendo la producción de los ciclos combinados de gas en las horas punta y evitando que el precio se elevará aún más.

Las exportaciones crecen un 215%

El otro canal de salida de la generación renovable han sido las interconexiones. La elevada oferta de generación renovable en España, con un coste de oportunidad "cero", es un atractivo para atraer la demanda de nuestros países vecinos. Por eso España ha aumentado un 215% sus exportaciones respecto a hace un año. Francia ha absorbido 1.207.250 MWh y Portugal, 1.259 MWh. La generación exportada en las horas de radiación solar ha alcanzado un promedio de 6.000 MWh, que supone algo más del 50% de la producción fotovoltaica. La capacidad máxima de exportación es de 10.275 MW (5.490 MW a Portugal, 3.885 MW a Francia y 900 MW a Marruecos). Muchos días de marzo, la interconexión con Francia ha alcanzado la congestión del 100% durante las horas solares, en las que se han concentrado mayormente las exportaciones.



El consejero delegado de Enel, Francesco Starace, en el Capital Markets Day del grupo de 2022. FOTO: Enel

Los "precios solares"

En las últimas semanas se viene hablando de un posible hundimiento de los precios en las horas solares (entre las 10.00 y las 16.00 horas), como consecuencia de la sobreoferta de generación fotovoltaica y eólica", indican en el informe. Según los analistas de Grupo ASE, en los días laborables de marzo, el precio de las horas solares se ha reducido notablemente en unas condiciones de producción eólica y fotovoltaica que han superado una potencia simultánea de 20.000 MW. "Aunque no siempre que se ha alcanzado dicha potencia los precios han bajado, por lo que no se puede establecer un patrón. Por tanto, no invitan a sacar conclusiones precipitadas, dado que las ofertas de casación de las distintas tecnologías que intervienen en el mercado eléctrico trabajan en condiciones de disponibilidad sumamente complejas, que pueden alterar cualquier previsión".

Lo que sí aseguran es que, con el crecimiento de la potencia instalada fotovoltaica es cada vez más probable que se den las condiciones para que haya precios solares cercanos a cero. Sobre todo, en primavera, cuando la producción eólica y solar suelen ser abundantes y además la potencia nuclear trabaja a plena carga. Pero no en verano, cuando se reduce la producción eólica y coincide con algún programa de mantenimiento nuclear. Otro aspecto para tener en cuenta, de acuerdo con los analistas de Grupo ASE será la evolución de la caída de la demanda en las horas de radiación por el aumento del autoconsumo.

8.- Enel inicia su operación salida de Perú: vende a la china CGSI sus negocios de distribución y servicios energéticos por 2.900 millones.

Elperiodicodelaenergia.com, 10 de abril de 2023.

Esta operación genera un impacto en el beneficio de unos 500 millones de euros.

El grupo energético italiano Enel informó hoy de que su filial Enel Perú, controlada a través la chilena Enel Américas, acordó la venta a la sociedad China Southern Power Grid International (CSGI) de la totalidad de las acciones que posee en la empresa de distribución y suministro eléctrico, Enel Distribución Perú y en la de servicios energéticos avanzados Enel X Perú.

El acuerdo prevé que CSGI adquiera las participaciones de Enel Perú en Enel Distribución Perú, que ascienden aproximadamente al 83,15 % del capital social y en Enel X Perú, que equivalen al 100 %, por un valor total de 2.900 millones de dólares, informó la compañía en un comunicado.

El consejero Delegado y Director General de Enel, Francesco Starace, comentó en la nota que la transacción “permite maximizar el valor de las inversiones realizadas hasta ahora en Perú en la digitalización de la red y los servicios avanzados de energía, continuando con la implementación del plan de activos anunciado en noviembre al presentar el Plan Estratégico de Enel a los mercados financieros”.

“Es también gracias a la experiencia y el compromiso de los colegas que trabajan en estas empresas que dejamos a los compradores una excelente cartera de activos, que seguirá apoyando el desarrollo sostenible del país a través de redes digitales automatizadas y soluciones energéticas innovadoras”, añadió.

Beneficio de 500 millones con la venta

En conjunto, explica la nota, se espera que la transacción genere una reducción de la deuda neta consolidada del grupo de aproximadamente 3.100 millones de euros en 2023 y un impacto positivo este año en el beneficio neto de aproximadamente 500 millones de euros y no se espera que la transacción tenga un impacto en los resultados ordinarios.

Detalló que la conclusión de la venta está sujeta a determinadas condiciones previas habituales en este tipo de operaciones, incluida la aprobación de la autoridad de competencia competente en Perú, así como de las autoridades chinas competentes en materia de inversiones directas en el exterior (ODI).

La operación está en consonancia con el actual Plan Estratégico del Grupo, que prevé completar el reposicionamiento del grupo en los seis países centrales para su negocio, concretamente Italia, España, Estados Unidos, Brasil, Chile y Colombia, con el fin de potenciar la creación de valor.

9.- Especial Almacenamiento: Las baterías serán tan importantes como los paneles solares

Energías-renovables.com, 10 de abril de 2023.

En los próximos años, las baterías van a tener la misma importancia que los propios paneles solares”, apunta José Donoso, director general de UNEF. “Podremos tener los mejores jugadores y un terreno de juego espectacular, pero no habrá partido. Sin almacenamiento no habrá transición energética”, señala Andrés Zapico, director de proyectos hidroeléctricos en Magtel. Los comentarios de todo el sector van en la misma línea. El problema es el marco regulatorio-retributivo: los inversores no le ven la rentabilidad al almacenamiento y piden ayudas para despegar. Ayudas como las que recibieron las renovables al principio. La pelota está en el tejado de la Administración.

Franco Comino, CEO de Sonnen Ibérica, lo explica de un modo elocuente en la entrevista que le hemos hecho para este número: “Como no metamos almacenamiento, en 2030 estaremos fritos”. Todo el mundo lo sabe. La transición energética hacia un modelo basado fundamentalmente en renovables no es posible como no apostemos fuerte por el almacenamiento de energía. La fotovoltaica ya está deprimiendo los precios hasta dejarlos en cero muchas horas al día. Y estamos a principios de abril. A ver qué pasa en los próximos meses cuando la energía solar empiece a darlo todo.

El almacenamiento en todas sus versiones (hablamos sobre todo de baterías para autoconsumo y grandes instalaciones, pero también de termosolar y bombeo) se lleva gran parte de nuestro número de abril. Con infinidad de casos de éxito, repasando lo que se hace en otros países, dando cuenta de los constantes avances tecnológicos e industriales, que bien se pueden concretar en la evolución de empresas como Sonnen y TAB Batteries.

“El almacenamiento con baterías es un regalo industrial que combina los cuatro ejes fundamentales que enriquecen una sociedad”, afirma Luis Marquina, presidente de Aepibal, la Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento. “Somos prácticamente imbatibles en almacenamiento diario y semanal”, recuerda David Treballe, secretario general de Protermosolar, la asociación de la industria termosolar.

Y unos y otros, el sector al completo reclama medidas que atraigan a los inversores, cosa que, de momento, no está sucediendo. A pesar de los anuncios que advierten de riesgos si sigue aumentando la potencia eólica y fotovoltaica. Porque el almacenamiento –dicen– es crucial para el sistema y estamos a dos años del colapso.

España le ha dado la vuelta al reloj de arena: en 2021 tuvimos que importar electricidad porque no dábamos abasto; en 2022 hemos exportado. Pero es que además lo hemos hecho como nunca. A Portugal, a Marruecos y al norte de Pirineos. España ha cerrado el 22 con un saldo neto de casi 20 millones de megavatios hora exportados. Y, en buena medida, además, renovables. REE en su Informe del Sistema Eléctrico 2022 señala dos causas: elevada penetración de renovables en el sistema español y elevados precios de la electricidad en Francia”.

Hemos entrevistado a Daniel Pérez, que acaba de asumir el cargo de director general de L'Energètica, la nueva empresa pública de energía de Cataluña. “Hay espacio más que suficiente para hacer la transición energética”, dice.

The smarter E Europe, la mayor plataforma de la economía energética de Europa volverá a abrir sus puertas en Múnich (Alemania) del 14 al 16 de junio. Y lo hace como siempre, combinando de manera inteligente las áreas de electricidad, calefacción y movilidad a través de sus cuatro ferias: cuatro ferias especializadas: Intersolar Europe (industria solar), es Europe (baterías y sistemas acumuladores de energía), Power2Drive Europe (infraestructura de carga y electromovilidad) y EM-Power Europe (gestión de la energía y soluciones energéticas interconectadas).

Las matriculaciones de vehículos eléctricos crecieron un 29,2% hasta alcanzar las 5.108 unidades. Pero los buenos datos son insuficientes para alcanzar los cinco millones de eléctricos que propone el PNIEC para 2030, cuando actualmente el parque eléctrico cuenta con 325.000 unidades. Por modelos, el Tesla 3 es el modelo más vendido en 2022 con 2.676 unidades, lejos del segundo en el ránking, el Fiat 500 con 1.867 matriculaciones. De eso nos habla Arturo Pérez de Lucía, director general de Aedive: “Los datos de crecimiento están ahí y el camino es el apropiado”.

10.- Ambas partes ganan: Iberdrola tras venta de plantas a México.

eleconomista.es, 10 de abril de 2023.

La firma española explicó a sus inversionistas que con la venta avanza en su estrategia de descarbonización, pues su parque de generación libre de emisiones pasará de 70 a 85% tras la transacción.

El traspaso de 13 plantas de generación de Iberdrola a un fondo privado (México Infraestructure Partners), que efectuará la compra a nombre del gobierno mexicano, es positivo para la empresa y para el Estado, afirmó la firma española en un documento informativo en el que resume algunos de los detalles de la transacción.

La semana pasada, el presidente mexicano Andrés Manuel López Obrador anunció que su gobierno pactó con la energética española la compra de 13 centrales (12 de ciclo combinado y una eólica) con una capacidad de generación conjunta por 8,539 mega watts (MW), por casi 6,000 millones de dólares.

“Reafirma la estrategia del grupo”, “Iberdrola fortalece su posición financiera” y “México se mantiene como un mercado principal, con un mix de generación más verde y con foco en clientes privados”, fueron algunas de las frases, a manera de conclusiones, que Iberdrola comunicó a sus accionistas sobre la operación en el documento “La Nueva Iberdrola México”.

Y dijo que el acuerdo es uno en donde “ambas partes ganan: gobierno e Iberdrola”, luego de explicar que, por su lado, el gobierno mexicano cumple los objetivos de su política energética nacional, en tanto que Iberdrola fortalece el enfoque en sus verticales de negocio de energías renovables y clientes (comercialización de electricidad).

Durante el anuncio llevado a cabo el pasado martes 4 de abril del 2023 durante una reunión en Palacio Nacional con el presidente López Obrador, el presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, reveló que acuerdo se logró tras dos años de conversaciones.

Estas pláticas transcurrieron mientras la empresa era blanco de críticas del mandatario mexicano por su modelo de negocio en el país, basado principalmente en la venta de energía a la Comisión Federal de Energía (CFE) a través de contratos que el mandatario consideraba desventajosos para el Estado mexicano.

Además, el jefe del Ejecutivo veía con desagrado la venta de energía que realizaba la empresa a través de la figura de autoabastecimiento, vertical de negocio que era marginal para la compañía, pero que el gobierno califica como “ilegal”.

Empresa más verde

Para Iberdrola, la venta de las 13 plantas representa también un paso a la descarbonización, pues 12 de ellas, con una capacidad conjunta de 8,436 MW, son de generación fósil, por lo que al ser retiradas del parque de generación de la compañía elevará de 70 a 85% su capacidad generadora libre de emisiones de CO₂.

Luego de la venta, Iberdrola se mantendrá en el país, pero ahora operará netamente en el mercado eléctrico privado, con una capacidad conjunta de 2,427 MW, de los cuales 1,059 son renovables, 1,166 son de ciclos combinados y 202 son de cogeneración, además de que, dijo la empresa, posee una cartera renovable de 6,000 MW “para asegurar energía a nuestros clientes privados”.

La energética española se desempeña en los mercados de generación eléctrica (generación), transporte de electricidad (redes) y comercialización de electricidad y gas natural (clientes).

Sus principales áreas geográficas de operación son: España, Reino Unido, Estados Unidos, Brasil, México e Iberdrola Energía Internacional (conocida dentro de la empresa como IEI, que engloba el resto de los países, entre ellos Alemania, Francia y Australia).

En México, la empresa está presente en los mercados de generación y comercialización a clientes, no así en el de redes, que sigue siendo un monopolio legal a cargo de la CFE.

Según el último Informe Integrado de la compañía (publicado en febrero del 2023), el año pasado facturó en el mundo 53,949 millones de euros (37.9% más que en el 2021).

Su negocio de comercialización a clientes es, por mucho, el más significativo, con un parte de 34,939 millones de euros (64.8%); le sigue el segmento de redes, con 18,355 millones de euros (34%); el de generación, con 10,322 millones de euros (19.1%) y finalmente la empresa presenta un ajuste negativo de 9,667 millones de euros por concepto de otros negocios y de la corporación (que equivalen a 17.9% de los ingresos totales).

Por geografías, las más importantes son España, que contribuyó con 22,980 millones de euros (42.6% del total), seguida del Reino Unido, con 9,813 millones de euros (18.2%); Brasil, con 8,613 millones de euros (16%); y Estados Unidos, con 7,907 millones de euros (14.7 por ciento).

Hasta el quinto sitio aparece México, con un aporte de 4,079 millones de euros (7.6%), superando a IEI, que facturó 802 millones de euros (1.5% del total de ventas).

Pero términos de capacidad instalada de generación eléctrica de Iberdrola, México ocupa el segundo sitio, al aportar 18.4% de la capacidad total de la empresa, que al cierre del 2022 ascendió a 60,761 MW (de los cuales dos tercios son de fuentes renovables). El primer sitio lo ocupa España, con 29,013 MW (47.7% del total).

México también fue la segunda fuente de producción de la compañía en el 2022. El año pasado la empresa produjo 163,031 giga watts hora (GWh) de electricidad. España fue el primer mercado con 56,698 GWh (34.8% del total), pero estuvo virtualmente empatado con México, en donde generó 55,938 GWh (34.3 por ciento).

11.- Arranca la carrera por las baterías: las energéticas proyectan al menos 650 MW.

eleconomista.es, 11 de abril de 2023.

El Gobierno tramita los primeros grandes almacenamientos aislados de España.

Arranca la carrera por el almacenamiento en baterías en España. Las energéticas están buscando los permisos ambientales para desarrollar al menos 650 megavatios (MW) de potencia instalada. Más de la mitad de esta capacidad corresponde a algunos de los primeros proyectos a gran escala de baterías stand alone, es decir, no integradas en una central de generación eléctrica sino a disposición de la red.



Solo el Gobierno tramita 405 MW de almacenamiento aislado y más de 240 MW de baterías hibridadas a plantas. A estos proyectos habría que añadir, además, aquellos que se gestionan vía autonómica.

Destaca la firma cordobesa Rolwind, que ha creado una división dedicada al almacenamiento, con un porfolio de 800 MW y el objetivo de llegar a los 2 GW este 2023. La compañía proyecta dos instalaciones de 300 MW en España, según datos del Ministerio de Transición Ecológica. El más grande en tramitación ambiental corresponde con un sistema de baterías independientes de 200 MW, ubicado en Grandas de Salime (Asturias). También desarrolla una instalación aislada de 100 MW en el municipio de Solorzano (Cantabria).

12.- Las eléctricas aprovechan la reforma de la tarifa regulada de la luz para pedir a Ribera los gastos por atención al cliente que genera.

20minutod.es, 11 de abril de 2023.

La 'nacionalización' de Iberdrola es un capítulo más en los injustos ataques del presidente mexicano a España.

El Gobierno aprobará en las próximas semanas la nueva tarifa regulada de la electricidad, de Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), y las compañías eléctricas han quedado satisfechas en términos generales por la versión definitiva, pero también aprovechan la reforma para reclamar a la vicepresidenta tercera, Teresa Ribera, recuperar los costes por la atención presencial a los clientes de la tarifa regulada y revisar los costes por la comercialización de esta tarifa para los trienios de 2019 a 2021 y de 2022 a 2024.



Las eléctricas quieren aprovechar la reforma de la tarifa PVPC para recuperar del Estado lo que les cuesta dar un servicio a consumidores que no contratan el suministro de electricidad en el mercado libre, sino en el mercado regulado, en contratos a los que solo pueden acogerse pequeños consumidores y consumidores vulnerables a través de las cuatro 'comercializadoras de referencia' - Endesa, Iberdrola, Naturgy y Repsol-.

Estas venden electricidad en el mercado libre, pero cambian su nombre para ofrecer también una tarifa regulada que, sobre todo hasta el año pasado, era sustancialmente más barata.

Según dice la ley, las comercializadoras de electricidad tienen derecho a ser retribuidas por los costes que le genere serlo, por conceptos como la atención directa a los clientes, como costes de contratación, de facturación y cobro o de atención al cliente, que ahora exigen que se actualicen o directamente "recuperar". En la actualidad, fuentes del sector explican que la retribución que reciben por parte del Gobierno no está actualizada con los costes reales y es insuficiente para cubrir todos los costes que les genera ser el contacto con los consumidores que quieren contratar o que tienen la tarifa regulada de la luz.

Así lo manifestó hace unos días la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC) en un comunicado en el que, tras conocerse la versión definitiva del decreto que establecerá la nueva manera de calcular la tarifa PVPC, valoró "positivamente" que el Ministerio de Transición Ecológica haya tenido en cuenta sus peticiones en el borrador definitivo que la semana pasada se envió al Consejo de Estado, que tiene previsto emitir un dictamen en torno al 20 de abril, de manera que ya después podrá ser aprobado por el Consejo de Ministros.

En términos generales, las eléctricas han visto reconocidas sus reivindicaciones pero hacen dos puntualizaciones sobre los costes económicos que su obligación de ofrecer y gestionar la tarifa regulada les provocaba ya en el pasado y otro nuevo coste que deberán afrontar con la reforma de la PVPC, que hará que todas las empresas del sector eléctrico y también los consumidores que la contraten sufragarán el coste del bono social, como hacen las empresas y consumidores del mercado libre.

Atención al cliente

En el primer caso, las eléctricas creen que el borrador del decreto de la nueva PVPC "puede ser mejorado" para que el Gobierno "actualice" los costes en los que incurren las comercializadoras de referencia por tener que ofrecer la tarifa regulada. Según la ley, no lo son y están obligadas a ofrecer la tarifa regulada aquellas con más de 100.000 clientes en todo el país en una media anual.

Actualmente, hay cuatro comercializadoras -Endesa, Iberdrola, Naturgy y Repsol- que ofrecen la tarifa regulada de electricidad bajo distinto nombre -Energía XXI, Curenergía, Gas Powee y Régsiti, respectivamente-, que ofrecen servicios como una atención telefónica o presencial, que generalmente se da en las mismas oficinas de las comercializadoras de electricidad en el mercado libre.

Y estos gastos son los que las compañías reclaman al Gobierno, bien mediante la actualización de sus retribuciones que marca la ley por este y otros conceptos ligados a la PVPC o bien mediante la "recuperación" sin más de los gastos por la atención personal a los clientes.

"Actualizar los costes prudentemente incurridos de la comercialización tal y como establece la normativa, estando pendiente la revisión de los costes de comercialización para los periodos 2019-2021 y 2022-2024", reclaman las comercializadoras de referencia de la PVPC. "Adicionalmente, se reitera la necesidad de recuperar los costes asociados al canal presencial de atención a clientes", añaden.

Según explican desde la AELEC, "las comercializadoras de la actividad regulada incurren en gastos para poder llevar a cabo la actividad regulada que la ley les exige. Entre otros, el relativo al canal presencial de atención al cliente", que querría recuperar aprovechando la inminente reforma de la tarifa PVPC.

Bono social a la PVPC

Por otra parte, ante la inminente aprobación de la nueva tarifa regulada -que, sin embargo, no entrará en vigor hasta 2024-, las comercializadoras de electricidad insisten en oponerse, como llevan haciendo ya años, a tener que correr con parte del coste del bono social, el descuento de entre un 65 y un 80% de la factura de la luz para hogares vulnerables y, de momento, todas las familias numerosas y vulnerables severos.

Una de las novedades de la reforma es que, igual que ocurre en el mercado libre, tanto empresas de producción, transporte, distribución y comercialización de la tarifa PVPC, así como los **consumidores en función de su consumo eléctrico**, correrán con los costes de financiar el bono social, algo que las comercializadoras ya rechazaban en los contratos libres de electricidad y que rechazan también en la tarifa regulada.

"Se considera que el coste de financiación del bono social **no debería corresponder a ninguno de los sujetos** que operan en el sector eléctrico -y, entre ellos, a las COR [comercializadoras de referencia]- sino que, por tratarse de políticas públicas, debería financiarse a través de instrumentos también públicos, al **igual que el bono térmico**", advierte la AELEC, en relación al pago anual que reciben los hogares que tienen bono social para sufragar parte del coste de la calefacción y del agua caliente y que, a diferencia de aquel, procede de una partida directa de los **Presupuestos Generales del Estado**.

13.- España eleva los parones de las renovables: aumenta la presión para Red Eléctrica.

economiadigital.es, 12 de abril de 2023.

Los 'curtailment' -bajones de demanda eléctrica- empiezan a ser demasiado habituales, algo que perjudica al sistema.

La Semana Santa ha dejado un tiempo veraniego con el sol apretando fuerte algunos días. Eso es una gran noticia para el sector renovable, en concreto, el fotovoltaico. Sin embargo, esta situación tiene un reverso que no es del todo positivo. Y es que, durante estos días festivos, Red Eléctrica se vio obligada a parar algunas plantas, lo que se conoce como 'curtailment' en el sector eléctrico, debido a una baja demanda unida a una generación renovable mayor a la programada en los mercados.

Y lo peor está por venir. Así, según recoge el portal especializado Energía 360, el gestor del sistema prevé que en 2026 la red eléctrica tendrá que soportar un 'curtailment' de un 5,5% respecto al potencial total. Este 'curtailment' se produce cuando la red de transporte no es capaz de soportar la producción renovable de total. Y la estimación es que esta cifra aumente conforme la previsión de la evolución del mix energético en el sistema.

Esta situación se suma a lo que ha contado ECONOMÍA DIGITAL estos últimos días con respecto a los problemas detectados por Red Eléctrica en el desarrollo de su labor. Por un lado, con la gestión del autoconsumo y, por otro, con la masificación de grandes demandantes de energía en un mismo lugar geográfico.

Y la palabra recurrente es 'curtailment'. En este sentido, voces expertas del sector como la del digital energy & power products de Schneider Electric, Jordi Garcia, avisan de que los riesgos de estabilidad de la red eléctrica ya son un hecho, como en el caso del Corredor del Henares, y alerta de que «esto es solamente la punta del iceberg».

En este sentido, el experto no genera ninguna duda sobre la necesidad de renovables y su implantación. Recuerda que «su despliegue sin poner en marcha el almacenamiento y los mecanismos adecuados de gestión de la demanda a gran escala, abriendo los mercados de flexibilidad a cuantos más usuarios mejor, tiene unos riesgos enormes de estabilidad de la red además de limitar el potencial de descarbonización que tenemos como país».

Además, remarca que no podemos desaprovechar «ser una economía descarbonizada mucho antes que nuestros países vecinos y, por lo tanto, más competitiva, y una ventana de oportunidad para atraer inversión y talento».



Beatriz Corredor, presidenta de Redeia

Las soluciones al problema

Desde el sector energético se han apresurado a aportar soluciones a esta situación que irá en aumento. Lo básico, y donde todos señalan, es al almacenamiento. Aunque debido a las complicaciones tecnológicas, como las baterías; o a los largos periodos de adaptación, como la construcción de centrales de bombeo, otras soluciones ganan terreno.

Atraer nuevas industrias, o relocalizar algunas que se han marchado, bajo el reclamo de unos precios eléctricos muy competitivos, es una de las grandes opciones. Algunos expertos consultados por ECONOMÍA DIGITAL insisten en la idea, además, de que combinado junto a la firma de contratos a largo plazo (PPA), daría estabilidad tanto a los propios productores eléctricos como a las industrias.

Para la propia industria española sería favorable. Sobre todo, porque se siente agraviada con respecto a competidores directos como Francia, donde tienen tarifas indexadas a la energía nuclear que baja mucho los costes.

En este caso, junto a la propia industria nacional, el gran reclamo es para empresas que tendrían un escenario de precios más bajos de lo habitual, principalmente, porque el desarrollo renovable será imparabile.

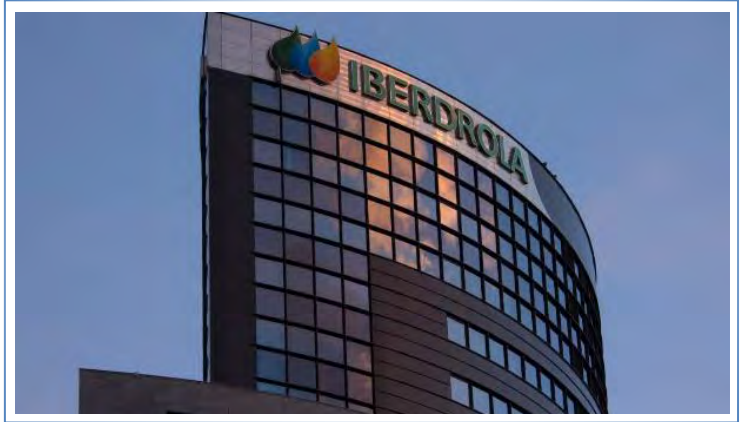
14.- Tres firmas brindan a Iberdrola un potencial de más del 11%.

eleconomista.es, 12 de abril de 2023.

UBS, Barclays y Oddo valoran a sus títulos entre 13 y 13,80 euros desde precios actuales.

Tras la venta de la mayor parte de sus activos en México y a la espera de que se resuelva la operación de compra de PNM Resources en EEUU, la valoración de Iberdrola sigue recibiendo mejoras por parte de los analistas una semana después con su acción en zona de máximos de enero de 2021.

La última entidad en mover ficha ha sido UBS, que este martes elevó su precio objetivo hasta los 13 euros por acción desde los 12 anteriores, lo que supone un potencial del 11%. "El precio de la acción ha reaccionado positivamente, pero el rendimiento hasta la fecha ha estado en línea con el del sector, a pesar de los continuos avances en los programas de inversión, resultados en crecimiento de beneficios, venta de activos/coinversiones, disciplina financiera y descarbonización", argumentan desde la firma suiza.



En su opinión, su precio objetivo actualizado "otorga una rentabilidad anualizada del 15% en un valor que ofrece tanto crecimiento y capacidad defensiva, lo que justifica una prima con respecto a la mayoría de sus homólogos inmediatos", argumentan.

15.- Acciona borra la mitad de la subida en el año y su filial de renovables cae a terreno negativo

eleconomista.es, 12 de abril de 2023.

Acciona borra la mitad de la subida en el año y su filial de renovables cae a terreno negativo.

Acciona Energía y Acciona lideraron ayer los descensos del Ibex 35, con pérdidas superiores al 4%. Este tropiezo tras el parón de Semana Santa llevó a la filial de renovables a firmar su peor sesión desde noviembre y le devuelve a terreno negativo en el año, mientras que la matriz ha reducido sus ganancias anuales a la mitad, a un 3%.

Estos descensos han contribuido a que estas compañías cuenten ahora con un potencial de doble dígito, del 11,5% para Acciona y del 13% para la filial, y que ambas hayan mejorado su recomendación en las últimas semanas, aunque ambas sigan siendo un mantener para el consenso. De hecho, la matriz acaba de despojarse del cartel de venta con el que cargaba desde octubre (no recibe un cartel de compra desde agosto de 2021, apenas un mes después de la salida a bolsa de Acciona Energía).

Una mejora que ha llegado después de que la dirección del grupo mejorase las perspectivas de ebitda (beneficio bruto) para este año entre 1.500-1600 millones de euros para las actividades de renovables y un "sólido crecimiento de dos dígitos" para las actividades no renovables, impulsado por el fuerte crecimiento de la construcción y los servicios.



Las estimaciones de beneficios que baraja el consenso favorecen a la matriz, donde el beneficio neto seguirá en ascenso de cara a los próximos años mientras que las ganancias de Acciona Energía se frenarán tras un 2022 de récord por la firma de contratos de suministro a largo plazo por el impacto de la guerra.

Una de las firmas que recientemente ha reafirmado su visión positiva sobre estas dos compañías ha sido Barclays. En su último informe, la entidad muestra su preferencia por las utilities europeas con mayor exposición a EEUU, mejorando su recomendación para Acciona a sobreponderar e iniciando su cobertura sobre Acciona Energía con un consejo de mantener.

"Mejoramos Acciona tras elevar nuestras previsiones de beneficio por acción (BPA) para 2023, para las que esperamos que las actividades no renovables impulsen el crecimiento del grupo ese ejercicio. No creemos que Acciona deba cotizar con descuento, dado que estimamos que las actividades renovables representan alrededor del 80% de la valoración total, mientras que la matriz ofrece mejor liquidez que la filial de renovables. En términos de valoración, Acciona está descontando sólo cinco años de valor del gasoducto renovable al actual precio actual de las acciones", justifican sus analistas.

En cuanto a Acciona Energía, estos mismos expertos señalan que el precio de la acción ya descuenta 7 años de gasoducto renovable, por encima de la media de seis años en el subsector de las renovables. "En términos de fundamentales, creemos que las ambiciones de Acciona Energía de alcanzar una tasa de instalación de 2 GW/año en 2024 son realistas, dado que ya ha alcanzado su masa crítica. El riesgo clave, en nuestra opinión, sigue siendo el escenario de precios de la electricidad para los próximos tres años", justifican desde la firma de análisis.

Mal año para las renovables en bolsa

No está siendo un buen año para el sector cotizado de energías limpias en un contexto de subida de tipos. El aumento de los costes de financiación está afectando especialmente a las firmas que necesitan endeudarse para acometer sus inversiones y crecer. Así, el S&P Global Clean Energy (la principal referencia de renovables) cae un 3% en el año. Al margen de Acciona Energía, las españolas del indicador están teniendo un comportamiento dispar. Solaria se deja cerca de un 7% en 2023 Iberdrola (en zona de máximos) suma un 7%.

16.- La producción de almacenamiento térmico de energía basado en rocas pasa a escala de gigavatios.

www.pv-magazine.es, 12 de abril de 2023.

La empresa israelí Brenmiller está a punto de poner en marcha una línea de producción de 4 GW a 5 GW para sus sistemas de almacenamiento de energía térmica, que utilizan rocas trituradas para retener el calor que puede liberarse en forma de vapor, agua o aire calientes.

El almacenamiento de energía térmica (TES) ha demostrado tener un gran potencial para contribuir a la descarbonización de la calefacción y la electricidad en todo el mundo. Sin embargo, aunque la tecnología ha atraído financiación y se han comercializado las primeras instalaciones, en gran medida no ha logrado escalar bien.

Brenmiller, con sede en Israel, parece dispuesta a convertirse en una de las primeras empresas de este campo en establecer una producción a escala de gigavatios para finales de año. "Nuestra línea de producción automatizada de 4 a 5 GW en Diona se pondrá en marcha dentro de uno o dos meses", explica Doron Brenmiller, CBO de Brenmiller, a pv magazine.

La compra del equipo se financió mediante una línea de crédito no dilutiva de 7,5 millones de euros (8,2 millones de dólares) con el Banco Europeo de Inversiones (BEI).

El sistema bGen de Brenmiller tritura térmicamente rocas y luego almacena esa energía térmica durante minutos, horas o días. La energía térmica almacenada puede utilizarse para producir energía en forma de

vapor para electricidad, agua o aire caliente para aplicaciones industriales. Se dice que el sistema bGen requiere poco mantenimiento y tiene una vida útil de más de 30 años.

“Nuestro coste nivelado del calor (LCOH) depende de lo que cargue el sistema. Normalmente, se trata de energía renovable barata, por lo que nuestro LCOH se sitúa entre 30-50 dólares/MWh, lo que lo hace más barato que el gas hoy en día en la mayoría de lugares de Europa”, afirma Brenmiller.

Según él, la empresa ha conseguido encontrar socios inmediatos en las industrias química, farmacéutica, de alimentación y bebidas, y tabacalera, que consumen cantidades masivas de calor que suelen representar el 60-70% de su consumo energético. “Las industrias cementera y siderúrgica son un poco más difíciles para nosotros, ya que operamos en el rango de 150 a 500 grados Celsius, y estas industrias necesitan temperaturas más altas para sus procesos industriales”, añade.

La empresa también se ha asociado con grandes compañías energéticas y centrales IPP como Enel. En noviembre del año pasado, el grupo energético italiano empezó a probar un sistema TES de 24 MWh en la Toscana, tanto como equipo de producción de calor como de almacenamiento térmico. En esta aplicación pionera, el TES se integra con una central eléctrica de turbina de gas de ciclo combinado para aumentar su flexibilidad global.

“En los dos últimos años hemos observado un enorme repunte de la demanda de nuestra tecnología y ya tenemos en cartera proyectos a escala de gigavatios. Pero nos ha llevado mucho tiempo llegar hasta ahí, hemos invertido más de medio millón de dólares en los últimos 10 años”, afirma Brenmiller.

Debido a los elevados costes de envío de su tecnología, la estrategia de la empresa es producir localmente, ya sea cerca de las materias primas o de los emplazamientos de los proyectos. “Ya estamos en conversaciones en distintos mercados de Europa, concretamente España, Alemania, Países Bajos y Dinamarca, pero también en Brasil, para establecer allí instalaciones de fabricación”, afirma.



Francesco Starace. Imagen: Archivo

“Hoy en día, no todo gira en torno a las tecnologías de almacenamiento basadas en el litio. Vemos que empiezan a salir muchas licitaciones para soluciones TES y las empresas se dirigen a nosotros de forma proactiva. Hay un cambio significativo en el mercado en comparación con hace dos o tres años”, afirma Brenmiller.

Según un informe del Consejo de Almacenamiento de Energía de Larga Duración (Long-Duration Energy Storage Council) y McKinsey & Co. publicado en noviembre del año pasado, las TES pueden ampliar el potencial global de capacidad instalada de almacenamiento de energía de larga duración (LDES) a entre 2 y 8 TW para 2040 (frente a entre 1 y 3 TW sin TES), lo que se traduce en una inversión acumulada de entre 1,6 y 2,5 billones de dólares.

“El TES permite esta oportunidad adicional de LDES al proporcionar una alternativa rentable para descarbonizar el calor y las aplicaciones de calefacción a alta temperatura. Se calcula que esto reducirá los costes del sistema en hasta 540.000 millones de dólares al año, al tiempo que creará un valor de sistema más amplio al permitir un desarrollo acelerado de las energías renovables y la optimización de la utilización de la red”, se lee en el informe.

17.- Meloni fulmina a Starace y deja en el aire la estrategia de Endesa.

expansion.com, 13 de abril de 2023.



Francesco Starace es primer ejecutivo de Enel y vicepresidente de Endesa. Stefan Wermuth EXPANSION

- **Financial Times.** Starace defiende su estrategia ante la presión del Gobierno de Meloni
- **Francesco Starace.** "Habrá más compras y ventas de carteras renovables este año"
- **Plan estratégico.** Enel invertirá 9.000 millones en Endesa para crear un líder de renovables

El Gobierno italiano de Meloni prescindirá de Francesco Starace, artífice de la estrategia de Enel y de Endesa desde 2014.

El **Gobierno de Italia**, encabezado por Giorgia Meloni, ha cesado a Francesco Starace como primer ejecutivo del gigante energético Enel, controlado por el Estado italiano. Desde que Meloni llegó al poder, se barajaba la posibilidad de que **el nuevo Gobierno italiano prescindiera de Starace**, con el que Meloni nunca ha mostrado simpatías. Starace asumió el cargo de primer ejecutivo de Enel en 2014, marcando una clara hoja de ruta de la compañía y de sus filiales, entre ellas Endesa, **hacia las renovables**. Su salida deja ahora en el aire la estrategia del grupo y de Endesa, la primera eléctrica en España por número de clientes, de la que Enel controla el 70%.

Starace ocupa el puesto de vicepresidente de Endesa desde que asumió las riendas de Enel, en 2014. Aquellos cambios desencadenaron a su vez otros en la propia Endesa. Ese mismo año, Endesa nombró a José Bogas como consejero delegado, en sustitución de Andrea Brentan, hombre de confianza del anterior primer ejecutivo de Enel, Fulvio Conti. Más tarde, en 2019, Endesa nombró presidente a Juan Sánchez-Calero Guilarte, en sustitución de **Borja Prado**.

Bogas, mano derecha

Bogas ha sido la mano derecha de **Starace en Endesa**.

Los cambios en Enel se harán efectivos dentro de un mes. El Gobierno italiano ha anunciado hoy que para la próxima junta de Enel, el 10 de mayo, propondrá a **Flavio Cattaneo** como sustituto de Starace. Cattaneo es el actual vicepresidente ejecutivo del operador de trenes de alta velocidad Italo.

Meloni hará un cambio prácticamente total del consejo de Enel. También renovará la presidencia, que no es ejecutiva. Asumirá este cargo Paolo Scaroni, en sustitución de Michele Crisostomo. Scaroni ya fue primer ejecutivo de Enel y Eni. La junta nombrará consejeros a Alessandro Zehenter, Johanna Arbib Perugia, Fiammetta Salmoni y Olga Cuccurullo.

El nombramiento de Cattaneo ha causado sorpresa en Italia, donde se barajaba para el puesto de primer ejecutivo a Stefano Donnarumma, actual director de Terna, la empresa que gestiona la alta tensión en Italia. **Endesa celebra junta el 28 de abril.** Será la última de Starace.

Endesa presentó un nuevo plan estratégico el pasado noviembre, con el dividendo y la apuesta por las renovables como dos de los pilares.

El nuevo plan abarca hasta el año 2025, demasiado tiempo para que la nueva dirección de Enel no lo revise antes. Se presupone que hasta 2025, **Endesa mantendrá un 70% de pay-ouy** (parte del beneficio que se destina a dividendos). El dividendo seguirá siendo en efectivo.

Ante la nueva situación de los mercados y el efecto que el impuesto decretado en España contra las energéticas, la compañía había ajustado sus previsiones. El resultado ordinario no recuperará el nivel de los 2.000 millones que se había previsto en el anterior plan para 2024 hasta un año después, en 2025.

Cambios en Eni

En la petrolera Eni, también controlada por el Gobierno italiano, los cambios son menores. Meloni propondrá sustituir a la presidenta actual, Lucia Calvosa, por Giuseppe Zafarana. Se mantendrá el actual consejero delegado, **Claudio Descalzi**. La junta de Eni también es el 10 de mayo. El pasado año, Eni desplegó una estrategia muy ambiciosa para entrar en el mercado de luz y gas en España, con la marca **Plenitude**.

Nos importan las PERSONAS,
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

Creemos en la NEGOCIACIÓN,
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

Trabajamos por un FUTURO mejor.
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nuclenor + SIE_Acciona Energía

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

 **siempre adelante**