

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.- Iberdrola lanza en Inglaterra su gran plan de 7.700 millones.

expansion.com, 11 de agosto de 2022.



El nuevo complejo de East Anglia Three es una pieza clave para el macroproyecto británico del grupo.

Iberdrola ha activado una de sus inversiones más ambiciosas con la puesta en marcha en Inglaterra de un gran parque de eólica marina de 1.400 megavatios (MW) con el que aspira a liderar esta tecnología. El nuevo complejo es una pieza clave para un gran despliegue de parques de eólica marina en Reino Unido y forma parte de los pilares del plan estratégico de la compañía española.

El proyecto iniciado hoy se llama East Anglia Three y contará con una capacidad eólica suficiente para abastecer con energía limpia a 1,3 millones de hogares. Se encuentra frente a la costa de Norfolk, cerca del área metropolitana de Londres, y formará parte del macrocomplejo East Anglia Hub, junto con los futuros desarrollos de East Anglia One North e East Anglia Two.

Para Iberdrola, este hub constituye su mayor iniciativa de esta tecnología en el mundo. Atraerá en conjunto una inversión de 6.500 millones de libras (unos 7.700 millones de euros) y permitirá instalar 3.000 megavatios (MW), lo que supone cubrir el 6% del objetivo de 50.000 MW de energía eólica marina fijado por el Gobierno británico 2030.

Con estos proyectos, la compañía española consolida su presencia en el país. La entrada en Reino Unido se hizo en 2006, con la compra de Scottish Power por más de 17.000 millones de euros. Fue una de las mayores transacciones de la empresa, que se convirtió en un actor relevante en el país.

Scottish Power

El nuevo parque se suma al que ya opera la compañía a través de Scottish Power en la misma zona, llamado East Anglia One, de 714 MW, capaz de producir energía renovable para 630.000 hogares británicos.

El objetivo es que el nuevo parque eólico entre en producción en 2025. La fase inicial consistirá en la instalación en el condado de Suffolk, junto a Siemens, de la subestación terrestre que conectará el parque con la red eléctrica de National Grid.

East Anglia Three se convertirá en el séptimo parque eólico marino de la compañía en funcionamiento. El grupo ya ha puesto en marcha las instalaciones de West of Duddon Sands (195 MW), en el mar de Irlanda; de Wikinger (350 MW), en aguas alemanas del mar Báltico, y de East Anglia ONE. Tiene además otros tres parques en construcción.

2.- Así afecta al 'spin off' de Naturgy la crisis energética.

expansion.com, 12 de agosto de 2022.

Eleva a 557 millones de euros el beneficio semestral por el negocio internacional y mantiene el dividendo en un escenario de fuerte volatilidad.

Naturgy sigue decidida a abordar su **gran escisión en dos empresas cotizadas** con negocios diferentes, pero avisa de que la crisis energética en Europa y la incierta regulación le impiden comprometerse con cualquier calendario.

El grupo lanzó ayer esta advertencia, durante la presentación de resultados semestrales que tuvo que retrasar la semana pasada por una sentencia en Argentina. Con la nueva provisión ya calculada, de 126 millones de euros, **su beneficio quedó en 557 millones, un 15% más** que en el mismo periodo del ejercicio anterior.

El proyecto de *spin off*, conocido como **Géminis**, fue anunciado apenas una semana antes del estallido de la guerra en Ucrania. La idea era tenerlo cerrado este año. En la junta de accionistas de mediados de marzo, el presidente de la empresa, **Francisco Reynés**, ya aludió a la incertidumbre en el mercado para restar rigidez al calendario. Ayer el grupo fue más allá y, sin usar la palabra retraso, dejó claro que no piensa precipitarse.



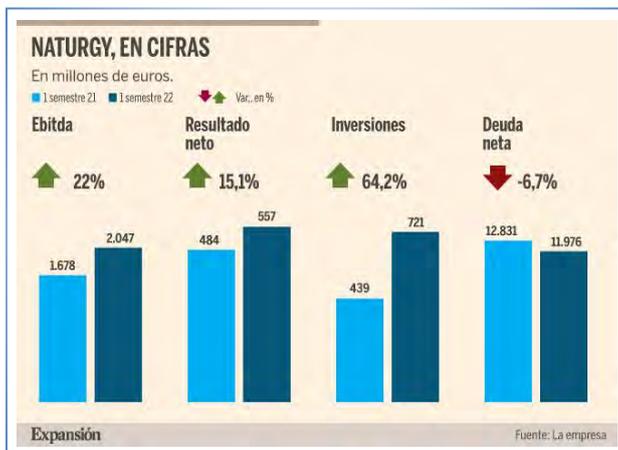
"La volatilidad actual de los mercados, la evolución de la coyuntura energética europea y las múltiples incertidumbres regulatorias todavía pendientes de conocerse con exactitud aconsejan **ajustar el calendario de ejecución a la evolución de los acontecimientos**", señaló. Sin embargo, el consejo de administración sigue convencido de que el proyecto Géminis tiene "idoneidad y sentido estratégico".

La empresa se está preparando para este invierno, en el que el gas puede llegar a racionarse en algunos países de la Unión Europea. También observa con atención las medidas del Gobierno, que **se ha comprometido a reducir un 7% la demanda de gas en España**, frente al 15% en la UE, a cambio de lanzar un plan de ahorro energético.

Los **nuevos impuestos a la banca y a los grupos energéticos**, que se aplicarán sobre un porcentaje en las ventas, añaden incertidumbre a los planes de Naturgy.

El objetivo del proyecto Géminis es crear una empresa cotizada con los negocios liberalizados y otra de las mismas características en la que se incluirán todas las actividades reguladas. En la primera se incluirían las renovables, la comercialización y las áreas relacionadas con la transición ecológica.

Precios y resultados



Los **precios energéticos siguen disparados** y eso ayuda al menos parcialmente al negocio de la compañía, que disfruta de un *pool* eléctrico disparado, pero que también debe comprar el gas más caro a los productores. El mercado mayorista de electricidad **subió un 252% en el semestre, el gas NBP un 198% y el Brent un 66%**. Sin embargo, la demanda de los clientes de Naturgy en España retrocedió un 5% en el caso del gas y un 12% en el de la electricidad.

El beneficio bruto de explotación (ebitda) aumentó un 22% y se situó en 2.047 millones de euros, animado por el buen comportamiento de las actividades internacionales, donde el incremento fue del 24%.

El negocio de GNL mundial ha impulsado el beneficio bruto gracias a las subidas del precio del gas. En España, la comercialización de energía sigue acusando los retrasos a la hora de trasladar las subidas de precios a los clientes finales.

El beneficio habría sido de 717 millones de no haberse contabilizado varias partidas no ordinarias por 160 millones. Ahí entra el impacto de la sentencia por el conflicto judicial en torno a su filial chilena **Metrogas** y la empresa argentina **TGN**.

Las inversiones aumentaron un 64% en el semestre y alcanzaron los 721 millones, lo que **no impidió reducir un 6,7% la deuda, hasta 11.976 millones**. El recorte de esta variable responde a la sólida generación de caja gracias a los dos negocios que mejor evolucionan, el internacional y el de venta de gas natural licuado.

El consejo de administración ha preferido reservar las buenas noticias para los accionistas, entre los que destacan **Criteria Caixa, CVC, GIP e IFM**. La empresa pagará este mes el primer dividendo a cuenta con cargo a los resultados de este año. El importe será de 0,3 euros por acción, el mismo que hace un año, y en línea con los compromisos del plan estratégico.

Al resumir lo ocurrido en el primer semestre, la empresa cita tres tendencias: **la volatilidad de precios, el crecimiento del negocio internacional y la fuerte generación de caja**, gracias a la cual mengua la deuda.

En España, la actividad de redes se mantuvo estable, aunque con matices: **la actividad de redes de distribución eléctrica mejoró, frente a la caída en la de gas**.

LOS 126 MILLONES QUE HAN RETRASADO LA PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Naturgy ya se desmarcó de las grandes empresas del Ibex al anunciar que este año presentaría sus resultados el 5 de agosto. Ya metida en la parálisis estival, la compañía se encontró con una sorpresa: una sentencia en Argentina desfavorable que, pese a tener un impacto reducido, obligaba a realizar una provisión en las cuentas.

El imprevisto llegó con los departamentos financieros a medio gas, lo que obligó la semana pasada a retrasar hasta ayer los resultados.

La sentencia se refiere a una serie de demandas por supuestos incumplimientos contractuales en el transporte de gas argentino presentadas por TGN en 2009, cuando Argentina dejó de suministrar gas a Chile durante la crisis del gas argentino.

La sentencia la emite un juez argentino y es desfavorable para Metrogas, empresa chilena en la que Naturgy tiene un 55,6% del capital. A la empresa española le tocará pagar una parte proporcional y, pese a que Metrogas seguirá pleiteando, ha preferido provisionar el importe.

La resolución judicial "condena a Metrogas al pago a TGN en concepto de facturas pendientes y resolución anticipada de contratos (lucro cesante), por un importe aproximado de 250 millones de dólares (236 millones de euros), más costas e intereses", explicó ayer Naturgy. La empresa ha provisionado 126 millones por la parte proporcional que le corresponde por su participación del 55,6% en Metrogas.

3.- Iberdrola, Endesa y Naturgy aprovechan la crisis eléctrica y ganan 600.000 clientes en seis meses.

elindependiente.com, 12 de agosto de 2022.

Las empresas aumentaron sus beneficios en más de 3.000 millones si bien su negocio en España se ha visto mermado

Más clientes, pero menos rentables. Esa es la principal conclusión que se puede sacar, una vez que las tres **grandes eléctricas** hayan presentado los resultados semestrales. **Iberdrola, Endesa y Naturgy** han conseguido ganar **600.000 clientes de enero a junio**, en gran parte por la política de precios que han adoptado durante este período.

Según los datos oficiales que han ofrecido las grandes compañías se comprueba que se ha experimentado una gran captación de clientes, sobre todo al mercado libre. Es decir, que los contratos nuevos que se firman son aquellos en los que empresa y usuario deciden tras un acuerdo entre ambas partes, olvidándose así de las fluctuaciones del mercado regulado (PVPC) diario. Ignacio Sánchez Galán, presidente de Iberdrola, ya dijo que no tenía sentido seguir en la «tarifa del Gobierno», y **llegó a llamar «tontos»** a aquellos que continuaban en ella.



Endesa es la empresa que más clientes ha conseguido atraer durante el primer semestre de 2022. Según se desprende de la memoria económica de enero a junio, la eléctrica ha engordado su base en **261.000 nuevos contratos**. La gran mayoría son contratos de mercado libre. La empresa eléctrica indica que en apenas un año, ha conseguido crecer en un millón de clientes en este segmento.

La mayor comercializadora de electricidad en España, **ofrece un descuento del 20% en el consumo de luz** durante un año. Endesa, además, promete precios estables, sin permanencia y sin tramos horarios.

El primer día del plan de ahorro en España se salda con un incremento de consumo eléctrico

Iberdrola, por su parte, ha atraído a 140.000 clientes, según su informe financiero. La empresa mantiene que es la compañía líder en la ratio de clientes en el mercado libre, con un 86% del total, más de 18 millones de contratos. La eléctrica ofrece 100 euros de descuento en el recibo se contrata gas y luz, 60 euros con el plan estable de luz y 40 euros con el plan exclusivo gas.

Naturgy –que presentó resultados este jueves–, por su parte, ha obtenido un saldo positivo de clientes en seis meses de 207.000 clientes, según ha podido saber este periódico. Fuentes de la compañía indican que «la empresa hecha un gran esfuerzo para ofrecer la luz lo más barata a sus clientes con la tarifa Compromiso. Eso nos ha permitido crecer teniendo en cuenta cómo está el mercado de competitivo». La comercializadora fue la primera en lanzar en septiembre de 2021 su iniciativa Compromiso Luz a 65 €/MWh por tres años, destinada a mitigar los efectos del precio del pool eléctrico.

¿Y por qué sucede este crecimiento? Porque las grandes eléctricas, que generan la electricidad, venden a sus comercializadoras la energía a un precio óptimo durante un período de terminado. Éstas luego lanzan ofertas muy competitivas al mercado a precios fijos. Algo que no puede hacer una comercializadora independiente ya que se expone a la volatilidad del mercado mayorista.

Habitualmente, estas comercializadoras irrumpen en el mercado con precios populares y agresivos, pero una vez que adquieren energía más cara y ha de tener rentabilidad su precio se eleva considerablemente.

Mayores beneficios

A pesar de la puesta en escena para atraer a los clientes y los mayores contratos que tienen, las grandes compañías han sufrido en el mercado nacional. Iberdrola, en este sentido, llegó a decir que **«es el peor mercado»** de todos en los que opera. Endesa, por su parte, ganó un 12% menos «por el encarecimiento del gas».

Con todo, las tres grandes empresas del sector eléctrico obtuvieron un beneficio conjunto de **3.548 millones de euros** durante el primer semestre de 2022. Esto significa un 24% más que el mismo período del año anterior.

Naturgy presentó los resultados pertenecientes al primer semestre de 2022, con unos beneficios de 717 millones de euros de enero a junio. Iberdrola, por su parte, obtuvo ganancias de **2.076 millones de beneficio**, «gracias a los buenos resultados en el exterior». Endesa, a pesar de recortar sus beneficios, consiguió obtener ganancias por valor de 734 millones de euros.

Cabe recordad que las eléctricas han sido señaladas por el Ejecutivo de Pedro Sánchez y las empresas del sector, junto al bancario, deberán asumir un impuesto. En concreto, el gravamen **se aplicará durante dos años sobre los ingresos registrados en 2022 y 2023**, con el objetivo de recaudar 2.000 millones de euros cada ejercicio.

Cierre de comercializadoras

Como se mencionaba anteriormente, gran parte de las comercializadoras de luz y gas son dependientes del mercado mayorista por lo que están sujetas a los vaivenes de los precios. Esto ha provocado que muchas de ellas estén pasando una compleja situación financiera.

Tanto es así que un centenar de pequeñas comercializadoras de luz y de gas han tenido que cerrar desde que comenzó la crisis energética. Así, desde que se iniciara la escalada en los precios del gas y de la electricidad el pasado verano se han clausurado pequeñas compañías que facturaban a cientos de miles de clientes, según los datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

4.- España se convierte en uno de los mayores exportadores de energía de Europa pese a la falta de interconexiones.

101tv.es, 13 de agosto de 2022.



España se ha convertido en el primer semestre de este año en uno de los mayores exportadores netos de energía europeos a pesar de la falta de interconexiones con el continente.

Según los datos publicados por la consultora de energía EnAppSys en un informe sobre el mercado eléctrico, España fue el cuarto país europeo que vendió más energía al sumar unas exportaciones netas de energía a cierre de julio de 6,5 teravatios hora (TWh), solo por detrás de Bulgaria (6,6 TWh), Alemania (15,4 TWh) y Suecia (16 TWh). En el primer semestre de 2021, nuestro país importó 1,6 TWh.

En los últimos años, España ha ido reduciendo su papel de importador neto de electricidad y desde finales del año está exportando energía a niveles récord a países vecinos como Portugal, pero sobre todo a Francia, que enfrenta una grave crisis energética por los problemas de sus centrales nucleares. Además, la capacidad renovable española hace que los precios sean más bajos.

ESPAÑA, UNA ISLA ENERGÉTICA

España cuenta con varias líneas de conexión con Francia pero, aun así, la península ibérica está mucho menos interconectada con el resto del sistema europeo que el resto de países de la UE, lo que impide acceder en igualdad de condiciones a los beneficios de las interconexiones eléctricas. Según Red Eléctrica, actualmente la ratio de interconexión de España, que es inferior al 5%, todavía está lejos del objetivo del 10% que recomendó la UE hace dos décadas y se puede considerar a nuestro país “una isla energética”.

5.- La fotovoltaica pone el ojo en la subasta de otoño frente al atasco burocrático.

lainformacion.com, 13 de agosto de 2022.

La potencia concedida en los próximos meses, así como la evolución del 'atasco' administrativo, marcarán la capacidad de producción de 'energía barata' que se oferte en el mercado eléctrico ante el alza de precios.

- Iberdrola pone en marcha la planta fotovoltaica más grande de toda Europa.
- La CNMC controlará con una 'sandbox' el bum de renovables en la red eléctrica.

La crisis de los precios energéticos ha marcado la mayor parte de los meses de 2022 y se espera que así sea hasta fin de año, ya que el conflicto en Ucrania dibuja un escenario de incertidumbre con posibles cortes de suministro para el que el entorno europeo ya ha comenzado a prepararse. Este escenario ha acarreado una **inflación** generalizada, pero también una ventaja de oportunidad para un sector al alza dentro de las energías renovables, el de la **generación de energía fotovoltaica**.

El cuarto trimestre se presenta “interesante” para este sector, en palabras del director general de UNEF, José Donoso, con **dos citas importantes**: la subasta del 22 de noviembre de 1.800 MW de potencia y la del 25 de octubre de un total de 140 MW para pequeñas plantas (menos de 5MW).

Desde UNEF se muestran positivos en sus **previsiones** para los últimos meses del año. “Esperamos que siga creciendo el autoconsumo y también la instalación en suelo. En el caso del autoconsumo seguramente vamos a incrementar de manera sustancial el 1,2GW que se instaló el año pasado y respecto al suelo, también hay posibilidades de superar la cantidad del año pasado en cuanto a instalación”, aseguran. De hecho, estos meses van a ser clave para el sector, puesto que **se convocarán los primeros concursos de capacidad para nueva potencia** que marcarán el paso para el año que viene. Es el caso de la subasta de noviembre, en la que se ha acabado con la competencia entre energía eólica y solar, de manera que cada tipo tiene asignada una potencia, 1.800MW para la fotovoltaica y otros 1.500 para la energía que hace uso del viento.

Instalación de Cellnex con placas solares para mejorar la cobertura en Matanza (Soria).



El avance del ‘atasco’ administrativo también condicionará la evolución del sector antes de las campanadas de fin de año. “Si se resuelven estos trámites, no va a marcar una diferencia para este año, pero sí estaríamos creando la base de la potencia que se instalará en 2023”, recalca Donoso. “**Necesitamos acelerar estas tramitaciones administrativas para poder instalar cuanta potencia sea posible**, lo antes posible, para poder contribuir a la resolución de las crisis de suministro, de precios de la energía y del cambio climático”. Además, destaca que en el caso de España las grandes plantas no dependen de las subvenciones, sino que su **rentabilidad atrae a los inversores privados** y la Administración debe ser ágil en su respuesta. Como ha evidenciado Iberdrola, que ha puesto en marcha la planta fotovoltaica más grande de toda Europa.

Un 70% de los proyectos fotovoltaicos no llegan a término tras acceder a la red

Las pequeñas plantas, en cambio, cuentan con su propia subasta en el mes de octubre, hecho que el director de ANPIER, Rafael Barrera valora positivamente, aunque no se atreve a ser muy optimista con el resultado. “Tenemos dudas”, admite. El factor que señalan como clave es el **‘precio de reserva’**, un valor que ejerce de corte y deja fuera al resto de ofertas y que este año, al igual que el anterior, tiene carácter confidencial. “Nosotros demandamos al Ministerio que este dato fuera público, porque el precio de reserva del año pasado fue un precio bajo, lo que **hace muy difícil que los proyectos sean interesantes**”, explica.

El precio al que se vende cada MW/h va a condicionar el tiempo en el que se amortice esa planta, para ANPIER el objetivo es que este no se extienda más allá de los doce años. “Si el precio para pequeños proyectos está por debajo de los 42, 45 euros MW/h, los números se tensionan mucho y se quedarán fuera muchas propuestas, como ya pasó en 2021 cuando se adjudicó solo una **pequeña parte de la potencia subastada**”. Por ello, estiman que de haberse dado a conocer este ‘precio de reserva’ y ser una cantidad razonable, podría haber fomentado la participación de muchas pequeñas empresas que, tras haber sido rechazadas en una ocasión, habrían descartado presentarse. Aunque **reconocen los esfuerzos del Ejecutivo** por avanzar en la electrificación de la economía y dar respuesta a la crisis energética.

Para UNEF, estos últimos tres meses del año también suponen el momento oportuno para revisar el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**, ya que el objetivo fijado (39 GW de energía solar fotovoltaica) se queda corto en el contexto de crisis energética, mientras otros países del entorno como Alemania, han duplicado los suyos. Por ello, consideran que España debería revisarlos al alza para **sacar partido de la ventaja competitiva de la que goza en este sector**, no solo por sus abundantes horas de sol, sino también por el terreno disponible para la instalación de plantas; y aportar al mercado eléctrico una garantía de suministro y ampliar la oferta de energía barata.

6.- Manuel Fernández Losa (Pictet): “Iberdrola es el Apple o el Google de las eléctricas europeas”.

cincodias.elpais.com, 14 de agosto de 2022.

Este experto en el sector energético cree que la eléctrica española podrá sortear sin apuros el impacto del nuevo impuesto del Gobierno

VERA CASTELLÓ



Especializado en compañías eléctricas desde que empezó en el sector de la inversión en 2008, Manuel Fernández Losa es actualmente uno de los tres gestores al frente del Pictet Clean Energy, uno de los mayores fondos del mundo centrados en aprovechar las oportunidades derivadas de la transición energética. Este ingeniero aeronáutico por la UPM, con Master in European Business por ESCP Business School, considera que el actual proceso de cambio del mix de energías es como “cuando dejamos de movernos en caballo para utilizar el coche”.

¿Por qué invertir en transición energética?

Acelerado por la guerra de Ucrania, estamos en un momento clave intentando cambiar todo el mix de generación de energías a renovables. Un cambio estructuralmente muy fuerte. Al principio las razones eran puramente medioambientales, luego se añadieron motivos económicos porque se vio que instalar un nuevo parque eólico o fotovoltaico es más barato que generar electricidad con una planta de ciclo combinado en la que invertiste hace 10 o 20 años. Y ahora hay otra nueva razón claramente geopolítica y que se refiere a la seguridad de suministro. Es decir, lo que empieza por razones medioambientales acaba viéndose reforzado por motivos geopolíticos y económicos que son mucho más fuertes.

¿Está de acuerdo con la decisión de la UE de considerar verdes el gas y la energía nuclear?

Con nuestro fondo no invertimos en gas ni en nuclear. Antes de 2019 sí lo hacíamos en infraestructuras de gas porque lo veíamos como una tecnología necesaria para llevar a cabo la transición energética. Pero en aquel momento las renovables empiezan a ser mucho más baratas que los ciclos combinados, y ya excluimos el gas de nuestra cartera.

Pero ¿considera que es una decisión acertada o es política?

Yo leo la prensa y veo que Francia está interesada en las nucleares y Alemania en el gas, dada la estrategia energética que han llevado a cabo desde hace años. En cualquier caso, si nos ponemos más técnicos, las exigencias de emisiones para que el gas se considere verde en la taxonomía de la UE son tan altas que ahora mismo no tenemos la tecnología necesaria. Por otra parte, nunca hemos incluido nuclear en el fondo. La principal razón son los residuos radioactivos, pero hay otra económica, porque cuando se tienen en cuenta todos los costes, es probablemente una de las tecnologías más caras que hay.

¿Cree que están realmente involucradas las Administraciones en esta transición energética?

Sí y no. Es cierto que los objetivos en Europa han aumentado, pero cuando hablas con las compañías te dicen que el principal cuello de botella para que se aceleren las renovables es la burocracia. ¿Cómo puede ser que en España paguemos estos precios con los recursos solares que tenemos? La única limitación que hay es el papeleo tanto estatal como local, porque las compañías estarían encantadas de acelerar la instalación de fotovoltaicas, ya que son muy rentables. Esta burocracia existe en España y por supuesto también a nivel europeo y en EE UU.

Iberdrola está entre las primeras diez posiciones.

Siempre hablo de Iberdrola como el Apple o el Google de las eléctricas europeas, ya que su estrategia de hace muchos años de invertir en renovables y redes ha sido copiada por casi todas las eléctricas en Europa. Ofrece casi un 5% de rentabilidad por dividendo y crece entre el 5% y 7% al año, con diversificación en Brasil, Reino Unido, EE UU –con todo su potencial de renovables–, México y algo en Australia, y con muy buenos retornos por sus inversiones.

¿Ha cambiado su visión tras el anuncio del nuevo impuesto a las ventas de las eléctricas?

Ese nuevo impuesto incrementa el riesgo regulatorio y reduce el apetito de invertir en compañías con mucha exposición al país, particularmente cuando el Gobierno ya ha tomado anteriormente medidas para limitar la remuneración de las generadoras eléctricas. Pero en el caso de Iberdrola estimamos que el posible impacto en el valor por el impuesto sea pequeño y que la compañía será capaz de sortear estas medidas gracias a su buena diversificación geográfica y muy buena ejecución de su estrategia.

¿Hay otras compañías españolas en cartera?

No, aunque tenemos en el radar a Endesa, una opción muy interesante, sobre todo por la muy buena gestión de la compañía, y a Redeia. Pero Iberdrola destaca por su diversificación.

¿En qué subsectores están encontrando últimamente más oportunidades?

En semiconductores, pese a que este año lo haya hecho mal, aunque no por sus fundamentales. Por ejemplo, tenemos en cartera Onsemi, que produce semiconductores para electricidad. Su previsión de beneficios para 2022 ha aumentado un 50% y, a pesar de ello, su cotización ha caído un 10%. Es un sector muy atractivo y necesario para la transición energética y que ofrece muy buenas oportunidades.

¿Encuentran valor ya en el hidrógeno verde?

El 99% del hidrógeno que se produce es a base de metano y otros gases, y para hacer verde todo el hidrógeno que se utiliza para la industria, fertilizantes y otros usos, se necesitaría un parque renovable exclusivo del doble de tamaño del que ahora ya existe en el mundo. Por eso recientemente un profesor decía que hoy en día el hidrógeno verde no es una solución, sino un problema. La mejor manera de estar expuestos es mediante las renovables necesarias para generarlo, como son la eólica marina, la terrestre y la fotovoltaica, que sí son energías baratas.

¿Están presentes en los mercados emergentes?

En Latinoamérica tenemos a Neoenergía, filial de Iberdrola, que está a una valoración ridícula y con unos retornos muy, muy altos. Al invertir en eléctricas, uno de los principales factores para tener en cuenta es la seguridad de la regulación, y es en Brasil donde me encuentro más cómodo dentro de la región. En cuanto a China, estamos en Xpeng, que fabrica vehículos eléctricos y está intentando llevar a cabo un plan estratégico muy parecido al de Tesla.

¿Considera que hay mucho ecolavado entre las empresas del sector de la energía?

Algunas compañías lo hacen, pero no pienso que entre ellas esté ninguna española. De todas formas, la mejor manera de solucionarlo es revisar la manera en que la Unión Europea marca si una compañía es verde o no. Se ha creado un grupo de expertos, pero entiendo que no lo son en compañías eléctricas, sino en el sector financiero en general, y han intentado estandarizar algo que no es estandarizable.

¿Cómo afrontan la segunda mitad del año?

Esperamos que el mercado vuelva a los fundamentales. No podemos decir que nuestras compañías no se puedan ver impactadas por una recesión, pero pensamos que deberían hacerlo mejor. No estamos en 1970 o 1980, cuando el precio del petróleo se disparó y la industria aumentó inversiones en hidrocarburos. Ahora, si los precios de la energía aumentan, lo que debemos hacer es incrementar las renovables, mucho más baratas, medioambientalmente mejores y que solucionan el problema geopolítico de producir energía propia.

7.- Los investigadores están de acuerdo: el mundo puede alcanzar un sistema de energía 100% renovable para 2050 o antes.

elperiodicodelaenergia.com, 16 de agosto de 2022.

Los pilares clave de este nuevo sistema de energía son la energía solar y eólica, el almacenamiento de energía, el acoplamiento de sectores y la electrificación de todos los sectores de energía e industria.

La investigación de la **Universidad LUT** y otras 14 universidades internacionales líderes sugiere que el nuevo sistema se basaría en gran medida en energía solar y eólica, almacenamiento de energía, acoplamiento de sectores y electrificación directa e indirecta de casi toda la demanda de energía.

Ha surgido un sistema energético 100% basado en energías renovables que se ha convertido en la corriente principal científica. Cientos de estudios científicos han demostrado que se pueden lograr sistemas de energía 100 % renovables a nivel mundial, regional y nacional para el 2050 o antes. La cantidad de estudios publicados ha crecido un 27 % anualmente desde el año 2010 y continúa creciendo cada año.

“Un número cada vez mayor de investigadores concluye que toda la demanda del sistema de energía se puede satisfacer con energías renovables, y que hacerlo será más barato a largo plazo, al tiempo que cumple con los requisitos de sostenibilidad”, concluye el profesor **Christian Breyer** de la **Universidad LUT**.

Los pilares clave de este nuevo sistema de energía son la energía solar y eólica, el almacenamiento de energía, el acoplamiento de sectores y la electrificación de todos los sectores de energía e industria que implican soluciones power-to-X e hidrógeno-to-X, complementadas con la próxima eliminación de dióxido de carbono para ayudar a estabilizar el clima. La revisión temática se titula “*Sobre la historia y el futuro de la investigación de sistemas de energía 100% renovable*” y se publica en *IEEE Access*.

“Según Naciones Unidas, más de 160 empresas con \$70 billones en activos están comprometidas a descarbonizar la economía global, lo que significa eliminar gradualmente los combustibles fósiles para 2050. Nuestra investigación ha demostrado que tenemos las tecnologías para implementar un suministro de energía global basado completamente en energía renovable”, dice **Sven Teske**, profesor asociado de la **Universidad Tecnológica de Sídney (UTS)**.

“La ciencia muestra claramente que un suministro global de energía 100 % renovable es técnica y económicamente posible. El siguiente paso es que nuestra investigación se incluya en los informes de evaluación del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), que actualmente se basan en investigaciones de escenarios energéticos obsoletos”, continúa Teske.

El fuerte escepticismo se diluye

Inicialmente, la investigación de sistemas de energía 100% renovable encontró un fuerte escepticismo. Ahora, los principales investigadores de la comunidad de investigación de sistemas de energía 100% renovable han combinado sus puntos de vista. El artículo refleja el desarrollo del campo de investigación, el estado actual, la crítica pasada y proporciona una perspectiva sobre las necesidades futuras de investigación. Más de 20 autores de 15 organizaciones y 9 países contribuyeron a esta investigación conjunta.

“Muchos jóvenes están deprimidos porque sienten que el cambio climático no se puede detener.

Queremos ofrecerles esperanza mostrándoles que nuestro mundo puede satisfacer todas sus necesidades energéticas a partir de energías renovables a un precio inferior al de los combustibles fósiles.



Cuando propusimos esto por primera vez, nos ridiculizaron, pero este documento muestra que nuestras ideas ahora son la corriente principal científica”, dice **Auke Hoekstra** de la **Universidad Tecnológica de Eindhoven** en los Países Bajos.

Las principales críticas contra el centro de investigación del sistema de energía 100% renovable sobre el retorno de la inversión en energía (EROI) para las energías renovables, la variabilidad y estabilidad del sistema, los costos, la demanda de materias primas y la interrupción de la comunidad. Se abordan directamente estos aspectos y se demuestra que o bien son un tema del pasado, o bien existen soluciones para que ninguno de estos aspectos sea considerado un sensacionalismo.

“Específicamente, el argumento que se expresa con frecuencia de que las energías renovables no brindan, y posiblemente no puedan proporcionar, un mayor retorno de la inversión en energía que los combustibles fósiles porque, en la actualidad, los combustibles fósiles todavía se requieren para su fabricación e instalación es fundamentalmente defectuoso, por el mismo defecto. Lógicamente, el carbón nunca podría haberse convertido en una fuente viable de energía “neta” abundante, ya que inicialmente fue impulsado por energía animal de menor EROI (es decir, se necesitaban músculos humanos y carruajes tirados por caballos para extraerlo y transportarlo desde las minas).”, agrega **Macro Raugei**, de la **Universidad de Oxford Brookes**, Reino Unido, y la **Universidad de Columbia**, Nueva York, Estados Unidos.

Sin embargo, se puede notar una inercia institucional sustancial que dificulta la adopción de soluciones progresivas de sistemas de energía 100% renovables para la **Agencia Internacional de Energía** y el **Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático**, según los investigadores del artículo. La transición podría ser más rápida, lo que conduciría a un sistema de energía de menor costo para niveles más altos de sostenibilidad, si las instituciones internacionales adoptaran los últimos conocimientos de la investigación de sistemas de energía 100% renovable.

Todavía se necesita nueva investigación

La investigación de sistemas de energía 100 % renovable ha estimulado los respectivos objetivos políticos, lo que a su vez conduce a nuevas investigaciones en el campo. Una amplia discusión ha dado como resultado varios campos de investigación emergentes, como el acoplamiento de sectores y los sistemas de energía inteligente, la criticidad de los materiales, las variaciones interanuales de los recursos, la confiabilidad y seguridad del sistema, así como las emisiones negativas de CO2 para abordar más rápidamente la emergencia climática.

“Las tecnologías ya están ahí. La evidencia sustancial presentada ya es también evidencia empírica en varias regiones y países. La capacidad de explotar sinergias entre la eficiencia energética, la electrificación, la calefacción urbana y los electrocombustibles está ciertamente probada. Ahora los responsables de la toma de decisiones deben tener todas las nuevas inversiones en combustibles fósiles y centrarse en crear sistemas de energía inteligente basados en energías renovables”, dice **Brian V. Mathiesen**, de la **Universidad de Aalborg**, Dinamarca.

Según estas 15 universidades líderes, las empresas, las ONG y los gobiernos deben trabajar juntos para fomentar la participación pública necesaria para implementar sistemas de energía sostenible distribuida. Los investigadores dicen que los modelos locales de propiedad, gobernanza y mercado deben desarrollarse para adaptarse a los diferentes contextos y tradiciones culturales de todo el mundo.

8.- El tope al gas funciona: rebaja en casi un 15% el precio de la electricidad en el ‘pool’.

elperiodicodelaenergia.com, 16 de agosto de 2022.

El precio medio del megavatio hora (MWh) durante este periodo ha sido de 254,7 euros, unos 43,5 euros menos que los 298,87 euros a los que se habría pagado de no contar con el mecanismo.



La “excepción ibérica” o tope al gas, que cumple dos meses desde su puesta en funcionamiento en España y Portugal, ha rebajado un 14,8 % el precio mayorista de la electricidad, el cual repercute directamente sobre los consumidores con tarifa regulada o PVPC.

Según los datos definitivos del operador OMIE, **el precio medio del megavatio hora (MWh) durante este periodo ha sido de 254,7 euros, unos 43,5 euros menos que los 298,87 euros a los que se habría pagado de no contar con el mecanismo**, por lo que, de momento, estaría ligeramente por debajo de los cálculos del Gobierno.

En concreto, el Ejecutivo preveía que este límite al gas destinado a la generación eléctrica, que estará en vigor hasta el 31 de mayo de 2023, redujera entre el 15 y el 20 % el precio de la luz para más de diez millones de usuarios en España.

Desde el pasado 15 de junio, cuando comenzaron a sentirse los efectos de esta medida, la electricidad ha alcanzado un precio medio cercano a los 255 euros/MWh, casi el triple -176,21 % más- que hace un año, cuando rondó los 91,9 euros.

Y es que, a pesar de haberse moderado, el mercado sigue viéndose afectado por las tensiones geopolíticas derivadas de la invasión de Ucrania, lo que ha despertado en Europa un clima de incertidumbre ante un posible corte de suministro de gas por parte de Rusia, uno de sus principales proveedores, durante el invierno.

Por lo pronto, las consecuencias de la guerra ya han golpeado a las principales economías europeas, más dependientes desde el punto de vista energético de Moscú que España y Portugal.

España, por debajo de la media europea

De hecho, este panorama ha derivado, en más de una ocasión, en picos intradía cercanos a los 650 euros/MWh, especialmente en Italia, donde la electricidad ha marcado de media 418,79 euros/MWh coincidiendo con los dos primeros meses de la “excepción ibérica”.

En comparación, el MWh en España ha sido un 39 % más barato que en Italia, y un 18 % menor que en Alemania, donde ha llegado a una media de 309,41 euros.

La inestabilidad también ha dejado su huella en Francia, donde el máximo se registró el pasado 20 de julio, con el MWh a 589,22 euros; no obstante, la media de estos dos meses ha sido de 372,29 euros, un 31,5 % por encima de la española.

Un factor para tener en cuenta es que, a mediados de ese mes, el gigante ruso Gazprom interrumpió los suministros de gas que llegaban a Alemania a través del gasoducto Nord Stream 1 por tareas de mantenimiento.

Cuando se restableció el servicio, el volumen había bajado al 20 % de sus capacidades, frente al 40 % que recibía anteriormente.

En esos días, la electricidad se disparó tanto en Italia como en Alemania, con el MWh a 564,2 y 473,3 euros, respectivamente, el pasado 28 de julio.

Por el contrario, el día previo a la interrupción del Nord Stream 1 dejó en el Viejo Continente sus mínimos más recientes: Italia, 324 euros/MWh; Francia, 224,4 euros/MWh, y Alemania, 115,2 euros/MWh.

Mercados de futuros

Los mercados de futuros muestran un mayor equilibrio para la recta final de año, y los agentes pueden comprar electricidad en España para el cuarto trimestre a 158,25 euros, frente a los 490,99 euros de Alemania y los 909,81 euros de Francia.

Para el primer trimestre de 2023, coincidiendo con los meses de frío, el precio de los futuros en Francia se eleva hasta los 975,84 euros, mientras que en Alemania llegan a los 487,26 euros, y en España, a los 180 euros.

Pero las tensiones geopolíticas no han sido la única razón que ha descontrolado los mercados, ya que a ellas se le añade el incremento de la demanda eléctrica este verano, que pasará a la historia de Europa por ser uno de los más calurosos.

Así, el 14 de julio, durante la segunda ola de calor, la demanda marcó récord anual en España tras alcanzar los 38.284 MW a las 14:19 horas, por encima de los 38.248 MW del día anterior, según datos de Red Eléctrica de España (REE).

Fuerte peso de los ciclos combinados

Los ciclos combinados, más caros al usar gas para generar electricidad, están siendo cruciales para satisfacer la alta demanda durante los días de calor más intensos en los que las renovables, por sus limitaciones climatológicas, aportan menos al “mix”.

Ejemplo de ello es que el 16 de julio, el ajuste a abonar por los beneficiarios del tope al gas para compensar a estas centrales marcó máximos, 169,11 euros/MWh, superando el precio fijado en la subasta para la electricidad en sí.

A tenor del último Boletín Estadístico del operador gasista Enagás, un 55 % de la demanda del mercado nacional durante ese mes procedió del sector eléctrico, lo que equivale a cerca de 17.200 gigavatios hora (GWh), un 125,9 % más que en el mismo mes de 2021.

En lo que va de año, la demanda de gas para producir electricidad se ha disparado un 83,2 %, hasta los 72.984 GWh.

9.- Nordex (Acciona) recibe pedidos para suministrar turbinas para 100 MW en el mercado alemán.

elperiodicodelaenergia.com, 16 de agosto de 2022.

Los pedidos son de sus turbinas más grandes de 5 y 6 megavatios de potencia unitaria.

Nordex, el fabricante de aerogeneradores participado por **Acciona** ha recibido diez nuevos pedidos para el suministro de turbinas por un total de 102 megavatios (MW) en el mercado alemán, informó la compañía.

En concreto, el grupo suministrará 19 turbinas para varios clientes, incluidos proyectos en Baden-Württemberg, Renania del Norte-Westfalia y Mecklemburgo-Pomerania Occidental.

El vicepresidente de la Región Central de Nordex, Karsten Brüggemann, destacó que con los paquetes legislativos adoptados antes del verano por el Ejecutivo alemán y con la Ley de Energía Eólica Terrestre se “ha creado una base política clara a nivel federal”.

Los pedidos recibidos por la compañía, en la que Acciona cuenta con una participación de en torno al 40%, corresponden a los modelos grandes de 5 y 6 MW.

Aunque algunas turbinas aún no se han puesto en servicio según lo previsto, Nordex instaló 95 aerogeneradores, sumando un total de 440 MW en Alemania, en la primera mitad de este año.

Turbina de Nordex N149/5.X en Alemania.
FOTO: Nordex



Nordex registró unas pérdidas de 283,2 millones de euros en el primer semestre del año, lo que supone multiplicar por más de cuatro los ‘números rojos’ de 63,7 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior, debido a la caída en las instalaciones y a los efectos indirectos de la pandemia y la guerra de Ucrania.

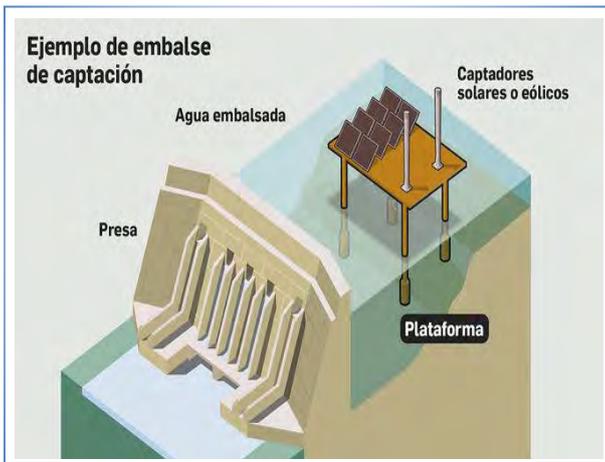
10.- Una empresa sevillana proyecta levantar 50 plataformas de energías renovables sobre embalses.

diariodesevilla.es, 16 de agosto de 2022.

- Un grupo de expertos liderados por dos ex de Abengoa presentan la iniciativa a siete confederaciones hidrográficas
- Totobiegosode tiene ya un preacuerdo para una inversión inicial en los cinco primeros proyectos de 300 millones
- Las instalaciones radicadas en Andalucía, cada uno de 50 MW, serían 18

Un grupo de biólogos, ingenieros, economistas y abogados está impulsando un proyecto innovador en España en el campo de la energía renovable. Se trata de la construcción en 50 embalses de sendas plantas de 50 megavatios cada una, hasta completar 2.500. Es decir, el equivalente a dos centrales nucleares.

Para ello, han creado en Sevilla la empresa **Totobiegosode** (que es el nombre de una tribu indígena de Paraguay) y han presentado a siete confederaciones hidrográficas la solicitud de concesión de dominio público en esos 50 embalses para, a partir de ahí, elaborar los respectivos proyectos técnicos.



Entre los que están detrás de esta iniciativa están **Andrés Barros Borrero**-impulsor de grandes proyectos de Abengoa en EEUU y México- y **Fernando Martínez Salcedo**, ex presidente de Emasesa, la empresa de aguas de Sevilla, y de Abengoa México.

Estos son los pantanos andaluces

Los embalses andaluces sobre los que se ha hecho la solicitud para instalar una planta fotovoltaica son Iznajar, Sierra Boyera, Retortillo, Arenoso, Guadalquivir y derivación, San Rafael de Navallana, Huesa, Guadalén, Puente Nuevo, Puebla de Cazalla, Montoto III, José Torán, Las Yeguas, Aracena, Bembézar y Hornachuelos, Jándula y Encinarejo, Girabaile y Torre del Águila.

Martínez Salcedo explica a este periódico que ya existen ejemplos de plataformas fotovoltaicas en embalses, pero son flotantes. **Lo que propone Totobiegosode son plantas fijas, sustentadas sobre hincas o pilotes y, por tanto, cimentadas en el fondo de los pantanos.** Los paneles, por otro lado, sobresalen siempre por encima de la cota máxima de llenado de los embalses.

La propuesta ha sido registrada en la Oficina de Patentes y Marcas como **Modelo de Utilidad**, una figura que recoge como innovación una combinación de elementos que individualmente ya existían. Hasta ahora, a nadie se le había ocurrido una plataforma solar con cimentación en embalses, explica Martínez Salcedo, y la intención es **registrar la innovación en otros países europeos.** Tiene la ventaja, en relación con las flotantes, de su versatilidad: no solo admiten paneles fotovoltaicos, sino también eólica sin aspas, sistemas de almacenamiento o instalaciones de hidrógeno verde.

TOTOBIEGOSODE HA PATENTADO UN SISTEMA ESTABLE CON PILOTES Y CIMENTACIÓN INNOVADOR EN EL MUNDO

Totobiegosode pretende levantar plantas fotovoltaicas en 18 embalses de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (todos situados en Andalucía), once en la del Tajo, nueve en la del Guadiana, seis en la del Ebro, dos en la del Duero, dos en la del Júcar y uno en la del Segura.

La idea de la empresa, según Martínez Salcedo, es la de **actuar de promotor con una pequeña y versátil estructura** basada en el conocimiento "actualizado" en energías renovables y almacenamiento de energía.



Fernando Martínez Salcedo

A partir de ahí, establecerá acuerdos con otras empresas. **Ya tiene, de hecho, varios preacuerdos:** uno con una ingeniería de proyectos, otro con una constructora "perteneciente a un grupo fuerte" y un tercero con un fondo de inversión que aportaría 300 millones en una primera fase para cinco proyectos en cuanto se produzcan las autorizaciones. Martínez Salcedo asegura que ahora mismo hay otras dos negociaciones abiertas con financiadores.

La forma de operar sería a través de sociedades de proyectos con una estructura en la que Totobiegosode actuaría de cerebro o aportadora de conocimiento. La vocación de la firma sevillana es la de abarcar el ciclo completo: el diseño, la ingeniería, la construcción y también la explotación de la propia planta, es decir, la comercialización de la energía.

Elementos de un embalse de captación renovable. Fuente: Totobiegoso de.

Ejemplo de embalse de captación

Plataforma flotante

Sustentadas sobre columnas ancladas o cimentadas al fondo, para asegurar que la altura frente a la presa es constante y superior a la altura del agua embalsada en su momento de máxima capacidad.



Agua embalsada

Puede utilizarse para consumo humano, regadío, formar parte de un salto o microsalto hidroeléctrico, suministro industrial, actividades recreativas, etc.

Captadores

Pueden ser eólicos o solares (concentradores solares hacia una torre situada en un costado de la presa o placas fotovoltaicas).

El 15% de la energía emitida iría a comunidades locales en un radio de 15 kilómetros, lo que abarcaría a unas 1.500 personas de la España vaciada, que pagarían menos factura al estar muy cerca la generación y el consumo.

Las ventajas de las plataformas en embalses

Las plataformas sobre embalses tienen bastantes ventajas, según explican los responsables de Totobiegosode. En lo económico, no hay costes de alquiler de terreno, sino concesión del dominio público para su uso y eso implica el pago de unas tasas por ocupación. Según Martínez Salcedo, **la inversión y 25 años de alquiler para cinco megavatios en un terreno convencional asciende a 4,2 millones de euros, y en un embalse la solución más económica tiene la mitad de coste.**

LAS PLANTAS CONTRIBUIRÍAN A PALIAR LA EVAPORACIÓN DE AGUA Y LAS BASES DE LOS PILOTES SERÍAN REFUGIOS DE PECES



En lo ambiental, paliar el problema de la **saturación de instalaciones, que afectan tanto al uso agrícola y ganadero como a la propia estética del paisaje**. Al tener unas dimensiones pequeñas (10.000 metros cuadrados) en relación con los embalses (los grandes pueden tener hasta 250 kilómetros de largo) no afectan a la función principal de los pantanos, el abastecimiento y uso hidráulico.

Y no solo eso, sino que contribuye a **reducir la evaporación del recurso gracias a la proyección de una sombra**. También se mejora la calidad del agua, ya que un exceso de fotosíntesis explica Martínez Salcedo, puede hacer que proliferen las algas. Además, la base de los pilotes se adaptaría para que sea refugio de peces, lo que contribuiría a mantener la biodiversidad de los pantanos.

11.- Endesa instala un nuevo centro de transformación en la ronda Nuestra Señora de la Oliva para evitar cortes.

lavanguardia.com, 16 de agosto de 2022.

Endesa, a través de su filial e-distribución, ha colocado este martes una nueva caseta que albergará un centro de transformación en la ronda Nuestra Señora de La Oliva, en el Polígono Sur de Sevilla. Para la instalación de esta infraestructura de 16 toneladas de peso se han utilizado grúas especializadas de gran tonelaje y se ha coordinado un equipo humano de más de 20 técnicos y expertos. Al mismo tiempo, Endesa está trabajando ya en las canalizaciones que permitirán conectar la máquina transformadora de 630 kVA (kilovoltios amperios).

Endesa, a través de su filial e-distribución, ha colocado este martes una nueva caseta que albergará un centro de transformación en la ronda Nuestra Señora de La Oliva, en el Polígono Sur de Sevilla. Para la instalación de esta infraestructura de 16 toneladas de peso se han utilizado grúas especializadas de gran tonelaje y se ha coordinado un equipo humano de más de 20 técnicos y expertos. Al mismo tiempo, Endesa está trabajando ya en las canalizaciones que permitirán conectar la máquina transformadora de 630 kVA (kilovoltios amperios).

En total, Endesa tenderá desde este centro de transformación 1.000 metros de cableado que permitirá conectar la nueva infraestructura a las viviendas, al mismo tiempo que se está realizando la reconfiguración de la red de baja tensión y las interconexiones con la red de media y baja tensión para su futura puesta en funcionamiento, tal como ha detallado la compañía en un comunicado de prensa.

Esta infraestructura forma parte del plan de la compañía eléctrica en el que está invirtiendo 1,7 millones de euros para instalar un total de doce nuevos centros de transformación en los barrios de la capital afectados por la sobrecarga de la red como es el caso de Torreblanca, Padre Pío, La Plata, Polígono Sur, Su Eminencia, Polígono Industrial El Pino y Ciudad Jardín.

Endesa ya ha instalado siete de los doce nuevos centros de transformación previstos en estas zonas de la capital afectadas por la "sobrecarga de la red que provocan los enganches ilegales". Los técnicos de la compañía están trabajando en tiempo "récord" no solo en la colocación de las casetas que albergan los transformadores, sino en las obras de canalización y reconfiguración de la red.

Gracias a este esfuerzo, dos de los siete centros instalados ya están dando suministro a los clientes con contrato en vigor e instalación según la normativa. Se trata de los centros de transformación de la calle Marinaleda en Torreblanca y de la calle Algaba en La Plata.

Para hacer posible que estos centros estén ya operativos se han tenido que tender 12.000 metros de cableado a lo largo de las diferentes canalizaciones que se han realizado en estas dos zonas de la capital. A lo largo del verano, Endesa tiene previsto dejar "conectados y operativos" siete de los doce centros de transformación previstos en la capital.

La instalación de cada uno de estos centros de transformación supone el tendido de la red eléctrica subterránea de media tensión que los alimentan, así como los trabajos de instalación de la red de baja tensión, que parte de los centros de transformación hacia los puntos de consumos y que posibilitarán el reparto de cargas.

Todas estas actuaciones requieren de la coordinación por parte de Ayuntamiento de la obra civil para la apertura de las calles, así como para el traslado de los materiales de gran volumen, así como con la Junta de Andalucía para la legalización y puesta en servicio de las instalaciones.

Además de estos trabajos, Endesa está realizando diferentes actuaciones de mejora en la ciudad, en los barrios de Triana, Los Diez Mandamientos, Ciudad Jardín, Nervión, Casco Histórico, contemplados en el Plan de Inversión trienal que la compañía destina para la mejora y digitalización de la red y que para el periodo 2020-2022 están suponiendo 43,5 millones de euros.

12.- Iberdrola o Engie pueden adquirir en septiembre Madrileña Red de Gas.

consensodelmercado.com, 16 de agosto de 2022.



Alphavalue | ENGIE (comprar, objetivo 17,2€) e Iberdrola (añadir, objetivo 11,5€) son los dos grupos con más probabilidades de adquirir en septiembre Madrileña Red de Gas, la distribuidora de gas natural en la Comunidad de Madrid, con más de 900.000 clientes. Con EBITDA 2021 de 141 millones € se estima que el precio sea cercano a los 2 bn€, el cual implicaría un múltiplo de 14,2x Ebitda

13.- Este generador de energía de las olas con forma de espina dorsal asegura que supera en precio a los combustibles fósiles.

worldenergytrade.com, 17 de AGOSTO de 2022.

Un singular dispositivo flotante con forma de espina dorsal, diseñado por un startup con sede en Chipre, promete aprovechar la energía de las olas y convertirla en electricidad.

El mundo busca formas de utilizar fuentes renovables para satisfacer nuestra creciente demanda de energía. Con el objetivo de reducir las emisiones de carbono, la cuestión principal sigue siendo por qué no se han aprovechado aún las olas del mar y del océano.



Se han intentado varios enfoques para hacerlo. Desde las boyas flotantes hasta los generadores submarinos que buscan aprovechar las diferencias de presión, todos han fracasado a la hora de ofrecer una tecnología que pueda ampliarse. Sin embargo, últimamente ha habido algún éxito. **A principios de este mes, informamos** de cómo una empresa australiana lleva más de un año suministrando energía a los hogares con su exclusivo convertidor de energía de las olas.

Ahora, un artilugio flotante parecido a una espina dorsal también se ha mostrado prometedor.

Generador de energía de las olas Wavelive Magnet

Sea Wave Energy Limited (SWEL), con sede en Chipre, lleva más de una década trabajando en su tecnología para captar la energía de las olas. A principios de este año, la empresa presentó el prototipo llamado **Wavelive Magnet**, que consta de varias plataformas flotantes unidas entre sí para darle un aspecto de columna flotante.

El sistema modular y flexible está diseñado para que el generador de energía pueda seguir sin problemas el movimiento de las olas. Esto, según la empresa, permite al dispositivo controlar la cantidad de energía que se extrae de la ola de forma controlada y no disruptiva.



Además, el dispositivo puede fabricarse con plásticos y plásticos reforzados que no requieren líneas de producción especializadas, lo que reduce el coste de su fabricación. El dispositivo no sólo puede fabricarse y desplegarse rápidamente, sino que sus costes de reparación y mantenimiento también son bajos.

En las condiciones adecuadas, **un solo convertidor de energía de las olas puede generar hasta 100 MW de potencia**, afirma la empresa, y su bajo coste de producción de energía lo sitúa ya a la altura de los combustibles fósiles.

Camino a la comercialización

El prototipo se ha probado en gran medida en entornos controlados. Hasta el año pasado no se llevó el dispositivo a la bahía de Larnaca (Chipre) para sus pruebas en mar abierto.

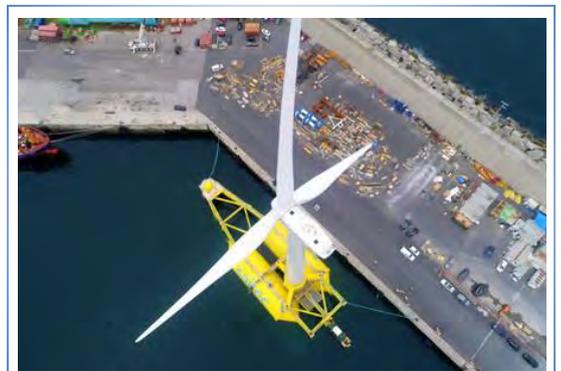
14.- De la necesidad, virtud: cómo España se ha puesto a la cabeza en I+D de la energía eólica flotante.

xataka.com, 16 de agosto de 2022.

A pesar de que España es el quinto país del mundo en potencia eólica instalada, si hablamos de **energía eólica offshore** (o marina) nos damos cuenta de que **todavía está todo por hacer**.

El principal motivo es la complejidad técnica (aunque también el esfuerzo económico) que supone instalar aerogeneradores de este tipo en nuestro país. Y es que, al contrario de lo que ocurre en las aguas de muchos de nuestros vecinos europeos, en España no tenemos una plataforma continental adecuada para este tipo de tecnología: a poco que nos alejamos de la costa, la profundidad de las aguas crece de forma notable, lo que impide poder instalar aerogeneradores fijados al subsuelo marino.

La consecuencia es que, salvo contadas excepciones, **España necesita utilizar aerogeneradores flotantes** si quiere desarrollar su potencial eólico marino.



Y esta tecnología, a diferencia de la anclada al subsuelo marino, requiere de mayor inversión económica y está todavía en proceso de desarrollo. Para muestra, un botón: solo el 0,4% de los megavatios offshore instalados en Europa son de tecnología flotante actualmente.

Pero esta situación tiene una parte positiva. Haciendo de la necesidad virtud, España se ha colocado como una potencia en la investigación de tecnologías de energía eólica flotante. El reto no es pequeño: desarrollar soluciones efectivas y competitivas para conseguir que aerogeneradores de gran tamaño operen en lugares con aguas de gran profundidad.



España es una potencia de la energía eólica, pero tiene una gran deuda con la offshore: así aspira a corregirla

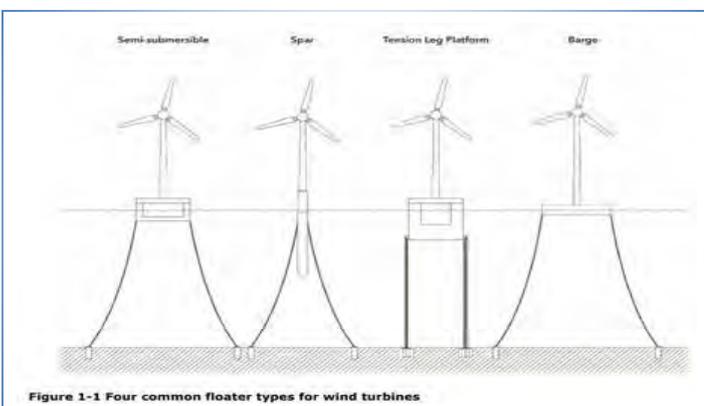
Con el objetivo de tener una foto completa de la situación de España a nivel de investigación en este ámbito, hemos hablado con **David Carrascosa**, Chief Operations Officer de **SAITEC Offshore**, una empresa de ingeniería vasca que se encuentra en estos momentos en pleno desarrollo de su propio concepto de “flotador” para aerogeneradores.

Sin parques comerciales, pero puntera en investigación

A pesar de no tener ni un solo parque eólico instalado en sus aguas (con la excepción de **un prototipo de 5 megavatios en Canarias**), España ocupa una posición privilegiada en el desarrollo de patentes de flotadores para aerogeneradores marinos. Según datos de principios de 2021 de EIT Innoenergy, 8 de las 34 patentes identificadas a nivel mundial habían sido desarrolladas en nuestro país.

"Sí que es cierto que ahora mismo esa es la cifra que más oye, pero dada la actividad que tiene en estos momentos el sector, en cada congreso se habla de una diferente. **Actualmente se habla incluso de unos 100 diseños**, cada uno de ellos en un estado de desarrollo, más o menos inmaduro. Aunque cuando empiezas a analizar tecnologías que hayan pasado por un proceso de desarrollo en oficina con modelos numéricos y en también en bancos de ensayo, las cifras se reducen", cuenta Carrascosa.

"Además, lo curioso de España es que no solo tenemos una buena representación a nivel de cantidad, sino que también tenemos tecnologías desarrolladas prácticamente en cada uno de los grupos o tipologías de plataforma flotante. Contamos con soluciones tipo *spar*, *tlp*, semisumergible, barcaza... y también soluciones en acero y hormigón", añade.



Diferentes tipos de flotadores para aerogeneradores marinos. DNV

Según explica Carrascosa, "no hay ningún secreto por el cual España esté tan bien posicionada en esta tecnología". El motivo es, simplemente, que "en España hay empresas de ingeniería muy válidas y con mucha actividad innovadora. Por ejemplo, si nos fijamos en el número de proyectos con financiación europea en el ámbito de la energía, te sorprendería ver cuál es porcentaje de proyectos financiados en España. Son muchos más de los que nos corresponderían por habitante", señala.

Más allá del talento, donde España tiene también una ventaja competitiva es en la **disponibilidad de bancos de ensayos**. "Contamos con varios centros de investigación, como son el **tanque de oleaje del Instituto de Hidráulica de Cantabria** o el **Canal del Pardo en Madrid**. No muchos países cuentan con este tipo de infraestructuras. Además, si damos el salto y pasamos de ensayos en tanque o en laboratorio a ensayos a escalas superiores, contamos no con uno, sino con dos plataformas de pruebas en aguas abiertas como son **BIMEP** y **PLOCAN**. Todo eso hace que sí que haya una llamada a innovar, al menos en las fases más iniciales".

La energía eólica ya es la primera fuente de electricidad en España: ocho años después una renovable logra superar a la nuclear

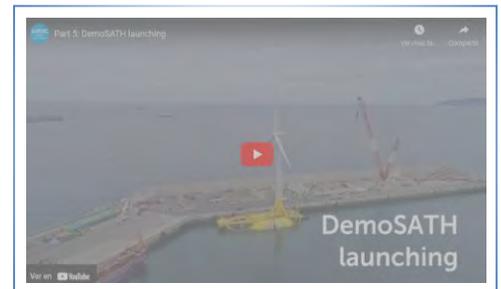
Por supuesto, tampoco nos podemos olvidar otro factor importante como es la propia necesidad, ya que, como hemos comentado, si algún día hay parques eólicos en España serán de tecnología flotante. "Además, ahora esa necesidad de desarrollo tecnológico se ha alineado con la declaración política, con la presentación de la **Hoja de Ruta de la eólica marina** y el **anuncio de la primera subasta en nuestro país**", cuenta David.

Los prototipos españoles más prometedores

Hablemos de ellos uno a uno.

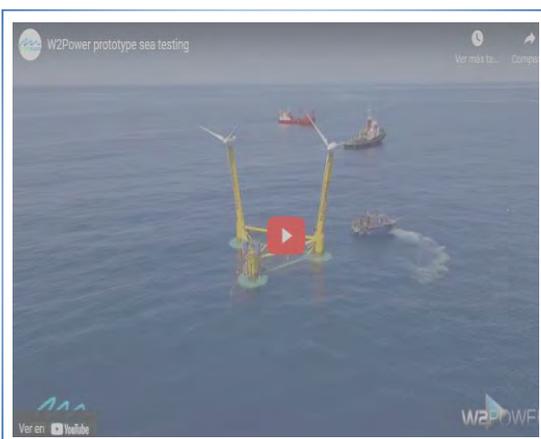
Saitec Offshore

El de **SAITEC Offshore** es sin duda uno de los diseños más avanzados a nivel de desarrollo, sobre todo porque se encuentra en plena puesta en marcha de un prototipo a escala real. Este prototipo monta un aerogenerador de 2 megavatios, pequeño para lo que se instalará en esta década, donde los aerogeneradores de unos 15 megavatios será lo habitual, pero no por eso deja de ser un aerogenerador de escala comercial que permite realizar pruebas en condiciones reales de operación.



Recientemente SAITEC ha puesto a flote el **prototipo en el puerto de Bilbao** y espera transportarlo hasta la ubicación final de pruebas, en BIMEP, a lo largo del próximo mes de septiembre. Además, la empresa cuenta ya con un diseño para aerogeneradores de 15 megavatios con un nivel de detalle muy alto y ha presentado dos proyectos para construir parques piloto en la **costa Vasca** y la **costa Brava**.

X1 Wind



El concepto PivotBuoy de la empresa **X1 Wind** es otro de los diseños más prometedores. Al igual que SAITEC, se encuentra actualmente en pleno proceso de puesta en marcha de su prototipo, aunque esta vez se trata de un proyecto de una escala menor. Hablamos de un prototipo de 225 kilovatios de potencia, que tiene además una característica bastante particular: el aerogenerador **trabaja a sotavento**, es decir, el viento incide por detrás de la góndola (*nacelle* en inglés), al contrario que los diseños comunes en la industria.

X1 Wind también tiene a flote su prototipo, que ya está listo para llevar a la ubicación final en PLOCAN. Además, la empresa está actualmente trabajando en un diseño para aerogeneradores de 6 megavatios y asegura que es escalable por encima de los 15.

EnerOcean

El concepto W2Power de la empresa **EnerOcean** fue en su momento la primera plataforma eólica flotante de España y **la primera del mundo con dos turbinas**.

El prototipo contaba con dos aerogeneradores de 30 kW cada uno y completó y forma satisfactoria 4 meses de pruebas en la plataforma de ensayos PLOCAN. Su principal particularidad es la posibilidad de albergar dos turbinas.

Actualmente la empresa está inmersa en el reto de comercializar la tecnología, con dos versiones diseñadas para potencias totales de 12 y 20 megavatios por plataforma. Incluso han llegado a presentar un proyecto para **construir en Canarias dos parques eólicos utilizando esta tecnología.**

Otros diseños

Render del diseño TELWIND de Esteyco.

Además de los arriba mencionados existen otros diseños desarrollados en España, aunque algunos de ellos se encuentran inactivos o tienen un menor grado de madurez. Es el caso de **WindCrete** (Universidad Politécnica de Catalunya), **Nautilus** (Tecnalia), **FLOCAN** (Cobra), **TLPWind** y **Flagship** (Iberdrola) o **TELWIND** (Esteyco).

Pasar de la fase de prototipo a la comercial

Uno de los pasos más difíciles es dar el salto desde la fase de investigación a la fase comercial. Es decir, que se construya un parque a gran escala con alguna de estas tecnologías incipientes. “En ese sentido, nuestra apuesta desde SAITEC Offshore es apoyar el desarrollo de la eólica marina en varias vías. Por supuesto, tiene que haber subastas comerciales cuanto antes, pero un proyecto comercial conlleva muchos años de desarrollo, instalación y construcción” comenta David, haciendo referencia a la **Hoja de ruta 2030 fijada por el Ministerio**, año para el cual España tiene el objetivo de tener 3 gigavatios de eólica marina en operación.



Miles de aerogeneradores se acercan al final de su vida útil, la gran pregunta es qué haremos con sus palas después

“Desde SAITEC Offshore pensamos que en paralelo **se deben impulsar subastas precomerciales.** Es decir, financiar proyectos más pequeños, de unos 50 megavatios, mediante una tarifa específica. Esto permite una tramitación y una construcción mucho más rápida, no tener a la cadena de suministro parada y evitar que la integración de la eólica marina en nuestro país sea de 0 a 100. Sería un paso intermedio para que todos los agentes implicados como las administraciones, los pescadores, las organizaciones ecologistas, etc. puedan ir adaptándose y conociendo la tecnología”

Por el momento, los siguientes pasos que ha anunciado el Ministerio en eólica marina son la publicación del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), que identificará las zonas de instalación este tipo de parques, y la celebración de **la primera subasta de eólica marina a principios de 2023.**

15.- Hasta 21 firmas ven posible que Iberdrola supere máximos históricos.

eleconomista.es, 17 de agosto de 2022.

- **Suma un 8,6% desde resultados y aventaja en 9 puntos al sector europeo en 2022.**



Los **resultados de Iberdrola en el primer semestre**, pese al deterioro de su negocio en España, han catapultado a la eléctrica en bolsa, donde rebota un 8,6% desde el día anterior a la presentación de **sus cuentas frente al 5,5%** que obtiene el **Ibex 35** en el mismo periodo. Un avance que ha contribuido aumentar hasta cerca de 9 puntos de rentabilidad entre la *utility* española y el sectorial europeo, que pierde un 3,6% en lo que llevamos de 2022.

Si bien **sus títulos aún cotizan un 5%** por debajo de los máximos históricos que conquistaron en enero de 2021 en 11,51 euros por acción, 21 de las 34 firmas de análisis que cubre su comportamiento en el parque según *Bloomberg*, la ven cotizando por encima de estos niveles a doce meses vista.

Asimismo, 16 de las 21 entidades que han revisado su precio objetivo tras conocer las cuentas de la eléctrica la ven superando el techo anual de mayo en 11,41 euros. Así, pese a las alzas de las últimas semanas, el consenso le otorga una **sólida recomendación de compra** (con el 68,8% de los analistas aconsejando tomar posiciones en el valor, el porcentaje más elevado del último año) y **un potencial del 11%** hasta su precio *justo* en 12,14 euros desde los niveles actuales.

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