

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



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

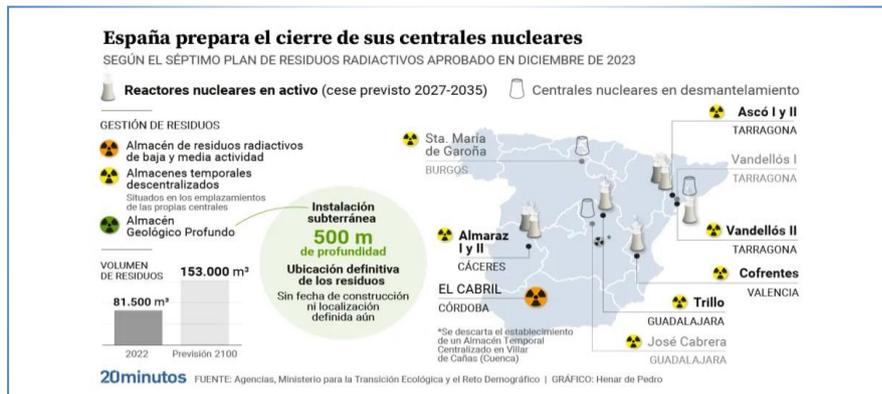
Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

1.- ¿Dónde guardará España sus residuos nucleares? Así es el plan para cerrar las centrales y levantar almacenes en estos sitios.

20minutos.es, 22 de junio de 2024.

- El Gobierno ha comenzado el proceso para los 7 reactores nucleares que hay en el país.
- Cómo funciona el Almacenamiento Geológico Profundo: la apuesta del Gobierno español para 'enterrar' los residuos nucleares.



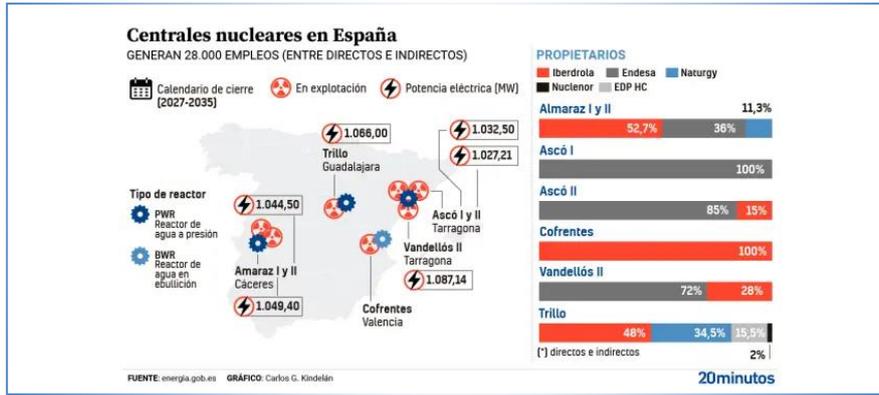
España está preparada para el **cierre de las centrales nucleares**. Es lo que aseguró este jueves en el Congreso la secretaria de Estado de Energía, Sara Aagesen Muñoz. La ruta de esa desconexión nuclear es la que recoge el **Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR)**, que el Gobierno aprobó en diciembre pasado. "Ha sido un proceso largo, pero también muy participado y además muy garantista con el medioambiente", dijo Aagesen.

Alineado con el protocolo acordado en 2019, se trata del séptimo plan en España y establece la hoja de ruta para el **cese ordenado de las centrales nucleares** y la construcción de siete Almacenes Temporales Descentralizados (ATD). Entre otras cosas, dejó sin efecto la designación de Villar de Cañas para albergar un Almacén Temporal Centralizado.

Este séptimo plan sustituye al sexto PGRR que estuvo vigente hasta el 27 de diciembre pasado. **Aquel se aprobó en 2006 y debería haberse actualizado antes del 2015**, de acuerdo con el calendario establecido por la Directiva 2011/70/Euratom, que estableció un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.

¿Cuántas nucleares hay en España?

Nuestro país cuenta con **siete reactores nucleares**, en cinco centrales. Son Almaraz (I y II), Ascó (I y II), Cofrentes, Vandellós II (en 1989 se paró Vandellós I por un accidente grave) y Trillo. La potencia eléctrica instalada entre todas es de 7.398,77 Megavatios (MW), según el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (Miteco).



¿Cómo y cuándo irán parando?

En 2019, las principales empresas energéticas y el Gobierno acordaron el calendario de **cierre de los reactores** de acuerdo al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Así, el cese de la operación de todas las nucleares españolas tendrá lugar **entre 2027 y 2035**. Se empezaría con Almaraz I y se terminaría con Trillo.

El nuevo plan aprobado por el Gobierno de Pedro Sánchez confirmó esas fechas y el cierre escalonado de todas las centrales nucleares del país. De acuerdo con el anterior PGRR, la parada definitiva de las centrales que están en operación **se hubiera producido a los 40 años de vida útil**, es decir entre 2021 y 2028.

Asimismo, según el Miteco, entre otra de las medidas aprobadas está el inicio del **desmantelamiento de las centrales nucleares a los tres años de su cese** de operación definitivo, excepto Vandellós I, cuya última fase se ejecutará a partir de 2030.

Garoña comenzó a ser desmantelada en 2023 (está parada desde 2017). En el proceso están ya las centrales de **Vandellós I (Tarragona) y José Cabrera (Guadalajara)**. La primera cesó su actividad en 1989 y desde 2004 se encuentra en fase de latencia (periodo de espera de 25 años hasta que se realice el desmantelamiento completo, previsto para 2028). La de Cabrera, más conocida como Zorita, cesó su actividad en abril de 2006 y en la actualidad está en proceso de desmantelamiento.

¿Cuántos residuos hay y habrá?



Hasta el 31 de diciembre de 2022 los residuos producidos son de baja media y muy baja actividad seguidos de los residuos de combustible gastado, siendo los menos abundantes los de alta actividad, **según Enresa** (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos). Los **de baja y media actividad aglutinan 41.100 metros cúbicos**, esto es, material desechado como guantes, trapos, jeringuillas, filtros, resinas en contacto con isótopos radioactivos de distintas actividades de hospitales, de centros de investigación, de industria y también de centrales nucleares.

El séptimo PGRR indica que la suma de las distintas tipologías de residuos a diciembre de 2022 era de 81.500 metros cúbicos, mientras que la **previsión de generación para 2100 es 153.000 metros cúbicos**. El plan cubre desde el año 2023 hasta el año 2100.

¿Qué se hará con los residuos?

Como se recogía en el sexto PGRR, el centro de almacenamiento de **El Cabril (Córdoba)** continuará operando para residuos de media, baja y muy baja actividad, hasta completar el desmantelamiento de las centrales. De hecho, está **prevista la ampliación de su capacidad** en 2028 con nuevas celdas.

Tres años de obras y hasta 80 camiones al día para sacar más de 4.000 toneladas de material radioactivo: así se desmantelará Garoña

Por otra parte, se dará continuidad de las actuaciones para ampliar la capacidad de los **Almacenes Temporales Individualizados (ATI)** para el combustible gastado en las centrales nucleares, que permitan su explotación y su desmantelamiento, como ya estaba previsto.

¿Y el almacén de Villar de Cañas?

El Gobierno acordó en 2023 dejar sin efecto la designación de Villar de Cañas (Cuenca) para albergar un Almacén Temporal Centralizado (ATC). En su lugar, se aprobó la **puesta en marcha de siete Almacenes Temporales Descentralizados (ATD)** en los emplazamientos de las centrales nucleares, para el combustible gastado y los residuos de alta actividad, hasta su traslado al almacenamiento definitivo.



El sector nuclear denuncia que el exceso de impuestos les impide ser competitivos como para mantener abiertas las centrales

No fue una sorpresa. En noviembre de 2022, el Ejecutivo ya anunció que descartaba la construcción del ATC de Villar de Cañas. En su lugar, el ministerio de Teresa Ribera propuso abrir **siete almacenes temporales** descentralizados. Eso es lo que se aprobó en el séptimo PGRR.

De igual modo, ya en junio de 2006, el sexto PGRR hablaba de que el **Almacenamiento Geológico Profundo (AGP)** podría ser la posible solución para el almacenamiento a largo plazo de este tipo de residuos. El séptimo PGRR sitúa su **puesta en marcha en 2073**, según las explicaciones de la secretaria de Estado de Energía.

¿La nueva solución es más cara?

Construir siete almacenes temporales será un poco más caro. Para levantar el Almacén Temporal Centralizado de Cuenca se calculó un presupuesto **de 24.435 millones** de euros, mientras que los siete almacenes temporales descentralizados, implicaban un coste inicial **de 26.560 millones**, según estimaciones de 2022.

Ahora, el séptimo PGRR calcula que el coste de todo el programa de gestión de residuos radiactivos con la construcción de los siete almacenes ascenderá a casi 28.156 millones de euros. **Así, el sobrecoste sería de unos 3.700 millones**. El nuevo PGRR prevé que los que costes a pagar hasta final de este siglo alcanzarán algo más de 20.000 millones de euros.

¿Es la solución definitiva?

No. España tendrá para ello **el mencionado Almacén Geológico Profundo (AGP)**. De momento, el ATD de cada central estará formado por su ATI más una nueva instalación complementaria o medidas adicionales, que permitan realizar las operaciones de mantenimiento de los contenedores en los que se almacena el combustible gastado cuando la central deje de estar operativa.

Cómo funciona el Almacenamiento Geológico Profundo: la apuesta del Gobierno español para 'enterrar' los residuos nucleares



El almacenamiento definitivo del combustible gastado y los residuos de alta actividad se ubicarán en un AGP. Es la **solución elegida por los países más avanzados** en esta materia, dice el Miteco.

El séptimo PGRR establece una **hoja de ruta para que España pueda disponer de un AGP**, asegurando un proceso previo de información y participación pública. Pero, según las previsiones del plan, habrá que esperar hasta 2073.

Un almacén a 500 metros de profundidad

- Un Almacén Geológico Profundo (AGP) es un proyecto de gran complejidad tecnológica. El Gobierno se ha inspirado en la experiencia de otros países que van más avanzados como Finlandia, Suecia, Suiza, Francia y Alemania, quienes han apostado por el AGP y están en distintas fases de tramitación tras décadas para poder elegir el emplazamiento y después construirlo. "Es un proyecto que requiere de una instalación subterránea de unos 500 metros de profundidad con túneles con galerías y lo más complejo en este caso es alcanzar el necesario acuerdo social territorial y político y hacer de este AGP un proyecto de Estado", dijo la secretaria de Estado.

¿Cuál es el presupuesto del plan?

Hasta su aprobación en diciembre de 2023, el 7º PGRR superó una larga tramitación, iniciada en marzo de 2020 con la difusión del borrador del plan. Fue el **primero sometido a evaluación ambiental estratégica** y al informe del Consejo de Seguridad Nuclear y de las comunidades autónomas.

Este PGRR prevé un **presupuesto futuro de 20.220 millones de euros** que, "de acuerdo con el principio de 'quien contamina, paga'", se sufragará con el Fondo para la financiación de las actividades de este Plan. La gestión corre a cargo de Enresa y el plan se dota con las aportaciones económicas de los titulares de las instalaciones nucleares.

¿Es España una potencia nuclear?

Junto con Bélgica, España es el **segundo país de la Unión Europea con más reactores nucleares en activo**. Claro que la distancia respecto al primero de la lista es enorme. Se trata de Francia, que cuenta con 56 centrales nucleares (y prevé construir en los próximos años entre seis y ocho más). En todo caso, a la vista está, la apuesta española es no tener ni una sola central nuclear funcionando en 2035.

2.- Un cable submarino entre dos orillas: Red Eléctrica inicia la conexión entre Ceuta y la península.

elconfidencial.com, 22 de junio de 2024.

- La construcción se inicia en ambos extremos al mismo tiempo y se prolongará hasta 2025 con un trazado de 58 kilómetros a 900 metros.



Los territorios no peninsulares representan uno de los mayores retos para el sistema eléctrico español y su transición ecológica. **Es el caso de Ceuta**, con la barrera geográfica del mar Mediterráneo y una extensión que limita el despliegue de las renovables, y que hasta ahora se había visto abocada a la dependencia exclusiva de la generación por medio de combustibles fósiles: **más caros y contaminantes**. Una situación que viene lastrando, desde hace décadas, las oportunidades de la ciudad autónoma, **su descarbonización** y que afecta a la calidad del suministro eléctrico. Por todo ello, el despliegue de una interconexión eléctrica que sirva de cordón umbilical con la península es imprescindible.

Red Eléctrica, filial de Redeia encargada del transporte y la operación de electricidad en España, ha iniciado las obras de la **interconexión eléctrica submarina entre las dos orillas del Mediterráneo**. Se trata de un proyecto estratégico en dos direcciones: para la ciudad autónoma de **Ceuta**, que podrá contar con los mismos estándares de seguridad y de calidad del suministro que la península ibérica; y para el **Campo de Gibraltar**, posibilitando el refuerzo de la demanda eléctrica que requiere su desarrollo económico y social.

Con el visto bueno del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que concedió la Autorización Administrativa Previa, las obras se han iniciado al mismo tiempo en los dos extremos del interconector, de tierra a mar adentro, **y se prolongarán hasta el 2025**, de acuerdo con las previsiones de Red Eléctrica que gestiona la red de transporte y la operación del sistema eléctrico español.

Red Eléctrica cooperará con las entidades locales y autoridades competentes -Ayuntamientos de **San Roque y La Línea de la Concepción, en Cádiz-** en cada paso de la intervención para minimizar el impacto de los trabajos en la vida diaria de los ciudadanos en ambas orillas del trazado.

Esta interconexión eléctrica submarina figura en el **Plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026** aprobado por el Consejo de ministros y cuenta con la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), previa a la autorización administrativa. En palabras de la compañía, "es una obra clave para la vertebración territorial" que aporta "calidad y seguridad" al suministro eléctrico en Ceuta.

Menos humos en el Estrecho

¿Qué permitirá este nuevo enlace? "Impulsar la economía ceutí y **minorar su dependencia de combustibles fósiles** para avanzar en la descarbonización", señalan desde Red Eléctrica. Estiman que su puesta en servicio reducirá **300.000 toneladas anuales de gases de efecto invernadero**, mejorando la calidad del aire en el Estrecho de Gibraltar.

Al tiempo, -indican desde la empresa- dará paso a un régimen eléctrico más eficiente al **sustituir energía más cara**, procedente de la central térmica de Ceuta, por energía proveniente de la península, con más de un 60% de integración renovable en lo que llevamos de año, repercutiendo en el ahorro de costes para el sistema y, por lo tanto, para todos los consumidores.

Serán 58 kilómetros de cable submarino que estarán **a una profundidad máxima de 900 metros** bajo el nivel del mar. Se trata de un enlace de **tecnología avanzada** a doble circuito a 132 kV protegido frente a agresiones externas.

"La transición de la instalación tierra-mar se realiza mediante la técnica de perforación horizontal"

Sale de Ceuta soterrado, en la parte terrestre del trazado, mientras que **la transición de la instalación tierra-mar** se realiza mediante la técnica de perforación horizontal para **evitar afección en playas, zonas de baño o especies protegidas** en la primera línea de agua.

Por el lado peninsular, el proyecto contempla actuaciones en el interior de la subestación de Algeciras 220 kV, que conectará bajo tierra con **un nuevo parque de transformación anexo**; dotado de tecnología GIS, más compacta y cuatro veces inferior a una ampliación estándar.

Finalmente, las líneas que enlazan con el cable submarino desde Cádiz también irán bajo tierra y llevan aparejado un **proyecto de mejora del entorno de Puente Mayorga**.

3.- Hay tanta energía eólica y solar en España que está desequilibrando la red eléctrica. La solución es más flexibilidad.

xataka.com, 24 de junio de 2024.

- España ha multiplicado por dos su capacidad eólica y por ocho su capacidad solar desde 2008.
- Ahora el problema es un excedente en la producción que está causando un desacople entre la oferta y la demanda.



España ha desarrollado tan rápidamente su capacidad de generar electricidad a partir de fuentes renovables que se encuentra con frecuencia un desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía, en especial durante las horas de alta producción solar. Flexibilizar la red y electrificar la economía se han vuelto prioridades del sector.

Una potencia en energías renovables. España ha duplicado su capacidad eólica en los últimos quince años, convirtiéndola en la primera fuente de energía por encima de la nuclear. La industria solar española se ha multiplicado por ocho durante el mismo periodo.

Un clima propicio, la eliminación de obstáculos regulatorios y la introducción de subsidios para la instalación han convertido a España en el segundo país de la Unión Europea por capacidad de renovables.

El problema del exceso de producción. Ahora el exceso de producción plantea un dilema. A pesar del aumento del PIB, el consumo de electricidad ha ido cayendo en los últimos años en España. La demanda de electricidad de 2023 fue inferior a la de 2020 durante la pandemia, y la más baja desde 2003.

Hay una desvinculación entre la demanda energética y la economía, causada por los altos precios en los años posteriores a la invasión de Ucrania (que desincentivaron el consumo) y una mayor eficiencia energética, pero también un excedente de energía renovable.

Cómo afecta el excedente energético. El sistema eléctrico tiene que tener un equilibrio: la demanda de electricidad debe igualar a la generación. Pero durante las horas del día, cuando la producción de energía solar es particularmente fuerte, el equilibrio entre oferta y demanda se desestabiliza, lo que hace que bajen los precios e incluso los coloca en negativo.

Aunque los precios muy bajos benefician a los consumidores, son un potencial problema para atraer inversiones a la industria. Paradójicamente, pueden ser un obstáculo para la transición energética.

Electrificar la economía. La preocupación por un exceso de electricidad en España lleva a la necesidad de reducir aún más la dependencia del país los combustibles fósiles. El gobierno ha fijado el objetivo de que el 34% de la economía dependa de la electricidad para 2030.

La electricidad puede ser la forma más barata y competitiva de producir energía limpia, pero hace falta renovar muchas instalaciones para electrificar sectores importantes en España, como los químicos y los metales.

Sin embargo, también hay oportunidades en el lado del consumidor. España está a la zaga de muchos de sus vecinos europeos en la instalación de bombas de calor en los hogares y en el uso de coches eléctricos, que solo representan un 6% de los vehículos en circulación.

Aumentar la flexibilidad. Hay otras formas de abordar el desacople entre la oferta y la demanda, como un aumento en la capacidad de almacenamiento de energía mediante la instalación de baterías a gran escala.

Instalar baterías tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda energética asegura una flexibilidad en el sistema para hacer coincidir la generación y la demanda de electricidad durante el día y la noche, como ocurre cada vez más en California.

Es un problema global europeo. Una característica del tipo de red eléctrica que tendrá Europa a medida que la energía solar tenga una mayor participación. Las plantas de gas no funcionan de manera continua: operan solo una o dos horas y luego se detienen, incurriendo en costes adicionales solo por arrancar.

Estos costes se tienen que compensar de alguna manera, lo que hace aumentar los precios de la luz. Las baterías a gran escala podrían ayudar a equilibrar la carga residual (demanda, menos energía solar y eólica) en toda Europa.

Tanto los precios negativos como los picos en el coste de la luz pueden ser una consecuencia de la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles. Adaptarse a estos cambios será crucial para todos los involucrados en el mercado energético.

4.- Endesa dedicará 300 millones a renovar plantas hidráulicas y eólicas en Galicia.

lavozdegalicia.es, 23 de junio de 2024.

La compañía ha empezado a modernizar tres centrales de agua, a las que seguirán otras cuatro y una decena de instalaciones de viento hasta el 2030.



La historia entre Endesa y las fuentes de generación renovables gallegas es la de un matrimonio que ya ha superado las bodas de oro, ya que algunas de las centrales hidroeléctricas que tiene en la comunidad funcionan desde hace más de 50 años. En conjunto, cuenta con 13 instalaciones que utilizan la fuerza del agua para producir energía, con una potencia instalada total de 400 megavatios. Además, también tiene un parque eólico —de más de 20 recintos, con 550 megavatios operativos— que empezó a fraguarse hace treinta años. Pero debido a que algunas de esas plantas acumulan ya muchas horas de operación, necesitan pasar por un proceso de puesta a punto tecnológica y modernización, en el caso de las centrales de agua, y de repotenciación, en las de viento.

La eléctrica que dirige José Bogas ya tiene en marcha su particular plan renove para parte de esos activos, que contempla una inversión global de 300 millones de euros.

Así, en cuanto a las centrales hidroeléctricas, se encuentran en fase de ejecución los trabajos de actualización de las de Cornatel y San Agustín (Ourense), y Mandeo (A Coruña). En conjunto, ya está desplegada una inversión de 27,7 millones de euros, con actuaciones por 21,7; 0,6 y 5,5 millones, respectivamente.

No obstante, no serán las únicas que pasarán por el taller, ya que la empresa energética tiene proyectado acometer trabajos de repotenciación también en otras tres plantas de agua más: las coruñesa del Eume y Ribeira —por 13 y 4 millones, respectivamente— y la lucense de Tarrío por 1,8. Además, se llevará a cabo una nueva fase de mejora en la del Mandeo, con 1,2 millones.

Este segundo paquete de actuaciones será acometido durante los años 2025 y 2026.

Si las intervenciones en las plantas de agua implicarán alrededor de 50 millones de euros de inversión, el grueso del paquete de repotenciones que materializará la compañía serán en parques eólicos. Son proyectos que implican, en la mayoría de los casos, casi la construcción de un recinto nuevo, porque suponen la retirada de las máquinas, más antiguas, y su sustitución por un número sustancialmente menor, pero de mayor potencia. Sin embargo, las zonas de los parques que ya no se ven ocupadas por las instalaciones energéticas tienen que ser devueltas a su estado original.

Los dos primeros recintos que serán repotenciados a corto plazo en el marco de este proceso serán los de Castelo (ubicado en Coristanco, y de 16,5 megavatios de potencia) y Coriscada (Mañón), de 24. Ambas actuaciones fueron adjudicatarias de ayudas en el programa de repotenciación circular lanzado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) durante el pasado año. Implicarán una dotación económica de 55 millones de euros y está previsto que estén acometidas en el año 2026.

A medio plazo

Otras diez instalaciones serán sometidas a mejora en el medio plazo. Con una potencia global de 200 megavatios, su modernización supondrá una inversión de unos 200 millones de euros. Tras ese proceso, está previsto que vuelvan a operar, ya renovadas, entre el 2028 y el 2030. Entre otros, en ese grupo, irá incluido el icónico parque de la sierra da Capelada.

En el marco de esos proyectos, se procederá a la sustitución de las turbinas de los parques actuales —de 600 kilovatios— por otras de diez veces más potencia, es decir, 6 gigavatios. Ello permitirá que, en donde había diez aerogeneradores en un parque, una vez que se haya acometido la repotenciación, únicamente se instalará uno.

En su conjunto, las tecnologías verdes sustentan **alrededor de 200 puestos de trabajo directos para Endesa** en la comunidad.

Economía circular

Los proyectos de **repotenciación de las centrales hidroeléctricas y eólicas de Endesa** tendrán, por otro lado, un impacto en otra actividad económica en la comunidad: la economía circular, ya que tienen que ser sustituidos equipos y sistemas que podrían tener una segunda vida en otros sectores.

La eléctrica espera para finales de julio la luz verde para construir nuevos parques

Además de los proyectos de repotenciación de parques eólicos y centrales hidroeléctricas en Galicia, **Endesa avanza en el desarrollo de otras actuaciones para ampliar el parque de instalaciones que utilizan la fuerza del viento para generar electricidad**. Forma parte de su estrategia tras el cierre de la central térmica de carbón que tenía en As Pontes, y para sustituir esos megavatios grises por otros verdes. En estos momentos, ya cuenta con la luz verde ambiental para recintos por cerca de 600 megavatios, unos 500 en el entorno de la antigua villa minera. La previsión que maneja la compañía es la de obtener, a finales del próximo mes de julio, la autorización administrativa de construcción para cinco parques.

Posteriormente, habrá que tramitar la licencia de obras, con la vista puesta en el inicio del 2025, para iniciar sobre el terreno los trabajos, y poder contar —si las autorizaciones se producen cuando se espera— con su arranque a principios del 2027.

Impacto en el empleo

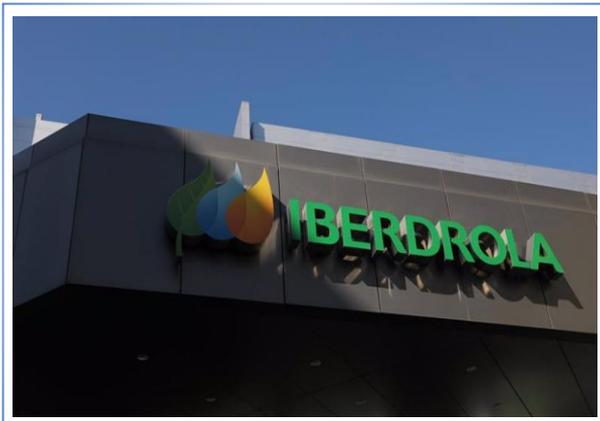
La ejecución de esos recintos eólicos implicará una inversión de entre 600 y 800 millones de euros, y la generación de un centenar de puestos de trabajo directos, una vez terminados, y de unos 700, en la fase de construcción.

Para **Endesa**, uno de los efectos que ha tenido la extensión de su parque eólico en la comunidad ha sido el desarrollo de un entramado empresarial que no solo presta servicios de operación y mantenimiento en Galicia, sino que también se ocupa de trabajos en otras instalaciones de la eléctrica en el país. Talleres, empresas auxiliares, logística de los componentes son algunas de las actividades ligadas a sus plantas, que ahora pueden incrementar sus negocios.

5.- Iberdrola pagará un dividendo de 0,348 euros: estas son las fechas clave para cobrarlo.

bolsamania.com, 20 de junio de 2024.

Forma parte de la nueva edición del programa de retribución flexible de la cotizada.



Iberdrola distribuirá entre sus accionistas, como mínimo, **0,348 euros por acción** en concepto de **dividendo complementario con cargo a los resultados de 2023**, de acuerdo con los términos de la nueva edición del sistema de dividendo opcional "**Iberdrola Retribución Flexible**" comunicados hoy por la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Según ha explicado la compañía, este importe **se suma a los 0,202 euros brutos por acción ya abonados el pasado mes de enero** como dividendo a cuenta. Así, la retribución total al accionista con cargo a 2023 se sitúa en **0,55 euros brutos por acción, un 10,8% más que en el año anterior.**

Además, los inversores han recibido 0,005 euros por acción por el dividendo de involucración, ya que el quórum de la Junta General de Accionistas alcanzó el 70%.

"Iberdrola sigue cumpliendo su compromiso de incrementar el dividendo en línea con la evolución de sus resultados, con **el objetivo de llegar a una horquilla de entre 0,61 y 0,66 euros por acción en 2026**, fijando un suelo en 0,55 euros para el periodo 2024-2026, según el Capital Markets Day celebrado el pasado 21 de marzo", ha explicado la compañía.

Asimismo, la compañía ha indicado que los accionistas recibirán un derecho de suscripción por cada título de la sociedad que tengan en cartera.

"En esta edición, los accionistas dispondrán de **tres opciones: cobrar en efectivo el importe correspondiente al dividendo complementario** -de un mínimo de 0,348 euros brutos por acción-; **vender sus derechos en el mercado**; u **obtener nuevas acciones liberadas de la compañía de forma gratuita**. Estas tres opciones no son excluyentes, de manera que el accionista puede elegir una de las alternativas o combinarlas de acuerdo con sus preferencias", sentencia Iberdrola en su comunicado.

FECHAS CLAVE

Asimismo, la compañía ha compartido el calendario de su dividendo, que será **pagadero el próximo 29 de julio**. Las fechas claves son las siguientes:

2 de julio de 2024: comunicación del número de derechos de asignación gratuita necesarios para recibir una acción y del importe del dividendo complementario bruto por acción.

3 de julio de 2024: publicación del anuncio del aumento de capital y último día en el que se negocian las acciones con derecho a participar en el dividendo.

17 de julio de 2024: fin del periodo común de elección y del periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita.

29 de julio de 2024: pago del dividendo complementario a los accionistas que hayan optado por recibir efectivo mediante esta opción.

31 de julio de 2024: día previsto para el inicio de la cotización de las nuevas acciones.

6.- Iberdrola sacude el mercado eléctrico con precios baratos ante la nueva bajada del IVA.

economiadigital.com, 20 de junio de 2024.

El mercado eléctrico sufrirá importantes cambios para el mes de julio, sobre todo en la factura de los clientes que tendrán que pagar menos IVA.

- **Galán premia a la cúpula de Iberdrola en EEUU: 10 millones al CEO y 240.000 dólares a Fátima Báñez.**
- **Iberdrola distribuirá un dividendo complementario de un mínimo de 0,348 euros por acción.**

En julio el IVA de la luz bajará del 21% al 10% debido al precio del mercado mayorista, y una cláusula que se introdujo en la última reforma. **Iberdrola** está aprovechando el contexto para tirar los precios a la baja en sus tarifas de libre mercado.



De igual manera que hace unos meses, y debido a los bajos precios del mercado mayorista, el IVA recuperó su valor del 21%, ahora se produce un viraje a la inversa.

Este cambio afectará a los titulares de contratos de suministro de electricidad cuya potencia contratada (término fijo de potencia) sea inferior o igual a 10 kW cuando el precio medio aritmético del mercado diario correspondiente al último mes natural anterior al del último día del periodo de facturación haya superado los 45 €/MWh.

También habrá otro tipo de cambios para todos los usuarios. **El impuesto eléctrico, que se aplica sobre la suma de la potencia contratada y los kilovatios consumidos, regresará al 5,11% habitual desde el 3,8% vigente en la actualidad.**

En este contexto donde habrá oscilación en los precios, depende del contrato que tenga cada usuario, Iberdrola ha decidido hacer una sustancial rebaja de algunas de sus tarifas en el mercado libre.

Iberdrola, a la carga

Según el comparador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y para un consumo anual de 2.000 kWh, **Iberdrola presenta una oferta en el mercado libre que ahora mismo es más competitiva que las tarifas del regulado (PVPC).**

En estos momentos los consumidores deben tener en cuenta dos cuestiones: que la bajada del IVA beneficia de manera directa e inmediata a los usuarios de PVPC, pero que a su vez pagan más porque el mercado mayorista sube.

En este impulso de Iberdrola, para los consumos de 4.000 kWh, la compañía presidida por Ignacio Sánchez Galán también se presenta con los precios más bajos, según la CNMC.

Para ambos volúmenes de consumo, Endesa y Energía VM son las siguientes comercializadoras con los precios más bajos, según consta en el comparador del regulador de los mercados.

Esta situación de 'guerra comercial' será la tónica dominante durante los próximos meses, puesto que el IVA de la luz puede fluctuar de manera automática.

Y es que, con este repunte de los precios eléctricos, que se mantendrán en los próximos meses de verano, ya que los futuros apuntan a una media de 73 €/MWh para julio, verán un retorno del IVA al valor reducido 10% para todas las facturas que se emitan durante el mes de julio, y que puede volver a bajar cuando el mercado mayorista baje.

7.- El Gobierno aprueba la nueva Tasa Enresa, la tarifa que pagan las centrales nucleares para su desmantelamiento.

elperiodicodelaenergia.com, 25 de junio de 2024.

El objetivo de la actualización es que se “equilibren” los ingresos y los costes soportados por esta prestación.

El Gobierno ha fijado en 10,36 euros/megavatio/hora, para “evitar déficits posteriores”, la tarifa que las empresas gestoras de las centrales nucleares en explotación deberán abonar a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (Enresa) por los servicios que presta en sus infraestructuras.

La 'tarifa fija unitaria relativa a la prestación patrimonial de carácter público no tributario', calculada a partir del valor del Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) y la previsión de costes futuros, se ha aprobado en el Consejo de Ministros de este martes, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (Miteco).

El objetivo de la actualización aprobada hoy es que se “equilibren” los ingresos y los costes soportados por esta prestación.



La Tasa Enresa

Según un comunicado del Miteco, la actualización de la tarifa se ha adoptado en aplicación del principio “quien contamina paga”, con el objetivo de actualizar la prestación que permitirá cubrir los costes del desmantelamiento de las centrales nucleares, una vez que se produzca su cese definitivo de actividad.

Además, atenderá la **gestión de los residuos nucleares y del combustible nuclear gastado**, incluyendo su depósito definitivo en un Almacén Geológico Profundo (AGP), según contempla el séptimo PGRR.

Según el Miteco, en todos los países con generación de **energía nuclear** la planificación de la gestión de los residuos radiactivos supone “larguísimos plazos”.

De acuerdo con el séptimo PGRR, las actividades para dismantelar las centrales y almacenar de forma segura y definitiva el combustible gastado y los residuos radiactivos que han producido durante su explotación y dismantelamiento deberán desarrollarse hasta el año 2100.

El Ministerio explica que existe “un importante desfase temporal” entre el periodo en el que las centrales nucleares abonan la prestación –mientras se encuentran en explotación– y el periodo, mucho más extenso, en el que se produce el gasto, de modo que la prestación debe tener el valor necesario para evitar déficits posteriormente.

En **España**, el Estado realiza los **dismantelamientos** y la gestión de los residuos radiactivos como un servicio público esencial a través de la empresa pública Enresa, que es también la encargada de la gestión del Fondo para la financiación de las actividades del PGRR, al que se destina la prestación.

En países con **energía nuclear**, los titulares de las centrales deben dotar las correspondientes provisiones para hacerse cargo de todos los costes del dismantelamiento y de la gestión de los residuos radiactivos, que son costes operativos ordinarios de las centrales, según el Miteco.

8.- Comienza el apagón nuclear en España: el Gobierno inicia los trabajos para dismantelar la central de Almaraz.

elperiodicodelaenergia.com, 25 de junio de 2024.

Enresa se prepara para iniciar ya los trabajos de ingeniería que tienen que ser aprobados luego por el Consejo de Seguridad Nuclear.

El calendario para el cierre y dismantelamiento de las centrales nucleares en España, también conocido como apagón nuclear, sigue su curso. Tanto que el Gobierno, a través de la empresa pública Enresa **ha iniciado los trabajos para dismantelar la central nuclear de Almaraz, la primera de las plantas atómicas que verá su cierre en el otoño de 2027.**



Según adelanta **El Periódico de España**, Enresa acaba de anunciar una licitación sobre los servicios de ingeniería para el dismantelamiento de la central nuclear de Almaraz.

Concretamente, dicho contrato **tiene como objeto realizar los estudios y la ingeniería de diseño, especificaciones y proyectos de obra y la preparación de la documentación** para la autorización del dismantelamiento de la central nuclear de Almaraz. Dicho contrato está valorado en unos 28 millones de euros.

Almaraz es el pistoletazo de salida del apagón nuclear español. Su primer reactor **tiene que desconectarse en noviembre de 2027** mientras que el segundo de los reactores lo hará en octubre de 2028.

Enresa se prepara para iniciar ya los trabajos de ingeniería que tienen que ser aprobados luego por el Consejo de Seguridad Nuclear y dar el visto bueno al dismantelamiento de la central. **En los próximos meses se tomará la decisión** y será cuando se vaya preparando la documentación necesaria para apagar dicha central, algo que no se puede hacer de la noche a la mañana.

Oposición

El Gobierno se ha mantenido fuerte en su decisión y a pesar de la crisis de suministro energético que ha vivido Europa en los últimos años, **ha decidido mantener el calendario de cierre de las nucleares**. Y eso que se ha encontrado una gran oposición, tanto por parte de partidos políticos como el Partido Popular y Vox como del Foro Nuclear, **la Diputación de Cáceres y las localidades aledañas.**

"No podemos permitirnos una decisión que es totalmente lesiva, no sólo para **Extremadura**, sino que es letal para los municipios del entorno de la central nuclear de Almaraz, además de ir en contra de la estrategia europea en materia energética" afirmó Cristina Teniente, diputada por Cáceres del Partido Popular. "Tenemos que decir basta y tenemos que decir y apelar al **PSOE** a que deje las contradicciones y nos pongamos a trabajar para la continuidad, para la moratoria de lo que es la mayor industria de Extremadura y que además supone 800 puestos de trabajo directo y casi 3.000 indirectos que es el motor de la zona, que es el motor de la comarca y que significaría un daño enorme para nuestra región", continuó la diputada.

Guillermo Mariscal, coordinador de la Ponencia del Congreso de los Diputados encargada de las relaciones con el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), defendió que "ni se puede ni se debe cerrar, porque **pone en riesgo no solamente la economía local, no solamente el desarrollo social de esta región, de esta comarca, sino además la estabilidad del sistema eléctrico español**".

Por su parte, el eurodiputado de Vox, Jorge Buxadé, indicó que Vox "va a **oponerse**" al cierre de la central nuclear de Almaraz "y "va a utilizar todos los medios que tengamos a nuestro alcance para intentar poner fin al plan de desmantelamiento de las centrales nucleares".

En este marco, cabe recordar que la Junta de Extremadura ha presentado alegaciones al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para que se mantenga la energía nuclear.

9.- Dos claves para un futuro bajo en carbono: la revolución digital y la electricidad.

energías-renovables.com, 25 de junio de 2024.

A la hora de imaginar un futuro sin emisiones, muchas personas visualizan turbinas eólicas, paneles solares y presas hidroeléctricas. Sin embargo, conforme avanza la tecnología en la generación renovable, el foco se está centrando en el reto que supone la distribución de esta energía a gran escala, hacia las ciudades, las industrias y los hogares de todo el mundo. Frente a este reto, hay dos factores fundamentales: la electrificación y la digitalización.



La **electrificación** se perfila como la columna vertebral de la infraestructura energética del mañana, al ser el canal óptimo para la transmisión de energías renovables. Es, con diferencia, la forma más eficiente de energía y el mejor vector para la descarbonización. También jugarán un rol importante los sistemas eléctricos más modernos, como los motores eléctricos y las bombas de calor, ya que resultan mucho más eficientes que su "competencia" basada en energías fósiles.

En paralelo, la **digitalización** es el complemento perfecto, ya que potencia la eficiencia, la resiliencia y la accesibilidad en la distribución de energía renovable. La digitalización nos permite hacer visible lo invisible, permitiendo así una gestión energética inteligente y la eliminación del desperdicio energético.

La implementación de la Electricidad 4.0

En el centro de esta transformación se encuentra el concepto de Electricidad 4.0, que describe cómo la inteligencia artificial y los sensores conectados están multiplicando un impacto positivo en los procesos de todos los sectores e industrias. Si el concepto "Industria 4.0" hace referencia a la inteligencia artificial y a los sensores conectados que están multiplicando el impacto de la electrónica en los procesos industriales, la "Electricidad 4.0" describe cómo estas tecnologías –combinadas con la electricidad– pueden ayudar al mundo en la transición energética.

Redes locales "empoderadas"

Un ejemplo emblemático de Electricidad 4.0 sería la red inteligente, es decir, una infraestructura eléctrica completamente digitalizada que tiene la flexibilidad y el control para incorporar fuentes de energía intermitentes, como la solar y la eólica, equilibrando el suministro y la demanda de energía, y maximizando la resiliencia del sistema. Estas redes permiten que individuos y organizaciones se conviertan en “prosumidores”, produciendo y consumiendo energía de la red.

Las redes energéticas del mundo se encuentran en distintos estados de digitalización, y la mayoría siguen funcionando principalmente con combustibles fósiles. Mientras tanto, muchas organizaciones buscan ahora un suministro de energía amplio, estable y limpio. Están recurriendo a las microgrids, redes autosuficientes que suministran electricidad a los clientes a través de fuentes como la solar, la eólica o las baterías.

La mayoría de las microgrids pueden tomar energía de la red centralizada o suministrársela. Están alimentadas por un controlador inteligente que ajusta este flujo de energía en función de las previsiones meteorológicas u otros factores, para minimizar los costes o maximizar el uso de energía verde. Y lo que es igual de importante, las microgrids pueden desconectarse de la red centralizada y suministrar energía de forma independiente cuando la red general está bajo tensión.

La visibilidad que proporciona la digitalización

La digitalización permite entender en tiempo real exactamente cómo se está utilizando la energía en toda la organización, y cuantificar lo que antes no podíamos ver, como el enorme potencial de eficiencia. Ahora podemos digitalizar cada activo de una instalación para identificar dónde se está produciendo un desperdicio de energía o qué equipo produce más emisiones de carbono.

En este sentido, la plataforma [EcoStruxure™ de Schneider Electric](#) emplea sensores para monitorizar todo tipo de activos, permitiendo una gestión energética más eficiente y sostenible. Además, la información sobre el uso de energía que recopila se convierte en parte de una solución impulsada por IA, que ayuda a los responsables a decidir qué inversiones en energía y eficiencia producen los mayores retornos.

Dar el primer paso para modernizar una empresa puede parecer una tarea descomunal, especialmente cuando implica cambiar fuentes de energía, proveedores, o actualizar activos. Pero en España, gracias a las ayudas y debido a la volatilidad de los precios, estamos en un momento perfecto para invertir en soluciones como las microgrids. Además, hay modelos como el de Energy-as-a Service que permite implementarlas con un coste mínimo.

Un ejemplo de este modelo se encuentra en la fábrica de Puente La Reina (Navarra) de Schneider Electric, en el que se ha instalado una microgrid as-a-service junto con Acciona. Es una de las primeras en España y la primera en una fábrica española. Cuenta con 817 kWp en paneles solares instalados en toda la cubierta de la fábrica que cargan 135 kWh en baterías que alimentan la planta, todo ello controlados mediante el software EcoStruxure EMA de Schneider Electric. De esta manera, se consigue la máxima autonomía energética de la fábrica y se optimiza el consumo de red, con la consiguiente reducción de costes energéticos y de la huella de carbono.

La digitalización también está reduciendo las barreras de entrada a la energía renovable para pequeñas y medianas empresas, facilitando soluciones digitales como el software de sostenibilidad Zeigo, adquirido recientemente por Schneider Electric. Zeigo permite a las empresas europeas comprar energía renovable directamente de los desarrolladores y calcular su huella de carbono.

Al combinar electricidad y digitalización, Schneider Electric no solo está ayudando a las empresas a alcanzar sus objetivos de sostenibilidad y resiliencia, sino que también está apoyando la transición energética urgente hacia un futuro más sostenible.

10.- Naturgy se recompone tras rozar mínimos anuales por el fracaso de la opa.

finanzas.com, 26 de junio de 2024.

Naturgy estabiliza las caídas en los 20€ mientras las casas de análisis destacan la oportunidad para entrar en la gasista tras las caídas por el fracaso de la opa.

Las acciones de **Naturgy** rozaron los mínimos anuales en el filo de los 20 euros, una caída que se aceleró tras **fracasar la opa que preparaban Critería y el fondo Taqa**.

Además, la compañía sufrió otro impacto sobre el parqué por culpa de **la querrela que la Audiencia Nacional admitió a trámite** por un supuesto delito sobre el mercado y los consumidores, aunque Naturgy negó las acusaciones.

La consecuencia es que los títulos de la cotizada retrocedieron hasta el soporte de los 20 euros y se quedaron a un paso de los mínimos anuales en los 19,25 euros, frente a los 27 euros que manejaba el mercado para la opa.

La **participada de CriteríaCaixa** encajó de esta forma un desplome de casi el 20 por ciento en menos de dos semanas, canalizando el sentimiento negativo tras venirse abajo la opa, y que se vio amplificado por el escaso *free float* (capital de libre circulación) con el que cotiza en el IBEX 35.

No obstante, tras amainar la tormenta, Naturgy aguantó bien el soporte de los 20 euros y podría ofrecer una buena oportunidad de entrada aprovechando la caída del precio, según los analistas consultados por finanzas.com.

Opa a Naturgy: estas son las implicaciones para el sector energético del IBEX 35

Demasiado castigo para Naturgy

Los inversores esperaban una reacción negativa, pero no de este calado, teniendo en cuenta que el sector ha rebotado más de un 4 por ciento en las mismas fechas.

Además, CriteríaCaixa, el mayor accionista de Naturgy, explorará nuevas alternativas en busca de inversores para diseñar un plan de expansión a largo plazo, según avanzó Bloomberg.

A largo plazo, la estabilidad accionarial es un importante catalizador para Naturgy, en la medida en que puede traducirse en un incremento del *free float*, según explicó UBS. Desde que IFM entró en la compañía con una opa parcial, la liquidez ha ido menguando, lo que hizo que Naturgy saliera de varios índices MSCI y soportara mayor presión bajista.

No obstante, tras amainar la tormenta, en el mercado existe la sensación de que el castigo encajado por la compañía no guarda relación ni con sus fundamentales, ni con la evolución del sector.

“Tras esta excesiva penalización vemos una oportunidad de entrada”, apuntaron los analistas de Bankinter, tras recordar que la acción se encuentra **en niveles similares al 16 de abril, cuando trascendieron los rumores de opa** y cambiar su recomendación hasta comprar.

El dividendo, gran atractivo de Naturgy

Más allá de la estabilidad accionarial, el otro gran atractivo de Naturgy es el dividendo. La compañía ha colocado un suelo de 1,4 euros por título, lo que arroja una rentabilidad en torno al 7 por ciento, frente a la horquilla del 5-5,5 por ciento de sus comparables.

Se trata de un dividendo “atractivo”, que la compañía está en posición de mantener, dado que solo necesita conservar la calificación de su deuda en triple ‘B’, según explicó a finanzas.com **Víctor Peiro**, director de análisis en GVC Gaesco.

Este experto también acaba de elevar su recomendación hasta comprar, al considerar que el descuento al que cotiza la gasista (7,5 veces la ratio EV/ebitda 2023-2025) es muy bajo respecto al sector, teniendo en cuenta “los progresos en renovables que está haciendo la compañía”.

El hecho de que se haya frustrado la opa no es tan preocupante, ya que como recordó Peiro, CriteriaCaixa “el primer punto de su estrategia es buscar valor para Naturgy”.

Esta la vía para estabilizar el accionariado y acabar con el principal factor que está penalizando al grupo y que restringe la liquidez.

Naturgy necesita validar el rebote

Desde el punto de vista técnico, Naturgy aguantó el soporte en la base del rango lateral definida entre los 19 y los 21 euros.

Para validar el intento de rebote, el valor tendría que superar los 21,5 euros, lo que abriría la vida para cerrar el hueco que ha dejado en los 22 euros, dijo **Josep Codina**, director de análisis de la revista Inversión.

Si no lo consigue, el riesgo es que desarrolle una estructura de continuación bajista para ir a buscar los mínimos anuales en los 19,25 euros.

Más arriba, el objetivo estaría en los 24,5 euros, con resistencias intermedias en los 22,2 y en los 23 euros. En opinión de Eduardo Faus, analista en Renta 4 Banco, los excesos en los indicadores sugieren “una oportunidad” en la zona de soporte de entre los 19 y los 21 euros.

11.- El mercado se ceba con Naturgy.

hispaniad.com, 25 de junio de 2024.

La compañía pierde cerca de un 17% (algo más de 4 euros) desde que se frustró la Opa de Taqa y Criteria, hace quince días, y cotiza en los 20,76 euros.



Castigo rotundo el que sufre la cotización de **Naturgy** desde que **Taqa y Criteria** rompieran negociaciones para comprar, a CVC y GIP, la parte del capital que controlan en la energética, hace ahora un par de semanas.

La acción se hundió esa jornada un 15% y sigue sin levantar cabeza. Se ha dejado por el camino cerca de un 17%, algo más de cuatro euros por acción, y ha pasado de los **24,86 euros** que valía el pasado 10 junio cuando se supo la noticia, a los **20,76 euros** actuales.

“La penalización ha sido excesiva tras el fracaso de la opa de Taqa”, señala los **analistas de Bankinter** que siguen confiando

en la empresa...”la **rentabilidad por dividendo** es alta (cerca del 7%) y los múltiplos de valoración atractivos”, así que, “Naturgy nos parece una oportunidad de compra”.

No hay mal que por bien no venga, entonces, porque la compañía que preside **Francisco Reynés** se encuentra en la actualidad en un nivel similar al día anterior en el que saltaron los rumores de OPA (12 de abril). “En este mismo periodo el **Ibex** ha subido un 5%, el precio del gas un 12%, y otras utilities entre 10% (Endesa) y 8% (Iberdrola). Es previsible esperar que corrija este gap de evolución relativa en próximas sesiones”, explican los expertos de la entidad.

GIP entró en Naturgy en 2016 y CVC en 2017 y ya han cubierto, con creces, el periodo habitual de maduración que suelen aplicar estos fondos a sus inversiones para rotar activos

El **precio objetivo** estimado es de 23,60 euros por acción, más bajo que el establecido por el consenso del mercado y que recoge **Bloomberg**: 24,05 euros con un potencial alcista durante los próximos meses del 15% que no sería suficiente para borrar las pérdidas que la compañía arrastra desde el inicio del año superiores al 23%.

Su capitalización pierde en este semestre 6.200 millones y se coloca por debajo de los 20.000.

Y aunque la causa de todo esto hay que buscarla, en parte, y según **Joaquín Robles** de **XTB** en la caída de los precios energéticos y los altos tipos de interés, la mayor debilidad Naturgy ha sido la incertidumbre relacionada con su accionariado. “Los cuatro principales accionistas poseen más del 80% de las acciones, esto ha provocado que el capital flotante de la compañía cayera hasta el 12%, lo que supuso su exclusión de índices globales como el **MSCI World**. Además, esta circunstancia puede generar una menor liquidez, lo que se traduce en una mayor volatilidad. También afectan las desavenencias entre la dirección que están retrasando el cumplimiento de su plan estratégico y ha paralizado su proyecto Géminis que tenía como objetivo dividir la compañía entre las infraestructuras reguladas y los negocios liberalizados”.

Aspectos negativos que también destacan desde Bankinter, cuyo equipo de análisis pone el foco en el **fracaso del Opa** y la incertidumbre que rodea a la operación.

Tras casi dos meses de negociaciones, Taqa se retiraba de la oferta conjunta con Critería sobre Naturgy. Tres factores obstaculizaron la compra: el precio ya que, en las negociaciones con **CVC y GIP**, se barajaba una horquilla de entre 25 y 30 euros por acción, con una probabilidad muy alta de que quedara en un punto intermedio, en el entorno de los 27 euros. Pero, al parecer, los vendedores exigían que no se descontase el **dividendo** del precio de la opa si la tramitación de la operación se prolongaba durante meses.

El segundo factor en contra fueron los detalles del acuerdo de cogestión con Caixa, es decir, el denominado pacto **parasocial de gobierno corporativo** por el que Taqa exigía un mayor control sobre Naturgy.

El tercer factor, y último, han sido las posibles **derivadas geopolíticas** de la entrada de Taqa en el accionariado. “Se veía como una potencial fuente de tensiones, dado que el principal proveedor de la gasista española es Argelia, país que mantiene diferencias sustanciales con el régimen saudí”, apuntan los expertos consultados.

La capitalización de la compañía pierde en este semestre 6.200 millones y se coloca por debajo de los 20.000

Y, ¿qué puede pasar ahora? “De momento”, opinan los analistas de la entidad naranja, “**BlackRock** se ha mostrado dispuesto a seguir con el proceso de venta cuando aparezca una nueva oportunidad. BlackRock está en proceso de adquisición y fusión con el fondo GIP (Global Infrastructure Partners)”.

GIP es uno de los tres mayores accionistas de Naturgy. **Critería (Fundación Caixa) es el primero** y tiene el 26,708%, le sigue el fondo **CVC** que controla el 20,7% del capital a través de la sociedad Rioja (compartida con **Corporación Financiera Alba**, es decir, con la familia March); tras CVC, hasta hace poco estaba el fondo de infraestructuras estadounidense **Global Infrastructure Partners (GIP)** con un 20,6%, que ha sido comprado por **BlackRock**, que, a la sazón, tenía un 0,92% de la energética: así, el fondo colonizador del Ibex que surgió en 1988 y dirige **Larry Fink** eleva su participación al 21,52%; le sigue el fondo australiano **IFM**, con un 15,010% del capital y con **Jaime Siles** llevando sus riendas en España.

IFM lanzó una opa el 26 de enero de 2021 pero fracasó en sus aspiraciones. Ahora, parece que ha vuelto a la carga y maniobra con la posibilidad de hacerse con el control de Naturgy. Además, se muestra dispuesto a colaborar con Critería para **rediseñar la energética** y reordenar su accionariado.

La mayor debilidad Naturgy es la incertidumbre sobre su accionariado. Los cuatro de referencia poseen más del 80% de los títulos y esto ha provocado que el capital flotante de la compañía cayera hasta el 12%

No hay que olvidar que cuenta con el apoyo del Gobierno, en concreto, de la vicepresidenta tercera, **Teresa Ribera**.

Volviendo a los accionistas, GIP entró en Naturgy en 2016 y CVC en 2017 y ya han cubierto, con creces, el periodo habitual de maduración que suelen aplicar estos fondos a sus inversiones para **rotar activos**. Ambos están a la espera de que se abra una nueva oportunidad para... salir pitando. El precio al que estaban dispuestos a vender (muy superior al que actualmente tiene Naturgy), se situaba en el entorno de los **27,00 euros por acción**.

Critería, por su parte, ha declarado que seguirá explorando otras opciones al margen de Taqa, con un objetivo a largo plazo de crecimiento.” No es descartable”, apuntan desde Bankinter, “que busque otro socio y que, como principal accionista, impulse la realización de un nuevo **Plan Estratégico**”.

12.- La Audiencia Nacional admite querrela contra Naturgy por subir precios desde la central de Sabón.

eleconomista.es, 21 de junio de 2024.

- **La eléctrica niega las acusaciones y anuncia que realizará todas las actuaciones procesales precisas para demostrar que cumple con la ley.**

La Audiencia Nacional ha admitido a trámite la **querrela presentada por la Fiscalía contra Naturgy Generación SLU** por un presunto delito relativo al mercado y los consumidores por incrementar los precios de producción energética en su central térmica de ciclo combinado de Sabón 3, en el municipio de Arteixo (A Coruña), desde marzo de 2019 a diciembre de 2020.



En un auto del magistrado José Luis Calama se indica que esa querrela de la Fiscalía tiene su origen en una **denuncia presentada por la Asociación de Consumidores Facua**, que a su vez hacía referencia a una sanción de 6 millones de euros que, el 20 de julio de 2023, impuso la CNMC a la compañía por la realización de ofertas a precios excesivos al mercado de restricciones técnicas para la manipulación del precio de los servicios de ajuste.

El Ministerio Público explicaba que las diligencias practicadas habían revelado -a su juicio- que la compañía "abusó de su posición dominante en el mercado eléctrico de ajustes técnicos". Y lo hizo, señalaba la Fiscalía, "adoptando, de modo consciente y deliberado, una **estrategia de ofertas a precios no equitativos** y muy por encima de los resultantes de entornos de mayor competencia.

Con ello la eléctrica obtuvo un **beneficio injustificado de 43,2 millones**, que generó un sobrecoste para las entidades comercializadoras y consumidores. El Ministerio Fiscal consideraba que la compañía pudo incurrir en un delito relativo al mercado y a los consumidores al haberse ocasionado "un perjuicio ilícito" para los derechos e intereses de los consumidores y usuarios del sector eléctrico.

Desde Naturgy niegan haber manipulado "nunca" el precio del mercado eléctrico, y recuerdan que **el Supremo le ha autorizado recientemente a cerrar diez de sus plantas de generación**, tal y como había solicitado la propia Naturgy por no resultarle rentable actuar en ese mercado. En concreto, apuntan a que en el periodo investigado por la CNMC, la central de Sabón registró pérdidas.

Asimismo, la compañía anunció que realizará "todas las actuaciones procesales precisas" para demostrar que siempre ha actuado con pleno respeto a la legislación. "La querrela se basa en un **expediente sancionador previo de la CNMC**, que se encuentra recurrido por Naturgy ante la Audiencia Nacional, y por tanto, a día de hoy, no es firme", aseguran.

Órgano de administración

La compañía afirma que, "dentro de su compromiso de aportar tranquilidad a sus clientes", ha lanzado en los últimos años toda una serie de tarifas competitivas. En concreto, se refirió a 2021 cuando se adelantó a través de su iniciativa '**Compromiso Luz**' a 65 euros/MWh por tres años, destinada a mitigar la fuerte escalada en el mercado eléctrico. Además, destaca que abarató el año pasado la factura energética más de un 30% a más de 1,5 millones de clientes en una acción muy similar.

El juez explica en su auto que su decisión es recurrible en reforma ante el propio juez y en apelación ante la Sala, y que en esta fase preliminar y sin perjuicio de ulterior tipificación, los hechos revisten caracteres de delito, por lo que procede su admisión a trámite. Como primera diligencia se ha requerido a Naturgy el **organigrama** del órgano de administración de la sociedad desde marzo de 2019 hasta hoy, con indicación de las personas que lo han integrado.

13.- Las redes de transporte eléctrico, claves para la electrificación de la movilidad en el arco mediterráneo.

epe.es, 26 de junio de 2024.

La transición hacia una descarbonización del modelo energético en el arco mediterráneo español, imprescindible para cumplir con los objetivos climáticos de nuestro país, requiere de un papel protagonista de las redes de transporte eléctrico.



Estas son necesarias en un doble sentido: para la conexión de la nueva generación de energías renovables y para atender las nuevas demandas eléctricas que provoca el propio cambio de modelo. Así lo puso de manifiesto la **delegada de Redeia en la Región Este, Maite Vela**, en su participación en el **Consejo de Valencia del Foro Económico y Social del Mediterráneo**, dedicado a las redes de movilidad.

El reto es complejo y cuenta con una dimensión adicional relacionada con el tiempo, según Vela, dada la importancia de **“garantizar que las inversiones en infraestructuras eléctricas necesarias para los proyectos de electrificación del transporte se acompañen a los tiempos de desarrollo de los mismos”**, desde los corredores ferroviarios a la electrificación de puertos marítimos o la penetración del vehículo eléctrico. El objetivo: que el calendario no se convierta en un cuello de botella en la transición. En este punto, junto a la planificación de las infraestructuras, juegan un papel relevante tanto la agilización de las tramitaciones administrativas como la aceptación social de las instalaciones, esencial para generar un valor local positivo en cada caso.

El contexto de partida está a la vista: **asistimos a un cambio tan rápido como significativo en las tecnologías de generación**. La previsión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el año 2030 pasa por tener instalados 62 GW de eólica y 76 GW de fotovoltaica en España, lo que equivale a instalar algo más de 7 GW anuales de fotovoltaica y unos 4 GW al año de eólica hasta ese año. Como explicó Vela, en este contexto **“Red Eléctrica tiene como misión asegurar la viabilidad de este cambio, manteniendo siempre la seguridad y calidad del suministro eléctrico”**. Al otro lado de la balanza, el de la demanda eléctrica, el PNIEC también estima un avance relevante en la electrificación de la economía española en la presente década, siendo además uno de los vectores determinantes de la descarbonización, con un crecimiento de 10 puntos para alcanzar el 34% en 2030. Y para hacerlo posible, se calcula que requiera un 12% del esfuerzo inversor total de la década.

La entrada en escena de nuevos consumidores vinculados a dichas demandas energéticas es, sin duda, una pieza clave del puzle, esencial para que realmente la electricidad ejerza **“como vector capaz de transformar energías limpias y autóctonas y ponerlas a disposición de usos actuales y futuros, entre ellos, el transporte”**, según argumenta Maite Vela. Los tractores de esta progresión son tres: por un lado, la electrificación de la red ferroviaria, con el desarrollo de la alta velocidad. En segundo lugar, la de los puertos, contribuyendo a acercar al tráfico marítimo al escenario de cero emisiones. El tercer factor es el vehículo eléctrico, para el que en el plan nacional calcula un parque móvil de 5,5 millones de unidades en 2030, elevando un 10% el objetivo anterior. Estos tres grupos de nuevos consumidores **“van a ser clave para el aumento de la eficiencia energética, al ser los consumos electrificados mucho más eficientes que los de los vectores basados en combustibles”**, según Vela.

Obviamente, el crecimiento de la capacidad de las redes deviene una viga maestra sobre la que se apoyan estas previsiones.



El nuevo escenario exige importantes refuerzos para transmitir los flujos de electricidad, así como para robustecer su fiabilidad y seguridad. Así, solo el desarrollo de redes de transporte y distribución acapara el 18% de la inversión total prevista hasta 2030 por el PNIEC para alcanzar los objetivos climáticos. Si se abre el foco a escala continental, la Comisión Europea estima en 584.000 millones de euros las necesidades para el mismo periodo en su Plan de Acción de Redes. Y a nivel global, la International Energy Agency (IEA) aventuraba en un reciente informe que habría que duplicar la inversión en redes eléctricas para 2040.

EL ESFUERZO DE RED ELÉCTRICA

En términos nacionales, **Red Eléctrica está plenamente alineada con esta orientación**. El operador del sistema eléctrico español, gestor de la red de transporte de energía eléctrica en alta tensión -400 kV y 220 kV en la Península y menores niveles de tensión en los archipiélagos, así como responsable de las interconexiones internacionales y entre sistemas eléctricos, está llevando a sus máximos históricos el esfuerzo inversor de nuestra compañía: **“en 2023 las inversiones fueron de 825 millones de euros, un 55% más que en 2022. Esta cifra ascenderá a los 1000 millones en este año y la tendencia continuará en los siguientes”**, como afirma la delegada de la Región Este de Redeia, Maite Vela.

En una etapa de crecimiento y transición como la anunciada, que **tiene como puerto de destino un mayor grado de electrificación de la sociedad, se hace imprescindible “elevar, si cabe, la importancia de la seguridad de suministro eléctrico”**, lo que añade relevancia tanto a un adecuado diseño de las redes como a la ejecución en plazo de las infraestructuras identificadas como necesarias en el plan de desarrollo de la red de transporte.



Por todo ello, la electrificación del transporte en el arco mediterráneo es un punto relevante de la planificación vigente para el desarrollo de la red de transporte eléctrico 2021-2026, aprobada por el Gobierno en marzo de 2022. En ella se contempla la alimentación de las subestaciones de tracción de los ejes ferroviarios Madrid-Albacete-Alicante-Valencia, Murcia-Almería y Murcia-Cartagena, Alicante-Crevillente y el corredor Zaragoza-Teruel-Sagunto. Y el nuevo proceso de Planificación, con horizonte 2030, se encuentra en fase de estudio e incorporará nuevas posibles acciones con el mismo propósito.

14.- Madrid instalará 971 MW de potencia hasta 2028 y resuelve la emergencia energética de Canarias.

canarias7.es, 26 de junio de 2024.

La potencia prevista en el concurso es el 60% de los 1.600 MW que son necesarios, pero al menos, reduce el riesgo de apagones. Desde que se publique en el BOE, en unos días, las empresas tendrán dos meses para presentar ofertas.

Canarias inició este miércoles el camino para resolver una de sus grandes problemas: el déficit de potencia eléctrica que amenaza con un posible apagón en cualquiera de las islas con las consecuencias que esto implicaría para turistas, empresas y residentes.



El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) convocó hoy por fin y tras más de diez años de retrasos el concurso de concurrencia competitiva necesario para cubrir el déficit de potencia que tiene el archipiélago y que asciende ya a 1.600 MW. Por ahora, en la resolución convocada por el Ministerio para el conjunto de los sistemas eléctricos extrapeninsulares (además de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla) **se implementarán 971 MW en las islas hasta 2028, lo que supone el 60% de las necesidades reales de las islas**. No cubre la totalidad del déficit de potencia, pero sí resuelve parte del problema y reduce de forma abultada el riesgo de apagones.

Además, según consta en la resolución del Miteco, el Gobierno está **abierto a adjudicar un mayor volumen** de potencia de esos 971 MW convocados, pero siempre y cuando los costes que planteen las ofertas sean más bajos. Fuentes del sector apuntan a que a este concurso de concurrencia competitiva seguirán más para cubrir el total de las necesidades

El concurso está abierto a todas las empresas incluida Endesa, que desde 2013 no ha podido renovar sus equipos en función de una ley que se lo prohibía por tener el 40% de la generación.

Las empresas dispondrán de **dos meses para presentar proyectos** desde que se publique el concurso en el BOE (previsto en los próximos días) y después en seis meses se hará la presentación y revisión.

Por islas se instalarán 330 MW en Gran Canaria, 370 en Tenerife, 215 MW en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura (las dos islas están interconectadas), 44 MW en La Palma, 5,5 en La Gomera, 6,5 MW en El Hierro.

La previsión es que esta potencia esté instalada de aquí a 2028, hasta llegar a esa fecha habrán entrado ya en escena y estarán operando los equipos adjudicados a principios de mayo por valor de 155,2 MW y dentro del llamado concurso exprés o antiapagones a las empresas Disa y Sampol, que ya están trabajando en ello. Además, el Gobierno no descarta convocar en las próximas semanas otros 70 MW de forma urgente para evitar sustos en los próximos meses.

Los 971 MW del concurso **se sustentará en centrales térmicas**, si bien desde el Miteco se valorarán en mayor medida las propuestas con soluciones más limpias, como recoge la resolución. Será energía térmica **pero generada con combustibles más limpios** como gas y con biometano o metanol, entre otros.

Entre otras limitaciones medioambientales que fija la resolución, las empresas que quieran concurrir está el que no se pueden instalar grupos de generación con emisiones superiores a 550 grCO₂/KWh, al fin de reducir las emisiones. El objetivo es **avanzar hacia la descarbonización de Canarias**.

Criterios objetivos con papel clave para REE

Además, se valorarán en mayor medida las ofertas según las **ubicaciones previstas**. Así, según incluye la resolución, en Gran Canaria la ubicación preferente es la GC1, que incluye Las Palmas de Gran Canaria, Arucas, Firgas, Moya, Santa María de Guía, Gáldar y Agaete. En Tenerife, por su parte, las áreas prioritarias será la denominada TF1, que incluye Candelaria, El Rojario, Santa Cruz de Tenerife, La Laguna, Tegueste, Tacoronte, El Sauzal, La Matanza, La Victoria y Santa Úrsula, entre otros. Se trata de diversificar las zonas de producción actuales para asegura el suministro, según indicó este miércoles el consejero de Transición Ecológica del Gobierno de Canarias, Mariano Hernández Zapata.

También puntuará en mayor medida los equipos con potencia entre 15 y 30 MW y contarán con cinco puntos más las propuestas que incluyan el **arranque autónomo**, con el objetivo de que los equipos sean los más flexibles posibles. «Se priorizan grupos más pequeños y flexibles para garantizar la seguridad», indicó Zapata. La resolución del Ministerio exige unas **garantías elevadas** que provocarán que sean muy solventes las empresas que entren, ya que deberán aportar el 2% de la inversión prevista en los grupos.

El concurso convocado por el Miteco establece criterios objetivos, pero luego da un **papel clave a REE**, que serán quien elaborará un informe final y determinará qué ofertas son aceptadas.

Satisfacción en el Ejecutivo canario

El consejero de Transición Ecológica del Gobierno de Canarias, Mariano Hernández Zapata, destacó este miércoles que en menos de un año, el Gobierno ha agilizado un proceso estancado desde 2013 y se consigue este **logro histórico** con trabajo consensuado dejando al margen colores políticos para garantizar el suministro de todos los canarios.

Destaca además que estas medidas garantizan una mayor seguridad del sistema eléctrico, previniendo apagones y avanzando en la transición energética con una mayor penetración de renovables. «Un logro significativo de este Gobierno y esta Consejería, **demonstrando capacidad para gestionar** y resolver problemas críticos del sistema eléctrico de Canarias que otros no han sabido subsanar », indicó.

El vicepresidente del Gobierno, Manuel Domínguez, califica este anuncio de «un gran hito por el que Canarias llevaba esperando más de diez años», y que supondrá «un avance crucial para la renovación de nuestra infraestructura de generación eléctrica». Asimismo quiso destacar que este hecho histórico «ha sido un logro de este Gobierno y no de otros».

H. Zapata, destacó el intenso trabajo de coordinación y colaboración en todo momento desde la Consejería de Transición Ecológica y Energía con el Ministerio, y recordó que **«hemos trabajado incansablemente para asegurar que nuestras necesidades energéticas sean atendidas** para poder avanzar hacia un futuro más verde y sostenible».

Por otro lado, el consejero explicó que con este concurso se dará además un impulso importante a la penetración de renovables, ya que, en el caso de los nuevos grupos de generación «se requerirá que estos sean más pequeños y flexibles que los actuales, permitiendo una mayor integración de las energías renovables en el sistema».

En este punto, el consejero valoró también que se hayan incluido parte de las alegaciones iniciales planteadas por el Ejecutivo Regional, enfocadas en una mayor valoración de proyectos que faciliten el proceso de descarbonización de Canarias. «Se premiará con mayor puntuación a los proyectos que presenten combustibles renovables, donde las instalaciones tendrán un límite máximo de emisiones de CO2 y además se tendrán en cuenta los criterios de ubicación de las instalaciones, primando esos grupos de menor tamaño y más flexibles», destacó.

Unos criterios que atienden a la minimización de costes para el sistema eléctrico y al fomento de la eficiencia.

15.- Naturgy activa su tercera planta de biometano en España con una capacidad de 12 GWh al año.

eleconomista.es, 26 de junio de 2024.

- **Tras la puesta a punto de Vila-Sana la gasista suma 29GWh anuales de producción.**
- **Viviendas y empresas lo podrán consumir a través de Nedgia.**



Naturgy ha activado su tercera planta de biometano en España. La nueva central operada por la firma que dirige Francisco Reynés se ubica en la explotación ganadera de **Porgaporcs**, en el municipio de **Vila-Sana** (Lleida). La instalación **producirá anualmente cerca de 12 GWh/año** de gas renovable que será inyectado en la **red de Nedgia**, la distribuidora de gas natural del grupo, para su consumo directo por parte de viviendas y empresas.

Tras la puesta a punto de la planta de Vila-Sana, Naturgy **suma 29 GWh anuales de capacidad de producción** de gas renovable, una cantidad equivalente al consumo de gas de unos 6.000 hogares. Además, se espera que evite la emisión a la atmósfera de 2.450 toneladas equivalentes de CO2 al año.

Este gas renovable, obtenido a partir del tratamiento de **residuos de distinta naturaleza**, reúne las condiciones técnicas para circular por la red de distribución de gas y consumirse a nivel residencial, **ya que su uso es compatible con las calderas domésticas**. "El gas renovable tiene un papel fundamental en la descarbonización del sector energético y, especialmente, de **consumos domésticos como la calefacción**", explica José Luis Gil, director general de Gases Renovables de Naturgy.

Esta compatibilidad convierte al biometano permite a los hogares reducir sus emisiones **sin realizar ningún tipo de inversión**, detalla Raúl Suárez, consejero delegado de Nedgia. "Sin gases renovables no podremos completar la transición energética", destaca.

España es el tercer país europeo con mayor potencial de producción de biometano, aunque sus cifras actuales de producción están **"muy por debajo de países comparables como Francia o Dinamarca"**, explican desde Naturgy. Según un estudio realizado por Sedigas, la patronal del sector gasista, España dispone de una capacidad total de producción de biometano de **163 TWh**, lo que permitiría cubrir alrededor del 45% de la demanda nacional actual de gas natural de aprovecharse al completo.

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

- 1.- **España sigue liderando en energía renovable frente a retos económicos y de infraestructura.**
- 2.- **Energía eólica onshore: el papel crucial de los meteorólogos en el sector energético.**
- 3.- **España y Francia se reparten a partes iguales el accionariado inicial de futuro hidroduto BarMar.**
- 4.- **BBVA colaborará con la compañía Malta en un proyecto de almacenamiento de energía.**
- 5.- **Inteligencia Artificial y la promesa de reducir costos de electricidad.**
- 6.- **Firetrace International destaca los riesgos de incendio de las baterías en los proyectos híbridos.**
- 7.- **Alemania, Reino Unido, Irlanda y Polonia son los mercados más favorables al almacenamiento en Europa.**
- 8.- **Detectado en el Mediterráneo el neutrino más energético del universo.**
- 9.- **España activa el plan para traer de Francia sus residuos nucleares con más de una década de retraso.**

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_Nucleon + SIE_Acciona Energía

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

siempre adelante