Sindicato Independiente de la Energía

desde 1977,
manteniendo
nuestra esencia

Empresa, Empleo, Trabajo, Personas,...
Igualdad, Solidaridad, Conciliación,...
Formación, Cometencias, Desarrollo,...
Salud, Seguridad, Protección,...
Negociación Colectiva, Pensiones,...
Problemas, Propuestas, Soluciones,...
Alternativas, Garantías,... FUTURO

Francisco Reynés demuestra con Naturgy cómo comerse el elefante rosa

merca2.es
26/04/2019

El coaching me aburre soberanamente y así lo he manifestado en varias ocasiones.
(No necesitas un coach, necesitas un puñetazo)

Pero siento que debo recurrir a hablar de coaching para especificar la sorprendente realidad que hoy nos encontramos en Naturgy, una de las últimas compañías industriales del país. A algunos de nosotros nos cuesta reconocer ahora mismo hasta su propio nombre, seré un nostálgico, pero para mí, Naturgy sigue siendo el Gas Natural de toda la vida. No es sólo su nomenclatura, **nadie reconoce en la actual gestión el ejemplo que dieron CaixaBank y Repsol para hacer crecer una compañía** que ha cambiado de estrategia tanto como de accionistas.

A los que en alguna ocasión hayan malgastado algo de su tiempo (y de su dinero) con un coach motivacional les sonará la historia del Elefante Rosa. Es de primero de gurú-coach motivacional.

NATURGY: ¿CÓMO TE COMERÍAS UN ELEFANTE ROSA?

La única respuesta lógica es la evidente: **poquito a poco.**

Tras tan *asombrosa revelación*, el coach te podría desarrollar -previo pago- y durante una hora, una estrafalaria teoría que indica que el elefante representa los problemas y las tareas pesadas. Que necesitas tiempo y tranquilidad para poder afrontarlos, ya que si no son de imposible digestión. Si no vas poco a poco nunca lo afrontarás.

Sé que parece una chorrada, pero date por satisfecho, por explicar este concepto tan burdo como poco sofisticado **un gurú te puede soplar 30 eurillos del ala.**

Desconozco si el actual presidente de Naturgy, Francisco Reynés, contrató al mismo coach que desarrolló este concepto, pero la realidad es que lo está aplicando a rajatabla. Está despedazando la compañía poco a poco, sin prisa, pero sin pausa. Trocito a trocito se va descuartizando el elefante.

En el acto comunicado a la CNMV aparece una sorpresa, es una desinversión "sin plusvalías significativas". Coño, ¡pues no vendas y ponlo en valor!

Hace tan sólo unos días se anunciaba una nueva desinversión de Naturgy, la venta de su filial en Moldavia a Duet Private Equity por 141 millones de euros. Incluido en el plan estratégico de la compañía el interés en vender la filial empezó antes de que el propio Reynés aterrizara en Naturgy.

Hasta ahí nada particular, pero en el acto comunicado a la CNMV aparece una sorpresa, es una desinversión "sin plusvalías significativas". Coño, ¡pues no vendas! Pon en valor la filial y trabaja para que dé réditos a tu beneficio anual, y al conseguirlo, podrás tener una plusvalía y si quieres, la vendes. Comprar algo para no generar valor y venderlo posteriormente por poco más o menos lo mismo que te costó tiene poco sentido, **a no ser que se trate de deshacerse de todo. Al precio que sea.**

"Sin plusvalías significativas" tiene una explicación singular. El presidente de Naturgy, busca contentar a sus accionistas, **los fondos GIP y CVC, está vendiendo patrimonio y deshaciendo perímetro, simple y llanamente para convertirlo en liquidez** que se pueda destinar a dividendos.

Hoy, el escenario en la energética española es poco razonable. Se desinvierte en futuro, incluso aunque esas compañías y patrimonio tuvieran una aportación neta al negocio o se estuviera renunciando a poner las filiales en valor para generar plusvalías. Quieren despedazar el elefante y dejarlo literalmente en los huesos. **Sólo quedará el negocio regulado, que al estar garantizado no tiene riesgo, es simple y llanamente un bono garantizado con pago anual al inversor.**

El problema de todo esto es que cuando los fondos salgan de la compañía, ésta quedará esquilada con un valor fraccional de lo que fue. Al equipo directivo no le preocupará porque posiblemente su etapa acabe junto a la de los fondos que conforman el núcleo duro accionarial. Además habrán cobrado un bonus de ciencia ficción con el beneplácito de los grandes accionistas, que son quienes se llevan los colmillos del elefante, a casa. A muchos de los empleados tampoco les importará ya porque será muy tarde, estarán engrosando las listas de paro con las salidas previstas. Tal vez ni siquiera la histórica sede de Gas Natural estará ahí para verlo. Todo lo que tenga valor es susceptible de hacer caja con ello.

No hay interés en generar valor. Sólo en comerse el elefante rosa

Los accionistas se frotan las manos, y alaban la agresividad de Reynés. Cuentan que, en *petit comité,* alguno incluso le pide que baje un poco el pistón y algo más prudencia por la agresividad del plan, que empieza a levantar ampollas. Están en un escenario, para ellos idílico: descapitalizar Naturgy capitalizándose a ellos mismos, y culminarán el proceso en unos años con las tripas llenas y la venta de las acciones. Lo que quedará entonces será el reflejo esquelético de **lo que un día fue una de las grandes empresas industriales del país.**

Reynés se esfuerza a conciencia en contentar a sus fondos de referencia.

GIP tiene un 20% del capital, es un fondo americano, con foco industrial, que al entrar en Naturgy declaró que su intención sería permanecer una década. Nadie cree que aguanten tanto y menos al ritmo de ventas y desinversiones previsto. **CVC, el otro gran fondo que controla un 20%, representado en España por Javier de Jaime, Claudio Boada e Íñigo Escudero, está catalogado como un fondo agresivo** (para algunos, en román paladino, un "fondo buitre") y su horizonte temporal es mucho menos conservador. En tres o cinco años podrían cerrar su ciclo.

En las próximas fechas posiblemente se precipitarán ventas de activos en África y LATAM, y veremos pocas plusvalías en ellos. Sorprendentemente perder o cambiar dinero de manos será suficiente. **El motivo es claro; no se trata de crear valor, nadie quiere crecer, se trata simplemente de devorar el elefante rosa**. Y Reynés lo está haciendo de manual.

Endesa debe buscar los 25 euros

Endesa marcaba nuevos máximos históricos por encima de los 23,00 euros que no pudo consolidar para mantener la situación de subida libre.

finanzas.com
26/04/2019

El avance prácticamente continuado desde los mínimos de octubre del pasado año sin apenas unas semanas de consolidación reducían la fortaleza para continuar. El retroceso experimentado en las últimas semanas ha buscado el apoyo en la zona de techos del canal superado previamente cuando rompía los 21,00 euros y se confirmaba con intención y de forma consistente la entrada en el nuevo impulso con la subida libre. La ruptura de la base del canal acelerado que mantenía desde esos mínimos de octubre debe de suavizar la pendiente de avance y volver a una trayectoria más sostenible. Con Este testeo por debajo del nivel de los 22,00€ se estaría confirmando con el cierre semanal por encima de los máximos semanales anteriores y a priori debe permitir, resultado electoral a parte, volver a buscar un ataque a la zona de los 23,00€ para continuar con el impulso y retomar la condición de subida libre. A priori el objetivo teórico pendiente de doblar el canal que se proyecta hasta los 25,00 euros donde también podemos encontrar una confluencia de proyecciones de otros canales anteriores que no están vigentes como pendiente de avance.

Por lo tanto, Endesa sigue manteniendo la estructura la de avances a medio plazo. El siguiente objetivo teórico de proyección se mantiene entendiendo la salida del lateral amplio proyectado durante los ejercicios de 2017 y 2018 con la extensión de amplitud de la base por los mínimos marcados en 2018 sobre los 15,25 euros y nuevamente nos sitúa sobre la zona de los 25,00 euros, teniendo en cuenta esta dilatación y viendo la ruptura al alza del lateral sobre los 20,00 euros a finales del pasado año.

El volumen por ahora **reduciéndose con el avance debería mantenerse con la media de las últimas semanas para continuar viendo este apoyo.**

El primer soporte que ahora se valida nos queda sobre los 21,60 euros y después ya la consolidación que dejó al valor por encima de los 20,00 euros apoya el sesgo positivo al valor a medio plazo. Por debajo de este nivel le devolvería dentro del lateral y con el primer soporte dentro del mismo sobre los 19,00 euros seguirá manteniendo este mismo sesgo con las opciones intactas de buscar posteriormente un nuevo impulso a los objetivos mencionados de medio plazo. Por debajo de los 18,00 euros que ahora contarían también con la proyección de la confluencia de la base del canal actual cambiaría el sesgo a negativo dentro del lateral. Para después, si pierde este nivel queda la base del rango amplio sobre los 15,25 euros de perderse complicaría la situación técnica, ya que incrementarían las opciones de entrar en un escenario correctivo a medio plazo que se activaría con la pérdida con intención del nivel de los 14,00 euros y que se proyectaría hasta el nivel de los 11,00 euros como primera referencia. Este escenario sigue descartado tanto siga por encima de los 20,00€, de forma consistente como está ocurriendo. Pero con la pérdida de los 17,00 euros se irían incrementando al revés las opciones del escenario correctivo. La opción de buscar el escenario de continuidad de los avances a medio plazo al entrar en subida libre se mantiene como el escenario más probable para alcanzar el objetivo teórico proyectado hasta los 25,00 euros.

El Gobierno para el plan de rebajas de luz a la industria por riesgo de ser ayudas ilegales

El Consejo de Ministros tenía previsto aprobar este viernes el estatuto de los consumidores electrointensivos. La CNMC alertó de las dudas sobre su legalidad y pide que sea avalado antes por Bruselas.

La aluminera Alcoa anuncia el cierre de sus plantas en Avilés y A Coruña.

elindependiente.com
26/04/2019

El Gobierno quería impulsar un nuevo programa programa de ayudas a la gran industria para rebajar su factura eléctrica.
El Consejo de Ministros tenía previsto aprobar este viernes el Estatuto de Consumidores Electrointensivos, elaborado por el Ministerio de Industria y que contempla que la gran industria deje de pagar algunos recargos eléctricos.
Pero el nuevo plan de ayudas tendrá que esperar a que lo apruebe (y lo rediseñe) el nuevo Gobierno que salga de las urnas del 28-A. Y es que el Ejecutivo de Pedro Sánchez ha decidido paralizar el programa por las dudas planteadas por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) de que las ayudas diseñadas sean legales.

La industria amenaza con cierres de plantas por el plan del Gobierno que busca evitarlos

El supervisor publicó ayer un informe en el que alertó del “elevado riesgo” de que los incentivos incluidos en el Estatuto de los Consumidores Electrointensivos puedan ser consideradas ayudas ilegales de Estado, y por eso instaba al Ejecutivo a remitir el plan a la Comisión Europea para que avalara la legalidad de los mismos por “prudencia” y para “evitar inseguridad jurídica”.

El plan de incentivos del Gobierno contemplaba rebajas en los recargos que asumen las grandes industrias en su factura de la luz, lo que supondría una rebaja de unos 64 millones de euros. Y al tiempo se anticipaba –aunque condicionado a unos Presupuestos Generales del Estado que ahora mismo no existen- una compensación de las factorías de los costes indirectos del CO2 de entre 76 millones y 100 millones. Las ayudas ahora, en cualquier caso, quedan en dique seco a la espera de la formación de un nuevo Gobierno.

La gran industria española se queja desde hace años de que el alto precio de la electricidad en España pone en jaque su competitividad y su rentabilidad. Los elevados costes energéticos de las plantas industriales son un lastre para competir en el exterior porque son muy superiores a los de sus rivales europeos.

La ayuda para bajar la luz a la industria carga 64 millones en el recibo del resto de clientes

El frenazo al nuevo estatuto para los electrointensivos llega en un momento en que conseguir ayudas para la gran industria para sus cargos eléctricos se había convertido en una de las grandes bazas para conseguir un comprador para las dos plantas que Alcoa pretende cerrar en Avilés y A Coruña.

La Asociación Española de Empresas de Gran Consumo de Energía (AEGE) se había quejado de que las ayudas que planeaba el Gobierno eran insuficientes para atender sus necesidades y advertía de que algunas factorías no soportarían los altos costes energéticos y recurrirían a recortes de actividad o incluso a deslocalizaciones. La propia Alcoa ya había avisado de que se planteaba echar el cierre a su última planta en España, la de San Ciprián.

Dónde invertir según los resultados de las Elecciones

expansion.com
27/04/2019

La Bolsa española ha afrontado las elecciones con una subida en el año del 11,31%, tras alcanzar los 9.506 puntos. Pero el nuevo mapa político después de estos comicios puede cambiar el rumbo del Ibex.

¿Cómo habría que invertir después de las elecciones? ¿Qué compañías pueden salir beneficiadas o perjudicadas según el signo político que triunfe?

"Nuestro escenario central es un Gobierno socialista apoyado por Podemos y nacionalistas. Posiblemente los bancos y eléctricas se queden atascados por la mayor probabilidad del impuesto sobre transacciones financieras y el aumento del tipo fiscal, pero, en general, no esperamos un recorte significativo del Ibex ni un salto de la prima de riesgo", comenta, Roberto Scholtes, director de Estrategia de UBS España.

UBS mantiene la sobreponderación en acciones españolas dentro de la zona euro, por su valoración y el tirón de los bancos si se cumple su previsión de subidas de tipos del BCE en 2020. En el caso de un resultado poco claro no debería causar un impacto severo a corto plazo porque en el mercado se asume que no arrancarán las negociaciones hasta después del 26 de mayo, cuando se celebran elecciones locales y europeas y cuyo resultado podría influir en la formación de gobierno.

Patricia García, de MacroYield, aconseja prudencia con la Bolsa española "a pesar de su mayor atractivo por valoración frente a otras bolsas europeas". Considera que el mejor escenario para el inversor de la Bolsa española sería el de un Gobierno fuerte sin una cuota importante de poder de Podemos en la ecuación y sin la intervención de separatismos.

"Si Pedro Sánchez revalida el poder con el apoyo del separatismo catalán abocaría de nuevo a un posible bloqueo de Gobierno. Si es así, una opción posible pero no tan probable después del resultado, la Bolsa española sería poco atractiva para los inversores", explica García. Desde su punto de vista, un Gobierno de PSOE con mayor poder y menor influencia relativa de Podemos, podría implicar una reacción del mercado similar a la de un Gobierno de derechas. "Las eléctricas y los bancos, sobre todo, podrían reaccionar mejor que en un contexto donde la influencia de Unidas Podemos tenga una influencia superior", indica.

"Cualquier tipo de alianzas entre los partidos con mayor representación y sin necesidad de formaciones de menor tamaño sería tomado de forma positiva por el mercado por la mayor estabilidad política de cara a futuro", apunta Gonzalo Lardíes, gestor de A&G.

Podemos ya no es tan temido en el mercado como lo fue en 2015 porque sus propuestas se han moderado. No obstante, medidas que proponen, como impuestos especiales a las eléctricas y a la banca o destinadas a limitar la actividad de las Sicav o incremento de la tributación de las rentas del ahorro, lastrarían el atractivo de la Bolsa si consiguen una cuota relevante.

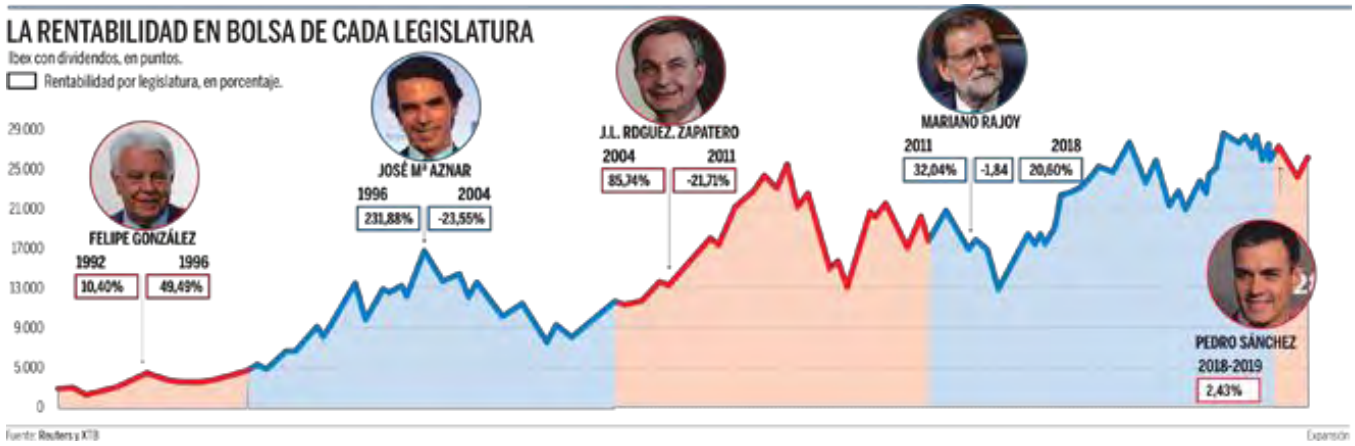
Victoria del PSOE

Con la victoria del Partido Socialista en las elecciones los expertos creen que habría que invertir en farmacéuticas, como Almirall y Faes.

La propuesta de eliminar el copago en los medicamentos para ciertos colectivos debería tener un impacto positivo en la demanda. Esto ayudaría a mejorar las cifras de empresas farmacéuticas y especialmente de aquéllas que ofrecen medicamentos genéricos.

También pueden rebotar compañías de infraestructuras, como ACS, Ferrovial y OHL. Los expertos explican que los últimos Presupuestos rechazados contaban con una partida de 973 millones de inversión en infraestructuras, con énfasis en la mejora de carreteras. De las tres cotizadas la que más respaldo tiene de los analistas es Ferrovial, por su diversificación y la elevada calidad de sus activos.

Pero, ¿qué valores podrían sufrir? Los expertos señalan a bancos y petroleras. "Las propuestas para gravar ciertas transacciones financieras y de establecer un tipo mínimo al impuesto de sociedades para bancos superior al de otros sectores podría agravar la situación de un sector ya de por sí debilitado por los bajos tipos de interés", comentan en XTB. Santander, BBVA y CaixaBank serían los más perjudicados por el posible tono más beligerante con las grandes compañías.



En cuanto a Repsol, podría sufrir por el aumento de impuestos. La subida en algunas comunidades del Impuesto sobre Hidrocarburos y la propuesta de establecer un impuesto al diésel para equiparar su precio al de la gasolina impactaría en la demanda y perjudicaría a la petrolera.

Si CS tuviera relevancia

Una posición de fuerza en el Gobierno resultante podría favorecer a sectores como las farmacéuticas o a la petrolera Repsol, según los expertos. Almirall y Faes podrían beneficiarse de su propuesta para ampliar el número de medicamentos financiados por el Estado y de las mayores ayudas a la investigación. En cuanto a Repsol, puede subir en Bolsa ante la apuesta de este partido para reducir la dependencia energética del exterior.

En cambio, su objetivo de reducir el coste energético que asume el ciudadano podría perjudicar al sector eléctrico si logra imponer la revisión en la fijación de precios.

Entidades como Banco Sabadell, Bankinter y Bankia son señaladas por los expertos de XTB como posibles perjudicados por la intención de Ciudadanos de monitorizar la actividad de las entidades financieras y la introducción de medidas como mayor tipo impositivo para las Sicav, menos comisiones para pagos con tarjetas y una revisión de los productos financieros.

Si influye PODEMOS

Su apuesta por las energías renovables en detrimento de otras más contaminantes respaldaría el negocio de las compañías del sector, igual que a las farmacéuticas su propuesta de ampliar el número de medicamentos financiados por el Estado. Por el contrario, su posición de fuerza en un hipotético gobierno penalizaría a la banca por medidas que plantea como la dación en pago retroactiva o el llamado impuesto de solidaridad ligado a las ayudas recibidas por este sector.

Respecto a las eléctricas, la voluntad de Podemos de ofrecer un mínimo de luz y gas a algunos colectivos y otras medias que afectan a la distribución de energía podría llevar a replantear el modelo de negocio. Pero muchos expertos descartan que finalmente se llevase a cabo.

El autoconsumo energético comienza a ver el cielo abierto

El reciente Real Decreto que busca su impulso simplifica los trámites burocráticos y abre la puerta al uso en las comunidades de vecinos

abc.es
28/04/2019

En España alrededor de 15.000 viviendas tienen instaladas paneles solares frente al 1,6 millones de casas en Alemania o a las 800.000 de Reino Unido. Somos el país de Europa con mayor radiación solar y aunque este tipo de energía es la más barata hasta ahora existían muchas limitaciones para poder instalar las placas fotovoltaicas. Una situación que cambiará a corto plazo después de la reciente aprobación del Real Decreto de autoconsumo que buscan una importante reducción de emisión de CO2.

Entre los cambios establecidos, ya no es necesario tener una vivienda unifamiliar en propiedad para generar energía solar, se han eliminado los requisitos técnicos que encarecían la instalación así como los trámites burocráticos que dificultaban el proceso de dar de alta este tipo de instalaciones. «Este nuevo decreto abre un mundo de posibilidades, vamos a ver crecer un mercado que no existía», señala **Ernesto Macías Galán,** director general de Solarwatt España. Si hasta ahora había bastantes limitaciones para instalar placas fotovoltaicas **«se eliminan las trabas administrativas y se permite el consumo colectivo»,** añade. Un decreto que no es original de España sino que es el resultado de una directiva europea.

El ahorro en la factura de la luz puede alcanzar los 350 euros al año

Aunque a España llegue un poco tarde esta solución «lo más importante ahora es que se haga de forma profesional y con garantías.

La gente debe buscar buenos productos que le den esas garantías», subraya Ernesto García Galán. Recuerda que **el 35% de las personas en España viven en casas individuales** y que para «el 65% restante surge ahora una nueva oportunidad que se puede ver limitada en algunos casos por la antigüedad de la finca».

Algo que puede ocurrir, por ejemplo, en el centro de Madrid, «donde no va a tener el impacto esperado» pero sí en colectividades de barrios residenciales. La superficie más común en donde se instalan las placas son las cubiertas pero también se pueden colocar en fachadas, terrazas e incluso existen tejas solares.

Solarwatt, con sede en Alemania y presente en España desde hace 15 años, fabrica este tipo de paneles y en nuestro país trabaja con una red de 300 personas para llevar a cabo su instalación. «Creceremos de forma exponencial», confirma. La inversión para instalar las placas solares en una casa individual y conseguir un 35% de autonomía ronda los 3.000-4.000 euros de inversión logrando un retorno en 5-6 años. En el caso de una comunidad, **«la inversión puede ser menor por familia, entre 2.000 y 3.000 euros».**

Consumidor colectivo

Este nuevo decreto sienta las bases para desarrollar la figura del autoconsumidor colectivo, que tiene su mayor exponente en las comunidades de propietarios. **Pablo García,** asesor industrial del Colegio Profesional de Administradores de Fincas de Madrid (CAFMadrid), confirma que existe mucho interés entre los administradores para poder instalar estos paneles. «Se esperan bastantes instalaciones, en general están enfadados con las compañías de luz y quieren aprovechar sus propios medios», indica el asesor. Sobre todo, aquellas comunidades que tienen ascensores y piscinas porque puede suponer un gran ahorro. E incluso hay edificios que pueden compartir paneles. Pablo García indica la necesidad de realizar un estudio previo antes de la instalación que permita conocer de antemano la inversión y el retorno.

Según los datos que se manejan desde CafMadrid, el despliegue de generadores o 1,9 millones de personas de su consumo doméstico directo. El ahorro producido a los inversores podrían alcanzar hasta 100 euros/MWh producidos a domicilio, o 350 euros/año, adicionales a la amortización de la inversión.

José María de la Fuente, presidente de Agremia (Asociación de Empresas del Sector de las Instalaciones y la Energía) alerta de que este nuevo decreto si bien es un impulso más para conseguir que la eficiencia energética sin casi costes sea una realidad, «el camino a recorrer, sobre todo en cuanto a concienciación y sensibilización por parte de los particulares, es todavía largo. Desde hace años se ha demonizado por parte de las administraciones la posibilidad de autogenerar energía eléctrica, y ahora que verdaderamente se puede conseguir, plantea dudas e inquietudes por parte de la sociedad. Hacen falta todavía casos de éxito motivadores y realistas, con retornos de inversión», cuenta.

Otro aspecto importante es conseguir por parte de la Administración campañas informativas y una línea de subvenciones más ambiciosa. En la Comunidad de Madrid, por ejemplo, se lanzó un plan de impulso de instalaciones de autoconsumo que ha sido un éxito, «sería importante que se renovase y que desde el Gobierno se incluyan estas ayudas en el Plan de Vivienda», sugiere De la Fuente.

Ventajas y dificultades

Una de las principales ventajas de este sistema «es la posibilidad de autogenerar energía eléctrica para consumo propio sin necesidad de pagar peajes y además, los edificios próximos, de menos de 500 metros, puedan aprovecharse de estas ventajas con un simple acuerdo entre comunidades de propietarios», indica José María de la Fuente, presidente de Agremia. Otra ventaja es su **fácil mantenimiento ya que lo más normal es que se limpien con el agua de la lluvia.** El excedente en energía que se produzca se puede compensar con rebajas en la factura de la luz «pero no con la venta».

Lo negativo es la inversión inicial sobre todo si se compran también los acumuladores que son los más caros. No obstante, los retornos de esta inversión pueden verse a los pocos años y la rentabilidad es alta.

El déficit provisional en el sector eléctrico en 2018 ha sido de 242,7 millones de euros

Por el contrario, en 2018 el sector gasista ha alcanzado un superávit de 30 millones de euros, frente al déficit de 13 millones en 2017

energynews.es
28/04/2019

La CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) ha publicado los informes correspondientes a la 14ª liquidación provisional de 2018 (1 de enero al 31 de diciembre de 2018) del sector eléctrico, de energías renovables, cogeneración y residuos y del sector del gas natural. (Acceso a los informes al final de la nota de prensa).

La CNMC publicará a finales de 2019 la liquidación de cierre 15/2018. En ella se conocerá la distribución definitiva de ingresos y costes de los distintos sistemas y si finalmente incurren en superávit o déficit de ingresos. (Para conocer en qué consiste el régimen de liquidaciones del sector energético que gestiona la CNMC consulta CNMCBlog).

Sector eléctrico

El **desajuste provisional de ingresos y gastos** registrado en la 14ª liquidación de 2018 ha sido de -242,7 millones de euros. Este déficit es superior al esperado para esta liquidación según las previsiones de la Orden ETU/1282/2017 (+4,07 millones de euros) y de la Orden TEC/1366/2018 (+43,8 millones de euros). Esta desviación se ha producido, principalmente, porque los ingresos han resultado inferiores a lo previsto para el ejercicio y a que no se ha aprobado la liquidación definitiva de los extracostes de generación en los Sistemas No Peninsulares correspondiente al ejercicio 2015, cuyo impacto se estima en una reducción de la retribución adicional de 303,2 millones, según la Orden ETU/1282/2017 y de 364,6 millones según la Orden TEC/1366/2018.

Dado que los ingresos no han sido suficientes para cubrir todos los costes reconocidos, se ha procedido al cálculo y aplicación del coeficiente de cobertura, conforme al artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Ha dado como resultado un **Coeficiente de Cobertura** del 98,34% (95,13% en la liquidación 13/2018) y se aplicará a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación.
En relación con la demanda en consumo registrada (244.395 GWh), esta ha sido un 1,2% superior a la demanda prevista para el ejercicio, según la Memoria de la Orden ETU/1282/2017 (241.568 GWh); y un 0,3% inferior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio recogida en la Orden TEC/1366/2018 (245.208 GWh).

Desajuste de la previsión anual de la Orden ETU/1282/2017, de la Orden TEC/1366/2018 y de la Liquidación provisional 14/2018:

	Previsión anual 2018 Orden ETU/1282/2017	Previsión anual 2018 Orden TEC/1366/2018	Liquidación 14/2018
Costes regulados (miles €) (A)	*17.408.336*	*16.969.438*	*16.663.887*
Costes de acceso	17.999.102	17.517.780	17.116.356
Otros costes regulados (1)	-590.766	-548.342	-452.469
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	*14.002.943*	*13.858.531*	*13.843.831*
% sobre costes regulados	80%	82%	83%
Otros ingresos (miles €) (C)	*3.409.463*	*3.154.684*	*2.577.300*
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.959.463	2.394.506	2.097.425
Ingresos subastas CO2	450.000	750.000	469.696
Compensación eliminación peaje 6.1 B		10.178	10.178
% otros ingresos sobre costes regulados	20%	19%	15%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	*4.070*	*43.776*	*-242.757*
% sobre los costes regulados (2)	0,023%	0%	1%

En relación con la demanda, a finales de 2018, **el mercado eléctrico estaba compuesto por 29,3 millones de puntos de suministro, abastecidos en el 39%** (11,3 millones) por un Comercializador de Referencia (mercado regulado) y en el 61% (18 millones) por un comercializador en el mercado libre.

Energías renovables

En la liquidación 14/2018 se han realizado reliquidaciones según la metodología de retribución establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

La liquidación provisional de la retribución para **la producción con tecnologías renovables, cogeneración y residuos durante 2018 es de 7.153,6 millones de euros**, (antes de IVA o impuesto equivalente).

A la fecha del cierre de esta liquidación 14/2018 se han recibido ingresos del Tesoro Público que permiten abonar el 100% de esta partida a los productores a partir de energías renovables, cogeneración y residuos ubicados en los territorios extrapeninsulares. La cantidad a pagar a cuenta a estos productores en la Liquidación 14/2018 asciende a 0,157 Millones €, antes de IVA o impuesto equivalente.

Como consecuencia de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, contemplados en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, es necesario aplicar el coeficiente de cobertura (98,3%) al importe total de las liquidaciones acumuladas positivas. La cantidad a pagar a cuenta a los productores en la Liquidación 14/2018 asciende a 230,8 millones de euros (antes de IVA o impuesto equivalente).

Los importes liquidados y abonados con cargo al sector eléctrico tienen **el siguiente desglose por tecnologías:**

EJERCICIO 2018	LIQUIDACION ACUMULADA (Millones €)	CANTIDADES A PAGAR A CUENTA en L14/2018 (Millones €)
COGENERACIÓN	1.234,264	39,624
SOLAR FV	2.446,187	79,829
SOLAR TE	1.297,120	41,592
EÓLICA	1.475,530	47,254
HIDRÁULICA	95,019	3,148
BIOMASA	315,309	10,138
RESIDUOS	118,309	3,769
TRAT.RESIDUOS	171,681	5,505
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,187	0,006
TOTAL	**7.153,606**	**230,866**

A la fecha del cierre de esta liquidación 14/2018 se han recibido ingresos del Tesoro Público que **permiten abonar el 100% de esta partida a los productores** a partir de energías renovables, cogeneración y residuos ubicados en los territorios extrapeninsulares. La cantidad a pagar a cuenta a estos productores en la Liquidación 14/2018 asciende a 0,157 Millones €, antes de IVA o impuesto equivalente.

Sector gasista

El total de ingresos declarados por las empresas al sistema de liquidaciones ha sido de 3.076 millones de euros. Esta cantidad es un 3,3% superior al mismo periodo del ejercicio anterior. El total de ingresos netos liquidables ascendió a 2.747 millones de euros, un 1,3% superior al de la misma liquidación de 2017.

La retribución total fija acreditada a las empresas asciende a 2.689 millones de euros. Esta cifra incluye las retribuciones aprobadas en la Orden ETU/1238/2017[1] y las reconocidas para el 2018 en la Orden TEC/1367/2018, así como a las aprobadas mediante resoluciones de la DGPEM en el año 2018. Por las actividades de regasificación, carga de cisternas, trasvase de GNL y puesta en frío de buques se acredita una retribución variable de 29 millones de euros. Como resultado se tiene una retribución total acreditada de 2.718 millones de euros, que es un 0,3% inferior a la del año anterior.

En esta liquidación provisional de 2018 se obtiene un superávit de 30 millones de euros, frente al déficit de 13 millones en 2017. Teniendo en cuenta lo anterior, se obtiene un índice de cobertura del 101,1% de la retribución acreditada.

La demanda nacional de gas en 2018 facturada hasta el 28 de febrero de 2019, ha sido de 348,4TWh incluida carga de cisternas desde plantas (10,5TWh). Esta cantidad es 0,5TWh inferior a la del ejercicio 2017, lo que supone una disminución del 0,1%.

El número de consumidores declarado en la presente liquidación por las empresas distribuidoras, a 31 de diciembre de 2018, ha ascendido a 7,89 millones, con un aumento interanual de 79.383 consumidores (+1,0%).

Red Eléctrica ganó 191 millones en el primer trimestre, un 1% más

El resultado bruto de explotación (ebitda) ascendió a 405,9 millones, un 0,9% más

Cincodias
30/04/2019

Red Eléctrica obtuvo un beneficio neto de 191 millones de euros en el primer trimestre del año, un incremento del 1% con respecto a los 189 millones contabilizados en el mismo periodo de 2018.

Por su parte, el resultado bruto de explotación (ebitda) ascendió a 405,9 millones, lo que supone un 0,9% más que el obtenido en los tres primeros meses del pasado año, gracias a las medidas de eficiencia puestas en marcha por la compañía, según las cuentas remitidas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

La cifra de negocio fue de 499,7 millones, el 0,6% más, gracias a la retribución de la actividad de transporte de electricidad en España, los ingresos regulados por la operación del sistema, la actividad de telecomunicaciones y los ingresos derivados de la actividad internacional.

Naturgy aumenta su beneficio neto un 16%, hasta 377 millones

La energética logra un ebitda de 1.167 millones en el primer trimestre en el que ha invertido 301 millones

Cincodias
30/04/2019

Naturgy obtuvo en el primer trimestre de este año un beneficio neto ordinario de 377 millones de euros, lo que supuso un incremento del 16% respecto al mismo periodo del año anterior, según la información remitida a la CNMV. El ebitda de la compañía alcanzó 1.167 millones de euros, un 6% más, pese a las actualizaciones de las tarifas en América Latina, la devaluación de las divisas y la inflación.

Las inversiones en el periodo sumaron 301 millones de euros, lo que refleja, según Naturgy, el desarrollo de nueva capacidad de renovables prevista por la compañía, así como el crecimiento en redes de distribución, siempre en línea con los requisitos fijados en el Plan Estratégicos 2018-2022. En España, la energética ha puesto en operación en este trimestre 138 MW de capacidad solar y eólico y prevé poner en marcha otros 777 MW a lo largo de este año. Con ello, la potencia instalada de la compañía que preside Francisco Reynés asciende a 1.320 MW, un 15% más. En el exterior, Naturgy desarrolla 180 MW renovables en Australia; 324 MW en Chile que se pondrán en marcha en los dos próximos años.

La deuda neta se situó al final de trimestre en 15.003 millones de euros, un 2% menos que a 31 de diciembre del año pasado, gracias a una mayor generación de caja, tras haber destinado 560 millones para el pago de dividendo complementario y 135 millones para el programa de recompra de acciones.

El 20 de marzo la compañía completó el pago de dividendo comprometido con cargo a los resultados del ejercicio pasado, hasta 560 millones.

Por unidades de negocio, Gas&Power (generación, comercialización de gas y electricidad, ventas de GNL y la sociedad GPG de negocios en el exterior) registró un ebitda ordinario de 409 millones, un 1,2% más, debido principalmente a que las nuevas políticas comerciales del grupo, el plan de eficiencias y la nueva capacidad de renovables han podido compensar la caída de precios del gas registrada en los primeros meses del año. La desaparición temporal del impuesto a la generación en España compensó parcialmente la menor aportación hidráulica, los mayores costes de CO2 y la suspensión de los pagos por disponibilidad de los ciclos combinados.

El negocio de distribución eléctrica y de gas en España y Norte de África incrementó su ebitda ordinario un 7,7% hasta los 475 millones de euros, como resultado de un buen comportamiento de todas sus actividades. En redes de gas, las eficiencias logradas han compensado los menores volúmenes debido a las suaves temperaturas registradas este invierno. La reducción de costes también ha sido clave en las redes eléctricas, junto a la entrada en operación de nuevos activos.

El resultado del negocio de distribución eléctrica y de gas en Latinoamérica (Chile, Argentina y Brasil, principalmente) creció significativamente, con un ebitda ordinario de 194 millones de euros (+15%), gracias a las eficiencias alcanzadas y a la actualización de las tarifas que reconocen la devaluación de las divisas y la inflación,

En el caso de distribución de luz y gas en México y Panamá, el ebitda fue de 101 millones de euros, con un alza del 68% respecto al mismo periodo de 2018 por la revisión regulatoria de las tarifas, un crecimiento de la demanda, mayores márgenes y la reducción de costes.

El Fantasma De Las Eléctricas Piratas

Cincodias
01/05/2019

El afán por fomentar la competencia en los mercados energéticos ha llevado a facilitar la entrada de operadores, a los que se ha exigido, por ejemplo menos avales. Esto y un sistema garantista facilitó el fraude en la comercialización de electricidad.

Decenas de comercializadoras piratas provocaron un agujero de más de 100 millones de euros en el sistema, que tuvieron que pagar el resto de empresas.

Estas comercializadoras compraban en el mercado mayorista mucha menos energía de la que luego vendían a sus clientes y solo pagan la que compraban en el pool. la restante (diferencia o desvíos) la adquirían en los mercados de ajuste de REE, a un precio muy superior y con garantías excepcionales, que no pagaban.

Dado que las liquidaciones definitivas de REE se demoraban ocho meses, las comercializadoras tenían siempre pendiente las liquidaciones del consumo de sus clientes en el mes en curso y de los ocho meses anteriores y gozaban de un amplio margen para engordar el fraude e incluso para desaparecer con el botín. El Gobierno adoptó, entre otras medidas,un recorte de los plazos de liquidación gracias a las lecturas automáticas que permiten los contadores inteligentes.

Medio siglo de historia de la energía nuclear en el mix energético español

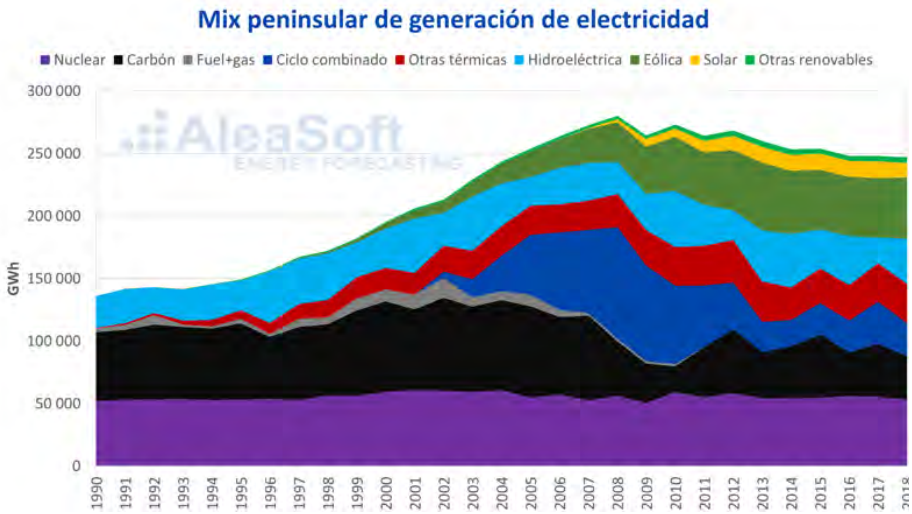
energynews.es
02/05/2019

La energía nuclear en España cuenta ya con 50 años de historia y un acuerdo de apagón nuclear que le concede otra década y media más de vida. El análisis que realiza AleaSoft, el proveedor de productos y servicios para previsiones de energía, interpreta el papel de la nuclear en el pasado, su peso específico en el mis energético y en el mercado eléctrico, y señala además los próximo hitos de cara al futuro que se cierne sobre esta tecnología.

España ocupa la décimo segunda posición de los países a nivel mundial con mayor número de reactores operativos, con siete, compartiendo escalafón y número de reactores con Bélgica y Alemania. Los siete reactores actualmente operativos, junto con los tres en vías de desmantelamiento, han producido entre todos más de 1.600 TWh de electricidad durante los últimos treinta años, que representan más de un 26% de la demanda de electricidad en la España peninsular. Este nivel de generación de energía sólo es comparable con la producción de las centrales térmicas de carbón, que dominaban el mix energético en las últimas décadas del siglo pasado, o con la producción de los ciclos combinados de gas, durante su corta época dorada entre los años 2005 y 2011.

Hasta 2005, el carbón y la nuclear dominaban la generación de electricidad y cubrían casi a partes iguales más de la mitad del mix

La generación nuclear siempre ha estado entre las tecnologías con mayor cuota en el mix de generación. Hasta 2005, el carbón y la nuclear dominaban claramente la generación de electricidad y cubrían prácticamente a partes iguales más de la mitad del mix. A partir de 2006 entraron con fuerza los ciclos combinados de gas, que desplazaron al carbón y dejaron la participación nuclear en el segundo puesto. Pero a partir de 2011, con la caída continuada de la demanda derivada de la crisis económica y el aumento de la producción renovable, la producción nuclear recuperó el primer puesto que desde entonces se disputa año a año con la eólica.



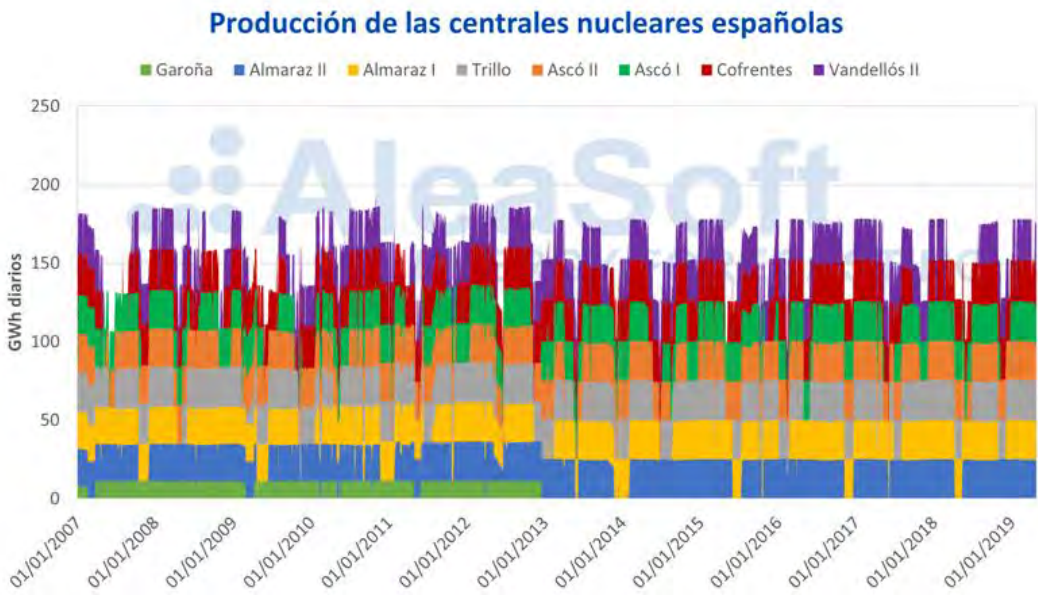
Fuente: Elaborado por AleaSoft con datos de REE.

Ahora, mientras el carbón y el gas van dejando paso a las renovables, la energía nuclear continúa presente en la base del mix cubriendo de manera prácticamente constante, **durante los últimos quince años, entre el 20% y el 25% de la demanda peninsular española**.

La regularidad ha sido la seña de identidad de esta tecnología. La generación nuclear es una producción base que apenas se ve afectada por ninguna variable externa -ni demanda, ni meteorología o precio del CO2-, tan sólo por sus propias paradas, bien sean programadas o fortuitas. Esta característica, que claramente es una ventaja por su constancia como producción base y por la predictibilidad de la energía producida, **ha sido también fuente de críticas por su poca flexibilidad para adaptarse a los cambios en la demanda**.

Almaraz y Trillo son las centrales nucleares más constantes en producción con el 90% del tiempo operando a plena potencia

Las centrales nucleares más constantes en producción son Almaraz y Trillo con prácticamente el 90% del tiempo operando a plena potencia. Además, el primer reactor de Almaraz ha sido clasificado recientemente como el más seguro y fiable de Europa por la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO, por sus siglas en inglés). En el otro extremo tenemos al reactor número dos de Vandellós que es el que experimenta más intermitencia en su producción (paradas programadas y no programadas) y que no llega al 80% del tiempo conectada a máxima potencia. Aun así, estos valores de rendimiento son inimaginables para cualquier otra tecnología del mix español.



Fuente: Elaborado por AleaSoft con datos del CSN.

La falta de flexibilidad de la producción de las centrales nucleares no es una característica inherente de la tecnología nuclear. En Francia, los 58 reactores nucleares hacen seguimiento de carga durante el día adaptándose en cada momento a la curva de demanda de electricidad. Y también en España ha habido episodios donde la nuclear ha tenido que rebajar su potencia por falta de demanda. El Viernes Santo de 2013, Red Eléctrica de España (REE) mandó rebajar la potencia nuclear un 20% por la abundante producción eólica e hidráulica que había en ese momento, combinada con la baja demanda durante la Semana Santa.

La energía nuclear y el precio del mercado eléctrico

La energía nuclear se oferta a precio cero en el mercado mayorista de electricidad. Esta estrategia de ofertas viene dada por la poca flexibilidad de las centrales y los costes asociados a los cambios de potencia, las paradas y los arranques. **Muchas veces se confunde el hecho que la nuclear oferte muy barato su energía con que sus costes sean muy bajos, por estar ya amortizadas**. Esta es una conclusión errónea. Si bien todas las centrales nucleares en España tienen más de treinta años, las inversiones posteriores recurrentes en mejoras de seguridad y rendimiento han sido muy importantes.

A partir de un estudio realizado por AleaSoft, se estima que **los costes actuales de producción de la nuclear en España se sitúan entre los 40 €/MWh y los 50 €/MWh**, entre costes variables, que incluyen el combustible (entre 4 y 5 €/MWh), 0,5 €/MWh de peaje de REE y tasas sobre los residuos; y los costes fijos (entre 20 y 25 €/MWh) de personal, mantenimiento y explotación; más el impuesto del 7% a la generación. Es por ello que, aun ofertando su energía a precio cero, con un precio del mercado menor a sus costes, la producción nuclear entraría en pérdidas. También hay que tener en cuenta que una central con más paradas no programadas incrementará sus costes fijos al poder repartirlos entre menos MWh producidos, además de los gastos adicionales que suponen las paradas y las reparaciones.

La energía nuclear y el cambio climático

La generación de electricidad a partir de la energía nuclear se rige por un principio conceptualmente simple: aprovechar la energía liberada durante la fisión de los núcleos de los átomos de uranio para calentar el agua que inunda el reactor para que accione una turbina que genere electricidad. Este proceso tiene dos cualidades que la hacen interesante de cara a la lucha contra el cambio climático: **por un lado, los residuos que se generan están controlados y no se liberan a la atmosfera ni al entorno, y, por otro lado, no genera emisiones de gases de efecto invernadero como el CO2**.

Entre los inconvenientes, la duración de la actividad radiactiva de los residuos, las nefastas consecuencias en caso de un accidente y los altos costes de construcción, mantenimiento y desmantelamiento de las centrales

Si bien la energía nuclear se tiene en cuenta en los planes de muchos gobiernos y grupos de expertos como herramienta para la lucha contra el calentamiento global, no goza de tan buena reputación entre muchos grupos ecologistas. Estos grupos esgrimen en contra de la energía nuclear problemas como la prolongada duración de la actividad radiactiva de los residuos, las nefastas consecuencias en caso de un accidente y los altos costes de construcción, mantenimiento y desmantelamiento de las centrales.

El apagón nuclear español

El futuro de la energía nuclear en España está en estos momentos bastante bien definido y el apagón nuclear tiene una fecha límite muy clara: **2035**. Las empresas propietarias de las centrales nucleares en España han acordado un calendario de cierre con la Empresa Nacional de Residuos Nucleares (Enresa). El hecho de que el cierre de las centrales nucleares haya sido acordado entre todas las partes y se planifique con suficiente antelación es, sin duda, una buena noticia para el mercado eléctrico, que necesita estabilidad, planificación y cambios progresivos. **La producción base y estable de la nuclear deberá ir sustituyéndose por renovables con el respaldo del gas, y esa transición se debe hacer de forma progresiva para no provocar sobresaltos en el mercado y el precio**.

Según el calendario acordado, **la primera central en cerrar será la de Almaraz con sus dos reactores en 2028**. La seguirán, por este orden, Ascó, Cofrentes y Vandellós. **Y la última será la de Trillo en 2035**. De cumplirse este calendario, la energía nuclear habrá estado presente en el mix eléctrico durante casi setenta años desde que en 1968 se puso en marcha la central José Cabrera, más conocida como la central de Zorita.

Fuente: Elaborado por AleaSoft.

Accidentes nucleares

Un repaso de las nucleares en España no sería completo si no se comentara alguno de los problemas más graves que han sufrido las centrales en la Península Ibérica. El accidente nuclear más grave en la historia de España se produjo en el reactor número uno de la **central de Vandellós. Un incendio en las instalaciones el 19 de octubre de 1989 afectó gravemente la seguridad del reactor y fue declarado como incidente de nivel 3 en la escala internacional INES**, sin fuga de material radioactivo al exterior. La rehabilitación y las mejoras de la seguridad resultaban tan costosas que se optó por su cierre definitivo.

Naturgy prevé invertir 2.000 millones en 2019, un 70% destinado a España

El beneficio neto se situará en 1.400 millones, estima Francisco Reynés
La energética quiere instalar este año 1GW de nueva potencia renovable en España

bolsamania.com
02/05/2019

Naturgy avanza en el que será "un buen año". Su presidente ejecutivo, Francisco Reynés, ha señalado que la energética tiene marcado un objetivo de beneficio neto de 1.400 millones para este ejercicio, con un crecimiento en el Ebitda del 15%, hasta los 4.600 millones.

La energética tiene previsto invertir 2.000 millones durante el ejercicio y, según ha indicado Reynés a periodistas antes de la junta de accionistas de la compañía, "alrededor de un 70% se destinará a España". "Un 57% de nuestro Ebitda se genera aquí y tenemos que seguir invirtiendo", ha agregado.

Del monto total, una parte será destinado a su acelerón en renovables -**prevé sumar 1GW de potencia este año a su cartera**-, y casi 400 millones se repartirán entre redes eléctricas y de gas.

El 30% restante del monto de inversión, agrega Reynés, se destinará sobre todo a mantenimiento, descartando en principio crecer de forma inorgánica. Aun así, Reynés no cierra la puerta: "Estamos abiertos a cualquier inversión siempre y cuando cumpla con nuestros parámetros" de rentabilidad y oportunidad. De cara a este ejercicio, la compañía se compromete a realizar una recompra de acciones por 400 millones si no encuentra oportunidades atractivas en las que invertir, ha recordado Reynés.

El presidente de Naturgy también se ha referido al paquete de Energía y Clima que presentó recientemente el Gobierno como "una buena declaración de objetivos y de generación", aunque ha reconocido que el adelanto electoral pone dudas sobre su materialización. Aun así, Reynés confía en que "independientemente del resultado de las elecciones, España tiene clara su hoja de ruta porque no sólo depende de los grupos políticos, sino de los países de nuestro entorno". "El impulso de las renovables y la rebaja de la factura energética es algo que todo el mundo quiere", apunta.

DESINVERSIONES

El plan estratégico de la compañía contempla desinversiones en activos no estratégicos por 3.000 millones, de los cuales ya se han materializado 2.700 millones, ha recordado Reynés. "Queda una parte muy poco relevante del porfolio por ejecutar", ha agregado descartando que la operación en Panamá vaya a ser una de las ventas ya que ahora mismo se considera parte estratégica.

"Hay otros negocios más pequeños pero su venta dependerá de que las propuestas sean relevantes y rentables", ha subrayado el ejecutivo. "Las cosas tienen su precio, tanto para comprar como para vender. Ni vamos a comprar con sobreprecio, ni a vender regalando".

En 2018, Naturgy registró **perdió 2.822 millones debido al deterioro de activos de casi 4.900 millones** realizado en la primera mitad de ese ejercicio. El Ebitda de la compañía el año pasado se situó en los 4.019 millones de euros, con un incremento del 3%.

En lo que respecta a la deuda neta, la energética prevé que se sitúe a cierre de este año en los 15.200 millones de euros, teniendo en cuenta la nueva normativa IFRS16, que pasa a incorporar los compromisos a largo plazo como deuda.

En cuanto a la retribución del accionista, Naturgy estima un crecimiento del dividendo del 5% en 2019, hasta los 1,37 euros por acción, frente a los 1,3 euros de dividendo total con cargo a 2018.

CIERRE DEL CARBÓN Y NUCLEARES

Para Naturgy, el precio del carbón y de los derechos de emisión de CO2 "hacen inviable" la operación de sus centrales de carbón. Por eso la compañía solicitó a finales de 2018 la autorización para cerrar sus tres plantas térmicas a carbón en España: Meirama, La Robla y Narcea. Reynés ha indicado que están a la espera de recibir las pertinentes autorizaciones y, una vez reciban luz verde para el cierre, comenzarán los planes de desmantelamiento en los que tratarán de mitigar el impacto tanto sobre su plantilla como sobre las regiones en que se emplazan las centrales. "Trazaremos un desmantelamiento pactado y buscando los acuerdos con los trabajadores", ha indicado.

En este sentido, respecto al avance de las negociaciones con la Xunta para sacar adelante los planes de mitigación ligados al cierre de Meirama, Reynés ha indicado que tienen en estudio un centro de gas renovable en Galicia y un proyecto eólico de 80MW pendiente de autorización. Las inversiones en Galicia este año serán "muy relevantes", ha indicado para subrayar el compromiso de la compañía con Galicia.

El cierre del carbón es parte del proceso de transición energética que apunta hacia una electrificación completa de la economía para 2050. En la próxima década se iniciará también la desconexión ordenada de las centrales nucleares, al tiempo que se instala más capacidad renovable. En este proceso, el gas tendrá una labor de respaldo fundamental, ha señalado el ejecutivo, tanto en la generación de energía como en la movilidad.

INDEPENDENCIA, TRANSPARENCIA, HONESTIDAD

NUESTRA FORMA DE TRABAJAR

Nos importan las PERSONAS,
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones
Creemos en la NEGOCIACIÓN,
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo
Trabajamos por un FUTURO mejor.
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

Sindicato Independiente de la Energía
www.sie.org.es sie@sie.org.es