

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

La producción nuclear se hunde en vísperas de la recarga de varias centrales

Con un precio de 8 euros/MWh el fin de semana 'desaparecieron' del mercado 1.800 MW

cincodias.elpais.com
08/04/2020



Los precios del mercado mayorista de la electricidad (*pool*) el pasado fin de semana provocó una situación casi inédita hasta ahora: la reducción de la carga de producción de todo el parque nuclear español hasta una media de un tercio, el máximo técnicamente posible, que supuso la desaparición del mercado de 1.800 MWh de generación, casi dos grupos atómicos.

Con un derrumbe de los precios hasta un mínimo de 8 euros/MWh (en Europa todos los mercados registraron precios negativos, algo que en España no permite la regulación), las centrales españolas protagonizaron una caída en picado el pasado fin de semana, según los datos de Red Eléctrica que muestran el gráfico adjunto. Así, frente a los casi 7.000 MWh del viernes, se pasó a 5.100 MWh el sábado.

Debido al hundimiento de la demanda eléctrica por la crisis sanitaria del coronavirus y a unas condiciones climáticas favorables a la eólica, las centrales nucleares españolas bajaron su carga hasta el límite. Estas plantas, que habitualmente pujan a cero euros en las subastas diarias del *pool*, lo que les permite cobrar el precio del ciclo combinado, dado el sistema marginalista del mercado, según el cual todas las tecnologías cobran el precio que marca la oferta más cara que resulta casada.

Sin embargo, en esta ocasión, las empresas no pudieron resistir una cotización tan baja. La tecnología actualmente más cara, una vez que el carbón ha desaparecido del mercado, es el ciclo combinado de gas, que también sufre su particular calvario. Según fuentes sectoriales, “las centrales nucleares tienen capacidad para que con antelación suficiente se programe una bajada de carga en situación de exceso de producción o baja demanda. Se trata de una situación que ya ha pasado con anterioridad”. La misma fuente añade que “esta decisión se toma según las previsiones de explotación y para este fin de semana era una situación clara”.

Esta es una de las consecuencias derivadas de la crisis de la pandemia de coronavirus para las nucleares, pero no la única. A esta se añade la alteración de la programación de las recargas de combustible de varias de ellas (Almaraz, Ascó y Trillo).

El grupo I de la central extremeña tenía previsto iniciar su periodo de recarga de combustible (en barras de uranio) el 29 de marzo. Se trata de procesos delicados que se realizan cada dos años, se prolongan durante un mes y medio y en ellos se emplean hasta un millar de personas.

Aunque en este caso, y debido al real decreto de estado de alarma aprobado por el Gobierno del pasado 15 de marzo, se optó por retrasar la recarga dos semanas, hasta el 14 de abril. La central mantiene esta fecha pese a la prórroga de aquel hasta el próximo 26 de abril. El primer aplazamiento se acordó el 20 de marzo para evitar coincidir con el pico de la pandemia y por la falta, probablemente, de material de seguridad.

La dirección de la central anunció su decisión de retrasar el inicio de la recarga (esta sería la número 27) de su grupo I hasta “el momento en que las condiciones sociosanitarias del país lo permitan”.

Ascó y Trillo

Aunque el estado de alarma continúa, la recarga se hará, pues así lo permite la normativa, dado que la producción nuclear no es solo un servicio esencial, sino crítico. Y, según sus titulares (Endesa e Iberdrola), producir con menos combustible no es una situación óptima y hay que evitar una parada indefinida.

Eso sí, el proceso se acortará a dos semanas y la plantilla no superará las 200 personas. Esta es una decisión que han reprochado las organizaciones ecologistas, que la consideran “un riesgo”. El proceso de recarga del combustible de Almaraz I, además, se va a solapar con el de la central de Ascó, en Tarragona, y a ella le seguirá, pero ya en el mes de junio, la de Trillo, en Guadalajara.

UNA RECARGA RÁPIDA PARA ALMARAZ



El estado de alarma no va a impedir la recarga del combustible de la central nuclear de Almaraz, ya que la generación eléctrica es considerada un servicio esencial. La recarga, cuyo inicio estaba previsto para el 29 de marzo, se aplazó dos semanas a la espera de una situación sanitaria más propicia. Y aunque el estado de alarma continúa, la recarga comenzará la próxima semana, el día 14.

Sin embargo, el proceso se acortará (en lugar de mes y medio, 15 días) y se limitará a la reposición del combustible y no se harán las habituales tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que implica una recarga convencional. Ello requerirá una plantilla de 200 personas, en lugar de las 1.000 que suelen realizar estos trabajos.

La recarga rápida, según fuentes empresariales, se pospone al otoño, cuando la planta volverá a parar para que se realice una inspección más a fondo. Aunque la central es propiedad de Iberdrola y Endesa, la encargada de la gestión y operación es la primera (con un 53% del capital).

Con la reducción del tiempo de recarga se evitarán, según sus titulares, el riesgo de contagios. En las centrales ya trabajan, bajo la supervisión del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y el Ejército (que apoya en este caso a la Guardia Civil), con un 30% de la plantilla habitual.

Economía.- El Gobierno abre a consulta pública la Estrategia de Almacenamiento y la Hoja de Ruta de Hidrógeno Renovable

bolsamania.com
08/04/2020

El Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico ha abierto los procesos de consulta pública previa de la Estrategia de Almacenamiento y la Hoja de Ruta de Hidrógeno Renovable.

Estos dos documentos son necesarios para alcanzar los objetivos fijados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 y, con ello, "mejorar la competitividad de los sectores económicos del país y avanzar hacia la consecución de la neutralidad climática en 2050, en línea con la declaración de emergencia climática del Gobierno de España, el Acuerdo de París y el consenso científico y social en torno a la acción climática", informó el gabinete dirigido por Teresa Ribera.



En concreto, la 'hoja de ruta' a 2030 trazada por el Ejecutivo aborda la oportunidad que representan los excedentes de energía eléctrica generada, que pueden ser aprovechados con un sistema de almacenamiento complejo. Para poder desarrollar estos sistemas en España, en donde el PNIEC prevé alcanzar los 6 gigavatios (GW) de almacenamiento para la próxima década en el sector eléctrico, la elaboración de una estrategia resulta fundamental.

En el contexto de la transición energética, el almacenamiento es una de las oportunidades a afrontar en el futuro para una plena descarbonización del sistema energético y una efectiva integración de las tecnologías renovables.

Además, en el sector eléctrico existen otras aplicaciones que muestran los beneficios del almacenamiento para sistemas aislados, suministrando servicios de red y como una de los instrumentos para fomentar el autoconsumo y, en consecuencia, incrementar la participación ciudadana en el sector energético. De igual modo, en sectores como la industria, la edificación y la movilidad, el almacenamiento también abre un abanico de oportunidades.

De igual modo, el PNIEC apunta que los gases renovables constituyen uno de los vectores energéticos que puede emplearse tanto para la generación de electricidad como para cubrir la demanda en procesos industriales de alta temperatura y, también, en el transporte.

Al igual que ocurre con el almacenamiento, el plan indica la necesidad de elaborar una hoja de ruta que aborde y estructure el potencial del hidrógeno como vector de descarbonización.

HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO RENOVABLE.

La Hoja de Ruta de Hidrógeno Renovable responde a la necesidad de guiar su despliegue y desarrollo como vector energético y flexible en la descarbonización de la economía, dado que, por una parte, permite integrar la electricidad renovable excedentaria y desplazar el uso de materias primas industriales o fuentes de energía de origen fósil; y, por otra, abre una nueva ruta tecnológica para el transporte.

El documento también está alineado con las acciones previstas en el contexto europeo. Entre ellas, el Pacto Verde Europeo (Green Deal) incluye en su la aprobación de varias estrategias y mecanismos de financiación para la promoción y el desarrollo de aspectos relacionados con la cadena de valor del hidrógeno renovable.

El Ministerio para la Transición Ecológica señaló que ambos documentos se consideran "esenciales" para la consecución de los objetivos fijados por el PNIEC 2021-2030, que ya ha sido enviado a la Comisión Europea y que continúa su Evaluación Ambiental Estratégica.

SINERGIAS.

De igual modo, se trata de dos iniciativas que pueden beneficiarse de sinergias en sus respectivos procesos de elaboración. Uno de los sistemas de almacenamiento disponible tecnológicamente es el hidrógeno.

Además, el Ministerio destaca que tanto la estrategia como la hoja de ruta permitirán anticipar las necesidades para el desarrollo de cadenas de valor industrial en el territorio para optimizar sus respectivos despliegues en el país.

Por ello, se ha decidido iniciar la elaboración de los dos textos de manera simultánea, lo cual puede favorecer que las aportaciones de ambos procesos se realicen con enfoques integrados.

SUSPENDIDO PLAZO PARA CONTRIBUCIONES HASTA EL FIN DEL ESTADO DE ALARMA.

Las consultas previas de la Estrategia de Almacenamiento y de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable estarán abiertas durante 15 días. No obstante, el plazo para presentar contribuciones se encuentra suspendido hasta la finalización del estado de alarma, de conformidad con la disposición adicional tercera del Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el Covid-19.

Iberdrola invierte 20 millones en un parque fotovoltaico y otro eólico

A construir entre la autopista y Chimiche, los proyectos se encuentran en la fase inicial del trámite de información pública

eldia.es
09/04/2020

Iberdrola proyecta la construcción de dos parques de energías renovables entre la autopista del Sur (TF-1) y Chimiche (Granadilla de Abona). Uno de ellos será eólico y el otro, fotovoltaico. La inversión global está cifrada en 20.111.784,69 euros.

La Dirección General de Energía del **Gobierno de Canarias** dio a conocer ayer que el Parque Eólico El Vallito generará 13,125 MW (megavatios) y contará con un sistema de almacenamiento de 12 MW, que producirá con los cinco aerogeneradores Gemsa G114 de 2.625 kilovatios. Este complejo estará conectado con la subestación colectora Abona y con la Subestación Eléctrica Transformadora (SET) Abona, de 220 kilovatios, cuya titular es la compañía Red Eléctrica (REE).

El presupuesto de este Parque Eólico El Vallito asciende a 15.795.436,52 euros, abriéndose hoy el periodo de información pública para la solicitud de la autorización administrativa, declaración de impacto ambiental y declaración, en concreto, de utilidad pública durante 30 días.

Iberdrola Renovables Canarias SAU también proyecta construir el Parque Fotovoltáico Tagoro, de 5,5 megavatios y al Noroeste de la autopista TF-1, en las inmediaciones del anterior complejo fotovoltaico.

El mismo contará con 17.280 módulos y tres centros de transformación, tratándose de un parque solar fotovoltaico entre cuyas características se mencionan 5.962 kilovatios nominales y 4.911 de pico. El presupuesto de esta obra alcanza los 4.316.348,17 euros, según consta en la edición de ayer del BOC.

La Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Ejecutivo regional publicó ayer el anuncio de la puesta en información pública del expediente relativo a la solicitud de la autorización administrativa y declaración, en concreto, de utilidad pública, del proyecto del Parque Fotovoltáico Tagoro. Los interesados y afectados tienen 30 días para presentar sus alegaciones.

España pide anular su arbitraje con la luxemburguesa 9REN Holding en la batalla de las renovables

Desde el Estado se reclama al Banco Mundial frenar el laudo que le obliga a pagar 46 millones de euros a esta sociedad por los daños sufridos por el recorte de las primas a las renovables

vozpopuli.com
10/04/2020



España presentó el pasado martes ante el **CIADI**, el organismo de arbitraje del **Banco Mundial**, una solicitud de anulación del laudo que mantiene con la luxemburguesa **9REN Holding**, una de las muchas sociedades que afectadas por el recorte de las **primas a las renovables**. El tribunal sentenció el pasado 31 de mayo de 2019 que el Estado debía pagar 46 millones de euros por esta controversia.

El CIADI dictaminó que, con los cambios introducidos por el Gobierno en 2013, España había vulnerado el Tratado de la Carta de la Energía través de la frustración de las expectativas legítimas de 9REN Holding. No obstante, el CIADI desestimó la demanda de expropiación. La compensación de 46 millones corresponde a los **41,76 millones más intereses compuestos anualmente en concepto de daños y 4,6 millones por las costas** legales y otros gastos.

Este laudo es una de las reclamaciones contra España en tribunales y cortes de arbitraje internacionales suman casi **10.000 millones de euros**, según los últimos datos facilitados por la ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera. Un total de 45 procesos contra el Reino de España por la decisión de 2013.

En este caso, **9REN adquirió en 2008 participaciones en empresas de energías renovables en España por valor de 211 millones de euros**. En respuesta a los cambios introducidos por España a sus regulaciones en el sector energético entre 2010 y 2014, 9REN inició un arbitraje contra dicho país el 31 de marzo de 2015, reclamando **la violación de las cláusulas del Tribunal de Justicia de la Unión Europea**.

La empresa asegura que los reales decretos de **2007 y 2008** garantizaban la estabilidad y no revocación de los beneficios de determinadas tasas privilegiadas. Unas normativas que garantizaban este escenario durante la vida útil de sus instalaciones de energías renovables registradas antes del 29 de septiembre de 2008.

'Expulsados'

9REN Holding detalla en el arbitraje que las reformas introducidas por España deberían ser interpretadas en un contexto de atracción de inversores. Por último, la sociedad protesta que el país dismanteló el sistema establecido bajo los mismos reales decretos por los cuales 9REN decidió invertir originalmente, **llevando a la empresa a vender su inversión.**

La posición de España es que tenía **"el derecho y el deber"** de regular su sector de energía en función del interés público, ejerciendo su facultad soberana.

En segundo lugar, la defensa del Estado apunta que **9REN debería haber sabido sobre los cambios introducidos por las reformas si hubiera realizado su diligencia debida.** Y, por último, el Reino de España defiende que las reformas también estaban destinadas a garantizar la sostenibilidad económica del Sistema Eléctrico Español (SEE).

Las pequeñas eléctricas temen quebrar al tener que asumir ayudas al consumidor

500 comercializadoras deben asumir la ampliación del bono social y financiar parte del aplazamiento de las facturas

cincodias.elpais.com
10/04/2020

El Real Decreto Ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al coronavirus, establece una serie de ayudas a los consumidores afectados por ERE y a pymes y autónomos que se han visto obligados a parar su actividad como consecuencia del estado de alarma que rige desde el 14 de marzo.

Aunque parte de estas medidas serán asumidas por el Estado, otra parte correrá a cargo del sector energético. El objetivo, según fuentes políticas, es que haya una transferencia de rentas de un sector que no está entre los más afectados económicamente por la crisis, por tratarse de un servicio esencial, hacia los más afectados. Sin embargo, en el mercado eléctrico conviven grandes comercializadoras integradas en los grandes grupos empresariales (Endesa, Iberdrola o Naturgy), con centenares de pequeñas (algunas ligadas también a grandes compañías, como Repsol, Cepsa, El Corte Inglés o Telefónica), así como centenares de pequeñas compañías independientes. Entre todas suman más 500, según datos de la CNMC.

En este último grupo (muchas sin apenas actividad y otras arrastrando ya una delicada situación financiera) se ha desencadenado el temor a la quiebra, no solo por la obligación de asumir algunas de las medidas de apoyo temporal a los consumidores, sino por la propia situación en que ha quedado el mercado.

Entre las medidas incluidas en el RDL en favor de los usuarios eléctricos (también del agua y el gas) están la extensión de los consumidores con derecho al bono social de la tarifa (entre un 25% y un 100%, dependiendo de la vulnerabilidad); el aplazamiento del pago de las facturas durante seis meses; la posibilidad de que las pymes se bajen la potencia contratada sin coste, y la prohibición de que las empresas corten el suministro a ningún ciudadano.



El coste de la ampliación del bono de la tarifa (23 millones de euros, según la memoria de impacto económico del RDL) correrá a cargo de todas las comercializadoras en función de su cuota de mercado; el aplazamiento del cobro, por su parte, podrá ser financiado por las empresas con el aval del Estado. El Estado asumirá también la pérdida de ingresos del sistema (37 millones de euros, según estimación oficial) por bajadas de potencia, pero solo durante el estado de alarma.

Además de la asunción del coste del bono social (se desconoce en cuánto se ampliará el colectivo), las comercializadoras se lamentan de tener que financiar la factura durante los citados meses, aunque si finalmente se produce morosidad, podrían ejecutar el aval del Estado. De los distintos componentes de la factura, estas solo asumirán el coste de la energía ya que los peajes se repercutirán a las distribuidoras, en tanto que los tributos se liquidarán hasta transcurridos seis meses desde el fin del estado de alarma.

Concretamente, en el texto que entró en vigor el 31 de marzo, las comercializadoras de electricidad y gas natural y las distribuidoras de GLP (butano y propano) quedarán eximidas de la liquidación del IVA, del impuesto especial de la electricidad, en su caso, y del impuesto especial de hidrocarburos, también en su caso, “correspondientes a las facturas cuyo pago haya sido suspendido en virtud de esta medida, hasta que el consumidor las haya abonado de forma completa, o hayan transcurrido seis meses desde la finalización del estado de alarma”.

Las distribuidoras, que gestionan las redes y cobran una retribución regulada incluida en los peajes de acceso, también se quejan por tener que asumir este coste. En más de un 90% esta actividad la desarrollan filiales de los grandes grupos integrados en Aelec (antigua Unesa). El resto está en manos de unas 300 pequeñas distribuidoras, asociadas en su mayoría en Cide. Estas consideran que su situación económica no les permite financiar los peajes tantos meses.

Fuentes políticas critican que las grandes eléctricas “hayan prometido tantos donativos y supuestas ayudas para sus clientes afectados por la grave crisis sanitaria”, y cuando se fijan las ayudas en una norma legal de obligado cumplimiento se quejen”.

ENTRE LA CRIBA Y EL “AQUÍ NO PAGARÁ NADIE”

Las comercializadoras independientes, algunas de éxito como Holaluz, han sido las protagonistas de la dura competencia en un mercado como el eléctrico, donde existen ocho comercializadoras de referencia (COR), obligadas a suministrar a un precio establecido (PVPC) a los pequeños (con menos de 10 kW de potencia contratada), que son, por otra parte, los que tienen derecho al bono social o descuentos en el recibo. Las independientes del mercado libre han denunciado esta obligación de sufragar un bono que ellas no pueden ofrecer.

La actual crisis puede desencadenar una criba en un mercado atomizado, y no solo por las ayudas que deben asumir legalmente, sino por el derrumbe del mismo. Muchas eléctricas de nuevo cuño cuentan solo con unos pocos clientes: empresas, más o menos grandes, que han tenido que cerrar y no están consumiendo. Además, han cubierto ya el suministro estimado a precios más altos que los que se registran estos días, en un pool hundido.

Otra consecuencia que denuncia el sector es que la prohibición de cortar la luz o de aplazar el pago provocará una gran morosidad. Aunque lo cierto es que son relativamente pocos los clientes que han pedido aplazar el pago.

El consumo energético en Cantabria cae un 23,7% tras el cese de la actividad no esencial

Viesgo ya observa «una clara mejoría» esta semana en relación a los grandes clientes industriales tras la parálisis de hace 10 días

eldiariomontanes.es
10/04/2020

Más allá de cifras, estadísticas y estudios varios con los que intentar calibrar el impacto que la expansión del coronavirus está teniendo en la actividad productiva tras la adopción de diferentes medidas restrictivas para la contención de la pandemia, la demanda eléctrica es otro patrón fiable para cuantificar la parálisis actual de Cantabria.



Un consumo que ha venido cayendo desde la declaración del estado de alarma y que igualmente notó la semana pasada la puesta en marcha de nuevas medidas desde Moncloa para detener la actividad no esencial con objeto de minimizar la movilidad, lo que incluía suspender el negocio de parte de la industria y la construcción, entre otros. Esa 'hibernación', **como se bautizó desde el Gobierno nacional a la vuelta de tuerca a las limitaciones productivas**, desembocó en un desplome de la demanda eléctrica del 23,74% entre el 30 de marzo y el 5 de abril.

Según los datos ofrecidos por Viesgo, ese retroceso toma como referencia la semana previa a la publicación del decreto del estado de alarma. Este periódico ya dio cuenta de que entre el 23 y 29 de marzo el consumo **descendió un 5,6%**, cuando empezó a implementarse la situación excepcional que vive hoy en día España y, por extensión, Cantabria.

La diferencia, explican desde la compañía, es que la semana pasada influyó en gran medida en la estadística la parada de grandes industrias ante la ampliación de las restricciones a la actividad. **Firmas como Global Steel Wire, Ferroatlántica o Sidenor, entre otras, dejaron de funcionar prácticamente el lunes 30 de marzo**, aunque días después, una vez matizadas las limitaciones, han vuelto a producir, aunque lejos del pleno rendimiento, no sólo por las condiciones generales, sino por la ausencia de demanda en buena parte de los casos. De hecho, la corporación asevera que asimismo se observó una reducción del consumo de los clientes conectados a la red de transporte superior al 57% entre los días 30 de marzo y 1 de abril, que pasó a ser del 27,5% a partir del día 2 de abril, cuando parte de estas industrias retomaron su actividad. «Es un efecto coyuntural y esta semana ya observamos una clara mejoría de la demanda en esta tipología de clientes», anota Viesgo.

La demanda energética en los hogares aumenta un 2,9% desde el inicio del estado de alarma

Respecto al resto de industrias de la Comunidad con suministro en alta tensión pero no conectado al transporte, presentó en esa misma semana una caída del 45%, que se ha quedado en **un 30%** a partir del día 2.

En cuanto a las pequeñas y medianas empresas, en el mismo periodo **se observó una rebaja del 11,2%** respecto a una semana ordinaria, y que alcanzó el 14% en los primeros días de esa semana.

Viesgo también ha analizado el consumo doméstico, en una coyuntura en la que pasar todo el día confinados en los hogares lleva a pensar en una escalada de la demanda. Según la información de la empresa, ese incremento no es tan desorbitado. **«Los análisis muestran aumentos de demanda que rondan el 2,9%**, que se estima serían mayores de no ser por las altas temperaturas que se están registrando en Cantabria en relación a otros años», manifiesta.

Regreso a la 'normalidad'

Precisamente hoy concluyen las limitaciones adicionales que el Gobierno que pilota Pedro Sánchez aplicó a las actividades no esenciales. Aunque la amplia mayoría de negocios que pararon el 30 de marzo ya pueden retomar la normalidad, será después de la Semana Santa, esto es, el martes 14, **cuando buena parte de la industria y la construcción, entre otros, recuperen la normalidad**. Eso sí, con medidas para no propiciar contagios.

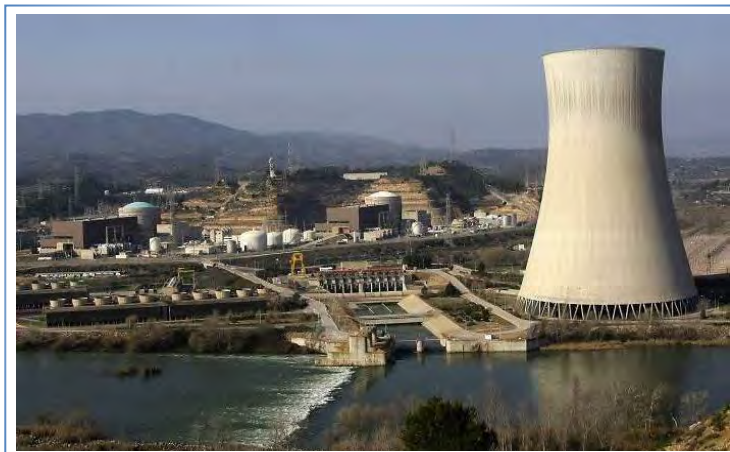
Las nucleares entran en pérdidas por los impuestos y la caída de precios

El 75% de los ingresos del primer trimestre van a cumplir con las obligaciones fiscales

La situación se mantendrá en el segundo trimestre

eleconomista.es

11/04/2020



Las centrales nucleares españolas afrontan un año complicado que las llevará previsiblemente a pérdidas. Los precios del mercado mayorista y el incremento de los impuestos han puesto en jaque las cuentas de estas estratégicas plantas para el sector eléctrico.

Los bajos niveles que está registrando el mercado mayorista de la electricidad por la fuerte caída del petróleo y del gas, así como por la mayor producción de las energías renovables suponen un problema para este tipo de plantas cuyos costes son superiores a los del resto de tecnologías.

A esta situación se suma la fuerte carga impositiva que soportan estas centrales. A lo largo de este año, la docena de impuestos que gravan la actividad nuclear superarán los 1.200 millones. Esta cantidad indica que las plantas deben ingresar 21,5 MWh para cumplir únicamente con sus obligaciones tributarias. Si tenemos en cuenta que durante el primer trimestre el precio del mercado mayorista se ha situado en los 28 €/MWh, la carga impositiva supone ya un 75% de los ingresos.

Esta situación además se prolongará durante el segundo semestre del año, tal y como indica el mercado de futuros, aunque podría aligerarse levemente a finales de año.

En este contexto, el margen que obtienen las nucleares no es capaz de cubrir sus costes fijos, los variables de producción ni las inversiones pese a ser un activo clave para el funcionamiento del sistema eléctrico.

Inversiones

Las nucleares además requerirán de una inversión de cerca de 3.000 millones en los próximos años para poder seguir operando en las condiciones de seguridad necesarias antes de llegar a la fecha de cierre pactada por las empresas y el Gobierno en el protocolo que firmaron hace justo un año, un extremo que complica todavía más la continuidad de las mismas.

Desde 2013, las centrales nucleares en España están en pérdidas, por la aplicación de tasas e impuestos, a los que han destinado más de 1.000 millones anuales, un 40% de sus ingresos. Esta circunstancia, indican fuentes del sector, imposibilita la recuperación de las inversiones necesarias para seguir operando las centrales hasta su fecha de cierre, un extremo que se ha agravado en 2020, con el incremento de impuestos.

Las nucleares financian la gestión de residuos, el combustible gastado y desmantelamiento, a través de una tasa que se trasfiere a Enresa y que, desde primeros de enero, se ha incrementado un 20%, pasando la tasa de 6,67 /MWh a 7,98 /MWh (+1,3 /MWh).

Las centrales siguen asumiendo el impuesto del 7% del valor de su producción, que se destina a reducir los cargos no relacionados con la generación y distribución, que se financian a través de los clientes eléctricos, y que se calcula sobre la totalidad de ingresos obtenidos por las centrales y que con los precios actuales de mercado, representa algo menos de 3 /MWh.

Las centrales cargan además con los impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado. La aplicación de estos impuestos supone algo más de 5 /MWh a cada central. Este impuesto es adicional a la Tasa de Enresa, que cubre todos los costes para la gestión del combustible gastado.

Impuestos autonómicos

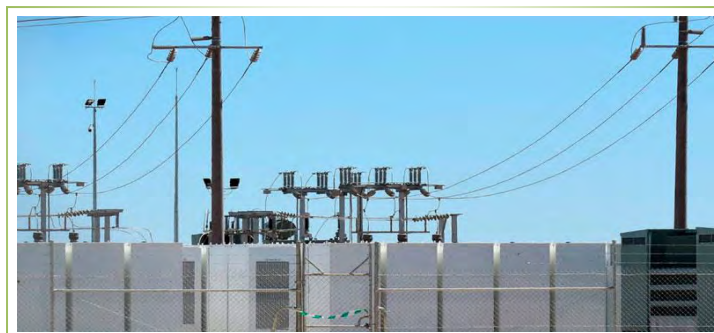
Algunas comunidades autónomas han establecido otras tasas, argumentando una finalidad medioambiental, que representan una media de más de 3 /MWh. En Extremadura, esta se eleva a 5 /MWh, mientras que en la Comunidad Valenciana es de 1,8 /MWh. Castilla León grava con 15 millones al año el almacenamiento del combustible gastado en Garoña y Cataluña está tramitando un tributo específico para las centrales nucleares ubicadas en su territorio de 5 /MWh.

Las centrales nucleares asumen los tributos locales de IBI, IAE, las Tasa del Consejo de Seguridad Nuclear, la Tasa por la prestación del servicio de la Guardia Civil etc., que representa otro impacto en sus costes del entorno de los 2 /MWh.

Fuentes del sector indica que la entrada masiva de fuentes de generación renovables a la red, en los próximos años, llevará aparejada una bajada de los precios de mercado de la electricidad, impactando en la rentabilidad de las nucleares. La producción nuclear en el primer trimestre se ha mantenido en sus niveles habituales, pese ver reducidos sus ingresos de mercado. Adicionalmente, sus costes fijos son muy superiores a los variables, y estos últimos no han variado ya que las centrales no se ven afectadas por las reducciones de coste de los combustibles.

El almacenamiento en baterías de gran escala mejora el uso de energías renovables

Por cada año hasta 2025 se espera que supere el 40% de despliegue de almacenamiento de batería a gran escala en los mercados emergentes, según las expectativas de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) gracias a que las tecnologías de almacenamiento de electricidad están teniendo nuevos usos en el área de la energía, más allá de la movilidad eléctrica o de los servicios públicos.

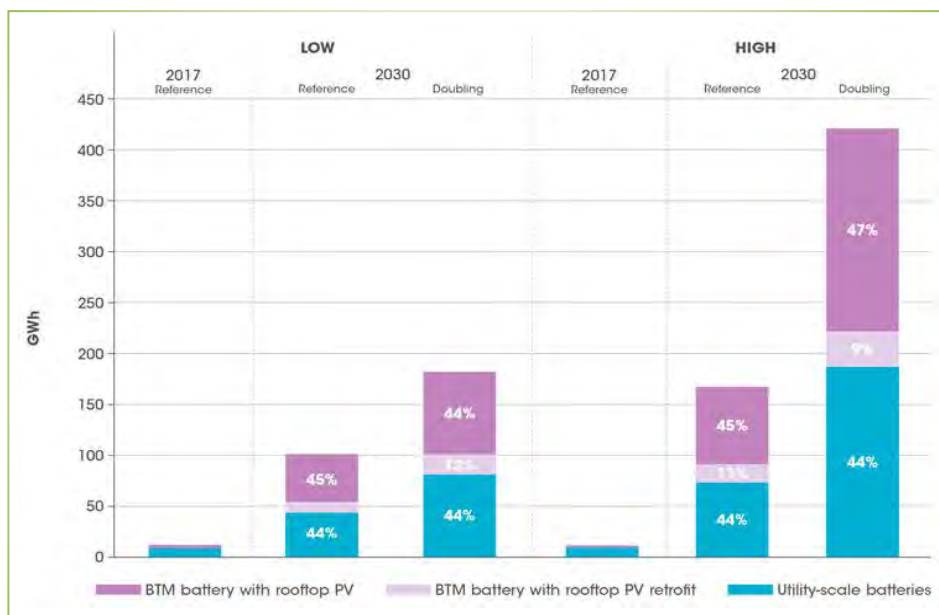


worldenergytrade.com
11/04/2020

El almacenamiento de baterías a gran escala logra equilibrar la red y almacenar el exceso de energía renovable, para utilizarla cuando sea de noche o no haya viento en el caso de la **energía solar** y eólica. La integración de estos dos tipos de energía en los sistemas de energía serían uno de los elementos fundamentales para este crecimiento que esperan se dé a nivel mundial.

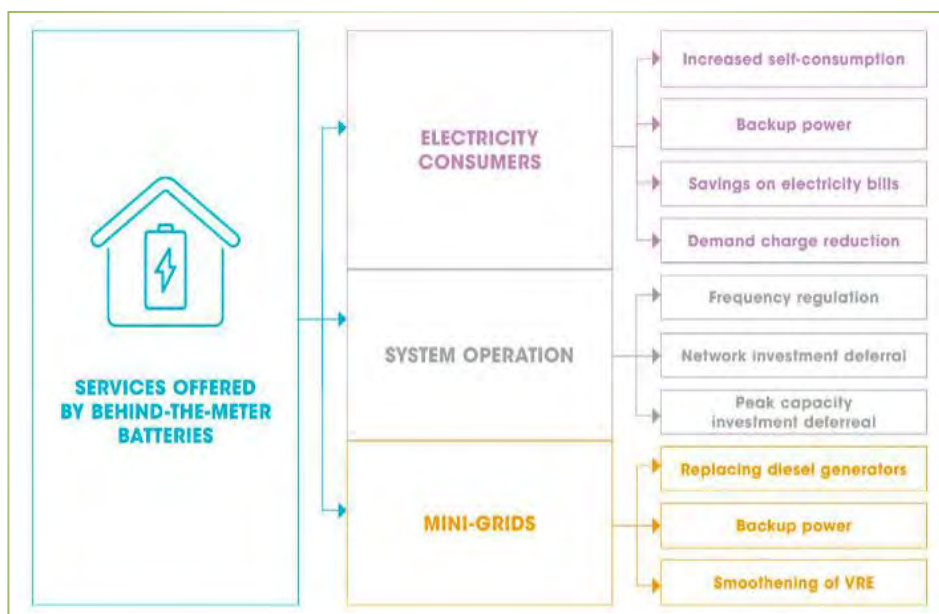
Según se ha conocido países como Australia, Alemania, Japón, Reino Unido y Estados Unidos entre otros del continente europeo, han llevado adelante la implementación de sistemas de almacenamiento de batería a gran escala., en cual han implemento con éxito, datos dados a conocer por **IRENA** en su portal.

En el caso de Alemania, se han instalado baterías con BTM (*behind-the-meter*) en 40% de las aplicaciones fotovoltaicas en tejado, mientras que Australia se propone alcanzar un millón de instalaciones de baterías BTM para 2025, con 21.000 sistemas instalados en el país en 2017. En general, **la capacidad total de las baterías en aplicaciones estacionarias podría aumentar de una estimación actual de 11 GWh a entre 180 y 420 GWh (un incremento de 17 a 38 veces), concluye IRENA.**



“Las instalaciones de baterías BTM en todo el mundo están en aumento. Este crecimiento ha sido impulsado por la caída de los costos de la tecnología de almacenamiento de baterías, debido al creciente mercado de consumo y al desarrollo de **vehículos eléctricos (EV) y **EV híbridos enchufables (PHEV)**, junto con el despliegue de la generación distribuida de energía renovable y el Desarrollo de redes inteligentes (*smart grid*),” se reseña en el portal de IRENA.**

Los resultados en el caso de las baterías a escala de servicios públicos han logrado una mayor alimentación de energías renovables en la red al alcanzar el exceso de generación y reafirmar la producción de energía renovable. Pero también serían capaces de proporcionar electricidad más barata y confiable en comunidades y redes aisladas.



Ejemplos eficientes en cuanto a términos de capacidad son: el **proyecto de almacenamiento de baterías de iones de litio Tesla de 100MW/129 MWh** ejecutado en el parque eólico Hornsdale de Australia y el desarrollado en Estados Unidos que utiliza un sistema de almacenamiento de batería de 4MW/40MWh con el cual se logra ahorrar hasta USD 2.03 millones en costos de combustible.

Aunque existe un mayor control del almacenamiento de energía con las baterías estacionarias a gran escala, **especialistas consideran que un plazo no mayor de diez años aumente el almacenamiento de baterías a pequeña escala** complementando las aplicaciones a escala de servicios públicos.

El trabajo invisible de miles de operarios que garantizan la luz y el gas

investing.com
12/04/2020

Miles de operarios velan estos días por garantizar que el suministro de electricidad y gas llegue a todas las familias confinadas en sus hogares, a los cientos de hospitales que batallan contra el coronavirus, a las tiendas que venden alimentos y a miles de locales y fábricas que han de seguir operando.

Hacer que la energía fluya es una tarea con muy escasa visibilidad que está en manos estos días de miles de trabajadores de compañías energéticas y de distribución que cada día salen de casa para realizar un trabajo en la sombra vital para que el corazón de la economía siga palpitando.



"En esta crisis hay mucha gente que se está dejando la piel, gente que se ve y gente que no se ve. Nosotros somos de los que no se ven", defiende Alberto Farre, técnico del centro de control de producción de Endesa (MC:**ELE**) en Lérida.

A raíz de esta crisis, la compañía ha duplicado sus centros de control de la red de distribución. En cada uno de ellos un equipo trabaja de forma ininterrumpida para controlar la transformación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

También están los operarios de campo, trabajadores esenciales que estos días revisan las infraestructuras que dan suministro a instalaciones críticas como los centros hospitalarios y hacen lo posible para acelerar la conexión a la red de los hospitales de campaña que se están levantando por todo el país.

"En estos momentos sé de verdad que mi trabajo es muy importante", explica el responsable de instalar el nuevo transformador en el hospital de campaña en Málaga, Juan Antonio Campos, que, aunque admite que la labor fundamental es la de los sanitarios, se siente tremendamente orgulloso de lo que hace.

Al igual que Endesa, muchos empleados de Iberdrola (MC:**IBE**) se mantienen estos días en primera línea, garantizando el suministro energético y manteniendo servicios básicos, ya sea desde sus seis centros de control o desde instalaciones de ciudades, pueblos y áreas rurales de todo el país.

Trabajadores de la división de distribución de redes trabajan en un plan de atención especial en más de 300 hospitales, para asegurar tanto el mantenimiento y calidad del suministro como para facilitar el despliegue de nuevas instalaciones.

Aunque el ciudadano de a pie está más familiarizado con los nombres de estas y otras empresas eléctricas, por detrás de su servicio está el de Red Eléctrica de España (MC:**REE**), el operador del sistema eléctrico del país que, como tal, debe asegurar en todo momento la continuidad del suministro.

Unos 400 de sus empleados trabajan en las divisiones más críticas para la seguridad del suministro: los centros de control eléctrico y de red, y los equipos encargados del mantenimiento. Según REE, todos ellos son "plenamente conscientes" de que están ante una sociedad "absolutamente electrodependiente", por lo que realizan su función con una clara "vocación de servicio público".

DESDE LOS BARCOS QUE FAENAN A LA BOMBONA DE BUTANO

Igualmente, unas 5.500 personas trabajan en los cinco complejos industriales de Repsol (MC:**REP**) de los que salen las gasolinas y gasóleos que estos días hacen posible que los camiones de alimentos lleguen a su destino o que los pescadores puedan seguir faenando en la mar.

Casi 500 empleados de su división de Electricidad y Gas mantienen su actividad durante esta crisis y siguen trabajando para garantizar el servicio a través de doce centrales hidráulicas, dos de ciclo combinado y diversas plantas de cogeneración.

Al pie de estas infraestructuras hay un enorme equipo humano dispuesto a "seguir trabajando hasta el final", como explica Javier Mesones, técnico de operaciones de la Central Hidráulica de Aguayo (Cantabria), que añade, que cada día vuelve a casa "con la satisfacción" de haber contribuido a la producción de energía.

Pero estas tareas no son de lejos las únicas, porque donde no llega el gas natural lo hace el butano. Cada año esta empresa reparte cerca de 50 millones de bombonas a 4 millones de clientes a través de 200 empresas distribuidoras y unos 1.800 repartidores.

Tras esta tarea está, entre otros tantos, Manuel de la Morena, que lleva 35 años repartiendo cada día butano a cerca de 70 hogares y que tiene el firme de compromiso de seguir haciéndolo. "La bombona no va a faltar, el suministro está asegurado", comenta con orgullo.

Enagás (MC:**ENAG**), transportista de gas natural y Gestor Técnico del Sistema gasista español, cuenta con unas 820 personas que desde plantas de gasificación mantienen y operan la red de troncal de gasoductos para que el gas llegue a los hogares, hospitales o comercios.

"Somos el primer paso para que todo funcione correctamente", explica Ismael Rodríguez para referirse al Centro Principal de Control, del que es jefe de turno, y al que define como el "corazón del sistema gasista" porque desde allí se coordina el bombeo del gas natural para garantizar el suministro.

Por su parte, Naturgy (MC:**NTGY**) cuenta con 2.500 personas en todo el mundo realizando operaciones esenciales, 1.400 de ellas en España, que cada día abandonan el confinamiento para garantizar el suministro de gas.

La central térmica de Carboneras baja al 10% su producción

Andalucía consolida el primer puesto a nivel nacional en potencia eléctrica instalada generada con biomasa y energía solar fotovoltaica, reduciendo así las emisiones



noticiasdealmeria.com
12/04/2020

Andalucía está eliminando de su generación eléctrica el carbón, que apenas supone el 4% del total de energía eléctrica producida en enero de 2020. Esta información ha sido aportada por la Agencia Andaluza de la Energía, entidad adscrita a la Consejería de Hacienda, Industria y Energía, que continúa actualizando los datos estadísticos mensuales sobre el consumo de fuentes de energía y de producción horaria de electricidad durante el estado de alarma decretado en todo el territorio nacional a causa del Covid-19, dentro de las funciones que desempeña como parte del Sistema Estadístico y Cartográfico de Andalucía.

Por su parte, las energías renovables, libres de emisiones de dióxido de carbono, han producido, a enero de 2020, el 38% del total de la generación eléctrica en Andalucía, frente a una cobertura del 31% registrada en el mismo periodo del año anterior. Este incremento de la generación con fuentes limpias ha provocado, junto con el elevado coste de los derechos de emisión de CO₂, que por primera vez en Andalucía haya periodos desde el último año en los que la generación con carbón queda fuera del mix energético de la región. Así, durante el mes de enero de 2020, en la comunidad ha habido 128 horas seguidas, es decir, más de 5 días, durante los cuales no se ha producido electricidad con carbón.

Despunte eléctrico renovable y menos emisiones

La apuesta decidida del Gobierno andaluz por la implantación de las energías renovables dio como resultado la culminación de la tramitación y la puesta en servicio de nuevos proyectos de generación eléctrica con fuentes limpias. Así, las energías renovables terminaron el año con 1.112 nuevos megavatios eléctricos renovables (de una potencia renovable total de 7.215,8 MW). Esto supone un incremento de la potencia eléctrica instalada del 18% con respecto al año anterior.

En enero de 2020 continúa el aumento de la generación eléctrica renovable con biomasa y energía solar fotovoltaica, en las que Andalucía ostenta ya el primer puesto a nivel nacional en potencia eléctrica instalada, que han generado un 39% y un 46%, respectivamente, más que en el mismo periodo del año anterior. Esto supone, en términos de energía, 38,5 gigavatios hora (GWh) más generados con biomasa y 42,4 con solar fotovoltaica con respecto al mismo periodo de 2019. Por el contrario, se confirma la caída del 90% de la producción procedente del conjunto de las centrales térmicas de carbón andaluzas: Litoral (Carboneras, Almería), Los Barrios (Cádiz) y Puente Nuevo (Espiel, Córdoba) respecto al mismo mes de 2019, debido fundamentalmente a la reducción de su actividad ante las dificultades para cumplir con las normativas europeas de emisiones.

La mayor producción con fuentes renovables (libres de emisiones de dióxido de carbono, uno de los principales gases de efecto invernadero cuyo aumento de concentración en la atmósfera causa cambios en el clima), junto con el incremento del 367% del precio de los derechos de emisión de CO₂ producido desde enero de 2017 hasta enero de 2020, han desplazado al carbón en el mix eléctrico.

La paulatina desaparición del carbón en la generación eléctrica tiene como principal efecto una importante reducción de las emisiones de CO₂ procedentes del sector eléctrico. Así, en Andalucía se han disminuido un 38% en el periodo 2000-2018, pasando de emitir unas 750 toneladas de CO₂ por unidad de electricidad producida a 465 toneladas. Los datos que se barajan a enero de 2020 es que este indicador se sitúa por debajo de las 300 toneladas de CO₂ por gigavatio hora producido.

Datos estadísticos

La Agencia Andaluza de la Energía actualiza mensualmente los datos estadísticos sobre el consumo de fuentes de energía: productos petrolíferos, energía eléctrica y gas natural; así como datos detallados de generación horaria de electricidad agregada por cada una de las tecnologías renovables, cogeneración, ciclo combinado, centrales térmicas de carbón y residuos. Estos datos se ofrecen en la web de la entidad en un formato de hoja de cálculo, para facilitar su tratamiento y descarga, y pueden consultarse desde la herramienta estadística info-Energía, donde también está disponible la información sobre el desarrollo de infraestructuras energéticas.

Para elaborar esta información estadística se recopilan datos de Red Eléctrica de España (REE), Edistribución (antigua Endesa Distribución), la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. La entidad realiza su tratamiento según la metodología establecida por la Oficina Europea de Estadística, que se plasma en la publicación anual Datos Energéticos de Andalucía, cuya edición a 2019 se publicará en el segundo semestre del año.

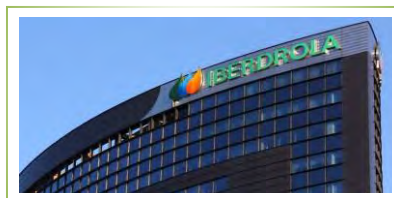
El sólido dividendo complementario de Iberdrola de este verano ofrece un 2,55%

**La eléctrica confirmó en su Junta que repartirá 0,40 euros con cargo a 2019
El importe, 0,232 euros, está aprobado, pero la fecha aún no es segura**

eleconomista.es
13/04/2020

A lo largo de las últimas semanas, un buen puñado de empresas han recortado (como **CaixaBank**) o cancelado (como **Santander**, **Sabadell** o **Applus**) sus dividendos. Es otro de los efectos del coronavirus, que rápidamente se ha trasladado a los números de las compañías y a sus estimaciones a futuro. La remuneración al accionista ha sido otra de las víctimas de la pandemia.

No ocurre así con Iberdrola, que en su Junta General de Accionistas, celebrada el pasado 2 de abril (de forma 100% telemática por primera vez en la historia del grupo) explicó que **mantiene sus expectativas de beneficio y de dividendo. La eléctrica aprobó la entrega de 0,40 euros por acción con cargo a los resultados de 2019**, cifra que supera en un 14% la del año anterior (cuando ascendió a 0,351 euros).



Parte de esos 0,40 euros ya se han pagado: la eléctrica suele retribuir dos veces al año, y el primer dividendo a cuenta de los resultados de 2019, de 0,168 euros, se abonó el 5 de febrero. **El que está pendiente es el complementario, de 0,232 euros**, que se espera para el 30 de julio y que ofrece una rentabilidad del 2,55%. Entre los integrantes del Ibex, este valor defensivo es uno de los que mejor resisten el chaparrón en el parque este año (cae solo un 0,8% en 2020), con lo que ese retorno no cuenta con el empuje extra de las caídas en bolsa.

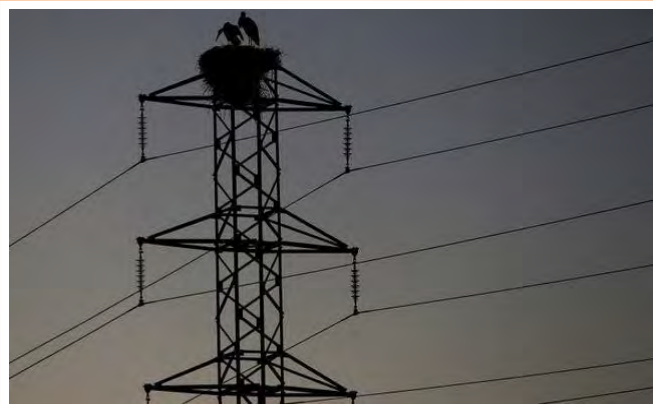
Ese dividendo, el de julio, es el que se embolsará el EcoDividendo, la estrategia de *eEconomista* que recoge los pagos próximos españoles más atractivos. Desde el próximo lunes, Iberdrola reemplazará en la cartera a BBVA, que se despidió tras retribuir a sus accionistas el 9 de abril.

La eléctrica, **que obtuvo en 2019 un beneficio récord de 3.406 millones** de euros (un 13% superior al del año anterior), destina al pago de dividendos entre el 65% y el 75% de sus ganancias. Retribuye en *scrip*, es decir, da la opción a sus accionistas de cobrar en acciones de la eléctrica (acciones creadas para este fin en ampliaciones de capital) o en metálico. Posteriormente, recompra y amortiza títulos propios para evitar que los accionistas que optan por el dinero en efectivo vean diluida su participación.

En la junta del día 2, el presidente del grupo, Ignacio Sánchez Galán, señaló que espera que en 2020 "el beneficio neto supere el de 2019 y **que el dividendo crezca en la misma línea**". El consenso de analistas que recoge FactSet prevé que las ganancias de la eléctrica crezcan un 5,7% en el presente ejercicio, hasta los 3.600 millones de euros. Si el dividendo engordase en la misma medida, se iría hasta los 0,4228 euros, que en los precios actuales implican un retorno del 4,66%. Los expertos otorgan al valor una recomendación de mantener desde mayo de 2019 (antes lucía un comprar).

El grupo, que es líder mundial en la emisión de bonos *verdes*, realizó una nueva colocación de estos títulos de renta fija el pasado 1 de abril. **Fue por un importe de 750 millones de euros** a cinco años y el dinero captado se destinará a refinarar proyectos de energía eólica en España, Reino Unido y México, así como de fotovoltaica en este último país.

La demanda eléctrica cayó un 16,4 % respecto a la Semana Santa del año pasado



eldiario.es
13/04/2020

La semana pasada, del 6 al 12 de abril, en que se desarrolló la segunda semana de paralización de toda actividad económica no esencial, la demanda eléctrica peninsular fue de 3.552 gigavatios hora (GWh), un 16,4 % inferior a la de la Semana Santa de 2019, según datos de Red Eléctrica de España (REE).

Además, el consumo durante la semana pasada fue también un 7,6 % menor que en la semana precedente (30 de marzo al 5 de abril), en la que se inició la que se ha denominado "hibernación" de la economía.

Ese periodo de paralización de toda actividad económica no esencial acabó oficialmente el 10 de abril, en el que se podían reiniciar ciertas actividades.

Este lunes es el primer día laborable a plenos efectos desde que finalizó la hibernación, aunque todavía es festivo en ocho de la diecisiete comunidades autónomas (Baleares, Cantabria, Castilla-La Mancha, Cataluña, Comunidad Valenciana, Navarra, País Vasco y La Rioja).

De esta manera, la demanda eléctrica instantánea era a las 10:30 horas de hoy de 22.944 megavatios hora (MWh), un 6,9 % inferior a la del lunes pasado, 6 de abril, en que alcanzaba a esa misma hora los 24.644 MWh.

En lo que va de mes de abril, el consumo eléctrico ha caído un 13,9 % respecto al mismo periodo del año anterior y en lo que ha transcurrido de 2020 un 4,6 % con relación al mismo intervalo de tiempo de 2019.

Por lo que respecta a la demanda de gas, en el periodo del 1 al 7 de abril de 2020, coincidiendo con parte del periodo de "hibernación", la demanda eléctrica ha caído un 21,3 % respecto al mismo periodo del año anterior -un 22,6 % la convencional y un 15,8 % la del sector eléctrico-, según datos de Enagás, operador y transportista del sistema gasista español.

En lo que va de 2020, la caída en el consumo de gas es del 3,7 % con relación al mismo periodo del año anterior y en el denominado año móvil (del 8 de abril de 2019 al 7 de abril de 2020) el descenso alcanza un 1 %.

Iberdrola, Telefónica, ACS, Endesa... las empresas que sí repartirán dividendo pese a la crisis del coronavirus

okdiario.com
13/04/2020

Frente a la oleada de cancelaciones totales o recortes parciales del **dividendo** en sectores como la banca o el turismo, con las aerolíneas a la cabeza, un grupo de empresas del Ibex mantiene intactos sus planes de retribuir a sus accionistas pese a la crisis del **coronavirus**. **Iberdrola, Endesa, ACS y Telefónica**, entre otras grandes empresas, **sí abonarán dividendos** este año.

La última gran compañía en anunciar que no repartirá dividendo a los accionistas con cargo a 2020 ha sido el **Banco Sabadell**. La entidad que preside **Josep Oliú** aprobó en una reunión del consejo el miércoles pasado suspender el dividendo de 2020, aunque sí abonó 0,02 euros por acción a principios de abril con cargo a 2019.

Sabadell se une a Santander, Bankia, CaixaBank o Unicaja que, cumpliendo las recomendaciones del Banco Central Europeo (BCE) han suspendido el dividendo. También aerolíneas, como **Iberia**, o compañías de turismo, como Amadeus, lo han cancelado. Otras, como **Inditex o AENA**, lo han dejado en suspenso hasta una próxima decisión en unos meses. Sin embargo, hay otras compañías, de sectores menos afectados, que sí han confirmado el dividendo.

Es el caso de **Iberdrola, Endesa y Naturgy**. El sector eléctrico de momento ha confirmado sus planes pese a que la demanda eléctrica se ha reducido en casi un 5% en marzo -el decreto de estado de alarma es del 14-, y será peor en abril al extenderse el estado de alarma hasta, como mínimo, el 26.

En la Junta del pasado 2 de abril en Bilbao, el presidente de Iberdrola, **Ignacio Galán**, aseguró que esperaba crecer en ingresos y beneficios este año y, en consecuencia, elevar el dividendo en esa misma línea. Además, la Junta aprobó el dividendo con cargo a 2019, **0,4 euros por acción**, que era el objetivo de dividendo para 2022.



Endesa, de momento, mantiene sus planes de aprobar en la Junta de Accionistas del 5 de mayo el dividendo de 1,475 euros brutos por acción con cargo a 2019, un 3% más que en 2018. Naturgy canceló su Junta de Accionistas, pero realizó el tercer pago del dividendo de 2019.

Telefónica

Telefónica ha anunciado por su parte también que mantiene el pago del dividendo con cargo a las cuentas de 2020, **0,40 euros por acción**, similar al del este año. La operadora que preside **José María Álvarez-Pallete** da una muestra así de fortaleza y manda un mensaje a los mercados después de que los títulos hayan bajado hasta los 4 euros.

ACS es otra de las firmas españolas que ha decidido mantener el dividendo. La constructora que preside **Florentino Pérez** ha propuesto a la Junta de Accionistas, que se celebrará el próximo 8 de mayo, un dividendo de 630 millones de euros, ligeramente superior al del año pasado, 625 millones. Podría situarse en dos euros por acción, y el pay out sería del 65% de los beneficios, en línea con 2018.

Acciona, Mediaset, MásMóvil, Indra o Ferrovial no han comunicado cambios en su política de dividendos hasta el momento, al igual que Cellnex, Enagás o Merlin Properties. Repsol ha decidido mantener la retribución al accionista pero ha suspendido la recompra del 5% del capital, lo que supone un recorte del dividendo.

Iberdrola teme un fuerte impacto del Covid en sus cuentas si se alarga el confinamiento

Lo señala su filial en Estados Unidos, **Avangrid**, en su última emisión de deuda



bolsamania.com
14/04/2020

Acudir a los mercados conlleva desvelar tus riesgos y, en un momento como el actual, la crisis del coronavirus se convierte en la principal incertidumbre. Así le ocurre a **Avangrid**, la filial de **Iberdrola**, que acaba de cerrar una emisión de bonos 'verdes' de 750 millones de dólares (el equivalente a 687 millones de euros). Y, con motivo de esa emisión, señala los riesgos del Covid-19.

La filial de Iberdrola indica a la **Securities and Exchange Commission (SEC)** que la **situación que rodea al Covid-19** está en desarrollo y la probabilidad de un impacto en la compañía puede ser relevante y creciente cuanto más golpee en los niveles de la actividad económica estadounidense. "Por lo tanto, **es difícil predecir con certeza el impacto potencial del virus en el negocio de la compañía, en sus operaciones y en sus condiciones financieras**", añade en el documento remitido a la SEC.

MEDIDAS DE CONTENCIÓN

La filial de la compañía española ahonda en sus explicaciones. Indica al supervisor del mercado estadounidense que no es posible asegurar que el continuo avance del Covid-19 (...) no tenga un impacto en su negocio; **a pesar de los esfuerzos por contener el virus, incluyendo las cuarentenas voluntarias y obligatorias**, las restricciones a la hora de viajar o reunirse, la reducción de operaciones y el cierre de muchos negocios e instituciones.

En esos posibles impactos desglosa diferentes escenarios. Por ejemplo, la filial menciona la **demanda de sus clientes, por el cierre de industria y comercio**. También el posible impacto en su plantilla o un retraso en los pagos por parte de determinados consumidores.

Ese desglose de posibles incidencias, necesario cuando se lanza una emisión al mercado, también indica un posible impacto en la posición de liquidez de la empresa y en la capacidad de acceder a los mercados de capital.

Esta última situación, de momento, Iberdrola la está sorteando con soltura. No sólo por la emisión de Avangrid, también porque la propia matriz lanzó una emisión de bonos verdes a principios de abril por importe inicial de 750 millones de euros. **Un tirón por la deuda corporativa que también han aprovechado otras compañías energéticas españolas**, como **Repsol** o **Naturgy**.

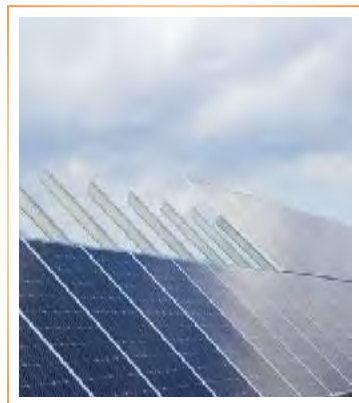
En el caso de la compañía vasca, el peso del mercado estadounidense es relevante porque se trata de **su tercer país por ingresos netos, tras España y Reino Unido**. El pasado año, este mercado norteamericano le reportó 5.335 millones de euros. España representó ingresos netos por valor de 14.513 millones, según recoge Iberdrola en su informe anual de 2019.

Los terrenos de la antigua central térmica de Endesa en Andorra acogerán una planta fotovoltaica de 50 MW

energetica21.com
14/04/2020

Endesa ha presentado a tramitación administrativa ante el Departamento de Industria, Competitividad y Desarrollo Empresarial del Gobierno de Aragón un proyecto para construir un **parque solar fotovoltaico de 50 megavatios (MW) de potencia en los terrenos de la central térmica de Andorra, en la provincia de Teruel**.

Se trata del primero de los proyectos vinculados a la sustitución de una central térmica por potencia renovable en el entorno de la central de Andorra, dentro de su **plan Futur-e, que tiene como objetivo final la construcción de 1.725 MW de potencia, de los que cuales 1.585 MW corresponderán a plantas fotovoltaicas y 140 MW a parques eólicos**. Adicionalmente, se instalarán **160 megavatios de almacenamiento en baterías**. El proyecto, que se ha diseñado en tres fases, finalizará en 2026.



La primera fase, que se iniciará en enero 2021 y finalizará a principios de 2022, contempla la construcción de un parque fotovoltaico de 50 MW (presentado a tramitación administrativa), que se construirá dentro del perímetro de la actual central térmica, y la construcción de un parque eólico de 49,4 MW de potencia, que se instalará en el término municipal de Ejulve. **La segunda fase prevé impulsar 235 megavatios de energía solar fotovoltaica y 54,3 MW de almacenamiento en baterías**, y se instalará en gran medida dentro del perímetro de la actual central térmica. Se desarrollará a lo largo de 15 meses, entre marzo de 2022 y junio de 2023.

Para las dos primeras fases, Endesa ya posee punto de conexión, mientras que la tercera fase -de 1.390 megavatios-, depende de la asignación por parte del Ministerio para la Transición Ecológica de la capacidad de evacuación de la central térmica de Andorra.

Para que esto pueda ocurrir, faltaría por materializarse la firma del Convenio de Transición justa, para que la CNMC emita la autorización de desmantelamiento de la central térmica y otorgar posteriormente la potencia por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico.

En la mencionada tercera y última fase, que se iniciaría en mayo de 2023 y finalizaría a principios de 2026, se construirían 1.300 MW de potencia fotovoltaica, 90 MW de energía eólica y 105 MW de almacenamiento en baterías. La potencia asociada a estas fases se construiría en terrenos de los términos municipales de Andorra, Alcorisa, Alcañiz, Calanda e Híjar.

Las emisiones del sector eléctrico tocan mínimos en tiempos de coronavirus

El logro es consecuencia de la caída de la demanda, el menor uso del carbón y el crecimiento de las renovables

lavanguardia.com
15/04/2020

No todo son malas noticias en tiempos del coronavirus. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) del sector eléctrico alcanzaron mínimos históricos en marzo, según datos de Red Eléctrica de España. Este logro es consecuencia del parón económico obligado por la Covid-19, pero sólo en parte. “Se ha registrado la típica caída de la demanda eléctrica de los periodos de crisis, pero esta viene de la mano de los esfuerzos por descarbonizar el mix eléctrico”, señala Mariano Marzo, catedrático de Universitat de Barcelona. El CO₂ es el principal gas causante del calentamiento global.

En marzo, el sistema eléctrico peninsular español emitió 1,85 millones de toneladas de CO₂, con una media de 0,09 toneladas de CO₂ por Mwh generado. Esto es un 30% menos comparado con el mismo mes del 2019. Hace sólo cinco años, las emisiones medias del sector en marzo eran de 0,17 toneladas de CO₂ por Mwh generado, casi el doble respecto a este marzo pasado. La comparación se hace con el mismo mes porque el consumo eléctrico varía en función de la época del año.

Cifras

El 76% de la producción eléctrica procedió de tecnologías que no emiten CO₂

Los factores que explican este dato histórico son principalmente tres. El principal es el cierre o la transformación de las plantas de generación eléctrica a partir de carbón, uno de los principales culpables de la crisis climática.

“La mayoría han pasado a funcionar con gas, que emite mucho menos CO₂ y cuyo precio, además, ha caído a la mitad estos días”, señala Heikki Willstedt, director de Políticas Energéticas y Cambio Climático de la Asociación Empresarial Eólica (AEE). En marzo de este año, el carbón supuso únicamente el 2,4% de la generación eléctrica, frente al 4,2% que representó en el mismo mes del año pasado. Es decir, la mitad.

El carbón ha sido sustituido por el gas, pero también ha aumentado el peso de la eólica y la solar fotovoltaica en el mix eléctrico. La eólica generó el 27,6% de la electricidad, y la fotovoltaica, el 5%. Esta última fuente energética prácticamente ha duplicado su capacidad de generación del 2018 al 2019 gracias a los 4.158 nuevos MW que se instalaron el año pasado. Con la ayuda de las otras renovables y de la nuclear, el 75,6% de la producción eléctrica procedió de tecnologías que no emiten CO₂ en marzo.



El tercer factor es la caída de la demanda. En marzo, la demanda peninsular de electricidad cayó un 4,6% respecto al mismo mes del 2019, hasta los 20.924 GWh hora, lastrada por el cierre de fábricas y empresas debido al actual estado de alarma sanitaria por la Covid-19.

Pero la caída de la demanda eléctrica lleva acumulando descensos desde hace unos meses. “Grandes industrias intensivas en el uso de energía, como la del acero o la del aluminio, llevan reduciendo sus consumos desde finales del año pasado porque están atravesando un mal momento”, indica Willstedt.

Sector eléctrico

La reducción en el conjunto del año puede superar el 20%

El director de Políticas Energéticas y Cambio Climático de AEE pronostica que el sector eléctrico “acabará el año con una reducción de las emisiones de CO₂ superior al 20%, cumpliendo con los objetivos en materia de lucha contra el cambio climático”. “Ni la movilidad ni los edificios –los otros dos grandes focos emisores de gases de efecto invernadero– pueden decir lo mismo”, añade el experto.

Para el gran reto es mantener los niveles actuales de emisiones cuando la economía se recupere. “Debemos ser capaces de crecer sin aumentar las emisiones y esto sólo es posible siendo más eficientes”, asegura. En este sentido, hace un llamamiento a apostar por la eficiencia.

Naturgy presiona a Egipto con ejecutar el laudo de 1.700 millones para cerrar la crisis de Daimetta

Este lunes, la Justicia americana ha concedido a Naturgy el llamado 'discovery' que obliga a Egipto a entregarle información del caso. Se trata de un paso más en la posible ejecución del laudo

vozpopuli.com
15/04/2020

La guerra entre **Naturgy** y **Egipto** todavía no ha terminado. Tras llegar a un acuerdo de paz el pasado mes de marzo tras ocho años de conflicto por la planta de Damietta, **la compañía energética se reserva un as en la manga** en el caso de que Egipto no cumpla con los términos del acuerdo: **la ejecución del laudo arbitral de algo más 1.700 millones**.

El pasado 8 de abril, **King & Spalding**, el despacho que asesora a Unión Fenosa Gas (UFG), participada al 50% por Naturgy y la italiana ENI, presentó un escrito ante los tribunales norteamericanos en el que solicitó que se le concediese lo que se conoce como 'discovery', una figura de derecho procesal norteamericano muy desconocida en España que obliga a una de las partes a **'enseñar' a la otra los documentos y pruebas que le permitan ejecutar el cobro**.

Unos días después, en concreto este lunes 13 de abril, el juez ha accedido a la petición de Naturgy. Las fuentes consultadas por *Vozpópuli* apuntan a que esta decisión añade presión a Egipto **para que cumpla con los términos del acuerdo firmado en marzo** y evite que Naturgy siga adelante con la ejecución del laudo, que no deja de ser un plan B por si las cosas se tuercen.

En concreto, esta solicitud de discovery se presentó contra The Depository Trust Company, una cámara de compensación norteamericana vinculada a Egipto y con presencia en Reino Unido, donde UFG estudia ejecutar el laudo. La compañía cree que esta entidad posee documentación "crítica" relacionada con el caso que le serviría para estudiar la 'ejecutabilidad' del laudo arbitral.

Y es que aunque el acuerdo de marzo sigue en pie, UFG quiere cubrirse las espaldas, tal y como admite el abogado en el escrito presentado ante el juez. **"Dado el historial de esta disputa**, y hasta la ejecución efectiva del pago, el demandante [UFG] se ve obligado" a continuar en su derecho de mantener abierta la posibilidad de embargar los bienes de Egipto si fuese necesario, reza la documentación consultada por este diario.

Fue en 2018 cuando el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (**Ciadi**), la corte arbitral del Banco Mundial, falló a favor de UFG y condenó a Egipto a compensarles con más de 1.700 millones de euros **por interrumpir de forma unilateral el suministro de gas natural** a la citada planta.

Tras recibir el fallo favorable, Naturgy puso en marcha los trámites para lograr la **homologación del laudo en Reino Unido y Estados Unidos**, de manera que sea reconocido en estas jurisdicciones con la misma fuerza que una sentencia dictada por alguno de sus tribunales, **todo con vistas a una posible ejecución**.

Un litigio millonario

Mientras tanto, las negociaciones para llegar a un acuerdo avanzaban, no sin ciertas dificultades, hasta que el pasado marzo **Naturgy anunció que había llegado a un acuerdo** con Egipto y ENI para zanjar el conflicto mediante el cual la compañía española **recibiría un pago en efectivo de 600 millones de dólares**, así como la mayoría de activos fuera de Egipto, excluyendo las actividades comerciales de UFG en España.



En el mismo comunicado difundido por la compañía, Naturgy apuntó que la intención era **completar la transacción durante el primer semestre de 2020**. Es decir, que debe estar desembolsado en menos de dos meses como muy tarde. Tras sellar la paz con el país africano, Naturgy puso en conocimiento de los tribunales norteamericanos la existencia del acuerdo, **pero en ningún momento anuló el proceso de ejecución del laudo**.

De hecho, esta no es la única solución de discovery presentada por UFG. El 26 de marzo, un día antes de anunciarse el acuerdo, los abogados de la sociedad presentaron otra solicitud contra The Bank of New York Mellon Corporation, entidad financiera vinculada a Egipto, petición que fue aceptada por el juez el pasado 8 de abril. La aceptación de estas dos peticiones acredita los pasos dados por Naturgy y su (todavía) socio italiano para homologar el laudo en Estados Unidos y cubrirse ante cualquier eventualidad.

Iberdrola, Naturgy y Repsol negocian con la banca liquidez extra por 3.000 millones

Cada una de las energéticas firma préstamos y líneas de crédito de forma bilateral con las entidades por un valor total de alrededor de 1.000 millones de euros.

expansion.com
16/04/2020

Iberdrola, Naturgy y Repsol buscan aprovisionarse. En esta crisis del coronavirus, con su cerrojo a la actividad como principal rasgo distintivo en el apartado económico, la liquidez es una virtud y las energéticas españolas se lo han grabado a fuego.

Según aseguran fuentes financieras, las tres han contactado con un enorme número de bancos para cerrar, a través de diferentes operaciones bilaterales, préstamos y nuevas líneas de crédito. En conjunto, cada empresa espera captar alrededor de 1.000 millones de euros para un total de 3.000 millones.

Entidades como Bankia, BNP Paribas, BBVA, Société Générale, Santander y UniCredit han acudido a la llamada de al menos una de estas firmas e, incluso, en algunos casos de las tres al mismo tiempo. La lista definitiva, eso sí, será mucho más larga: otros bancos aún se encuentran en negociaciones, pero esperan cerrar pronto su apoyo a las compañías, sostienen estas mismas fuentes. La cuantía de la financiación bancaria, por lo tanto, podría verse incrementada en función de la respuesta que encuentren entre las entidades. De momento, está siendo muy positiva.

"No están encontrando ningún problema para extender su liquidez. Son empresas de primera categoría, defensivas y en una situación excelente y a las que uno está encantado de apoyar siempre", señalan desde una entidad sobre Iberdrola y Naturgy. Con Repsol ocurre lo mismo. La petrolera no está encontrando reservas por parte de los bancos nacionales y extranjeros para elevar el volumen de su deuda bancaria, aunque las entidades sí advierten de que su contexto es diferente por el desplome del precio del crudo, que ha perdido un 58% de su valor en lo que va de año para el barril de Brent, la referencia en Europa.

El coste medio resulta muy difícil de concretar en una financiación que incluye varios productos (préstamos a diferentes vencimientos y líneas de crédito) y que se negocia de forma confidencial y exclusiva con cada entidad. Sin embargo, la percepción general es que, pese a las actuales circunstancias, el tipo de interés aplicado es "contenido y favorable" aunque lejos de los mínimos históricos marcados en las últimas refinanciaciones. Por ejemplo, Iberdrola blindó a comienzos de este año su préstamo de 1.500 millones hasta 2025 por la que paga apenas un 0,25%.

Parte de las razones que explican la buena disposición del sector bancario a apoyar a las tres empresas se encuentra en esa buena situación de liquidez que ya presentan. A cierre de 2019, Iberdrola mantenía una posición de liquidez (activo corriente y financiación disponible menos el pasivo corriente) 6.614 millones de euros y Repsol, de 3.220 millones. En el caso de Naturgy, esa cifra se eleva hasta los 7.486 millones de euros.

"La firma de estos préstamos es un ejercicio de prudencia y este tipo de operaciones son siempre más fáciles, tanto desde el punto de vista de conseguir la aprobación de los departamentos de riesgo, como en el precio que se le puede ofrecer a la compañía", explica el responsable de un banco extranjero que, en cualquier caso, apunta que "queremos estar en todas las operaciones de nuestros clientes".

Emisión de bonos

La negociación con la banca es, además, una prueba de que las tres energéticas tienen abiertas de par en par todas las vías de obtención de liquidez. Además de la liquidez solicitada a las entidades, a lo largo de las últimas semanas, tanto Iberdrola, que abrió el mercado para las empresas españolas; como Naturgy y Repsol, que llegaron después con operaciones récord; apelaron al mercado de deuda en busca de nueva financiación.

En total captaron 3.250 millones de euros con una respuesta de los inversores sin parangón, pues la demanda escaló por encima de los 12.500 millones.



Sie Sindicato
Independiente
de la Energía

desde 1977,
manteniendo
nuestra esencia



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

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

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