



desde 1977,  
manteniendo  
nuestra esencia

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

Sindicato *Independiente* de la Energía

UNIDOS

Somos más

FUERTES

# La subasta eléctrica recorta el apoyo a la industria en medio del ajuste de Arcelor

Las empresas recibirán por el servicio de interrumpibilidad 196 millones para aligerar su factura energética, frente a los 316 millones de 2018

ine.es  
21/06/2019

La subasta del llamado servicio de interrumpibilidad, mecanismo que permite a la industria intensiva en consumo eléctrico rebajar el coste de la energía, se ha saldado con el resultado que temía el sector: un intenso recorte en el ahorro que obtendrán las empresas durante este año, justo en mitad del ajuste de producción que está aplicando en la **siderurgia** asturiana Arcelor-Mittal, una de las grandes compañías que participa en la puja.



Red Eléctrica de España (REE) comunicó ayer los resultados oficiales de la subasta: los 118 grandes consumidores que prestarán el servicio de interrumpibilidad (ser desconectados en caso de necesidad del sistema para garantizar el suministro del resto de usuarios) se repartirán a cambio una retribución de 95 millones de euros durante los próximos seis meses, tras la asignación por el procedimiento de subasta inversa (adjudicación a los precios más bajos) de un total de 2.340 megavatios de potencia interrumpible.

Tal resultado supone una merma en la potencia asignada (10% menos) y en la retribución (65% menos) respecto a la subasta correspondiente al segundo semestre de 2018. En total, el dinero que recibirá la industria por el servicio de interrumpibilidad en 2019 será de 196 millones, frente a los 316 millones de 2018 y los 525 millones de 2017.

Los cambios en las condiciones de la subasta decididos por el Gobierno central (reducciones sucesivas del número de bloques de potencia a subastar y precios de salida más bajos) han reducido en dos años a menos de la mitad los beneficios para los consumidores industriales de un mecanismo que, argumenta el propio Ejecutivo, es visto con recelo por las autoridades de la UE. Según algunas informaciones periodísticas, el Ministerio de Transición Ecológica podría estaría barajando incluso la supresión del servicio de interrumpibilidad, si bien el departamento que dirige Teresa Ribera no lo ha confirmado oficialmente.

Las empresas no han comentado sus resultados, pero se da por seguro que tanto Arcelor-Mittal como **Asturiana de Zinc** (Azsa), los principales afectados en Asturias -Alcoa acudió a la puja para la planta de Lugo, pero no para las de Avilés y La Coruña, ahora sin actividad-, habrán sufrido recortes de retribución respecto al año pasado. Fuentes de la industria adelantaron ya el pasado martes a este diario que el desarrollo de la subasta estaba siendo "desastroso" para los intereses del sector.

En el caso de Arcelor-Mittal, el tijejetazo en la interrumpibilidad llega en el contexto de los ajustes de producción que la dirección aplicará durante meses en Asturias por las dificultades en el mercado europeo del acero. El alto precio de la energía fue uno de los factores que pesó para que la multinacional iniciara los recortes por sus instalaciones españolas.

Fuentes del ámbito fabril aseguraron que el desenlace de la subasta eléctrica amplifica las amenazas para el sector, junto al retraso en la aprobación del estatuto de la industria electrointensiva y en el reparto del dinero para compensar los denominados costes indirectos del CO2.

## Bruselas da la razón a Naturgy y Endesa: sin gas ni nuclear habrá apagones en España.

merca2.es  
21/06/2019



Sería ir muy lejos afirmar que la Comisión Europea se ha caído del caballo tras recibir una revelación divina, pero se puede afirmar sin temor a equivocarse **que en Bruselas se ha producido un cambio** en el enfoque de la política energética común, admitiendo una evidencia que llevan meses (si no años) poniendo sobre la mesa las eléctricas españolas: que **en el mix energético ibérico es indispensable seguir contando con la generación de energía mediante ciclos combinados (gas) y centrales nucleares** si se quiere garantizar la calidad y la seguridad del suministro, evitando así el riesgo de que se produzcan apagones cuando haya picos de demanda eléctrica.

Esta apreciación de la Comisión se plasma en las recomendaciones incluidas en la **respuesta al borrador entregado por el Gobierno español** del Plan Integrado Nacional de Energía y Clima (PINEC) 2021-2030, documento que resume la estrategia de la política energética española y que ha servido de base para elaborar un **paquete de medidas legislativas que el Ministerio que dirige Teresa Ribera impulsará** cuando deje de estar en funciones. El Ejecutivo **entregó el proyecto con dos meses de retraso** y es ahora cuando las autoridades comunitarias publican el resultado de su diagnóstico.

En el texto la Comisión –empleando su tradicional lenguaje moderado– reclama a España **una mayor concreción sobre el impacto que tendrá en el sector eléctrico el querer ser los primeros de la clase** en la implantación de energías renovables y teme que se esté **poniendo en riesgo la seguridad del sistema por cuestiones políticas**.

“Bruselas pide al Gobierno que justifique **por qué en España se reclaman a las compañías objetivos más ambiciosos que en el resto de Europa** y, aunque aplaude estos objetivos solicita aclaraciones respecto al cierre del carbón y de la nuclear, con un **análisis detallado de consecuencias en el sector eléctrico**. La Comisión señala algo que ya habíamos advertido desde el sector privado: que sin centrales térmicas ni atómicas se tiene que **garantizar la viabilidad de los ciclos de gas, ya que están llamados a ser la tecnología de respaldo** en la transición energética”, explican a MERCA2 fuentes del sector eléctrico.

Oficialmente **Endesa, Naturgy e Iberdrola** han respaldado el borrador del PINEC presentado por España, pero en el seno de estas grandes compañías preocupa la falta de certidumbre sobre la seguridad del suministro –cuestión a la que ahora se suma Bruselas–. Además, la patronal que agrupa a estas empresas junto con **EDP y Viesgo**(AELEC, antigua Unesa) ha remitido un documento al Ministerio de Energía y Transición Ecológica en que cuestiona que **se persigan desde el sector público unos objetivos de descarbonización** de la economía “que sólo serán alcanzables a un coste excesivo, **poniendo en peligro la sostenibilidad económica de nuestro sistema** energético y la competitividad de nuestra economía”.

En concreto, la Comisión apunta en su informe que es “gratificante” la “ambición” que supone **aspirar a tener una cuota de renovables del 42% en el año 2030** (que supera el 70% en el caso de la generación eléctrica), pero reclama aclaraciones sobre “las interacciones de las políticas previstas en relación con la eliminación progresiva de las **centrales de carbón y las nucleares**, la incidencia de los riesgos del cambio climático en el suministro energético y el impacto de la creciente penetración de las renovables en el mercado interior”.

## PRECIOS DE MERCADO Y ACABAR CON LAS SUBVENCIONES

Además, Bruselas reclama a España que detalle –en la versión final del PINEC que deberá enviar antes de que concluya el presente año– que explique “cómo contribuye la eficiencia energética a la consecución rentable de los objetivos nacionales de una economía hipocarbónica competitiva y a la seguridad del suministro energético”, y reclama “**perfilar una estrategia y un calendario para avanzar hacia la aplicación de precios totalmente basados en el mercado**”. A este respecto exige “enumerar todas las **subvenciones a la energía y los planes para su progresiva eliminación**”.

Las fuentes empresariales consultadas por este diario indican que **la valoración de Bruselas al plan español refuerza la estrategia de empresas como Naturgy y Endesa**, que hasta ahora han basado su estructura en los ciclos combinados y la energía nuclear, respectivamente. No obstante, el resto de las compañías –incluso las que tienen un mayor componente de generación renovable como Iberdrola– también se ven respaldadas en su crítica a **los planes del Gobierno en materia energética, que algunos llegan a calificar, incluso, de “temerarios”**.

Por su parte, **en el departamento ministerial que dirige Ribera prefieren ver el vaso medio lleno** y consideran que la valoración de la Comisión es “**muy positiva**” porque se alaban los objetivos presentados por España y, entre las recomendaciones, “no se exige cambiar ningún aspecto cuantitativo”. Por ello, los técnicos esperan “tener lo antes posible” la **versión definitiva del PINEC** para enviarla a Bruselas en tiempo y forma.

## SOBRECAPACIDAD Y BURBUJA RENOVABLE

Todo esto se produce en un momento en el que la renovada apuesta del Ejecutivo del PSOE por las energías renovables está creando una burbuja de dimensiones considerables. En los últimos meses **se han disparado las peticiones de licencias para conectar nuevos megavatios de generación ‘verde’ a la red eléctrica** desbordando todas las expectativas del operador encargado de gestionar los flujos del sistema, la empresa pública Red Eléctrica que preside el **ex ministro Jordi Sevilla**.

Según datos internos de la compañía estatal a los que ha accedido *Expansión*, las peticiones de licencias suman 147.300 megavatios (MW) a fecha de 6 de junio, lo que supone un aumento de más de 19.000 MW respecto al volumen contabilizado al cierre del pasado marzo. El problema es que **tanta capacidad no cabe en la red eléctrica y además no es necesaria para abastecer la demanda**, es decir, que existe una sobrecapacidad manifiesta en el ámbito de la generación.

La **paradoja** es evidente: **hay sobrecapacidad de generación eléctrica y al mismo tiempo riesgo de calidad y seguridad** del suministro. ¿Por qué sucede esto? La clave está en la tecnología, que hasta el momento no ha conseguido que el almacenamiento sea viable. De nada sirve tener España plagada de aerogeneradores y de paneles solares si **la energía que produce no se puede acumular** para consumirla en los momentos de mayor demanda.

A este factor se suma el **componente especulativo** que está provocando que muchos solicitantes de estos permisos para nuevas licencias persigan solamente objetivos económicos, al planear venderlos una vez sean adjudicados por el Estado sin tener ningún interés en el desarrollo y puesta en marcha de las instalaciones renovables, tal como ha advertido la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)**.

# España, tercera potencia eólica mundial en ingresos netos por exportaciones de tecnología eólica

energias-renovables.com  
21/06/2019

Ese es uno de los muchos datos que ha aportado la presidenta de la Asociación Empresarial Eólica, Rocío Sicre, en el discurso de inauguración del Encuentro Eólico Anual, que la AEE celebró ayer en Madrid. El Encuentro, durante el cual la Asociación ha entregado sus Premios Eolo (de fotografía, microrrelatos, innovación e integración rural), ha contado con la presencia del **secretario de Estado de Energía, José Domínguez Abascal**, y ha reunido a ejecutivos y profesionales de más de 75 empresas de la escena eólica nacional, así como a representantes de otras asociaciones del sector de las energías renovables, y altos cargos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.



La presidenta de la Asociación Empresarial Eólica, Rocío Sicre, ha abierto el **Encuentro Eólico Anual 2019** con un discurso en el que ha hecho toda una radiografía del sector y que ha aprovechado, además, para enunciar las dos principales reivindicaciones de la AEE. A saber: (1) "un calendario de subastas conocido, con mecanismos de control exigentes, y con esquemas que limiten los riesgos de los promotores, para atraer la inversión al menor coste posible", todo lo cual -ha dicho- redundará en una minimización de costes que beneficiará tanto al sistema como a los ciudadanos"; y (2) una solución para el acceso y la conexión a las redes: "ese es -ha dicho- uno de los retos a corto plazo que debemos solucionar entre todos.

Nuestro objetivo como sector es maximizar/optimizar el uso de las redes eléctricas". ¿Fin último? "Disponer de las mismas cuando la potencia renovable necesite conectarse" (el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030** prevé la conexión de más de 20.000 megavatios de nueva potencia eólica en los próximos diez años). Por su interés, **Energías Renovables** reproduce a continuación, en exclusiva, el discurso con el que la presidenta de la Asociación Empresarial Eólica, Rocío Sicre, ha abierto el Encuentro Eólico Anual 2019.

«El sector eólico español es un caso de éxito. Nuestro sector posee una amplia base tecnológica, industrial, de I+D y empresarial. La actividad industrial eólica se ha visto directamente condicionada por la actividad de desarrollo de los parques eólicos. Es la promoción la que tracciona la cadena y conforma un mercado interno clave para la industria. También las exportaciones juegan un papel crucial. Actualmente, España es el cuarto país exportador de aerogeneradores a nivel mundial, alcanzando en 2018 los 2.391 millones de euros. Según el último informe de la Agencia Internacional de las Energías Renovables, España destaca por su tercera posición a nivel mundial entre los países con más ingresos netos por exportaciones de tecnología eólica y su octava posición en cuanto a empleo generado por la eólica.

Las empresas españolas tienen una considerable presencia exterior en todos los mercados con un crecimiento consolidado en la Unión Europea, Estados Unidos, Canadá, México, China, Australia e India, entre otros.

La energía eólica es una de las principales fuentes del sistema eléctrico español. En concreto, en 2018, la eólica aportó el 19% de la electricidad consumida en España, siendo la segunda tecnología del sistema energético. En el conjunto del año, la eólica generó cerca de cincuenta teravatios hora (48.902 gigavatios hora), un 2,9% superior a la generación de 2017, y equivalente al consumo de 12 millones de hogares. Durante el pasado año, se incrementó la potencia eólica instalada en casi cuatrocientos megavatios (392 MW), sumando un total de 23.484 MW eólicos.

En lo que llevamos de año, la eólica mantiene su posición de liderazgo como la segunda tecnología del sistema. Estas cifras nos sitúan como segundo país europeo en potencia eólica instalada y el quinto a nivel mundial.

La cifra de megavatios eólicos instalados en 2018 pone de manifiesto el relanzamiento del sector eólico español y la vuelta a la actividad. Las líneas maestras de nuestro futuro vienen marcadas por el Plan Nacional Integral de Energía y Clima y los objetivos europeos.

La tecnología eólica está preparada para desarrollar con éxito el crecimiento del parque eólico. El cumplimiento de estos objetivos es una oportunidad para el crecimiento del mercado y tiene un efecto indiscutiblemente positivo para España por el mantenimiento de la industria eólica española, la creación de empleo, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, el desarrollo social y económico en las zonas donde se instalen los nuevos parques, etc.

Los promotores están poniendo todos los esfuerzos en cumplir con los plazos de las subastas, la cadena de suministro está funcionando a plena máquina y todos los actores están poniendo de su parte lo mejor para poder cumplir con los plazos y objetivos.

Según el ya mencionado Plan Nacional Integrado (PNI) de Energía y Clima, para 2050, el objetivo es alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI y alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable. La presencia de las energías renovables sobre el uso final de la energía en el conjunto de la economía llegará al 42% en 2030 (desde el 17% actual). Para ese año, 2030, la previsión es una potencia total instalada en el sector eléctrico de 157 gigavatios (GW), de los que 50 GW serán energía eólica.

El escenario a futuro es un enorme desafío. Para poder alcanzar los objetivos eólicos planteados en el PNI se deben incorporar anualmente del orden de dos gigavatios (2 GW) de media en nuevos proyectos, y todo ello manteniendo además la capacidad de generación del parque eólico actual. Para que ello sea viable y se realice del modo más seguro y eficiente, tenemos que actuar ya en el diseño de las grandes herramientas necesarias. A este respecto, la visibilidad, la estabilidad, el consenso político y la simplicidad normativa son piezas clave.

Un factor crítico es cómo seguimos perfeccionando la herramienta de las subastas para garantizar el éxito a todos los niveles: cómo será el nuevo diseño para conseguir subastas eficaces y eficientes, sencillas, con un calendario conocido, con mecanismos de control exigentes, con esquemas que limiten los riesgos de los promotores, que atraigan la inversión al menor coste posible, etc.

Si lo conseguimos, todo serán ventajas. Los promotores podrán planificar con tiempo sus mejores proyectos con el menor coste posible para el sistema y para los ciudadanos, la industria podrá planificar y enfocar sus líneas de producción al mejor producto posible con tiempo suficiente, la financiación será más sencilla, ya que tendrá que asumir menores riesgos, el I+D vivirá ciclos lógicos y suficientes para poner en el mercado la mejor tecnología, etc. En definitiva, mecanismos que den confianza y que puedan perdurar en el tiempo.

Dentro de este escenario, otro aspecto fundamental es cómo ordenamos el acceso y la conexión a las redes. Es uno de los retos a corto plazo que debemos solucionar entre todos. Nuestro objetivo como sector es maximizar / optimizar el uso de las redes eléctricas, ayudar a planificarlas con propuestas eficientes y disponer de las mismas cuando la potencia renovable necesite conectarse. Y en ello estamos...

Desde un mensaje de responsabilidad y rigor hacía todos los que queremos hacer uso de ellas, el objetivo del sector no puede ser otro que poner proyectos en marcha, conseguir conectar cada año la mayor cantidad posible de potencia renovable, y avanzar así hacia los objetivos que el PNI asigna a España.

Estamos, pues, ante un punto de inflexión para el sector eólico. Un cambio de tendencia y un periodo de intensa actividad para duplicar la potencia eólica instalada y pasar a ser la primera tecnología de nuestro sistema eléctrico. Tenemos un marco europeo que nos da visibilidad para los próximos 10 años. Precisamente la visibilidad y estabilidad a largo plazo es fundamental para atraer las inversiones necesarias que requieren las nuevas instalaciones.

La existencia en España de toda la cadena de valor eólica es clave para el desarrollo, permite reducir al mínimo la necesidad de importación, lo que repercute en beneficios para la economía a nivel nacional y para el empleo. España cuenta en la actualidad con 207 centros industriales asociados al sector, 20 centros de investigación y 9 universidades vinculadas con la eólica

El sector eólico español se ha consolidado como uno de los líderes tecnológicos mundiales. En esta transformación, la I+D+i ha jugado un papel clave, si no el más importante, en la puesta a punto de la oferta de productos cada vez más fiables y adaptados a los requisitos de la regulación y de los mercados. El esfuerzo en I+D realizado por el sector eólico es superior al esfuerzo realizado de media por todos los sectores de la economía española.

La situación actual del mercado refuerza los principales retos tecnológicos de la energía eólica como son la reducción del CapEx [costes del capital] y el LCOE [coste nivelado de la energía], el mantenimiento de la disponibilidad de los aerogeneradores en un escenario de extensión de vida de las instalaciones, la facilitación de iniciativas de repotenciación, la digitalización, la seguridad, la respuesta a los requisitos de red y a la operación técnica del sistema, la hibridación y el almacenamiento. Además, para impulsar el desarrollo de la eólica marina en España es fundamental avanzar en la actualización del marco regulatorio y en la suma de fuerzas que alineen la política industrial, la energética y la de innovación.

Desde el punto de vista tecnológico los retos son muchos, pero también desde el punto de vista financiero. Los PPAs [contratos bilaterales compraventa de energía eólica] están despegando en un mercado como el europeo y en España no somos ajenos a las nuevas modalidades de contratación. El sector eólico tiene que adaptarse al entorno y lo hará con flexibilidad, disponibilidad y competitividad. Porque si algo nos define desde nuestros inicios hace ya más de 40 años son precisamente estos tres conceptos: flexibilidad, disponibilidad y competitividad.

Por todo ello, la eólica en España es presente y sobre todo es futuro, y esta historia de éxito es gracias a todos los que trabajamos en el sector.

En nombre de la Asociación Empresarial Eólica os agradezco vuestro apoyo, vuestra colaboración y que hoy estéis con nosotros celebrando este Encuentro Eólico. Gracias».

## Las familias españolas se suman a la revolución de los paneles solares

El autoconsumo fotovoltaico se dispara y el mercado de las baterías de almacenamiento coge ritmo

elpais.com  
22/06/2019

El sol sale cada día para el autoconsumo energético desde que se aprobó su regulación el pasado abril. Desde entonces, se ha disparado la **demandas de paneles solares fotovoltaicos** por parte de empresas y hogares —pueden colocarlos tanto en unifamiliares como en edificios de pisos— que quieren producir y consumir su propia energía. Aunque es pronto para que los nuevos proyectos se hayan materializado, la Unión Española Fotovoltaica (Unef) da cuenta "del enorme interés renovado" por el autoconsumo solar.



Si el pasado año se instalaron en España 235 megavatios de nueva potencia fotovoltaica para autoconsumo, la patronal espera que en 2019 tenga su despegue definitivo con 400 megavatios, un año récord, según José Donoso, director general de la patronal. El grueso corresponde a las pymes e industria, las que más se benefician porque pueden **producir y consumir** al mismo tiempo.

---

Sindicato *Independiente* de la Energía

UNIDOS

Somos más

FUERTES

De momento, las viviendas (suelen tener 3kW de potencia instalada) representan en torno al 10% del autoconsumo solar, pero Donoso espera que a lo largo del año se concreten más proyectos.

Ahora que el **autoconsumo** es legal y económicamente viable, las compañías eléctricas no dan abasto. Tras este crecimiento no solo está el adiós a las trabas administrativas impuestas durante años por el Gobierno del PP, sino también la imparable caída de los precios de las instalaciones, cerca de un 80% en una década. También las subvenciones que ofrecen algunos ayuntamientos, con descuentos en el IBI. En Holaruz dicen que elaboran una media de 300 presupuestos semanales y montan cinco instalaciones diarias. Prevén sumar 1.500 a finales de año y 5.000 en 2021. Se trata, sobre todo, de unifamiliares e instalaciones que no vierten el excedente de energía a la red. En 2017, la compañía montó en Rubí (Barcelona) el primer proyecto de autoconsumo compartido entre los vecinos de un bloque, una opción que también es legal desde el pasado abril.

También Iberdrola, Endesa o Naturgy, que ofrecen soluciones solares integrales, buscan hacerse un hueco en este mercado en plena ebullición. Las peticiones para la instalación de células fotovoltaicas se ha disparado un 140% en SotySolar, compañía especializada en energía solar y en autoconsumo. "Hemos pasado de ser dos personas hace año y medio a 11 y nos falta gente. Tenemos verdaderos problemas para atender la demanda". Así cuenta el *boom* que vive el sector José Antonio González, director comercial de Red-Fotovoltaica, empresa que se encarga de instalar los proyectos fotovoltaicos llave en mano por toda España de Leroy Merlin. La mayoría son unifamiliares pero están estudiando un proyecto de autoconsumo compartido entre cuatro portales en La Vaguada (Madrid). El coste se situaría entre los 8.000 y 9.000 euros por piso. Desde Leroy Merlin reconocen que la demanda se ha disparado. "Antes teníamos un par de solicitudes al mes, ahora estamos gestionando unas 20 al día", indica Pilar Pérez, jefa de Producto de Energías Renovables. Incluso, hay promotoras como Neinor Homes que ofrecen a los compradores de uno de sus pisos en El Cañaveral (Madrid) un *pack* fotovoltaico de paneles y batería de almacenamiento energético por 19.900 euros.

## Guardar la energía

Los expertos están convencidos de que en muy poco tiempo los pisos no solo tendrán paneles para producir energía, sino también una batería asociada. Los mayores ahorros de energía se consiguen cuando se almacena la que no se puede consumir en el momento. La Unef estima que en torno al 25% de las instalaciones de autoconsumo en España cuentan con un sistema de almacenamiento. "La autogestión energética va entrando cada vez en más hogares españoles, que optan por la combinación de paneles solares y baterías para el almacenamiento, de modo que se aproveche al máximo el recurso solar. Según los datos de nuestros asociados, las ventas se han incrementado de manera significativa en los últimos meses y tras la aprobación del real decreto, si bien es difícil determinar qué porcentaje corresponde a viviendas no unifamiliares", argumenta Alexandre Diez Baumann, vicepresidente de la Asociación de Pilas, Baterías y Almacenamiento Energético (Aepibal). "Con respecto al año pasado, la demanda de equipos se ha duplicado y, aunque actualmente el porcentaje de baterías que están destinadas a viviendas no unifamiliares es todavía pequeño, prevemos un importante crecimiento a partir de ahora", comenta Ignacio Osorio, consejero delegado de Ampere Energy, compañía española de producción y comercialización de baterías eléctricas.

Al desarrollo del mercado de baterías también está ayudando el hecho de que los precios no paran de caer, en torno al 80% desde 2010. El coste depende de la capacidad. "Para una instalación de autoconsumo residencial de 2,5 kW de potencia, la batería tendría un coste de entre 3.000 y 4.000 euros", calculan en Unef. También las hay por 12.000 euros. Los paneles generan más energía por el día, justo cuando el usuario no está en casa. La batería almacena esa energía para que se pueda utilizar en otro momento (de noche, cuando está nublado...) y evitar así tener que consumir de la red.

Estas baterías —las de litio son las más eficientes— también almacenan energía proveniente de la red eléctrica cuando los precios son bajos, con el fin de utilizar esa energía en momentos en los que la electricidad es más cara. Además, algunas baterías como las de Ampere, que se fabrican en Puzol (Valencia), son inteligentes al contar con un software dotado de componentes de inteligencia artificial y herramientas de *big data*.

Esta combinación de batería y gestor inteligente permite ahorros en la factura de hasta un 70%, en lugar del 35% que se consigue solo con los paneles fotovoltaicos. "El equipo puede comprar la energía más barata de la red cuando no tenga producción solar. Son capaces de aprender y predecir los patrones de consumo del cliente", dice Osorio.

Cada vecino cuenta con su propia batería —son fáciles de instalar y no requieren de mucho espacio, se pueden colocar en cualquier habitación—. Y cada uno consume energía según unos coeficientes de reparto fijos. Aunque, el Gobierno está definiendo la mecánica de coeficientes dinámicos. "Si un vecino no está consumiendo toda la energía que le corresponde, puede cedérsela a los demás", dicen en la Unef.

La compra de una batería es una inversión que permite tasas de rentabilidad superiores al 8%, según el vicepresidente de Aepibal. Sin embargo, hay quien cree que con la compensación de excedentes (el cliente vierte a la red la energía no consumida y se le aplica una reducción en la factura de la luz), no sale a cuenta. "La red puede hacer las funciones de batería a un coste inferior con una inversión cero y un riesgo tecnológico nulo. Por la estructura de la factura eléctrica en España y la normativa actual, la justificación económica de la batería es por lo general insuficiente frente a las opciones de autoconsumo sin acumulación", cree González.

El mercado fotovoltaico está al alza; ahora gestionar el crecimiento y encontrar instaladores expertos es el principal reto.

## Iberdrola, Naturgy, Repsol... Valores energéticos con dividendos atractivos que actúan como refugio

Los inversores han preferido el sector energético al bancario

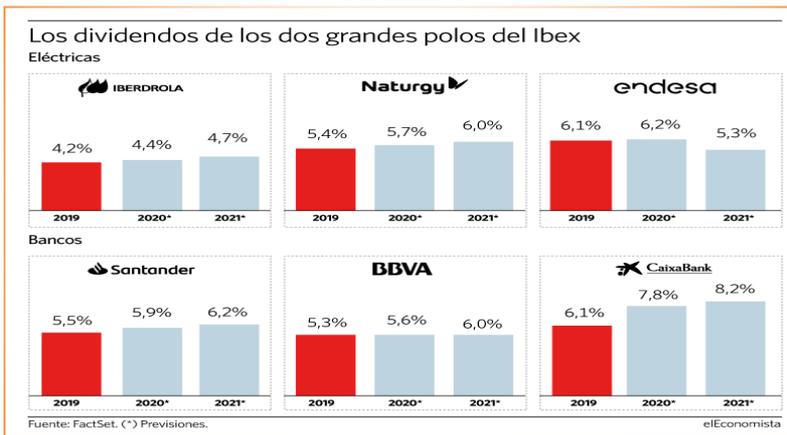
eleconomista.es  
23/06/2019

En los últimos 3 años entre las firmas con mayores retornos para el inversor en España se han colado de manera sistemáticas las energéticas. Con un Ibex que apenas ha subido un 4% anualizado contando dividendos, aquel inversor que haya apostado por firmas como Naturgy, Ence, Repsol o Iberdrola -todas ellas reunidas en la VII edición del ciclo Empresas que aportan valor al accionista, dedicada al sector energético- ha logrado rendimientos que van del 13 al 21% anualizado.

La mayor rentabilidad en bolsa en los últimos 3 años ha corrido a cargo de Ence a pesar del desplome que ha vivido en los últimos meses. En concreto, en los últimos 3 años ofrece un retorno del 77% a sus accionistas, teniendo en cuenta el pago de dividendos. Mientras, invertir en Naturgy o en Iberdrola habría tenido un resultado muy parecido, ya que contando los pagos al inversor la rentabilidad de la apuesta habría sido del 63%. Algo por detrás se queda Repsol, con un rendimiento del 43,5%, que le sirve para más que doblar el resultado del Ibex 35 en el mismo período.

Y es que en un entorno con los tipos de interés en mínimos históricos, la renta fija tanto corporativa como soberana ofrece rentabilidades nimias y las elevadas retribuciones que ofrece el sector sirven de gancho para un inversor que está dispuesto a pagar múltiplos más elevados por firmas que muestran solidez, visibilidad en sus resultados y un track record positivo a sus espaldas. La energía -fundamentalmente las utilities- y la banca son los dos grandes polos del Ibex 35 y hasta ahora el inversor ha tenido claro que ha sido mucha mejor opción apostar por las energéticas que por las firmas financieras.

Uno de los grandes atractivos que comparten las 4 empresas es una política de dividendos atractiva para el inversor. Con las estimaciones actuales, los pagos de este año oscilarán entre el 4,1% que ofrecerá Iberdrola y el 6,8% que dará Repsol. En medio, el 6,5% de rentabilidad de Ence y el 5,4% de Naturgy, un pago que se aderezaría con otros 400 millones en forma de buyback, lo que a los precios actuales supone el 1,6% de la capitalización de la energética.



Los analistas siguen confiando en Ence y Repsol, ambas con una recomendación de compra. De hecho, la petrolera fue elegida en primera posición en el Eco10. Mientras, Iberdrola luce un consejo de mantener y Naturgy es un vender, si bien es cierto que los inversores han quitado la razón a los analistas y han acompañado en un fuerte rally a la compañía que la ha llevado a tocar recientemente máximos de la última década.

## Iberdrola: "Ser pioneros en tecnología genera reputación"

"El siglo XIX fue del carbón, el XX del petróleo y el XXI, sin duda, va a ser de las renovables". Ignacio Cuenca, director de relaciones con inversores y comunicación de Iberdrola, desgrana cuál es la ventaja de la eléctrica que preside Ignacio Sánchez Galán en este entorno. "Hicimos de una amenaza una oportunidad. En 2001, con una estrategia que entonces no fue entendida por el mercado y los competidores, empezamos a invertir agresivamente en renovables y hoy somos uno de los jugadores más importantes a nivel mundial en energía eólica, tanto terrestre como marina", explica.

El punto de inflexión se produjo en el año 2004, cuando Iberdrola empezó a generar caja de las inversiones de España y México. Algo parecido es lo que está sucediendo actualmente con la tecnología offshore -eólica marina-, cuyos kilovatios empiezan a entrar en la cuenta de resultados pese a las reticencias iniciales, confirmando que fue una política acertada. "Ser pioneros en algunas tecnologías genera una reputación en este sector que tradicionalmente tiene la percepción de aburrido", señala Cuenca.

El responsable de relación con inversores hace hincapié en que en la industria de la energía para ganar dinero y crecer hay que invertir y la clave para una empresa de éxito es la creación de valor a largo plazo, aunando los intereses de todos los grupos. Pero **su buen comportamiento bursátil** en los últimos meses, en los que ha pasado de valer 6 a rozar los 9 euros, ha elevado su valoración -cotiza con un PER cercano a las 18 veces- y ha deteriorado la recomendación sobre sus títulos, lo que le ha llevado a perder el cartel de compra que lucía desde abril de 2018.

## Lo bueno se paga caro

A la crítica de que los títulos de Iberdrola actualmente se pagan caros en el parqué, Cuenca alude a un ejemplo muy simple: "Puedes comprarte cada mes unos zapatos de capital asiático o unos zapatos mallorquines o ingleses. Y dicho eso, unos te duran un mes y otros para toda la vida. Tienes que saber qué quieres". Dicho esto, ¿qué compras si sales de una eléctrica española? "Las cosas buenas son caras. El gratis total, o pensar que vas a encontrar una ganga en un mercado como el que vivimos es complicado", justifica. Cuenca hace bandera de la tranquilidad del entorno actual del sector tras años de turbulencias regulatorias en el que las empresas serán capaces de crecer a largo plazo del 5 al 7%, con rentabilidades entre el 4,5 y 6%.

Y en este sentido, si hay una cotizada que pueda presumir de llevar pagando dividendo de manera interrumpida al inversor desde 1901 es Iberdrola. La eléctrica confía tanto en su plan estratégico y del retorno capaz de ofrecer a sus accionistas que en el mes de febrero actualizó su objetivo de beneficio de alcanzar un 0,4 euros por acción a establecer que este sea el suelo de cara a 2022.

Unas perspectivas que han convencido al mercado, a tenor de la subida cercana al 30% que acumula la eléctrica en el parqué, y también a los analistas, que ya recogen una previsión de 0,42 euros un año antes, en 2021, según los datos recogidos por el consenso de mercado de FactSet.

## Naturgy: "Nos importa más el valor que el tamaño"

Un año y 4 meses después de que Francisco Reynés llegase a la presidencia de Naturgy, la eléctrica todavía no ha logrado ganarse el favor del consenso de analistas, pero sí -más importante- de los inversores, lo que le ha valido una revalorización del 43% desde su aterrizaje, 16 puntos por encima de la subida del sector y 49 puntos porcentuales de ventaja al Ibex 35. Para Steven Fernández, director Corporativo de Mercado de Capitales, Naturgy se ha ganado a los inversores ya que "conocen la historia del actual presidente en la anterior compañía en la que estuvo y su trabajo de transformación".

"Creen firmemente que se podrá realizar el plan estratégico que hemos fijado hasta 2022. Con el buy-side [inversores] nos hemos ganado esa credibilidad, y ahora debemos hacerlo con el sell-side [analistas] y eso se logra cumpliendo con el plan, ya que la credibilidad no se gana de un día para otro", resalta Fernández. En todo caso, pese a que el consenso sigue sin confiar en sus títulos -tiene un consejo de venta-, lo cierto es que han ido persiguiendo a las acciones a la hora de fijar su precio objetivo, que ha subido un 17% desde febrero de 2018, según datos de Bloomberg.

Uno de los puntos clave de la hoja de ruta dibujada por Naturgy es mejorar su eficiencia, con el objetivo de ser la empresa más eficiente del sector en 2022, y para ello espera pasar de un gasto en opex (gastos operativos) de 2.500 millones anuales en 2017 a 2.000 millones en 2021. "No es que persigamos ser los más eficientes, si no crear valor. Es un mantra que repetimos hasta la saciedad: el valor sobre el tamaño. No nos obsesiona la cuota de mercado, ser los más grandes o los más guapos. Queremos ser los que más valor generan a los accionistas y una de las formas es hacerlo a través de las eficiencias. Es un vector que ha gustado al inversor institucional", apunta el directivo.

Otro de los catalizadores para generar valor para sus inversores es la política de retribución. **Con cargo al resultado de 2018 estableció un pago de 1,30 euros** -antes tenía un suelo de un euro por acción- y a partir de ahí crecerá a un ritmo anualizado de más del 5% hasta los 1,59 euros por título de 2022, lo que supone una rentabilidad del 6,3%. Además, realizará recompras de 400 millones al año si no encuentra mejores oportunidades de inversión. "Hemos hecho un esfuerzo para atraer a fondos income fund, como puede ser Capital; y hemos intentado incrementar la visibilidad y la sostenibilidad de los pagos", incide.

## Invertir en renovables, sí. Pero ¿cómo?

Las más atractivas hoy en día son las tecnologías eólica y fotovoltaica



cincodias.elpais.com  
23/06/2019

Las tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables en España son una realidad muy distinta de lo que eran hace 15 años, no solo por la evolución tecnológica y reducción de costes, sino también por el marco regulatorio y situación de mercado en la que nos encontramos. Actualmente la inversión en proyectos de energías renovables se presenta como una oportunidad muy atractiva por diferentes motivos.

---

Sindicato *Independiente* de la Energía

UNIDOS

Somos más

FUERTES

-Las políticas de transición energética y los objetivos de la Unión Europea en materia de renovables suponen un impulso importante a la inversión en este sector.

-La madurez de las tecnologías, tanto tecnológica como de costes, ha mejorado sustancialmente. Los costes de inversión se han reducido drásticamente y tienen aún recorrido a la baja, y la garantía de vida útil de las instalaciones se está prolongando, por lo que la rentabilidad comparada de las tecnologías renovables es sólida a medio y largo plazo.

-Hay un gran potencial de crecimiento a corto y largo plazo, por las políticas de sustitución de fuentes de energía convencionales por renovables.

-Aunque la intermitencia sigue siendo un problema para la operación de los sistemas eléctricos, el desarrollo de tecnologías complementarias (almacenamiento) lleva buen ritmo y los costes se reducen sustancialmente, de forma que la cuota de generación renovable podrá seguir aumentando.

Esto hace que las energías renovables se hayan convertido, tras años de incertidumbre, en una alternativa real para obtener un buen equilibrio rentabilidad-riesgo. Por ello, en los últimos meses ha resurgido con fuerza el interés inversor, destacando la inversión de aseguradoras, fondos de pensiones, fondos de private equity especializados, utilities y comercializadoras.

Nosotros llevamos años analizando y siguiendo muy de cerca la evolución del sector y evaluando diferentes estrategias para nuestros clientes. Durante los últimos años hemos preferido no participar en proyectos dependientes de un sistema de retribución primado. Sin embargo, en el contexto actual y gracias a la situación previamente descrita, consideramos que existen oportunidades de inversión muy atractivas a las que se puede acceder a través de vehículos de inversión especializados que son capaces de aportar valor gracias a un equipo gestor con un profundo conocimiento de mercado y bajo una estrategia adecuada según el perfil inversor.

Es importante entender las diferentes estrategias y niveles de riesgo a la hora de invertir en proyectos de energías renovables: inversión en fase de desarrollo, donde las rentabilidades pueden ser muy elevadas pero existe un riesgo binario en cada proyecto (por impedimentos a la hora de obtener licencias, permisos que pueden hacer el proyecto inviable); estrategias de compra en ready to build donde se elimina el riesgo desarrollo pero se deben construir, optimizar y poner en marcha los proyectos, y proyectos operativos que ofrecen mayor visibilidad y menor riesgo, pero también menor rentabilidad.

Las decisiones de inversión en este tipo de proyectos requieren un conocimiento profundo del sector y de la tipología de los proyectos objetivo, así como de los aspectos financieros y tecnológicos de los mismos. Los fondos de inversión presentan ventajas indudables en ambos sentidos gracias a su volumen, conocimiento y poder de negociación. La capacidad de optimizar y operar los proyectos adecuadamente, así como la estrategia de desinversión, son aspectos clave para la rentabilidad de estas inversiones donde la escala juega un papel importante. Lo mismo ocurre a la hora de cerrar acuerdos privados de venta de energía o PPA (power purchase agreement) donde la capacidad negociadora es esencial para asegurar precios y dotar de estabilidad a los proyectos. Así pues, los fondos seguirán siendo los protagonistas del sector energético y la principal alternativa para los inversores que quieran tener exposición a este sector.

Las claves del éxito para capturar la oportunidad que ofrece el mercado español actualmente son: el conocimiento del mercado eléctrico y la regulación energética, la experiencia en el desarrollo, construcción y operación de proyectos de este tipo y el acceso a activos de calidad. Todo esto se puede conseguir mediante la alianza con un equipo gestor con experiencia y acceso a proyectos desde la fase de desarrollo. Aunque hay una variedad de tecnologías de generación renovable, no todas son semejantes en cuanto a plazos de inversión, coste unitario de inversión y riesgos. Las más atractivas hoy en día son las tecnologías eólica y fotovoltaica.

Nosotros consideramos que la mejor manera de canalizar la inversión individual en este sector es mediante la inversión en vehículos o fondos de inversión especializados, que permiten aglutinar un mayor volumen de inversión necesario para conseguir las ventajas de escala y diversificación en diferentes proyectos de la mano de un equipo profesional con alto conocimiento de un mercado complejo y sofisticado.

# La CNMC sanciona a Endesa por falsear la competencia y actuar contra las exigencias de la buena fe

La multa, de 5,5 millones, es debida al uso de un canal de comunicación privilegiado y su actuación engañosa con los consumidores domésticos

elpais.com  
24/06/2019

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha sancionado a Endesa Energía XXI con 5,5 millones de euros por una infracción grave al falsear la competencia y actuar contra las exigencias de la buena fe y la diligencia profesional. Según el regulador, la sanción es debida al uso de un canal de comunicación privilegiado y su actuación engañosa con los consumidores domésticos acogidos a la comercialización de referencia de electricidad o de último recurso de gas natural.



José María Marín Quemada, presidente de la CNMC

La CNMC señala que se trata de consumidores que, por sus especiales características, tienen un mecanismo de protección especial, como son los precios finales regulados, y utilizan la factura como principal forma de comunicación con la compañía. Además sostiene que "Endesa XXI era consciente de la vulnerabilidad de dichos consumidores y que su conducta era susceptible de distorsionar de forma significativa su comportamiento", señala la CNMC.

El expediente se inició con la denuncia de la Associació de Gremis d'Instal·ladors de Catalunya. Gas Natural (la actual Naturgy) solicitó una terminación convencional con compromisos. Por el contrario, Endesa Energía XXI desistió, lo que ha desembocado en este expediente sancionador.

Los hechos se produjeron durante las campañas de calefacción comprendidas entre octubre de 2012 a marzo de 2013 y entre octubre de 2013 a marzo de 2014. Endesa Energía XXI incluyó en las facturas de sus clientes acogidos a tarifa de último recurso de electricidad y de gas natural los mensajes de su comercializadora del mercado libre, Endesa Energía. Los clientes del mercado regulado acudían al punto de servicio animados por los planes personalizados de ahorro *Al mal tiempo, Calor amigo y Este invierno, más Calor Amigo*, a pesar de que el punto de servicio trabajaba para conseguir clientes para el mercado libre.

A juicio del organismo presidido por José María Marín Quemada, "se aprovechó la confusión y el escaso conocimiento del consumidor doméstico medio sobre las diferencias y consecuencias entre el suministro en el mercado libre y la comercialización de último recurso o de referencia con el objetivo de redirigirlos a los puntos de servicio vinculados a su comercializadora libre". Para ello, utilizó mensajes publicitarios de carácter confuso a través de un canal privilegiado de comunicación como es la factura con el objetivo de redirigirlos a los puntos de servicio Endesa, con los que Endesa Energía XXI no tiene suscrito ningún contrato, puesto que solo prestan servicio a los clientes de Endesa Energía.

## Competencia desleal

La Sala de Competencia señala que la prohibición del artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) exige la concurrencia de dos requisitos: la existencia de un acto de competencia desleal y la afectación al interés público al falsear la competencia en el mercado. En cuanto al acto de competencia desleal, se ha producido una infracción del artículo 4 de la Ley 3/1991, de 10 de enero, de Competencia Desleal, por realizar una práctica objetivamente contraria a las exigencias de la buena fe y diligencia profesional, a través del envío de comunicaciones confusas mediante un canal de comunicación privilegiado.

Así, el consumidor medio acogido a la comercialización regulada "vio mermada de manera apreciable" su capacidad para adoptar una decisión con pleno conocimiento de causa.

En cuanto al requisito de afectación al interés público por falseamiento de la competencia, se ha producido en un servicio de primera necesidad como es el suministro de gas y electricidad, en una empresa con una posición relevante de mercado y mediante comunicaciones publicitarias de carácter masivo, añade el regulador.

Contra esta resolución no cabe recurso alguno en vía administrativa, pudiendo interponerse recurso contencioso-administrativo en la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su notificación.

## Recurso

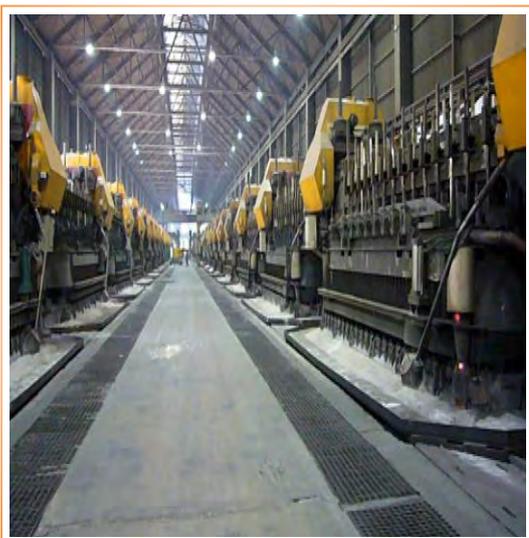
Endesa tiene intención de recurrir ante la Audiencia Nacional la sanción. Fuentes de la compañía indicaron a Europa Press que no llevó a cabo el acto del que es acusado por el regulador, entre otras cuestiones, porque la participación de Endesa XXI, su comercializadora regulada sobre la que ha recaído la sanción, "en la campaña se limitó al asesoramiento del consumidor en materia de ahorro energético (la campaña no perseguía el desplazamiento de los clientes de mercado regulado y mercado libre)".

Además, considera que la CNMC funda sus conclusiones "en meras presunciones no probadas, presunciones que, por lo demás, han sido desvirtuadas mediante el correspondiente informe pericial".

A su vez, defiende que su conducta no reúne los requisitos necesarios para ser considerada un acto contrario a la buena fe, ya que "ni mucho menos la CNMC ha logrado acreditar que la conducta imputada tuviera un impacto sobre la competencia y el interés público".

## La gran industria avisa al Gobierno: no puede competir con Europa por el precio de la luz

**La patronal AEGE denuncia que las señales de empeoramiento del sector (cierres de plantas, ERE temporales o recortes de producción) se multiplican mientras que el Ejecutivo sólo aporta "incertidumbre".**



elindependiente.com  
24/06/2019

La gran industria española vuelve a alertar de que su situación es insostenible por los costes energéticos que soporta, mucho mayores que los que asumen sus rivales de otros países europeos. La patronal industrial denuncia que la factura eléctrica y la falta de medidas por parte del Gobierno para aligerarla se ha convertido en un lastre crucial para su competitividad, tanto que ya no pueden competir con Europa.

"La industria electrointensiva está en alerta máxima", subrayan desde la patronal de grandes consumidores eléctricos AEGE. "O se apoya y fortalece a la industria en este periodo de transición energética o el país puede perder uno de los principales motores tractores de su economía (...) Nuestra industria también necesita una transición justa".

La patronal industria AEGE vuelve a revolverse contra la falta de política industrial después de que **la semana pasada se celebrara una nueva subasta del servicio de interrumpibilidad** (un programa de ayudas a las fábricas que estén dispuestas a parar o consumir menos electricidad en caso de ser necesario) y sus resultados hayan supuesto en desplome del importe de las ayudas.

La subasta de la semana pasada, organizada por Red Eléctrica de España (REE), adjudicó ayudas a un total de 123 fábricas españolas, que cobrarán 95 millones de euros. En la subasta correspondiente al primer semestre las ayudas alcanzaron un total de 101 millones. Así que en el conjunto del año la gran industria percibirá por estar dispuestas a pagar sus fábricas un total de 196 millones, un 38% menos que los 316 millones del año pasado y un 63% menos que los 525 millones que se repartieron en 2017. En los años previos también rondaron siempre los 500 millones anuales.

Además, el Gobierno ha confirmado que la de la semana pasada quiere que sea la última subasta de este tipo, lo que “desata la incertidumbre” para el sector industria, denuncian desde AEGE. El Ministerio para la Transición Ecológica pretende mantener esta fórmula de reparto de ayudas hasta que el Consejo de Ministros apruebe el Estatuto del Consumidor Electrointensivo, que la gran industria deje de pagar algunos recargos eléctricos para bajar su factura de luz.

“Desde hace años, AEGE viene reclamando que se armonicen, cuanto antes las condiciones de suministro con la de nuestros principales competidores, franceses y alemanes. Las empresas necesitamos salvar la situación en el corto plazo, tenemos que seguir produciendo en 2020”, dice la asociación. La patronal denuncia que las factorías españolas soportan precios eléctricos entre 20 y 25 euros por megavatio hora (MWh) que en Francia o Alemania, “donde sí cuentan con una política industrial eficaz”.

La gran industria advierte de la “urgente necesidad de lograr precios eléctricos similares a los de los principales competidores europeos”. “Es crucial que se apliquen medidas que solucionen esta desventaja competitiva de la industria básica nacional”. Y es que AEGE alerta de todas las señales que ya apuntan el deterioro de la actividad industrial: tras los anuncios de cierres de factorías, la aplicación de ERE temporales o los recortes de producción en varias plantas.

## Recorte de las ayudas

Todos los años, desde hace más de una década, los consumidores eléctricos españoles pagan con su recibo de luz unas ayudas millonarias a la gran industria. Y este año los clientes van a pagar a las grandes fábricas menos que nunca, a pesar de las quejas de las compañías industriales sobre el alto coste de la energía que soportan y pese a sus amenazas de cierres de plantas o de recortes de producción por falta de rentabilidad.

Las ayudas se articulan a través del denominado servicio de interrumpibilidad. Un programa que garantiza que grandes fábricas pararán y dejarán de consumir electricidad (o recortarán su consumo) en caso de que existan picos de demanda tales como para generar un riesgo para garantizar el suministro o **para evitar fuertes subidas de luz del mercado eléctrico por desajustes de oferta y demanda**.

El sistema se ha venido organizando a través de subastas en las que las fábricas presentan sus ofertas a la baja sobre el importe que recibirán para optar a las ayudas, y a cambio han de estar dispuestas a desconectarse de la red en caso de ser necesario. Este jueves se ha celebrado la subasta que sirve para cubrir el servicio de interrumpibilidad durante el segundo semestre de este año. Y se ha cerrado con un resultado casi un 40% por debajo del año pasado y marcando un nuevo mínimo en su historia.

Para esta última subasta el Gobierno modificó las condiciones de la puja con el objetivo de provocar un recorte del importe de las ayudas que perciben la gran industria y por tanto del coste que se traslada a la factura eléctrica de todos los clientes. El Ministerio para la Transición Ecológica rebajó el precio de salida de la puja: precio inicial ha sido de 125.000 euros por cada bloque de 5 megavatios (MW) en liza –frente a los 150.000 de las anteriores pujas- y ha sido de 150.000 euros para los bloques de 40 MW –cuando en las anteriores citas se arrancaba desde los 200.000 euros-.

## Siete meses sin parar fábricas

La maniobra del Ministerio para imponer un nuevo recorte de las ayudas llegaba después de siete meses en que las industrias no han recibido la orden de parar sus fábricas. Desde octubre pasado y hasta ahora, ninguna de las fábricas acogidas a la interrumpibilidad había recibido la orden de parar por parte de Red Eléctrica de España (REE), según confirman a El Independiente fuentes conocedoras del funcionamiento del programa.

En las últimas semanas, en cambio, sí han producido algunas de parada. Pero no se trataban de parones forzosos para atender una emergencia técnica o económica, sino sólo paradas para realizar comprobaciones de que el sistema funciona bien. Unas paradas de prueba que son exigidas por la normativa desde 2013 y que pueden ser como máximo de un 1% del total de horas del periodo previsto (en este caso seis meses). Desde el 29 de abril y hasta el 25 de mayo se han parado las fábricas un total de 42 horas, alcanzando casi ya el tope máximo reglado, según varias fuentes del sector industrial y del energético.

Hasta que el Gobierno de Mariano Rajoy reformó el servicio de interrumpibilidad a finales de 2017 para poder activarlo más fácilmente por motivos económicos, Red Eléctrica –gestor del sistema- en la práctica casi no lo utilizaba. Durante años, las industrias cobraban por ofrecerse a parar, pero sin verse obligadas a parar prácticamente nunca. Los datos son confidenciales, pero fuentes conocedoras del sistema apuntan **que durante una década se obligó a parar factorías sólo cinco horas** (aparte de las pruebas del sistema).

Con la última reforma se disparó el número de veces en que las factorías beneficiarias de las ayudas tuvieron que parar el año pasado. En 2018, Red Eléctrica obligó a dejar de consumir electricidad y detener su actividad en 50 ocasiones. Las instalaciones industriales se vieron forzadas a parar durante 700 horas. Y en todos los casos –todos- la razón esgrimida por Red Eléctrica fue la de los motivos económicos, nunca por problemas de seguridad de suministro.

## A la espera de otras ayudas

Con la última reforma se disparó el número de veces en que las factorías beneficiarias de las ayudas tuvieron que parar el año pasado. En 2018, Red Eléctrica obligó a dejar de consumir electricidad y detener su actividad en 50 ocasiones. Las instalaciones industriales se vieron forzadas a parar durante 700 horas. Y en todos los casos –todos- la razón esgrimida por Red Eléctrica fue la de los motivos económicos, nunca por problemas de seguridad de suministro.

El cambio en las condiciones de la subasta de la interrumpibilidad de se produce después de que el Gobierno paralizara la aprobación del nuevo **programa de ayudas a la gran industria para rebajar su factura eléctrica**. El Consejo de Ministros tenía previsto aprobar el mes pasado el Estatuto de Consumidores Electrolintensivos, 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 quedó paralizado hasta 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 decidió 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.

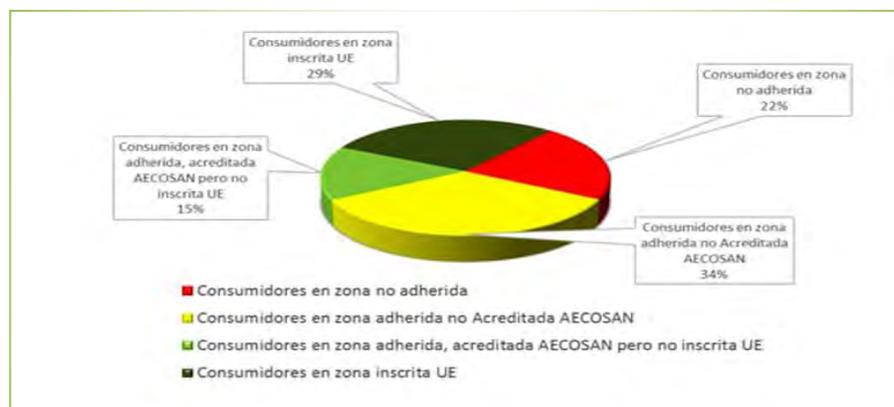
El propio presidente Pedro Sánchez se ha comprometido a sacar adelante un nuevo Estatuto de Consumidores Electrolintensivos una vez que forme gobierno, aunque todavía está por ver cuál serán las condiciones del nuevo texto. En paralelo, el Ejecutivo ha garantizado ya 91 millones de euros para compensar los costes de las emisiones indirectas de CO2 que soportan las industrias y se ha comprometido a elevar esa cantidad hasta los 200 millones, el máximo que permite Bruselas (aunque de momento es sólo una promesa).

## Sólo unos pocos comercializadores cumplen la obligación de ofrecer entidades alternativas para las reclamaciones de los consumidores

La CNMC ha publicado el “Informe de supervisión del proceso de resolución alternativa de litigios en los sectores eléctrico y gasista”.

energynews.es  
25/06/2019

La CNMC ha analizado si los comercializadores de gas y electricidad cumplen con la obligación de ofrecer a los consumidores entidades alternativas para sus reclamaciones. La conclusión es que sólo algunos comercializadores cumplen con la obligación de estar adheridos a una entidad de litigios.



Sector eléctrico. Acceso de consumidores a entidades alternativas de resolución de litigios.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha publicado el “**Informe de supervisión del proceso de resolución alternativa de litigios en los sectores eléctrico y gasista**”. Este análisis se enmarca en el ámbito de la protección del consumidor que lleva a cabo la Comisión.

En concreto, han analizado si los **comercializadores cumplen con la obligación de ofrecer a los clientes una entidad independiente para resolver sus reclamaciones**. La supervisión de esta obligación se realiza para proteger los derechos de los consumidores. (IS/DE/041/18).

La **Ley 24/2013 del Sector Eléctrico** establece que **las empresas comercializadoras tienen la obligación de informar a sus clientes sobre su derecho a exigir una vía de solución alternativa en caso de litigio**. Es decir, que las comercializadoras deberán ofrecer a sus consumidores la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de una entidad de resolución alternativa.

*Hay comercializadores de gas y electricidad que no cumplen con la obligación de ofrecer al consumidor una entidad alternativa para tramitar sus reclamaciones*

Algo similar ocurre con la **Ley del Sector de Hidrocarburos**. Recoge el **derecho de los consumidores gasistas a exigir que sus suministradores tengan un buen nivel de servicio y tramitación de las posibles reclamaciones**. Tales procedimientos de solución extrajudicial garantizan la resolución equitativa y rápida de los litigios.

La entidad alternativa que establezcan los comercializadores de gas y de electricidad debe cumplir los requisitos, garantías y obligaciones establecidos en la **Directiva 2013/11/UE**. Esta norma se incorporó al ordenamiento jurídico español a través de la **Ley 7/2017, de 2 de noviembre**.

### Alto porcentaje sin adhesión a entidades alternativas

El informe de la CNMC analiza los **17 comercializadores que suministraban al 95% de los consumidores del mercado eléctrico en 2017**. Concluye que **sólo algunos cumplían con la obligación** de estar adheridos a una entidad alternativa de litigios para todos sus clientes.

En algún caso, correspondía a entidades acreditadas por **AECOSAN** (Agencia Española de Consumo, Seguridad Alimentaria y Nutrición) para todos sus clientes. En otros, sólo para una parte de ellos.

El resto de los comercializadores, sólo ofrecían este mecanismo a una parte de sus clientes, e incluso algún comercializador no lo ofrecía.

En concreto, **el 44% de los clientes pueden recurrir a una entidad de resolución alternativa de litigios acreditada por AECOSAN**. **El 34% de los consumidores pueden acudir a una entidad no acreditada por AECOSAN**. Y en **el 22%** de los casos, el **comercializador no está adherido** a entidades de resolución alternativa de litigios.

En el **sector gasista**, el porcentaje de consumidores en cuya zona de suministro **el comercializador no está adherido a entidades de resolución alternativa de litigios se sitúa en el 62%**.



Sector gasista. Acceso de consumidores a entidades alternativas de resolución de litigios.

### Información para proteger al consumidor

Según la CNMC, los comercializadores informan adecuadamente a los consumidores sobre la posibilidad de establecer las reclamaciones en segunda instancia mediante entidades alternativas de litigios. Lo hacen mediante diversos medios o canales de atención al cliente (páginas web, contratos, etc.).

No obstante, **el número de reclamaciones gestionadas mediante estos medios durante 2017 (unas 1.579) fue reducido**. Más si se compara con el total de reclamaciones planteadas a los comercializadores y que no fueron resueltas a favor del consumidor durante el año.

El proceso de acreditación es progresivo. Por ello, a medida en que vayan siendo acreditadas por AECOSAN otras entidades, los comercializadores que aún no lo han hecho, podrán adherirse a entidades de resolución alternativa de litigios que cumplan con la Directiva.

La CNMC informa que la supervisión iniciada en este informe continuará realizándose anualmente, dado que se trata de un proceso novedoso que **protege al consumidor**.

## Totisa Holdings logra la planta de gas natural licuado del Puerto

La Autoridad Portuaria eleva la propuesta al Consejo de Administración, que se reúne este viernes para decidir sobre la infraestructura.

laprovincia.es  
25/06/2019

Ya hay nombre para la empresa que construirá una **planta de gas natural licuado** para el abastecimiento de buques en el **Puerto de La Luz**. La **Autoridad Portuaria** tiene previsto proponer que Totisa Holdings sea la encargada de construir y gestionar la infraestructura. El **Consejo de Administración** debatirá esta propuesta en su reunión de este viernes tras un periodo de análisis por parte de varios departamentos de la institución que se ha prolongado durante casi un año.



La propuesta de Totisa incluye 14.440 metros cuadrados en la dársena de África, donde también dispondrá de 38.226 metros cuadrados de lámina de agua y 2.312 metros cuadrados de canalizaciones subterráneas. La instalación incluye una central de generación eléctrica de 73,9 megavatios. De ellos, 2,78 megavatios serán destinados al abastecimiento eléctrico de la propia concesión, según indica la Autoridad Portuaria en un comunicado.

El proceso de adjudicación, que aún deberá superar varias fases administrativas antes de que pueda comenzar la construcción, **se inició hace más de un año** con el anuncio de una solicitud de concesión de suelo público por parte de la empresa **Hispania Petroleum**. En febrero de 2018, esta compañía dio a conocer su interés por instalar una planta de gas natural licuado entre el Reina Sofía y la dársena de África.

La propuesta, que anunciaba una inversión de 100 millones de euros, incluía una central eléctrica de 70 megavatios que generase energía a partir del GNL para que los barcos atracados en el Puerto pudieran apagar sus motores. Sin embargo, el trámite de esta propuesta nunca llegó a ser completado ante la **Autoridad Portuaria**. El director de los Puertos de Las Palmas, **Salvador Capella**, explicó meses después que **carecía del "aval y la viabilidad económica"**. Hispania Petroleum retiró su iniciativa y a finales de julio de 2018 la volvió a formular a través de una de sus empresas subsidiarias, **Totisa Holdings**.

### Trámite de competencia

A partir de entonces se inició un **trámite de competencia** durante el que primero **DISA** y **Enagás** y después **Endesa** anunciaron su interés por construir y gestionar la misma infraestructura. Este periodo no estuvo exento de desavenencias, debido a la decisión de la **Autoridad Portuaria** de **ampliar el plazo de recepción de ofertas** en 15 días tras el primer mes inicial. Totisa llegó a solicitar a la Autoridad Portuaria que anulara esa decisión, aunque el Consejo de Administración del organismo no admitió la petición en su reunión de septiembre del año pasado. A continuación presentó un **recurso de reposición** contra esa decisión del directorio portuario, pero fue denegado en noviembre.

A partir de entonces, la Administración Portuaria se debatió entre la adjudicación de la planta de gas a una de estas tres empresas o la **convocatoria de un concurso público** que estableciera un pliego de requisitos para la infraestructura que no ha existido para este proyecto al tratarse de un trámite de competencia. El presidente de la Autoridad Portuaria, **Juan José Cardona**, aseguró en varias ocasiones que la administración no tenía preferencia por ninguno de los dos modelos, pero que optaría por la convocatoria del concurso si ninguna de las propuestas destacaba sobre las otras en cuanto a su "interés portuario", concepto que no ha sido definido públicamente con precisión por parte de la Autoridad Portuaria durante este tiempo.

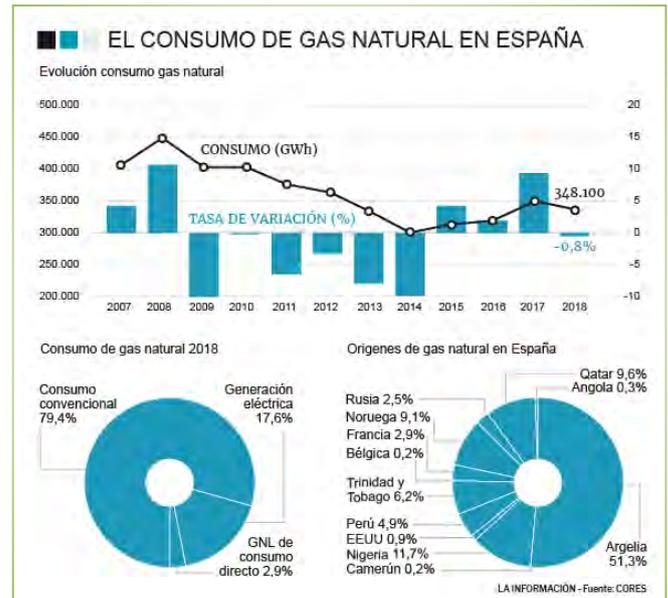
# Los planes de Ribera y la UE para el gas alarman en Naturgy, Endesa e Iberdrola

Las empresas reclaman que se mantengan las ayudas a las centrales de ciclo combinado que fueron paralizadas en junio del año pasado por Rajoy.

lainformacion.com  
26/06/2019

El sector gasista está inquieto. ¿Qué tendrá el sector? La respuesta es miedo. El **reglamento de la Unión Europea** relativo al mercado interior de la energía y los **recelos de la ministra de Transición Ecológica** en funciones Teresa Ribera sobre el **papel del gas en la transición ecológica han encendido las alarmas**. El reglamento comunitario entrará en vigor en enero del próximo año y **pone más trabas al reparto de ayudas** a las centrales de generación que queman carbón y gas.

Es una mala noticia para las **grandes compañías como Endesa, Iberdrola, Naturgy o Repsol**, pero también para las pequeñas que entraron en el negocio como **Engie, Alpiq, Shell o Bizkaia Energía**. Mientras, Ribera mantiene los recelos que ya **expresó en el Congreso hace un año**: el gas puede que sea necesario a corto plazo, pero debe de tener **fecha de caducidad**.



La **inquietud por los planes** de descarbonización en el **horizonte de 2030 y 2050** está **empujando a las empresas** a mover ficha. El presidente de Repsol, **Antonio Brufau**, cuya compañía maneja **importantes reservas de gas natural**, impulsa el **autogás en la automoción** y **compró dos centrales de gas a Viesgo**, es muy crítico con Ribera. Cuestiona el empeño del **Gobierno de Pedro Sánchez** por **encabezar la transición energética** en Europa. Fuentes de la empresa recuerdan, no obstante que la **petrolera es una multinacional** y que los planes que puedan **afectar al negocio del gas** en España tendrán un **impacto sólo relativo**.

## Movimientos empresariales

También se mueve Iberdrola. La eléctrica que **preside Ignacio Sánchez Galán** **ha vendido sus contratos de compra de gas licuado** a Pavilion Energy. La eléctrica tiene en España **siete centrales de generación con gas -5.695 MW de potencia de los 25. 100 MW instalados-** y atribuye la **venta de sus suministros de gas** a largo plazo a un **plan de rotación de activos** no estratégicos que asciende a **3.500 millones de euros** en el periodo 2018-2022 y que está en su ecuador. Pero **Sánchez Galán ha demostrado que sabe leer los tiempos**. Es difícil desvincular la **venta del gas** de la ola que llega desde Bruselas.

Para las empresas que tienen en el gas **una de sus patas de negocio**, la situación es complicada. **Entre las grandes no se disimula inquietud**. Fuentes de **Endesa y de Naturgy coinciden**. La situación es difícilmente sostenible desde que el **Gobierno de Mariano Rajoy**, en junio de 2018, cortó las ayudas **-pagos por capacidad-** para mantener operativas centrales, **especialmente las de gas**, que apenas se utilizan. **El dinero no llega**. ¿Cuánto dinero? Según las compañías, están en el aire **70 millones que dejaron de percibir en 2018**, 175 este año y **518 millones hasta el año 2028**.

Están en el aire porque **el entonces ministro de Energía, Álvaro Nadal**, cortó el grifo a la espera de que hablara Bruselas. **La Comisión Europea ha hablado al fin** y para **las empresas no son buenas noticias**. En el mejor de los casos, España **-el nuevo Gobierno-** tendrá que elaborar y **justificar un nuevo plan** de ayudas a las centrales que **considere necesario** mantener mientras **avanza la transición** hacia una **economía sin emisiones** allá por 2050.

La UE, a través del **reglamento recién aprobado**, atornilla la espita de las ayudas. Y son la vida para el **medio centenar de instalaciones** que **queman gas y que apenas funcionaron** en 2018 un 12,2% de las horas posibles. Sin ayudas, las plantas no son rentables. Para **compañías como Naturgy** -la antigua Gas Natural Fenosa- que cuenta con **7.000 MW de potencia** en ciclos y produce el **60% de su electricidad** con gas, la situación **es especialmente delicada**.

## Control de Bruselas

**Bruselas quiere control**. Admite que los **Gobiernos aprueben mecanismos** de ayuda para centrales térmicas con el fin de **asegurar la cobertura** de la demanda eléctrica. Pero avanza sus reglas: los **pagos por capacidad** tendrán que temporales; por un **máximo de 10 años** y siempre que estén **justificados para asegurar el suministro**. Para obtenerlos, las empresas **tendrán que competir en subastas abiertas** a otros actores. El problema en España es que, **hoy por hoy, el sistema tiene sobrecapacidad**. Hay **104.000 MW de potencia eléctrica** instalada para **previsiones de demanda punta** de 45.000 MW. A corto plazo no hay problema. No obstante, el **cierre previsto de centrales nucleares y de carbón puede justificar un nuevo plan de ayudas** a las centrales.

Las empresas recuerdan que el **Plan Integrado de Energía y Clima** esbozado por el Gobierno **cuenta con todos los ciclos combinados** que hay en la actualidad, pero **no se habla en ningún momento** de cómo se va a **garantizar su supervivencia**. Y eso a pesar de que, según sostienen, **son imprescindibles** como respaldo de las renovables. La **industria pelea** para mantener el negocio. Esta misma semana, la **patronal gasista Sedigas** ha subrayado que **una mayor penetración del gas natural** podría suponer un ahorro de unos **900 millones de euros** y una reducción de las emisiones de **1.710 kilotoneladas de CO2 a 2025**. Todo sin necesidad de inversiones adicionales y **con el modelo actual**.

Si **Pedro Sánchez** logra ser **investido presidente**, el sector gasista y sus empresas **no lo tendrán fácil**. Ribera expuso en el **Congreso en 2018** que **el gas como fuente de energía**, no como materia de uso industrial, tiene **fecha de caducidad**. No la concretó. Pero la ministra **maneja ejemplos**. En el Congreso **utilizó el caso de Holanda** para ilustrar el **futuro que le espera** el gas en el **horizonte 2030**. En el caso de aquel país, **ese futuro será corto**. Holanda ha aprobado el **cierre del campo** que abastece buena parte de sus **necesidades desde hace medio siglo**-Groningen- y se enfrenta a la **rehabilitación de millones de edificios** para reducir el consumo en los **próximos años**.

## Naturgy gastará casi 13 M€ en la «demolición selectiva» de la central térmica de La Robla

**El proyecto de impacto ambiental prevé que el desmantelamiento genere en la zona más de 12 M€ en negocio inducido.**

diariodeleon.es  
26/06/2019

Será una «demolición selectiva», que se desarrolle en fases que permitan organizar y rentabilizar en lo posible el desmantelamiento. La central térmica de La Robla tiene los días contados. Sin argumentos económicos ni energéticos que la sostengan, el casi medio siglo de funcionamiento de las instalaciones que han sido el motor económico de buena parte de la Montaña Central leonesa escribe un final sentenciado desde finales del año pasado, cuando dejó de funcionar; y Naturgy, la empresa que la gestiona, renunció a realizar las inversiones necesarias para cumplir la directiva medioambiental europea, a la vista de la aceleración de las políticas gubernamentales de impulso de la descarbonización.



La multinacional energética ha presentado al Ministerio de Transición Ecológica el proyecto para obtener la licencia ambiental que le permita llevar a cabo el desmantelamiento de la térmica, cuyo cierre solicitó al Gobierno el pasado 20 de diciembre, en el que opta por una «demolición selectiva», que permite rentabilizar en lo posible los materiales susceptibles de reciclaje y genera un menor impacto ambiental que el que produce una demolición convencional. Ambas opciones, consideradas por la empresa mejores para el entorno que el abandono sin más de las instalaciones actuales, que fue una de las opciones analizadas, con el consiguiente daño medioambiental que esta dejadez produciría.

El proyecto presentado para la demolición de la térmica contempla una inversión de 12,9 millones de euros en hacer desaparecer las actuales instalaciones y dejar los terrenos adecuados medioambientalmente. Un presupuesto que centra el mayor coste (8,2 millones) en el desmantelamiento de las instalaciones, pero que contempla casi 3 millones en las actuaciones previas a la demolición y otros 1,3 millones en la gestión de los residuos generados, entre otros gastos necesarios.

La memoria presentada por Naturgy para llevar a cabo esta actuación centra también buena parte de su apartado económico en argumentar los beneficios económicos que para las rentas empresariales y de servicios de la zona tendrá todo el proceso de desaparición de la térmica. Así, considera que a la inversión directa en la demolición de las estructuras hay que sumar 11,65 millones de euros que la desaparición de la industria energética generará a las empresas de obra civil e ingeniería que participen en el proyecto.

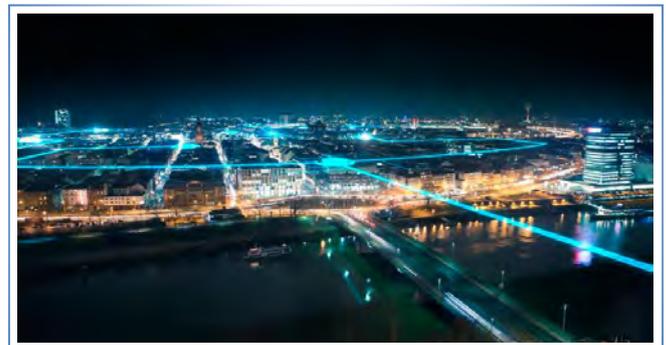
Más allá, la memoria realiza un minucioso cálculo de la renta que todo este proceso generará a nivel local en construcción y obra civil: 6,2 millones de forma directa y 5,7 millones en actividad indirecta. En total 11,9 millones de euros, a los que hay que «completar con los efectos inducidos por las nuevas rentas en la expansión de las empresas de bienes y servicios o consumo».

Naturgy hace el siguiente cálculo de beneficio que para la economía local de la Montaña Central supone la desaparición de la térmica: una inversión de 11,9 millones, más 8,9 millones que supone que será el incremento de las rentas de las economías familiares de la zona durante el proceso más 7,15 millones en los que calcula el gasto en el consumo. En total, casi 28 millones de euros, «las rentas generadas en el ámbito local por las obras de demolición de la central térmica». Por lo que considera que el impacto el proyecto sobre la «socioeconomía de la zona será moderado y positivo». A los que hay que añadir la adecuación de una parcela aledaña que entre la inversión directa, indirecta e inducida calcula en otros más de 533.000 euros.

## La marca de distribución eléctrica de Iberdrola invierte aún más en smart grid

worldenergytrade.com  
26/06/2019

i-DE, la nueva marca de la actividad de distribución eléctrica de Iberdrola en España, amplía las posibilidades de su red inteligente y digitalizada, con inversiones de 600 millones de euros en los próximos diez años, con el objetivo de contribuir a que los principales municipios del país evolucionen en su transición hacia una ciudad inteligente o smart city.



Las inversiones en este proyecto estarán destinadas, principalmente, a un mayor desarrollo de la red de distribución eléctrica con el fin de integrar recursos energéticos clave para una ciudad inteligente, así como a aumentar la inteligencia de la red de distribución, potenciando la digitalización y permitiendo así, mejorar la calidad de información y servicio.

### Modelo óptimo de Smart City para más de 40 ciudades españolas

i-DE, que ya trabaja en esta iniciativa con media docena de Ayuntamientos y Comunidades Autónomas, prevé extender el proyecto a más de 40 municipios españoles durante 2019, incluyendo capitales de provincia y ciudades de más de 100.000 habitantes, en las regiones en las que opera como distribuidora.

*“Las redes inteligentes se han convertido en una de las claves del proceso de descarbonización de nuestra economía y de la transición energética, favoreciendo la integración de la movilidad eléctrica y las renovables para un mix energético más limpio y descentralizado”, explica Juan Ríos, director de Planificación y Regulación de i-DE. “El despliegue de nuestra red eléctrica inteligente nos está permitiendo incorporar la ‘traza neuronal’ de la red para ofrecer un mejor servicio al ciudadano”.*

El trabajo de i-DE, en colaboración con las administraciones locales y regionales, **se centra en cuatro áreas estratégicas para una ciudad inteligente**, desde la perspectiva de la red de distribución eléctrica, que incluyen la movilidad eléctrica, las infraestructuras de redes, la eficiencia en el uso de la energía y la sensibilización ciudadana:

- **Movilidad:** i-DE pone a disposición de Ayuntamientos su conocimiento de las redes eléctricas para impulsar un plan de despliegue de puntos de recarga eficiente y económico, accesible a todos sus ciudadanos;
- **Infraestructura:** potenciación del desarrollo, la innovación y digitalización de las redes para seguir mejorando en aquellos aspectos que intervienen en la calidad de suministro y la atención a los ciudadanos.
- **Energía:** búsqueda de soluciones energéticas sostenibles y mejora en la eficiencia del uso de la energía, apoyándose en el valor de los datos que la red inteligente proporciona a los ciudadanos y las administraciones.
- **Cultura:** generador de contenido y, a través de tecnologías de la información de datos a nivel municipal de la red de distribución, relacionados con (1) el consumo eléctrico, tanto en el municipio, como el de los vehículos eléctricos; (2) generación renovable y (3) penetración de la movilidad eléctrica; todo ello para fomentar una gestión óptima y contribuir a la concienciación ciudadana.

### Sobre i-DE, redes eléctricas inteligentes

La actividad de redes de distribución de Iberdrola contempla la planificación, construcción, y mantenimiento de las líneas eléctricas, subestaciones, centros de transformación y otras infraestructuras, así como la operación de ese sistema para distribuir la energía de forma eficiente entre los diversos agentes que la producen y consumen.

Iberdrola opera un sistema de distribución que posee 270.000 km de líneas eléctricas en España, con presencia en 10 Comunidades Autónomas y atendiendo a una población de 17 millones. En 2018, el negocio de distribución de Iberdrola invirtió casi 500 millones de euros en España en proyectos destinados a la mejora de sus procesos y canales de atención al cliente; la finalización del despliegue de cerca de 11 millones de contadores inteligentes y la supervisión y automatización de la red.

La actividad de redes de Iberdrola tiene un relevante efecto tractor sobre la economía española, con la generación de más de 10.000 empleos totales (directos y a través de sus proveedores). En 2018, la compañía realizó compras por valor de 500 millones de euros a 2.000 empresas locales.

## Sobre las redes inteligentes y la transición energética

'La red' se refiere a la red eléctrica, el cual está conformado por las líneas de transmisión, líneas de distribución, subestaciones, transformadores de potencia, y entre otros dispositivos y equipos que hacen posible el suministro de electricidad, desde la planta de generación de energía a las ciudades. Por otro lado, 'inteligente' es cuando se involucra a la tecnología digital en las redes tradicionales, esto entre algunos beneficios, permite una comunicación en dos sentidos, es decir, de forma bidireccional, consiguiendo flujos de datos de electricidad, Planta - Cliente y Cliente Planta, en lugar de un flujo de una sola vía.

**Puntualizando en las redes de distribución eléctrica:** son el sistema circulatorio del nuevo modelo energético y la plataforma necesaria para la transición hacia una economía descarbonizada, basada en energías renovables y competitivas.



La transformación de las redes hacia una infraestructura inteligente, más fiable y segura permite dar respuesta a los retos de esta transición hacia una electrificación de la economía, con una mayor integración de renovables, la movilidad sostenible, las ciudades inteligentes, el consumo descentralizado (autoconsumo) y un consumidor con mayor capacidad de decisión y conectividad.

i-DE ha desplegado cerca de 11 millones de contadores inteligentes y la infraestructura que los soporta, así como la adaptación de alrededor de 90.000 centros de transformación, a los que ha incorporado capacidades de telegestión, supervisión y automatización.

## Reynés adelgaza Naturgy: reduce dos de cada tres cargos intermedios para quitar 'grasa'

**El presidente del grupo energético ha aprobado una nueva reducción de la burocracia con la eliminación de dos tercios de los directores y de los denominados gerentes de proyecto**

elconfidencial.com  
27/06/2019

**Francisco Reynés** sigue firme con su estrategia de que **Naturgy** presente las mejores cifras de eficiencia del sector. El presidente de la compañía energética ha decidido reducir hasta un 65% los cargos intermedios del grupo catalán con sede en Madrid, una decisión con la que pretende continuar con su política de ajuste de costes y de minimizar la burocracia del grupo. Según aseguran distintas fuentes, el primer ejecutivo de la gasista anunció hace una semana una nueva vuelta de tuerca a la organización.



Las mismas fuentes indican que el número de directores de Naturgy se ha reducido desde los **350 a 120**, mientras que el de los ejecutivos intermedios que tenían categoría de gerentes ha disminuido desde los **2.000 a tan solo 700**. En total, dos tercios menos de cargos que Reynés consideraba que eran innecesarios y que obstruían la toma de decisiones. Una decisión que se produce después de que ya el pasado año el presidente del 'holding' energético adelgazara el primer y segundo nivel de dirección.

En concreto, Reynés redujo el comité de dirección, que pasó de 13 personas en la etapa de Rafael Vilaseca a cinco miembros, incluido él mismo.

Los agraciados fueron **Manuel Fernández**, responsable de la dirección general de gas y electricidad; **Rosa María Sanz**, a la que nombró jefa de infraestructuras en España y el Magreb; **José García Sanleandro**, director de América Norte, y **Antonio Gallart**, encargado de América Sur.

Por su parte, el presidente dejó seis direcciones generales, que acabaron en manos de **Carlos J. Álvarez**, responsable de Finanzas; **Antoni Basolas**, de Estrategia y Desarrollo Corporativo; **Manuel G. Cobaleda**, de secretaría general y del consejo; **Jordi García Tabernero**, de Comunicación y Relaciones Institucionales; **Antonio Peris**, de Recursos Corporativos; **Jon Ganuza**, de Controlling, y **Steven Fernández**, de Mercado de Capitales.

La nueva reducción de la estructura organizativa ha generado cierto nerviosismo entre la plantilla y los representantes de los trabajadores, que se temen que las personas sobrantes de este ajuste puedan salir mediante un nuevo plan de bajas incentivadas o incluso un expediente de regulación de empleo. De momento, no se ha adoptado ninguna medida y ninguno de los afectados ha perdido su empleo. Naturgy ha declinado hacer ningún comentario sobre esta información, pero ha precisado que no se contempla actualmente ningún ajuste traumático.

### **Sale el jefe de información y seguridad**

El pasado año, el primero de Reynés al frente de la gestión de Naturgy, **la plantilla de la compañía se redujo en 2.018 empleados en todo el mundo**. De esta reducción, casi la mitad de las bajas se ha producido en España. Concretamente, la plantilla nacional se vio ajustada en 881 trabajadores. En el ejercicio anterior, con **Rafael Villaseca** como consejero delegado, la reducción de plantilla en España se limitó a 28 salidas. De esta manera, Naturgy terminó el año con 12.700 trabajadores, lo que representa un descenso de la masa laboral del 15%.

Según distintas fuentes, Reynés quiere seguir poniendo a dieta los costes organizativos para conseguir el objetivo de eficiencias incluido en el plan estratégico 2018-2022. El mismo contemplaba alrededor de 2.500 bajas para los próximos años, lo que hacía una media de 500 salidas al año. Pero las mismas fuentes apuntan que el primer ejecutivo quiere exprimir más los gastos, por lo que el grupo podría implementar una política más agresiva, tanto en España como en Argentina y México.

Uno de los departamentos que podrían ser objeto de más ajustes es el de Tecnología de la Información, que emplea a 500 personas, tras el acuerdo de cesión de esta actividad a IBM. De hecho, **Paco Gimeno**, que era responsable de Sistemas y director de Tecnología ('chief information officer', por la terminología interna del grupo), ha abandonado la sociedad recientemente al pasar sus funciones a personal de la multinacional estadounidense.

La dieta impuesta por Reynés ha sido bien aplaudida por el mercado. Desde que fue nombrado presidente ejecutivo el 6 de febrero de 2018, **la cotización se ha disparado un 43%**, hasta alcanzar máximos históricos. Motivo por el cual numerosos brókeres han recomendado reducir posiciones en Naturgy —un 52% aconseja vender las acciones y solo un 3,7%, comprar— al considerar que ha alcanzado su potencial. Justo por esto, el directivo quiere darle otra vuelta de tuerca a la estrategia para cambiar la opinión de los analistas.

## **Enagás y Endesa analizan la resolución del gas para decidir si recurren**

canarias7.es  
27/06/2019

Las empresas Enagás y Endesa, que han quedado excluidas en el trámite de competencia para construir y explotar una planta de gas en el Puerto de Las Palmas, analizan la resolución adoptada por la Autoridad Portuaria para decidir si la recurren o no.



La decisión del Puerto deja vía libre a Totisa Holdings para seguir el proceso que inició hace un año y que se ha visto retrasado por la puja de Enagás y Endesa.

Fuentes cercanas indican que ambas compañías están a la espera de que la resolución sea firme, una vez pase por el consejo de administración que se celebra mañana en el Puerto, para analizar en detalle el informe elaborado por el director en funciones, Esteban del Nero, para decidir. «Cuando se apruebe por el consejo los abogados de la empresa estudiarán la situación», indicaron fuentes de una de las empresas. En sentido similar se pronunciaron los de la otra sociedad. «Hasta que no sea oficial no vamos a decidir nada», indican.

En los próximos días se sabrá si el gas en La Luz sigue su proceso o sufre un parón por los posibles recursos que pudieran presentarse.

# 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

UNIDOS

Somos más

FUERTES