

ENTREVISTA A ALEASOFT EN LA REVISTA ENERGÉTICA XXI

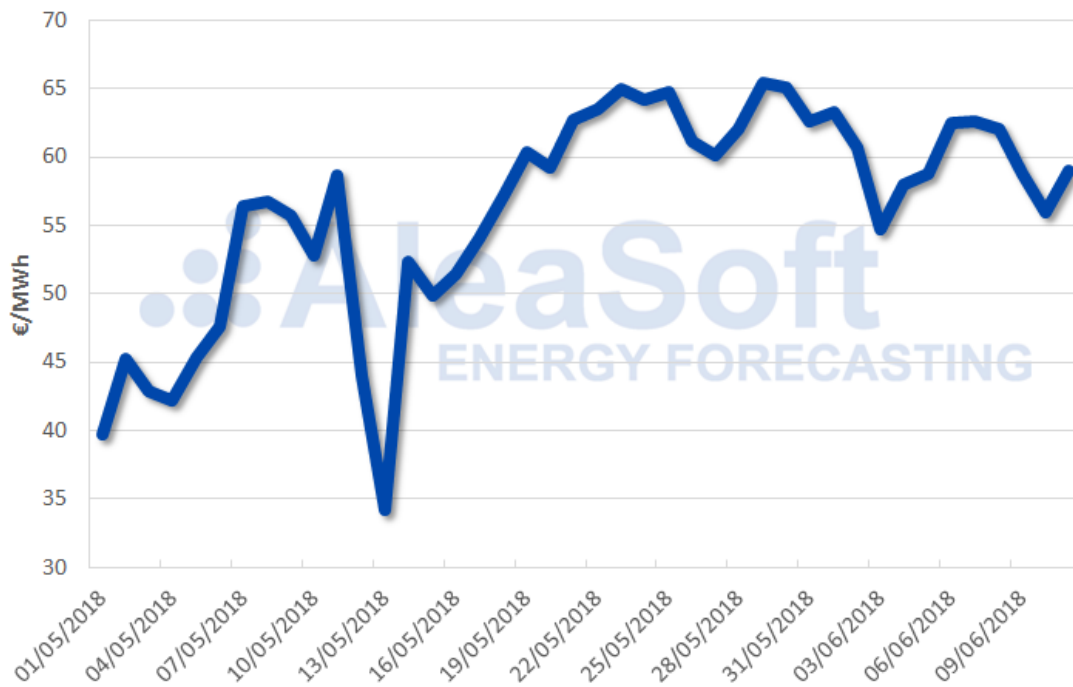
Entrevista a Antonio Delgado Rigal, Doctor en Inteligencia Artificial, fundador y director general de AleaSoft

“En menos de un año el precio del CO₂ se ha multiplicado por tres”

Nos encontramos en un periodo de altos precios en el mercado eléctrico en España y hay indicios que la tendencia podría seguir alcista. ¿Cuáles son las causas de esta situación?

Pues sí, este mes de mayo se ha cerrado con un precio medio del mercado mayorista de electricidad de 54,92 €/MWh, que lo sitúa como el segundo mayo más caro de la historia de MIBEL, el mercado ibérico de electricidad, a tan solo 1,36 €/MWh de mayo del 2008, el más caro por ahora.

Precio diario del mercado eléctrico español MIBEL



En cuanto a las causas de estos altos precios, **AleaSoft** considera que se encuentran los altos precios de los combustibles (Brent, carbón y gas) y derechos de emisiones de CO₂ (EUA), combinados con una segunda mitad de mes con poca producción eólica (un 45% de los valores típicos para esta época) y tres centrales nucleares paradas al final del mes. En junio todo parece continuar más o menos igual aunque los precios de los combustibles se han relajado un poco.

El precio de los derechos de emisiones de CO₂ (EUA) ha aumentado mucho en las últimas semanas. Empezó el mes de mayo por debajo de los 13 €/t y se cerró en 16,27 €/t. No hay indicios de que el precio vaya a disminuir drásticamente antes de la entrada en vigor de la reserva de estabilidad de mercado (MSR) a partir del año que viene, cuando se retirará la oferta excesiva de permisos, con el objetivo de mantener los precios y así estimular la

descarbonización de la producción eléctrica. La Comisión Europea estima que unos 400 millones de permisos EUA de CO₂ se retirarán del mercado en 2019 para disminuir el exceso de oferta, aunque la cantidad final retirada dependerá de los permisos en circulación al cierre del año 2018.

La evolución del precio estará condicionada por el precio del Brent. Si Irán firma un nuevo tratado nuclear los precios del Brent bajarían por debajo de 60 dólares el barril. Esto traería nuevos escenarios a la baja en los precios de los combustibles y por tanto del precio del mercado y los futuros. Si por el contrario Irán agudiza su política agresiva el Brent pudiera seguir subiendo con las consecuencias de más altos precios de combustibles y precios de mercado eléctrico.

¿Por qué en los últimos meses las mayores subidas en el precio de la electricidad en Europa se han dado en el mercado ibérico (España y Portugal)?

Todos los mercados europeos en mayor o menor medida están registrando precios caros, y todos (salvo Suiza) han cerrado un mes de mayo de 2018 más caro que los meses de mayo de, al menos, los últimos cinco años. El precio de los combustibles y el CO₂ afecta a todos de alguna forma.

En España y Portugal el precio lo determina el gas y el carbón con el correspondiente CO₂. Paradas nucleares y baja producción eólica hacen que el hueco térmico aunque sea pequeño se cubra con gas o carbón que marcan el precio marginal compitiendo con la producción hidráulica. El agua se está optimizando al máximo para los meses de verano que es cuando menos llueve. Es posible que con las reservas de los embalses altas en Q3 el precio se relaje un poco.

España y Portugal son países que desde el punto de vista eléctrico están bastante aislados si se comparan con los países centroeuropeos que están conectados con países del norte con un Nord Pool con precios bajos de forma estable todo el año.

Otro factor diferenciador aparte del tema del relativo aislamiento con mercados más baratos, está relacionado con los impuestos. La generación eléctrica tiene como impuestos el céntimo verde y el impuesto eléctrico que la encarece entre 9 y 12 €/MWh respecto a la misma producción en otros países de Europa cuando el precio marginal lo marca el gas o el carbón.

Tradicionalmente hemos asociado una mayor generación hidráulica con la bajada del precio del pool, pero en los últimos meses no ha sido así. ¿Por qué cree que se ha producido esta situación?

El precio al que las centrales hidroeléctricas que utilizan agua embalsada ofertan depende tanto del estado del nivel de las reservas de agua, como de la necesidad que tengan de desembalsar agua fluyente. En marzo y abril de este año, con muchas precipitaciones y crecidas de ríos importantes, se ofertó energía hidráulica a precio cero en muchas horas.

Como planteamos anteriormente, Q3 es el trimestre en que menos llueve y la planificación de la producción hidráulica se optimiza para todo el período hasta el 1 de octubre en que los embalses deberían estar en su punto más bajo. En este proceso de optimización el hueco hidrotérmico no se cubre completamente con producción hidráulica manteniendo siempre una parte para los combustibles fósiles. Desde mediados de abril hasta el presente la producción

renovable ha disminuido a niveles por debajo de lo habitual dejando este hueco hidrotérmico “abierto” y propiciando estos precios más altos.

Analizando los datos históricos, la tecnología hidroeléctrica desde el año 2012 ha marcado el precio marginal del mercado en un porcentaje muy elevado de las horas (generalmente más del 40% de las horas del mes), ya sea en meses con mucha o con poca producción hidroeléctrica, ya que sus ofertas se adecuan al precio del gas y el carbón teniendo en cuenta el CO₂.

¿Si en los próximos años se redujera la generación con carbón y gas natural en el mix y aumentara la generación renovable, qué incidencia cree que tendría sobre el precio final?

Un aumento de la producción renovable haría reducir la producción térmica con gas y carbón, lo que inicialmente presionaría los precios del mercado mayorista de electricidad a la baja. Sin embargo, el aumento previsto de los precios de los derechos de emisiones de CO₂ propiciaría precios punta más altos, cuando la generación térmica entrara para cubrir la falta de cobertura de la demanda por parte de la producción renovable intermitente, lo que haría subir el precio promedio del pool eléctrico.

También hay que tener en cuenta que un precio demasiado bajo en el largo plazo no es sostenible, porque haría que la producción dejara de ser rentable, también la producción renovable, lo que haría disminuir la oferta y presionaría los precios al alza. También precios bajos estimularían el incremento de demanda eléctrica e incluso que en muchos sectores se sustituyera el gas por la electricidad o la gasolina y el diesel en el transporte terrestre por el uso de vehículos eléctricos. Es el equilibrio del mercado entre oferta y demanda.

¿Qué influencia ha tenido el incremento del precio del CO₂ en el mercado europeo sobre los precios de la electricidad?

El precio de los derechos de emisiones de CO₂ es un coste más de la producción térmica, por lo que sin duda hace encarecer la oferta de producción térmica.

En menos de un año este precio se ha multiplicado por tres y combinado con el aumento de los precios del gas y el carbón que también han crecido significativamente en el mismo período han influenciado directamente en el aumento de precios de la electricidad.

El coste de producción de una central de carbón, sólo por CO₂, sin contar la caída del tipo de cambio ni el incremento del precio de la tonelada de carbón, ha aumentado 10 €/MWh respecto a mayo 2017.

Hasta el momento, ningún Gobierno ha realizado una verdadera reforma del ‘pool’ y el sistema marginalista de fijación de precios, ¿cree que es necesaria a la vista de la mayor aportación de las renovables en el futuro? En tal caso, ¿cómo debería enfocarse esta reforma?

Cabe la opción de pensar que el actual sistema marginalista se podrá adaptar por si solo al esperado importante aumento de la producción renovable. Hay que tener en cuenta que el mecanismo de mercado actual ha vivido ya un importante aumento de la capacidad renovable desde que empezó a funcionar hace ya veinte años cuando la capacidad renovable era prácticamente inexistente.

Hay otras opiniones que predicen que un sistema marginalista como el actual no va a sobrevivir y deberá desaparecer y empezar a funcionar con otros mecanismos de mercado.

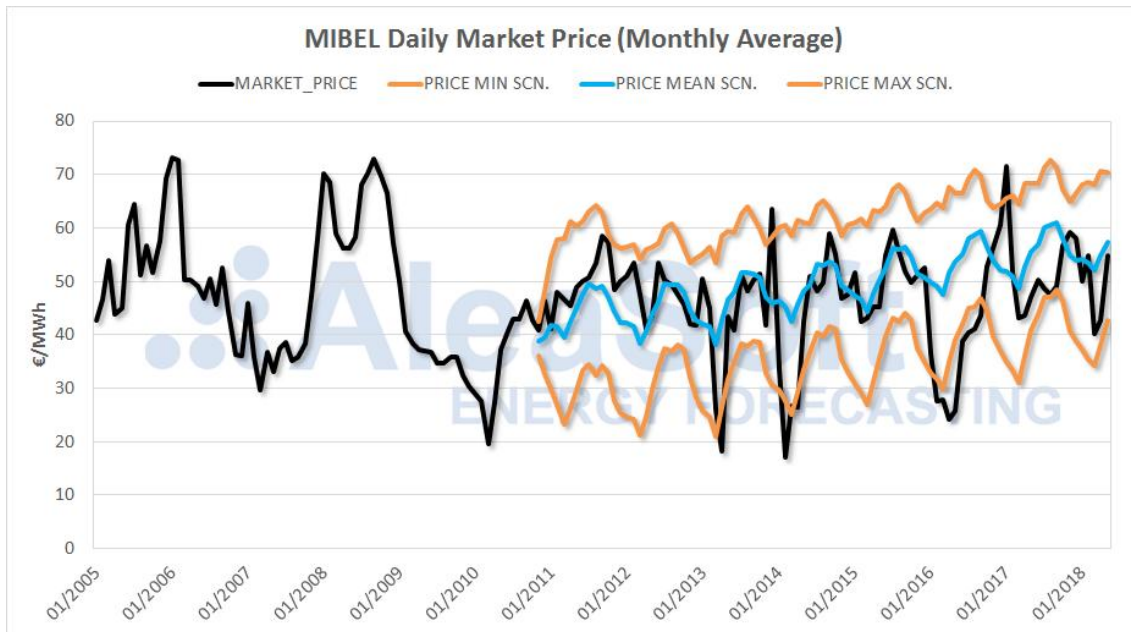
Y existen otras opiniones a medio camino, que proponen que el actual sistema marginalista funcione sólo para tecnologías gestionables para cubrir la demanda residual no cubierta por la generación renovable. Mientras que esta última debería regirse por otros mecanismos.

El precio marginal se debe mantener como señal de un despacho eficiente, es decir, que entren al despacho las energías más baratas. Sin embargo puede perder su significado como señal para realizar inversiones, en renovables y convencionales de respaldo, que se pudieran adjudicar por otra vía, por ejemplo, mediante pagos por capacidad o subastas de capacidad.

Una cosa fundamental en cualquier mercado es la seguridad jurídica y la estabilidad. El mercado eléctrico actual tiene veinte años y ha funcionado correctamente integrado al resto de mercados europeos. Para garantizar las inversiones hay que transmitir un mensaje de que los principios básicos de los mercados liberalizados se van a seguir cumpliendo y que las reglas no van a cambiar.

¿Cree que veremos crecer con rapidez los PPA relacionados con plantas renovables en España?

Sin duda. Ahora mismo los PPA son una opción que tienen los proyectos de plantas renovables para asegurarse un precio de compra que les permita obtener financiación bancaria.



Hablemos ahora de AleaSoft. ¿Cuál ha sido la trayectoria de la compañía desde su creación como especialistas en previsiones en el sector de la energía?

AleaSoft fue fundada en Barcelona en 1999, en el marco de la liberalización del mercado de la electricidad europeo y como resultado de proyectos de investigación llevados a cabo en la UPC (Universidad Politécnica de Cataluña), en el campo de la Inteligencia Artificial asociada a la predicción energética. La UPC ha sido una parte fundamental de AleaSoft, como miembro

fundador y como socio tecnológico, y eso ha marcado siempre un importante carácter de I+D en el ADN de la empresa.

La combinación de técnicas de estadística clásica, modelos SARIMA y Machine Learning, específicamente Redes Neuronales Recurrentes, dieron lugar a un conjunto de novedades científicas en el campo de la Inteligencia Artificial aplicadas al campo de las previsiones en el sector de la energía. A partir de este avance científico se creó una plataforma de previsiones y un nuevo modelo denominado AleaModel.

Tomando los nuevos avances científicos como base, AleaSoft ha continuado con el desarrollo ininterrumpido de proyectos de investigación en el campo de la previsión de demanda, producción renovable y de precios de mercado, aplicados principalmente en el sector eléctrico aunque también en el sector del gas y otros combustibles.

En estos momentos queremos posicionarnos como líderes en Europa en previsiones de precios de largo plazo para **PPA** y previsiones de precios de medio plazo con probabilidades para la gestión de riesgos. Nuestras soluciones han satisfecho las necesidades de todos los agentes involucrados en el mercado de la energía europeo, y continúan haciéndolo. La ambición de AleaSoft es expandir nuestro alcance globalmente, llegando a los mercados de América y Asia.

¿Cómo ha evolucionado la capacidad de predicción en campos como la fotovoltaica o la eólica?

En el campo de las previsiones, los factores clave son la cantidad y la calidad de los datos, y la experiencia. A medida que la potencia renovable instalada ha ido aumentando, los tres factores han aumentado con el tiempo. Cuanto más potencia y producción renovable haya, más y mejores datos existirán para hacer cada vez mejores previsiones. También la experiencia irá aumentando. En ese sentido, nuestra empresa tiene el privilegio de haber estado analizando datos y desarrollando previsiones desde que tecnologías como la eólica y la fotovoltaica empezaron a implementarse en Europa.

¿Qué papel jugará la digitalización y el uso del Big Data en un sector como el suyo?

Para una empresa como AleaSoft, los datos son su materia prima más importante. La digitalización está mejorando e impulsando el registro, validación y filtrado automatizado de datos lo que conlleva un aumento exponencial de la cantidad de datos de calidad disponibles.

Esto es una oportunidad inmejorable para perfeccionar la calidad de las previsiones, pero también un reto para saber gestionar adecuadamente el volumen de datos del Big Data, y saber encontrar las claves entre tanta información.

También estamos automatizando al máximo el proceso de modelización, previsión, validación y autocorrección de los resultados de las previsiones. En estos momentos tenemos más de 350 modelos activos para casi todos los mercados europeos.

¿Qué tipos de clientes utilizan los servicios de AleaSoft?

Cualquier agente del sector eléctrico, en algún momento necesitará previsiones, ya sea de producción, de demanda o de precios de mercado, además de las previsiones de las variables explicativas necesarias como las meteorológicas, precios de combustibles y las socioeconómicas que también proporcionamos.

Nuestro primer cliente fue Endesa en 1999 y actualmente continuamos trabajando para cinco Departamentos / Direcciones de esta empresa. Posteriormente entraron en nuestra cartera de clientes las empresas más importantes del sector como Unión Fenosa, Iberdrola, Viesgo, Gas Natural, REE, Fortia, BBE, Siemens Gamesa y el resto de empresas importantes del sector en España. De igual forma nuestra plataforma y servicios pasaron a ser utilizados por grandes empresas europeas como Enel, Terna, EDF, EOn, Elia, Statnett, BP, Shell, Electrabel – Grupo Suez – GFD, HSE, Statkraft o EP Produzione entre las más importantes empresas del sector de la energía, además de muchas empresas que son comercializadoras y grandes consumidores de electricidad que necesitan optimizar las compras.

Actualmente AleaSoft proporciona previsiones a todo tipo de agentes del sector de la energía en Europa: Utilities, Operadores de Sistema (TSO), traders, comercializadoras, distribuidoras, grandes consumidores, todo tipo de fabricantes y gestores de activos de generación eléctrica, especialmente renovables, y además a consultoras, entidades bancarias y fondos de inversión.