

AleaSoft: Los precios de CO2, gas y carbón y los PPA en los titulares sobre mercados eléctricos en 2019

En esta segunda parte del resumen de las noticias más relevantes durante la primera mitad de 2019, AleaSoft resume las noticias sobre los mercados de electricidad europeos y los factores que más han influido en sus precios y que más han aparecido en las noticias del sector, junto con otros temas como los PPA. En el artículo anterior se comentaron los dos principales temas de estos primeros seis meses del año: fotovoltaica y autoconsumo

En el artículo anterior sobre las noticias más destacadas en el sector de la energía se mencionaba la fotovoltaica y el autoconsumo como los temas estrella en las noticias del sector durante la primera mitad de 2019, pero cuando se trata del precio de la energía, los conceptos más mencionados han sido gas, carbón y CO2.

El precio de los derechos de emisión de CO2 ha arrastrado en 2019 la mala fama adquirida durante 2018, cuando su descomunal carrera alcista llegó a multiplicar por tres su precio en pocos meses y arrastró con ello el precio de los mercados eléctricos en toda Europa. En los meses transcurridos de 2019, el precio del CO2 se ha mantenido en niveles muy altos, superando incluso las cotas alcanzadas en septiembre del año pasado, pero al menos su explosiva carrera alcista se ha detenido. Aun así, el CO2 y el comercio de derechos de emisión se han mantenido presentes en las noticias del sector. Esto es debido a la estrecha relación que los derechos de emisión tienen con la lucha por la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y contra el cambio climático.

En enero se tramitó el Real Decreto que tomaba ya medidas de cada a la cuarta fase del sistema de comercio de derechos de emisiones de CO2 y otros gases de efecto invernadero de la Unión Europea (EU ETS) a partir de 2021. Ya en ese momento, AleaSoft indicó que, si bien los derechos de emisión son una herramienta indispensable para la descarbonización de la producción de electricidad, no había que menospreciar el impacto que tiene sobre la competitividad de la industria electrointensiva frente a otros países fuera del sistema europeo de comercio de derechos de emisiones, conocido como la fuga de carbono.

La industria electrointensiva también ha ocupado muchos titulares estos meses, principalmente después de los resultados de las últimas subastas de interrumpibilidad. Según la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE), estos resultados, los peores de toda la historia de las subastas, empeoran la pérdida de competitividad de las empresas con un gran consumo eléctrico, por lo que pedían al gobierno tomar medidas urgentes para solventar esta desventaja competitiva.

Otro aspecto que también inquieta a la industria electrointensiva es otro de los temas destacados en los titulares, sobre todo durante mes de abril: el retorno del impuesto del 7% a la generación de electricidad. Así es como se conoce al IVPEE, el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica. Este impuesto, que grava con un 7% la energía vendida en el mercado, se reintrodujo a partir del 1 de abril después de una suspensión temporal de seis meses. Según las estimaciones de AleaSoft

en ese momento, el precio del mercado eléctrico podría aumentar entre un 2% y un 5% en un primer momento.

Además de a la industria electrointensiva, la reintroducción del impuesto a la producción ha alterado también a la competitividad de los ciclos combinados y plantas térmicas españolas frente a sus competidores portugueses y franceses que no sufren esa carga fiscal adicional y que, a través de las interconexiones internacionales, pueden vender su energía más competitiva en el mercado español.

En relación con la capacidad de las interconexiones internacionales, el 26 de marzo, el Parlamento Europeo ratificó definitivamente la reforma del mercado eléctrico europeo, que ya tenía el visto bueno del Consejo de la Unión Europea y de los representantes permanentes del Parlamento. Esta reforma trata como urgente la necesidad de incrementar la capacidad de estas interconexiones y que esta capacidad esté disponible para los mercados mayoristas, para poder integrar adecuadamente el incremento de generación renovable y progresar hacia la descarbonización del sistema eléctrico.

Igualmente en este 2019 ha sido noticia la confirmación de la tendencia a la disminución de la volatilidad de los precios en los mercados eléctricos gracias, entre otros, al incremento de la capacidad de las interconexiones internacionales, sobre todo con Francia. Las interconexiones actúan como un amortiguador de los precios, incrementando o disminuyendo el flujo de importaciones y exportaciones cuando los precios entre dos mercados tienden a alejarse.

Por otro lado, los precios de los combustibles gas y carbón para la producción de electricidad han sido protagonistas justo por lo contrario que lo ha sido el precio del CO₂: por disminuir. Durante 2018 el precio del gas TTF y del carbón API 2 de referencia en el continente europeo aumentaron a la par que el precio de los derechos de emisión de CO₂ y tocaron máximos en septiembre. A partir de entonces, y durante todo el primer semestre de 2019, los precios de estos dos combustibles no han parado de caer, llegando a valores mínimos de varios años.

También durante estos primeros seis meses del año se acordó el calendario de cierre de las centrales nucleares españolas, después de cincuenta años de la puesta en marcha de la primera central. Este calendario, negociado entre los propietarios de las plantas y Enresa, sitúa el cierre de la última central en 2028. Si finalmente se cumple el calendario, la energía nuclear habrá estado presente en el mix eléctrico español durante casi setenta años.

Este acuerdo para terminar con la energía nuclear en España ha hecho que se pongan en duda los objetivos de reducción de emisiones para 2030, dado que la energía nuclear representa una generación prácticamente constante de electricidad y sin emisiones de CO₂. Su desaparición del mix de producción dará más protagonismo a los ciclos combinados de gas como respaldo de las renovables intermitentes, que, si bien son menos contaminantes que las centrales de carbón, son emisores de CO₂.

El cierre completo o la reducción de la potencia nuclear está previsto en varios países como Alemania, Francia, Bélgica y Suecia en sus planes para lograr los objetivos medioambientales de 2030. Sin

embargo hay otros países, como Finlandia, que tienen previsto incrementar su capacidad nuclear o, como Polonia, empezar a usarla en los próximos veinte años.

Pero el cierre de las centrales nucleares no afectará solamente a las emisiones de CO2. La desaparición de una generación base estable que oferta a precio cero en el mercado va tener un impacto indiscutible sobre el precio del mercado eléctrico. El cierre de cada reactor nuclear traerá consigo un incremento de precio en el mercado eléctrico. La magnitud de esa subida dependerá del estado de implantación de la potencia renovable en cada momento. Una vez más, asoman previsiones inciertas y potencialmente catastróficas para los consumidores de electricidad.

Ante estas incertidumbres, es fundamental gestionar adecuadamente el riesgo de precios de mercado. Para que un gran consumidor de energía pueda gestionar ese riesgo y ponderar sus opciones entre la compra en el mercado spot, los mercados de futuros y un PPA, debe disponer ahora mismo de una respuesta clara a la pregunta ¿cuál es la probabilidad de que el precio promedio del mercado en 2030 esté por encima de 50 €/MWh?

Para más información, es posible dirigirse al siguiente enlace: <https://aleasoft.com/es/precios-co2-gas-carbon-ppa-titulares-mercados-electricos-2019/>

Datos de contacto:

Alejandro Delgado
900 10 21 61

Nota de prensa publicada en: [Barcelona](#)

Categorías: [Internacional](#) [Nacional](#) [Sector Energético](#)

NotasdePrensa

<https://www.notasdeprensa.es>