

AleaSoft: Subida de los precios de mercados por caída de las renovables y aumento de la demanda y el CO2

En la segunda semana de julio los precios de la mayoría de los mercados eléctricos europeos subieron, alcanzando en algunos casos valores diarios superiores a 40 €/MWh y horarios superiores a 50 €/MWh. La demanda aumentó de forma generalizada y la producción eólica y solar bajó en gran parte de los mercados. A esto se unió el aumento de los precios del CO2, que se situaron por encima de los 29 €/t la mayor parte de la semana

Producción solar fotovoltaica y termosolar y producción eólica

Durante la semana número 28 del año, la producción solar disminuyó en la península ibérica y en Alemania en comparación con la semana anterior. En el mercado alemán la reducción de la producción fue de un 1,1% mientras que en la península ibérica fue de un 13%. Por el contrario en el mercado francés la producción solar aumento un 26% y en mercado italiano un 3,5%.

Los primeros 12 días de julio la producción solar aumentó en todos los mercados analizados en AleaSoft en comparación con los mismos días de julio de 2019. En España peninsular, donde se incluye la fotovoltaica y la termosolar, la producción con estas tecnologías fue un 71% más alta, mientras que en el mercado portugués la producción subió un 39% durante este período. En el resto de los mercados la producción aumentó entre un 2,4% y un 17%.

Para la semana número 29, las previsiones de producción solar de AleaSoft indican un descenso de la producción solar en el mercado español y en el mercado italiano, mientras que para el mercado alemán se espera un incremento.

Entre los días 6 y 12 de julio, la producción eólica aumentó un 40% en el mercado español en comparación con el período del lunes 29 de junio al domingo 5 de julio. En el resto de los mercados europeos analizados por AleaSoft, la producción con esta tecnología disminuyó entre un 6,3% y un 35%.

En el análisis interanual, entre el 1 y el 12 de julio, la producción eólica fue más alta en todos los mercados analizados por AleaSoft. La mayor diferencia entre estos períodos se registró en el mercado portugués, en el que la producción creció un 65%. En los mercados de Francia y España los incrementos fueron del 62% y el 48% respectivamente. En el mercado italiano aumentó un 25% y en el mercado alemán un 20%.

Para la semana del 13 de julio, las previsiones de producción eólica de AleaSoft indican un aumento en la producción eólica de los mercados ibéricos e italiano. Por el contrario en los mercados de Alemania y Francia se espera una reducción de la producción en comparación con la de la semana del

6 de julio.

Demanda eléctrica

En la semana del 6 de julio la demanda eléctrica se recuperó en todos los mercados europeos analizados respecto a la semana del 29 de junio. El mayor incremento fue del 4,6% en el mercado portugués, con mercados ascensos durante el lunes y el martes respecto a los mismos días de la semana anterior. Gran Bretaña fue el segundo mercado con la mayor variación de la demanda, de un 4,2%. Otros mercados que tuvieron incrementos por encima del 2,0% fueron los de Francia, España y Países Bajos.

Para un análisis más detallado del comportamiento de la demanda eléctrica de Europa, se encuentran disponibles los observatorios de mercados eléctricos de AleaSoft.

En AleaSoft se prevé que la demanda eléctrica disminuya durante la semana del 13 de julio en la mayoría de los mercados eléctricos de Europa analizados.

Mercados eléctricos europeos

La semana del 6 de julio, los precios aumentaron en la mayoría de los mercados eléctricos europeos analizados respecto a los de la semana del 29 de junio. La excepción fue el mercado IPEX de Italia con un descenso del 2,6%. Por otra parte, el mercado con la mayor subida de precios, del 44%, fue el mercado EPEX SPOT de Alemania, seguido por el mercado Nord Pool de los países nórdicos, con un incremento del 31%. Mientras que el mercado donde el precio subió menos, un 0,3%, fue el mercado MIBEL de España, seguido por el mercado MIBEL de Portugal, con una variación del 0,4%. En el resto de los mercados, las subidas de precios estuvieron entre el 19% del mercado EPEX SPOT de Francia y el 26% del mercado EPEX SPOT de los Países Bajos.

La semana del 6 de julio, el mercado con el precio promedio más bajo, de 2,42 €/MWh, fue el mercado Nord Pool. El resto de los mercados analizados estuvieron bastante acoplados y presentaron promedios semanales superiores a los 30 €/MWh. Los precios promedio alcanzados estuvieron entre los 31,34 €/MWh del mercado EPEX SPOT de los Países Bajos y los 35,57 €/MWh del mercado IPEX.

Los aumentos de precios de los mercados eléctricos estuvieron relacionados con el incremento generalizado de la demanda eléctrica en Europa, la disminución de la producción solar en algunos mercados y el descenso de la producción eólica a mitad de semana. El aumento de los precios del CO2 también favoreció este comportamiento de los mercados eléctricos. La combinación de estos factores llevó a que los días 8 y 9 de julio se alcanzaran precios diarios cercanos o superiores a los 40 €/MWh en la mayoría de los mercados. El precio diario más elevado, de 42,42 €/MWh, fue el del jueves 9 de julio en el mercado EPEX SPOT de Alemania. Este precio diario fue el más alto alcanzado en el mercado alemán desde finales de enero y contrasta con los 14,28 €/MWh del lunes 6 de julio de este mismo mercado.

El día 6 de julio, la elevada producción eólica dio lugar a precios horarios negativos en los mercados de Alemania, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Gran Bretaña, Irlanda, los Países Bajos, Suecia, Estonia,

Letonia, Lituania y tres zonas de Noruega. En el caso de Noruega y los países bálticos, no se habían alcanzado precios horarios negativos como mínimo desde 2013. Estos precios se vieron favorecidos por la elevada producción eólica de ese día, además de unos niveles altos de producción hidroeléctrica en el caso de los países nórdicos.

Sin embargo, los días 8 y 9 de julio, los precios horarios superaron los 50 €/MWh para algunas horas de los mercados de Alemania, Bélgica, Francia, Gran Bretaña e Italia debido a la reducción en la producción eólica.

Las previsiones de precios de AleaSoft indican que la semana del 13 de julio los precios aumentarán en los mercados EPEX SPOT debido al descenso de la producción eólica. Mientras que en los mercados IPEX y MIBEL, donde se espera que aumente la producción con esta tecnología, los precios descenderán.

Futuros de electricidad

Los precios de los futuros de electricidad para el siguiente trimestre, Q4-20, durante la semana del 6 de julio registraron subidas en casi la totalidad de los mercados analizados en AleaSoft. La excepción fue el mercado NASDAQ de los países nórdicos, en el cual los precios se redujeron un 4,3% respecto al precio de cierre de la sesión del viernes 3 de julio. En el resto de mercados el precio se incrementó y, coincidentemente, fue el mercado ICE de los países nórdicos el que mayor subida porcentual experimentó, con una variación del 3,1%. En cuanto a valores absolutos, el mercado OMIP de España y Portugal presentó el mayor incremento, de 0,90 €/MWh en ambos casos.

Respecto al precio de los futuros de electricidad para el año 2021, también se registraron subidas durante la vigésimo octava semana del año. En este caso tanto el mercado ICE como el NASDAQ de los países nórdicos se opusieron a este comportamiento, registrando bajadas del 3,1% y el 11% respectivamente. El mercado EEX de Francia fue el de menor variación, con un incremento de solamente un 0,1%. Por otra parte, el mercado EEX de Gran Bretaña fue el de mayor incremento, con un aumento del 2,0%.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de petróleo Brent para el mes de septiembre de 2020 en el mercado ICE, la mayor parte de la semana del 6 de julio, tuvieron precios de cierre superiores a los 43 \$/bbl, con la excepción de jueves 9 de julio, cuando el precio descendió un 2,2% hasta los 42,35 \$/bbl. El precio de cierre máximo de la semana, de 43,29 \$/bbl, se alcanzó el miércoles 8 de julio y fue el más elevado desde principios de marzo.

La recuperación del viernes 10 de julio hasta superar de nuevo los 43 \$/bbl, después del descenso del jueves, está relacionada con la revisión al alza por parte de la Agencia Internacional de la Energía de su pronóstico sobre la demanda de petróleo para 2020. Sin embargo, el incremento de casos de COVID-19 en América hace peligrar esta recuperación de la demanda.

Por otra parte, en los próximos días la evolución de los precios estará condicionada por las noticias

relacionadas con la reunión de la OPEP+ prevista para el próximo miércoles 15 de julio. En esta reunión se ha de decidir sobre la continuidad en los recortes de producción a partir del mes de agosto. Además, el incremento de las tensiones en Libia también puede afectar al suministro por parte de este país, ejerciendo una influencia al alza sobre los precios.

En cuanto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el mes de agosto de 2020, después de alcanzar el precio de cierre máximo de la semana, de 6,12 €/MWh, el martes 7 de julio, sus precios iniciaron una tendencia descendente. Como consecuencia, el viernes 10 de julio, el precio de cierre fue de 5,48 €/MWh, un 9,2% inferior al del viernes 3 de julio y el más bajo desde los 5,32 €/MWh del 11 de junio.

Por lo que respecta a los precios del gas TTF en el mercado spot, iniciaron la semana del 6 de julio con una tendencia ascendente hasta alcanzar el miércoles 8 de julio un precio índice de 5,62 €/MWh. Pero, luego los precios descendieron hasta los 4,60 €/MWh del fin de semana. Este precio fue el más bajo desde los 4,52 €/MWh del 11 de junio. El lunes 13 de julio, el precio índice se recuperó hasta los 4,71 €/MWh.

Por otra parte, los precios de los futuros del carbón API 2 en el mercado ICE para el mes de agosto de 2020, el día 6 de julio registraron un precio de cierre de 52,50 \$/t, el más elevado desde finales de marzo. Pero, posteriormente, los precios empezaron a descender hasta alcanzar el viernes 10 de julio un precio de cierre de 48,90 \$/t. Este fue un 4,7% menor que el del viernes de la semana del 29 de junio y el más bajo de las últimas dos semanas.

En cuanto a los precios de los futuros de derechos de emisión de CO2 en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2020, iniciaron la semana del 6 de julio, con el precio de cierre más elevado desde principios de agosto de 2019, de 29,69 €/t. Pero después, los precios comenzaron a descender hasta alcanzar el jueves 9 de julio un precio de cierre de 28,62 €/t. Sin embargo, el viernes los precios se recuperaron un 1,4%, cerrando en 29,01 €/t. Pese a la tendencia decreciente de la mayor parte de la semana, los precios de cada día fueron superiores a los de los mismos días de la semana del 29 de junio.

Análisis de AleaSoft sobre las afectaciones de los mercados eléctricos por la crisis del coronavirus
En AleaSoft se está organizando el webinar “Los mercados de energía en la salida de la crisis económica” para el próximo 19 de septiembre. Los mercados de energía se encuentran actualmente en una fase de recuperación después de las caídas que se produjeron en la parte más crítica de la pandemia. No obstante, existe incertidumbre sobre su evolución por los nuevos brotes de la epidemia que se están produciendo, que se podrían intensificar en otoño cuando comience el curso escolar presencial, y por las perspectivas pesimistas de crecimiento de la economía. Este será uno de los temas que se abordarán en el webinar junto con el estado de la financiación de los proyectos de energías renovables, analizando tanto el impacto durante la crisis como las perspectivas de la recuperación económica y de los mercados de energía.

En este contexto, en AleaSoft se han actualizado las curvas de precios a largo plazo con los escenarios más recientes de recuperación de la coronacrisis.

La evolución de los mercados eléctricos también se puede consultar en los observatorios de mercados de energía de AleaSoft, los cuales incluyen datos actualizados diariamente de las principales variables de los trece mayores mercados eléctricos de Europa, además de mercados spot y de futuros de petróleo, gas y carbón, y de derechos de emisión de CO2.

Para más información, es posible dirigirse al siguiente enlace: <https://aleasoft.com/es/subida-precios-mercados-electricos-europeos-caida-produccion-renovable-aumento-demanda-co2/>

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>