

Aleasoft: Subidas de precios en los mercados eléctricos europeos excepto en Mibel gracias a las renovables

En la semana del 2 de septiembre, los precios subieron en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. El aumento de la demanda, junto con una menor producción solar en gran parte de los mercados, favorecieron este comportamiento. El mercado MIBEL fue la excepción, donde los precios bajaron y la solar registró récords de producción para un mes de septiembre. Los futuros del Brent registraron el precio de cierre más bajo desde principios de diciembre de 2021

Producción solar fotovoltaica y termosolar y producción eólica

En la semana del 2 de septiembre, la producción solar aumentó con respecto a la semana anterior en la península ibérica, cambiando así la tendencia de las últimas tres semanas. El mercado español, donde se incluye a la solar fotovoltaica y la termosolar, registró el mayor incremento, del 7,3% y el mercado portugués registró un aumento del 0,6%. En cambio, los mercados alemán, italiano y francés registraron descensos en la generación con energía solar. El mercado francés registró el mayor descenso, de un 35%, seguido por el mercado italiano, que tuvo una disminución del 20%. El mercado alemán registró la menor caída, con una reducción del 13%.

El viernes 6 de septiembre, el mercado español alcanzó la mayor producción fotovoltaica diaria de un mes de septiembre, con una generación de 171 GWh. Por otro lado, el mercado portugués tuvo su mayor producción fotovoltaica diaria de un mes de septiembre, de 20 GWh, el día 4.

En la semana del 9 de septiembre, las previsiones de producción solar de AleaSoft Energy Forecasting indican que la generación disminuirá en Italia y Alemania. Además, prevé que en España la producción aumentará, manteniendo la tendencia de la última semana.

En la semana del 2 de septiembre, la producción eólica aumentó en gran parte de los principales mercados europeos, cambiando la tendencia de la semana anterior. El mercado portugués registró el mayor crecimiento, de un 96%, y los mercados español y alemán tuvieron incrementos del 23% y 21%, respectivamente. El mercado francés registró el menor aumento, de un 6,1%. El mercado italiano, como excepción, experimentó una disminución del 34% en la generación con energía eólica.

En la semana del 9 de septiembre, según las previsiones de producción eólica de AleaSoft Energy Forecasting, la producción con esta tecnología aumentará en Italia, Francia, España y Alemania, y disminuirá en Portugal.

Demanda eléctrica

En la semana del 2 de septiembre, la demanda eléctrica mostró un comportamiento heterogéneo en los principales mercados eléctricos europeos en comparación con la semana anterior. En los mercados

de los Países Bajos, Gran Bretaña, Alemania y Bélgica, la demanda aumentó, coincidiendo con el incremento de la laboralidad tras finalizar el período vacacional. El mercado neerlandés registró el mayor incremento, del 17%, seguido por el mercado británico, con una subida del 12%. En los mercados de Alemania y Bélgica, la demanda subió un 3,3% y un 1,1%, respectivamente. Los mercados de Alemania y Gran Bretaña repitieron la tendencia al alza por segunda semana consecutiva, mientras que el mercado belga esta tendencia se mantuvo por quinta semana.

Por otro lado, en los mercados de España, Francia, Italia y Portugal, la demanda descendió, lo que marcó un cambio de tendencia respecto a la semana anterior. El mercado español registró la mayor caída, del 5,4% y el mercado francés tuvo una bajada del 1,3%. Los mercados de Italia y Portugal registraron los menores descensos, del 0,8% y 0,3%, en cada caso.

Durante la primera semana de septiembre, las temperaturas medias bajaron en gran parte de los mercados analizados. Los descensos en las temperaturas medias oscilaron entre los 0,5°C en Gran Bretaña y Bélgica y los 3,0°C en España. Las excepciones fueron Alemania y los Países Bajos, que registraron incrementos de 1,2°C y 1,8°C, respectivamente.

Para la segunda semana de septiembre, según las previsiones de demanda de AleaSoft Energy Forecasting, la demanda disminuirá en los mercados de España, los Países Bajos, Alemania, Bélgica, Italia y Francia. Por otro lado, se espera que aumente en los mercados de Portugal y Gran Bretaña.

Mercados eléctricos europeos

En la primera semana de septiembre, los precios promedio de los principales mercados eléctricos europeos aumentaron respecto a la semana anterior. La excepción fue el mercado MIBEL de Portugal y España, con descensos del 13% y el 14%, respectivamente. Por otra parte, el mercado IPEX de Italia registró el menor incremento porcentual de precios, del 4,0%. En cambio, el mercado Nord Pool de los países nórdicos registró la mayor subida porcentual de precios, del 135%. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios subieron entre el 4,3% del mercado EPEX SPOT de Francia y el 19% del mercado N2EX del Reino Unido.

En la primera semana de septiembre, los promedios semanales fueron superiores a 80 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos analizados. El mercado nórdico fue la excepción, con un promedio de 21,27 €/MWh. Por otra parte, el mercado italiano registró el mayor promedio semanal, de 139,74 €/MWh. En el resto de los mercados analizados, los precios estuvieron entre los 82,34 €/MWh del mercado francés y los 101,95 €/MWh del mercado británico.

Por lo que respecta a los precios horarios, los primeros días se alcanzaron los precios más elevados de la semana. Los días 2, 3 y 4 de septiembre, los mercados alemán y neerlandés registraron precios horarios por encima de 250 €/MWh. Esto también ocurrió el 3 de septiembre en el mercado belga. El mercado alemán registró el precio horario más alto de la semana, de 656,37 €/MWh, el 3 de septiembre de 19:00 a 20:00. Ese precio fue el más alto desde finales de junio en Alemania. El 3 de septiembre de 20:00 a 21:00, el mercado neerlandés alcanzó un precio de 340,00 €/MWh, que fue el más alto de ese mercado desde finales de septiembre de 2023. En el caso del mercado belga, el 3 de septiembre de 19:00 a 20:00, el precio fue de 268,94 €/MWh, que también fue el más alto desde

finales de septiembre de 2023 en Bélgica.

En cambio, en la primera semana de septiembre también hubo precios horarios negativos. El mercado alemán registró precios negativos el 5 de septiembre, el mercado belga el 8 de septiembre y el mercado neerlandés esos dos días. El mercado neerlandés registró el precio horario más bajo de la primera semana de septiembre, de 21,00 €/MWh, el jueves 5 de septiembre, de 14:00 a 15:00.

Durante la semana del 2 de septiembre, el descenso de la producción solar, así como el incremento de la demanda en algunos mercados, contribuyeron a la subida de los precios de los mercados eléctricos europeos. Sin embargo, el descenso de la demanda y el incremento de la producción eólica y solar propiciaron el descenso de los precios en el mercado MIBEL.

Las previsiones de precios de AleaSoft Energy Forecasting indican que, en la segunda semana de septiembre, los precios podrían bajar en los mercados eléctricos europeos analizados, influenciados por el descenso de la demanda y el incremento de la producción eólica en la mayoría de los mercados.

Brent, combustibles y CO2

En la primera semana de septiembre, los precios de cierre de los futuros de petróleo Brent para el Front-Month en el mercado ICE continuaron la tendencia descendente iniciada al final de la semana anterior. El lunes 2 de septiembre estos futuros registraron su precio de cierre máximo semanal, de 77,52 \$/bbl. Como resultado de los descensos registrados durante la semana, el viernes 6 de septiembre estos futuros alcanzaron su precio de cierre mínimo semanal, de 71,06 \$/bbl. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue un 9,8% menor al del viernes anterior y el más bajo desde el 4 de diciembre de 2021.

En la primera semana de septiembre, la preocupación por la economía y la demanda mundial ejercieron su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de petróleo Brent, propiciando la caída de los precios a pesar de la decisión de la OPEP+ de posponer sus incrementos de producción hasta diciembre. Sin embargo, la llegada de un huracán a la costa estadounidense del Golfo de México podría influenciar al alza los precios en la segunda semana de septiembre.

En cuanto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el Front-Month, el lunes 2 de septiembre, alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 38,58 €/MWh. Posteriormente, los precios descendieron y el 4 de septiembre estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 35,80 €/MWh. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más bajo desde el 6 de agosto. En las últimas sesiones de la primera semana de septiembre, los precios empezaron a recuperarse. El viernes 6 de septiembre, el precio de cierre fue de 36,48 €/MWh, todavía un 8,4% menor al del viernes anterior.

En la primera semana de septiembre, los altos niveles de las reservas europeas contribuyeron a mantener los precios de cierre por debajo de 40 €/MWh. Sin embargo, los efectos sobre el suministro de las labores de mantenimiento en Noruega y unos pronósticos meteorológicos que podrían implicar un incremento de la demanda propiciaron el aumento de los precios de los futuros del gas TTF al final

de la primera semana de septiembre.

Por lo que respecta a los precios de cierre de los futuros de derechos de emisión de CO2 en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2024, el lunes 2 de septiembre, estos futuros registraron su precio de cierre máximo semanal, de 70,43 €/t. Sin embargo, de martes a jueves, los precios de cierre descendieron. El jueves 5 de septiembre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre mínimo semanal, de 66,20 €/t. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más bajo desde el 24 de julio. El viernes el precio de cierre fue ligeramente mayor, de 66,50 €/t. No obstante, este precio todavía fue un 5,4% menor al del viernes anterior.

Análisis de AleaSoft Energy Forecasting sobre las perspectivas de los mercados de energía en Europa, el almacenamiento de energía y el autoconsumo

El webinar número 47 de la serie de webinars mensuales de AleaSoft Energy Forecasting y AleaGreen tendrá lugar el jueves 19 de septiembre. En esta ocasión, el webinar analizará la evolución y perspectivas de los mercados de energía europeos, el almacenamiento de energía, especialmente las baterías y el hidrógeno verde, así como la situación actual y las perspectivas del autoconsumo. Además, incluirá la explicación de los servicios de AleaSoft para las comercializadoras de energía. En la mesa de análisis del webinar, participarán Xavier Cugat, Product Director en Pylontech, y Francisco Valverde, profesional independiente para el desarrollo de las energías renovables.

Datos de contacto:

Alejandro Delgado
AleaSoft
900 10 21 61

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

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

NotasdePrensa

<https://www.notasdeprensa.es>