

España, Portugal e Italia se asoman a los precios de la crisis energética por la guerra en Ucrania

- El gas TTF llevó a los mercados eléctricos del sur de Europa a los niveles más altos registrados desde diciembre de 2022 cuando se aplicaba el tope al gas.



España, Portugal e Italia se asoman a los precios de la crisis energética por la guerra en Ucrania

<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-portugal-e-italia-se-asoman-a-los-precios-de-la-crisis-energetica-po...>

Aleasoft Energy Forecasting

Martes, 08 septiembre 2026

En la primera semana de septiembre, España y Portugal alcanzaron sus precios diarios más altos desde diciembre de 2022 e Italia desde enero de 2023, en un contexto de menor producción eólica, mayor demanda y precios elevados del gas. Los principales mercados eléctricos europeos registraron récords de producción solar fotovoltaica para un día de septiembre. Los futuros del gas TTF alcanzaron el precio más alto desde enero de 2023, impulsado por las tensiones en el estrecho de Ormuz y una mayor demanda de gas en Europa.

Producción solar fotovoltaica

En la semana del 31 de agosto, la **producción solar fotovoltaica** aumentó en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos respecto a la semana anterior. Francia registró el mayor incremento, del 30%, seguida por Portugal, con un 26%. Alemania registró el menor aumento, con un 0,3%, mientras que en Italia y España, la producción creció un 4,5% y un 13%, respectivamente.

Alemania mantuvo la tendencia al alza iniciada la semana anterior. En Francia y Portugal, la producción solar fotovoltaica volvió a aumentar tras dos semanas de descensos. En España e Italia, el incremento puso fin a una tendencia descendente que se había prolongado durante cuatro semanas.

Durante la semana, todos los mercados analizados alcanzaron récords de producción solar fotovoltaica para un día de septiembre. Portugal registró su máximo el 2 de septiembre, con 31 GWh, y España lo alcanzó el 3 de septiembre, con 267 GWh. Francia e Italia marcaron nuevos máximos el 4 de septiembre, con 155 GWh y 143 GWh, respectivamente. Alemania completó la semana con un récord de 389 GWh el 6 de septiembre.

Para la semana del 7 de septiembre, las previsiones de producción solar de **AleaSoft Energy Forecasting** apuntan a aumentos de la producción en los mercados italiano y español y a descensos en el mercado alemán.

Producción eólica

En la primera semana de septiembre, la **producción eólica** aumentó un 19% en Alemania respecto a la semana anterior. En el resto de los mercados analizados, la producción disminuyó. Portugal registró el mayor descenso, del 55%, seguido de España, con un 40%. En Francia e Italia, la producción eólica disminuyó un 25% y un 14%, respectivamente.

Alemania mantuvo la tendencia al alza por tercera semana. En Francia, Portugal, España e Italia, la producción eólica cambió de tendencia después de dos semanas de aumentos.

Para la semana del 7 de septiembre, las previsiones de producción eólica de **AleaSoft Energy Forecasting** apuntan a aumentos de la producción en los mercados portugués y español y a descensos en los mercados alemán, francés e italiano.

Demanda eléctrica

En la semana del 31 de agosto, la **demanda eléctrica** aumentó en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos respecto a la semana anterior. España registró el mayor incremento, del 11%, seguida por Italia, con un 9,3%. La demanda también aumentó un 7,2% en Portugal, un 3,5% en Alemania y un 2,8% en Francia. En cambio, Gran Bretaña registró un descenso del 2,3% y Bélgica, del 0,9%.

España y Portugal cambiaron de tendencia tras seis y cuatro semanas de descensos, respectivamente. Alemania, Francia e Italia mantuvieron la tendencia al alza por segunda semana.

Durante la semana, las **temperaturas medias** aumentaron 2,8°C en Portugal, 1,8°C en España y 0,3°C en Bélgica. En cambio, descendieron en Francia, Alemania, Gran Bretaña e Italia, con caídas que oscilaron entre los 0,3°C de Francia y los 1,2°C de Italia.

El aumento de las temperaturas en la península ibérica coincidió con un episodio de temperaturas altas en España, donde se superaron los 43°C en Andalucía. Este episodio coincidió con el aumento de la demanda eléctrica en España y Portugal. En varios de los principales mercados europeos, el inicio de septiembre también coincidió con la recuperación de la actividad tras el periodo vacacional de agosto. En Gran Bretaña, el Summer Bank Holiday del 31 de agosto contribuyó al descenso de la demanda.

Para la semana del 7 de septiembre, las previsiones de demanda de **AleaSoft Energy Forecasting** indican descensos en los mercados alemán, francés, español, italiano y británico. Por el contrario, la demanda aumentará en los mercados portugués y belga.

Mercados eléctricos europeos

Los precios promedio semanales de los principales mercados europeos mostraron una evolución dispar en la primera semana de septiembre. Portugal y España registraron el mayor incremento de precios, del 36% en ambos casos, seguidos por Italia, con una subida del 4,5%. El mercado neerlandés prácticamente no varió, con un aumento del 1,4%. En cambio, el mercado británico registró el mayor descenso, del 21%, seguido por Alemania, con una caída del 8,9%. Los mercados nórdico, belga y francés también bajaron, entre el 4,2% del mercado nórdico y el 1,6% de Francia.

En la semana del 31 de agosto, el promedio semanal más elevado correspondió al mercado italiano, con 202,89 €/MWh. Le siguieron los mercados portugués y español, con 144,71 €/MWh y 144,51 €/MWh, respectivamente. En el extremo opuesto, el mercado nórdico registró el menor promedio semanal, de 86,05 €/MWh, seguido del mercado alemán, con 113,09 €/MWh. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios promedio se situaron entre los 119,25 €/MWh del mercado francés y los 128,02 €/MWh del mercado belga.

Los precios diarios de los principales mercados eléctricos europeos se mantuvieron por encima de 100 €/MWh durante casi toda la primera semana de septiembre y, en el caso del mercado italiano, los precios superaron los 210 €/MWh del 2 al 4 de septiembre. Los precios diarios alcanzaron su nivel máximo de la semana el 2 de septiembre en los mercados alemán, francés, italiano, británico, belga y neerlandés, con 163,73 €/MWh, 163,60 €/MWh, 212,71 €/MWh, 178,88 €/MWh, 172,18 €/MWh y 167,24 €/MWh, respectivamente. En el mercado italiano, este precio fue el más alto desde el 1 de enero de 2023.

El 7 de septiembre, el precio de este mercado fue todavía mayor, de 218,93 €/MWh, pero se mantuvo por debajo del nivel del 31 de diciembre de 2022. El mercado nórdico alcanzó su máximo semanal el 1 de septiembre, con 124,64 €/MWh. Por su parte, los mercados portugués y español registraron su precio más elevado de la semana el 4 de septiembre, con 170,36 €/MWh y 169,50 €/MWh, respectivamente. En ambos casos fue su nivel más alto desde el 6 de diciembre de 2022. El 7 de septiembre, ambos mercados alcanzaron un valor aún mayor, de 172,07 €/MWh, pero todavía inferior al registrado el 5 de diciembre de 2022.

El 5 de septiembre, la mayoría de los mercados analizados registró su precio mínimo semanal. Ese día, el precio del mercado alemán bajó hasta 42,14 €/MWh, mientras que el mercado nórdico cerró en 18,42 €/MWh. Los mercados francés, británico, belga y neerlandés también alcanzaron sus precios más bajos de la semana ese día, entre los 75,57 €/MWh del mercado neerlandés y los 89,42 €/MWh del mercado belga. En cambio, los mercados portugués y español registraron su menor precio diario el 31 de agosto, con 106,53 €/MWh y 106,51 €/MWh, respectivamente.

El episodio de calor anómalo en España impulsó la demanda eléctrica en la península ibérica durante la semana. La caída de la producción eólica, del 40% en España y del 55% en Portugal, contribuyó también al fuerte incremento de los precios en ambos mercados. El incremento de la demanda, la

caída de la producción eólica y los elevados precios del gas también propiciaron que el que el promedio semanal del mercado italiano superase los 200 €/MWh. En cambio, Gran Bretaña, donde la demanda bajó un 2,3% y las temperaturas medias descendieron 0,9°C, registró el mayor descenso porcentual de precios entre los mercados analizados.

Las previsiones de precios de **AleaSoft Energy Forecasting** apuntan a descensos en los mercados portugués y español para la semana del 7 de septiembre, en un contexto de recuperación de la producción eólica en la península ibérica. En el resto de los mercados analizados, los precios aumentarán, influenciados por el descenso de la producción eólica. En el mercado alemán también bajará la producción solar.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** aumentaron de forma sostenida durante la primera semana de septiembre. El lunes 31 de agosto, cotizaron en su precio de cierre mínimo semanal, de 90,49 \$/bbl, un 1,3% más que el del viernes anterior. El viernes 4 de septiembre, alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 96,28 \$/bbl, un 7,8% más que el del viernes anterior. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue el más alto desde el 25 de julio.

El aumento de los precios de los futuros de petróleo Brent se produjo en un contexto de tensión geopolítica en Oriente Próximo, después de que Estados Unidos e Irán protagonizaran ataques mutuos que afectaron a buques petroleros y avivaron el riesgo de nuevas interrupciones en el tránsito a través del estrecho de Ormuz.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, el lunes 31 de agosto registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 69,81 €/MWh, que ya fue un 4,2% más elevado que el del viernes anterior. Los precios continuaron subiendo hasta alcanzar su máximo semanal el 2 de septiembre, de 73,63 €/MWh. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue el más alto desde el 10 de enero de 2023. En las dos últimas sesiones de la semana, los precios fueron ligeramente inferiores a 72 €/MWh. El viernes 4 de septiembre, el precio de cierre fue de 71,95 €/MWh, un 7,4% mayor que el del viernes anterior.

Al igual que ocurrió con los futuros de petróleo Brent, el aumento de las tensiones en el estrecho de Ormuz redujo el flujo de gas natural licuado procedente de Catar y Emiratos Árabes Unidos hacia Europa, lo que, junto con el incremento de la demanda europea, presionó al alza los precios de los futuros de gas TTF durante la primera semana de septiembre.

Por lo que respecta a los futuros de **derechos de emisión de CO2** en el **mercado EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2026, el 31 de agosto registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 83,10 €/t, el cual ya fue un 0,4% mayor que el del viernes anterior. Los precios continuaron aumentando en la mayoría de las sesiones de la primera semana de septiembre. Como resultado, el viernes 4 de septiembre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 84,18 €/t, un 1,7% más que el del viernes anterior. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue el más alto desde el 26 de agosto.

Análisis sobre las perspectivas de los mercados de energía en Europa

El jueves 17 de septiembre, **AleaSoft Energy Forecasting** celebrará la edición número 69 de su serie de webinars mensuales. La sesión abordará la evolución y perspectivas de los **mercados de energía** europeos, así como la situación actual, el desarrollo esperado y los principales desafíos del **almacenamiento de energía** . Además, se analizarán los avances del **autoconsumo** , sus retos actuales y las oportunidades que ofrece para optimizar instalaciones y reducir la exposición a la volatilidad de precios. Los ponentes serán Josefin Berg, Associate Director of Renewables Markets en S&P Global Energy, y Oriol Saltó i Bauzà, Associate Partner en AleaSoft. La mesa de análisis del webinar en español también contará con la participación de Francisco Valverde Sánchez, profesional independiente para el desarrollo de las energías renovables.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting** .