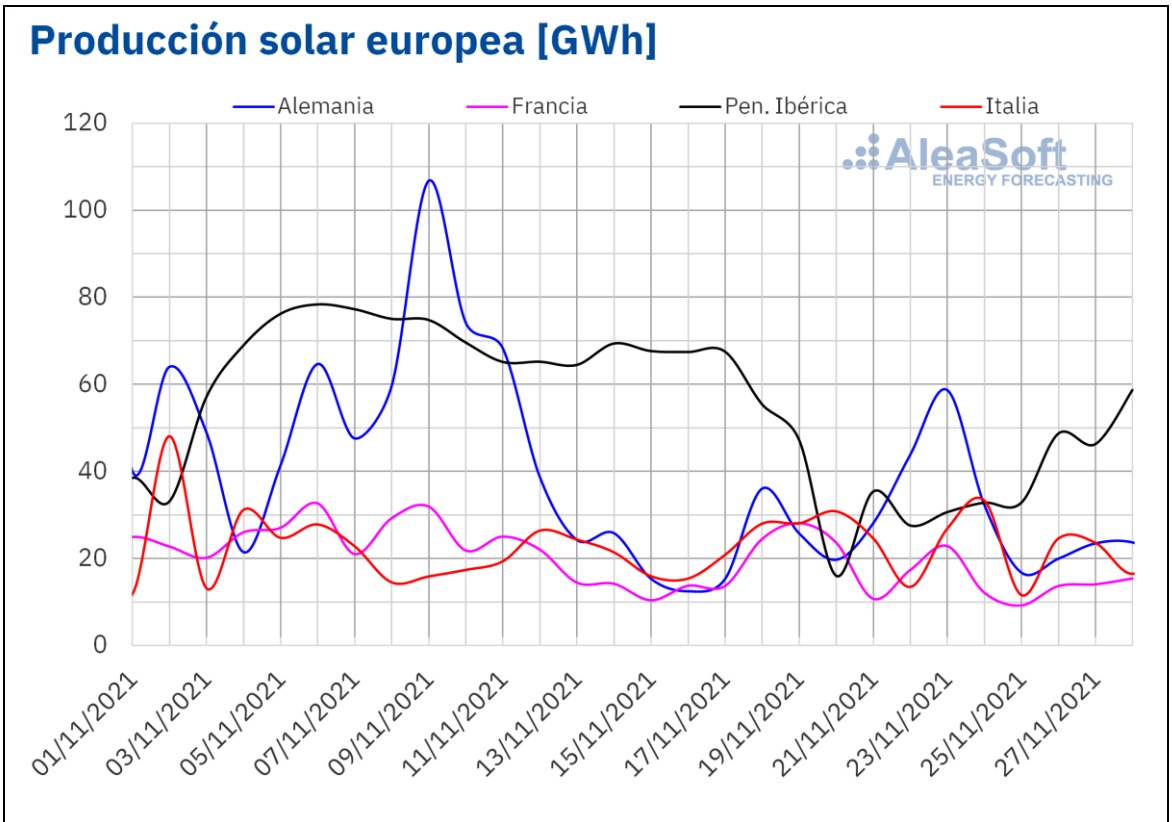
RÉCORD DE PRECIO SEMANAL EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS EUROPEOS

AleaSoft Energy Forecasting, 29 de noviembre de 2021. Los precios de todos los mercados eléctricos europeos subieron en la cuarta semana de noviembre y el promedio semanal, superior a 200 €/MWh en la mayoría, fue el más alto de la historia en casi todos los mercados. Son varios los factores que propiciaron las subidas, a pesar de que la producción eólica aumentó en la mayoría de mercados: aumento de la demanda por la caída de las temperaturas, menor aporte nuclear en algunos países y los altos precios del gas y el CO_2, este último registrando récords.

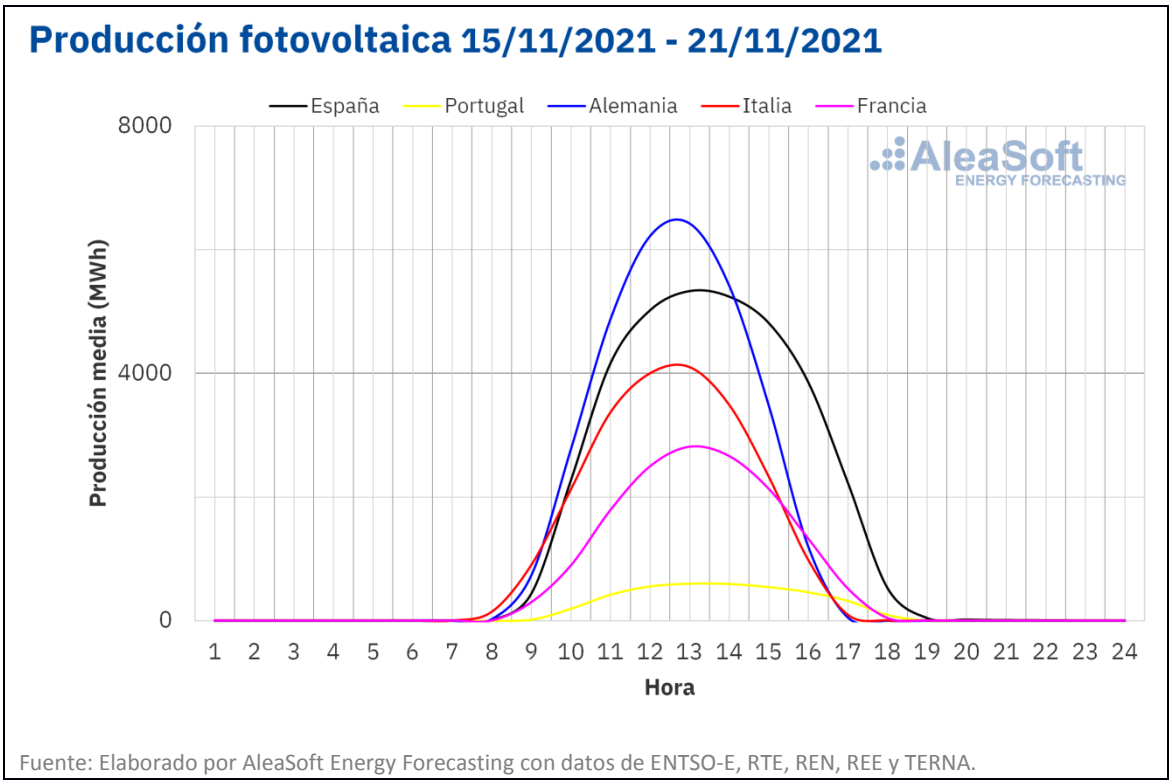
Producción solar fotovoltaica y termosolar y producción eólica

En la cuarta semana de noviembre la **producción solar** aumentó un 43% en el mercado alemán respecto a la semana anterior. Por el contrario, en el resto de los mercados europeos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** la generación con esta tecnología descendió en el mismo período. En el mercado ibérico la producción bajó un 22%, mientras que en los mercados de Francia e Italia los descensos fueron del 16% y 8,4% respectivamente.

Para la semana del 29 de noviembre, las previsiones de producción solar de **AleaSoft Energy Forecasting** indican una recuperación en los mercados de España e Italia respecto a la semana precedente. Sin embargo, se prevé una menor producción con esta tecnología en el mercado alemán.



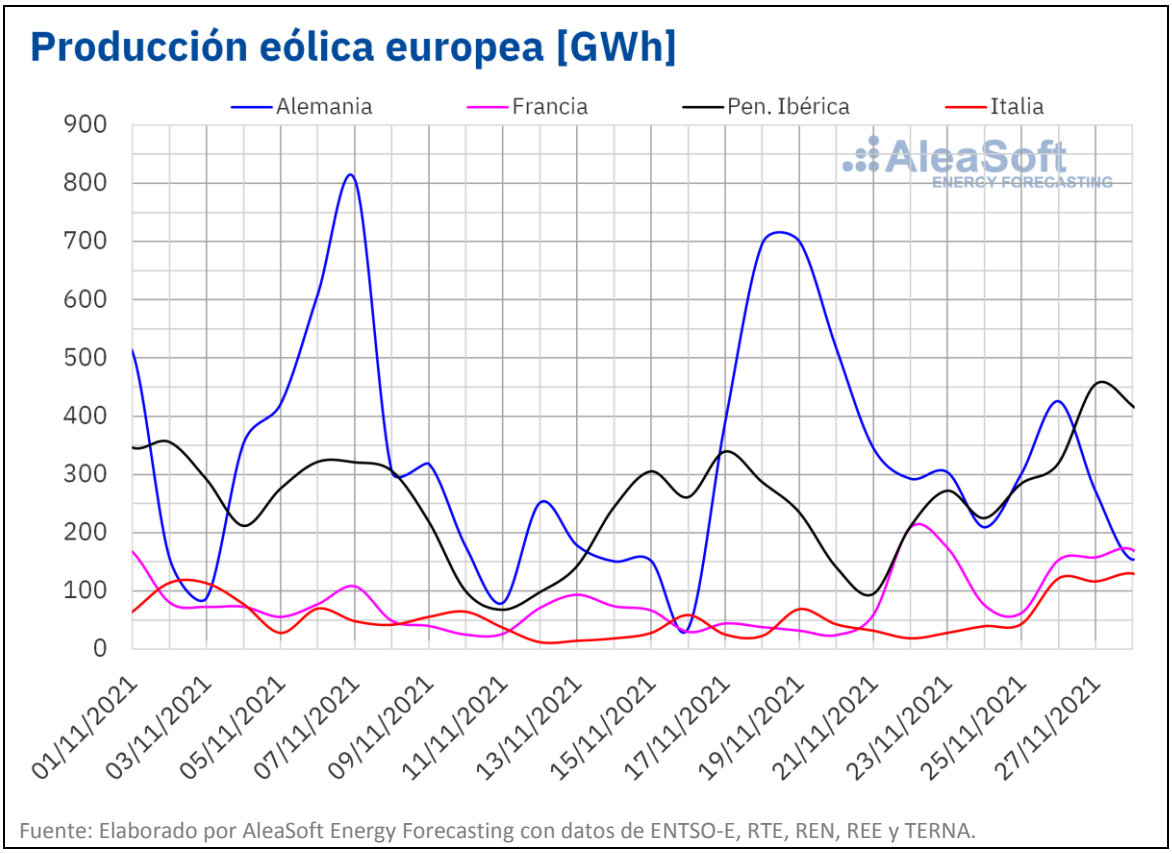
Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, REE y TERNA.



Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, REE y TERNA.

Durante la semana del 22 de noviembre la **producción eólica** aumentó en la mayoría de los mercados europeos analizados respecto a la tercera semana de noviembre. En el mercado francés se registró un notable incremento del 240%, seguido por el incremento del 79% del mercado italiano y del 31% del mercado ibérico, en el cual el domingo 27 de noviembre se registró la mayor producción eólica en España desde finales de enero de este año. La excepción fue el mercado alemán, donde la producción eólica bajó un 31% en el mismo período.

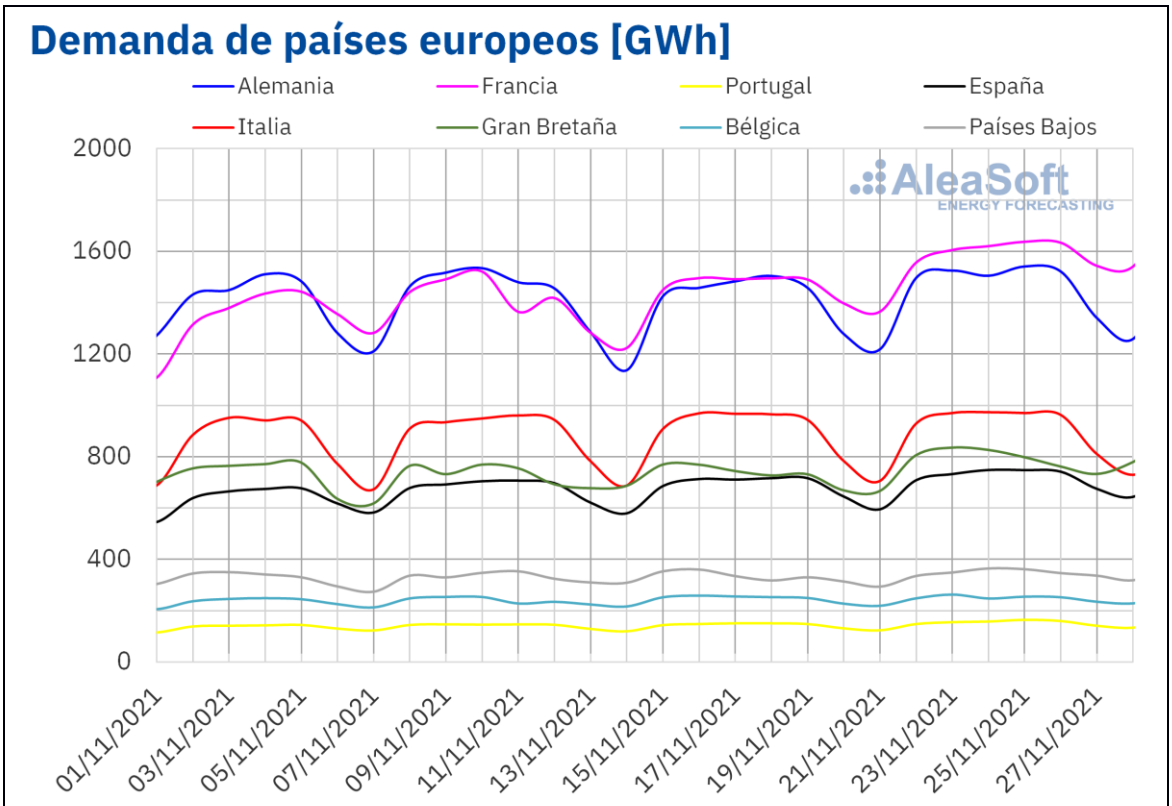
Para la semana del 29 de noviembre, las previsiones de producción eólica de **AleaSoft Energy Forecasting** indican un aumento de la generación con esta tecnología en los mercados de Alemania e Italia, mientras que para el resto de mercados se prevé que la producción eólica será inferior a la registrada durante la semana anterior.



Demanda eléctrica

La **demanda eléctrica** se incrementó de forma generalizada en los mercados eléctricos europeos durante la semana del 22 de noviembre respecto a la semana precedente. El factor principal de la subida fue la caída de las **temperaturas** medias en la mayoría de mercados, las cuales descendieron más de 3,5 °C en los mercados de Gran Bretaña, Países Bajos, Alemania y Bélgica. Los aumentos más significativos de la demanda se registraron en Francia y Gran Bretaña, con valores del 9,4% y 9,1%, respectivamente. Detrás en esta lista de subidas estuvieron los mercados de Portugal, Países Bajos y España, donde la demanda ascendió 6,4%, 4,7% y 4,5%, respectivamente. En el resto de mercados los incrementos fueron inferiores al 4,0%.

Para la semana del 29 de noviembre, se espera que la demanda continué incrementándose en la mayoría de los mercados eléctricos de Europa, según las previsiones de demanda de **AleaSoft Energy Forecasting**.



Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, REE, TERNA, National Grid y ELIA.

Mercados eléctricos europeos

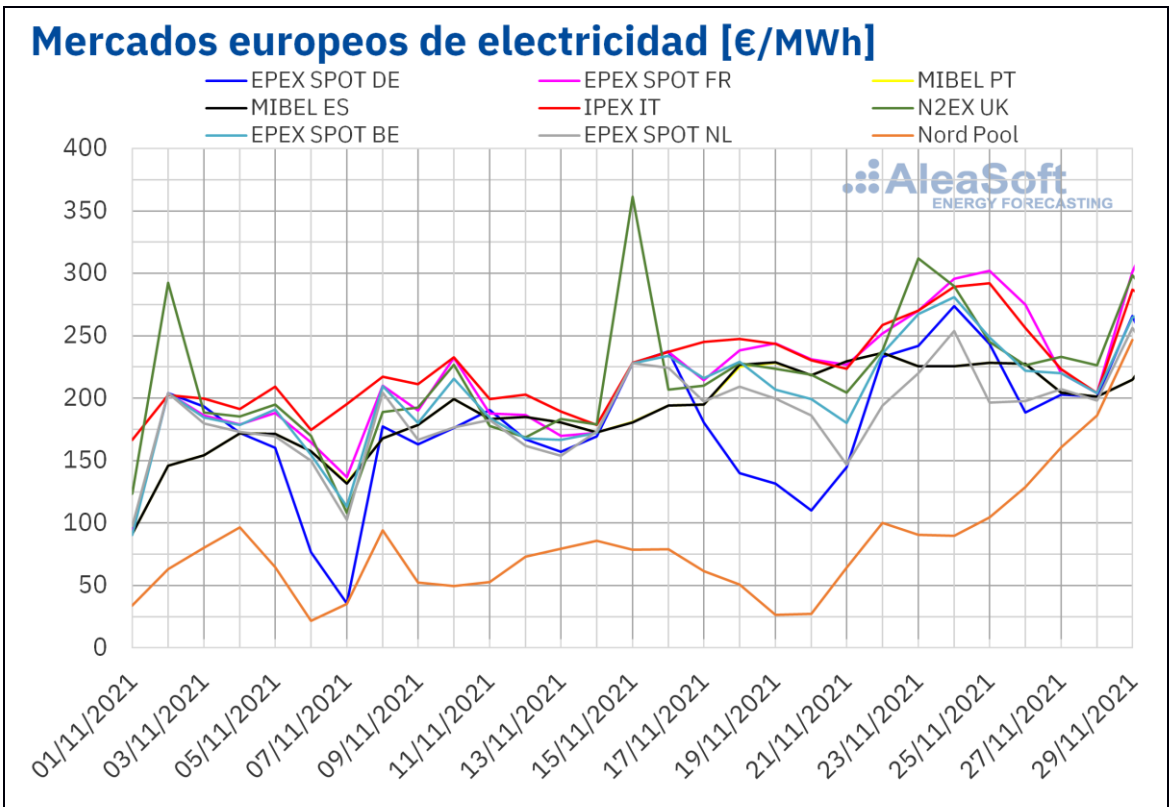
En la semana del 22 de noviembre los precios de todos los mercados eléctricos europeos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** aumentaron respecto a la semana anterior. La mayor subida de precios fue la del **mercado Nord Pool** de los países nórdicos, del 122%, seguida por la del **mercado EPEX SPOT** de Alemania, del 35%. En cambio, los menores aumentos de precios fueron los del **mercado MIBEL** de España y Portugal, del 5,2% y el 5,3% respectivamente. En el resto de los mercados, los aumentos de precios estuvieron entre el 5,5% del mercado EPEX SPOT de los Países Bajos y el 12% del mercado EPEX SPOT de Bélgica y Francia.

En la cuarta semana de noviembre casi todos los mercados analizados alcanzaron precios promedio semanales superiores a 200 €/MWh. La excepción fue el mercado Nord Pool, que tuvo el menor promedio, de 122,93 €/MWh. Por otra parte, el precio promedio semanal más elevado, de 259,93 €/MWh, fue el del mercado EPEX SPOT de Francia. En el resto de los mercados, los precios se situaron entre los 209,66 €/MWh del mercado de los Países Bajos y los 256,29 €/MWh del **mercado IPEX** de Italia. Estos promedios semanales fueron récords históricos en todos los mercados, excepto en el **mercado N2EX** del Reino Unido. En este mercado, el precio de la semana del 22 de noviembre fue el segundo más elevado, después del máximo de la semana del 13 de septiembre, de 267,87 £/MWh.

Durante la semana del 22 de noviembre el incremento generalizado de la demanda debido a las bajas temperaturas favoreció el aumento de los precios, pese al incremento de la producción eólica en la mayoría de los mercados. Por otra parte, los niveles de producción nuclear en países como Francia y España fueron inferiores a los habituales, ya que varias centrales estuvieron paradas por trabajos de mantenimiento y recarga de combustible. Esto unido a la subida de los precios del gas y de los derechos de emisión de CO_2 que también contribuyeron al aumento de los precios de los mercados eléctricos europeos.

Las previsiones de precios de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que en la semana del 29 de noviembre los precios podrían continuar aumentando en la mayoría de los mercados europeos. Pero, en

el caso de Alemania e Italia, los precios podrían descender favorecidos por el incremento de la producción eólica en estos mercados.



Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de OMIE, EPEX SPOT, Nord Pool y GME.

Futuros de electricidad

Nuevamente se registraron subidas en los precios de la última sesión de mercado en los futuros de electricidad para el primer trimestre de 2022. Si se comparan los precios de cierre del viernes 26 de noviembre con los del viernes 19 de noviembre, los mismos se incrementaron en todos los mercados europeos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**. El **mercado EEX** de Francia lideró las subidas, con un 23% de aumento y el segundo de mayor incremento fue el **mercado ICE** de Reino Unido, con un 12%. El mercado ICE de los Países Bajos fue en el que menos varió el precio de cierre entre estas sesiones, con una subida del 2,4%.

Respecto al producto anual de 2022, también hubo una subida generalizada y también estuvo encabezada por el mercado EEX de Francia, con un 13%. Igualmente el mercado ICE de Países Bajos tuvo el menor incremento porcentual, de un 3,5%. Sin embarco, en términos absolutos el mercado ICE y el **mercado NASDAQ** de los países nórdicos fueron los de menor aumento, con 2,10 €/MWh y 2,39 €/MWh respectivamente de diferencia entre las sesiones analizadas.

PRECIO DE LIQUIDACIÓN Q+1 (€/MWh y GBP/MWh -UK-)												
SESIÓN	EEX DE	EEX FR	EEX ES	OMIP ES	OMIP PT	EEX IT	EEX UK	ICE UK*	ICE BE*	ICE NL*	ICE Nord.*	NASDAQ Nord.
19-nov	188,40	259,54	211,25	211,00	211,00	210,26	222,49	220,93	196,79	198,90	74,96	75,30
26-nov	201,20	319,78	227,00	226,75	226,75	219,32	248,42	247,91	204,45	203,65	81,89	82,25
Diferencia	+6,8%	+23,2%	+7,5%	+7,5%	+7,5%	+4,3%	+11,7%	+12,2%	+3,9%	+2,4%	+9,2%	+9,2%

PRECIO DE LIQUIDACIÓN Y+1 (€/MWh y GBP/MWh -UK-)												
SESIÓN	EEX DE	EEX FR	EEX ES	OMIP ES	OMIP PT	EEX IT	EEX UK	ICE UK*	ICE BE*	ICE NL*	ICE Nord.*	NASDAQ Nord.
19-nov	127,68	146,00	137,21	137,00	137,00	141,89	137,88	137,32	126,50	130,99	44,59	44,51
26-nov	134,45	164,69	147,25	147,00	147,00	147,90	147,88	147,61	131,69	135,61	46,69	46,90
Diferencia	+5,3%	+12,8%	+7,3%	+7,3%	+7,3%	+4,2%	+7,3%	+7,5%	+4,1%	+3,5%	+4,7%	+5,4%

* Obtenido a partir de productos mensuales

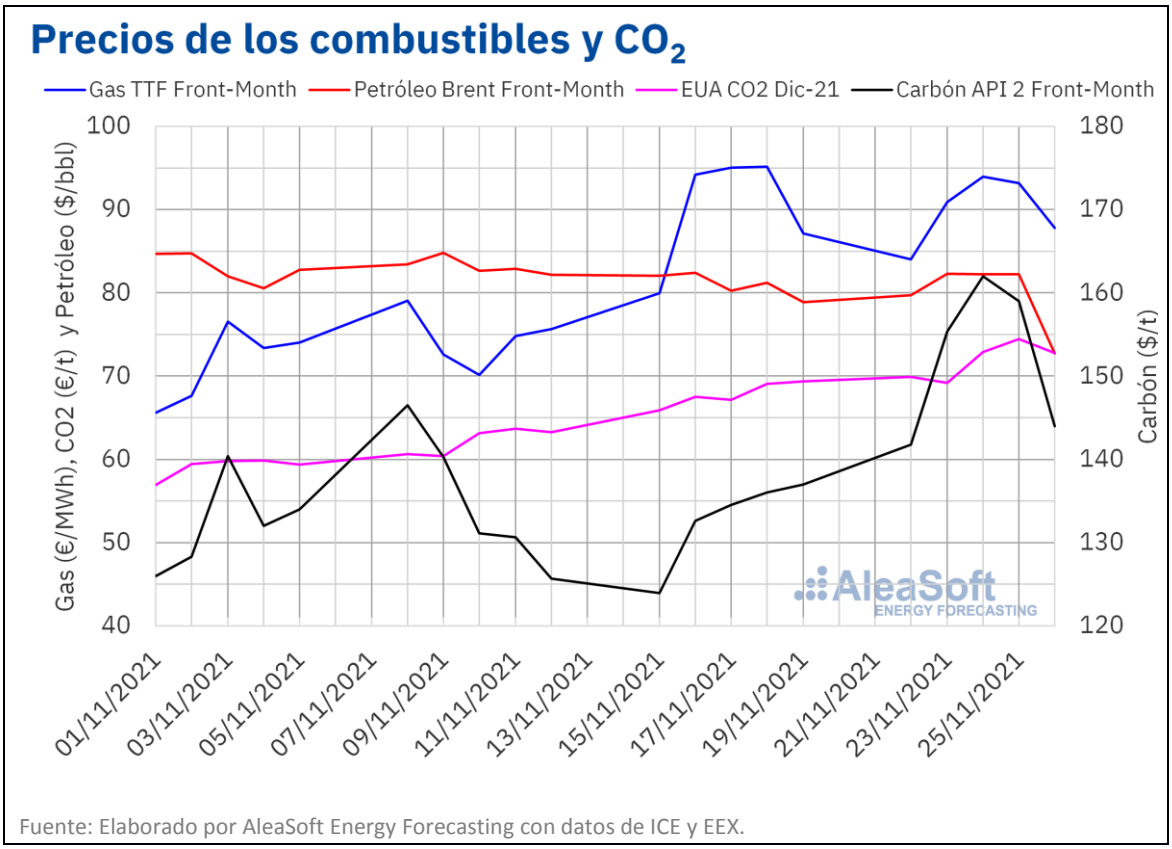
Brent, combustibles y CO_2

Los precios de los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** iniciaron la cuarta semana de noviembre con aumentos. Así, el martes 23 de noviembre alcanzaron el precio de cierre máximo de la semana, de 82,31 $/bbl. El miércoles y el jueves los precios de cierre descendieron ligeramente, manteniéndose todavía por encima de los 82,20 $/bbl. Pero el viernes 26 de noviembre se produjo una caída del 12% respecto al día anterior. Ese día se registró un precio de cierre de 72,72 $/bbl, el cual fue un 7,8% menor al del viernes anterior y el más bajo desde mediados de septiembre.

El incremento de contagios de **COVID-19** en Europa y el hecho de que cada vez más países adopten medidas de confinamiento para tratar de frenar la expansión de la enfermedad continuó ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios en la cuarta semana de noviembre. Las noticias sobre la detección de la nueva variante **Omicron** del coronavirus favorecieron la caída de los precios del viernes 26 de noviembre. Las restricciones adoptadas por muchos gobiernos para intentar evitar la llegada de la nueva variante a sus países podrían afectar la recuperación de la demanda.

En cuanto a los precios de los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, iniciaron la cuarta semana de noviembre con descensos. El precio de cierre del lunes 22 de noviembre, de 84,02 €/MWh, fue el más bajo de la semana, pero aun así fue un 5,1% mayor al del lunes anterior. Posteriormente, los precios se recuperaron y el miércoles 24 de noviembre se alcanzó el precio de cierre máximo de la semana, de 93,98 €/MWh. En este caso, el precio fue un 1,1% inferior al del mismo día de la semana anterior. En las últimas sesiones de la cuarta semana de noviembre, los precios volvieron a descender hasta los 87,77 €/MWh del viernes 26 de noviembre. Las noticias sobre la nueva variante del coronavirus favorecieron estos descensos de precios.

Por lo que respecta a los futuros de **derechos de emisión de CO_2** en el **mercado EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2021, durante la cuarta semana de noviembre registraron precios de cierre por encima de los 69 €/t. El jueves 25 de noviembre se alcanzó el precio de cierre máximo de la semana de 74,46 €/t, que fue un nuevo récord de precio para estos futuros.



Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ICE y EEX.

Análisis de AleaSoft Energy Forecasting de las perspectivas de los mercados de energía en Europa

En el escenario actual de precios altos en los mercados spot y de futuros de electricidad se hace más patente la necesidad de contar con previsiones de precios de mercado de corto y medio plazo que permitan detectar oportunidades a la hora de definir y llevar a cabo la estrategia de compraventa de energía y en la preparación de las ofertas.

Las perspectivas de los mercados de energía europeos a partir de 2022 será uno de los temas que se analizarán en el próximo webinar de **AleaSoft Energy Forecasting**, que se realizará el 13 de enero de 2022. Este webinar será la continuación del realizado el 14 de enero de 2021 y, como en aquella ocasión, se contará con la participación de ponentes de **PwC España** para analizar cómo impacta la situación regulatoria y del mercado eléctrico al desarrollo de los **PPA**, tanto off−site como on−site

Los días 1 y 2 de diciembre se realizará el **V Congreso Nacional de Energías Renovables** de la **Asociación de Empresas de Energías Renovables** (**APPA**) del que **AleaSoft Energy Forecasting** es patrocinador. En el marco de este evento, el día 1 se realizará la mesa "Volatilidad en los mercados mayoristas: presente y futuro" en la que participará Antonio Delgado Rigal, CEO de **AleaSoft Energy Forecasting**, junto a Yolanda Cuéllar, Directora de Operación del Mercado en **OMIE**, Olivier Potart, Head of Power Price Forecasting en **DNV** y José Ángel Castro, Director de Ingeniería Energética y Gestión de Energía en **ENCE**.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**.

Palabras clave: **V Congreso Nacional Energías Renovables**, **APPA, OMIE, DNV, ENCE, webinar, PwC España, previsiones precios mercado corto medio plazo, PPA, mercados eléctricos europeos, gas TTF, derechos emisión CO_2, producción eólica, demanda eléctrica, producción solar, petróleo Brent, COVID-19, Omicron**, **mercado MIBEL, mercado N2EX, mercado IPEX, mercado EPEX SPOT, mercado Nord Pool, mercado ICE, mercado EEX**