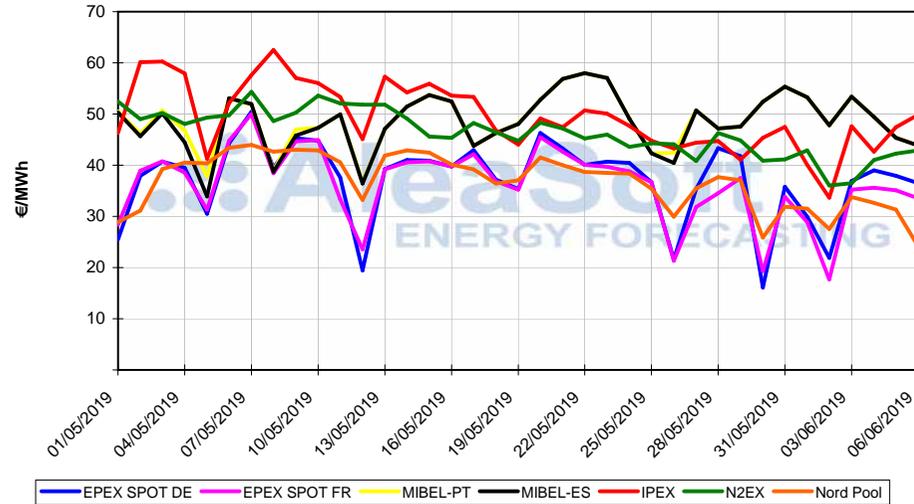


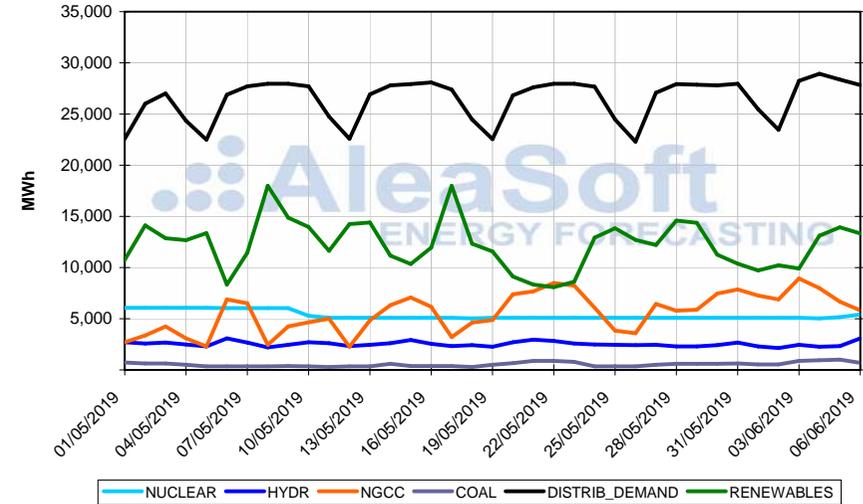
MONTHLY REPORT (Daily data)

06/06/2019

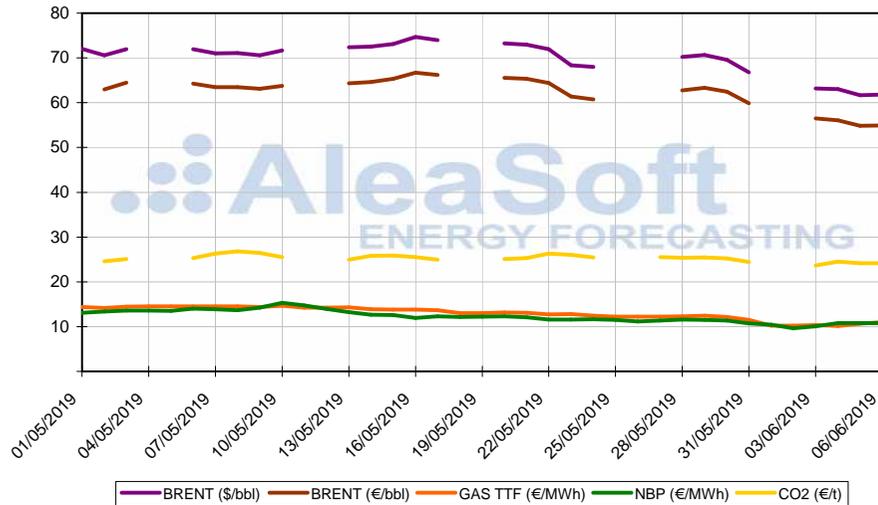
DAILY PRICE



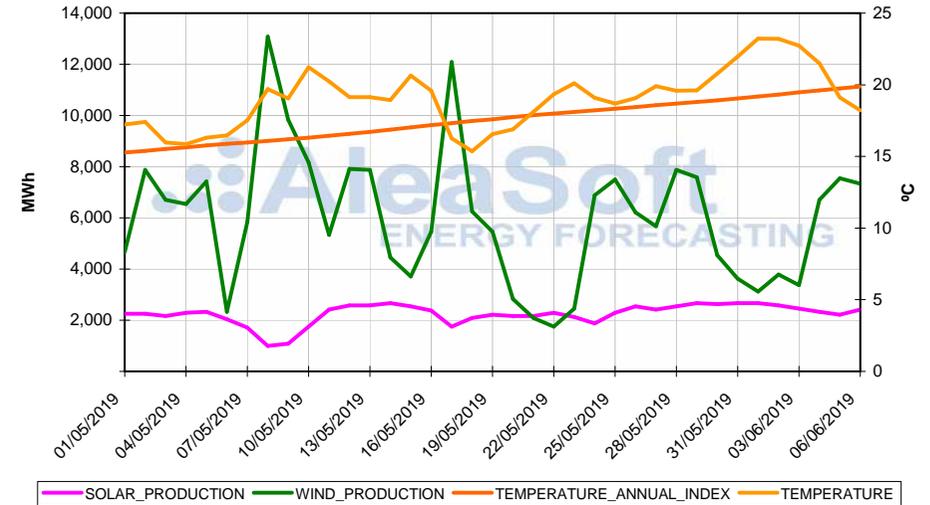
DAILY BALANCE



COMMODITIES



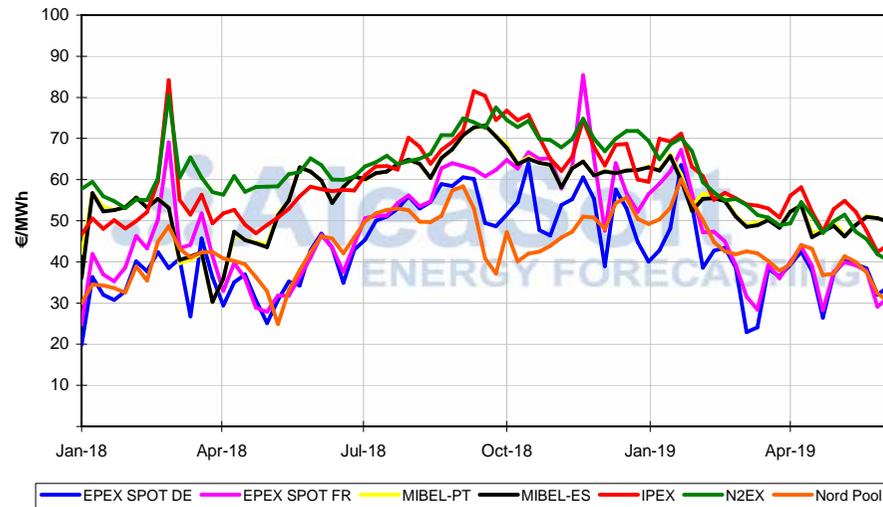
WIND ENERGY PRODUCTION, SOLAR ENERGY PRODUCTION AND TEMPERATURE



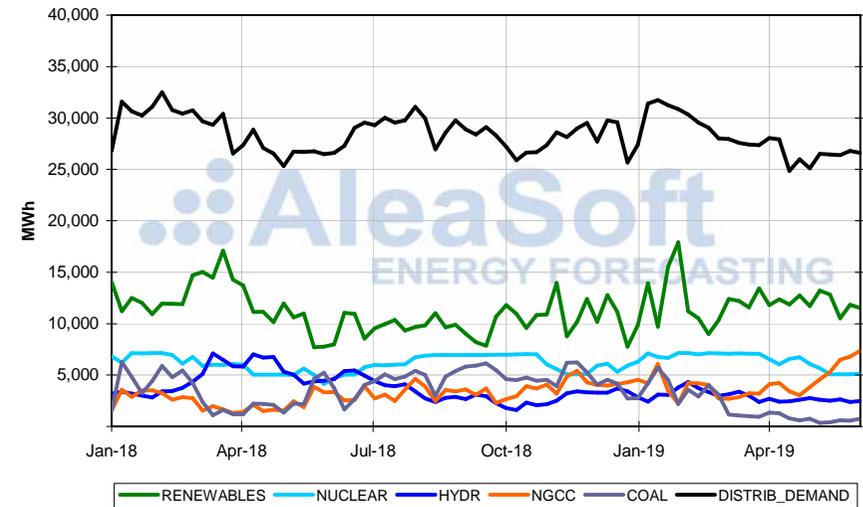
YEARLY REPORT (Weekly data)

06/06/2019

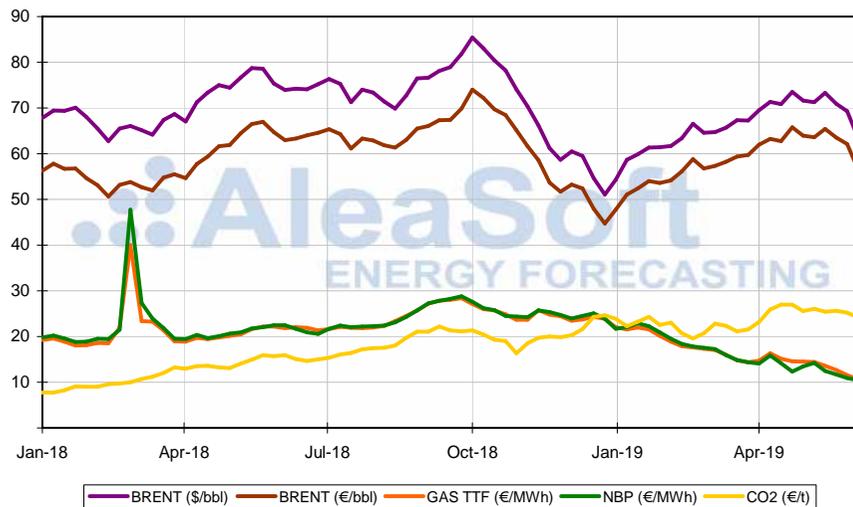
WEEKLY PRICE



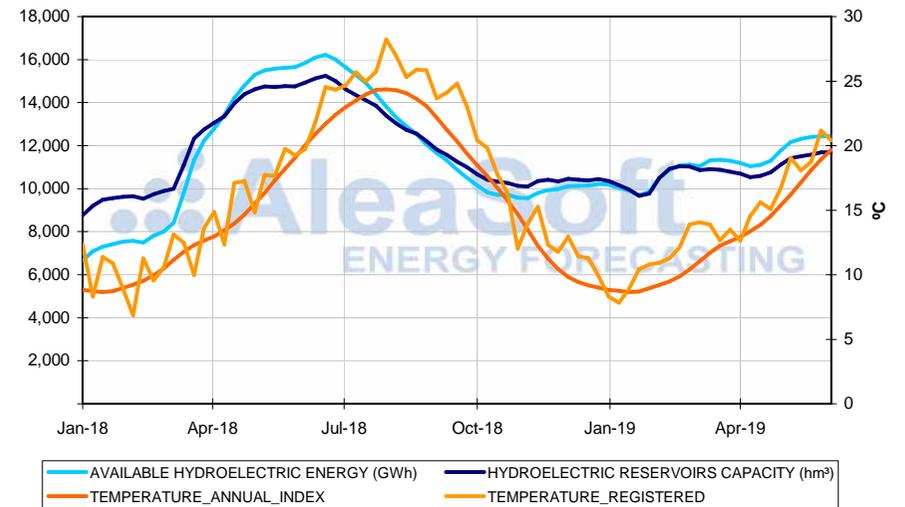
WEEKLY BALANCE



COMMODITIES



HYDROELECTRIC RESERVOIRS AND TEMPERATURE



El mercado eléctrico MIBEL cerró el mes de mayo con un precio promedio de 48,39 €/MWh para España y de 48,75 €/MWh para Portugal, valores que representan un incremento interanual de un 13% y 14% respectivamente. Según el análisis realizado por AleaSoft, las causas fundamentales de este crecimiento son la caída de la producción hidroeléctrica, de un 46% respecto a mayo de 2018, y el incremento en el precio de los derechos de emisión de CO2 en el periodo analizado, de un 72%.

Según los datos publicados por REE, durante el mes de mayo la eólica fue la tecnología que más produjo, cubriendo el 23,4% de la demanda y con un incremento del 40% respecto a mayo del año pasado, seguida de la producción nuclear, que cubrió un 20,5% de la demanda, y de los ciclos combinados, con una cuota de 20,1% en el mix eléctrico español y con un incremento interanual de su producción de un 99%.

Desde el 19 de mayo y hasta finalizar el mes, el mercado MIBEL fue casi cada día el de precio promedio diario más alto de Europa, con la excepción de los días 25 y 26. Esta situación continuó en los primeros cuatro días de junio, lo que ha propiciado que en lo que va de semana, entre el 3 y el 6 de junio, MIBEL lidere el ranking de precios de Europa con un precio promedio de 48 €/MWh. En general, los días en que MIBEL ha tenido el precio promedio más alto de Europa han coincidido con días de baja producción eólica, situación que se ha agravado por las paradas de las centrales nucleares Ascó II y Trillo.

Mercados eléctricos europeos

A nivel europeo, en la mayoría de mercados los precios tendieron a disminuir en la segunda mitad de mayo, fundamentalmente por el aumento de las temperaturas que favoreció la disminución de la demanda eléctrica. No obstante, en la mayoría de mercados, en mayo los precios aumentaron con respecto a los del mismo mes del año pasado, siendo el mercado EPEX SPOT Alemania el de mayor incremento con un 18%. El incremento del precio del CO2 es una de las causas de este incremento interanual de los precios de electricidad. De los mercados analizados, solo han bajado los precios respecto a mayo de 2018 en el mercado británico N2EX, un 18%, y en el mercado Nord Pool de los países nórdicos, un 2,4%.

Durante mayo y también en lo que va de junio, los mercados europeos continúan distribuidos en dos grupos según su precio. En el grupo de mercados con precios más altos se encuentra el mercado italiano IPEX, que ha sido el de precio promedio más alto de Europa en mayo con 50,67 €/MWh y que durante la primera parte del mes lideró el ranking de precios del continente, el mercado ibérico MIBEL, que en la segunda parte del mes de mayo e inicios de junio desbancó al mercado IPEX del primer puesto del ranking de precios, y el mercado británico N2EX. En general, los mercados de este grupo han estado oscilando alrededor de 50 €/MWh durante la primera parte de mayo, y de 45 €/MWh hacia finales del mes e inicios de junio, aunque MIBEL en este último periodo ha estado más cercano a 50 €/MWh.

En el grupo de mercados con precios más bajos se encuentran los mercados EPEX SPOT de Alemania, Francia, Bélgica y Países Bajos, en general muy sincronizados, y el mercado nórdico Nord Pool. Estos mercados estuvieron la mayor parte del mes de mayo oscilando alrededor de 40 €/MWh y desde finales de mes y en lo que va de junio se encuentran por debajo de 40 €/MWh. En mayo el mercado EPEX SPOT Francia fue el de menor precio de Europa, con 37,21 €/MWh, y en lo que va de semana, entre el 3 y el 6 de junio, el mercado Nord Pool, con 30,45 €/MWh.

Brent, combustibles y CO2

Los precios de los futuros del petróleo Brent para el mes de agosto en el mercado ICE se mantuvieron durante casi todo el mes de mayo entre los 69 \$/bbl y 72 \$/bbl, y presentaron una fuerte caída el jueves 23 de mayo cerrando 3,49 \$/bbl por debajo del día anterior, en 66,50 \$/bbl. Desde el 23 de mayo han continuado con una tendencia a la baja y cerraron ayer 5 de junio en 60,63 \$/bbl, su valor más bajo desde el 28 de enero. Este mercado en mayo ha estado muy influenciado por las sanciones de Estados Unidos a Irán y Venezuela, junto con los recortes en la producción de la OPEP, que han ejercido presión sobre los precios por el lado de la oferta. Sin embargo, desde la semana del 20 de mayo, las preocupaciones relacionadas con la demanda y el crecimiento económico, producto de las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China, así como el incremento de las reservas de crudo en Estados Unidos, han tenido una mayor influencia, provocando una tendencia a la baja.

Los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el mes de julio se mantuvieron durante el mes de mayo con una tendencia a la baja cerrando el viernes 31 de mayo en 11,21 €/MWh, un 24% más bajo que el viernes 3 de mayo. Esta semana del 3 de junio se han continuado negociando por encima de los 11 €/MWh.

Los precios de los futuros del carbón API 2 en el mercado ICE para el mes de julio de 2019 presentaron una tendencia a la baja durante casi todo el mes de mayo. En la sesión de ayer 5 de junio cerraron en 52,85 \$/t, el valor más bajo de los últimos dos años. Este mercado se ha visto influenciado durante el mes de mayo por los precios más competitivos del gas y el exceso de oferta mundial.

Los precios de los futuros de derechos de emisión de CO2 en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2019 se han estado negociando durante todo el mes de mayo entre los 24,4 €/t y los 27 €/t, con una ligera tendencia a la baja.

Futuros de electricidad

Los futuros de electricidad de España en los mercados OMIP y EEX, así como los de Portugal en el mercado OMIP, para el tercer trimestre de 2019 presentaron una tendencia a la baja durante el mes de mayo, cayendo por debajo de los 53 €/MWh en los últimos días del mes. Desde el inicio de esta semana continúan con una tendencia a la baja y cerraron ayer miércoles 5 de junio por debajo de los 51 €/MWh en el caso de los futuros de electricidad de España y por debajo de los 52 €/MWh para el caso de los futuros de Portugal.

Los futuros para el próximo año, tanto en los mercados OMIP y EEX para España como en el mercado OMIP para Portugal, se mantuvieron en el rango de 55,20 €/MWh a 56,50 €/MWh durante todo el mes de mayo.

Los futuros de Francia y Alemania en el mercado EEX para el próximo trimestre se mantuvieron también con una tendencia a la baja durante todo el mes de mayo, cerrando el viernes 31 de mayo por debajo de los 40 €/MWh en ambos casos, algo que ha seguido sucediendo en las tres primeras sesiones de junio. En el caso de los futuros para el próximo año, la tendencia fue ligeramente a la baja en los dos mercados, destacándose el mercado alemán que se mantuvo 3,37 €/MWh por debajo del mercado francés como promedio durante todo el mes.

España peninsular, producción eólica y fotovoltaica

La demanda eléctrica de España peninsular disminuyó un 0,9% en el recién finalizado mayo respecto a mayo del pasado año. Según los datos de REE, al corregir los efectos de temperatura y laboralidad, la caída ha sido de un 2,7%. En lo que va de semana la demanda ha aumentado un 2,8% respecto a los días del 27 al 29 de mayo.

La producción eólica aumentó un 40% el mes pasado en términos interanuales. Durante esta semana la producción eólica ha subido un 14% respecto a la semana pasada, y se espera que la semana próxima decrete respecto a los valores de los días transcurridos de esta semana.

Un aumento considerable experimentó la producción solar en el mes pasado, del 31% respecto a mayo del año anterior, gracias a un aumento en la termosolar de 58% y en la fotovoltaica de 14%. En esta semana la producción conjunta de estas dos tecnologías ha disminuido un 4,8% respecto a los valores medios de la semana pasada. En AleaSoft se espera que la semana próxima la producción solar continúe bajando ligeramente respecto a los valores medios de los días transcurridos de esta semana.

La producción nuclear aumentó un 7,2% en términos interanuales en el mes de mayo. Esta semana la producción con esta tecnología ha comenzado a aumentar ligeramente, debido a que la central Ascó II empezó a operar nuevamente desde ayer 5 de junio, luego de una parada por recarga que comenzó el 27 de abril. La central de Trillo, que aún continúa parada por recarga de combustible, se espera que comience a funcionar el 9 de junio.

La producción con ciclos combinados en mayo es la que más se ha incrementado respecto al mismo mes del año pasado, un 99%, en detrimento de la producción con carbón que en el mismo período ha caído un 84%. En los tres primeros días de esta semana la producción con estas tecnologías ha aumentado respecto a los días similares de la semana pasada, un 30% en el caso de los ciclos combinados y un 70% en el caso del carbón.

La producción hidroeléctrica en mayo ha bajado considerablemente, un 46% respecto a mayo del año pasado. Los primeros tres días de esta semana los niveles de producción con esta tecnología son similares a los de los primeros tres días de la semana pasada.

Las reservas hidroeléctricas disminuyeron en mayo de este año un 22% respecto a las acumuladas hasta mayo de 2018. Esta semana han bajado 45 GWh, para una capacidad actual de 12 390 GWh que representa un 53% de la capacidad total, según datos del Boletín Hidrológico publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica.