

Llega el invierno: quién llega mejor preparado con el gas en máximos y las reservas en mínimos

- Los contratos de suministro a largo plazo y las estrategias de cobertura permiten a comercializadoras y grandes consumidores fijar parte de su exposición antes de que la volatilidad se traslade a la factura.



Llega el invierno: quién llega mejor preparado con el gas en máximos y las reservas en mínimos

<https://elperiodicodelaenergia.com/llega-el-invierno-quien-llega-mejor-preparado-con-el-gas-en-maximos-y-la...>

Aleasoft Energy Forecasting

Jueves, 17 septiembre 2026

El gas natural europeo cotiza en máximos no vistos desde finales de 2022 y las reservas de la Unión Europea se sitúan muy por debajo de la media de los últimos años para estas fechas. Sin embargo, el mix de generación, la dependencia del gas para calefacción e industria y la capacidad de interconexión de cada país determinan una exposición muy distinta de cara al invierno entre los principales mercados eléctricos europeos.

El precio del **gas natural** en el mercado de referencia europeo, el **TTF**, cotizaba el 16 de septiembre de 2026 en 81,07 €/MWh en el mercado spot, tras marcar un máximo anual de 83,97 €/MWh un día antes. Son niveles que no se registraban desde el cierre de 2022, cuando el mercado todavía reflejaba la crisis energética posterior a la invasión de Ucrania, y suponen una subida del 187% respecto a principios de año. El futuro front-quarter del TTF se mueve en la misma dirección, situándose en 79,95 €/MWh el 15 de septiembre, un 191% más que a inicios de año. A esta subida de precios se suma un nivel de reservas ajustado, el llenado de los almacenamientos de la Unión Europea era del 68,49% el 15 de septiembre de 2026, muy por debajo del 80,83% de la misma fecha de 2025 y de niveles superiores al 93% en 2023 y 2024, una combinación que constituye un riesgo para los mercados eléctricos europeos.

Alemania y Francia afrontan el invierno con menos margen que hace un año

Alemania concentra buena parte del riesgo de este invierno. Sin generación nuclear desde 2023, con un peso elevado del gas natural en generación eléctrica, calefacción e industria, y con sus terminales de **GNL** flotantes cubriendo el hueco dejado por el gas ruso, el país llega con el llenado de sus almacenamientos en el 55,93%, casi 20 puntos porcentuales por debajo del 76% de hace un año, la mayor caída interanual de los grandes mercados europeos. Esa combinación explica que el futuro de electricidad del mercado EEX para el cuarto trimestre de 2026 cotizase en Alemania en 173,61 €/MWh el 15 de septiembre, uno de los niveles absolutos más altos entre los grandes mercados continentales.

Francia suele citarse como el mercado mejor protegido gracias a su parque nuclear, y la previsión de EDF para 2026 y 2027 está en el rango de 350 a 370 TWh, de acuerdo con la guía de finales de 2025. Sin embargo, ese colchón nuclear está más ajustado de lo habitual este invierno. El reactor EPR de Flamanville-3, de unos 1,6 GW, entra en parada en septiembre de 2026 para su primera gran revisión, con una duración estimada de un año, por lo que estará fuera de servicio durante todo el invierno. Con todo, el nivel de reservas de gas en Francia, del 77,16% frente al 90% de 2025, y el futuro eléctrico de Q42026 del mercado EEX en 159,70 €/MWh a 15 de septiembre, siguen reflejando una posición más cómoda que la alemana, aunque con menos margen del que suele atribuirse a este mercado.

Italia, España y Portugal: distinta dependencia del gas, distinta exposición

Italia mantiene una fuerte dependencia del gas natural en su mix de generación, lo que la convierte en uno de los mercados más sensibles a cualquier movimiento del TTF. El llenado de sus almacenamientos se sitúa en el 84,80%, solo unos 5 puntos por debajo del 90% de 2025, la menor caída entre los grandes mercados analizados, pero esa fortaleza relativa en reservas no evita que sea el mercado con los precios eléctricos más altos del grupo, con el futuro Q42026 en 214,77 €/MWh y el Q12027 en 198,45 €/MWh en el mercado EEX el día 15 de septiembre.

España y Portugal parten de una posición distinta, con un peso del gas mucho menor que en Italia en la generación eléctrica gracias al parque renovable y a la nuclear en España, y con niveles de llenado de sus almacenamientos del 73,44% y el 93,95% respectivamente, frente al 86,34% y el 99,54% de 2025. Pese a ello, el gas sigue actuando como combustible marginal en las horas en que fija el precio del mercado ibérico, y la capacidad de **interconexión** con Francia sigue siendo limitada para exportar el excedente renovable o importar electricidad en momentos de tensión. El futuro Q42026 en el mercado EEX español cotizó en 150,14 €/MWh el 15 de septiembre, un 126% más que a principios de año.

Reino Unido y Polonia: riesgos distintos

Reino Unido combina una elevada dependencia del gas natural, tanto en generación como en calefacción, con una capacidad de almacenamiento estructuralmente reducida desde el cierre de la instalación de Rough, lo que sitúa su llenado en apenas el 31,31%. Al estar fuera del mercado único europeo, su exposición depende en mayor medida de las interconexiones con el continente y de sus propias importaciones de GNL. En el mercado EEX, el futuro británico Q12027 alcanzó el 15 de septiembre los 162,36 €/MWh, un 112% por encima del precio de cierre del 2 de enero.

Polonia presenta un perfil distinto. Su llenado de almacenamiento a 15 de septiembre, del 98,25%, es incluso superior al 96,23% de hace un año, gracias a una política activa de diversificación de suministro tras el fin de las importaciones de gas ruso. El riesgo polaco no está tanto en las reservas como en la transición de su mix de generación, todavía muy dependiente del carbón, hacia una mayor proporción de gas y renovables, un proceso que condiciona su exposición futura al mercado del gas de un modo distinto al del resto de mercados analizados.

Mecanismos de mitigación ante un invierno más ajustado

Ante este escenario, los distintos mercados disponen de herramientas para amortiguar el impacto. Los contratos de suministro a largo plazo y las **estrategias de cobertura** permiten a comercializadoras y grandes consumidores fijar parte de su exposición antes de que la volatilidad se traslade a la factura. Las reservas estratégicas y los mecanismos de solidaridad de la Unión Europea, activados en anteriores episodios de tensión, ofrecen una red de seguridad adicional ante una disrupción severa del suministro.

El refuerzo de las **interconexiones**, tanto eléctricas como gasistas, entre la península ibérica y el resto del continente, y entre los mercados del norte y el sur de Europa, sigue siendo la medida estructural más importante para reducir las diferencias de exposición entre los diferentes mercados europeos, pero su desarrollo excede el horizonte de este invierno.

Los riesgos que pueden tensionar aún más el mercado

Varios factores podrían presionar todavía más los precios en los próximos meses. Una ola de frío prolongada en pleno invierno obligaría a un ritmo de extracción de los almacenamientos más rápido. La competencia con Asia por los cargamentos de GNL disponibles, en un mercado global donde cualquier variación de la demanda en China o Japón se traslada rápidamente al precio, es otro factor de riesgo, al igual que la persistencia de la tensión geopolítica en las zonas de tránsito del gas licuado.

En el plano meteorológico, la agencia estadounidense NOAA sitúa el índice ENSO Niño 3.4 en 1,8 °C en agosto de 2026 y otorga más del 90% de probabilidad a un episodio de El Niño muy fuerte durante el otoño y el invierno, con un 75% de probabilidad de que el trimestre de octubre a diciembre supere los 2,5 °C, un nivel excepcional desde 1950. Un episodio de esta magnitud suele asociarse a inviernos más suaves y húmedos en el oeste y el sur de Europa, un patrón que la propia AEMET recoge en su previsión estacional para España, con temperaturas en el tercil superior para el trimestre de septiembre a noviembre. No obstante, existe un mayor riesgo de irrupciones frías puntuales si se debilita el vórtice polar.

Los efectos en los mercados eléctricos: precio marginal y volatilidad

El gas natural continúa siendo, en la mayoría de los mercados, el combustible marginal que fija el precio de la electricidad durante muchas horas en Europa, por lo que cualquier movimiento del TTF se traslada con relativa rapidez a los precios de los mercados de electricidad. Esa transmisión no es, sin embargo, uniforme a lo largo del día, y la **volatilidad** esperada para este invierno constituye una oportunidad relevante para la lectura de los diferenciales de precios entre horas y para la operación

de **baterías** y otros activos de **almacenamiento de energía** , capaces de capturar valor precisamente en los momentos de mayor tensión entre oferta y demanda. Un invierno con reservas ajustadas y precios de gas elevados es, en ese sentido, un escenario en el que la gestión activa de la posición, más que la simple exposición al mercado, marca la diferencia en el resultado final.

Un invierno marcado por la incertidumbre en los mercados de energía

El invierno 2026-2027 se presenta con un mercado del gas con precios más elevados y unas reservas más ajustadas que en los últimos ejercicios, en un contexto en el que la exposición real de cada mercado eléctrico europeo depende de factores muy distintos, desde el mix de generación hasta la disponibilidad de la propia flota nuclear. Ante la incertidumbre de los mercados de energía, la capacidad de anticipar la evolución de los precios del gas y de la electricidad, mercado por mercado, se convierte en un factor esencial para la toma de decisiones. **AleaSoft Energy Forecasting** sigue de cerca la evolución de estos mercados a través de **AleaBlue** , su división de previsiones de corto y medio plazo.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**