

Gas, futuros y coberturas: cuando esperar para comprar también es una decisión de riesgo

- Europa dispone hoy de una infraestructura gasista y de LNG mucho más diversificada que antes de la crisis energética de 2022, pero esa mayor diversificación no ha eliminado la volatilidad.



Gas, futuros y coberturas: cuando esperar para comprar también es una decisión de riesgo

<https://elperiodicodelaenergia.com/gas-futuros-y-coberturas-cuando-esperar-para-comprar-tambien-es-una-de...>

Aleasoft Energy Forecasting

Miércoles, 26 agosto 2026

El repunte del gas TTF y su impacto en los precios de los mercados eléctricos vuelve a poner el foco en las estrategias de compra de los grandes consumidores. En un entorno de elevada volatilidad, decidir cuándo y cuánto cubrir requiere analizar no solo los precios de mercado, sino también los riesgos y las perspectivas de evolución. Las previsiones de medio plazo permiten fundamentar estas decisiones y gestionar mejor la exposición al precio de la electricidad.

El fuerte repunte de los precios del **gas TTF** durante las últimas semanas ha vuelto a recordar una realidad que a veces se pierde de vista cuando los mercados atraviesan períodos de relativa estabilidad: para los **grandes consumidores** de electricidad, no tomar una decisión de cobertura también es tomar una decisión.

El gas europeo ha regresado a niveles que no se veían desde 2023, impulsado por una combinación de reservas de gas europeas relativamente bajas, mayor competencia internacional por el LNG y una creciente prima de riesgo geopolítico. Los futuros del gas europeo TTF para el Front-Month en el **mercado ICE** han superado los 68 €/MWh, al situarse el 24 de agosto en los 68,31 €/MWh. La consecuencia no se limita al mercado gasista. En Europa, el gas continúa siendo una referencia fundamental para la formación del precio de la electricidad y sus movimientos terminan trasladándose, con distinta intensidad según el mercado, a toda la curva de futuros de electricidad.

En España, este efecto se ha visto con claridad en las últimas semanas. Los **futuros de electricidad** para el cuarto trimestre de 2026 alcanzaron el 24 de agosto los 121,77 €/MWh en el **mercado OMIP**, marcando un máximo para este contrato. A finales de mayo cotizaba alrededor de 91,20 €/MWh, lo que muestra la magnitud y, sobre todo, la rapidez del movimiento registrado en apenas unos meses.

Para un **consumidor electrointensivo**, una variación de 20, 30 o 40 €/MWh no es un detalle financiero. Es una magnitud capaz de cambiar presupuestos, márgenes industriales e incluso decisiones de producción. Un consumidor de 100 GWh anuales, por ejemplo, afronta una diferencia de 3 millones de euros por cada 30 €/MWh de variación en su precio medio de compra.

El problema no es adivinar el mínimo

En estos episodios suele aparecer una pregunta recurrente: ¿habría que haberse cubierto antes? Formulada así, la pregunta tiene trampa. Una buena política de cobertura no consiste en acertar el punto mínimo del mercado, algo que solo puede conocerse a posteriori.

La cuestión correcta es otra: ¿qué nivel de riesgo puede asumir la empresa y qué estrategia de compra es coherente con sus márgenes, su presupuesto y sus expectativas sobre el mercado? Cubrir toda la demanda demasiado pronto puede tener un coste de oportunidad si los precios posteriormente bajan, pero esperar indefinidamente también tiene un coste: cuando el mercado empieza a percibir de manera clara un riesgo, normalmente buena parte de ese riesgo ya está incorporado en los precios.

Esperar a que el riesgo sea evidente suele significar cubrirse cuando ya está en precio.

Esta es precisamente una de las razones por las que las estrategias de cobertura suelen funcionar mejor cuando se construyen de forma progresiva, con distintos horizontes y niveles de precio, en lugar de intentar acertar una única decisión de compra.

Los futuros son una señal, no una previsión perfecta

Existe además una confusión frecuente entre curva de futuros y previsión de precios. Los futuros reflejan el equilibrio de mercado en cada momento: la información disponible, las posiciones de compradores y vendedores, las necesidades de cobertura, la liquidez y las primas de riesgo existentes. Son una referencia extraordinariamente valiosa, pero no deben interpretarse automáticamente como la mejor estimación del precio que finalmente se producirá.

La curva puede incorporar primas de riesgo importantes y también puede cambiar muy rápidamente cuando aparecen nuevos datos sobre gas, meteorología, producción renovable, disponibilidad nuclear, interconexiones, demanda o geopolítica. Por eso, basar una estrategia de compra únicamente en observar la pantalla de futuros equivale a conocer el precio que el mercado ofrece hoy, pero no necesariamente a entender si ese precio es atractivo o alto respecto a los fundamentos esperados para los próximos meses y años.

La previsión como herramienta de gestión del riesgo

Aquí es donde las previsiones de medio plazo adquieren un papel especialmente relevante para grandes consumidores e industrias electrointensivas.

Una previsión no elimina la incertidumbre. Su función es precisamente cuantificarla y ayudar a tomar decisiones dentro de ella. Disponer de escenarios centrales y probabilísticos permite comparar el precio de mercado con una expectativa fundamentada de su evolución futura y valorar, por ejemplo, si conviene aumentar el porcentaje de demanda cubierta o mantener una parte indexada, si el precio ofrecido en un contrato fijo incorpora una prima de riesgo razonable o cómo podría evolucionar el mercado ante distintos escenarios.

También permite analizar el impacto que tendría una nueva subida del gas o, en sentido contrario, qué podría ocurrir si la prima de riesgo geopolítica se redujese o desapareciese durante los próximos meses.

Estas decisiones deberían formar parte de un proceso continuo de **gestión del riesgo** , no de una reacción puntual ante una subida brusca del mercado.

El gas vuelve a recordar dónde está el riesgo

La situación actual del TTF es un buen ejemplo. Europa dispone hoy de una infraestructura gasista y de LNG mucho más diversificada que antes de la crisis energética de 2022, pero esa mayor diversificación no ha eliminado la volatilidad. El sistema europeo sigue expuesto al equilibrio global del LNG, al comportamiento de la demanda asiática, al nivel de las reservas y a acontecimientos geopolíticos capaces de modificar en pocos días la percepción sobre la seguridad de suministro.

Mientras el gas siga siendo la tecnología marginal durante un número significativo de horas, estos factores continuarán trasladando volatilidad al **mercado eléctrico** . Para la industria, la conclusión no debería ser que hay que cubrirse siempre ni que hay que hacerlo cuanto antes, sino que conviene analizar en cada momento el contexto de mercado, los riesgos y las expectativas de evolución antes de decidir qué parte del consumo cubrir y con qué horizonte.

La conclusión es más importante: la política de compra de electricidad debe abordarse como una decisión estratégica de gestión del riesgo. En mercados volátiles, comprar energía sin una visión propia de medio plazo supone dejar una parte relevante del margen empresarial expuesta a la evolución del mercado y a decisiones tomadas sin una referencia fundamentada sobre lo que puede ocurrir en los próximos meses.

La previsión no permite saber exactamente dónde estará el precio dentro de seis meses, pero sí ayuda a evaluar escenarios, medir la exposición y tomar hoy una decisión mejor informada sobre cuánto riesgo asumir y cómo gestionarlo.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting** .