Nikolái Tupikin: ¿cuántas crisis puede resistir el sistema energético europeo?

«Pero es que no entiendo con qué van a calentar sus casas. No quieren gas, no amplían la energía nuclear... ¿Van a quemar leña? Para eso tendrían que ir hasta Siberia... Y ni siquiera tienen leña». – ***Vladímir Putin****, durante un foro económico en Berlín, 26 de noviembre de 2010.*

Hace dieciséis años, aquellas palabras sonaron a ironía política. Pero ¿qué ha ocurrido realmente con el sistema energético europeo desde entonces? El presidente ruso Vladímir

Quise averiguar hasta qué punto Europa está preparada para el invierno de 2026–2027. Empecé por las cifras de las reservas almacenadas bajo tierra y pronto comprendí que, por sí solas, explicaban muy poco. Lo importante no es únicamente cuánto gas queda en los depósitos, sino a qué ritmo puede extraerse, cómo hacerlo llegar a los consumidores y con qué sustituirlo cuando falla un suministro.

Cada respuesta planteaba nuevas preguntas. ¿Cómo funcionan las conexiones gasistas entre países? ¿Qué sucede cuando deja de soplar el viento durante días? ¿Quién paga las compras de emergencia? ¿Podrán las haciendas públicas asumir esa factura?

Decidí ceñirme a lo que podía contrastarse con datos publicados, estudios y previsiones: los límites físicos de la infraestructura, las condiciones del mercado, las restricciones presupuestarias y los pronósticos climáticos oficiales. Una nueva escalada en Oriente Próximo, una crisis en torno a Taiwán, un giro brusco de la política estadounidense o una gran catástrofe natural podrían alterar el panorama. No pretendo pronosticar acontecimientos de esa naturaleza.

La investigación me llevó a una conclusión más amplia: la cuestión fundamental no es simplemente si Europa tendrá gas suficiente este invierno, sino cuántas perturbaciones podrán soportar a la vez su sistema energético, su industria, su sistema financiero y sus presupuestos públicos.

Este texto no pretende ser el dictamen de un especialista del sector ni un informe de un centro de estudios. Es el intento de una persona de comprender un asunto que, al principio, parecía bastante sencillo. Invito al lector a recorrer conmigo ese camino.

Empecemos por la pregunta que dio origen a este análisis: **¿cuánto gas ha almacenado Europa antes de la llegada del invierno?**

Con qué reservas afronta Europa el invierno

En comparación con 2010, Europa depende mucho menos del gas ruso transportado por gasoducto y bastante más del mercado mundial de gas natural licuado (GNL). Sus rutas de suministro están más diversificadas, pero los almacenes contienen bastante menos gas que hace un año: el 1 de octubre, las instalaciones de la UE estaban al 72 % de su capacidad, frente al 83 % en la misma fecha de 2025. El 21 de octubre, el nivel había

subido al 74,6 %, unos 845 TWh. La diferencia resulta especialmente llamativa en Alemania, donde apenas se alcanzaba el 61 %.

Según las proyecciones publicadas por ENTSOG en octubre, la infraestructura gasista europea puede atender la demanda en una amplia variedad de circunstancias. Sin embargo, ante un invierno frío y una disponibilidad limitada de GNL, la suma de las reducciones necesarias del consumo y de la demanda que podría quedar sin cubrir alcanzaría los 437 TWh, unos 40.000 millones de metros cúbicos. Para calibrar la magnitud: equivale a más de la mitad del gas almacenado en toda la UE el 21 de octubre. La diferencia tendría que compensarse con suministros adicionales, un menor consumo o una combinación de ambas medidas.

Si coinciden temperaturas extremas, escasa producción eólica y problemas de suministro, Europa podría afrontar una disyuntiva difícil: garantizar la calefacción de los hogares a costa de reducir el consumo industrial, aceptar facturas más elevadas para las familias o trasladar una parte mayor del coste a los presupuestos públicos.

En las páginas siguientes veremos cómo una perturbación puede agravar las consecuencias de otra. ¿Qué ocurriría si se desatara la «tormenta perfecta»? ¿Sería posible comprar a tiempo el gas que falta o habría que reducir la demanda? La respuesta no depende solo de las existencias almacenadas, sino también del tiempo atmosférico en varios continentes, de la situación del mercado mundial de GNL y de la resistencia de cuatro ámbitos estrechamente relacionados: el suministro energético, la industria, los mercados financieros y las finanzas públicas.

1. Tener gas almacenado no equivale a disponer de un margen de seguridad

Las cifras agregadas de la UE ocultan diferencias importantes. Según Gas Infrastructure Europe (GIE), el 21 de octubre de 2026 los depósitos alemanes estaban llenos al 61,1 % y los neerlandeses, al 64,7 %. Francia se encontraba en una situación mucho mejor, con un 87,4 %, e Italia alcanzaba el 90 %. Aunque Alemania dispone de la mayor capacidad de almacenamiento subterráneo de la Unión, guardaba menos gas que Italia: 151 TWh frente a 183 TWh. Francia contaba con 108 TWh y los Países Bajos, con 93 TWh.

La normativa europea fija un objetivo de llenado del 90 % que debe alcanzarse entre el 1 de octubre y el 1 de diciembre, aunque para 2025–2027 contempla excepciones y mecanismos adicionales de flexibilidad. Existe, además, un problema económico. Como señala el Instituto de Energía y Finanzas de Rusia (IEF), la antigua fórmula de comprar gas a bajo precio en verano y venderlo a mayor precio en invierno ha dejado de ser una apuesta segura. Los elevados precios estivales aumentaron el riesgo de perder dinero con el almacenamiento y redujeron los incentivos de los operadores para inyectar gas en los depósitos subterráneos.

Y aun cumpliendo el objetivo de llenado, nada garantiza que haya suficiente gas disponible cuando la demanda invernal alcance su máximo.

Una cosa es cuánto gas contiene un almacén y otra, muy distinta, la rapidez con la que puede suministrarlo. A medida que se vacían determinadas instalaciones, disminuye la presión y, con ella, su capacidad máxima de extracción diaria. Puede seguir habiendo gas bajo tierra, pero sacarlo al ritmo necesario se vuelve cada vez más difícil.

En uno de los escenarios de estrés de ENTSOG, los almacenes europeos terminan el invierno con un nivel de llenado próximo al 11 %. Con unas reservas tan bajas, una ola de frío tardía o una interrupción inesperada de las entregas resultan especialmente peligrosas: queda muy poco margen para responder a un aumento repentino de la demanda. Por eso, el verdadero colchón de seguridad no se mide solo en porcentajes de llenado, sino en la capacidad de mantener un caudal diario suficiente durante toda la temporada fría.

2. La ecuación alemana: depósitos al 61 % y gas por encima de 90 euros/MWh

Alemania es especialmente vulnerable a las sacudidas del mercado gasista. Necesita gas tanto para calefacción como para su gran industria y, además, su red de transporte abastece a países vecinos. Incluso sin una escasez física de combustible, una subida brusca de precios puede resultar muy costosa para su economía.

Según la Agencia Federal de Redes (Bundesnetzagentur), entre el 13 y el 19 de octubre Alemania recibió 17,4 TWh de gas por gasoducto y 1,6 TWh a través de sus terminales de GNL. Estos últimos funcionaban, de media, al 37,2 % de su capacidad. El regulador consideraba estable el suministro y bajo el riesgo de tensiones. Al mismo tiempo, advertía de que las reservas estaban muy por debajo de las del año anterior y de que los depósitos podían acabar el invierno con existencias muy reducidas.

A primera vista, unos terminales de GNL utilizados a menos de la mitad parecen una reserva prometedora. Pero disponer de capacidad para recibir más gas no significa que sea posible comprar cargamentos adicionales en el mercado mundial y hacerlos llegar a tiempo.

Hay otra condición: los operadores alemanes deben mantener sus almacenes al menos al 30 % de llenado el 1 de febrero de 2027. Ni siquiera cumplir esa referencia asegura que, ante una ola de frío tardía, se pueda extraer el gas con suficiente rapidez.

Para Alemania, el problema inmediato no es tanto la cantidad disponible como su precio. En la industria química, el gas no solo proporciona energía: también es materia prima. La fabricación de amoniaco y fertilizantes, así como las industrias del vidrio y la cerámica, dependen especialmente de él. En la metalurgia y la construcción de maquinaria, el encarecimiento del gas y la electricidad repercute en toda la cadena de producción.

El 20 de octubre, el precio de referencia del TTF superó los 90 euros/MWh por primera vez desde finales de 2022. Los efectos ya se dejan sentir en la industria. El fabricante de fertilizantes Yara informó de que los elevados precios del gas y el aplazamiento de pedidos habían presionado sus márgenes y sus entregas durante el tercer trimestre. La empresa

ajustó la actividad de sus plantas europeas a los costes energéticos y a las condiciones de producción. Su EBITDA ajustado, un indicador clave de rentabilidad operativa, bajó de 804 a 675 millones de dólares respecto al mismo trimestre del año anterior.

Desde el punto de vista del balance gasista, una menor producción industrial parece una buena noticia: cae el consumo y queda más combustible para otros usuarios. Para la economía sucede exactamente lo contrario: menos bienes producidos, menos horas trabajadas, menores ingresos y menos recaudación fiscal. El sistema energético gana un respiro, pero lo paga la industria, lo pagan los trabajadores y lo pagan las arcas públicas.

La debilidad de Alemania, por tanto, no radica tanto en la falta de proveedores como en el elevado precio de mantener abastecida a una economía intensiva en energía.

3. Cincuenta y siete reactores: ¿puede Francia estabilizar el mercado energético europeo?

A diferencia de Alemania, Francia genera la mayor parte de su electricidad mediante centrales nucleares, menos expuestas directamente al precio del gas. Según el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), cuenta con 57 reactores en funcionamiento y una potencia conjunta de unos 63 GW. En 2025 aportaron cerca del 68 % de la generación eléctrica francesa. EDF prevé una producción nuclear anual de entre 350 y 370 TWh tanto en 2026 como en 2027. A modo de comparación, el conjunto de centrales rusas operadas por Rosenergoatom, perteneciente a Rosatom, generó 218,3 TWh en 2025. La producción prevista del parque francés sería, por tanto, entre 1,6 y 1,7 veces superior a la de ese conjunto de instalaciones rusas.

Los almacenes franceses también presentaban un nivel relativamente alto, alrededor del 87 % el 21 de octubre. La combinación de reservas de gas y centrales nucleares convierte a Francia en un importante factor de estabilidad para el mercado energético europeo: puede recurrir a sus depósitos y exportar electricidad a los países vecinos, reduciendo la necesidad de que estos quemen gas para producirla. Pero esa ayuda tiene límites.

Los reactores se desconectan periódicamente para tareas de mantenimiento y también sufren paradas imprevistas. Algunas centrales dependen, además, del caudal y la temperatura de los ríos. En el verano de 2026, el bajo nivel de las aguas y las temperaturas inusualmente elevadas obligaron a limitar temporalmente la actividad de varias instalaciones nucleares.

En Francia también está muy extendida la calefacción eléctrica. Durante una ola de frío intensa, el consumo interior de electricidad se dispara y el país puede verse obligado a reducir sus exportaciones para atender primero sus propias necesidades. Si el frío coincide con la parada de varios reactores, Francia podría pasar de exportadora neta a importadora neta de electricidad.

Francia puede, en consecuencia, amortiguar una crisis energética en los países vecinos, pero solo cuando dispone de suficiente capacidad de generación libre y las

interconexiones eléctricas permiten transportar la energía. Para Alemania, ese apoyo resulta especialmente importante, aunque podría faltar precisamente cuando más falta hiciera.

4. Un mismo mercado, distintas vulnerabilidades

Italia comienza el invierno con unos 183 TWh de gas almacenado y sus depósitos al 90 % de capacidad. Es una posición inicial sólida. Sin embargo, el país recurre ampliamente al gas para producir electricidad, de modo que una caída de la generación hidroeléctrica o un aumento de la demanda eléctrica elevarían también el consumo de gas.

España dispone de grandes terminales de GNL y una ubicación favorable para recibir cargamentos por mar. Lo difícil es enviar ese gas hacia Europa central: la capacidad de los gasoductos que atraviesan los Pirineos es limitada. Aunque los terminales españoles tengan capacidad disponible, eso no garantiza que los volúmenes adicionales lleguen a los consumidores alemanes.

Los Países Bajos siguen siendo uno de los grandes nodos gasistas de Europa gracias a sus terminales, almacenes e infraestructura comercial. Sin embargo, el 21 de octubre sus depósitos estaban llenos solo al 64,7 %, bastante por debajo de la media comunitaria.

Los países sin salida al mar de Europa central, oriental y sudoriental dependen del tránsito por territorios vecinos. No basta con que haya gas en un terminal de la UE: tiene que atravesar varias redes nacionales de transporte, cada una con sus propios cuellos de botella. ENTSOG señala expresamente estas limitaciones regionales.

El Reino Unido ocupa una posición singular. No pertenece a la UE, pero sigue siendo una pieza importante del mercado gasista europeo. Se abastece de sus yacimientos del mar del Norte, de gasoductos conectados con Noruega y Europa continental y de terminales de GNL. Sus instalaciones de almacenamiento, en cambio, son pequeñas: según una respuesta del Gobierno británico a una pregunta parlamentaria del 14 de julio de 2026, su capacidad ronda los 1.700 millones de metros cúbicos, equivalentes a solo siete días de consumo medio invernal. Por ello, el país depende especialmente de la continuidad de los suministros y, cuando aumenta la demanda, compite con el continente por cargamentos adicionales de GNL.

Las existencias totales de Europa no garantizan que cada consumidor reciba el gas que necesita. Un país puede tener reservas abundantes y poca capacidad para enviarlas al vecino. Otro puede disponer de terminales, pero almacenar muy poco combustible. En un tercero, la demanda quizá sea mucho más sensible a los cambios del tiempo.

Los mercados nacionales están conectados por el comercio y los contratos, pero todos dependen de rutas concretas. Y esto nos lleva a otra pregunta: ¿cómo hacer llegar físicamente el gas allí donde más se necesita?

5. Gasoductos, presión y cuellos de botella: el gas también tiene que llegar a destino

Imaginemos una autopista de seis carriles en plena hora punta. Ante una salida estrecha se forma una cola que acaba invadiendo los carriles principales y frena incluso a quienes no quieren desviarse. De poco sirven los seis carriles si la salida no puede absorber el tráfico.

La red gasista europea funciona de forma parecida. La componen grandes gasoductos, estaciones de compresión, terminales de GNL, depósitos e interconexiones entre sistemas nacionales. Cada tramo tiene sus propios límites de capacidad.

Entre países. El corredor pirenaico es el ejemplo más claro: los terminales españoles de GNL pueden recibir mucho más gas del que los gasoductos son capaces de transportar después hacia Francia. En otras rutas, incluidas las alpinas, la capacidad también depende del sentido del flujo y de cuánto margen conserve la red vecina.

Dentro de un mismo país. Los grandes depósitos y los principales consumidores industriales no siempre están cerca unos de otros. Buena parte de la infraestructura gasista alemana se concentra en el norte, mientras que muchos grandes consumidores están en el sur. En condiciones normales la red responde. Durante los picos de demanda, lo decisivo es la capacidad libre del corredor concreto.

Presión y compresores. Las estaciones de compresión mantienen el gas a la presión necesaria para que siga circulando, pero su capacidad no es ilimitada. Además, el caudal máximo diario de extracción de algunos almacenes disminuye conforme se vacían. En una ola de frío, la resistencia del sistema la determina su eslabón más débil, no su capacidad media.

Cambio de sentido de los flujos. Antes de 2022, Gazprom suministraba a Europa unos 150.000 millones de metros cúbicos anuales de gas por tubería. En 2025, las entregas habían caído a 18.000 millones y TurkStream era la única ruta operativa. Esta reducción aumentó la importancia de los terminales de GNL occidentales y de las rutas septentrionales para abastecer a Europa central y oriental.

Las redes de transporte se han adaptado para permitir el paso de gas de oeste a este. Pero no todos los gasoductos pueden mover los mismos volúmenes en ambos sentidos.

Europa puede tener gas suficiente en conjunto y sufrir escasez en una región. Cuando la falta de combustible deja de ser local y afecta a todo el continente, el cuello de botella ya no está en los gasoductos: se traslada al mercado mundial de GNL.

6. Por qué Estados Unidos no puede enviar mucho más GNL a Europa de un día para otro

Estados Unidos se ha convertido en el principal proveedor externo de GNL de la Unión Europea. Su capacidad exportadora crece y los cargamentos pueden redirigirse entre mercados. Según la Administración de Información Energética estadounidense (EIA), sus

exportaciones de GNL promediaron 493 millones de metros cúbicos diarios en el primer semestre de 2026. Su previsión de octubre sitúa la cifra en 530 millones diarios durante el primer semestre de 2027, conforme entren en funcionamiento nuevas instalaciones.

Hay otro factor que probablemente elevará la demanda europea de GNL estadounidense: desde el 1 de enero de 2027, la UE dejará de importar GNL ruso al amparo de contratos a largo plazo. Según el Instituto de Energía y Finanzas, Rusia aportó el 10,4 % de las importaciones comunitarias de GNL en el tercer trimestre de 2026, en buena medida procedentes del proyecto Yamal LNG de NOVATEK. Los compradores europeos deberán encontrar proveedores alternativos en plena temporada de calefacción.

Pero aumentar rápidamente las entregas a través del Atlántico depende de la capacidad de producción, de la infraestructura disponible y de la situación del mercado interior estadounidense.

Producción. Antes de llegar a un terminal europeo, el gas debe extraerse, transportarse por tubería hasta una planta de licuefacción, enfriarse para convertirlo en GNL, cargarse en un buque y cruzar el Atlántico. Cuando las instalaciones exportadoras ya funcionan casi a plena capacidad, no pueden aumentar de golpe su producción. De nada sirven los terminales europeos vacíos si no hay GNL adicional que cargar al otro lado del océano.

Infraestructura. La mayor parte de las grandes plantas exportadoras estadounidenses se concentra en la costa del golfo de México. El frío, los cortes eléctricos, las averías y los problemas en los gasoductos pueden interrumpir su actividad. Durante la tormenta invernal Uri, en 2021, el sistema gasista del país sufrió graves perturbaciones; en junio de 2022, un accidente en Freeport LNG dejó fuera de servicio durante largo tiempo una importante planta exportadora. Incidentes de ese tipo pueden reducir sensiblemente la oferta mundial.

Mercado interior y política. Los exportadores compran el gas en el mismo mercado que abastece a los hogares y a la industria de Estados Unidos. La lógica política en Washington es sencilla, gobierne quien gobierne: ningún presidente quiere que sus ciudadanos pasen frío, y cada dólar de más en la factura de calefacción puede costarle votos. Si las exportaciones amenazan el suministro interior o disparan los precios nacionales, las exigencias de restringir las ventas al extranjero no tardarán en llegar.

Sin embargo, esa decisión no puede aplicarse de la noche a la mañana. Las autorizaciones de exportación vigentes y los contratos están sometidos a obligaciones legales. El mercado se mueve más deprisa que la política: si sube el precio del gas en Estados Unidos, a los exportadores les cuesta más adquirir la materia prima y también puede encarecerse el GNL para sus clientes extranjeros.

Existe un precedente de intervención federal. En enero de 2024, la Casa Blanca suspendió el examen de nuevas solicitudes de autorización para exportar GNL a países sin tratado de libre comercio con Estados Unidos. La medida no afectó a los envíos ya autorizados. La

suspensión se levantó en 2025, pero quedó demostrado que las decisiones políticas también pueden condicionar la política exportadora del GNL.

Para Europa, la conclusión es clara: el GNL estadounidense amplía las alternativas, pero no garantiza suministros adicionales en la cantidad y el momento necesarios. Si la demanda asiática aumenta al mismo tiempo que la europea, los precios pueden dispararse mucho antes de que Estados Unidos consiga elevar sus exportaciones.

7. Asia y Europa: ¿quién se lleva el próximo cargamento de GNL?

Europa compite por los cargamentos de GNL disponibles principalmente con Asia. En general, cada envío acaba donde el comprador ofrece el mejor precio una vez descontados los costes de transporte. Los dos referentes son el TTF europeo y el JKM asiático. Pero ni siquiera una oferta extraordinariamente alta garantiza recibir más combustible: puede que no quede gas libre de compromisos en todo el mercado mundial.

La competencia ya se intensificaba en octubre. Según las estimaciones de Kpler citadas por Reuters el día 22, las importaciones asiáticas de GNL podrían alcanzar ese mes los 23,31 millones de toneladas, su mayor nivel en tres meses. Durante la semana terminada el 16 de octubre, la cotización al contado del JKM para el noreste de Asia subió a 29,30 dólares por millón de unidades térmicas británicas, casi el triple que a finales de febrero. Ni esos precios frenaron las compras.

China dispone de producción nacional, gasoductos desde Rusia y Asia central, depósitos de almacenamiento y la posibilidad de recurrir al carbón. En 2025, Gazprom le suministró 38.800 millones de metros cúbicos a través de Fuerza de Siberia. Esas entregas reducen la exposición de Pekín al mercado mundial de GNL. Cuando el gas licuado se encarece, China puede recortar sus compras inmediatas e incluso revender parte de los cargamentos contratados. Eso ocurrió en 2022, cuando Europa pudo acceder a envíos inicialmente destinados a China. Pero un invierno frío cambia los cálculos: el país necesita esos volúmenes para sí mismo. Kpler preveía que las importaciones chinas subieran de 5,20 millones de toneladas en septiembre a 5,47 millones en octubre de 2026.

Japón y Corea del Sur dependen aún más del gas transportado por mar. Buena parte de sus necesidades está cubierta por contratos a largo plazo. Japón, por ejemplo, sigue recibiendo GNL ruso del proyecto Sajalín-2; los compradores japoneses representaron el 58 % de sus envíos en 2025. Cuando el tiempo es benigno y hay suficientes reservas, la necesidad de acudir al mercado inmediato disminuye: para octubre se preveía que las importaciones japonesas bajaran a 4,47 millones de toneladas, mientras las existencias de sus compañías eléctricas superaban las del año anterior. En 2022, ambos países ayudaron a liberar cargamentos para Europa. En una ola de frío intensa, en cambio, los necesitarán para su propio consumo.

India y el Sudeste Asiático son más sensibles a las subidas de precios. Cuando el GNL se encarece, algunos compradores reducen importaciones, recurren a otros combustibles o

limitan la actividad industrial. Así pueden liberarse cargamentos para Europa, aunque a un precio alto. Cuando los precios bajan, estos mercados vuelven a comprar y compiten de nuevo por el suministro.

La demanda asiática depende ante todo del tiempo, de las reservas y de la posibilidad de sustituir el gas por otras fuentes de energía. Un invierno suave en Asia puede liberar cargamentos para Europa; uno frío intensifica la competencia y eleva los precios.

Un precio alto no equivale, por sí solo, a una escasez física. Primero quedan fuera del mercado los compradores que pueden cambiar de combustible o reducir consumo. Pero, si las heladas coinciden con interrupciones del suministro, ni las cotizaciones récord asegurarán a Europa nuevos cargamentos, sobre todo si la navegación también sufre restricciones.

8. Estrecho de Ormuz: cómo una escasez lejana acaba afectando a Europa

Un análisis publicado en 2025 por la Universidad HSE preveía que las nuevas instalaciones de GNL en Norteamérica y Oriente Próximo contribuirían a cubrir los máximos de demanda europeos. Sin embargo, la crisis del golfo Pérsico en 2026 alteró ese panorama.

Antes del conflicto en Oriente Próximo, casi una quinta parte del comercio mundial de GNL por mar cruzaba el estrecho de Ormuz, principalmente procedente de Catar. La mayor parte de ese gas se dirigía a Asia, pero Europa también sufrió las consecuencias. Al verse privados de parte de sus suministros habituales, los compradores asiáticos comenzaron a disputar con mayor intensidad el GNL estadounidense del que también depende la UE.

En octubre de 2026, los envíos por el estrecho se habían reanudado parcialmente, aunque seguían muy por debajo de los niveles anteriores a la crisis. Catar prorrogó las restricciones de suministro para algunos clientes europeos y asiáticos. Los precios mundiales subieron, mientras que otros productores apenas contaban con capacidad para sustituir los volúmenes perdidos.

La Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de la UE (ACER) había evaluado en mayo la magnitud del riesgo. Según su análisis, una interrupción completa del tránsito de GNL por Ormuz durante todo 2026 dejaría la oferta mundial 27.000 millones de metros cúbicos por debajo del nivel de 2025. No es una previsión de pérdidas reales, sino una estimación del daño que podría provocar una crisis prolongada.

Las perturbaciones en Ormuz ya han intensificado la rivalidad entre Europa y Asia por el GNL. Pero la geopolítica no es la única fuerza que mueve este mercado. Durante el invierno, el tiempo atmosférico puede alterar al mismo tiempo la demanda de gas, la producción eléctrica y el transporte marítimo en varios continentes.

9. El Niño: cómo el tiempo en tres continentes puede sacudir el mercado del gas

El invierno de 2026–2027 podría registrar uno de los episodios de El Niño más intensos desde que existen observaciones. En su evaluación del 8 de octubre, la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de Estados Unidos (NOAA) estimó en más del 83 % la probabilidad de que El Niño se mantuviera fuerte o muy fuerte entre enero y marzo. El calentamiento del Pacífico ecuatorial central y oriental modifica la presión atmosférica, la circulación de las masas de aire y las corrientes en chorro. A través de las ondas planetarias de Rossby, esos cambios pueden propagarse miles de kilómetros y afectar a Norteamérica, el Atlántico, el Ártico y Eurasia.

Para el sistema energético importa más la sucesión de anomalías meteorológicas que la temperatura media de toda la estación. A un deshielo prolongado puede seguirle una ola de frío; los habituales vientos del oeste pueden ceder el paso a un anticiclón persistente. Esos cambios afectan al consumo de gas, a la producción eólica e hidroeléctrica, a la extracción de combustibles y a las rutas marítimas.

El vórtice polar: un vínculo entre el Ártico y China. El vórtice polar estratosférico desempeña un papel importante en estos procesos. Las ondas atmosféricas pueden debilitarlo o desplazarlo y modificar así la circulación sobre Eurasia. En septiembre de 2026, investigadores chinos publicaron en Atmospheric Research un estudio basado en datos de 1961 a 2021. Encontraron una relación entre el desplazamiento del vórtice hacia el sector asiático y temperaturas inferiores a la media en buena parte de China, sobre todo en el centro y el este del país. El trabajo también identificó la influencia de la Oscilación del Atlántico Norte y de las ondas atmosféricas sobre Eurasia. Eso no significa que el vórtice vaya a desplazarse necesariamente hacia China este invierno. Un El Niño fuerte puede intensificar las perturbaciones atmosféricas, mientras que la fase de vientos del oeste de la oscilación cuasibienal (QBO), según la evaluación de octubre de la NOAA, tiende a favorecer un vórtice más estable. Habrá que vigilar su posición y su intensidad, el anticiclón siberiano y la aparición de bloqueos anticiclónicos. Esas configuraciones pueden facilitar grandes irrupciones de aire ártico en Asia.

Noreste de Asia: poco tiempo de frío, mucho gas adicional. El invierno de 2023–2024 ofrece un ejemplo. Durante un episodio intenso de El Niño, el este de China sufrió varias entradas de aire frío que culminaron en nevadas y lluvia engelante en febrero de 2024. Los investigadores relacionaron esos episodios con cambios en la corriente en chorro del Atlántico Norte, las ondas de Rossby y el fortalecimiento del anticiclón siberiano. Bastan unas semanas de frío intenso para alterar el mercado mundial de GNL. Si el descenso de temperaturas afecta a China, Japón y Corea del Sur a la vez, la demanda se dispara y quedan menos cargamentos disponibles para Europa.

Europa: entre el viento y los anticiclones. Las previsiones estacionales apuntan a que el noroeste europeo podría disfrutar al comienzo del invierno de un tiempo más templado y ventoso. Eso reduciría la demanda de calefacción y favorecería la generación eólica. Sin

embargo, la circulación atmosférica podría cambiar en enero o febrero bajo la influencia de El Niño. Los bloqueos anticiclónicos pueden provocar frío y largos periodos con poco viento, conocidos por el término alemán Dunkelflaute, durante los cuales disminuye simultáneamente la producción eólica y solar. Esa falta de electricidad debe compensarse con otras fuentes, entre ellas el gas. Y el momento importa: el episodio podría llegar al final del invierno, cuando los depósitos estén parcialmente vacíos y algunos ya no puedan extraer gas al mismo ritmo. Cada nueva semana de frío aceleraría el agotamiento de las reservas.

Estados Unidos: tormentas invernales y exportaciones de GNL. Las previsiones de octubre de la NOAA apuntan a un invierno más húmedo y tormentoso en el sur del país, donde se concentran instalaciones de extracción, gasoductos y plantas exportadoras de GNL de la costa del golfo de México. La lluvia engelante, el hielo y los cortes de luz podrían interrumpir temporalmente su funcionamiento. Algunos modelos climáticos también sugieren una mayor probabilidad de frío en el sureste estadounidense entre enero y abril, aunque la previsión oficial de la NOAA es más prudente y no anticipa olas de frío concretas. En un mercado mundial ya tensionado, incluso una breve parada de las exportaciones estadounidenses durante la segunda mitad del invierno tendría consecuencias.

Agua y logística: de Panamá al Sudeste Asiático. El Niño ya ha afectado al transporte marítimo. Por la escasez de precipitaciones, la Autoridad del Canal de Panamá redujo los cupos diarios de tránsito en septiembre de 2026, primero de 38 a 34 y después a 32. Para los metaneros que viajan de Estados Unidos a Asia, esto puede traducirse en colas, retrasos y desvíos más largos. Los buques permanecen más días en ruta, sube el coste del transporte y quedan menos barcos disponibles. La falta de lluvias en el Sudeste Asiático también puede reducir la generación hidroeléctrica y elevar el consumo de gas y carbón, con un efecto adicional sobre la demanda de GNL. El sur de Europa también depende de las precipitaciones y de sus reservas de agua, aunque la influencia de El Niño sobre su clima es menos directa.

Ni siquiera un El Niño muy intenso en 2026 implica necesariamente una crisis energética. Un invierno más templado en el norte de Estados Unidos y en Asia oriental podría reducir el consumo de gas. Y una estación suave y ventosa en Europa aliviaría la presión sobre sus sistemas energéticos.

El riesgo no reside tanto en los promedios estacionales como en los episodios extremos. Aunque el invierno sea benigno en conjunto, varias anomalías pueden coincidir: dos semanas de heladas en Asia, un periodo prolongado sin viento en Europa y una interrupción de las exportaciones estadounidenses. La demanda mundial de GNL aumentaría al mismo tiempo que se estrecha la oferta. Esa combinación resulta especialmente peligrosa cuando los suministros disponibles, el caudal de extracción de los depósitos y las alternativas de transporte ya funcionan al límite.

10. Un mismo colchón de seguridad frente a varias amenazas

El Niño puede afectar simultáneamente a varios eslabones del sistema energético mundial, pero el tiempo atmosférico es solo una parte del problema. La mayoría de los riesgos son conocidos por analistas, empresas y reguladores, y existen reservas, procedimientos y planes de emergencia para responder a ellos. La dificultad aparece cuando varios se materializan al mismo tiempo.

Periodos de escaso viento y sol (Dunkelflaute). Una caída prolongada de la generación eólica y solar obliga a poner en marcha centrales de respaldo, importar electricidad o reducir el consumo. Si se recurre a centrales de gas, aumenta la demanda de combustible.

Menor producción hidroeléctrica. La sequía y el bajo nivel de los embalses limitan la generación en Italia, España y otros países. La electricidad que falta debe obtenerse de otras fuentes, incluidas las centrales de gas.

Interrupción de los suministros noruegos. Noruega sigue siendo el mayor proveedor de gas de la UE. Una parada prolongada de un gran centro de producción o transporte reduciría las entregas por gasoducto y aumentaría la necesidad de importar GNL y extraer reservas.

Paradas de centrales nucleares francesas. Las averías imprevistas o los mantenimientos programados que coincidan con una ola de frío podrían obligar a Francia a reducir sus exportaciones de electricidad. Sus vecinos tendrían que buscar alternativas, entre ellas las centrales de gas.

Daños en las infraestructuras. Accidentes, ciberataques o sabotajes podrían inutilizar gasoductos, estaciones de compresión, terminales de GNL o interconexiones eléctricas. El impacto dependería de la instalación afectada y del tiempo necesario para repararla.

Reducción de la oferta mundial de GNL. Las perturbaciones en Ormuz, las paradas de plantas exportadoras y el aumento de la demanda asiática reducirían los cargamentos disponibles. Europa tendría que pagar más y consumir más deprisa sus propias reservas.

Medidas de emergencia de los gobiernos. La congelación de tarifas minoristas, los topes de precios, las subvenciones y el racionamiento administrativo pueden proteger a los consumidores. Pero también incrementan el gasto público y, si limitan estrictamente los precios mayoristas, pueden desincentivar la llegada de cargamentos adicionales. Compensar con fondos públicos el gas caro y establecer un tope rígido al precio no producen los mismos efectos en el mercado.

El sistema energético europeo puede amortiguar, al menos en parte, cada uno de estos riesgos cuando aparecen por separado. Pero ¿qué pasa si se presentan varios a la vez?

Imaginemos una fábrica con un operario polivalente preparado para cubrir ausencias. Si un trabajador se da de baja, el sustituto ocupa su puesto y la producción continúa. Pero si faltan tres empleados al mismo tiempo, una sola persona no puede cubrir los tres puestos.

Existe un recurso de reserva, pero no alcanza para hacer frente a todas las ausencias a la vez.

En el sector energético rige la misma lógica. Las importaciones adicionales, las centrales de respaldo y el gas almacenado permiten compensar fallos aislados. Pero si al mismo tiempo bajan las temperaturas, disminuye la generación eólica y se reducen las importaciones de gas, las tres circunstancias presionan sobre una misma reserva limitada de combustible.

Y hay algo peor: una perturbación puede agravar otra. La falta de viento obliga a quemar más gas para generar electricidad, lo que acelera el vaciado de los depósitos. La escasez de cargamentos libres de GNL hace subir los precios. La energía cara lleva a las industrias a reducir su producción, y los efectos se extienden después al empleo, a la banca y a las cuentas públicas.

Aun encontrando gas adicional y consiguiendo entregarlo a tiempo, queda una pregunta: ¿quién paga la factura? Las compras de emergencia, las ayudas a las compañías energéticas y el apoyo a la industria cuestan dinero. Y el margen presupuestario de los gobiernos europeos tampoco es infinito.

11. Finanzas públicas: cuánto cuesta superar una crisis energética

En 2022 y 2023, los gobiernos europeos gastaron sumas enormes para proteger a familias y empresas de la escalada de los precios energéticos. Pero una cosa es aprobar las ayudas y otra encontrar cómo financiarlas, sobre todo cuando se habla de cientos de miles de millones de euros.

Alemania: dispone de recursos, pero no puede gastarlos sin más

La deuda pública alemana es relativamente baja: alrededor del 63 % del PIB según Eurostat para el segundo trimestre de 2026. Sin embargo, la Ley Fundamental (Grundgesetz) limita la capacidad de endeudamiento del Gobierno federal. El llamado freno de la deuda (Schuldenbremse) restringe el endeudamiento estructural del presupuesto federal ordinario al 0,35 % del PIB, con las excepciones previstas por la ley.

En marzo de 2025, Alemania flexibilizó las reglas: los gastos de defensa y seguridad superiores al 1 % del PIB quedaron fuera de los límites habituales y se creó un fondo especial de hasta 500.000 millones de euros para infraestructuras. La Ley Fundamental permite además recurrir a mayor endeudamiento en caso de emergencia, pero exige una decisión específica del Bundestag y un plan para amortizar la deuda. Alemania dispone, por tanto, de instrumentos para prestar apoyo extraordinario; utilizarlos requiere acuerdo político y, sobre todo, tiempo.

La crisis de 2022 muestra la magnitud que puede alcanzar la factura. Alemania anunció un paquete de estabilización energética con un límite de 200.000 millones de euros y tuvo

que rescatar a Uniper, uno de sus mayores importadores de gas. Esos 200.000 millones eran el techo del programa, no el dinero efectivamente gastado.

Francia: menos trabas para endeudarse, pero a un precio mayor

Francia no cuenta con un freno constitucional de la deuda equivalente al alemán, pero su endeudamiento público es mucho más elevado: el 119,1 % del PIB al final del segundo trimestre de 2026. En 2025, el déficit público fue del 5,1 % del PIB y el país sigue sometido al procedimiento europeo de déficit excesivo, que le exige reducir ese desequilibrio.

Para París, el principal límite es el coste de obtener nueva financiación. El 21 de octubre, la rentabilidad de los bonos franceses a diez años alcanzó el 5 %, su máximo en más de dos décadas. Los inversores exigían intereses más altos en medio de la incertidumbre política y presupuestaria del país.

Francia ya ha recurrido a mecanismos semejantes. Durante la anterior crisis, el Gobierno puso en marcha un «escudo tarifario» (*bouclier tarifaire*) para limitar las subidas de las facturas energéticas. La medida no abarataba el gas: trasladaba al Estado una parte del coste que, de otro modo, habrían pagado los hogares.

El Gobierno podría volver a ofrecer ese apoyo, pero cada nuevo millar de millones de euros tendría que valorarse a la luz de la deuda acumulada, los elevados intereses y los compromisos presupuestarios existentes.

Distintas restricciones, un mismo dilema

Alemania tiene más margen fiscal, pero reglas más estrictas para utilizarlo. Francia cuenta con mayor libertad presupuestaria, aunque soporta más deuda y paga intereses más altos por financiarse.

Ambos gobiernos pueden acudir con rapidez en ayuda de empresas concretas y proveedores de energía. Mucho más difícil es mantener durante meses un apoyo masivo a las familias y la industria, especialmente cuando los precios elevados se prolongan más allá del invierno.

Las empresas sufren el encarecimiento de la energía desde el primer día, sin esperar a las decisiones gubernamentales. Reanudar la producción es posible; recuperar pedidos perdidos, reabrir instalaciones cerradas o rescatar inversiones canceladas resulta mucho más complicado.

Así, la pregunta deja de ser solamente si habrá gas suficiente. También hay que saber quién pagará y cuánto para mantener el suministro: los consumidores a través de sus facturas, las empresas mediante beneficios perdidos, el Estado con subvenciones o los contribuyentes del futuro con más deuda pública.

La presión financiera puede acumularse incluso antes de que los gobiernos acuerden grandes programas de apoyo económico. Un salto brusco de los precios energéticos,

unido al temor a la escasez, tensiona de inmediato a empresas, bancos y mercados financieros.

12. La crisis de liquidez puede anticiparse al frío: cómo las finanzas agravan un choque energético

Una subida repentina del precio del gas puede desencadenar una crisis financiera antes incluso de que falte combustible. Las empresas necesitan más dinero para pagar sus facturas energéticas, los bancos endurecen la concesión de créditos y las compañías del sector afrontan mayores exigencias de garantías por sus contratos bursátiles. La tensión financiera se extiende por la economía aunque el gas siga circulando.

Créditos a las empresas

Pensemos en una fábrica de vidrio cuya factura de gas no deja de crecer. Un horno de fusión no puede apagarse durante unas semanas y volver a encenderse sin más: la parada y el enfriamiento exigen operaciones cuidadosamente controladas y una maniobra incorrecta puede dañar la instalación. Por eso la fábrica sigue funcionando, aunque sus márgenes se estrechen, y utiliza sus reservas de efectivo para pagar la energía.

Pasados unos meses, empieza a faltarle dinero para los gastos corrientes y solicita un crédito adicional. Pero el banco observa que su situación empeora: caen los beneficios, aumenta la deuda y no está claro cuándo mejorará el negocio. El préstamo se encarece y la entidad exige mayores garantías. La fábrica debe elegir entre comprar materias primas, mantener los equipos y atender los pagos de su deuda.

La menor producción afecta a proveedores, transportistas y clientes. Unos pierden pedidos, otros reciben menos mercancía de la que necesitan y otros cobran con retraso. El banco debe aumentar las provisiones para cubrir posibles impagos. Eso reduce sus resultados y puede limitar el crédito disponible para otras empresas.

El Estado recibe el golpe por ambos lados: ingresará menos y tendrá que gastar más. La fábrica produce menos, así que baja la recaudación fiscal; al mismo tiempo, pueden hacer falta nuevas ayudas a las empresas y sus trabajadores. Si decenas de instalaciones se encuentran en la misma situación, la crisis energética empieza a trasladarse a la banca y a las finanzas públicas.

Y, sin embargo, ninguna familia se ha quedado sin calefacción. El gas sigue llegando, las centrales eléctricas funcionan y las fábricas ni siquiera tienen por qué haber cerrado. Pero la crisis económica ya está en marcha. Basta con que la energía se haya vuelto demasiado cara.

Llamadas de margen: beneficios mañana, dinero hoy

Las compañías energéticas europeas utilizan contratos de futuros y otros derivados para fijar con antelación los precios de futuras entregas de gas y electricidad. Así se protegen de las oscilaciones bruscas del mercado, pero también asumen otra clase de riesgo.

Cuando los precios cambian con violencia, una cámara de compensación puede exigir de inmediato garantías adicionales en efectivo por posiciones todavía abiertas. Se trata de una *margin call*, o llamada de margen. El dinero puede ser necesario aunque la empresa no vaya a registrar pérdidas cuando concluya la operación. El beneficio llegará al vencimiento del contrato; la garantía hay que depositarla hoy.

En septiembre de 2022, la noruega Equinor estimó que las compañías energéticas europeas podrían necesitar en conjunto cerca de 1,5 billones de euros para cubrir garantías de sus operaciones. Era una estimación de las necesidades potenciales de liquidez, no de pérdidas efectivamente sufridas. El Banco de Pagos Internacionales señaló después que el aumento brusco de los márgenes exigidos había sometido las finanzas de estas empresas a una presión considerable.

Las grandes compañías pueden obtener créditos bancarios o avales públicos. Pero cuando los precios se disparan, muchos participantes necesitan liquidez a la vez. Los bancos no pueden ampliar indefinidamente sus préstamos y los gobiernos asumen nuevas obligaciones incluso antes de que se interrumpa el suministro físico de gas.

Seguro de crédito comercial

La crisis tiene otra vía de propagación, menos visible. Allianz Trade, Atradius y Coface aseguran a las empresas frente al riesgo de que un cliente no pague las mercancías recibidas. Cuando se deteriora la situación financiera de un sector, las aseguradoras pueden reducir los límites de crédito que están dispuestas a cubrir.

Para los fabricantes aparece así un nuevo problema. El gas ya cuesta más, los bancos prestan con mayor cautela y ahora las aseguradoras quizá se nieguen a cubrir el mismo volumen de ventas a crédito. Los proveedores exigen anticipos, los compradores necesitan encontrar efectivo adicional y las operaciones se aplazan.

Divisas y deuda pública

Muchos contratos energéticos internacionales están denominados en dólares estadounidenses. Si el euro se deprecia, el gas importado se encarece todavía más para los compradores europeos. La magnitud depende del tipo de cambio, influido a su vez por los tipos de interés, las decisiones de los inversores y la marcha de la economía mundial.

También puede aumentar el coste de financiación de los Estados. Cuando los inversores exigen mayores rentabilidades a la deuda soberana, los gobiernos tienen que endeudarse en condiciones menos favorables. Eso dificulta financiar subvenciones energéticas y ayudas empresariales. La subida de la rentabilidad de los bonos públicos puede trasladarse asimismo al crédito bancario, porque el coste de financiación de bancos y empresas suele estar ligado a la situación del mercado de deuda soberana.

El suministro puede seguir funcionando sin interrupciones mientras una crisis financiera empieza a tomar forma. Sus consecuencias, además, no se detienen en la industria ni en

los mercados. Incluso cuando los gobiernos logran mantener el gas y la calefacción, queda otra cuestión: ¿podrán los consumidores pagar la energía que utilizan?

13. Gas en las tuberías, frío en casa: el coste social de una energía cara

Hay gas, pero ¿pueden pagarlo las familias?

En situaciones de emergencia, los hogares tienen prioridad en el suministro de gas. Pero estar protegidos frente a un corte no significa estar protegidos frente a facturas elevadas. La rapidez con la que las subidas mayoristas llegan al presupuesto familiar depende de las tarifas, los contratos y las compensaciones públicas.

El sistema energético puede funcionar perfectamente desde el punto de vista técnico y, aun así, obligar a parte de la población a bajar la calefacción hasta niveles peligrosos para la salud. Puede quedar gas en los almacenes y los gasoductos, y las centrales pueden seguir generando electricidad, sin que todas las familias europeas puedan permitirse mantener su vivienda caliente.

Eurostat mide el porcentaje de personas que no pueden mantener su hogar a una temperatura adecuada por motivos económicos. Era el 10,6 % de la población de la UE en 2023, el 9,2 % en 2024 y el 8,8 % en 2025.

La situación ha mejorado gradualmente desde la crisis energética de 2022. Pero ese 8,8 % significa que aproximadamente una de cada once personas en la UE seguía sin poder costearse una calefacción suficiente.

Para una persona mayor con una pensión modesta, una crisis energética tiene poco que ver con la visión de un gobierno o de una compañía gasista. El gas llega a casa y los radiadores funcionan, pero la última factura de calefacción resulta inasumible. No queda otra que bajar el termostato, cerrar las habitaciones poco utilizadas y pasar casi todo el día en la estancia más cálida.

El dinero ahorrado se destina a alimentos y medicamentos. Mientras tanto, la vivienda se enfría, se forma condensación en las paredes y aparecen humedad y moho. Para quien padece una enfermedad crónica, semejante ahorro puede tener consecuencias graves.

En las estadísticas oficiales, todo parece ir bien: no hay interrupciones del suministro ni averías, y el consumo disminuye. Pero esa reducción no tiene por qué ser fruto de una mayor eficiencia energética. A veces significa, sencillamente, que alguien ya no puede permitirse la temperatura a la que estaba acostumbrado en su propia casa.

Por qué una vivienda fría pone en riesgo la salud

La Organización Mundial de la Salud relaciona las bajas temperaturas interiores con la hipertensión, las enfermedades respiratorias y cardiovasculares y el deterioro de la salud mental. Sus recomendaciones establecen **18 °C** como temperatura mínima de referencia para la población general durante la estación fría, y advierten de que las personas

mayores, los niños pequeños y quienes padecen enfermedades crónicas pueden necesitar ambientes más cálidos.

El problema va más allá del frío. Las facturas energéticas elevadas obligan a muchas familias a recortar en alimentación, medicinas y otros productos básicos. Los hogares mal aislados son especialmente vulnerables: pagan más por calentar viviendas que pierden el calor con mayor rapidez.

Estas consecuencias son difíciles de medir. En la salud influyen la edad, las enfermedades previas, las infecciones estacionales y numerosos factores más. Por eso el coste social de una crisis energética no puede calcularse únicamente a partir de estadísticas de enfermedad o mortalidad. También hay que saber cuántas personas deben renunciar a una calefacción suficiente y recortar otros gastos esenciales.

En los despachos de los altos cargos, la crisis energética se mide en niveles de almacenamiento, cotizaciones del gas y miles de millones de euros en ayudas. Allí se decide sobre tarifas, subvenciones y recortes del consumo. En esos despachos habrá calefacción durante todo el invierno. La pregunta es cuánto frío pasarán en sus casas las personas a las que esas decisiones pretenden proteger.

Conclusión: dieciséis años después, la pregunta es otra

La frase de Putin en Berlín en 2010 parecía proponer una respuesta sencilla: al renunciar a una fuente de energía se corre el riesgo de quedarse sin otra alternativa. La realidad de 2026 es más compleja. Europa ha mantenido sus suministros, ha construido nuevos terminales, ha redirigido flujos energéticos y ha reducido el consumo. Ha disminuido su dependencia de antiguas rutas por gasoducto, pero ahora depende más del mercado mundial del GNL, de la logística marítima y de la capacidad de sus proveedores para reaccionar con rapidez ante los cambios de demanda.

La próxima crisis energética podría comenzar lejos de las fronteras europeas: con una ola de frío en Asia, una avería en un terminal exportador estadounidense o una interrupción del tráfico marítimo en Oriente Próximo. Una larga calma de viento en Europa agravaría la situación. Primero subirían los precios y se reduciría la producción de los sectores intensivos en energía. Después, los efectos llegarían a los bancos, los presupuestos públicos y los hogares.

Para proteger la calefacción doméstica puede reducirse el consumo industrial de gas. Pero cada metro cúbico ahorrado de ese modo tiene un precio: producción que no llega a realizarse, beneficios perdidos, fábricas cerradas e inversiones aplazadas. Cuanto más dure la crisis, más elevada será la factura.

La cuestión decisiva del invierno de 2026–2027 no es, por tanto, si Europa se quedará helada. Es cuántas perturbaciones puede soportar al mismo tiempo y qué precio económico y social tendrá que pagar para mantener el suministro.

Europa ha reducido su dependencia del gas ruso transportado por gasoducto, pero no ha dejado de depender de la energía procedente del exterior. Su capacidad de resistencia descansa ahora en el mercado mundial del GNL, la logística marítima y la habilidad de los gobiernos para gestionar las consecuencias de una crisis.

Para los ciudadanos europeos, el resultado de esta compleja ecuación se medirá con parámetros mucho más sencillos: la temperatura de sus casas y el importe de sus facturas de calefacción.

Autor: *Nikolái Tupikin, director ejecutivo de la organización autónoma sin ánimo de lucro «Caspian 2030», miembro de la Unión de Periodistas de la CEI y autor de más de cincuenta publicaciones científicas sobre física nuclear aplicada y electrónica de nanosegundos*

Enlace permanente: https://sng.fm/36110-eu-energy-26-27.html

Fuentes y lecturas complementarias

Esta sección reúne las fuentes utilizadas para preparar el análisis. No pretende ser una bibliografía exhaustiva ni un repertorio académico formal, sino una selección de materiales para quienes deseen comprobar las cifras o profundizar en determinados aspectos.

Epígrafe y contexto histórico

1. **RBC**, 26 de noviembre de 2010. «V. Putin propuso a los alemanes ir a Siberia a buscar leña» (título original ruso: «В. Путин предложил немцам съездить за дровами в Сибирь»). Confirma el lugar, la fecha y el contenido de la intervención de Berlín citada en el epígrafe. https://www.rbc.ru/economics/26/11/2010/5703e0c89a79473c0df176ae

2. **World Nuclear News**, 1 de diciembre de 2010. Putin suggests Germans replace nuclear with firewood. Crónica independiente en inglés de la declaración, en el contexto de la política energética alemana. https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Putin-suggests-Germans-replace-nuclear-with-firewod

Introducción y sección 1. Almacenamiento de gas, margen de seguridad y economía de la inyección

3. **Gas Infrastructure Europe (GIE)**: AGSI+ – Aggregated Gas Storage Inventory. Existencias diarias, niveles de llenado de depósitos subterráneos e indicadores por países de la UE. Base de las cifras del 21 de octubre de 2026: UE, aproximadamente 74,6 % y 845 TWh; Alemania, 61,1 %; Francia, cerca del 87 %; Italia, aproximadamente 90 %; Países Bajos, alrededor del 65 %. Para reproducir los datos debe seleccionarse el día gasista histórico

del 21 de octubre de 2026 y no los valores actuales. Las estadísticas operativas pueden revisarse. https://agsi.gie.eu/

4. **ENTSOG**, 8 de octubre de 2026. Comunicación oficial de la publicación del Winter Supply Outlook 2026/27 with Summer 2027 Overview. Evaluación de la resistencia de la infraestructura europea de gas. La cifra de 437 TWh corresponde a un escenario de invierno frío, disponibilidad limitada de GNL y suministros mínimos de gas ruso por tubería. Es la suma de la reducción necesaria de la demanda y de la demanda potencialmente no atendida, no una previsión de escasez inevitable. También pertenece a ese escenario el nivel de reservas cercano al 11 % al final del invierno. Punto de partida: llenado del 72 % el 1 de octubre de 2026. https://www.entsog.eu/media/38034
El informe íntegro de ENTSOG también está disponible aquí. Es el documento técnico, no solo la nota de prensa: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-10/SO0072-26_Winter%20Supply%20Outlook%202026-27.pdf.

5. **Gas Infrastructure Europe**, 9 de octubre de 2026. Europe enters winter with historically low storage levels, reinforcing the need for LNG imports and storage flexibility. Explicación de los escenarios de estrés de ENTSOG, con estimaciones de 237–437 TWh, reservas bajas al final del invierno, importancia del caudal diario de extracción y riesgos de las olas de frío tardías. https://www.gie.eu/press/europe-enters-winter-with-historically-low-storage-levels-reinforcing-the-need-for-lng-imports-and-storage-flexibility/

6. **Comisión Europea**. Gas storage – Gas storage rules 2025–2027. Objetivo de llenado del 90 %, periodo para alcanzarlo entre el 1 de octubre y el 1 de diciembre, y excepciones y mecanismos de flexibilidad aplicables. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/gas-storage_en

7. **Comisión Europea**, 8 de octubre de 2026. EU gas system prepared for the winter despite lower storage levels. Evaluación oficial de la resistencia del sistema gasista, del papel del GNL y de la reducción del margen de seguridad. https://energy.ec.europa.eu/news/eu-gas-system-prepared-winter-despite-lower-storage-levels-2026-10-08_en

8. **Ekspert**, 7 de octubre de 2026. Ekaterina Chaban, «El modelo europeo de abastecimiento de gas se ha desajustado» (título original ruso: «Схема обеспечения газом Европы дала сбой»), con declaraciones de Alexéi Belogóriev, director de investigación del Instituto de Energía y Finanzas. Explica el mecanismo económico: el diferencial de precios entre verano e invierno ya no garantiza la rentabilidad de inyectar y almacenar gas. https://expert.ru/ru/tek/skhema-obespecheniya-gazom-evropy-dala-sboy

Sección 2. Alemania: gas, precios e industria

9. **Bundesnetzagentur**: Aktuelle Lage Gasversorgung. Evaluación semanal del abastecimiento alemán. En el informe del 13 al 19 de octubre de 2026: aproximadamente 17,4 TWh de importaciones por gasoducto, 1,6 TWh a través de terminales alemanes de

GNL y utilización media de estos del 37,2 %; incluye la evaluación de riesgos de suministro. La página se actualiza regularmente, por lo que los datos deben comprobarse en el informe de aquella semana y no en la versión actual. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html

10. **Bundesnetzagentur**: Current status of gas supply / Gas storage levels. Explicaciones sobre las reservas alemanas y los objetivos de llenado para el 1 de febrero (habitualmente el 30 %, con requisitos diferentes para ciertas instalaciones). https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/SecurityOfSupply/GasSupply/start.html

11. **Investing.com**, 20 de octubre de 2026 (datos de ICE). European natural gas prices top €90 per MWh for first time since 2022. Informa de que el futuro TTF del mes más próximo superó los 90 euros/MWh durante la sesión; no implica necesariamente que cerrara por encima de ese nivel. https://www.investing.com/news/commodities-news/european-natural-gas-prices-top-90-per-mwh-for-first-time-since-2022-93CH-4959837

12. **Yara International**, 22 de octubre de 2026. Yara reports solid 3Q amid market volatility. EBITDA ajustado del tercer trimestre de 2026 de 675 millones de dólares frente a 804 millones un año antes. La comunicación describe el impacto del gas caro y los ajustes de producción en Europa. https://www.yara.com/corporate-releases/yara-reports-solid-3q-amid-market-volatility/

13. **Yara International**: resultados del tercer trimestre de 2026. Página con el informe trimestral completo y la presentación, incluidos indicadores operativos regionales. https://www.yara.com/investor-relations/latest-quarterly-report/

Sección 3. La energía nuclear francesa

14. **Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)**: Country Nuclear Power Profiles: France. 57 reactores operativos, alrededor de 63 GW de potencia y una cuota nuclear próxima al 68 % de la generación eléctrica en 2025. https://cnpp.iaea.org/public/countries/FR/profile/highlights

15. **EDF**, 18 de diciembre de 2025. Estimated nuclear generation in France. Previsión de producción nuclear francesa de 350–370 TWh anuales en 2026 y 2027 y efecto del programa de mantenimiento. https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/estimated-nuclear-generation-in-france

16. **World Nuclear Association**, actualizado el 16 de octubre de 2026. France – World Nuclear Outlook Report. Información complementaria sobre el parque nuclear francés, su fiabilidad y las restricciones de generación por bajos caudales fluviales y altas temperaturas del agua durante 2026. https://world-nuclear.org/our-association/publications/world-nuclear-outlook-report/france---world-nuclear-outlook-report

17. **Corporación Estatal Rosatom**, información pública de su división eléctrica correspondiente a 2025. Las centrales nucleares rusas generaron 218.349 millones de kWh (aproximadamente 218,3 TWh), cifra comparada en la sección 3 con la previsión de EDF para Francia. Corresponde a Rosenergoatom y no incluye la producción de todas las centrales extranjeras en las que Rosatom tiene intereses. https://www.report.rosatom.ru/rea

Secciones 4–5. Mercados nacionales, transporte de gas y Gazprom

18. **ENTSOG** – panel European Gas Flow. Flujos transfronterizos, corredores de transporte e infraestructura gasista europea; permite diferenciar entre tener gas disponible en conjunto y poder transportarlo por una ruta concreta. https://gasdashboard.entsog.eu/

19. **Parlamento del Reino Unido** / Departamento de Seguridad Energética y Cero Neto, respuesta del 14 de julio de 2026. Pregunta escrita 16797. Capacidad de almacenamiento británica de 1.700 millones de metros cúbicos, equivalentes a unos siete días de demanda media invernal. https://questions-statements.parliament.uk/written-questions/detail/2026-07-07/16797

20. **Gas Infrastructure Europe** – Storage Database (edición de 2026). Características técnicas de los depósitos subterráneos: volumen útil, capacidad de inyección y caudal nominal de extracción. https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database/

21. **Reuters**, 30 de diciembre de 2025. Russia's pipeline gas exports to Europe fall by 44% to the lowest in decades. Cálculos a partir de datos de transporte europeos: Gazprom suministró 148.400 millones de metros cúbicos a Europa, excluida Turquía, en 2021 y unos 18.000 millones en 2025; TurkStream seguía siendo la única ruta de suministro a Europa. https://www.reuters.com/business/energy/russias-pipeline-gas-exports-europe-fall-by-44-lowest-decades-2025-12-30/

Secciones 6–8. Estados Unidos, GNL ruso, Asia, Ormuz y mercado mundial del gas

22. **Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA)**, 1 de septiembre de 2026. U.S. LNG exports rose 23% in the first half of 2026 because of higher capacity. Las exportaciones de GNL promediaron 17.400 millones de pies cúbicos diarios en el primer semestre de 2026; la previsión era de 17.300 millones para el segundo semestre y de 18.700 millones en el primero de 2027. En el artículo, estas cifras se expresan en millones de metros cúbicos al día. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=68064

23. **Departamento de Energía de Estados Unidos**, 20 de enero de 2025. U.S. Department of Energy Reverses Biden LNG Pause. Documenta el fin de la suspensión administrativa introducida en 2024 para examinar solicitudes de nuevas autorizaciones de exportación. https://www.energy.gov/articles/us-department-energy-reverses-biden-lng-pause-restores-trump-energy-dominance-agenda

24. **Reuters**, 22 de octubre de 2026. Asia buys more LNG despite surging prices, El Niño clouds outlook. Estimaciones de Kpler: las importaciones asiáticas podrían alcanzar 23,31 millones de toneladas en octubre de 2026, de ellas 5,47 millones de China y 4,47 de Japón. Trata también de los precios asiáticos y la competencia por cargamentos. https://www.reuters.com/commentary/reuters-open-interest/asia-buys-more-lng-despite-surging-prices-el-nino-clouds-outlook-2026-10-22/

25. **ACER**, 2026. Analysis of the European LNG market developments. En un escenario de interrupción total del tránsito de GNL por Ormuz durante todo 2026, la agencia calcula que la oferta mundial quedaría 27.000 millones de metros cúbicos por debajo del nivel de 2025. No significa 27.000 millones menos respecto de otro escenario con el estrecho abierto, ni una pérdida directa de esa cantidad exclusivamente para Europa. https://acer.europa.eu/monitoring/MMR/LNG_market_developments_2026

26. **Reglamento (UE) 2026/261**, de 26 de enero de 2026 (Diario Oficial de la UE, 2 de febrero de 2026). Sobre la eliminación gradual de las importaciones de gas natural ruso. El 1 de enero de 2027 termina el periodo transitorio para el GNL ruso importado con contratos a largo plazo anteriores a la fecha límite prevista. Otros contratos tienen plazos distintos. El reglamento permite suspender temporalmente la prohibición en emergencias limitadas que amenacen la seguridad del suministro. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/LSU/?uri=CELEX:32026R0261 Texto íntegro: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32026R0261

27. **Consejo de la Unión Europea**, 26 de enero de 2026. Russian gas imports: Council gives final green light to a stepwise ban. Resumen oficial del calendario: el GNL ruso se elimina gradualmente desde comienzos de 2027 y el gas por gasoducto, más adelante. https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2026/01/26/russian-gas-imports-council-gives-final-greenlight-to-a-stepwise-ban/

28. **Instituto de Energía y Finanzas (IEF)**, 21 de octubre de 2026. «Gas restringido: ¿adónde irá el GNL ruso tras la prohibición de suministrarlo a Europa?» (título original: «Скованный газ: куда пойдёт российский СПГ после запрета на поставки в Европу»), comentario de Alexéi Belogóriev para Forbes reproducido en la web del IEF. Estimación: Rusia aportó el 10,4 % de las importaciones de GNL de la UE en el tercer trimestre de 2026, frente al 10,0 % del mismo periodo del año anterior. Es una estimación de experto, no una estadística de Eurostat. https://fief.ru/media/news/skovannyy-gaz-kuda-poydet-rossiyskiy-spg-posle-zapreta-na-postavki-v-evropu/

29. **Reuters**, 13 de julio de 2026. EU imports record LNG volumes from Russia's biggest plant. Durante el primer semestre de 2026, la UE recibió del proyecto Yamal LNG 9,97 millones de toneladas de GNL en 136 cargamentos. Refuerza la importancia del proyecto en el abastecimiento europeo; esa cifra no se utiliza en el cuerpo principal del artículo. https://www.reuters.com/business/energy/eu-imports-record-lng-volumes-russias-biggest-plant-2026-07-13/

30. **Reuters**, 25 de diciembre de 2025. Russia's Gazprom supplied 38 bcm of gas to China via Power of Siberia pipeline in 2025. Las exportaciones efectivas comunicadas por Gazprom a China a través de Fuerza de Siberia alcanzaron los 38.800 millones de metros cúbicos en 2025; posteriormente se publicó una cifra más precisa de 38.840 millones. https://www.reuters.com/business/energy/russias-gazprom-supplied-38-bcm-gas-china-via-power-siberia-pipeline-2025-2025-12-25/

31. **Reuters**, 21 de abril de 2026, a partir del informe anual de Sakhalin Energy. En 2025, los compradores japoneses recibieron el 58 % de los envíos de GNL de Sajalín-2 y los chinos, el 23,9 %. Las exportaciones totales rondaron los 10,3 millones de toneladas. Reproducción en ruso: https://lenta.profinansy.ru/news/9253341

32. **Universidad HSE**, Facultad de Economía Mundial y Asuntos Internacionales. Global Business Monitor: Sectoral and Regional Trends. 2025 Annual Edition, apartado «Oil and Gas», p. 2. Los autores esperaban la entrada de importantes capacidades de GNL en Norteamérica y, hacia finales de 2026, Oriente Próximo, capaces de suavizar los picos de demanda europea. Era una previsión elaborada antes de la crisis de Oriente Próximo. https://www.hse.ru/mirror/pubs/share/1134660873.pdf Página de la edición: https://wec.hse.ru/gbm/2025annual/

Sección 9. El Niño, vórtice polar y problemas meteorológicos para la logística

33. **NOAA Climate Prediction Center**, 8 de octubre de 2026. ENSO Diagnostic Discussion. Evaluación oficial de un El Niño fuerte o muy fuerte, con probabilidad superior al 83 % entre enero y marzo de 2027; describe el estado observado de ENOS. Es una previsión estacional probabilística, no una predicción de una ola de frío concreta ni de un episodio de Dunkelflaute. https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_advisory/ensodisc.shtml

34. **NOAA**, 15 de octubre de 2026. El Niño looms large over U.S. Winter Outlook. Pronóstico invernal oficial de Estados Unidos: mayor probabilidad de tiempo cálido en el norte y húmedo en el sur. Resulta pertinente para los riesgos de tormentas, pero no demuestra que los terminales exportadores vayan a detenerse. https://www.noaa.gov/news-release/el-nino-looms-large-over-us-winter-outlook

35. **Ke Ma, Quanliang Chen, Xin Zhou y Yingying Zhong**, 4 de septiembre de 2026. The influence of stratospheric polar vortex shifts on winter temperatures in China: Role of the North Atlantic Oscillation. Atmospheric Research, artículo 109313; DOI: 10.1016/j.atmosres.2026.109313. Estudio de la relación estadística entre el desplazamiento del vórtice polar estratosférico hacia Asia, las anomalías de temperatura invernales en China y el papel de las ondas atmosféricas. No pronostica que esa configuración vaya a producirse necesariamente en el invierno de 2026–2027. https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2026.109313

36. **Autoridad del Canal de Panamá**, agosto de 2026. Panama Canal Adopts Additional Measures to Address Reduced Precipitation in the Canal Watershed. Anuncio de restricciones de los cupos diarios de tránsito por falta de precipitaciones. https://pancanal.com/en/panama-canal-adopts-additional-measures-to-address-reduced-precipitation-in-the-canal-watershed/

37. **ICIS**, 21 de agosto de 2026. Panama Canal cutting daily transit slots in September amid strengthening El Niño. Cifras citadas en la sección 9: reducción de los tránsitos autorizados de 38 a 34 y después a 32 diarios. https://www.icis.com/explore/resources/news/2026/08/21/11230088/panama-canal-cutting-daily-transit-slots-in-september-amid-strengthening-el-nino/

38. **Ma Y. y colaboradores**, 22 de noviembre de 2025. Severe 2023/2024 Winter Subseasonal Weather Extremes Over Eastern China: Two Pathways of ENSO Impacts. Geophysical Research Letters, DOI 10.1029/2025GL119268. Base científica del ejemplo sobre ondas de Rossby procedentes del Atlántico Norte, fortalecimiento del anticiclón siberiano, frío y lluvia engelante en el este de China. Describe el invierno de 2023–2024, no pronostica el de 2026–2027. https://doi.org/10.1029/2025GL119268

39. **NOAA Climate Prediction Center**, 15 de octubre de 2026. Prognostic Discussion for Long-Lead Seasonal Outlooks. Evaluación oficial de las anomalías previstas de temperatura y precipitaciones para el invierno de 2026–2027; complementa el pronóstico general de la NOAA. https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/predictions/90day/fxus05.html

Sección 11. Presupuestos públicos de Alemania y Francia

40. **Eurostat**, 21 de octubre de 2026. Government debt at 88.8% of GDP in euro area – second quarter of 2026. La deuda pública francesa era del 119,1 % del PIB y la alemana, del 63,4 % al cierre del segundo trimestre de 2026. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-euro-indicators/w/2-21102026-bp

41. **Deutscher Bundestag**, 18 de marzo de 2025. Mehrheit für Reform der Schuldenbremse. Reforma de las reglas constitucionales de endeudamiento alemán, excepción para parte del gasto en defensa y fondo especial de infraestructuras de hasta 500.000 millones de euros. https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2025/kw12-de-sondersitzung-1056916

42. **Deutscher Bundestag**, 21 de octubre de 2022. 200 Milliarden Euro Abwehrschirm gegen gestiegene Gas- und Strompreise beschlossen [Aprobado un escudo de 200.000 millones de euros frente al encarecimiento del gas y la electricidad]. Contexto histórico de un mecanismo de estabilización cuyo límite era de hasta 200.000 millones; el techo autorizado no equivale a lo efectivamente desembolsado. https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw42-de-stabilisierungsfond-915612

43. **Ministerio Federal de Finanzas de Alemania**, 22 de diciembre de 2022. Einstieg des Bundes bei Energieversorger Uniper SE vollzogen [Completada la entrada del Estado federal en la energética Uniper SE]. Confirma la estabilización financiera de Uniper y la función del fondo público WSF. https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2022/12/2022-12-22-einstieg-bund-bei-uniper-vollzogen.html

44. **INSEE**, 27 de marzo de 2026. In 2025, the public deficit stands at 5.1% of GDP. El déficit del conjunto de las administraciones públicas francesas en 2025 fue del 5,1 % del PIB. https://www.insee.fr/en/statistiques/8961174

45. **Reuters**, 21 de octubre de 2026. French 10-year bond yields hit 5%, highest since 2002. La rentabilidad de los bonos franceses a diez años alcanzó el 5 % durante la negociación. https://www.reuters.com/world/europe/french-10-year-bond-yields-hit-5-highest-since-2002-2026-10-21/ Reproducción disponible de Reuters: https://ca.investing.com/news/economy-news/french-10year-bond-yields-hit-5-highest-since-2002-4892758

Sección 12. Crisis financiera sin escasez física

46. **Reuters / Euronews**, 6 de septiembre de 2022. Europe power firms need 1.5 trillion euros in margin calls, Equinor says. Estimación pública de Equinor de unas necesidades potenciales de garantías por 1,5 billones de euros en posiciones de negociación; no es una estimación de pérdidas reales de las compañías. https://www.euronews.com/2022/09/06/ukraine-crisis-gas-equinor

47. **Banco de Pagos Internacionales (BPI)**, 13 de septiembre de 2023. Margins and liquidity in European energy markets in 2022, BIS Bulletin n.º 77. Explica los cambios en los márgenes de garantía y la presión sobre la liquidez de las compañías energéticas. https://www.bis.org/publications/bulletin-77-margins-and-liquidity-european-energy-markets-2022

48. **Allianz Trade / Atradius / Coface**. Sitios corporativos utilizados como fuentes generales sobre el seguro de crédito comercial y el riesgo de impago. https://www.allianz-trade.com/ https://group.atradius.com/https://www.coface.com/

Sección 13. Pobreza energética y salud

49. **Comisión Europea / Eurostat**. Energy poverty. Proporción de residentes de la UE que no podían mantener su vivienda suficientemente caliente: 10,6 % en 2023, 9,2 % en 2024 y 8,8 % en 2025. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-poverty_en

50. **Eurostat** – tabla ilc_mdes01. Inability to keep home adequately warm. Serie estadística primaria de este indicador. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ilc_mdes01/default/table

51. **Organización Mundial de la Salud (OMS)**, 2018. WHO Housing and health guidelines. Recomendaciones sobre temperaturas adecuadas en el hogar, riesgos del frío para la salud y especial vulnerabilidad de mayores, niños y personas con enfermedades crónicas. https://www.who.int/publications/i/item/9789241550376

52. **WHO Housing and Health Guidelines**, capítulo 4, Low indoor temperatures and insulation. Formulación exacta del umbral de referencia de 18 °C para la población general durante la estación fría y precisión de que los grupos vulnerables pueden necesitar temperaturas superiores. https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK535294/