



Luiz Felix, PhD

Global Head of Asset Allocation en Santander Asset Management

Conflicto en Oriente Medio: Petróleo y gas bajo presión

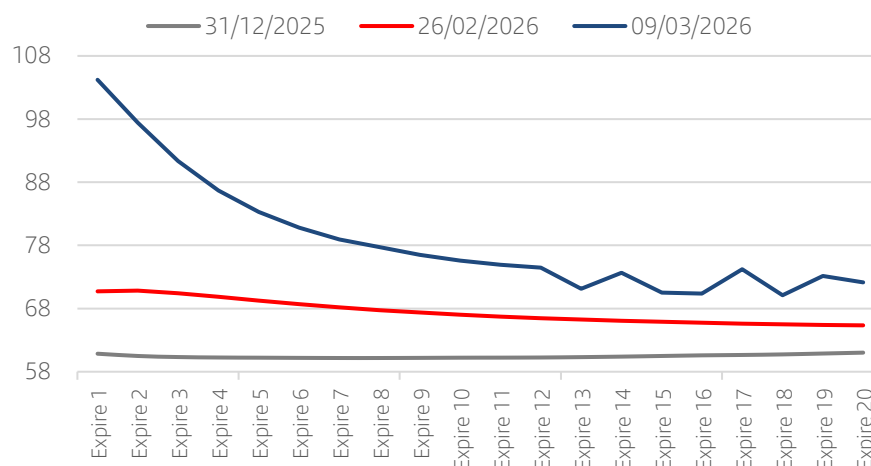
El repunte de las tensiones a comienzos de marzo de 2026 ha restringido de forma significativa los flujos energéticos en el Estrecho de Ormuz, impulsando el Brent por encima de 100 dólares por barril y reactivando las conversaciones sobre una posible liberación coordinada de reservas estratégicas por parte del G7 y la AIE. A diferencia de 2022, los inventarios comerciales de crudo son actualmente más holgados, lo que proporciona colchón al mercado. El mercado de GNL presenta una estructura más ajustada que el de petróleo, que cuenta con niveles de inventario más elevados y alternativas logísticas. En este contexto, el gas se configura como el riesgo más inmediato en Asia y Europa.

Introducción: Conflicto, dinámicas de precios y respuesta de las autoridades

Desde inicios de marzo de 2026, una rápida escalada en Oriente Medio provocó interrupciones efectivas del tráfico comercial a través del Estrecho de Ormuz. Los mercados reaccionaron con fuerza: el Brent superó los 100 dólares por barril y alcanzó máximos intradía en el entorno de 118–119 dólares el 9 de marzo (véase curva de futuros), antes de corregir tras conocerse una posible liberación de reservas coordinada por el G7 y la AIE. El episodio combinó restricciones físicas reales —petroleros sin posibilidad de tránsito y alteraciones portuarias— con un fuerte repunte de la prima de riesgo y retirada de las coberturas aseguradoras marítimas, lo que acentuó el *backwardation* en el corto plazo.

En el frente de política energética, la AIE y el G7 activaron una respuesta de emergencia y evaluaron, aunque finalmente pospusieron de momento, una liberación coordinada en el rango de 300–400 millones de barriles para restablecer la liquidez del mercado. El secretario de Energía de EE. UU., Chris Wright, señaló públicamente que el tránsito por Ormuz podría reanudarse en un plazo relativamente breve, reflejando la combinación de instrumentos operativos y diplomáticos en juego. Asimismo, EE. UU. concedió una exención temporal de 30 días para que India pudiera seguir importando crudo ruso, pese al régimen de sanciones, con el fin de aliviar parte de la presión regional.

Curva de futuros del petróleo (Brent, USD)



Fuente: Bloomberg y cálculos SAM.

Escenarios y trayectorias del precio del petróleo

Enmarcamos el entorno actual en torno a tres escenarios, cuyas probabilidades han variado de forma significativa desde el fin de semana. La probabilidad del Escenario 2 (volatilidad persistente) ha aumentado de manera sustancial y pasa a constituir nuestro escenario central, mientras que el escenario de estrés gana peso y tiene ahora posibilidades similares al de normalización gradual.

Escenario 2: “Volatilidad más persistente”

Este escenario se materializaría si las tensiones se prolongaran durante varias semanas, manteniendo la presión sobre los precios de la energía y generando un entorno de mercado sensible.

En este contexto:

- El crecimiento podría moderarse ligeramente, aunque seguiría siendo claramente positivo.
- Los mercados registrarían una volatilidad más acusada.
- Los bancos centrales podrían adoptar un enfoque más prudente en sus decisiones de política monetaria.

Conclusión: no implicaría un cambio de régimen económico, pero sí una fase de mayor incertidumbre y ajustes temporales.

Escenario 1: “Normalización gradual”

Tras el repunte inicial de las tensiones y la interrupción temporal del tránsito marítimo en la región, las condiciones tenderían a estabilizarse en las semanas siguientes.

Conclusión: no habría un cambio estructural en el ciclo económico.

Escenario 3: “Escalada significativa”

Las tensiones se intensificarían y prolongarían más allá de varias semanas, con daños físicos confirmados en infraestructuras y interrupciones sostenidas de los flujos, lo que endurecería las condiciones financieras.

Conclusión: el crecimiento global podría verse afectado de forma significativa, justificando un posicionamiento más defensivo.

Escenario 1 – Normalización gradual (Brent 70–90 USD): En este escenario, las tensiones se mantienen elevadas, pero no se materializan en una interrupción física prolongada. Los flujos marítimos pueden enfrentar fricciones, mayores costes de aseguramiento y desvíos temporales, aunque se evita una alteración sistémica del tránsito. El Brent oscilaría en un rango de 70–90 USD, con volatilidad todavía alta y el tramo corto de la curva tensionado. A medida que la percepción de riesgo se estabiliza y los flujos se normalizan gradualmente, los precios tenderían a converger hacia niveles más coherentes con los fundamentales, incorporando una prima geopolítica más reducida. No implicaría un cambio de régimen, sino la superposición temporal de una prima de riesgo sobre una economía global que continúa expandiéndose.

Escenario 2 – Volatilidad más persistente (Brent 90–120 USD durante varias semanas): Aquí, las tensiones marítimas, las interrupciones intermitentes de exportaciones y las interrupciones operativas se prolongan más allá de un episodio puntual. La capacidad de transporte permanece limitada, las coberturas aseguradoras siguen restringidas y la disponibilidad efectiva de oferta se estrecha. El Brent se mantendría en el rango de 90–120 USD durante varias semanas. Las condiciones financieras se endurecerían moderadamente vía transmisión de precios energéticos, el crecimiento perdería impulso y las asimetrías inflacionarias se ampliarían, aunque sin provocar automáticamente una ruptura de la expansión global. Si posteriormente se produjera una desescalada y se normalizaran los flujos, los precios deberían converger gradualmente hacia niveles consistentes con los fundamentales, absorbiendo de forma progresiva la prima geopolítica. Una persistencia mayor elevaría la probabilidad de una fase cíclica más débil dentro de nuestro marco macro, aunque sin señalar aún un cambio estructural de régimen.

Escenario 3 – Escalada significativa / shock energético estructural (Brent sostenido por encima de 120 USD): Una alteración prolongada de rutas clave de tránsito o daños relevantes en infraestructuras implicarían probablemente unos precios del Brent por encima de 120 USD. Las restricciones de oferta pasarían de ser percibidas a materializarse efectivamente, las primas de riesgo se ampliarían de forma notable en distintas clases de activos y las condiciones financieras se endurecerían con mayor intensidad. El entorno macro enfrentaría un riesgo elevado de estanflación y sería necesario revisar las probabilidades de continuidad del ciclo expansivo. Aunque no es nuestro escenario central, constituye el umbral clave para reconsiderar cambios en nuestro escenario macro.

Inventarios, cuellos de botella y vulnerabilidades por país (petróleo y GNL)

Más allá de estos escenarios, es importante subrayar que la situación de inventarios difiere significativamente respecto al inicio del conflicto Rusia–Ucrania en 2022. Entonces, los inventarios comerciales y de la OCDE ya estaban descendiendo a medida que la demanda post-pandemia se recuperaba, y el shock acentuó esta tendencia. La Reserva Estratégica de Petróleo de EE. UU. (SPR) se utilizó de manera intensiva, con una liberación histórica de 180 millones de barriles que llevó los inventarios a mínimos de varias décadas a finales de 2022. En contraste, a comienzos de 2026, los inventarios comerciales se habían reconstruido en varias regiones. La AIE reportó aumentos significativos de existencias y algunos hubs estaban en máximos plurianuales. La SPR estadounidense se sitúa en torno a 415 millones de barriles (aproximadamente el 58% de su capacidad autorizada), tras una reposición parcial desde el mínimo cercano a 347 millones. Si bien este nivel ofrece una cobertura de emergencia —estimada en torno a 125 días de importaciones según determinadas métricas— una liberación coordinada de gran magnitud (por ejemplo, 300–400 millones de barriles a nivel global) reduciría de forma significativa el colchón disponible ante una crisis prolongada.

Los cuellos de botella físicos son un elemento clave de riesgo. Por el Estrecho de Ormuz se trasladan unos 15–20 millones de barriles diarios de crudo. Un cierre o una alteración severa implicaría retirar ese volumen del mercado global, con independencia de que el almacenamiento en los países del Golfo permanezca lleno. Las infraestructuras alternativas solo ofrecen mitigación parcial. El oleoducto Este-Oeste de Arabia Saudí y las rutas alternativas de EAU pueden transportar conjuntamente 3-5 millones de barriles diarios, insuficientes para sustituir Ormuz. Además, la capacidad exportadora en terminales como Yanbu (en el mar Rojo) y otras limitaciones portuarias restringen los volúmenes redirigidos.

Persisten también vulnerabilidades en el corredor del mar Rojo y Bab el-Mandeb, donde los riesgos de seguridad han aumentado. El Canal de Suez y el oleoducto SUMED (Egipto) pueden facilitar los flujos hacia Europa, pero no sustituyen plenamente las exportaciones hacia Asia. En el equilibrio global, los volúmenes marítimos rusos —incluida la denominada “flota en la sombra”— podrían ganar protagonismo. Se estima que más de 100 millones de barriles de crudo ruso se almacenan actualmente en barcos, y algunas regiones han incrementado adquisiciones mediante exenciones temporales (como la concedida por EE. UU. a India) o canales secundarios. Si bien esto puede aliviar tensiones inmediatas en el mercado *spot*, introduce riesgos políticos y logísticos a medio plazo y solo reduce parcialmente la vulnerabilidad del sistema.

El mercado de gas presenta una vulnerabilidad, en muchos casos, más acusada. El GNL es considerablemente menos sustituible que el crudo: los cargamentos están regionalmente segmentados, el almacenamiento es limitado y la capacidad de regasificación es clave en situaciones de estrés. No existe un mecanismo global de reservas equiparable al marco de la AIE para el crudo. Por tanto, los ajustes de precios reflejan con mayor rapidez las tensiones físicas. En numerosos países asiáticos, los inventarios de GNL se miden en días o semanas, no en meses, lo que incrementa la exposición a disrupciones de corto plazo o a episodios de pujas agresivas en el mercado *spot*. Corea del Sur, Japón (especialmente respecto a GNL), India, Taiwán y partes de Europa mantienen fragilidad frente a repuntes de precios o interrupciones logísticas.

Con todo, el punto de partida de Europa en 2026 es más equilibrado que el de 2022, aunque no exento de riesgo. La diferencia clave es tanto estacional como estructural. La primavera favorece una mayor generación renovable —especialmente en España— y el parque nuclear francés opera con una generación significativamente superior a la observada durante 2022. Lo anterior reduce la demanda marginal de gas y diésel para generación eléctrica, aportando un colchón parcial. En 2022 las restricciones nucleares amplificaron la dependencia europea del gas importado. No obstante, Europa sigue expuesta a un escenario de precios elevados durante un periodo prolongado y a posibles interrupciones logísticas, especialmente si los flujos procedentes de Oriente Medio se vieran afectados de forma sustancial. En conjunto, el sistema combina actualmente mayores inventarios comerciales de crudo y mejor diversificación por proveedores, frente a la menor flexibilidad estructural del mercado de GNL y un margen reducido de reservas en 2022.

Es importante subrayar que incluso las economías con elevada capacidad de producción doméstica no están aisladas de la dinámica global de precios. Aunque Estados Unidos es prácticamente autosuficiente en términos energéticos y un exportador neto relevante de GNL, los precios internos de los combustibles —en particular la gasolina— siguen estrechamente vinculados a los *benchmarks* internacionales del crudo. En consecuencia, los consumidores estadounidenses y las condiciones financieras del país continúan expuestos a un escenario de precios energéticos elevados y persistentes.

Países más vulnerables a shocks en Petróleo/GNL

País / Región	Exposición al petróleo (notas)	Exposición al GNL (notas)	Colchón de inventarios (Petróleo/GNL)	Nivel de riesgo
Corea del Sur	Importaciones significativas de crudo vía Ormuz; sensible a refino.	Colchón de GNL limitado (semanas); riesgo de cortes.	Petróleo: ~200 días (teórico); GNL: ~2–3 semanas	Alto
India	Gran importador de crudo; exención temporal de EE. UU. (30 días) para comprar crudo ruso marítimo	Demanda creciente de GNL; almacenamiento limitado a corto plazo	Petróleo: 50+ días (70+ según autoridades locales); GNL: semanas	Alto
Europa	Dependencia relativamente baja de Ormuz; riesgo en diésel/jet fuel (~40% con origen en Oriente Medio)	Situación mixta: algunos países expuestos, pero en mejor posición que en 2022 (apoyo nuclear y estacionalidad). Precio del GNL en €60 vs €100+ en 2022	Petróleo: ~90 días (regla AIE), menor para diésel/jet; GNL: variable según país	Medio (principalmente diésel/jet y GNL)
Japón	Elevadas reservas de crudo (250+ días); bajo riesgo en petróleo	Alta dependencia de GNL; almacenamiento limitado a semanas	Petróleo: ~254 días (máximo histórico); GNL: 4,5 Mt (~3 semanas)	Medio (riesgo en GNL)
China	Mayor colchón global (~1 año); amplias reservas comerciales y almacenamiento flotante; ~25% producción local	Elevadas importaciones de GNL, pero con mayor diversificación; ~60% abastecimiento doméstico	Petróleo: amplias reservas comerciales y estratégicas; GNL: moderado	Medio (principalmente GNL)

Fuente: Bloomberg y estimaciones SAM.

Qué estamos siguiendo

La escalada debe evaluarse no por los titulares, sino por su persistencia y por la evidencia de disrupciones observables. Para ello, estructuramos el seguimiento en cuatro pilares: Mercados energéticos: niveles del Brent y tiempo de permanencia por encima del rango 90–120 USD, persistencia de *backwardation* y si los movimientos de precios responden a pérdidas reales de oferta o a una mera revalorización del riesgo; Transporte y logística: evolución de los flujos a través de Ormuz, desvíos o inmovilización de petroleros y cambios en los costes de aseguramiento marítimo; Infraestructura: daños verificados en instalaciones de exportación, interrupciones sostenidas de envíos y restricciones de almacenamiento que obliguen a recortes de producción; Entorno macro y condiciones financieras: endurecimiento de las condiciones financieras, ampliación de diferenciales de crédito, aumento de la volatilidad inter-mercados y revisiones a la baja de beneficios o crecimiento.

La variable decisiva no es la existencia de tensión geopolítica en sí misma, sino si la disrupción energética alcanza una persistencia suficiente como para endurecer de forma material las condiciones financieras.

Conclusión

Los acontecimientos recientes han reactivado el riesgo en el mercado de energía, pero mantenemos un enfoque disciplinado y basado en escenarios. Los precios actuales del crudo reflejan principalmente una mayor prima de riesgo, más que una disrupción estructural de la oferta. Seguimos señales objetivas en flujos energéticos, infraestructuras y condiciones financieras para diferenciar volatilidad de un posible cambio de régimen.

Nuestro escenario central de inversión continúa apoyándose en una expansión global resiliente. Asignamos una probabilidad del 70% a la continuidad del ciclo, con inflación en gradual normalización, un entorno de política económica en términos generales favorable y una mejora progresiva en la amplitud de beneficios. Estimamos un 15% de probabilidad para un escenario de crecimiento estadounidense más sólido de lo previsto, en el que una mayor tolerancia de política permitiría prolongar el dinamismo por encima de tendencia y extender las dinámicas de reflación. Un bache cíclico transitorio tiene una probabilidad del 10%, lo que implicaría cierta moderación, pero no recesión, mientras que una recesión inducida por factores geopolíticos se mantiene como un riesgo de cola reducido, en torno al 5%.

En este contexto, y pese al desplazamiento de nuestro escenario del mercado de energía hacia una volatilidad más persistente, no consideramos necesario modificar por ahora nuestro escenario central de inversión. Hemos definido umbrales claros de revisión en caso de que las disrupciones se intensifiquen de forma significativa. La asignación continúa alineada con un entorno de expansión, apoyada en diversificación y gestión activa del riesgo, con decisiones ancladas en los datos y en la evolución de la política económica.

Información Legal Importante

Este informe ha sido elaborado por Santander Asset Management (en adelante, "SAM"). SAM es el nombre funcional del negocio de gestión de activos realizado por la entidad jurídica SAM Investment Holdings S.L. y sus sucursales, filiales y oficinas de representación.

El presente documento contiene previsiones económicas e información obtenida de varias fuentes. La información contenida en el presente documento puede haber sido recogida también de terceros. Se considera que todas estas fuentes son fiables, aunque la exactitud, integridad o actualización de esta información no está garantizada, ni implícita ni explícitamente, y está sujeta a cambios sin previo aviso. Las opiniones incluidas en este documento no pueden considerarse irrefutables y pueden diferir o ser, de cualquier manera, incoherentes o contrarias a las opiniones expresadas, ya sea verbalmente o por escrito, consejos o decisiones de inversión adoptadas por otras áreas de SAM.

El presente informe no ha sido preparado y no debe ser considerado en función de ningún objetivo de inversión. Este documento ha sido realizado con fines exclusivamente informativos, por lo que no constituye una recomendación, asesoramiento personalizado de inversiones, oferta o requerimiento de suscripción o venta de participaciones de cualquier activo o producto de inversión (en adelante "Activos Financieros"), y no debe ser considerado como base única para evaluar o valorar los Activos Financieros. Asimismo, la distribución de este documento a un tercero no constituye una oferta o asesoramiento de inversiones.

SAM no garantiza los pronósticos u opiniones expresados en este informe sobre los mercados o los Activos Financieros, incluyendo en relación con su rendimiento actual y futuro. Cualquier referencia a rentabilidades pasadas o presentes no deberá interpretarse como una indicación de los resultados futuros de los mencionados mercados o Activos Financieros. Los Activos Financieros descritos en este informe pueden no ser aptos para su distribución o venta en determinadas jurisdicciones o para ciertas categorías o tipos de inversores.

Salvo en los casos en los que así se indique de forma expresa en los documentos legales de un determinado Activos Financieros, éstos no son, y no serán, asegurados ni garantizados por ninguna entidad gubernamental, incluyendo el Federal Deposit Insurance Corporation. No representan una obligación de SAM ni están garantizados por dicha entidad y pueden estar sujetos a riesgos de inversión. Entre los riesgos cabe mencionar, a título enunciativo y no limitativo, riesgos de mercado y de tipos de cambio, de crédito, de emisor y contrapartida, de liquidez y de posibles pérdidas en la inversión principal. Se recomienda a los inversores consultar con sus asesores financieros, legales y fiscales, así como con cualquier otro asesor que consideren necesario a efectos de determinar si los Activos Financieros son apropiados en base a sus circunstancias personales y situación financiera. Santander y sus respectivos consejeros, representantes, abogados, empleados o agentes no asumen ningún tipo de responsabilidad por cualquier pérdida o daño relacionado o que pueda surgir del uso de todo o de parte de este informe.

Rentabilidades pasadas no son indicadores de rentabilidades futuras. La rentabilidad puede variar debido a fluctuaciones del tipo de cambio. Cualquier referencia a aspectos fiscales debe ser entendido bajo las circunstancias personales del inversor y está sujeta a variaciones. Los costes derivados de la compra, tenencia o venta de los Activos Financieros pueden reducir su rentabilidad y no se reflejan en este informe.

Este informe no puede ser reproducido entera o parcialmente, distribuido, publicado o entregado, bajo ninguna circunstancia, a ninguna persona, ni se debe emitir información u opiniones sobre este informe sin que sea previamente autorizado por escrito, caso por caso, por SAM.

Cualquier material de terceros (incluidos logotipos y marcas comerciales) ya sea literal (artículos / estudios / informes / etc. o extractos de los mismos) o artístico (fotos / gráficos / dibujos / etc.) incluido en este informe / publicación está registrado a nombre de sus respectivos propietarios y sólo se reproducen de acuerdo con prácticas leales en materia industrial o comercial.