
F. CAMBIOS EN LOS CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE GNL

El advenimiento de nuevas condiciones de mercado, tecnológicas, ambientales y geopolíticas, ha transformado profundamente el entorno en el que se celebran los contratos de abastecimiento de GNL. Sin embargo, tales transformaciones no modifican la lógica estructural que subyace al racional económico de estos contratos, sino que impulsan una evolución en los instrumentos mediante los cuales dicha lógica se materializa.

El racional económico de un contrato de GNL —esto es, la lógica que justifica su existencia y define su función económica— se mantiene inalterado en su esencia: asegurar el equilibrio de intereses entre vendedor y comprador mediante una asignación eficiente de riesgos, precios y responsabilidades, que permita viabilizar inversiones intensivas en capital y garantizar la continuidad del suministro energético. Esta finalidad económica constituye el núcleo inmutable de la racionalidad contractual, pues responde a una necesidad estructural de estabilidad y previsibilidad en un mercado caracterizado por altos costos fijos, largos períodos de recuperación y elevada exposición a la volatilidad de precios internacionales.

No obstante, la persistencia de esta lógica fundamental no implica inmovilidad. La dinámica de los mercados energéticos obliga a reconfigurar los mecanismos contractuales para mantener el equilibrio de intereses frente a nuevas realidades. En este sentido, los contratos de GNL han mostrado una capacidad adaptativa que les ha permitido cumplir su finalidad a través de sucesivas generaciones contractuales.

Durante la etapa inicial del desarrollo de la industria del GNL, la prioridad era garantizar la bancabilidad de los proyectos. En consecuencia, el racional económico se expresaba mediante contratos de largo plazo, con altos compromisos de take-or-pay, precios indexados al crudo y escasa flexibilidad en los volúmenes comprometidos⁷⁴⁷⁵. Estas condiciones otorgaban certidumbre de ingresos al vendedor y seguridad de suministro al comprador, satisfaciendo la lógica económica dominante en un mercado de escasa liquidez y elevada dependencia de las relaciones bilaterales.

Sin embargo, el crecimiento de la oferta global, la expansión de la capacidad de licuefacción y regasificación, cambios estructurales en los mercados de gas —como la liberalización en América del Norte y Europa⁷⁶—, y la creciente liquidez del mercado spot, modificaron profundamente el contexto competitivo. Los contratos de GNL incorporaron mecanismos de flexibilidad comercial, esquemas híbridos de indexación, plazos más cortos y cláusulas de revisión periódica de precios. Estas innovaciones no alteraron el racional económico original, sino que lo preservaron mediante la adaptación de sus instrumentos contractuales a un mercado más dinámico, competitivo y sensible a la volatilidad internacional.

La etapa actual, marcada por la transición energética y la presión por reducir la huella de carbono, introduce un nuevo conjunto de desafíos. La inclusión de cláusulas vinculadas a la intensidad de emisiones, certificaciones de metano o ajustes por desempeño

74 Peters Roberts. Capítulo Estructuración de los proyectos de GNL. Evolución de la cadena de valor del GNL

75 Contratos internacionales de gas. Agnieszka Ason. Oxford Institute for Energy Studies. 2022

76 <https://www.enrgepolicy.columbia.edu/publications/asian-lng-trading-hubs-myth-or-reality/>

ambiental constituye una evolución adicional de los instrumentos contractuales, orientada a preservar el racional económico en un entorno donde la sostenibilidad ambiental se ha convertido en un factor determinante de la competitividad. En este nuevo paradigma, los contratos deben no solo garantizar la eficiencia económica del suministro, sino también su legitimidad ambiental y social frente a regulaciones más estrictas y a un escrutinio público creciente.

Así, los contratos de GNL pueden entenderse como el resultado de una racionalidad económica que, lejos de ser estática, se redefine constantemente para sostener el equilibrio entre eficiencia, estabilidad y adaptación. Esta capacidad de ajuste frente a condiciones cambiantes ha sido clave para preservar la viabilidad de la industria y proyectar su continuidad en el marco de la transición energética global.

F.1 PRECIO

En la práctica, el racional económico de un contrato de abastecimiento de GNL se manifiesta a través de diversos elementos contractuales: las condiciones de precio, los mecanismos de indexación, los compromisos de volumen, las cláusulas de flexibilidad, las penalidades por incumplimiento y las garantías de pago o suministro, entre otros. Cada una de estas disposiciones responde a una lógica económica que procura equilibrar los intereses y mitigar los riesgos de las partes, a fin de asegurar la sostenibilidad del contrato en el tiempo.

En lo que al precio refiere, una de las principales dificultades que presenta es la ausencia de un precio comercial internacionalmente reconocido para el GNL, lo que obliga a las partes involucradas a elegir cuidadosamente el mecanismo de fijación de precios que mejor se ajuste a sus intereses.

Tradicionalmente, los precios en estos contratos han estado vinculados estrechamente al valor del petróleo crudo y sus derivados. No obstante, con el paso del tiempo, han surgido nuevas formas de establecer precios, diversificando los contratos de GNL. En la última década, la dependencia del petróleo en los contratos de suministro de GNL para Europa ha disminuido considerablemente, siendo reemplazada por mecanismos que vinculan los precios al mercado spot o a hubs de gas, como el Title Transfer Facility (TTF) en los Países Bajos y el National Balancing Point (NBP) en el Reino Unido.

Por otro lado, en Asia, la vinculación de los precios del GNL al petróleo ha sido dominante durante muchos años. Sin embargo, recientemente se han comenzado a incorporar otros mecanismos de fijación de precios, como la referencia a hubs de gas internacionales, como el Henry Hub en EE. UU., el índice JKM (Japan Korea Marker) de Platts, e incluso los precios del carbón.

Teniendo en cuenta lo dicho, primeramente, observaremos cómo se segmentan los mercados de gas⁷⁷ para comprender los mecanismos utilizados en la fijación de precios en contratos de suministro a largo plazo, para luego abordar ejemplos de mecanismos de revisión de precios, y su importancia para el mantenimiento de la racionalidad del contrato.

⁷⁷ Tomo como referencia la clasificación de mercados propuesta por Vivek Chandra, CEO de Texas LNG. Ver en <https://gnlglobal.com/por-que-el-precio-del-gas-natural-es-diferente-en-todo-el-mundo>

F.1.1 MERCADOS

GRUPO 1: GAS POR GAS

En estos mercados, los precios del gas se determinan en función de la oferta y la demanda regional, donde el gas compite directamente con otro gas. La creación de los centros de gas, o hubs, tiene sus raíces en Estados Unidos, donde estos puntos estratégicos se ubicaron en intersecciones clave de gasoductos y cerca de instalaciones de almacenamiento. Entre ellos, el Henry Hub se destaca como el más emblemático y pionero. En Europa, el National Balancing Point (NBP) en el Reino Unido y el Title Transfer Facility (TTF) en los Países Bajos se han consolidado como referentes del mercado europeo. Desde principios de la década de 2010, el noroeste de Europa ha avanzado hacia una estructura de precios basada en estos hubs, impulsando una transformación significativa.

La esencia de estos hubs radica en la intensa competencia entre múltiples compradores y vendedores, con una intervención gubernamental mínima. El gas se comercializa en mercados abiertos, como el NYMEX en Estados Unidos, donde los precios de referencia se generan a partir de la transparencia y el acceso a la información. Estos precios se ajustan dinámicamente, reflejando las condiciones reales del mercado. Además, la infraestructura, que ofrece acceso equitativo, está regulada.

La fortaleza de este sistema comercializado reside en la fragmentación de la cadena de suministro, permitiendo que distintos actores controlen segmentos diversos, desde el procesamiento del gas hasta su almacenamiento y distribución local. Este entorno competitivo y transparente evita que un solo proveedor o comprador manipule los precios del mercado. La participación de intermediarios, como los comercializadores de gas, fomenta la eficiencia del mercado y contribuye a la reducción de precios, creando un ecosistema dinámico y equilibrado.

En cuanto a la fórmula del precio de exportación del GNL de Estados Unidos, se puede desglosar de la siguiente manera: $PLNG^{78} = PUS\ Hub^{79} + \text{tarifa del gasoducto de alimentación}^{80} + \text{retención de energía}^{81} + \text{costos de licuefacción}^{82} + \text{costo de envío}$.

GRUPO 2: PRECIOS INDEXADOS A COMBUSTIBLES SUSTITUTOS

Este grupo de mercados de gas incluye Europa central y meridional, Sudáfrica y, en menor medida, el sudeste asiático. En ellos, aunque emerge una red de gas en expansión, esta continúa siendo limitada. Las instalaciones de almacenamiento se hallan presentes, al igual que un mercado comercial de gas en formación. Sin embargo, el gas sigue transándose predominantemente en relación con otros combustibles, tales como los derivados del petróleo, el carbón, e incluso la electricidad, con vínculos contractuales que, en su mayoría, se establecen a largo plazo.

78 **PLNG** es el precio del GNL exportado.

79 **PUS Hub** es el precio de suministro de gas sobre gas en una ubicación de hub definido, que puede ser el precio en Henry Hub u otro precio de gas de referencia comercializado en las proximidades de la planta de GNL o el gasoducto de alimentación.

80 La **tarifa del gasoducto de alimentación** es la tarifa que se paga a un operador de gasoducto para transportar el gas de alimentación desde el centro de precios hasta la instalación de licuefacción

81 La **retención de energía** es una tarifa, cotizada en tarifa monetaria o volumen de gas, que es pagada o retenida por la planta de licuefacción para compensar el uso de combustible en la planta (hasta el 10% del gas de alimentación es consumido por turbinas impulsadas por gas para alimentar los compresores para los trenes de licuefacción) y también se podría cobrar como un porcentaje del precio en el hub.

82 Los **costos de licuefacción** son las tarifas cobradas por la instalación de licuefacción para convertir el gas de alimentación en GNL, más cualquier tarifa de almacenamiento o carga, que podría tener componentes fijos y variables.

La tendencia a vincular los precios del gas a los de productos petrolíferos como el diésel y el querosén provoca que, en términos de energía equivalente, el gas se ofrezca generalmente a un precio inferior al de dichos combustibles. Esta dinámica se fundamenta en una herencia histórica: la producción y el consumo de gas comenzaron su trayectoria posterior al establecimiento de los mercados de petróleo y carbón. Al ligar los precios del gas a derivados del petróleo mediante descuentos, los productores han logrado persuadir a los consumidores reacios a abandonar combustibles tradicionales en favor del gas.

Tal vinculación crea la percepción de que los combustibles energéticos son intercambiables. Así, cualquier fluctuación en el precio de un sustituto energético influye inmediata y directamente sobre los precios del gas, desvirtuando las dinámicas de oferta y demanda del gas.

GRUPO 3: PRECIOS VINCULADOS AL PETRÓLEO

Este grupo está compuesto por los mercados tradicionales de GNL del norte de Asia, especialmente Japón, Corea y Taiwán, y los mercados emergentes de GNL, como India y China, que también siguen este modelo.

Antes de la llegada del GNL a finales de la década de 1960, las empresas eléctricas japonesas dependían en gran medida del petróleo crudo y el carbón importado para la generación de energía. Similar a la experiencia europea, estos compradores, reacios al riesgo, solicitaron garantías de descuento para incentivar el cambio hacia el GNL, alejándose de combustibles procedentes de naciones consideradas inestables, como Indonesia y Malasia.

La crisis del petróleo de 1973 impulsó a estos actores a aceptar el nuevo combustible, siempre que se garantizara un precio de GNL favorable en comparación con el petróleo. Los compradores japoneses también exigieron un techo en los precios, buscando protegerse de futuros aumentos abruptos en el costo del petróleo. A cambio, se comprometieron a contratos a largo plazo, lo que permitió a las empresas involucradas asegurar la financiación necesaria para los proyectos de exportación, bajo un esquema de precio mínimo garantizado.

La solución a este dilema adoptó la forma del innovador concepto de curva en S, que establece una relación entre los precios del petróleo y el GNL a través de una fórmula precisa. En este contexto, el eje horizontal del gráfico representa el promedio ponderado del precio de importación del petróleo crudo, mientras que el eje vertical indica el precio del GNL importado. La inclinación de la línea refleja la relación entre ambos precios.

Numerosos acuerdos se benefician de esta estructura de curva S, que permite ajustes en la pendiente en función de los rangos de precios del petróleo, creando puntos de inflexión conocidos como "puntos de torcedura". Cuando los precios del petróleo superan el límite superior, la pendiente se aplanará, mitigando así el efecto del aumento en los precios del petróleo y protegiendo al comprador. En contraste, si los precios caen por debajo del límite inferior, el vendedor queda protegido, ya que los precios del GNL no disminuirían en la misma proporción. Esta configuración garantiza ingresos mínimos para el vendedor, vital para el reembolso de préstamos en un entorno de precios volátiles.

Fórmula típica de precios de la curva 'S', es: $PLNG = A^{83} * \text{Precio del crudo}^{84} + B^{85}$

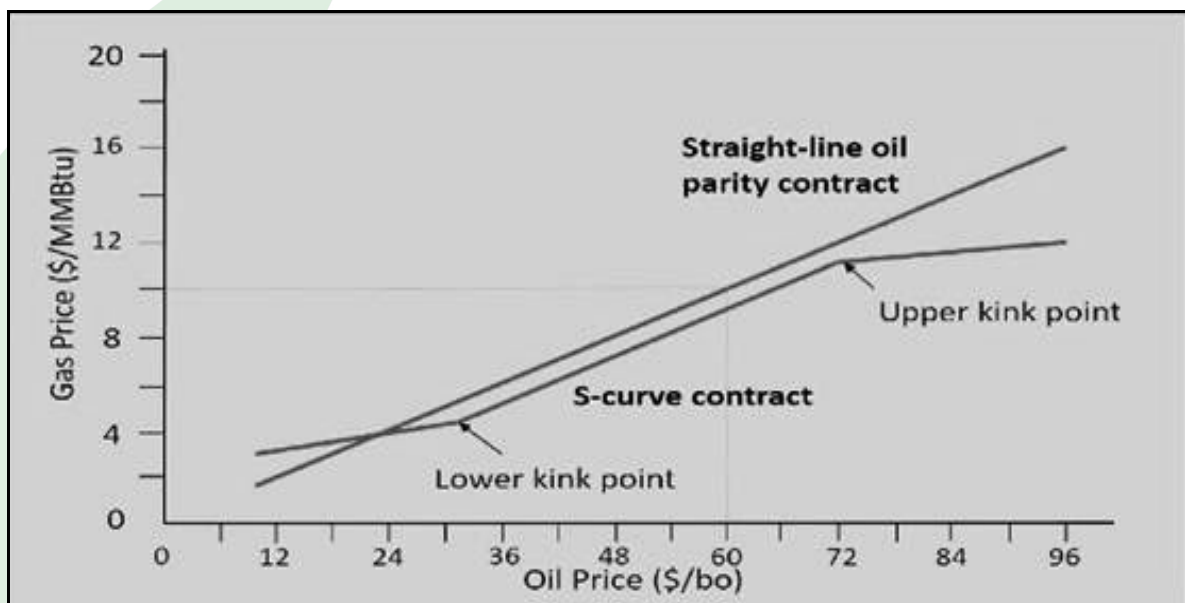


Figura F-1⁸⁶

GRUPO 4: MERCADOS REGULADOS

Los mercados regulados ejercen su dominio en gran parte del mundo, donde los mercados de gas se encuentran en su mayoría controlados por el Estado. Toda o la gran mayoría de la infraestructura vinculada, es propiedad del Estado, ya sea de forma directa o a través de sus NOCs (National Oil Companies). La participación del sector privado en la venta o fijación de precios del gas es mínima.

Los precios del gas en los mercados regulados pueden establecerse a nivel nacional o regional, siendo el Estado el encargado de gestionar las diferencias en los precios de suministro. Todo el suministro se agrega a un conjunto de volúmenes de gas disponibles para los consumidores, y el Estado puede decidir venderlo a precios establecidos administrativamente por motivos de política pública. La fijación administrativa de precios, la inactividad de los mercados de gas y electricidad y la escasez de incentivos para la inversión privada en suministro o infraestructura, y los subsidios como mecanismo para equilibrar el sistema, son características de estos mercados.

F.1.2 MECANISMOS DE MODIFICACIÓN DEL PRECIO

En el contexto de la dinámica comercial actual, las cláusulas de revisión de precio adquieren una relevancia creciente frente a los profundos cambios que experimentan los fundamentos del mercado energético. La transición desde un escenario de oferta restringida

⁸³ **A** es la «pendiente» que une los precios del petróleo y el gas. Una pendiente del 16,7% indica una paridad equivalente de energía entre los precios del petróleo y el gas. La mayoría de los contratos de GNL tienen pendientes entre 12% y 15%.

⁸⁴ El Precio del crudo puede ser un promedio ponderado de una «canasta» de petróleos, como el cóctel crudo de Japón (JCC) durante un período definido, un mes o más.

⁸⁵ **B** es una constante agregada para reflejar los costos fijos, a menudo relacionados con los costos de envío desde la planta de GNL al puerto de importación.

⁸⁶ Curva S de paridad contractual entre petróleo y GNL Fuente: gnglobal.com. Ver en <https://www.linkedin.com/pulse/mercados-para-el-gas-natural-seg%C3%BAAn-la-formaci%C3%B3n-de-rodas-alarcon>

hacia uno bien abastecido —proyectada entre los años 2024 y 2035^{87 88}, — impactará directamente en los niveles de precios, sus correlaciones y la volatilidad de los mercados.

En el pasado reciente, la baja correlación entre los precios del mercado de GNL y los índices de referencia del petróleo ha provocado variaciones significativas en el valor de los contratos cuyo precio se calcula mediante fórmulas indexadas al crudo.

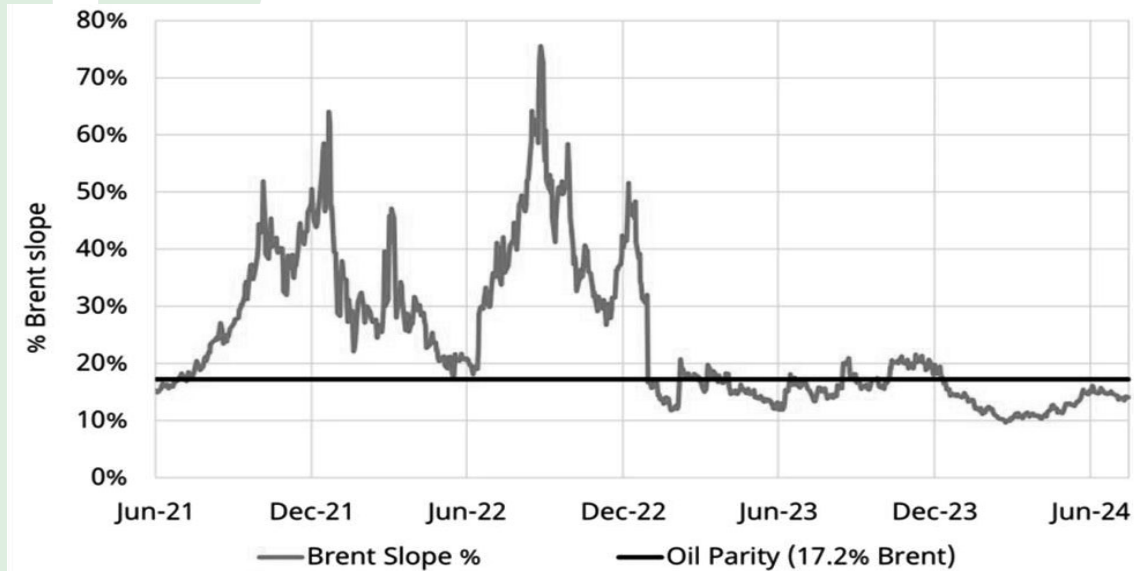


Figura F- 2⁸⁹

La Figura F-2 ilustra cómo las fluctuaciones en el valor de los contratos indexados al petróleo se han visto amplificadas por la alta volatilidad en los mercados globales de GNL. Las pendientes del índice JKM respecto del Brent han oscilado entre el 10 % y el 75 % en los últimos tres años, frente a los valores típicos de los contratos a largo plazo, que se ubicaban entre el 10 % y el 15 % del Brent. Este rango se amplía aún más si se consideran los impactos de la pandemia de COVID-19 en 2020.

Para dimensionar el efecto de esta volatilidad, basta señalar que una variación de apenas 0,10 USD por MMBtu en el precio de un contrato de 5 millones de toneladas anuales a cinco años representa un impacto aproximado de 130 millones de dólares⁹⁰. Este tipo de fluctuaciones ha impulsado el desarrollo de mecanismos contractuales orientados a garantizar la continuidad de la relación comercial y la sostenibilidad económica de los acuerdos, incluso bajo escenarios de alta incertidumbre o cambios regulatorios relevantes.

En ese marco, el modelo de Acuerdo de Compraventa de Gas Natural Licuado (GNL) elaborado por la Asociación Internacional de Negociadores de Energía (AIEN)⁹¹, bajo condiciones de entrega FOB, aborda este desafío mediante un conjunto de cláusulas estructuradas sobre la formación y revisión del precio (Artículo 14). Estas disposiciones

87 Ver en <https://www.bloomberglia.com/economia/el-mercado-mundial-del-gnl-se-enfrenta-a-un-inminente-exceso-de-oferta-tras-anos-de-escasez/>

88 OIES Paper: NG 202. Octubre 2025. Ver en <https://www.oxfordenergy.org/publications/the-global-outlook-for-gas-demand-in-a-6-world/>

89 Fuente ICE, Timera. Ver en <https://timera-energy.com/blog/lng-contract-price-reviews-in-focus/>

90 Si el contrato usa la convención Platts (≈52 MMBtu/t): un aumento de 0,10 USD/MMBtu significa ~26 MUSD al año y ~130 MUSD en 5 años para un contrato de 5 Mtpa por 5 años. Si el contrato define otra conversión en su cláusula técnica del contrato que especifique MMBtu por tonelada / base calorífica, la cifra puede cambiar.

91 AIPN Draft Long Term LNG SPA. Versión 2024. Proporcionado por el Dr. Francisco Romano Rivarola. Socio AIEN.

combinan una fórmula inicial clara, que otorga previsibilidad al valor del producto, con mecanismos de ajuste destinados a preservar el equilibrio económico del contrato frente a transformaciones técnicas, económicas o normativas.

De acuerdo con el Artículo 14.1.1 del modelo, el precio contractual se determina mediante una fórmula específica expresada en USD/MMBtu, aplicable a cada carga cuya ventana de carga programada se inicie durante un mes determinado. Esta fórmula constituye el pilar de la estabilidad económica inicial, al ofrecer un método objetivo y verificable de determinación del valor del GNL.

Desde el punto de vista técnico y económico, su relevancia se manifiesta en tres dimensiones principales:

- Racionalidad económica: proporciona un marco de objetividad al vincular el precio del GNL con índices o variables predefinidas, reduciendo la discrecionalidad en la determinación del valor comercial.
- Mitigación de riesgos: disminuye la incertidumbre de valoración en cada entrega y garantiza estabilidad en los ingresos del Vendedor, al tiempo que ofrece previsibilidad de costos al Comprador.
- Fortalecimiento de la relación contractual: al trasladar la fijación del precio a un cálculo previamente acordado, la fórmula fomenta la confianza entre las partes y permite centrar los esfuerzos en la eficiencia y seguridad operativa del suministro.

No obstante, la sostenibilidad económica de largo plazo del contrato se asegura mediante dos mecanismos esenciales:

1. La revisión del precio contractual.
2. La suspensión o sustitución de los índices de referencia.

Ambos sistemas tienen por objeto preservar el equilibrio económico-financiero del contrato frente a alteraciones estructurales del entorno de mercado o del régimen regulatorio, garantizando que el acuerdo conserve su viabilidad en contextos de cambio.

F.1.2.1 REVISIÓN DEL PRECIO CONTRACTUAL (ARTÍCULO 14.2)

La revisión del precio contractual constituye una herramienta central para mantener el equilibrio económico esperado a lo largo de la vigencia del SPA, que en este tipo de contratos suele extenderse por períodos pluri decenales.

Supuestos de activación de la revisión

El modelo prevé diversos disparadores que habilitan el inicio del proceso de revisión, los cuales pueden operar de forma exclusiva o acumulativa:

- Revisión temporal: se activa en fechas previamente definidas o dentro de un número limitado de ocasiones durante la vida del contrato, brindando previsibilidad y estructura al proceso de renegociación.
- Revisión por hardship: introduce un componente de flexibilidad reactiva, permitiendo ajustar el precio ante eventos externos graves o imprevisibles. Entre los supuestos más relevantes se destacan:

- Cese o modificación sustancial del índice de referencia, cuando ello altera de manera significativa el resultado económico de la fórmula de precio.
- Cambios regulatorios onerosos, derivados de la promulgación o modificación de normas que impongan a una parte costos adicionales de magnitud relevante.
- Circunstancias imprevistas que alteren de modo fundamental la base económica del acuerdo, volviendo su cumplimiento sustancialmente más oneroso para una de las partes.

Riesgos mitigados y límites de la flexibilidad

El sistema de revisión mitiga el riesgo de inviabilidad económica en contratos de largo plazo, que podrían volverse excesivamente onerosos o desequilibrados frente a transformaciones del contexto macroeconómico o regulatorio.

Sin embargo, el modelo delimita cuidadosamente el alcance de la flexibilidad, excluyendo los riesgos inherentes a la operación normal del mercado.

Entre las exclusiones típicas se destacan:

- las variaciones ordinarias de los índices de referencia,
- la falta temporal de liquidez,
- los cambios en los costos de transporte posteriores al punto de entrega, y
- la falta de disponibilidad de fondos por parte de una de las partes.

De este modo, se evita que la volatilidad natural del mercado energético sea invocada como causal de revisión contractual.

Efectos sobre la relación contractual

Una vez activado el procedimiento de revisión, las partes deben negociar de buena fe con el propósito de alcanzar un ajuste equitativo del precio.

- En caso de acuerdo, el precio revisado se aplica retroactivamente desde la fecha de notificación de la revisión, previendo la correspondiente reconciliación de pagos e intereses.
- Si las partes no logran consenso en un plazo de tres meses, el modelo habilita la intervención de un experto independiente o la remisión a arbitraje internacional.
- En cualquier caso, el contrato permanece en vigor, preservando las obligaciones esenciales de entrega y recepción hasta la resolución definitiva de la controversia.

F.1.2.2 SUSPENSIÓN DE ÍNDICES (ARTÍCULO 14.3)

El mecanismo de suspensión de índices constituye una cláusula de flexibilidad técnica obligatoria, orientada a garantizar la continuidad operativa del contrato incluso en el

supuesto de que el índice de referencia utilizado para la fijación de precios deje de publicarse o pierda representatividad.

Este dispositivo previene la paralización del contrato ante la desaparición de una tasa o referencia de mercado, para que las partes acuerden la adopción de un nuevo índice cuyos efectos sean “tan cercanos como sea posible” a los generados por el original.

Procedimiento de implementación:

- Las partes están obligadas a emplear esfuerzos razonables para alcanzar un acuerdo en un plazo máximo de tres meses.
- En caso de desacuerdo, el asunto se somete a determinación de expertos o arbitraje, según las previsiones del contrato.
- Mientras se define el nuevo índice, se aplica un precio provisional, el cual se ajusta retroactivamente con los correspondientes intereses una vez fijado el valor definitivo.

H.2 VOLUMEN

Asegurar la venta a largo plazo del volumen de GNL es una prioridad fundamental para las partes involucradas en proyectos de alta intensidad de capital, como productores, transportistas, licuefaccionadores, entidades financiadoras y otros actores clave. A fin de observar el diseño de la regulación del volumen de GNL y que mecanismos se utilizan para flexibilizar algunos de sus términos con el objetivo de fortalecer la racionalidad económica del contrato, veamos como lo trata el modelo de Acuerdo de Compraventa de Gas GNL, elaborado por la Asociación Internacional de Negociadores de Energía (AIEN)⁹², bajo condiciones de entrega FOB.

H.2.1 LA ACQ, LA AACQ Y EL TOP

Para iniciar este camino, es clave definir dos conceptos: la Cantidad Anual Contratada (Annual Contract Quantity o ACQ), y la Cantidad Anual Contratada Ajustada (Adjusted Annual Contract Quantity o AACQ). La ACQ⁹³ es la cantidad específica de GNL (en MMBTU) que el Vendedor se compromete a poner a disposición y el Comprador se compromete a tomar y pagar, o a pagar si no toma, durante un Año Contractual. La AACQ es la cantidad de GNL programada para entrega en el Programa Anual de Entregas para un Año Contractual específico. El AACQ es el ACQ inicial modificado por las distintas flexibilidades y ajustes operativos permitidos en el Artículo 5, vale decir, la AACQ es el volumen realmente gestionado.

Esta distinción entre ACQ (el compromiso base) y AACQ (la cantidad efectiva a programar) es crucial, ya que permite que el contrato mantenga una base de compromiso financiero sólido mientras se adapta a las necesidades operativas y de mercado a través de las flexibilidades.

92 AIPN Draft Long Term LNG SPA. Versión 2024. Proporcionado por el Dr. Francisco Romano Rivarola. Socio AIEN.

93 Ver Cláusula 5.1.1. del modelo de Acuerdo de Compraventa de Gas Natural Licuado (GNL) elaborado por la Asociación Internacional de Negociadores de Energía (AIEN)⁹³, bajo condiciones de entrega FOB.

Como ya vimos, el principal mecanismo contractual que asegura la racionalidad económica del Vendedor (generalmente asociada a la recuperación de inversiones de capital intensivas en infraestructura de licuefacción) es la obligación de Tomar o Pagar (Take-or-Pay o TOP)⁹⁴. El TOP obliga al Comprador a recibir y pagar el AACQ acordado (siempre que no haya excepciones⁹⁵) o pagar al Vendedor si no lo toma, una cantidad equivalente al Precio Contractual multiplicado por la cantidad de GNL no tomada.

El riesgo que mitiga el TOP es el riesgo de demanda para el Vendedor. Al garantizar un flujo de ingresos por la cantidad contratada (ACQ/AACQ), el TOP proporciona la seguridad financiera necesaria para financiar y operar las instalaciones de licuefacción.

Para suavizar el impacto del TOP en el Comprador, el modelo propone como variante una cláusula de mitigación⁹⁶, la cual permite al Vendedor esforzarse razonablemente para encontrar un tercero comprador para el GNL no tomado. Si el Vendedor realiza esta venta, el Comprador solo paga la diferencia entre: (a) el Precio Contractual por la cantidad no tomada y (b) las Ganancias Netas de la venta de mitigación.

H.2.2 LOS MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD DQT Y UQT

Los mecanismos de flexibilidad a la baja y de flexibilidad al alza conforman un sistema bilateral de ajustes que otorga a las partes un margen de maniobra limitado, pero económicamente equilibrado, garantizando la estabilidad del contrato sin renunciar a su capacidad de adaptación.

La flexibilidad a la baja, o Downward Quantity Tolerance (DQT), se instrumenta mediante la Cantidad Anual de Flexibilidad a la Baja (Annual Downward Flexibility Quantity, ADFQ), que otorga al comprador el derecho de no adquirir ni recibir una fracción determinada del ACQ, hasta un límite establecido en el contrato. Este mecanismo permite al comprador reducir temporalmente los volúmenes de recepción sin que ello configure un incumplimiento contractual, siempre que la reducción se mantenga dentro de los márgenes predefinidos. Su finalidad económica radica en mitigar los efectos de fluctuaciones imprevistas en la demanda del mercado final o de interrupciones menores en las instalaciones de descarga y regasificación, otorgando al comprador una válvula de ajuste que preserve la continuidad del suministro sin activar penalidades. De este modo, la DQT introduce una elasticidad operativa que resulta especialmente relevante en contextos de volatilidad estacional o de mercados liberalizados, donde las variaciones de consumo pueden ser significativas.

No obstante, la aplicación de la DQT no exime al comprador del cumplimiento integral del volumen comprometido a lo largo de la vida del contrato. Para mantener la coherencia económica del acuerdo, los contratos incorporan el mecanismo de recuperación o compensación de volúmenes diferidos, conocido como Make-Good. Este se implementa mediante la Cantidad Anual de Compensación (Annual Make-Good Quantity, AMGQ), que obliga al comprador a solicitar la entrega de los volúmenes previamente diferidos (ADFQ) en

94 Ver artículo 7 del modelo

95 Las excepciones pueden ser: 1. Cantidades no tomadas debido a Fuerza Mayor que afecte al Comprador. 2. Cantidades no puestas a disposición por incumplimiento del Vendedor (a menos que sea causado por el Comprador). 3. Cantidades de GNL rechazadas por el Comprador por no cumplir con la Especificación de calidad. 4. Cantidades no tomadas donde el Comprador ha pagado una factura por las Ganancias Netas resultantes de una venta de mitigación por parte del Vendedor. 5. Cantidades no tomadas debido al ejercicio apropiado de los Derechos de Cancelación por parte del Comprador.

96 Cláusula 7.2

ejercicios contractuales posteriores. Los volúmenes no tomados y aún pendientes de recuperación conforman la Cantidad Acumulada de Flexibilidad a la Baja (Cumulative Downward Flexibility Quantity, CDFQ). Si el comprador no solicita ni recibe dichos volúmenes dentro del plazo establecido —usualmente hasta el año inmediatamente anterior al último del contrato—, se considera que ha incumplido su obligación de recepción, activándose la cláusula TOP, que lo obliga al pago de los volúmenes no tomados más los intereses aplicables. Esta estructura asegura que, a menos que el comprador esté dispuesto a pagar el TOP por los volúmenes diferidos, deberá tomarlos en un período posterior, garantizando así la preservación del volumen total comprometido y la estabilidad de ingresos del vendedor. En consecuencia, el mecanismo DQT/Make-Good mantiene el equilibrio entre la flexibilidad operativa y la disciplina contractual, preservando la racionalidad económica y la previsibilidad financiera del acuerdo.

Complementariamente, la flexibilidad al alza, o Upward Quantity Tolerance (UQT), introduce la posibilidad inversa: permite al comprador solicitar la entrega de volúmenes adicionales de GNL por encima de la cantidad anual comprometida. Esta opción se articula mediante la Cantidad Anual de Flexibilidad al Alza (Annual Upward Flexibility Quantity, AUFQ). Su propósito es dotar al comprador de capacidad para responder a incrementos inesperados en la demanda o para aprovechar oportunidades de mercado coyunturales sin necesidad de modificar el ACQ de manera permanente. De esta forma, la UQT favorece la adaptabilidad del contrato a las condiciones reales del mercado, especialmente en entornos de alta competencia o volatilidad de precios, permitiendo un uso eficiente de la infraestructura de suministro y regasificación.

Sin embargo, a diferencia de la flexibilidad a la baja, el ejercicio de la UQT no constituye un derecho automático. El vendedor puede aceptar o rechazar la solicitud de volúmenes adicionales dependiendo de su capacidad de entrega disponible, lo que le permite proteger su capacidad productiva y contractual frente a compromisos preexistentes con otros compradores. Este límite asegura que la flexibilidad al alza no derive en una sobreventa o en un conflicto operativo entre contratos simultáneos, preservando así la estabilidad técnica y económica del proveedor. Asimismo, los contratos suelen establecer que el comprador no puede ejercer en un mismo año contractual ambas flexibilidades —al alza y a la baja—, con el fin de evitar un uso especulativo o arbitrario de estos mecanismos de ajuste.

En conjunto, las cláusulas de flexibilidad a la baja y al alza, junto con el mecanismo de Make-Good, conforman un entramado contractual orientado a mantener la racionalidad económica de los contratos de GNL. Estas disposiciones aseguran que las partes puedan adaptarse a las variaciones del entorno operativo y comercial sin comprometer los compromisos esenciales de volumen y pago, preservando la estabilidad del flujo de ingresos del vendedor y la viabilidad económica del comprador. Así, la flexibilidad contractual se configura como un elemento central de la moderna arquitectura de los contratos de GNL, al permitir compatibilizar la rigidez inherente a los compromisos de largo plazo con la dinámica y la incertidumbre de los mercados energéticos contemporáneos.

La búsqueda global de suministros adicionales de GNL y las fuertes oscilaciones de precio de mercado, motivadas por la guerra entre Rusia y Ucrania, ha puesto en el centro del debate las cláusulas DQT y UQT, atento que representan un valor extrínseco que las partes deben apreciar sólidamente al momento de negociar o renegociar un contrato.

Veamos un ejemplo.

FORUM
5 DE MARZO

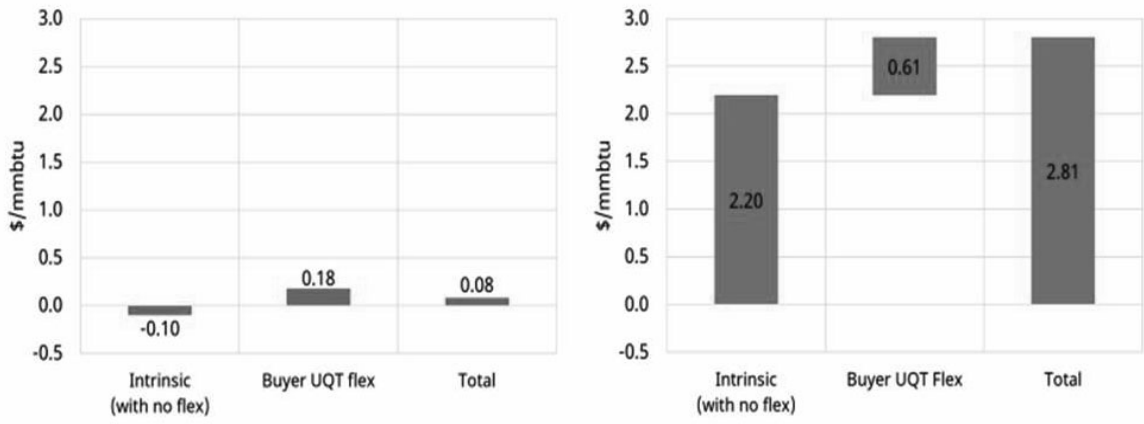


Figura F-3⁹⁷

La Figura F-3 presenta la evolución del valor de un contrato de compra DES NE Asia (indexado a Brent con pendiente del 12%, 12 cargamentos anuales fijos –ACQ– y 3 cargamentos opcionales UQT para el vendedor) en dos momentos distintos: 2020 (panel izquierdo) y 2024 (panel derecho).

En 2020, poco después de la firma, el contrato mostraba un valor reducido, ya que su precio estaba muy próximo al nivel de mercado. En este contexto, la principal fuente de valor provenía de la flexibilidad UQT del comprador, que le permitía nominar hasta tres cargamentos adicionales cuando el precio contractual resultaba inferior al spot. Dado que el contrato estaba “en el dinero” solo marginalmente, esa flexibilidad representaba sobre todo valor extrínseco.

En 2024, el escenario cambia de forma significativa: los precios spot del GNL en el JKM, se ubican muy por encima del precio indexado al petróleo. Como consecuencia, el valor del contrato se reconfigura:

El valor intrínseco (sin considerar flexibilidad) se incrementa de manera sustancial, reflejando la ventaja de comprar a un precio contractual más bajo que el spot.

La flexibilidad UQT del comprador gana relevancia, ya que ahora permite acceder a cargamentos adicionales a precios muy por debajo del mercado, aportando una fracción importante al valor total del contrato.

Este caso muestra cómo las cláusulas de flexibilidad contractual en el GNL pueden transformarse en un activo de gran peso, y cómo su adecuada inclusión y valoración son claves en la negociación. Además, evidencia que, ante cambios de mercado tan marcados, surgen incentivos —particularmente para el vendedor— a iniciar procesos de revisión o renegociación de precios.

En definitiva, la experiencia destaca que la ventaja competitiva no solo depende de la existencia de estas cláusulas, sino también de la capacidad de cuantificar con precisión su impacto económico desde ambas perspectivas: la del comprador y la del vendedor.

97 Fuente: Modelo de valoración de la cartera LNG Bridge de Timera Energy. Ver en <https://timera-energy.com/blog/lng-contract-price-reviews-in-focus/>

H.2.3 FLEXIBILIDAD DE LA AACQ Y AJUSTES OPERACIONALES

El documento contempla varios ajustes que modifican el AACQ, buscando acomodar realidades operativas y mitigar riesgos específicos:

Mecanismo de Ajuste	Descripción (Cláusula)	Racionalidad / Riesgo Mitigado
Ajustes Permanentes	Posibilidad de que el Vendedor ofrezca permanentemente aumentar el ACQ si tiene GNL excedente disponible, o que el Comprador solicite una reducción permanente después de ciertos Años Contractuales.	Permite a las partes adaptar el contrato a largo plazo a las condiciones del recurso (exceso de GNL) o a los cambios estructurales de la demanda (reducción).
Round-Up / Round-Down Quantities	Ajustes al AACQ para permitir la programación de un número entero de Buques de GNL cuando el volumen restante es mayor o menor a un límite preestablecido	Mitiga el riesgo operativo y de eficiencia logística asociado al final de la programación anual (ADP), garantizando que solo se programen cargas completas
Cantidades Fraccionales	Si el volumen entregado es mayor o menor que el AACQ al final del año (excepto el último), la diferencia se deduce o se suma al ACQ del año siguiente.	Asegura la contabilidad exacta del volumen total comprometido, llevando el remanente o el exceso a la siguiente programación
Reducción por Mantenimiento Programado Mayor	Permite al Vendedor reducir el AACQ para realizar mantenimiento programado en sus instalaciones	Mitiga el riesgo operativo y de seguridad del Vendedor, permitiendo el mantenimiento de activos cruciales mientras se reduce el volumen obligatorio de entrega.
Deficiencia por Fuerza Mayor	Cantidades de AACQ no tomadas o no entregadas debido a un evento de Fuerza Mayor. Estas cantidades pueden programarse como Cantidades de Restauración por Fuerza Mayor en años posteriores, aunque con menor prioridad en la atribución.	Mitiga el riesgo de eventos catastróficos (FM), permitiendo que la obligación de volumen se re programe si es posible, sin constituir un incumplimiento inmediato.

La compleja interconexión de las cláusulas de volumen (ACQ, AACQ, TOP, ADFQ, AUFQ, y ajustes operativos) se diseña para lograr un equilibrio de riesgos y fortalecer la racionalidad económica de ambas partes.

1. Para el Vendedor: El TOP (Artículo 7) asegura la estabilidad financiera y el flujo de ingresos necesario para justificar las altas inversiones en la infraestructura de licuefacción (riesgo de demanda mitigado). Los ajustes por mantenimiento (MSMQ) mitigan el riesgo operativo. La discreción en la aceptación de AUFQ protege la capacidad no comprometida.

2. Para el Comprador: El ADFQ (Cláusula 5.4) le ofrece la flexibilidad crucial para manejar las fluctuaciones de su mercado downstream (riesgo de mercado mitigado), siempre y cuando cumpla con la obligación de Make-Good posterior. Las provisiones de Mitigación (Cláusula 7.2) reducen el costo de la penalización por incumplimiento de TOP.

En última instancia, el AACQ actúa como la herramienta de gestión dinámica de volumen que se actualiza anualmente (o incluso trimestralmente) para reflejar las decisiones de flexibilidad tomadas por el Comprador y las limitaciones operativas notificadas por el

Vendedor, manteniendo siempre la salvaguarda financiera del Vendedor a través del mecanismo de Take-or-Pay.

H.3 LA DESTINACION

Otro de los elementos contractuales que reflejan un marcado alejamiento de las cláusulas históricas de los contratos de abastecimiento de GNL, es la destinación. Para observar en concreto las adaptaciones ensayadas, observaremos el modelo de Acuerdo de Compraventa de GNL elaborado por AIEN, que venimos estudiando. El análisis de sus disposiciones de destinación, revela que la asignación de riesgos se articula mediante la flexibilidad de mercado concedida al Comprador, contrastada con restricciones operacionales y geopolíticas imperativas.

La piedra angular de esta flexibilidad reside en la naturaleza del contrato FOB y la transferencia de título. Al estipular que el título y el riesgo pasan al Comprador en el punto de carga, el contrato asigna formalmente al Comprador el riesgo logístico y de mercado aguas abajo. Este principio se refuerza con la inclusión explícita de la definición de Reventa Downstream, la cual valida y legitima la reventa de volúmenes de GNL.

Desde la perspectiva de la teoría de la asignación de riesgos en contratos de largo plazo, la inclusión de esta flexibilidad sirve a un doble racional económico, por un lado, mitiga el riesgo de incumplimiento del Comprador, toda vez que este puede desviar las cargas a mercados con mayor valor, incrementando su capacidad para monetizar el volumen contratado, reduciendo así la probabilidad de que incumpla su obligación TOP. Esto transfiere la gestión de la volatilidad del precio y la demanda del mercado final (riesgo de mercado) al Comprador, mientras el Vendedor retiene una mayor seguridad en el flujo de ingresos.

Por otro lado, mitiga el riesgo operacional y logístico, toda vez que el Comprador debe garantizar que su destino contractual primario y su flota sean compatibles con las especificaciones técnicas de la terminal de descarga como así también de las instalaciones de descarga del potencial adquiriente, garantizando así que la descarga sea segura y eficiente. Cualquier incumplimiento o incompatibilidad es un riesgo asumido por el Comprador.

Sin embargo, el contrato establece una restricción de destino no comercial, sino legal y geopolítica. El riesgo regulatorio internacional se gestiona mediante la prohibición de novación o desvío que contravenga las Leyes de sanciones económicas⁹⁸ o involucre a una Persona sancionada⁹⁹. Esta es una limitación ineludible que resguarda a ambas partes de

98 Las Economic Sanctions Laws se definen como leyes, estatutos, normas, reglamentos u órdenes de cualquier Autoridad Gubernamental que realicen alguna de las siguientes acciones: 1. Imponer sanciones económicas o fiscales o embargos comerciales a una Persona. 2. Bloquear los activos de una Persona o las transacciones financieras que involucren los activos de una Persona. 3. Designar a una Persona como terrorista u organización terrorista, o una organización que asiste o brinda apoyo a una persona u organización terrorista. 4. De manera similar, prohibir o restringir los tratos con una Persona por motivos similares a los anteriores. 5. Imponer sanciones económicas o fiscales o embargos comerciales a un sector de una economía, una región geográfica específica del mundo, o un proyecto o actividad específica

99 Una Sanctioned Person se define como una Persona que cumple con uno de los siguientes criterios: 1. Una Persona con la que cualquier Parte o cualquiera de sus entidades matrices directas o indirectas o Afiliadas está prohibida o restringida de realizar transacciones o negocios bajo cualquier Ley de Sanciones Económicas. 2. Una Persona designada en las siguientes listas (en vigor en cualquier momento): • Listas de Sanciones Financieras de las Naciones Unidas. • Listas Consolidadas de la Unión Europea u otros Estados Miembros de la UE. • Listas de la Oficina de Control de Activos Extranjeros (Office of Foreign Assets Control Lists - OFAC) del Departamento del Tesoro de EE. UU.. • Listas de Sanciones de No Proliferación del Departamento de Estado de EE. UU.. • Lista de Personas Denegadas (Denied Persons List) del Departamento de Comercio de EE. UU.. La definición también incluye a cualquier Persona que sea propiedad o esté Controlada por, o actúe en nombre de dicha Persona prohibida, restringida o designada.

responsabilidades penales y regulatorias transnacionales, priorizando el cumplimiento normativo sobre la flexibilidad comercial.

El concepto de Reventa Downstream también aparece, al discutir la responsabilidad del Vendedor por la falta de entrega del GNL, ya que si el Comprador no consigue GNL de reemplazo por la cantidad faltante¹⁰⁰, la responsabilidad del Vendedor puede incluir una cantidad igual a los costos incrementales asociados con la terminación de los acuerdos de Reventa Downstream, capacidad y/o transporte del Comprador con respecto a esa cantidad faltante, siempre que el incumplimiento del Vendedor no esté justificado por fuerza mayor o fallas del Comprador

En conclusión, el modelo contractual de GNL analizado asigna el riesgo de optimización de mercado al Comprador (a través de la flexibilidad de reventa y el principio FOB) y el riesgo operacional (compatibilidad de la infraestructura receptora), mientras que el Vendedor mitiga su riesgo de financiamiento a través de la obligación de volumen. La única restricción rígida sobre la destinación proviene del marco geopolítico (sanciones), demostrando una sofisticada distribución de riesgos diseñada para fomentar un comercio de GNL más líquido y adaptable a las dinámicas globales de la demanda y la transición energética.

H.4 EL RIESGO CLIMÁTICO

La irrupción de la transición energética y el consecuente riesgo de activos varados han obligado a redefinir con mayor precisión la asignación de riesgos ambientales en los contratos de suministro de GNL a largo plazo. El examen del modelo de SPA de AIEN, objeto del presente análisis, evidencia una arquitectura contractual de notable refinación, orientada a preservar la estabilidad del volumen —componente esencial para la estructura financiera del proyecto— frente a la incertidumbre normativa y la creciente presión internacional por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En este contexto, el contrato introduce un mecanismo de gestión del riesgo de descarbonización basado en la opcionalidad, a través de la denominada GHG-Neutral LNG Option¹⁰¹. Dicha disposición confiere al Comprador el derecho, aunque no la obligación, de neutralizar las emisiones asociadas a un cargamento específico mediante la adquisición de Unidades de Compensación de Carbono al Vendedor.

El ejercicio de esta opción requiere que el Comprador notifique su decisión al Vendedor, tras lo cual ambas partes deben suscribir un Acuerdo de Compra de Compensación de Carbono que formalice la transacción. Este diseño contractual dota al acuerdo de una flexibilidad significativa, al permitir que el Comprador decida si internaliza el costo asociado a la descarbonización — esto es, el valor de las compensaciones de carbono — o si, por el contrario, opta por asumir el riesgo derivado de eventuales cambios regulatorios o fiscales futuros, tales como impuestos al carbono o normas de control de emisiones.

100 La Cantidad Faltante o Shortfall Quantity (SQ), tal como se define en el Acuerdo de Compraventa de GNL, es la cantidad de GNL (expresada en MMBTU) que el Vendedor no pudo entregar como resultado de su incumplimiento.

101 Cláusula 2.1.2

El mecanismo de opcionalidad opera mediante una secuencia definida que determina el costo de la descarbonización:

1. El Vendedor debe estimar las emisiones de GEI (expresadas en toneladas de dióxido de carbono equivalente, tCO₂e) generadas por el cargamento correspondiente, considerando el ciclo completo desde la producción del gas natural en boca de pozo hasta el punto de entrega. Dicha estimación se efectúa utilizando factores de conversión previamente acordados, tales como los publicados por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) o por las autoridades competentes de los Estados involucrados.
2. Con base en las emisiones estimadas, se determina la cantidad de Unidades de Compensación de Carbono necesarias para neutralizar el volumen de GEI asociado al cargamento.
3. El precio total que el Comprador deberá abonar resulta del producto entre la cantidad de unidades requeridas y el precio unitario acordado en el contrato.

Este esquema confiere al Comprador — parte que, en general, enfrenta las exigencias regulatorias del mercado downstream — la posibilidad de evaluar, en función de las condiciones de mercado prevalecientes (nivel de regulación, precios de las compensaciones o dinámica de la demanda), qué cargamentos estarán sujetos a la internalización del costo de descarbonización. En consecuencia, el contrato transfiere el costo específico de mercado únicamente cuando la opción es ejercida, logrando un equilibrio entre estabilidad contractual y adaptabilidad regulatoria.

Finalmente, una vez ejercida la opción y efectuado el pago correspondiente, el Vendedor queda obligado a garantizar el retiro irrevocable de las Unidades de Compensación en el registro designado, operación que representa la eliminación permanente de la cantidad equivalente de emisiones de GEI de la atmósfera.

Este enfoque contractual mantiene al Vendedor neutro en costos, asegurando la viabilidad económica de su oferta de volumen, mientras que el Comprador gana la flexibilidad para optimizar su cartera en función de las crecientes demandas de sostenibilidad.

En el ámbito del riesgo fiscal, el contrato establece una división inequívoca de responsabilidades, incluso para los gravámenes climáticos, definidos explícitamente como Taxes¹⁰². El racional económico opera bajo el principio de Control Operativo: la responsabilidad se asigna al Vendedor para los impuestos upstream (producción y licuefacción) y al Comprador para los impuestos downstream (post-Delivery Point, como el transporte y la regasificación). Esta claridad es fundamental para el comercio internacional, ya que elimina ambigüedades sobre quién debe asumir el costo de mecanismos fronterizos de carbono o impuestos al metano en la cadena de valor.

Quizás el mecanismo más revelador en términos de asignación de riesgos es la gestión del Riesgo Regulatorio derivado del Cambio de Ley. El contrato rechaza explícitamente que un mayor costo de cumplimiento, incluso si es resultado de una nueva ley ambiental, constituya una causa de Fuerza Mayor¹⁰³. Esta exclusión es vital para defender la estabilidad contractual. En su lugar, el contrato dirige el riesgo de costo

102 Artículo 1.1

103 Cláusula 17.1.4 (g)

sustancial hacia la Cláusula de Revisión de Precio¹⁰⁴. Este enfoque obliga a las Partes a renegociar el precio para socializar los costos de la adaptación regulatoria, en lugar de permitir la liberación unilateral de las obligaciones de suministro y compra. De este modo, el contrato equilibra la necesidad de adaptación económica con el imperativo legal de la ejecución del contrato a largo plazo.

En resumen, el modelo observado demuestra que la industria del GNL ha evolucionado para no depender de doctrinas jurídicas generales (como la frustración o la imprevisión no contractual) para gestionar los riesgos de la transición. Ha optado por incluir disposiciones prescriptivas que asignan los costos de la descarbonización al mercado (Comprador) y obligan a la adaptación financiera compartida a través de la revisión de precio, cuando las políticas públicas elevan sustancialmente los costos operacionales, defendiendo así la columna vertebral del contrato: la obligación de volumen Take-or-Pay. No obstante, el avance de las exigencias en materia de sustentabilidad exigirá la implementación de mecanismos menos cuestionados que las compensaciones de carbono.

104 Cláusula 14.2.2 (c)