

ENTREGABLE 2:

COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL IMPORTADO

Objeto del entregable 2: Elaborar una propuesta regulatoria que contenga los criterios que se consideren pertinentes tener en cuenta para establecer la regulación de la comercialización de gas natural importado (GNI).

Objeto de la contratación: elaborar una propuesta para el diseño regulatorio de la comercialización de gas natural importado y de la comercialización, contratación y remuneración de los servicios asociados a las infraestructuras de importación de gas natural en Colombia (p.e., cargue y descargue de GNL, almacenamiento de GNL, regasificación de GNL, importación por gasoducto), la definición de sus características, sus funciones y el alcance de las mismas, su relación con los demás agentes y usuarios finales dentro de la cadena de prestación del servicio público de gas natural.



Contenido

1.	Generalidades del mercado colombiano	6
1.1.	Mercado colombiano de gas natural (GN)	6
1.2.	Generalidades de la normatividad y regulación colombiana de GN	8
2.	Experiencia internacional	13
2.1.	México.....	13
2.1.1.	Generalidad del modelo de comercialización de gas importado en el país de referencia.	13
2.1.2.	Esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado en el país de referencia	18
2.1.3.	Identificación de requerimientos normativos en el país de referencia.	20
2.1.4.	Criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista en el país de referencia.....	21
2.2.	Chile:	25
2.2.1.	Generalidad del modelo de comercialización de gas importado en el país de referencia	25
2.2.2.	Esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado en el país de referencia.....	27
2.2.3.	Identificación de requerimientos normativos en el país de referencia	32
2.2.4.	Criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista en el país de referencia.....	34
2.3.	España:	38
2.3.1.	- Generalidad del modelo de comercialización de gas importado en el país de referencia.	38
2.3.2.	Esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado en el país de referencia.....	48
2.3.3.	Identificación de requerimientos normativos en el país de referencia.	54

2.3.4.	Criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista en el país de referencia.....	55
3.	Propuesta de regulación para comercialización de GNI	60
3.1.	Afectación o influencia de la propuesta de regulación en relación con las disposiciones establecidas por la superintendencia en la asimilación de actividades.....	60
3.2.	Análisis, evaluación y presentación de alternativas para definir la comercialización de gas importado.	65
3.2.1.	Definición del problema:.....	66
3.2.2.	Objetivos:	73
3.2.3.	Identificación de las alternativas:	74
3.2.4.	Desarrollo específico de las alternativas propuestas	78
3.2.5.	Medidas de corto plazo	78
3.2.6.	Medidas en el mediano y largo plazo.....	81
4.	Conclusiones	135
4.1.	Diseño del esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado y criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista	135
4.2.	Identificación de las entidades del orden nacional y regional que deben considerarse para el desarrollo de la comercialización de gas importado.	136
5.	Bibliografía	140

Tabla de figuras

Figura 1 Mercado de gas natural en Colombia. Fuente: Elaboración propia.....	6
Figura 2 Infraestructura futura del transporte de gas natural. Fuente: Estudio técnico para la adopción del plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038	7
Figura 3 participación sectorial de la demanda de gas natural 2023. Fuente: informe anual mercado de gas natural 2023. Gestor de Mercado.....	8
Figura 4.Integración del mercado de GN el México hasta 1995. Fuente: SENER	13
Figura 5.Organización Industrial con la implementación de la reforma de 1995. Fuente: SENER.....	14
Figura 6.Organización Industrial con la reforma de 2013. Fuente: SENER	16
Figura 7.Red de gasoductos, Estaciones de compresión y Cuencas. Fuente: SENER	17
Figura 8. Esquema de funcionamiento del comercializador de GNI. Elaboración propia.....	27
Figura 9.Mapa de la estructura suministro y transporte de gas natural en Chile. Fuente: Latin America Energy Portal.	28
Figura 10.Componentes de la Tarifa al Usuario Final de Gas Natural.....	32
Figura 11.Modelo de negociación en el terminal de quintero. Fuente: GNL Chile.....	37
Figura 12. Balance de producción y consumo de gas natural en España. Fuente: CORES 2023.	38
Figura 13. Separación funcional, jurídica y contable del mercado de gas natural en España.	39
Figura 14. Interacción entre agentes del mercado de GN en España. Fuente: MIBGAS	40
Figura 15. Estructuración de la tarifa usuarios final en España.	42
Figura 16. Principales funciones de la CNMC. Fuente: CNMC 2023.	48
Figura 17. Principales funciones de la CNMC. Fuente: CNMC 2023.	48
Figura 18. Red de gasoductos, almacenamiento y regasificación de España. Fuente: Energía y Sociedad.	49
Figura 19. Etapas del AIN completo. Fuente: DNP	66
Figura 20 Porcentaje de cobertura de gas natural a hogares colombianos 2022. Fuente: UPME 2024.....	68
Figura 21. Otros usos de GN en Colombia. Fuente: Gestor Mercado de Gas 2024	69
Figura 22. Energía promedio entregada por sector de consumo y región SNT. Fuente: Gestor Mercado de Gas.....	70
Figura 23. Red de transporte de GN en Colombia. Fuente: Empresas transportadoras	71

Figura 24. Balance de oferta y demanda del Gestor del Mercado de gas. Fuente: Informe anual 2023 mercado de gas natural del gestor de mercado	72
Figura 25. Crecimiento global de la demanda de GN, con una tendencia global a disminuir en un tercio para 2026 de acuerdo con las proyecciones. Fuente: IEA	77
Figura 26. Esquema actual de agentes del mercado de GN. Elaboración: Propia	81
Figura 27. Esquema actual de agentes del mercado de GN. Elaboración: Propia	
Figura 28. Esquema actual de agentes del mercado de GN. Elaboración: Propia	81
Figura 29. Esquema actual de agentes del mercado de GN. Elaboración: Propia.....	83
Figura 30. Tipo de contratación en el mercado primario. Fuente: Gestor del Mercado de gas – 2023. BEC, 2024.....	91
Figura 31. Mercado secundario, número de operaciones por duración y modalidad contractual. Fuente: BEC, 2024	93
Figura 32. Funcionamiento del mercado de GN en Colombia.....	113
Figura 33. Demanda de gas natural en Centro y Sur América 2022 y 2023. Fuente: IEA	
Figura 34. Funcionamiento del mercado de GN en Colombia.....	113
Figura 35. Demanda de gas natural en Centro y Sur América 2022 y 2023. Fuente: IEA	125
Figura 36. Comportamiento y proyección del mercado global de GNL en el mundo. Fuente: IEA	126
Figura 37. Tendencia en los contratos del mercado de GNL entre 2023 y 2024. Fuente: IEA.....	126
Figura 38. Crecimiento en la demanda del mercado de GNL, dirigido por la región Asia Pacífico 2023. Fuente: IEA	127
Figura 39. Escenarios de demanda no atendida de GN en Colombia. Elaboración propia.....	132
Figura 40. Costos de atender la demanda de GN a partir de acuerdo con los diferentes escenarios planteados. Elaboración propia.	133
Figura 41. Costo acumulado de los escenarios definidos. Elaboración propia.	134

1. Generalidades del mercado colombiano

1.1. Mercado colombiano de gas natural (GN)

El mercado de gas natural en Colombia es esencial para la matriz energética del país, abasteciendo sectores clave como la generación eléctrica, el consumo residencial, la industria y el transporte vehicular. En las últimas décadas, el gobierno ha impulsado el uso del gas natural como una alternativa más limpia y económica frente a otros combustibles fósiles, gracias a su menor impacto ambiental y su papel complementario a las energías renovables.

La Figura 1 presenta un resumen de las actividades clave en el mercado de gas natural en Colombia, destacando los agentes principales responsables de cada una de estas etapas.

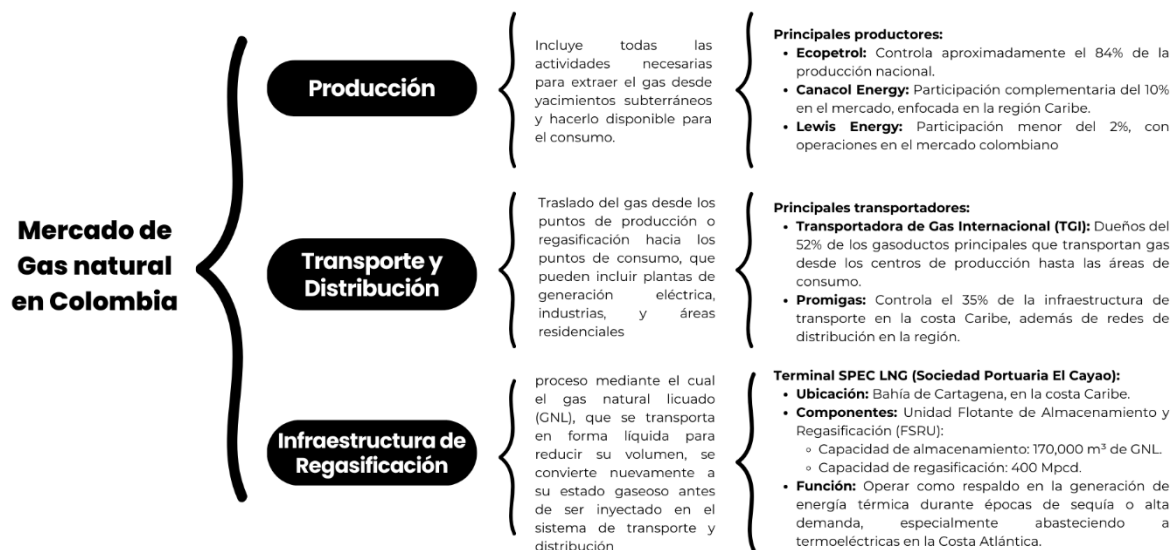


Figura 1 Mercado de gas natural en Colombia. Fuente: Elaboración propia

Como se observa en el diagrama, el mercado colombiano se caracteriza por una estructura de oligopolio natural. En la producción de gas, Ecopetrol destaca como el actor principal, seguido por empresas privadas con menor participación. En el transporte y distribución, empresas como Transportadora de Gas Internacional (TGI) y Promigas gestionan gran parte de la infraestructura que conecta los centros de

producción con los consumidores. Finalmente, en la etapa de regasificación, la terminal SPEC LNG desempeña un papel estratégico para el respaldo y abastecimiento de gas natural en épocas de alta demanda o baja producción local.

Como parte del estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038, se ha identificado la necesidad de diversificar y ampliar la capacidad de importación para fortalecer la confiabilidad del sistema, como se ilustra en la Figura 2.

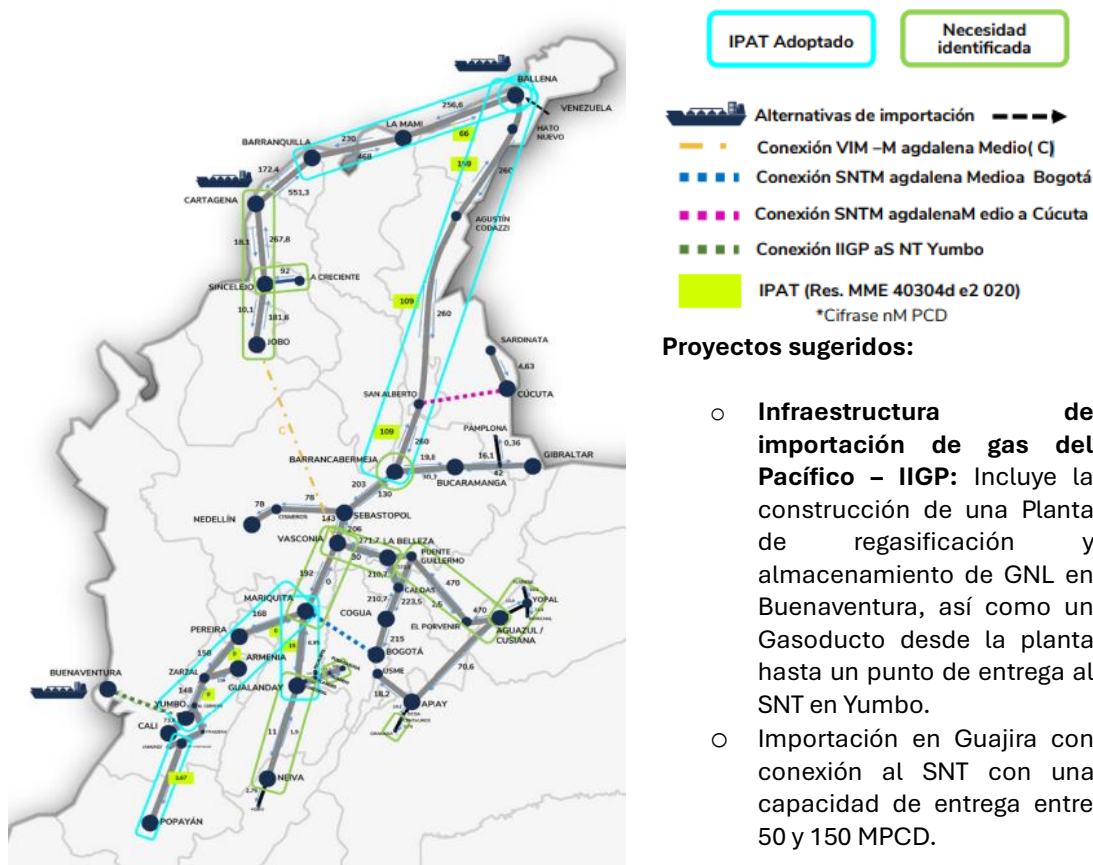


Figura 2 Infraestructura futura del transporte de gas natural. Fuente: Estudio técnico para la adopción del plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038

Por el lado de la demanda, el informe de demanda de energéticos publicado por la UPME muestra que la demanda no regulada de gas natural constituye aproximadamente el 73% de la demanda total en Colombia, lo cual indica una notable concentración en este segmento. Este elevado porcentaje de demanda no regulada sugiere que la mayor parte de los consumidores de gas natural no están sujetos a tarifas reguladas, ya que generalmente pertenecen a sectores industriales o comerciales de gran consumo. Esta composición influye en la estructura de precios y

en la elasticidad de la demanda, al permitir que estos consumidores ejerzan mayor poder de negociación y flexibilidad en sus contratos.



Figura 3 participación sectorial de la demanda de gas natural 2023. Fuente: informe anual mercado de gas natural 2023. Gestor de Mercado

En cuanto a la participación sectorial, el sector industrial representa un 30% de la demanda total de gas natural, seguido por el sector térmico con un 23%, el sector residencial con un 19%, y las refinerías con un 15%. Los sectores comerciales, GNVC (Gas Natural Vehicular Comprimido) y petroquímico representan el 4%, 6% y 1%, respectivamente, con otros segmentos que constituyen el 0.9% restante.

Dentro del sector de generación térmica, se destacan las plantas en la región Costa Caribe: TEBSA con una participación del 34%, Termoflores con un 13%, Termocandelaria con un 9%, y Termoguajira con un 7% de la demanda nacional, mientras que en el interior del país Termoyopal representa un 11%. La notable participación de estas plantas evidencia la relevancia de la generación térmica en el consumo total de gas natural, configurando un sector de gran impacto sobre la demanda total de este recurso en el país.

1.2. Generalidades de la normatividad y regulación colombiana de GN

Las generalidades del suministro de gas en Colombia se enmarcan como la prestación de un servicio público esencial según lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, específicamente en su artículo 14.21 Veamos:

“14.21. Servicios públicos domiciliarios. Son los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, telefonía pública básica conmutada,

*telefonía móvil rural, y **distribución de gas combustible**, tal como se define en este capítulo.”* (Negrillas fuera del texto original).

Esta consideración es importante en el sentido de que, la misma Ley 142 de 1994, dispuso que la prestación de los servicios públicos en Colombia se daría bajo el régimen del derecho privado, y por lo tanto le es aplicable las reglas propias del principio de autonomía privada. Esto significa que cualquier persona jurídica (empresas debidamente constituidas bajo el régimen colombiano, municipios, departamentos, empresas de economía mixtas y empresas públicas) pueden prestar un servicio público en el país. Esta afirmación, encuentra su soporte en el artículo 365 de la Constitución Política donde por mandato de la norma suprema, se autoriza la libre prestación de este tipo de servicio:

***“ARTÍCULO 365.** Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.*

*Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, **podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares.** En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que, en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita.”* (Negrillas fuera del texto original).

Partiendo de la base de la libertad de los distintos agentes del mercado en participar en la prestación de un servicio público (gas combustible, es el caso que nos aplica), el marco legal y regulatorio colombiano ha definido reglas creadas para la producción, transporte, distribución y comercialización de este servicio. Para ello, debemos dirigirnos a las siguientes normas.

I. Normas bases

1. Constitución Política de Colombia.

2. Códigos Civil: regulan los contratos de suministro, compraventa y transporte.
3. Código de Comercio: de acuerdo con lo establecido en el artículo [978](#) del Código de Comercio, cuando la prestación de un servicio público está regulada por el Gobierno, las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos. Asimismo, el artículo [992](#) del Código de Comercio establece los eventos en los que el transportador puede exonerarse, total o parcialmente, de su responsabilidad por la inejecución o por la ejecución defectuosa o tardía de sus obligaciones.
4. Ley 2128 de 2021: por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país.
5. Ley 2099 de 2021: por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.
6. Ley 2294 de 2023: por el cual se expide el plan nacional de desarrollo 2022-2026 “Colombia potencia mundial de la vida.

II. Ministerio de Minas y Energía

1. Decreto 2100 de 2011: se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.
2. Decreto 1073 de 2015: Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

III. [CREG](#)^[YR2]

1. Resolución 67 de 1995: se establece el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes.

2. Resolución 057 de 1996: por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias.
3. RESOLUCIÓN CREG 071 DE 1999: Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT):
4. Resolución 8 de 2005: se regula el costo de compresión de gas natural y se determina la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.
5. Resolución 100 DE 2003: Por la cual se adoptan los estándares de calidad del servicio público domiciliario de gas natural y GLP en sistemas de distribución por redes de tubería.
6. Resolución 123 de 2013: se establece el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural.
7. Resolución CREG 185 de 2020: Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural
8. Resolución CREG 186 de 2020: se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural.
9. Resolución CREG 175 de 2021: se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.
10. Resolución CREG 101 017 de 2022: se define una opción para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes que se respaldan con gas natural.
11. Resolución 102 009 de 2022: se establecen reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

12. Resolución 102 008 de 2022: se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural

IV. Complementarias

1. Resolución CREG 062 de 2013: por la cual se establece un ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad.
2. Resolución CREG 185 de 2020: se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural.
3. Resolución No. SSPD - 20201000057975 del 14 de diciembre de 2020: se define la asimilación de nuevas actividades a la cadena de prestación del servicio de gas combustible, se establecen los criterios de reporte de información para estos agentes y se dictan otras disposiciones”
4. Resolución 102-10 de 22 de agosto de 2024: por la cual se modifica la Resolución CREG 185 de 2020.

Teniendo en cuenta la evolución del mercado de gas natural y las condiciones de balance entre la producción nacional y la demanda que se evaluará en este documento, se revisará la necesidad de intervenir la estructuración vigente en cuanto al marco legal y regulatorio colombiano para identificar reglas más robustas y que responda a las necesidades de demanda del país.

Para lo anterior se revisarán los diferentes eslabones de la cadena del mercado de gas natural incluida la estructura de los mecanismos de comercialización y sus contratos, con este objetivo se realizará también la revisión de experiencias internacionales que identifiquen las necesidades de suministro de fuentes diferentes a la producción nacional.

2. Experiencia internacional

Para la revisión de experiencias internacionales se evaluarán México, Chile y España que tienen un amplio desarrollo en el mercado de importación de gas como fuente de suministro esencial para responder a la demanda nacional.

2.1. México

2.1.1. Generalidad del modelo de comercialización de gas importado en el país de referencia.

Para entender el modelo de comercialización de gas importado en México es necesario entender el contexto histórico del mismo. El cual está identificado en cuatro grandes etapas históricas: a) Previo a 1995, b) del 1995 al 2008, c) del 2008 al 2013, y d) 2013 en adelante.

Previo a 1995: La estructura industrial del gas natural estaba organizada por un monopolio integrado verticalmente en todas las partes de la cadena de valor. Era Petróleos Mexicanos (PEMEX) el encargado de explotar, producir, procesar gas natural que transportaba a través de gasoductos y comercializaba dicho gas natural a la industria en general, a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para la generación de sus plantas de electricidad en México y a los distribuidores de PEMEX y CFE. Cabe destacar que PEMEX importaba gas natural a través de gasoducto de Estados Unidos de América.

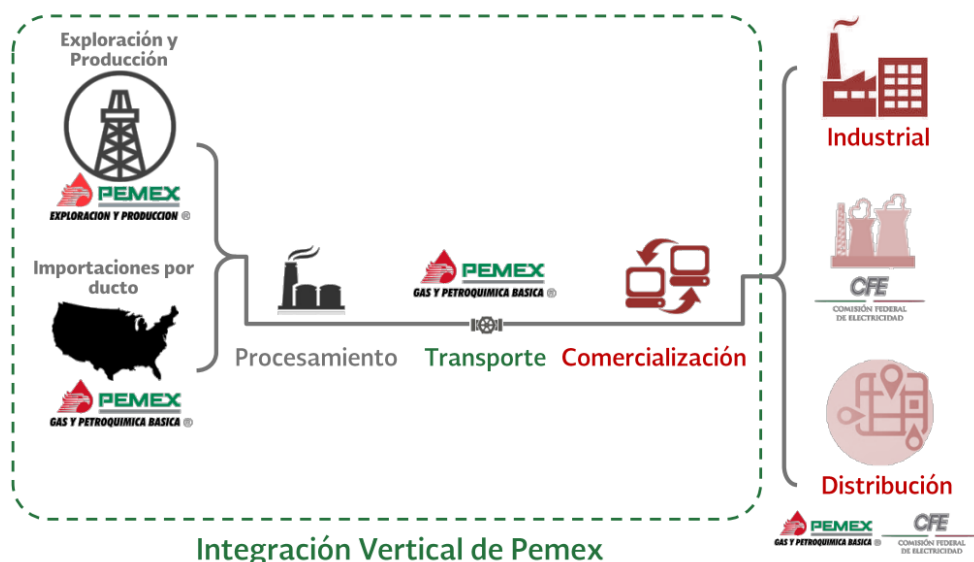


Figura 4. Integración del mercado de GN en México hasta 1995. Fuente: SENER

1995 al 2008: En 1995, el Congreso de México aprueba las modificaciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y le da nacimiento a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) expidiendo la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. En dicha Ley Reglamentaria se deja como estratégico la exploración, producción y procesamiento del gas natural en México, pero le abre la oportunidad a que los particulares puedan participar en el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural en el país, dicho cambio incluye la posibilidad de desarrollar, construir y controlar la operación de dicha infraestructura de transporte y actividades asociadas. Una de las grandes consecuencias naturales de dicho cambio fue fortalecer la industria del gas natural y sus actividades productivas. La CRE, como órgano independiente de la Secretaría de Energía (SENER), cuenta con la autonomía para regular la industria del gas natural. Adicionalmente, se expide el Reglamento de Gas Natural que regula la participación de PEMEX y los particulares en el mercado respectivo.

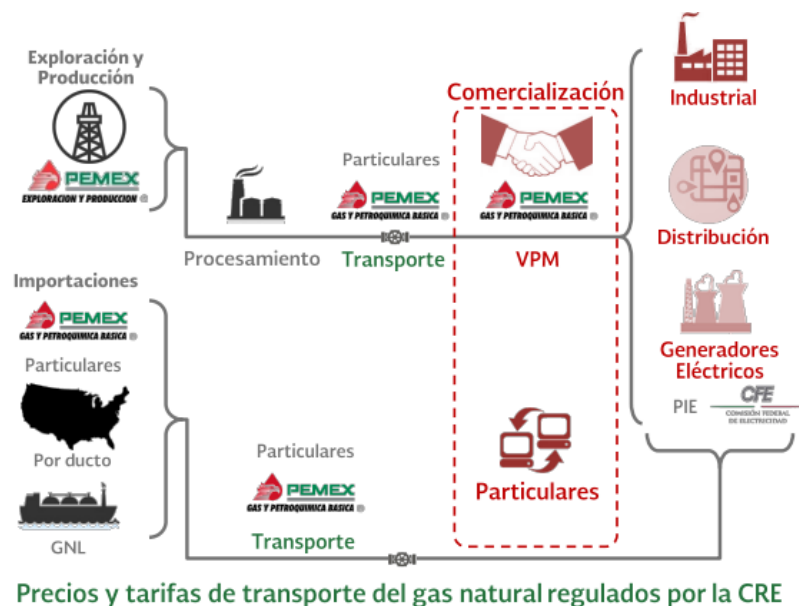


Figura 5. Organización Industrial con la implementación de la reforma de 1995.
Fuente: SENER

2008 a 2013: En una primera Reforma Energética en 2008 se le dan facultades claras a SENER y la CRE para regular la política pública en materia de energía y nace el término de Ventas de Primera Mano (VPM) de

gas natural. Era la CRE la encargada de determinar el precio de VPM en el mercado. En estas primeras etapas de creación de mercado, sigue siendo PEMEX el gran transportador de gas natural con alguna participación limitada de particulares. El precio de comercialización en México seguía siendo el VPM comercializado principalmente por PEMEX. Los Productores Independientes de Energía (PIE, como los permitió la ley en México) y CFE comercializaban gas natural para abastecer la demanda de sus plantas de generación térmica de las siguientes fuentes principales: importaciones de Estados Unidos de América (EUA) de gas natural de PEMEX donde los PIEs o CFE negociaban con PEMEX precios puestos en planta, o importaciones de particulares desde EUA o de Gas Natural Licuado donde los PIEs o CFE negociaban con dichos particulares precios puesto en planta. En esta etapa el mercado de gas natural estaba bastante limitado por la falta de infraestructura de capacidad de transporte en el país, misma que generaba cuellos de botella particularmente para la industria y la distribución. Continuamente, la SENER se veía forzada a establecer políticas públicas para permitir que la industria y el mercado de distribución no se vieran afectados por PEMEX y CFE.

2013 en adelante: La segunda Reforma Energética llevada a cabo en 2013, es una reforma más integral y permite la participación de particulares en las diferentes actividades que integran el sector energético que históricamente estaba controlado por PEMEX y CFE. Esta reforma trata de incentivar la participación, entre otras cosas, de particulares para aportar tecnologías que permitan explotar los yacimientos de crudo y gas en los que PEMEX se había rezagado por su falta de inversión en dichas tecnologías. La reforma busca que el sector energético se beneficie con la participación de empresas privadas en toda la cadena de valor de los hidrocarburos¹. Es importante destacar que la reforma crea un organismo público, conocido como Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), encargado de la gestión, administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS). El SISTRANGAS está integrado por la infraestructura de transporte y regasificación de gas natural que PEMEX había desarrollado en el tiempo, y de la que era propietaria, misma que fue transferida al CENAGAS. Esta infraestructura abarca principalmente el centro y la región del Golfo del

¹ Este Reforma incluye cambios estructurales substanciales en las que se reforman 12 leyes y se expiden 9 adicionales, incluyendo la Ley de Hidrocarburos.

territorio mexicano. Adicionalmente, la reforma prohíbe, como en los Estados Unidos y países de Europa, la integración vertical entre el transporte y comercialización. Es con esta reforma que las cadenas de valor, especialmente el transporte y comercialización, quedan abiertas a los particulares.

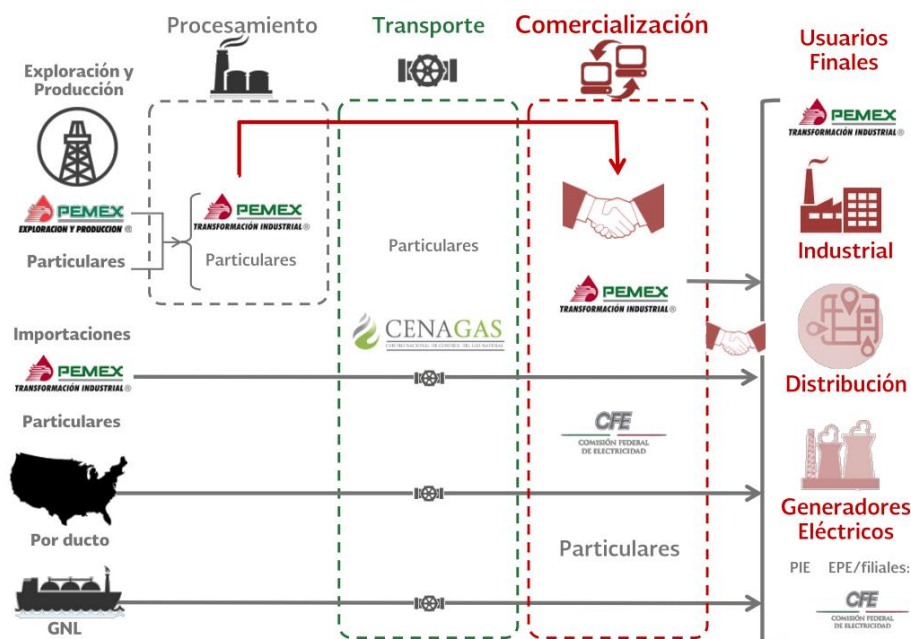


Figura 6. Organización Industrial con la reforma de 2013. Fuente: SENER

Estructura del Mercado

Se deben entender en el modelo mexicano los siguientes eslabones de la cadena de valor: Exploración y Producción, Procesamiento, Transporte y Almacenamiento, Comercialización y Distribución.

- La Exploración y Producción. Como ya se comentó anteriormente, es a partir del 2013 que México elimina el monopolio de la exploración y producción de crudo y gas natural en el país. La nueva Ley de Hidrocarburos establece las reglas en las que los particulares pueden realizar estas actividades. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (creada en la reforma del 2013) asiste a la SENER para otorgar títulos de asignación para la exploración y producción en áreas específicas.
- Procesamiento. En materia de procesamiento, es la SENER la encargada de otorgar los permisos correspondientes.

c) Transporte y Almacenamiento (incluida la capacidad de regasificación de gas natural licuado). El transporte y almacenamiento de gas natural está regulado en México desde 1995. La CRE es la facultada de otorgar los permisos de transporte y almacenamiento de gas natural correspondientes. La CRE regula que los sistemas de transporte y almacenamiento de gas natural, integrados o no al SISTRANGAS². Actualmente, México cuenta con un sistema de transporte de gas natural de aproximadamente 20,000 kilómetros que se encuentra interconectado entre sí y corre desde el Norte, Noroeste, Centro, Golfo y la Península de Yucatán. Es importante destacar que el CENAGAS es el gestor y administrador independiente de la capacidad de SISTRANGAS, y es el CENEGAS el encargado de hacer disponible, como lo marca la regulación, la capacidad de transporte y almacenamiento del SISTRANGAS en el mercado. Adicionalmente, la CRE regula las tarifas máximas de transporte por ducto de gas natural que un transportista de gas natural puede ofrecer al mercado.

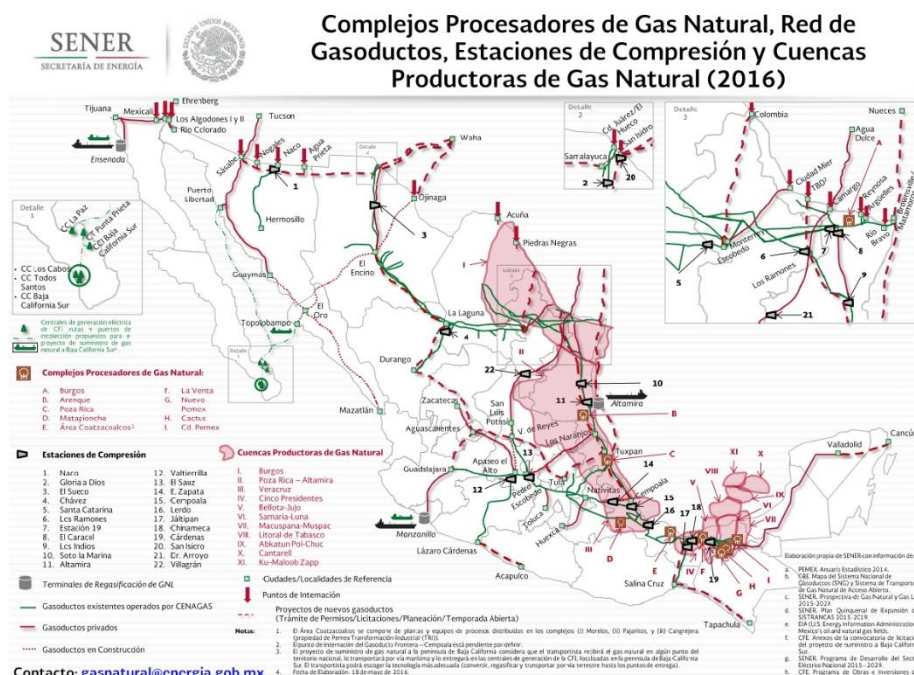


Figura 7. Red de gasoductos, Estaciones de compresión y Cuencas. Fuente: SENER

² Existen sistemas de transporte de gas natural (gasoductos principalmente) que ancló CFE con contratos de capacidad de transporte de gas natural en firme a largo plazo, firmados entre 2014 y 2017 que le permiten garantizar el transporte de gas natural durante 25 años para sus plantas de generación a lo largo y ancho del país. Estos sistemas de transporte son desarrollados, construidos y administrados por particulares y la propiedad les pertenece a dichos particulares. Estos sistemas, no están integrados al SISTRANGAS pero siguen la reglas de acceso abierto establecidas por la regulación mexicana.

- d) Comercialización de gas. La comercialización requiere de un permiso de comercialización respectivo que debe ser emitido por la CRE. La Reforma energética de 2013, ligada a la conectividad por ducto al mercado más grande y líquido del mundo de gas natural (el de EUA) particularmente a las cuencas de gas natural en el Estado de Texas, EUA conocidas como Permian y Eagle Ford, ha permitido que los comercializadores de gas natural y la CFE adquieran el gas natural a precios muy competitivos en EUA. Las reglas de acceso abierto del sistema de transporte de gas natural permiten que los comercializadores puedan acceder a dicho mercado de gas natural. Los comercializadores tienen la opción de contratar capacidad de transporte en forma firme o interrumpible el SISTRANGAS, o con la capacidad excedente u ociosa que tiene CFE. De la misma forma, pueden buscar contratar capacidad de transporte de gas natural con transportistas no integrados al SISTRANGAS capacidad adicional que debe ser desarrollada y construida con las reglas de temporadas abiertas que establece la CRE.
- e) Distribución. Para poder realizar la actividad de distribución de gas natural es necesario que la CRE otorgue un permiso de para prestar dicho servicio. El desarrollo de las grandes inversiones para desarrollar las principales redes de infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural en México ha beneficiado favorablemente el mercado de distribución. Con las “grandes vías” de transporte, los distribuidores han podido disminuir sus inversiones para llegar acceder a la última milla de la cadena de valor. El acceso al mercado de gas más robusto y líquido del planeta permite que los distribuidores puedan negociar precios accesibles para su abasto. La CRE, por otro lado, impone tarifas máximas de distribución por ducto de gas natural.

2.1.2. Esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado en el país de referencia

Como se ha expuesto anteriormente, la conectividad y accesibilidad al mercado de gas natural más grande y líquido del mundo ha permitido a México importar 5-6 mil millones de pies cúbicos al día de gas natural desde EUA. Actualmente, México cuenta con 3 plantas para regasificar gas natural licuado, dos en el pacífico (Puerto Libertad, Baja California y Manzanillo, Colima) y una en el Golfo (Altamira, Tamaulipas). La capacidad total de

regasificación y almacenamiento esta contratada por CFE, misma que utiliza en su totalidad para abastecer plantas de generación de electricidad en la zona Oeste y Golfo del país.

Actualmente, México consume alrededor de 7 a 8 mil millones de pies cúbicos de gas natural al día. PEMEX produce 2.5 mil millones de pies cúbicos al día de gas natural al día, pero sólo comercializa mil millones de pies cúbicos al día ya que 1.5 mil millones de pies cúbicos al día de gas natural los utiliza para el bombeo neumático de la producción de crudo. Mil millones de pies cúbicos de gas natural al día, aproximadamente, se importan por las terminales de regasificación de gas natural licuado ubicadas en el Pacífico y Golfo de México. Finalmente, 6 mil millones de pies cúbicos de gas natural al día son importados desde EUA por CFE (aproximadamente 5 mil millones de pies cúbicos de gas natural al día) y PEMEX (mil millones de pies cúbicos de gas natural al día)³.

El mercado de gas natural de México evolucionó de una fórmula de VPM contralada por el regulador a una apertura de libre mercado de gas natural. Lo anterior fue posible ya que se fomentó la existencia de la información suficiente y oportuna en el mercado que promoviera la participación de más agentes en el mismo. Dentro de la información suficiente y oportuna se encuentran boletines electrónicos en los que se dan a conocer la información de la capacidad total y disponible de transporte, así como los volúmenes de gas natural efectivamente transportado. Información que está disponible para todos los actores del mercado. Así mismo, se reportaron las transacciones comerciales de gas natural por parte de los comercializadores.

Es importante destacar el papel que jugó la CRE y la SENER en las medidas que se tuvieron que implementar en México a corto, mediano y largo plazo para evolucionar de una participación en todas las áreas de la cadena de valor de PEMEX a una participación sólo como un agente más dentro de dicha cadena de valor. Adicionalmente, es importante destacar que CFE, promovió, posterior a la Reforma de 2013, el desarrollo y construcción de capacidad de transporte de gas natural, interconectado a EUA, para abastecer de gas natural sus plantas de generación de electricidad. Dichos

³ Fuente: U.S. Energy Information Administration.

sistemas de transporte no sólo integraron la parte Norte, Noroeste y Oeste del país, sino que facilitaron el acceso de gas natural en partes del país donde no había abastecimiento del mismo. Hoy en día, los comercializadores de gas natural en México tiene la opción de contratar en base firme o interrumpible el SISTRANGAS, contratar en un mercado secundario la capacidad de transporte ociosa de la CFE o desarrollar con los actuales transportistas infraestructura de transporte de gas natural.

El acceso abierto a la capacidad de transporte, de igual forma, jugó un papel importante para general señales de mercado para el gas natural. Los transportistas de gas natural en México están obligados a otorgar acceso abierto no discriminatoria a sus instalaciones y servicios, sujeto a disponibilidad de capacidad en sus sistemas.

2.1.3. Identificación de requerimientos normativos en el país de referencia.

Históricamente, los requerimientos normativos fueron evolucionando de un mercado en el que el estado mexicano controlaba el acceso a toda la cadena de valor del gas natural en México a poco a poco ir abriendo los 5 aspectos más importantes de la misma (Exploración/Producción, Procesamiento, Transporte/Almacenamiento, Comercialización y Distribución).

Los requerimientos normativos más significativos se llevaron a cabo en la Reforma Energética del 2013. Incluso en esta reforma la política pública anticipó, considerando la estructura de donde se partía, realizar pasos de corto, mediano y largo plazo para poder promover el desarrollo del mercado del gas natural (incluido el del gas natural licuado). Esta reforma, adicionalmente, elimina la integración vertical entre transporte de gas natural y la comercialización del mismo.

Hoy en día, México se centra en regular que:

- (i) Los diferentes participantes de la cadena de valor proporcionen información suficiente, clara, transparente y oportuna,
- (ii) Exista acceso abierto al sistema de transporte de gas natural, y
- (iii) Reglas claras en la actividad de comercialización de gas natural.

La CRE está facultada por la Ley de Hidrocarburos y la reglamentación secundaria para otorgar permisos a todos aquellos agentes que quieran participar en cualquier parte de la cadena de valor. Todos los agentes requieren permisos para la exploración / producción, procesamiento, transporte / almacenamiento, comercialización y distribución.

Finalmente, la CRE está facultada por ley para regular las tarifas máximas de capacidad de transporte y almacenamiento y las tarifas máximas de distribución de gas natural. Es importante recalcar que los sistemas de transporte de gas natural anclados por la capacidad de transporte contratada por CFE no son parte del SISTRANGAS y por ende no son sujetas a las tarifas máximas de transporte de gas natural antes mencionados, sin embargo, si están sujetas a las reglas de temporadas abiertas que establece la ley. La CRE debe aprobar las tarifas de transporte de gas natural en dichas temporadas abiertas. Por otro lado, desde que CFE contrató la capacidad de transporte de gas natural los comercializadores de gas natural se han acercado a contratar capacidad en firme y en interrumpible de capacidad de transporte ociosa de la CFE.

2.1.4. Criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista en el país de referencia^[YR3].

Los criterios para la suscripción y ejecución de contratos de gas en el mercado en México están determinados por condiciones de mercado. Ahora bien, es importante establecer las diferencias entre los criterios que existen entre el comercializador y distribuidor de gas natural^[YR4].

Para efectos de entender los detalles de cada eslabón de la comercialización de GN en México es necesario separar las contrataciones del transporte de Gas Natural de las contrataciones de la molécula. Por un lado, el transporte de GN en México puede ser contratado en el SISTRANGAS (administrado por el CENAGAS) en base firme o base interrumpible donde dicho transporte cuenta con tarifas reguladas por la CRE. Por otro lado, un agente puede contratar transporte en base firme o interrumpible con un sistema privado (principalmente CFE) donde la tarifa de dicho transporte es acordada directamente entre las partes. En este caso el precio suele ser competitivo por que el usuario tiene opción (de haber disponibilidad física en los puntos de recepción y entrega correspondientes) de ir al SISTRANGAS o forzar que el

transportador comience una temporada abierta, conforme a las reglas existentes, que arrojarían una tarifa regulada por la CRE potencialmente desplazando al precio fuera de mercado ofrecido por el privado directamente. En todos los casos de transporte de GN, la CRE no regula los casos de eventos eximentes o eventos de fuerza mayor, las partes se sujetan a los mínimos legales establecidos por la ley o se sujetan a las negociaciones que hayan realizado directamente en cada caso en particular. Es muy común que una vez determinados esos eventos eximentes o de fuerza mayor, las partes se sujetan a la jurisdicción de reglas de arbitraje internacional para dirimir controversias entre ellos, permitiendo que se use la ley mexicana para las definiciones de fondo sobre eventos eximentes y de fuerza mayor.

Ahora bien, tratándose de la negociación de la molécula, las partes pueden negociar contratos en base firme o contratos en base interrumpible. Para el caso del primero, las partes se obligan de manera definitiva a cumplir con sus obligaciones de entrega y de pago en la forma que los establezca el contrato correspondiente. En el caso de contratos en base interrumpible de México, las partes suelen negociar es el vendedor el que tiene la facultad de interrumpir su obligación de entrega eliminado, a su vez, la obligación de pago por parte del comprador. Sin embargo, una vez que el vendedor confirma la disponibilidad de entrega de una solicitud de un volumen correspondiente por parte del comprador en el marco del contrato, el vendedor no puede incumplir su obligación de entrega, ni el comprador puede incumplir su obligación de pago.

El comercializador puede acceder libremente a la capacidad de transporte y almacenamiento (incluida la capacidad de regasificación de gas natural licuado en las distintas terminales en el país) para poder transportar el gas natural respectivo. En este caso puede contratar, de haberla, capacidad de transporte en firme o interrumpible en el SISTRANGAS. De la misma forma, tiene la posibilidad de subcontratar, de haberla, capacidad de transporte de gas natural previamente contratada por CFE o algún otro tercero cuyo sistema de transporte no esté integrado al SISTRANGAS. Finalmente, el comercializador puede, si tiene la capacidad financiera o un contrato en base firme a largo plazo con alguno de sus clientes, desarrollar y construir nueva infraestructura de transporte de gas natural (respetando la no integración vertical en el mercado) para realizar las entregas de gas natural en los puntos de entrega que solicitan sus clientes.

Las reglas de precio entre comercializador y cliente (industrial, distribuidor y/o generador) se regulan por el libre mercado^[YR5]. Los comercializadores en México tienen acceso a tres fuentes principales de gas natural: producción nacional de PEMEX, gas natural internacional de EUA y GNL proveniente de Asia/Oceanía por el Pacífico o proveniente de África en el Golfo de México. La fuente principal de gas natural (aproximadamente el 80% del consumo total) a la que los comercializadores tienen acceso, como ya quedó de manifiesto, es el gas natural importado de EUA, que es el mercado más robusto, líquido y transparente del mundo. Los comercializadores estructuran sus contratos indexando sus precios a los índices líquidos de los EUA a los que tienen acceso, principalmente los ubicados en las cuentas de gas natural del oeste y sur de Texas (*Permian* e *Eagle Ford*), tales como Waha, Tennessee, Houston Ship Channel, Henry Hub, entre otros. Por otro lado, los comercializadores que adquieren gas natural en las terminales de regasificación de gas natural en México, típicamente los adquieren a precios de los índices internacionales de GNL en el mercado internacional.

La duración de los contratos de suministro de GN en México se estructuran de acuerdo con la necesidad que pretenden abastecer principalmente de la siguiente forma:

- **Contratos de largo plazo:** Estos contratos suelen estar ligados a los generadores de electricidad o industriales. En ambos casos dichos agentes utilizan los precios FOM (First of the Month) or Gas Daily para los índices más comunes en EUA, como Henry Hub, Houston Ship Channel, Waha o Tennessee. Comúnmente los generadores de electricidad hacen un “pass through” de lo que pueden recuperar aguas abajo, es decir, si pueden recuperar el costo diario del Gas Natural empleado en la generación o en el uso industrial posiblemente utilizarán el precio Gas Daily para evitar las fluctuaciones que pueda presentar el precio FOM contra el precio Gas Daily. En algunos casos los generadores utilizan el precio FOM aun cuando trasladan el precio de Gas Daily cubriendo el riesgo entre ambos precios con la cobertura correspondiente.
- **Contrato de corto plazo:** En los contratos de corto plazo de menos de un mes, los agentes (los compradores) suelen usar el precio Gas

Daily de los índices antes mencionados. Para el caso de contratos de un mes o más, los agentes (los compradores) suelen escoger lo precios de FOM que le permite tener una cobertura natural por el mes o meses respectivos."

Por otro lado, los distribuidores de gas natural de México adquieren el gas natural de los comercializadores a los precios con los índices antes mencionados, mientras sus ventas al menudeo se encuentran reguladas con tarifas máximas establecidas por la CRE. Actualmente, las tarifas máximas reguladas por la CRE se encuentran por arriba de los índices de los EUA. El reto más grande que enfrentan los distribuidores es el riesgo de tipo de cambio ya que los distribuidores adquieren el gas natural a precios en dólares de los EUA mientras que venden el gas natural al menudeo en pesos mexicanos.

El mayado del sistema de transporte de gas natural que se logró desarrollar derivado de la Reforma Energética del 2013 adecuadamente distribuido en el país y bien conectado a los EUA, ofrece ventajas tangibles a los comercializadores y distribuidores, ya que pueden acceder a pequeños y grandes volúmenes de gas natural que vayan de acuerdo con sus necesidades específicas.

La flexibilidad de compra y venta en volumen de gas natural en México y EUA permite que las garantías financieras que deben de ofrecer a lo largo de la cadena de comercialización vayan de acuerdo con el consumo de cada agente comercializador y distribuidor.

Las garantías financieras que deben ofrecer los agentes del mercado de comercialización responden al monto de riesgo al que cada uno de los agentes está expuesto durante la transacción correspondiente.

Por el lado del vendedor, éste tiene que cubrir el riesgo de que el comprador incumpla su obligación de pago respectiva. Para ello, el vendedor comúnmente solicita que el comprador otorgue una garantía corporativa o una garantía más líquida (i.e., carta de crédito o fianza) cuando el comprador no cuenta con calificación de inversión por alguna calificadora internacional, dicha garantía cubre el precio de gas natural por el volumen de 60 días. Lo anterior, responde a 60 días de flujo de gas natural, es decir, 30 días del flujo

del mes anterior a los 30 días que tiene el comprador para cumplir con su obligación de pago.

Por el lado del comprador, éste tiene que cubrir el riesgo de que el vendedor incumpla su obligación de entrega de gas natural. En este caso, el comprador solicita que el vendedor otorgue una garantía corporativa o una garantía más líquida que cubra el costo del reemplazo de gas natural por un tiempo determinado.

El otorgamiento de las garantías financieras antes mencionadas no excluye la posibilidad de las partes de rescindir el contrato de manera justificada.

2.2. Chile:

2.2.1. Generalidad del modelo de comercialización de gas importado en el país de referencia

El modelo de comercialización de gas natural en Chile es un sistema que involucra tanto la importación de gas natural licuado (GNL) como la producción local. La dependencia de Chile de fuentes externas de energía ha llevado a un esquema en el que más del 75% del gas natural consumido en el país proviene del extranjero, lo que influye directamente en las dinámicas del mercado energético chileno y en las tarifas que pagan los usuarios finales.

En 1997, con la apertura del Gasoducto Gas Andes, Chile comenzó a importar gas natural desde Argentina, abasteciendo así la Zona Central del país. Dos años más tarde, en 1999, se inauguró el Gasoducto del Pacífico, conectando la Provincia de Neuquén en Argentina con la Región del Biobío en Chile. Ese mismo año, en el norte del país, se inauguraron los gasoductos GasAtacama y Norandino, que transportaban gas desde Salta, Argentina, permitiendo la llegada de gas natural a la región del Norte Grande.

La crisis económica en Argentina que se agudizó a comienzos de la década de 2000 llevó a una disminución en la producción de gas y al establecimiento de restricciones en las exportaciones para asegurar el abastecimiento

interno. En marzo de 2004, Argentina implementó limitaciones en las exportaciones de gas, recortando los envíos a Chile y dejando de cumplir con el Protocolo de Interconexión Gasífera firmado en 1995. Este recorte afectó gravemente a Chile, con reducciones en el suministro de hasta un 60% en la zona central y un 85% en el norte hacia 2006, lo que perjudicó especialmente la generación de electricidad dependiente del gas natural.

Para hacer frente a la dependencia del gas argentino, el gobierno chileno, a través de ENAP, impulsó la construcción de terminales de regasificación de GNL (Gas Natural Licuado). En el segundo semestre de 2009, comenzó a operar el terminal de regasificación en la Bahía de Quintero, lo que permitió abastecer la zona central con GNL importado desde diversos países. Posteriormente, en 2010, se inauguró un segundo terminal en Mejillones, en la Región de Antofagasta, para abastecer la zona norte de Chile. Con estas infraestructuras, Chile diversificó sus fuentes de gas natural, reduciendo su dependencia de Argentina.

Dado el papel estratégico del gas natural en el país y la necesidad de diversificar la matriz energética, en 2009 se promulgó la **Ley N°20.402**, que creó el **Ministerio de Energía** en Chile. Este organismo asumió la responsabilidad de proponer políticas y normas en el ámbito energético, incluyendo el gas, y se le otorgaron competencias para la regulación y supervisión del mercado, con miras a asegurar el suministro y promover la eficiencia.

La **Ley N°20.999**, promulgada en enero de 2017, introdujo una modernización en la regulación de los servicios de gas, atendiendo a los nuevos desafíos de la industria. La reforma reconoció la naturaleza de monopolio natural de la distribución de gas y estableció criterios específicos en la **regulación tarifaria**, incluyendo la libertad tarifaria con una tasa de rentabilidad máxima, mecanismos de fijación tarifaria en casos de excedencia de rentabilidad permitida, y un sistema de compensación a consumidores en situaciones de sobreprecio. Además, se fortaleció el chequeo de rentabilidad y se otorgó facultades al Panel de Expertos para resolver conflictos.

2.2.2. Esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado en el país de referencia.

El esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado en Chile sigue un modelo que se integra en el mercado de gas natural ya existente, y se rige principalmente por principios de libre mercado, aunque con ciertas regulaciones específicas para garantizar la eficiencia y la competencia en la cadena de suministro.

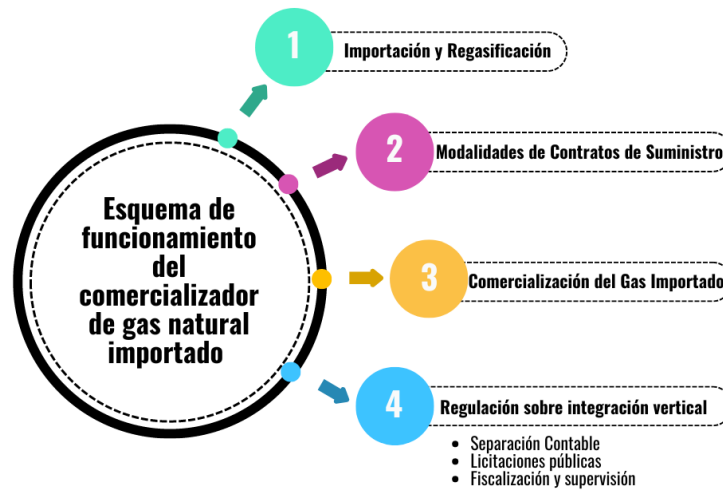


Figura 8. Esquema de funcionamiento del comercializador de GNL.
Elaboración propia.

Importación y Regasificación. El gas natural licuado (GNL) es importado desde países productores a través de contratos internacionales de suministro. El GNL llega a Chile a través de terminales de regasificación, como el Terminal de GNL de Quintero o el Terminal GNL Mejillones. Una vez que el GNL es regasificado, puede ser inyectado en las redes de transporte y distribución para ser entregado a los consumidores.

El gas natural que se consume en Chile proviene de tres fuentes principales:

- **Producción Local (15%):** Esta se concentra en la región de Magallanes, la única zona del país con reservas significativas de gas natural. Aunque esta producción cubre una parte de la demanda, no es suficiente para abastecer al país en su totalidad.

- **Importación desde Argentina (42%):** Chile mantiene una relación comercial de larga data con Argentina para la importación de gas a través de dos de los cuatro gasoductos que conectan ambos países. Estos gasoductos son fundamentales para asegurar un flujo continuo de gas hacia el norte del país y fueron instalado en el marco de un acuerdo comercial con Argentina.
- **GNL Importado (43%):** El resto del gas natural proviene de GNL importado a través de terminales en el Pacífico. Chile cuenta con dos plantas desgasificadoras, una en **Quintero** y otra en **Mejillones**, que juegan un papel clave en la capacidad del país para transformar GNL en gas natural utilizable y distribuirlo a los usuarios finales



Figura 9. Mapa de la estructura suministro y transporte de gas natural en Chile.
Fuente: Latin America Energy Portal.

El GNL llega en barcos a los terminales de regasificación, donde se almacena temporalmente y luego se regasifica para ser transportado a

través de la red de distribución. En Chile existen dos terminales de regasificación como se aprecia en la Figura 9:

- **Terminal de Quintero:** Este es el principal terminal de GNL en Chile, con una capacidad de regasificación de 15 millones de metros cúbicos por día. GNL Chile S.A., una entidad compuesta por Enel Generación Chile S.A., Agesa, y ENAP, tiene un contrato a largo plazo para utilizar totalidad de la capacidad del terminal.
- **Terminal de Mejillones:** Con una capacidad de 5,5 millones de metros cúbicos por día, este terminal permite el acceso a otras empresas bajo un esquema de acceso abierto. Esto significa que cualquier empresa que desee importar gas puede utilizar las instalaciones del terminal mediante el pago de tarifas acordadas con los propietarios.

Mercado primario y secundario. Por otro lado, el mercado de gas natural licuado (GNL) en Chile ha evolucionado en dos niveles principales, el mercado primario y el mercado secundario, regulado y estructurado para permitir una mayor competitividad y flexibilidad en el acceso al gas natural importado.

El mercado primario está compuesto por contratos a largo plazo, donde las empresas garantizan su acceso a las instalaciones de regasificación. Un ejemplo clave es el terminal de Quintero, cuya capacidad ha sido contratada en su totalidad por GNL Chile S.A. por un período de 20 años, desde el año 2009. Este terminal, el primero de su tipo en Chile, comenzó a operar ese mismo año y fue una pieza fundamental para asegurar el suministro de gas natural importado ante la crisis de gas desde Argentina.

Con el terminal de Quintero el contrato inicial garantizó a GNL Chile la capacidad total de regasificación, consolidando su posición dominante en el mercado. Sin embargo, la regulación ha permitido procesos como el Open Season, que se llevaron a cabo en 2011 y 2015, donde GNL Chile ofreció capacidad adicional a terceros interesados cuando hubo expansión en la capacidad del terminal. Estas subastas se llevaron a cabo bajo el marco regulatorio definido por la Comisión Nacional de Energía (CNE), que busca promover la competencia en el acceso a las infraestructuras clave.

El Decreto Supremo N° 4 de 2013, del Ministerio de Energía, es una de las normas que ha facilitado el acceso a terceros mediante el régimen de acceso abierto. Este sistema busca democratizar el uso de las infraestructuras clave en el mercado energético, permitiendo que nuevos actores puedan acceder a la regasificación sin necesidad de comprometerse a largo plazo, fomentando así un mercado más competitivo.

En el mercado secundario, las empresas que no tienen contratos directos de uso con los terminales, como el de Quintero o Mejillones, pueden acceder a la capacidad a través de acuerdos con las empresas que sí tienen contratos a largo plazo. Esto proporciona flexibilidad y permite que las empresas que no requieren un acceso constante al GNL puedan participar en el mercado sin compromisos extensos.

Este mercado opera bajo la legislación general de servicios eléctricos y gasíferos en Chile, principalmente regulado por la Ley General de Servicios Públicos de Gas y normas complementarias de la CNE, que permiten la subcontratación o cesión de capacidad. Este mecanismo es esencial para permitir a empresas de distintos tamaños y perfiles acceder al gas sin tener que firmar acuerdos a largo plazo, lo cual es clave para pequeñas y medianas empresas (PYMEs) o para industrias que solo requieren gas estacionalmente.

Comercialización del Gas Importado. La comercialización del gas natural importado en Chile se realiza bajo el régimen de libertad tarifaria, aunque con un límite máximo de rentabilidad establecido para evitar abusos de precios por parte de los comercializadores. El comercializador puede ser tanto una empresa independiente como una compañía integrada que participe en otras actividades de la cadena de valor, como la producción, transporte o distribución.

Si bien Chile tiene un régimen de libertad tarifaria, existen controles regulatorios establecidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para garantizar la competencia y evitar la integración vertical que limite el acceso al mercado. Además, se exige que los contratos con empresas relacionadas pasen por un proceso de licitación pública para asegurar que las condiciones sean competitivas y transparentes.

Para el mercado de gas natural importado se realizan licitaciones con las siguientes características únicamente cuando hay integración vertical:

- Se debe especificar al menos la cantidad de suministro de gas a licitar, el período de suministro que debe cubrir la oferta, los puntos de compra del suministro, las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas.
- La licitación se adjudicará a aquellas ofertas más económicas, de acuerdo con las condiciones establecidas en las bases de licitación para su evaluación.
- Los contratos a suscribir deben ser aprobados por la comisión y se debe registrar una copia a la superintendencia.
- La comisión puede fijar un valor máximo de las ofertas de suministro de gas en un acto administrativo separado de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas.
- El valor de las actividades de transporte, almacenamiento y regasificación corresponderá a los precios de los contratos respectivos celebrados por la empresa concesionaria. En caso de que alguno de estos servicios sea prestado a la empresa concesionaria por una empresa de su mismo grupo empresarial o por personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, y se estime que el costo de éstos no refleja una gestión económicamente eficiente, se determinará el valor eficiente de estos servicios sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos u otros antecedentes que fehacientemente reflejen su valor.

Las empresas que participan en varias etapas de la cadena deben mantener separación contable entre sus actividades de transporte, distribución y comercialización. Esto permite a los reguladores monitorear los costos y precios de cada etapa, y evitar que los ingresos de un segmento se utilicen para subsidiar o distorsionar la competencia en otro segmento.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) llevan a cabo auditorías regulares para asegurar que las empresas integradas respeten las normas de acceso abierto y no incurran en prácticas anticompetitivas. Las auditorías incluyen la revisión de contratos, precios y la verificación del cumplimiento de las normativas de libre acceso.

Componentes de la Tarifa al Usuario Final de Gas Natural. La estructura de la tarifa que paga un usuario final incluye los siguientes componentes:

- **Costo del gas (VGISD- Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución):** Incluye el precio del gas natural adquirido en contratos de suministro y los costos asociados, como transporte, almacenamiento y regasificación.
- **Costo de distribución:** Cubre los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura de distribución.
- **Costo de comercialización:** Este componente cubre los costos y márgenes de la empresa comercializadora, responsable de gestionar las ventas y servicios al cliente, incluyendo administración y facturación.
- **Impuestos:** El Impuesto al Valor Agregado (IVA), que en Chile es del 19%, se aplica sobre el total de los costos anteriores.

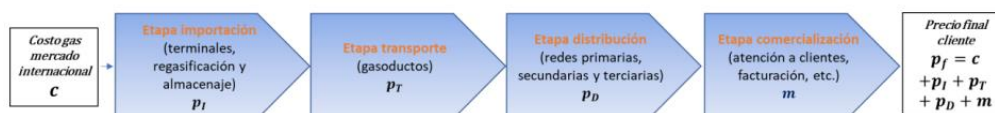


Figura 10. Componentes de la Tarifa al Usuario Final de Gas Natural

Fuente: Fiscalía Nacional Económica de Chile⁴

2.2.3. Identificación de requerimientos normativos en el país de referencia

En Chile, la comercialización de gas natural importado y el desarrollo de infraestructuras regasificadoras, como las de Mejillones y Quintero, requirieron varias reformas regulatorias importantes para asegurar la eficiencia y competitividad del sector. A continuación, se detallan los principales cambios y el marco legal relevante:

✓ Régimen de acceso abierto

El Decreto Supremo N° 4 de 2013 del Ministerio de Energía fue fundamental para permitir el acceso abierto a infraestructuras de regasificación, como los terminales de Quintero y Mejillones. Este régimen asegura que actores que no

⁴ Componentes de la tarifa al usuario final de gas natural <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=5423>
(https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_comite_de_expertos_gas_natural.pdf)

tengan contratos a largo plazo puedan acceder a las capacidades de los terminales bajo condiciones no discriminatorias. El acceso abierto fomenta la competencia al facilitar la entrada de nuevos participantes al mercado. Este marco se apoya en la Ley General de Servicios Públicos de Gas y la Ley de Concesiones Eléctricas, que establece la regulación del acceso y tarifas.

✓ **Contratos de Uso y Compra de GNL**

El desarrollo de contratos como los Terminal Use Agreements (TUA) y Sale and Purchase Agreements (SPA) ha sido clave para permitir la operación eficiente de los terminales regasificadores. Estos contratos están respaldados por el marco general de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y normativas asociadas. Modalidades como Take-or-Pay, también permitidas por esta ley, garantizan que los usuarios de los terminales se comprometan a utilizar un mínimo de capacidad, lo cual asegura la viabilidad económica de las infraestructuras.

✓ **Procedimientos de Asignación de Capacidad: Open Season**

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha regulado procesos como el Open Season, que se ha aplicado en las expansiones de los terminales (por ejemplo, en Quintero en 2011 y 2015). Este proceso permite que la capacidad adicional se asigne de manera transparente, asegurando una distribución equitativa y evitando la concentración del acceso. La regulación también involucra a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para supervisar la implementación y cumplimiento de estas reglas.

✓ **Transparencia en Tarifas y Cargos**

El Decreto Tarifario N° 109 y la Ley de Servicios Públicos de Gas establecen los mecanismos para la transparencia de tarifas en los servicios de regasificación y almacenamiento de GNL. Esto asegura que todos los usuarios tengan acceso a la información sobre los costos asociados al uso de los terminales, evitando abusos de precios y garantizando la equidad en el mercado. La estructura tarifaria incluye cargos por la regasificación, transporte y comercialización del gas natural.

✓ **Adaptación de la Regulación al Mercado Internacional**

La normativa chilena también ha tenido que ajustarse a la dinámica internacional del gas natural. El Decreto N° 67 regula las importaciones de gas desde Argentina a través de gasoductos, y el Decreto N° 294 facilita la entrada de GNL a través de terminales marítimos, adaptándose a las características del comercio internacional de gas. Estos decretos han permitido la importación de gas en momentos críticos, cuando la producción local no fue suficiente para satisfacer la demanda.

Gracias a estas reformas, Chile ha logrado establecer un mercado competitivo de gas natural, con un marco regulatorio que asegura el acceso abierto, la transparencia en los costos y tarifas, y un sistema de contratos flexible y adaptado a las condiciones internacionales del mercado de GNL.

2.2.4. Criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista en el país de referencia.

En el mercado mayorista de gas natural en Chile, los contratos de suministro se rigen por criterios específicos que aseguran el acceso continuo, la estabilidad de precios y el cumplimiento de condiciones logísticas adecuadas. A continuación, se detallan los requisitos clave para acceder al terminal de regasificación de Quintero, operado por GNL Chile, así como los criterios regulatorios y elementos fundamentales de los contratos de suministro de gas importado.

Requisitos de Acceso al Terminal de Regasificación de Quintero:

Para utilizar la infraestructura del terminal de Quintero, los clientes deben cumplir los requisitos establecidos por GNL Chile:

- **Contrato por Capacidad de Regasificación:** Se requiere la suscripción de un Gas Sales Agreement (GSA), que compromete al cliente a adquirir una capacidad mínima de regasificación de 600 mil metros cúbicos diarios, con una duración de 10, 15 o 20 años. Este contrato establece los términos y condiciones de regasificación, asegurando un acceso estable y a largo plazo a la infraestructura del terminal.

- **Suministro de GNL Asegurado:** El cliente debe tener un contrato de suministro de Gas Natural Licuado (GNL) tipo SPA. Este contrato garantiza el abastecimiento de gas para su regasificación en Chile. GNL Chile S.A. ofrece su experiencia en la negociación de este contrato con proveedores internacionales, facilitando el proceso para nuevos clientes en el mercado chileno.
- **Solvencia Crediticia:** Los nuevos clientes deben tener un rating crediticio de nivel Investment Grade o, en su defecto, proporcionar una garantía equivalente. Este requisito protege la estabilidad del mercado y la seguridad de los contratos a largo plazo, minimizando riesgos financieros.

Criterios Regulatorios para la Suscripción de Contratos

Para formalizar contratos de suministro de gas natural, la empresa concesionaria y su proveedor deben cumplir ciertos criterios regulatorios:

- **Aprobación y Registro:** Los contratos de suministro deben ser aprobados previamente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante resolución oficial. Una vez aprobados, se registran en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que actúa como organismo supervisor de la ejecución y cumplimiento de los términos acordados.
- **Modificaciones Contractuales:** Cualquier modificación a los contratos de suministro debe someterse nuevamente a aprobación de la CNE y ser registrada en la Superintendencia. Este proceso asegura que las adaptaciones contractuales se realicen dentro de los parámetros regulatorios y en beneficio del mercado y los consumidores.

Elementos Clave en los Contratos de Suministro de Gas Importado

Los contratos de suministro de gas natural importado suelen incluir los siguientes elementos para garantizar la seguridad y eficiencia del abastecimiento:

- **Firmeza del Suministro:** Dependiendo de las necesidades y capacidad de ambas partes, los contratos pueden ser de suministro firme (garantizado) o suministro interrumpible. En el caso de contratos firmes, se garantiza la entrega continua de gas natural. Los contratos interrumpibles, por otro lado, permiten ciertas flexibilidades y están sujetos a disponibilidad.
- **Condiciones de Precios:** Los precios de los contratos de suministro suelen estar indexados a referencias internacionales del gas, como el Henry Hub o TTF, o a indicadores específicos del mercado, lo que permite a las partes ajustarse a las fluctuaciones globales y asegura competitividad en los costos de abastecimiento.

El índice de precio para gas natural Henry Hub spot se determina a partir del precio promedio mensual de las transacciones spot diarias de Henry Hub (usa) publicado en "daily gas price index" por "ngi intelligence".

- **Condiciones Logísticas y Acceso a Infraestructura:** La logística es fundamental en el contrato de suministro, dado que el gas importado debe transportarse desde los terminales de regasificación hasta las redes de distribución locales. Los contratos incluyen garantías de acceso a la infraestructura de transporte, asegurando que el gas llegue a los puntos de distribución dentro de los plazos y volúmenes acordados.

Modalidades de Contratos de Suministro exclusivamente para GNBL Chile:

En la Figura 11 se muestra el modelo de negocio de la empresa GNL Chile y los tipos de contratos:

- **Sale and Purchase Agreement (SPA): (Contrato de compraventa de gas natural)** Se firman con suministradores internacionales de GNL, y pueden ser de largo plazo o de corto plazo (spot). La cantidad de Gas Natural que cada cliente tiene derecho a consumir y el precio del gas dependerán de las condiciones de los SPA que dicho cliente negocie con el suministrador.
- **Terminal Use Agreement (TUA):** GNL Chile S.A. tiene un contrato con GNL Quintero S.A. por uso del terminal o TUA. Esto les permite contar

con capacidad de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural necesaria para prestar sus servicios.

- **Gas Sales Agreement (GSA):** contrato de suministro de gas natural o GSA a largo plazo, el cual otorga derecho a capacidad diaria de recepción de gas natural. La capacidad diaria está contratada en firme, lo que implica que debe ser pagada, se utilice o no. Esta modalidad contractual se conoce como *Take-or-Pay*.

En este modelo de negocio, la tarifa final para los clientes está compuesta por un cargo correspondiente a los servicios del terminal, por comercialización y el valor del GNL.



Figura 11. Modelo de negociación en el terminal de quintero. Fuente: GNL Chile

Modalidades de Contratos de Suministro para el terminal de Mejillones: En el caso del terminal ubicado en Mejillones, existe acceso abierto a sus instalaciones, permitiendo que las empresas que deseen comprar en el mercado internacional puedan importar el GNL por el terminal pagando tarifas acordadas con el propietario.

Los contratos pueden tener diferentes modalidades, como contratos de largo plazo (más comunes para garantizar un suministro estable y a precios competitivos) o contratos de corto plazo (más flexibles, pero sujetos a las fluctuaciones del mercado):

- **Contratos Firmes:** Aseguran el suministro de gas durante el periodo pactado, garantizando la entrega incluso en escenarios de alta demanda. Son comunes en contratos a largo plazo para consumidores industriales o de generación eléctrica.
- **Contratos Interrumpibles:** Permiten la suspensión del suministro en momentos de baja disponibilidad o cuando existen necesidades prioritarias. Son utilizados principalmente por consumidores que pueden recurrir a otras fuentes de energía cuando sea necesario.
- **Contratos spot o a corto plazo:** Acuerdos que se realizan con precios y cantidades variables según las condiciones de oferta y demanda. Este tipo de contrato es flexible y adecuado para necesidades inmediatas o de corto plazo

2.3. España:

2.3.1. - Generalidad del modelo de comercialización de gas importado en el país de referencia.

España es un país importador de gas natural, su aprovisionamiento lo hace vía transporte marítimo o gasoducto internacional como lo muestran las



Balance de producción y consumo de gas natural en España

Año 2023

Entradas		Salidas	
Entradas de gas natural		Salidas de gas natural	
	396.975		75.379
Producción interior de gas	540	Exportaciones	75.379
Importaciones GNL	277.078		
Importaciones GN	119.356		
		Salidas a distribución y consumo	323.246
		Consumo convencional	217.221
		Generación eléctrica	96.570
		GNL consumo directo	9.455
Variación de existencias	4.529	Pérdidas y diferencias	2.879
Total	401.504	Total	401.504

Actualizado el 30-07-2024

Para más información: cores.institucional@cores.es, Tlf: +34 91 360 09 10, o visite: www.cores.es

Figura 12. Balance de producción y consumo de gas natural en España. Fuente: CORES 2023.

siguientes cifran entregadas por el CORES⁵ (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos) en julio 2023:

En cuanto a la procedencia, en 2023 la importación de gas natural provino de Argelia, quien es el principal suministrador (29,2%), seguido de los Estados Unidos (21,1%, y primer proveedor de GNL), en tercer lugar, se mantiene Rusia (18,2%) a pesar de las consecuencias de la guerra en Ucrania, luego están Nigeria (13,5%) y Francia (3,9%).

Teniendo en cuenta la estructura de comercialización, España definen los siguientes principios generales de operación:

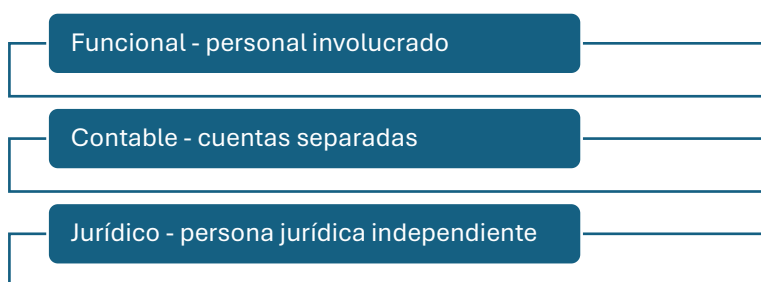


Figura 13. Separación funcional, jurídica y contable del mercado de gas natural en España.

Separación funcional, jurídica y contable de las empresas que operan en más de una etapa de la cadena de producción de gas natural:

Con el ánimo de limitar la tendencia natural del mercado de GN a convertirse en un monopolio, España define la separación de actividades en la cadena de suministro del sector del gas. Adicionalmente establece reglas para participar en las actividades, y si bien no prohíbe la integración vertical, considera necesario que en caso de que un grupo o agente participe en más

⁵ CORES, es una Corporación de derecho público sin ánimo de lucro, tutelada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con personalidad jurídica propia que actúa en régimen de Derecho Privado. Esta entidad se ocupa del mantenimiento y control de reservas en España, a la cual se le asignaron nuevas funciones relativas a biocarburantes y es fuente de información en el sector de hidrocarburos.

de una actividad, debe llevar cuentas separadas para cada una “separación contable”, adicionalmente, exige que las actividades de transporte y distribución de gas sean gestionadas por personas jurídicas distintas de aquellas que llevan a cabo las actividades de producción o suministro, aun cuando todas ellas estén integradas en el mismo grupo de empresas o, en general, aun cuando, estén verticalmente integradas, “separación jurídica”, y finalmente debe haber independencia en la gestión de las empresas de transporte y distribución versus las de producción y suministro, “separación funcional”.

Es de aclarar también, que actualmente a pesar de que está regulada la separación entre las actividades de distribución y transporte, bajo solicitud del gobierno nacional es posible obtener exenciones en esta regla, en puntos específicos de la infraestructura, con el fin principalmente de garantizar la suficiencia económica de un proyecto en particular, es el caso del gasoducto que viene de Argelia⁶.

Liberalización de precios para las actividades de comercialización de gas natural.

El comercializador, es un tomador de precios de mercado tanto en la compra de gas a productores como en su venta al usuario final. España fue uno de los primeros países en Europa en liberar esta actividad, desde 2003 el usuario final puede elegir libremente a su comercializador. Esta implementación se realizó exigiendo al monopolio de esta época (Gas

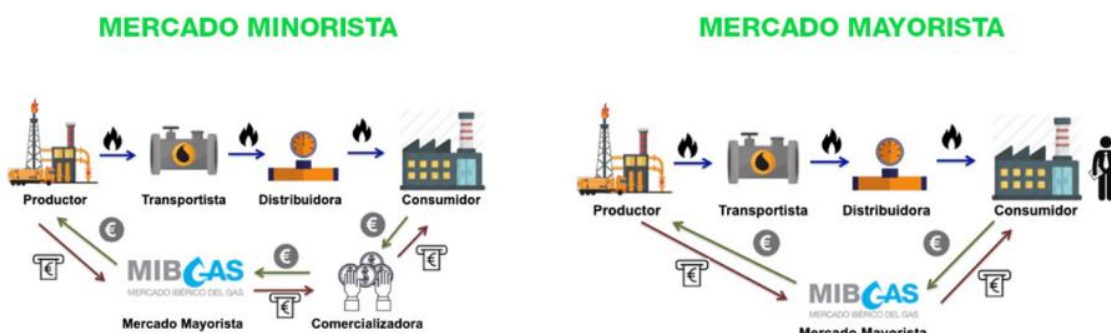


Figura 14. Interacción entre agentes del mercado de GN en España. Fuente: MIBGAS

⁶ INFORME ACERCA DEL CUMPLIMIENTO DE LAS PREVISIONES NORMATIVAS SOBRE SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES, RELATIVO A LAS EMPRESAS QUE DESARROLLAN ACTIVIDADES REGULADAS EN EL SECTOR GASISTA DEL GRUPO NATURGY, CORRESPONDIENTE AL AÑO 2023. <https://stpropwebcorporativangy.blob.core.windows.net/uploads/2024/04/Informe-gas-2023.pdf>

Natural, hoy Naturgy) a renunciar a parte de su cuota y a permitir la entrada de nuevos competidores.

Las comercializadoras establecen contratos con productores de gas, principalmente importado ya que la producción nacional es prácticamente nula. Esta negociación se da a través de contratos bilaterales o del Mercado Organizado de Negociación (MIBGAS - plataforma española que opera en el mercado europeo). Los contratos con los productores de gas natural y con los consumidores se establecen en condiciones de libre competencia, es decir el precio se determina por las condiciones de oferta y demanda.

El porcentaje negociado a través de la plataforma MIBGAS sobre el total de la demanda en España fue en promedio de 49.5% en 2023, presentando un incremento del 35,62% con respecto a 2022. El resto se negocian de forma bilateral entre comercializador y proveedor. Este incremento en el uso de MIBGAS deja entrever que la confiabilidad de un mercado organizado atrae a los productores y comercializadores.

Por otra parte, vale mencionar el rol que juega la plataforma europea MIBGAS, es el de establecer un espacio de negociación de los productos de entrega de gas en el “Punto Virtual de Balance”⁷ y en otros puntos locales del “Sistema Gasista” para distintos horizontes de tiempo, las negociaciones pueden ser intradiarias, diarias, continuas, de mediano y largo plazo. Estas negociaciones involucran a los compradores y vendedores, pero allí también participa conforme al código de red de balance⁸, el gestor de la red de transporte, que en este caso es ENAGAS GTS, S.A.U., ejerce las funciones de Gestor Técnico del Sistema y participa en el Mercado Organizado de Gas para comprar o vender el gas necesario para realizar sus acciones de balance y asegurar la disponibilidad de gas y uso de las redes.

⁷ El punto virtual de balance (PVB) comprende el conjunto del sistema de transporte de gas español en el que se negocian productos de transferencia de titularidad de gas con entrega física sin restricciones. MIBGAS.
<https://www.mibgas.es/es/cccontent/punto-virtual-de-balance-pvb#:~:text=El%20punto%20virtual%20de%20balance,con%20entrega%20f%C3%ADsica%20sin%20restricciones>. Regulado en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

⁸ Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

Por otra parte, el comercializador contrata también directamente las tarifas o peajes con transporte, distribución, almacenamiento y regasificación, siendo cada una de estas actividades independientes y reguladas de acuerdo con lo que se establecerá más adelante.

Finalmente, el comercializador establecer contratos con los consumidores finales formando la Tàfira de acuerdo con la Figura 15.

En este tema se considera importante mencionar el impacto que se ha presentado en la comercialización de gas natural en España desde 2021 con el cierre de 56 empresas⁹, debido a una coyuntura particular relacionada con la crisis energética que estaba viviendo el país donde los precios del gas natural incrementaron hasta en un 250%. En ese momento el gobierno consideró pertinente establecer un mecanismo llamado la tarifa de último recurso (TUR), que limitaba temporalmente el costo del gas natural a un 15% independientemente de lo que ocurriera en los mercados, el déficit causado por esta tarifa sería posteriormente recompensado por el gobierno.

Precio libre	Margen del comercializador	
Precio regulado	Peaje de regasificación	Peajes y cánones
	Peaje de transporte y distribución	
	Canon de almacenamiento subterráneo	
	Canon de almacenamiento de GNL	
Precio libre	Costo del GNI	

Figura 15. Estructuración de la tarifa usuarios final en España.

Para que el comercializador pudiera ofrecer esta tarifa se establecieron algunas reglas, una definía un número mínimo de clientes exigidos, lo que dejó rápidamente por fuera a las pequeñas comercializadoras, y otra establecía que esta tarifa solo aplicaba para consumidores que fueran personas naturales, luego se extendió a comunidades vecinales,

⁹ El Mundo España, octubre 2024, Frenazo a la liberalización del gas en España, <https://www.pressreader.com/>

considerados grandes consumidores, quitándole un mercado muy importante a los grupos económicos menos fuertes. Aunque se trataba de una medida temporal, se dejó de 2022 a 2024, tiempo en el que los pequeños comercializadores se han venido debilitando frente a la imposibilidad de competir contra Naturgy, Endesa, Iberdrola y TotalEnergies que suman el 91.4% del mercado.

Regulación de tarifas para las actividades de transporte, distribución, almacenamiento y regasificación de gas natural

La ley española obliga a los dueños de la infraestructura de transporte, distribución, almacenamiento y regasificación de gas natural, a dar libre acceso a los comercializadores quienes deben pagar una tarifa regulada o peaje de acuerdo con la *“Resolución de 30 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024”*.

La metodología de estimación de la tarifa tiene por objetivo remunerar los costos de la inversión y de la operación de los dueños de las diferentes infraestructuras y servicios. La tarifa es fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC).

Este acceso no discriminatorio incluye transporte, distribución, regasificación y almacenamientos subterráneos de gas.

Las tarifas se estiman por metro cúbico transportado, distribuido, gasificado o almacenado de acuerdo con los valores de *“los peajes de la actividad”*, para las redes locales y la regasificación se aplica la metodología establecida en la Circular 6/2020, de 22 de julio¹⁰, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

¹⁰ Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-8556>

Esta circular determina la metodología de cálculo de acuerdo con los principios tarifarios de suficiencia, eficiencia, transparencia y objetividad, y no discriminación entre usuarios de la red y se encuentra estructurada por actividad de la siguiente forma:

1. Peajes de acceso a las redes de transporte y redes locales (o de distribución):

- ☐ Incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento de las infraestructuras.
- ☐ Define los servicios prestados y correspondientes al transporte y distribución.
- ☐ Define la estructura y metodología de cálculo de los peajes en los puntos de entrada y salida de la red de transporte o de distribución, de acuerdo con la capacidad anual, capacidad anual ponderada por distancia y el volumen transportado. Las fórmulas específicas se detallan en el Anexo I para transporte y Anexo II para redes locales de esta circular.
- ☐ Establece multiplicadores para contratos inferiores a un año e intradiarios para homogeneizar la tarifa.
- ☐ Establece las compensaciones para las interrupciones por congestión y técnicas.
- ☐ Finalmente, fija las condiciones de facturación y el responsable de esta actividad.

2. Peajes de acceso a infraestructura de regasificación:

Esta actividad es de nuestro principal interés por lo que se establecen mayores detalles de lo especificado por la regulación española.

- ☐ **Costos incluidos:**
 - ✓ Retribución de la actividad de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores.
 - ✓ Diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de la actividad de regasificación de ejercicios anteriores.

- ✓ Compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los comercializadores y consumidores directos en el mercado correspondientes a ejercicios anteriores.
- ✓ Primas¹¹ resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación.
- ✓ Otros ingresos o costos liquidables imputables a la actividad de regasificación según se establezca en la regulación.

☐ **Servicios individuales prestados en las plantas de regasificación:**

- ✓ Descarga de buques
- ✓ Almacenamiento de GNL
- ✓ Regasificación
- ✓ Carga de cisternas
- ✓ Carga de GNL de planta en buque
- ✓ Trasvase de GNL de buque a buque
- ✓ Puesta en frío de buques¹²
- ✓ Licuefacción virtual¹³

Todas incluyen el derecho al uso de las instalaciones necesarias para completar las actividades con éxito, es decir, disponibilidad física y temporal.

☐ **Estructura de los peajes de la actividad de regasificación:**

Define la estructura y metodología de cálculo de los peajes por los servicios individuales prestados en cada planta y para cada servicio.

¹¹ La prima se refiere a un incentivo económico o compensación otorgada para promover el uso o la inversión en esta actividad. Este tipo de primas se pueden aplicar para promover la capacidad de regasificación o para compensar costos adicionales, algunas de estas primas están destinadas a compensar costos elevados por la operación y el mantenimiento de las plantas, en especial si se encuentran lejos de la demanda principal o tienen un costo operativo alto.

¹² “El volumen de carga asociado al servicio de puesta en frío no podrá ser superior al talón del buque. Se entiende por talón la cantidad mínima de GNL que ha de conservarse en los tanques de carga de un buque metanero para mantener la temperatura de operación. Su valor dependerá de las características constructivas de los tanques y su valor no podrá superar el 5% de la capacidad total de almacenamiento del buque.” Circular 6/2020.

¹³ “...dará derecho a la transferencia de gas desde el punto de intercambio virtual de la red de transporte hasta el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación, en forma de GNL.” Circular 6/2020.

1. Peaje de descarga de buques, consta de un término fijo en función del tamaño del buque, expresado en €/Buque, y un término variable expresado en €/kWh.
2. Peaje de almacenamiento de GNL, consta de un término fijo, expresado en €/kWh/día y un término variable expresado en €/kWh.
3. Peaje de regasificación, consta de un término fijo, expresado en €/kWh/día y un término variable expresado en €/kWh.
4. Peaje de carga de cisternas, consta de un término fijo, expresado en €/kWh/día y un término variable expresado en €/kWh.
5. Peaje de trasvase de GNL de planta a buques, consta de un término variable expresado en €/kWh.
6. Peaje de trasvase de GNL de buque a buque, consta de un término variable expresado en €/kWh.
7. Peaje de puesta en frío, consta de un término variable expresado en €/kWh.
8. Peaje de licuefacción virtual, consta de un término fijo, expresado en €/kWh/día.

- ☐ **Establece multiplicadores para contratos** inferiores a un año e intradiarios para homogeneizar la tarifa.
- ☐ **Establece las compensaciones para las interrupciones** por congestión y técnicas.
- ☐ **Fija las condiciones de facturación** y el responsable de esta actividad.

Adicionalmente la regulación establece la obligación de revisar y actualizar los peajes de manera periódica para adaptarse a cambios en los costos y en el mercado.

En el Anexo III de la Circular 6/2020 se fija en detalle la metodología para determinar los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación, donde la retribución total se define de la siguiente manera:

$$RR_n = R_{R,n} \pm DR_{R,n} \pm IC_{R,n} + CI_R - PR_R \pm OF_{R,n}$$

Donde:

“ RR_n ”: retribución de la regasificación a recuperar con cargo a los peajes de regasificación en el periodo tarifario n , expresado en €.

$R_{R,n}$: retribución anual de regasificación, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el periodo tarifario n , expresado en €.

$DR_{R,n}$: revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.

$IC_{R,n}$: diferencia entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de regasificación correspondiente a ejercicios anteriores, expresado en €.

CI_R : compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los usuarios de instalaciones de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.

PR_R : primas obtenidas, en su caso, de procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación, expresado en €.

$OF_{R,n}$: otros ingresos o costes liquidables a recuperar mediante los peajes de regasificación, según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

n : periodo tarifario para el que se calculan los peajes de regasificación.”

Para aclarar, la retribución de la actividad ($R_{R,n}$) de regasificación, que incluye la remuneración de los activos y AOM se publica en el Boletín Oficial del Estado y se estructura de la siguiente forma:

Periodos regulatorios	<ul style="list-style-type: none"> - El marco regulatorio de la retribución anual de las actividades reguladas establece que, desde el 1 de enero de 2021 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva y cada uno de ellos tendrá una duración de seis años. - Regulado de conformidad con el Real Decreto ley 8/2014. - El cálculo podrá ser actualizada periódicamente en caso de presentarse ajustes o modificaciones en el mercado.
Retribución de las instalaciones	<ul style="list-style-type: none"> - La metodología para determinar la se establece en la Circular 9/2019, de 12 de diciembre. - Calcula la retribución anual para cada empresa por inversión en instalaciones sumando la retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones, ajustes a la retribución por productividad y eficiencia, retribución por instalaciones en situación administrativa especial y otras variables propias de la regulación española.
Vida útil de los activos	<ul style="list-style-type: none"> - Las retribuciones se basan en la vida útil de los activos determinados por la regulación. - Por ejemplo, para tanques de GNL es de 20 años, estaciones de regulación o medida 30 años y vaporizadores de GNL 10 años.
Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones	<ul style="list-style-type: none"> • La metodología para determinar la retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones exige llevar una registro contable e independiente claro. • Solo serán aceptados aquellos costos relacionados, directa o indirectamente, con la actividad. Se usa la definición de “asignable” siempre que se pueda establecerse una relación causal entre el costo y el bien o servicio que constituye el objeto de la actividad. • Regulado por la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.
Tasa de retribución financiera	<ul style="list-style-type: none"> • La Circular 2/2019 establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la regasificación estimando el WACC o costo medio ponderado. • Regulado por la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

Lo anterior en cuanto a remuneración, pero es necesario también mencionar el rol que juega la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), ya que

es el organismo que promueve y preserva el buen funcionamiento de todos los mercados asegurando el interés de los consumidores y de las empresas.

“El objetivo principal es garantizar, preservar y promover el correcto funcionamiento, la transparencia y la existencia de una competencia efectiva en todos los mercados y sectores productivos, en beneficio de los consumidores y usuarios. Así como velar por una regulación eficiente” CNMC¹⁴

La comisión es un organismo público con personalidad jurídica propia e independiente del gobierno, sometido al control parlamentario. Su creación respondió al proceso de liberalización del mercado de gas, la desaparición del monopolio estatal y la necesidad de responder a la regulación europea. La CNMC actualmente integra seis organismos supervisores que estaban en funcionamiento relacionados con competencia, energía, mercado de las telecomunicaciones, sector postal, medios audiovisuales y regulación ferroviaria y aeroportuaria. Sus funciones se encuentran establecidas en la Figura 16, y es la entidad encargada del control y vigilancia de la operación del mercado gas entre otros.

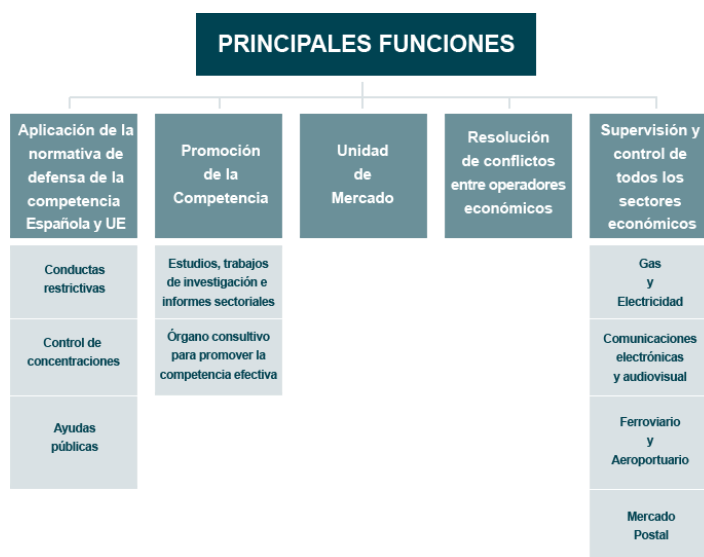


Figura 16. Principales funciones de la CNMC. Fuente: CNMC 2023.

2.3.2. Esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado en el país de referencia.

El esquema de comercialización de GN España se ajusta a las características de un mercado que opera únicamente con GNI, y cuenta con un alto estado

¹⁴ Página web CNMC <https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/que-es-la-cnmc>

de desarrollo en cuanto a regulación, infraestructura y dimensionamiento para su abastecimiento.

España es actualmente una potencia en el desarrollo de infraestructura de gas natural interna y para importación/exportación, tanto en redes como en



Figura 18. Red de gasoductos, almacenamiento y regasificación de España. Fuente: Energía y Sociedad.

almacenamiento y regasificación le lleva una amplia ventaja a sus pares europeos, como lo indica Enagas en su informe 2023, donde asegura que “España se ha consolidado como el primer reexportador de GNL en el mundo por segundo año consecutivo”.

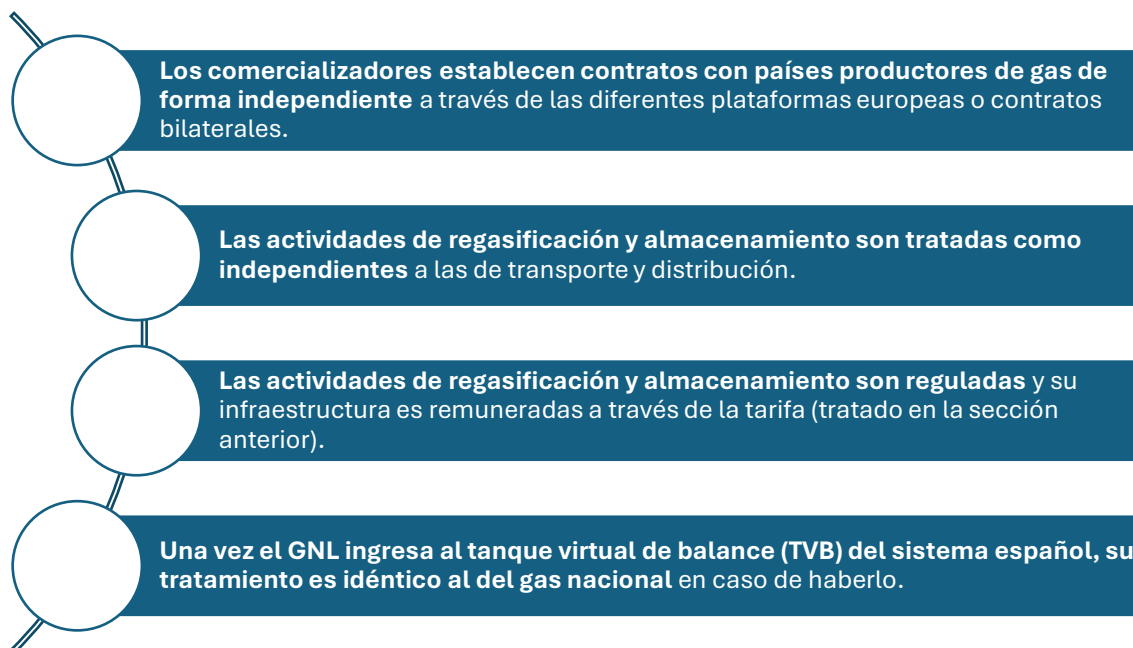
Cuenta con cuatro almacenamientos subterráneos de gas (AASS) en funcionamiento. Tres son antiguos yacimientos de gas ya agotados: Marismas (600 Mm3) que pertenece a una filial de Gas Natural Fenosa; Gaviota (2700 Mm3) y Serrablo (1100 Mm3) que pertenecen a Enagas, así como Yela (2000 Mm3) que es un acuífero salino.

Asimismo, cuenta con 7 plantas de regasificación:

Barcelona	Cartagena	Huelva	Sagunto	Bilbao	Mugardos	El Musel
• 760.000 m3 • 1969	• 587.000 m3 • 1989	• 469.000 m3 • 1988	• 450.000 m3 • 2006	• 300.000 m3 • 2003	• 300.000 m3 • 2007	• 300.000 m3 • 2023

Las plantas de regasificación de Barcelona, Sagunto, Huelva, Cartagena y el Musel son gestionadas por Enagas. La planta de Bilbao es operada por Bahía Bizkaia Gas (50% Enagas, 30% Ente Vasco de la Energía-EVE y 20% Energética BP), Mugardos es propiedad de Reganosa. En este sentido se entiende que las plantas de regasificación pueden ser desarrolladas y construidas por diferentes actores siempre y cuando cumplan con los requisitos legales, técnicos y medioambientales establecidos por la ley española. Adicionalmente es requerida una autorización del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico que establece si el proyecto es viable desde el punto de vista técnico, económico y legal¹⁵.

Basado en esta perspectiva de desarrollo del mercado español, el país ha ajustado su marco regulatorio, donde además de las condiciones definidas



¹⁵ **Autorización de instalaciones de transporte, distribución, almacenamiento, regasificación y de gas natural.** Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. https://sede.miteco.gob.es/portal/site/seMITECO/ficha-procedimiento?procedure_suborg_responsable=196&procedure_etiqueta_pdu=null&procedure_id=625

en el numeral anterior con respecto a la liberalización de precios para las actividades de comercialización de gas natural, se destaca que:

De estos elementos, con respecto a la comercialización se mencionó anteriormente que ha habido un crecimiento en el uso del MIBGAS como plataforma de negociación, ya que entrega señales claras de precio para que los agentes operen y tomen decisiones desde el corto hasta el largo plazo. Asimismo, en esta plataforma, los compradores y vendedores realizan contratos sobre el gas físico, y en condiciones estandarizadas establecen los contratos entre los comercializadores primarios que importan gas de países productores, y los comercializadores secundarios, que introducen el gas en el sistema de transporte y distribución, para suministro al consumidor final.

En cuanto a la remuneración de la infraestructura, cabe mencionar que la remuneración de Enagás por las instalaciones de almacenamiento subterráneo representa entre el 6 % y el 9 % del total de la retribución de sus actividades reguladas¹⁶. El IEEFA en 2021 realizó un estudio que identificó adicionalmente, que la capacidad instalada de GNL solo ha llegado a utilizarse en un 27% y que se ha avanzado en infraestructura innecesaria que ha elevado las tarifas llevándolas a ser una de la más altas de Europa.

Finalmente, en el sistema gasista español todas las operaciones de compraventa se concentran en un solo punto de entrega virtual (PVB) donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas como entrada o salida del mismo. Y todos los balances se hacen uniendo todo el gas del sistema en lo que llaman el Tanque Virtual de Balance (TVB), esta “virtualización” es fundamental para crear un verdadero mercado¹⁷.

Dentro del esquema de operación de sistema gasista de España, el Balance es un aspecto esencial para garantizar la operación armónica del mercado. En este sentido la regulación, a través de la *Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural*, regula los

¹⁶ Capacidad y remuneración aún excesivas en el sector del gas español La regulación continúa garantizando una tasa fija de retribución por inversión en infraestructura gasista. IEEFA, 2021. https://ieefa.org/sites/default/files/2022-09/ES%20Gas%20in%20Spain%20Still%20Oversupplied%20and%20Overcompensated_September%202022_1.pdf

¹⁷ Tanque Virtual de Balance-TVB: Tanque virtual de almacenamiento de gas natural licuado del conjunto de plantas de regasificación, donde los usuarios pueden almacenar gas natural licuado y transferir la titularidad del mismo. Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

mecanismos de cálculo del balance de gas en las infraestructuras del todo el sistema gasista, aquí se incluyen también las plantas de regasificación y los almacenamientos. El objetivo es establecer los procedimientos de cálculo de desbalances y los recargos, el balance operativo de las instalaciones, y las reglas para nominar el uso de las infraestructuras del sistema gasista. Este documento incluye también los procedimientos de información a los usuarios en relación con el balance, las garantías y contratos para los agentes.

Finalmente, para el esquema de comercialización de gas importado se debe entender cómo opera **el mercado secundario**, ya que es clave para optimizar el uso del gas natural y ajustar las posiciones de las empresas que lo comercian. La metodología la establece la *Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural*. Las principales reglas son:

1. Para comercializar gas natural en el mercado secundario es necesario estar registrado como agente del mercado de gas ante la CNMC y contar con los permisos y autorizaciones que exige el sistema, que incluyen garantías financieras y operativas.
2. Si el gas negociado no cuenta con primas se pueden realizar contratos bilaterales, si tiene primas asignadas solo se podrá hacer a través del Mercado Secundario Organizado de Capacidad (MSOC) y la plataforma MIBGAS.

MSOC:

- ✓ La negociación se puede hacer para la venta en el mercado diario o en mercados futuros a través de subastas u órdenes continuas, MIBGAS facilita estas operaciones bilaterales.
- ✓ El precio del gas se negocia en función de la oferta y la demanda en MIBGAS.
- ✓ Una vez la transacción es aceptada en MIBGAS se realiza la liquidación económica y la entrega del gas físico a través de los puntos de entrada y salida del sistema gasista, que controla el operador del sistema, generalmente Enagás.

BILATERALES:

- ✓ Se hace un intercambio directo de gas entre empresas y pueden ser contratos de corto plazo (spot): Para transacciones rápidas de gas en un plazo inmediato, o contratos de largo plazo con entregas a futuro o swaps de gas.
 - ✓ Las empresas también pueden usar mecanismos como los “capacity transfers” o cesión de capacidad en las infraestructuras gasistas (en regasificación, almacenamiento, distribución o transporte) para optimizar su posición y gestionar el gas que han comprado o vendido.
3. Con independencia del método utilizado para la transacción, todas las operaciones deberán quedar anotadas en la plataforma de negociación (del Gestor Técnico del Sistema), y las operaciones de compraventa deberán ser validadas previamente por el Gestor Técnico del Sistema en relación con la suficiencia de las garantías constituidas.
 4. Cumplir con los requerimientos de la CNMC en términos de entrega de información para garantizar la transparencia en las transacciones, cumplir con las reglas de acceso a infraestructuras de gas y asegurar que las transacciones se realicen bajo prácticas comerciales justas y no discriminatorias. La CNMC tendrá acceso telemático al registro de operaciones de reventa y subarriendo de capacidad.
 5. Cumplir con las garantías financieras que respalden sus operaciones para operar en el mercado secundario. Esto es necesario para asegurar que los agentes puedan cumplir con sus compromisos contractuales y evitar riesgos de impago o incumplimiento de entrega.
 6. Los vendedores de gas en el mercado secundario deben gestionar su balance energético dentro del sistema gasista español, lo que significa que deben asegurarse de tener suficiente capacidad en las infraestructuras del sistema para cumplir con los compromisos de entrega acordados en sus contratos de venta.
 7. Los operadores de las instalaciones tendrán la obligación de facilitar las transacciones de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad que se les notifique.

Se reitera que la regulación de gas propone este mercado como un espacio de libre negociación, pero público y transparente con la única función de optimizar la operación de todo el sistema de gas natural y permitir a las empresas hacer ajustes en sus operaciones.

2.3.3. Identificación de requerimientos normativos en el país de referencia.

Las siguiente son las principales normas de GN en la regulación española, su contenido se ha ido referenciando a lo largo de este capítulo:

- **Circular 2/2020**, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen **las normas de balance de gas natural**.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-682
- **Circular 8/2019**, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece **la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural**.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18397
- **Real Decreto 984/2015**, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-11725>
- **Circular 6/2020**, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece **la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural**.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-8556>
- **Resolución de 30 de mayo de 2023**, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, **por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024**.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-13213
- **REGLAS DEL MERCADO SECUNDARIO ORGANIZADO DE CAPACIDAD.**

<https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/procesos-del-sistema-gasista/habilitacion/REGLAS%20DEL%20MERCADO%20SECUNDARIO%20DE%20CAPACIDAD.pdf>

- **Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.**

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-7064#:~:text=Este%20Real%20Decreto%2Dley%20tiene,medidas%20de%20la%20reforma%20fiscal.>

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.**

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398

- **Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.**

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-16639

2.3.4. Criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista en el país de referencia.

El desarrollo de los acuerdos comerciales en el mercado de gas, desde su negociación hasta su contratación y ejecución, son supervisados principalmente por la CNMC y por el Gestor Técnico del Sistema (Enagás), que aseguran el cumplimiento de la normativa y los requisitos necesarios. Los principales criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista tienen como objetivo garantizar el correcto funcionamiento del mercado y la transparencia de las transacciones entre los agentes.

Estas reglas operan para el mercado primario y secundario para comercializar gas:

1. **Registro como agente autorizado en el Sistema Gasista Español**, este registro es gestionado por la CNMC y es obligatorio para:

- ✓ Comercializadores: Empresas que compran y venden gas natural.
- ✓ Distribuidores: Empresas que gestionan la red de distribución de gas.
- ✓ Consumidores directos: Grandes consumidores que compran gas directamente en el mercado.
- ✓ Transportistas: Empresas que gestionan el transporte del gas por gasoductos.

El registro garantiza que los agentes cumplen con un mínimo de requisitos técnicos, financieros y operativos, entre los cuales se destacan contar con una estructura organizacional suficiente, experiencia en el mercado, y condiciones jurídicas y financieras que permitan operar en el mercado y presentar garantías económicas.

2. **Capacidad de acceso a la infraestructura para suministrar el gas al consumidor final**. Como se ha venido mencionando, el acceso a las infraestructuras de GNL y GN está regulado y, en muchos casos, se asigna mediante subastas de capacidad o contratos a largo plazo. Esta capacidad de acceso debe estar garantizada para toda la cadena de comercialización, es decir que debe incluir las negociaciones con:

- ✓ Plantas de regasificación
- ✓ Gasoductos y puntos de interconexión
- ✓ Almacenamientos subterráneos

Para la suscripción de los contratos, la CNMC y Enagás supervisan la capacidad de acceso negociado y las condiciones para que sea justo y no discriminatorio.

3. **Garantías financieras**. Las empresas que participan en el mercado de gas deben ofrecer garantías financieras suficientes para respaldar sus compromisos contractuales. Estas garantías suelen ser exigidas para cubrir riesgos de impago o incumplimiento, y están supervisadas por el

operador del mercado. Estas garantías incluyen desbalances e incumplimiento.

Contratos de suministro a usuarios finales:

En los contratos de suministro a usuarios finales, se deben cumplir con los requisitos establecidos por la CNMC en cuanto a la calidad del servicio, las tarifas y las condiciones de suministro. Esto es especialmente importante en contratos con consumidores domésticos y pequeñas empresas, donde se aplican las tarifas de último recurso y se protege al consumidor.

Los contratos tienen las siguientes características generales¹⁸:

- Cuando la comercializadora rescinde el contrato conforme a lo pactado, debe indemnizar al consumidor con al menos el mismo criterio de penalización previsto para el supuesto inverso.
- El comercializador no puede limitar el plazo para que el consumidor rescinda su contrato sin costo ni penalización cuando se modifican las condiciones.
- Los precios y condiciones deben ser publicados con total transparencia para que los consumidores puedan realizar una comparación sencilla¹⁹.
- Una vez suscritos los contratos, se debe garantizar la entrega efectiva del gas, el cumplimiento de las obligaciones contractuales y la estabilidad del sistema gasista.

Para negociar contratos es obligatorio:

- Reservar la capacidad de transporte necesaria en la red de gasoductos para transportar el gas desde el punto de entrada (como una planta de regasificación) hasta el punto de consumo.
- Cumplir con los requisitos de balance, donde los agentes deben cumplir con sus compromisos al garantizar que la cantidad de gas inyectada en el sistema coincida con la cantidad que se retira.

Las sanciones por incumplimiento de los contratos pueden económicas, como penalizaciones por desbalance si no cumple con la entregar o

¹⁸ CNS/DE/1154/21. Guía CNMC con las medidas de protección de los consumidores de electricidad y gas.

¹⁹ Real Decreto-ley 23/2021, establece las obligaciones de información al consumidor.

consumo del gas comprometido, operativas como perder el acceso a las infraestructuras gasistas o ser suspendida para operar en el mercado por interrupciones de suministro. Estas sanciones están respaldadas por garantías de suministro y continuidad adicionales para el mercado residencial y de pequeñas empresas, y también se debe contar con planes de contingencia.

En términos de acaparamiento y operación del mercado secundario, España ha implementado medidas regulatorias y operativas supervisadas por la CNMC y el operador del sistema gasista (Enagás), que buscan prevenir abusos de poder de mercado y asegurar el suministro estable:

1. Normativa antimonopolio y supervisión de la CNMC

- Monitoreo de la concentración de mercado: La CNMC controla si algunos agentes están acumulando una posición de dominio en el mercado secundario que les permita manipular los precios o limitar el acceso al gas.
- Normativa antimonopolio: Las empresas que actúan en el mercado de gas están sujetas a la legislación española y europea de defensa de la competencia. Cualquier intento de manipular los precios o acaparar recursos de forma injusta puede ser sancionado.
- Sanciones y multas: En caso de detectar prácticas anticompetitivas, como acaparamiento o abuso de poder de mercado, la CNMC puede imponer sanciones económicas y exigir correcciones en las prácticas comerciales de las empresas infractoras.

2. Límites a la capacidad de almacenamiento

- Asignación regulada de capacidad: La capacidad de almacenamiento de gas natural en infraestructuras como plantas de regasificación, gasoductos o almacenamientos subterráneos está regulada y se distribuye entre los distintos agentes de forma equitativa.
- Subastas de capacidad: En algunos casos, la capacidad de infraestructuras clave se subasta para evitar que un solo actor acumule demasiada capacidad. Estas subastas son gestionadas de manera transparente, y todos los agentes tienen acceso igualitario.
- Requisitos de uso: A los agentes que obtienen capacidad de almacenamiento o transporte de gas se les exige que la usen

efectivamente. Si no se utiliza la capacidad reservada, se puede redistribuir a otros agentes para evitar bloqueos.

3. Mercado organizado y transparentado de MIBGAS

Ampliamente explicado en este documento.

4. Revisión de los contratos bilaterales

Para evitar que los contratos bilaterales en el mercado secundario se usen para acaparar gas, la CNMC exige:

- Declaración de transacciones: Las empresas deben declarar las transacciones bilaterales importantes a la CNMC para su supervisión.
- Supervisión de precios: La CNMC analiza los precios de los contratos bilaterales para asegurarse de que no están siendo utilizados para acaparar o manipular el mercado.

5. Requisitos de balance energético

Los agentes que operan en el sistema gasista español deben cumplir con sus compromisos de balance energético. Para esto deben gestionar adecuadamente el gas que compran y venden para mantener el equilibrio del sistema:

- Penalizaciones por desbalances: Si una empresa no cumple con los requisitos de balance (por ejemplo, si compra más gas del que puede consumir o vender, o no entrega el gas acordado), puede enfrentar penalizaciones económicas soportadas por garantías.
- Medidas de ajuste: En caso de desbalance, el operador del sistema puede tomar medidas correctivas para redistribuir el gas y garantizar el suministro. Esto disuade a las empresas de intentar acumular más gas del necesario.

6. Supervisión del mercado y alerta temprana

El Gestor Técnico del Sistema (Enagás), y la CNMC monitorean de forma continua la actividad del mercado para evitar desequilibrios o prácticas abusivas. Entre las herramientas utilizadas están:

- Sistema de alerta temprana: Se emplean indicadores que detectan posibles comportamientos anómalos en el sistema gasista, como el acaparamiento de gas, que puedan poner en riesgo la estabilidad del mercado.
- Intervención del operador del sistema: Si se detecta que el acaparamiento o el abuso de la capacidad está afectando el equilibrio del mercado, el operador del sistema puede intervenir para garantizar que el gas se redistribuya de manera adecuada, evitando problemas de suministro.

Estas son las principales características de los contratos dentro del mercado de gas natural y GNL en España.

3. Propuesta de regulación para comercialización de GNI

3.1. Afectación o influencia de la propuesta de regulación en relación con las disposiciones establecidas por la superintendencia en la asimilación de actividades.

La resolución emitida por la SSPD responde a un mandato impartido por el legislativo mediante el Plan Nacional de Desarrollo contenido en la Ley 1955 de 2019 que identificó que, en el marco de la prestación de un servicio público, hay actividades complementarias que permiten que efectivamente se dé a satisfacción.

El numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 establece que el servicio público domiciliario de gas combustible abarca todas las actividades dirigidas a su distribución, ya sea mediante tuberías u otros medios, desde un centro de almacenamiento de grandes volúmenes o un gasoducto principal hasta la conexión y medición en el punto final de consumo. Además, esta normativa se aplica a las actividades complementarias de comercialización, que incluyen desde la producción y transporte del gas a través de un gasoducto principal o cualquier otro medio, desde el lugar de generación hasta el punto de conexión con una red secundaria.

Con el fin de satisfacer las necesidades de consumo del servicio público domiciliario de gas en el país, el mercado interno ha determinado que resulta imperativo implementar la actividad de regasificación, que permite devolver el gas natural licuado (GNL) a su estado gaseoso tras ser importado. Esta actividad es crucial para asegurar la prestación continua del servicio, especialmente ante fluctuaciones del mercado o limitaciones en la oferta de suministro y transporte interna.

Ahora bien, en la RESOLUCIÓN CREG 102 009 DE 2022 se establece que la infraestructura de importación de gas desde el Pacífico se asemeja a la actividad de transporte pues guarda elementos en común con esta actividad entendiendo que el objetivo de la misma es poner a disposición el gas para el consumo sin implicar la adquisición de su propiedad ni su comercialización. Además, se dispuso que la regasificación tiene un impacto determinante en la prestación del servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias, dado que el gas importado y regasificado se utiliza en la generación de energía a través de plantas termoeléctricas.

Por ese motivo, y dada la relevancia de la actividad de regasificación, la SSPD ha tomado una postura clara que se orienta a definir como indispensable, que los agentes que la desarrollan actividades complementarias a un servicio público deben reportar información periódicamente al Sistema Único de Información (SUI) de la SSPD para que las autoridades competentes cuenten con datos actualizados y precisos para ejercer sus funciones.

En este orden de ideas, mediante la resolución 20201000057975 del 14 de diciembre de 2020, la entidad decidió:

- i. Definir que la actividad de regasificación se asimile a la actividad de transporte, como actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible, debido a su impacto determinante en la prestación de dicho servicio.
- ii. Establecer que la comercialización de gas importado se asimile a la actividad de comercialización, también como actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas, en virtud de su incidencia en la correcta prestación de este servicio.
- iii. Disponer que los agentes que lleven a cabo las actividades mencionadas en los puntos anteriores estarán sujetos a la inspección, vigilancia y control

- de la SSPD, y deberán constituirse como Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios, conforme a lo previsto en el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.
- iv. Finalmente, indicar que la ejecución de las actividades de regasificación o comercialización de gas importado implica el cumplimiento de las obligaciones del régimen de servicios públicos domiciliarios, especialmente en lo referente al reporte de información en el SUI respecto a las actividades realizadas.

- **Aspectos a tener en cuenta en la propuesta de regulación**

Es clara la intención de la SSPD sobre crear la necesidad de identificar las actividades conexas a la prestación efectiva del servicio de gas natural en Colombia, pues su conclusión se orientó a determinar que este tipo de relaciones son las que permiten una prestación eficiente de cara al Usuario. En este contexto, resulta por lo menos razonable considerar que dicha entidad consideró imperativo que la supervisión de actividades como la operación de infraestructura de regasificación y la comercialización de gas importado, requiriera que los agentes involucrados se constituyan como Empresas de Servicios Públicos (ESP).

Sin embargo, parece haberse pasado por alto que imponer la obligación de registrarse como ESP implica para estos agentes el cumplimiento de ciertas obligaciones adicionales que un inversionista en otro mercado no tendría en cuenta a la hora de decidir inyectar capital. Esta carga regulatoria adicional podría conducir a una sobrerregulación del mercado del GNI, dificultando la entrada de nuevos agentes al crear condiciones del mercado poco atractivas debido a la complejidad normativa aplicable.

La imposición de tener que constituirse como ESP generaría una **barrera regulatoria** [YR6][YR7] que limitaría la entrada de nuevos agentes al mercado, como importadores, importadores-comercializadores y operadores de infraestructura de regasificación. Al restringir la participación de estos nuevos actores, se observan dos efectos directos: (i) la oferta en un mercado de demanda creciente se reduce, lo que podría provocar un alza natural en los precios; y (ii) no se descentraliza el poder y los oligopolios, que son las empresas que cuentan con la calidad de ESP y experiencia en el mercado, conservarían su ventaja competitiva frente a los nuevos participantes en el mercado del GNI.

Ahora bien, no se deja de lado que la intención de la SSPD es **efectuar la debida vigilancia de las actividades de los Agentes** que comercialicen GNI y operen infraestructura de regasificación y, con ello, propender con que exista una adecuada prestación del servicio de gas natural en el país. No obstante, se propone alivianar tanto como sea posible las cargas para participar en este mercado sin dejar de lado que los Agentes sean objeto de un debido control, por ejemplo, con el reporte de información. Esto con el objetivo de consolidar un mercado que fomente la inversión de nuevos actores en Colombia con una regulación que proporcione garantías normativas que protejan su capital, evitando al mismo tiempo la imposición de requisitos complejos como la obligatoriedad de constituirse como **ESP**^[YR8]^[YR9].

Algunas cargas asociadas a la obligación de constituirse como ESP que se traducen en barreras regulatorias son las siguientes:

- a. **El deber de constituirse como sociedad por acciones y objeto social exclusivo:** Las ESP están obligadas a constituirse como sociedades por acciones, cuyo objeto debe ser exclusivamente la prestación de servicios públicos. Esto implica que una empresa que actualmente se dedica a otro sector y desea participar en la importación de gas natural deberá modificar su objeto social para cumplir con las exigencias legales o constituir una nueva sociedad para tal fin.
- b. **Obligación de presentar información financiera y contable**^[YR10]^[YR11]: Actualmente las sociedades constituidas como ESP deben reportar a la SSPD, a través del Sistema Único de Información (SUI), copias de las actas de asamblea, incluyendo balances y estados financieros. Y, en caso de ser requeridos, someter estos documentos también a la revisión de la CREG. Estas obligaciones de reporte implican una carga administrativa si se tiene en cuenta que debe hacerse mediante el uso del sistema dispuesto por la SSPD que demanda recursos humanos, técnicos y financieros al ser necesario la capacitación de personal para el uso de esta plataforma. Sin embargo, la eliminación del requisito de constituirse como ESP no debe entenderse como la eliminación de la obligación de reportar información que sea relevante y necesaria para el funcionamiento transparente del mercado. Pero debe propenderse que este encargo sea tramitado por vías distintas a las convencionales o que, al menos, el SUI sea adaptado para que el cargue de información puedan hacerlo agentes que no sean ESP.

- c. **Contribuciones especiales y cargas fiscales:**^[YR12]^[YR13] Las ESP están obligadas a realizar un pago anual por concepto de contribuciones especiales de conformidad con el artículo 85 de la Ley 142 de 1994. Esta contribución representa un costo adicional que los inversionistas deben incluir en sus proyecciones financieras, lo cual podría restar competitividad. Lo que resultaría preocupante de esta imposición, se centra en que los Productores, quienes no están obligados a constituirse como una ESP, no pagan este impuesto. En este sentido, resultaría desequilibrado para el mercado que al Importador de GNI se le imponga esta carga fiscal que el Productor de gas local no posee. Por ello, se debe prever que, con la participación de nuevas empresas en calidad de Importador, la CREG debe considerar establecer dentro de la regulación reglas que equilibren las condiciones de competencia entre las empresas que son ESP y los Importadores de GNI (que se sugiere que no tengan esta connotación). Una de esas medidas podría ser la imposición de este pago a cualquier agente que participe en la cadena de suministro de gas, sean o no una ESP.
- d. **Obligación de reporte al Sistema Único de Información (SUI):**^[YR14]^[YR15] actualmente las ESP deben suministrar al SUI, de manera periódica (trimestral, semestral y anual), información financiera, administrativa y contable. Cabe resaltar que este reporte solo puede hacerse cuando la empresa esté debidamente registrada como Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios, lo cual implica una carga adicional al Agente vigilado. Por ello se propone que se cree una nueva obligación de reporte de información para los Importadores de GNI y operadores de infraestructura de regasificación, que les permita la remisión de información haciendo uso de mecanismos distintos a los habilitados en el SUI que requieren de la capacitación del personal de las empresas y solo está habilitada para las ESP. Esta nueva forma de reporte podría concebirse a través del envío de información directamente a la SSPD a través del SUI pero mediante una plataforma distinta que, de manera más sencilla, permita a empresas no ESP a cargar lo que se les requiera para ejercer el debido control. Esta apertura abriría la posibilidad de la participación de nuevos actores interesados en la actividad de importación de gas, promoviendo un mercado más competitivo y diverso.

Beneficios de la eliminación de la obligación de constituirse como ESP: Eliminar el requisito de constituirse como empresa de servicios públicos domiciliarios (ESP) para los compradores de GNI fomentaría la participación de nuevos inversionistas, incluyendo actores nacionales e internacionales interesados en proyectos de regasificación y comercialización. Esta medida no solo incrementaría la competencia en el mercado, beneficiando a los consumidores finales con precios más competitivos, sino que también garantizaría la atención de la demanda sin exponer al país a riesgos de racionamiento frente a un potencial déficit de gas actual o futuro.

El GNI complementaría el abastecimiento de gas natural de fuente local, sin sustituirlo, y una regulación más flexible, alineada con las tendencias internacionales, permitiría a Colombia avanzar hacia un modelo energético más diversificado y resiliente.

El mercado internacional de gas natural es robusto y diversificado, con múltiples participantes de diferentes regiones del mundo. Esta pluralidad garantiza la competitividad y previene la concentración de poder en un único actor, evitando la formación de monopolios. En este contexto, los vendedores en el mercado internacional actúan como un participante más entre muchos, sin influencia predominante ni capacidad para dominar el mercado global.

Adicionalmente, los vendedores internacionales de gas natural no están obligados a constituirse como ESP en Colombia. Estas empresas, domiciliadas y registradas en el extranjero, tienen como objeto comercial la exportación de gas natural, no la prestación de servicios públicos domiciliarios, lo que respalda la necesidad de ajustar la regulación para reflejar esta realidad.

Finalmente, en los capítulos siguientes se presentarán recomendaciones específicas sobre las modificaciones requeridas en los mecanismos de contratación para el suministro de gas importado, promoviendo un marco normativo que impulse el desarrollo del sector.

3.2. Análisis, evaluación y presentación de alternativas para definir la comercialización de gas importado.

Para definir [YR16] una regulación efectiva en la comercialización de gas importado es necesario establecer normas claras que faciliten la actividad. En este contexto, se evaluarán alternativas regulatorias orientadas a minimizar barreras en el mercado, evitar costos adicionales para los usuarios finales y asegurar un suministro confiable de gas natural para todos los colombianos.

Para llegar a la mejor propuesta, se llevará a cabo un Análisis de Impacto Normativo (AIN), según la Guía Metodológica para la Elaboración de Análisis de Impacto Normativo Versión 2.0²⁰ del Departamento Nacional de Planeación (DNP). Este documento es una herramienta esencial para la toma de decisiones en regulación o políticas públicas. La intención es definir la mejor intervención posible haciendo un análisis técnico que soporte que se elige la mejor alternativa garantizando los beneficios y justificando los costos. Las etapas del análisis se muestran en la siguiente figura extraída de la ficha metodológica correspondiente:

Tabla 3.1
Etapas del AIN completo

1	Problema	En esta etapa se identifica con claridad el problema que necesita ser solucionado; también se presenta la evidencia de su magnitud y alcance.
2	Objetivos	Se definen los objetivos, las metas y los resultados que se espera obtener con la intervención del Gobierno.
3	Alternativas	Se identifican y describen un grupo de alternativas viables para la solución del problema.
4	Análisis y evaluación de alternativas	Se lleva a cabo una evaluación adecuada y un análisis de los beneficios y costos de cada alternativa viable.
5	Conclusiones y alternativa elegida	Se explica cuál es la alternativa elegida, esta será en la que los beneficios sean mayores a los costos.
6	Implementación y monitoreo	Se provee información sobre cómo sería implementada, monitoreada y revisada la alternativa elegida.
7	Consulta Pública	Se debe permitir la participación de los usuarios y grupos de interesados con la situación. Es transversal en toda la elaboración del AIN.

Fuente: Elaboración propia - DNP, GME.

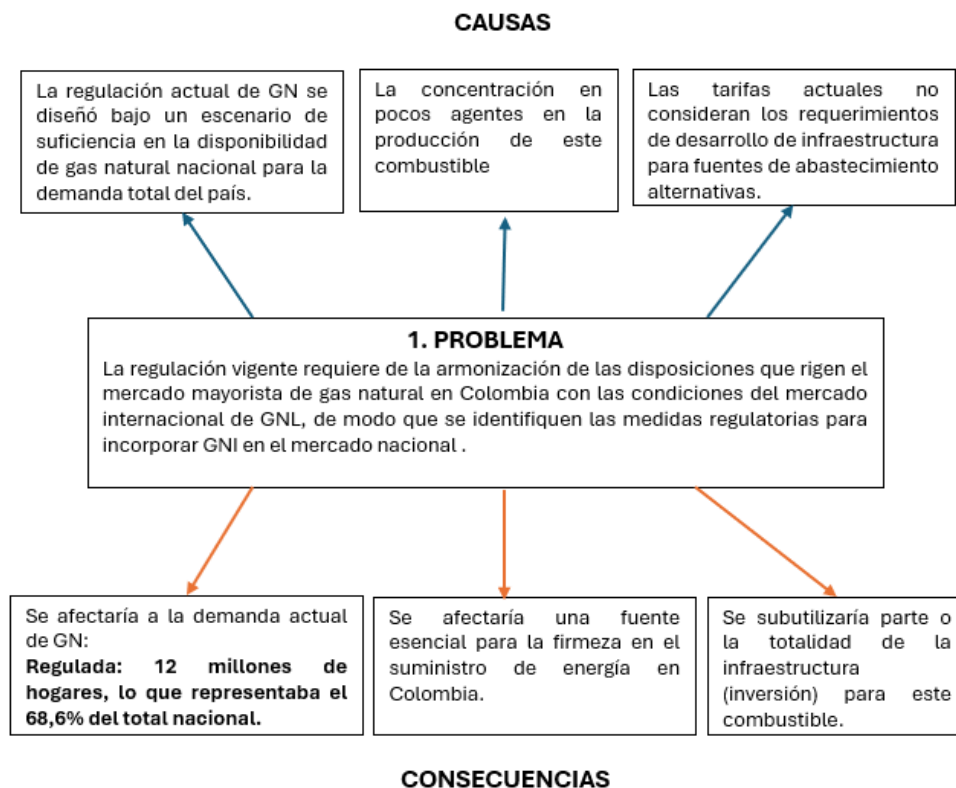
Figura 19. Etapas del AIN completo. Fuente: DNP

A continuación, se llevará a cabo el AIN para definir la necesidad y características de la intervención y sus alternativas:

3.2.1. Definición del problema:

Para iniciar el análisis es importante identificar y definir plenamente el problema^{[YR17][YR18]} al que se le está buscando solución, y adicionalmente establecer la afectación al bienestar colectivo que justifique en este caso específico cambios en la regulación. Los resultados se muestran en el siguiente diagrama^{[RP19][RP20][YR21]}:

²⁰ AIN – Departamento Nacional de Planeación (DNP) - https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/ModernizacionEstado/ERel/Guia_Metodologica_AIN.pdf



Para cuantificar las consecuencias del problema identificado en cuánto a la dificultad de suministrar gas natural a la demanda del país, se identifican los diferentes grupos que están siendo afectados, entre los cuales se encuentran los usuarios regulados, el sector industrial y terciario, y finalmente las termoeléctricas que garantizan firmeza a través de contratos de GN.

Los usuarios regulados, es decir la población o demanda que actualmente se abastece en Colombia con GN se distribuye de la siguiente manera:

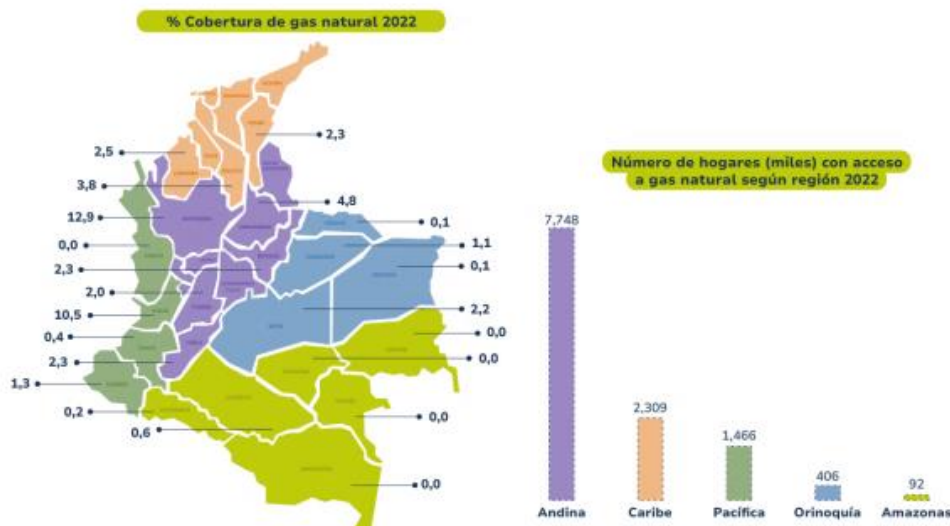


Figura 20 Porcentaje de cobertura de gas natural a hogares colombianos 2022. Fuente: UPME 2024

De acuerdo con datos en informe de la UPME de enero 2024 de las Encuestas de Calidad de Vida (ECV) correspondientes al año 2022, “el servicio de gas natural se encontraba disponible en 12 millones de hogares, lo que representaba el 68,6% del total nacional. En la región Andina, el acceso a la red pública de gas natural abarcaba el 64,5% (7.748 miles de hogares), en la región Caribe alcanzaba el 19,2% (2.309 miles de hogares), en la región Pacífica el 12,2 % (1.466 miles de hogares), en la región Orinoquía el 3,4 % (406 miles de hogares), y en la región Amazonas, el 0,77% (92 miles de hogares)”.²¹ (Subrayado fuera del texto)

Lo anterior muestra el gran número de hogares que se benefician de este energético para actividades principalmente de cocción y calentamiento de agua, reduciendo así el uso de productos más contaminantes o con efectos nocivos para el medio ambiente y la salud, como el carbón y la leña. Adicionalmente es un combustible accesible en términos de precio para los usuarios.

²¹ Proyección de demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2027, UPME, enero 2028.
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.pdf

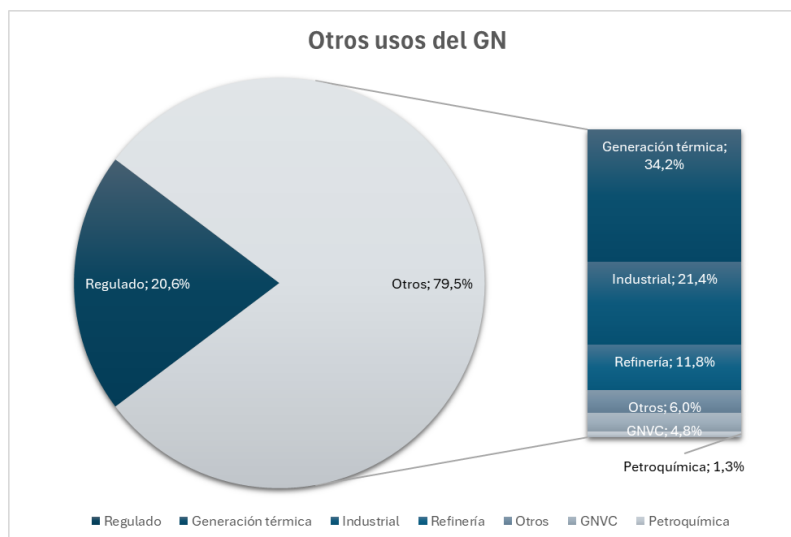


Figura 21. Otros usos de GN en Colombia. Fuente: Gestor Mercado de Gas 2024

Asimismo, este combustible es ampliamente utilizado por usuarios no regulados, empresas o grandes consumidores que han desarrollado sus negocios alrededor de este energético y hoy podrían verse altamente afectados. Esto afectaría al país en términos de empleos, producción, inversión, y pago de impuestos entre otros. Otro tema para considerar es el requerimiento del gas para la producción de energía térmica, como una fuente esencial de firmeza para el suministro de energía en Colombia. En la siguiente gráfica sacada del Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas, de la SSPD²², marzo – mayo 2024, se muestra la distribución de la demanda total de GN en el trimestre:

La Figura 21 indica que los tres grupos de mayor demanda de gas natural están conformados por los usuarios regulados con un 20.6%, la industria con un 21.4% y la generación térmica con un 34.2% alcanzando más de un 75% de la demanda total del país. En caso de tener restricciones de GN los primeros afectados serán los industriales, quienes en el mejor de los casos podrán acceder a energéticos de mayores costos sin hacer conversiones de tecnología, pero en su gran mayoría requerirán un tiempo de adaptación de la tecnología actual, por lo cual para la industria no solo habrá un incremento en el precio del energético, sino también cierres y costos adicionales muy perjudicial para la producción y los consumidores.

²² Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas Natural. MARZO - MAYO 2024.

En línea con lo mencionado anteriormente, se extrae del reporte de junio 2024 del Gestor del mercado de gas natural²³ la distribución del consumo de este combustible en el país, donde se reitera la importante participación de la industria y el mercado residencial, por lo mismo se pueden cuantificar los efectos de un potencial desabastecimiento de gas natural en Colombia con graves consecuencias para los usuarios y los efectos sobre una infraestructura e inversiones ampliamente desarrolladas en Colombia.

INFORME MENSUAL JUNIO 2024 – GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL 16

Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT

En el mes de **junio** de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la Industrial con 269 GBTUD en promedio, de los cuales 205 GBTUD corresponden a la región Interior y 64 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 176 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.

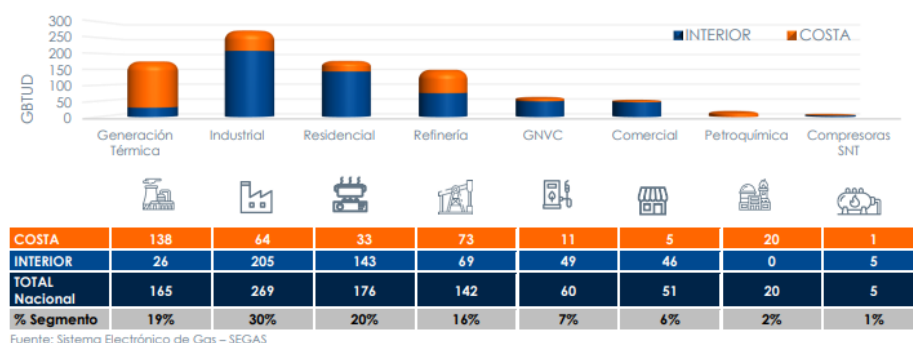


Figura 22. Energía promedio entregada por sector de consumo y región SNT. Fuente: Gestor Mercado de Gas

En cuanto a los agentes del mercado de GN, estas empresas han invertido cantidades muy importantes de recursos en el desarrollo de una infraestructura apropiada y de alta cobertura para el suministro de GN en el país. La no disponibilidad del recurso puede llevarlos a perder la demanda que han construido en más de 20 años, afectando no solamente su propio negocio, los empleos generados, y la inversión realizada. Sino también obligando a los beneficiarios a buscar nuevas alternativas con condiciones inciertas en el corto plazo.

En cuanto a la pérdida de la demanda en términos de infraestructura desarrollada, Colombia cuenta con una red que cubre gran parte del territorio como se muestra en la Figura 23. Red de transporte de GN en Colombia. Fuente: Empresas transportadoras de la red de transporte, adicionalmente la

²³ Gestos del mercado de gas natural en Colombia. INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL. JUNIO 2024

UPME en su Proyección de demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2027 ha identificado nuevas obras para mejorar la cobertura y abastecimiento de este combustible generando nuevas y mayores inversiones.

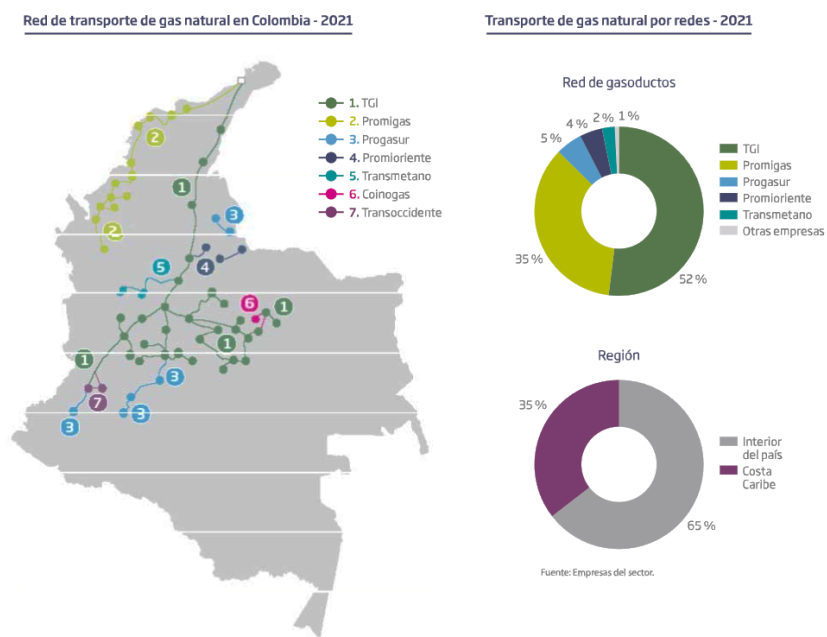


Figura 23. Red de transporte de GN en Colombia. Fuente: Empresas transportadoras

De acuerdo con cifras del informe, se identificó un crecimiento continuo que en promedio fue del 2.3% entre 2000 y 2009, y del 1.2% entre 2010-2021, cuya disminución en el crecimiento se asocia a una racionalización del consumo. Esto indica que el uso del GN sigue siendo indispensable en el desarrollo de diversos sectores esenciales del país y su contracción significaría altas consecuencias para Colombia y principalmente para la demanda regulada. La siguiente gráfica establece la situación de GN con la información futura del mercado de gas depositada y consultada por el gestor, donde se identifican tres puntos clave:

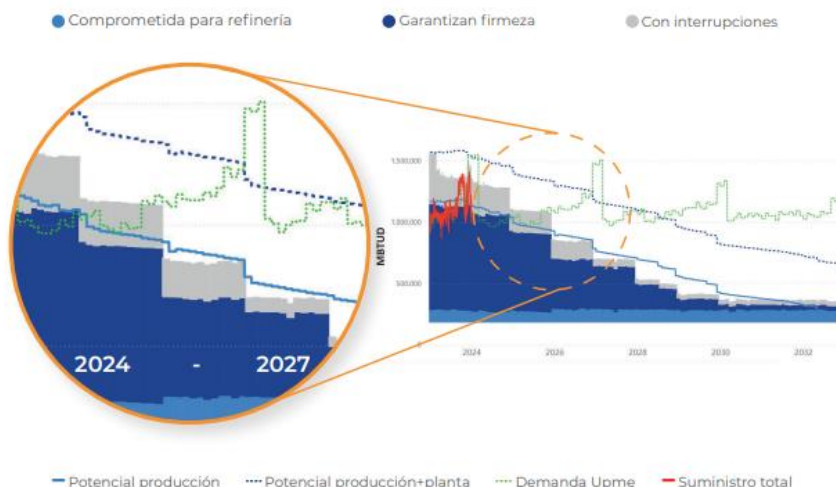


Figura 24. Balance de oferta y demanda del Gestor del Mercado de gas. Fuente: Informe anual 2023 mercado de gas natural del gestor de mercado

- **La producción de gas se reducirá** en los próximos años: un 7.3% en 2024, un 11.6% en 2025 y un 9.3% en 2026, acumulando una caída del 19.8% entre 2024 y 2026
- **La proyección de la demanda de gas de la UPME crecerá** cerca de un 23% en el mismo periodo, sin contar el posible impacto de un fenómeno como El Niño
- **A partir de 2025, la demanda superará el potencial de producción**, y en 2027 alcanzará un pico que sobrepasará la capacidad actual declarada de la planta de regasificación de 400 GBTUD (SPEC)

Si bien de acuerdo con los lineamientos de la OCDE, no hay una regla estándar que permita conocer si un problema es lo suficientemente significativo o no para justificar la intervención gubernamental, con el análisis de causas y efectos, donde se revisan aspectos como:

- **El tamaño del mercado de GN** comparado con otros energéticos similares, donde, por ejemplo, en el residencial con el GLP y la energía eléctrica, la penetración de primero es mucho mayor, de acuerdo con cifras de Naturgas 2023 mientras el GN atiende un 67% de la demanda regulada, el GLP llega al 20%.

- **Los grupos afectados** por el problema no tienen la capacidad para tomar acciones por sí mismos, en este caso usuarios regulados e industriales difícilmente pueden resolver la problemática de desabastecimiento en términos de diversificación, ya que el control se encuentra en un número muy reducido de agentes.
- **La disponibilidad del recurso** se ve afectada ya que actualmente no hay herramientas de balance para el mercado de gas natural diferentes a la disponibilidad de producción nacional, alternativas de otros energéticos resultan complejas y costosas.
- **Afectación de otros mercados**, el desabastecimiento de GN se puede extender a otros mercados como el eléctrico.

Se puede concluir que la problemática requiere la intervención del gobierno para buscar resolver las fallas de mercado y regulatorias identificadas, adicionalmente es necesario mantener un enfoque relacionado con los objetivos sociales y de equidad del país, ya que adicionalmente el gas natural se encuentra incluido como servicio público domiciliario esencial según la Ley 142 de 1994.

3.2.2. Objetivos:

Para continuar con la identificación de las alternativas, es necesario profundizar en las razones para intervenir y la mejor manera de hacerlo, ya que la regulación per se no es una solución a un problema. Por ello, se identificarán los objetivos de una intervención y se plantearán alternativas a partir de esa identificación.

El objetivo general es armonizar las disposiciones que rigen el mercado mayorista de gas natural en Colombia con las condiciones del mercado internacional de GNL, de modo que se identifiquen las medidas regulatorias para incorporar GNI en el mercado nacional.^{[RP22][YR23]}

Los objetivos específicos son:

- Mantener la demanda del país que utiliza actualmente gas natural en condiciones técnicas y económicas eficientes.

- Lograr una formación de precio eficiente para los usuarios regulados en el corto, mediano y largo plazo.
- Conseguir una libre competencia de agentes del mercado, principalmente comercializadores y productores que formen tarifas competitivas y construyan reglas de balance entre la producción nacional y otras fuentes de GN que garanticen la confiabilidad en el suministro.
- Tener herramientas regulatorias que permitan el desarrollo de la infraestructura necesaria para el uso de fuentes alternativas de suministro de GN.

En busca de alcanzar estos objetivos, se plantearán las alternativas a analizar para actuar sobre el problema identificado.

3.2.3. Identificación de las alternativas:

Como se definió desde el inicio de este documento, el gobierno nacional a través de la CREG, la SSPD, el MME entre otras entidades, han definido un marco regulatorio claro del mercado de gas natural en Colombia. Sin embargo, la regulación debe adaptarse a los cambios de comportamiento del mercado en cuanto a las interacciones entre los agentes, la disponibilidad de los recursos, las externalidades y otros factores, con el fin de procurar las mejores condiciones para el país; la intención debe centrarse en no levantar barreras y buscar costos óptimos para los usuarios.

Como lo define la guía DNP *“Cuando la regulación no está bien diseñada se vuelve compleja, desproporcionada o excesiva, puede generar efectos indeseados para la sociedad y las empresas, lo cual afecta la competitividad, la productividad, el emprendimiento, el desempeño económico y el bienestar social. En este sentido, la Política de Mejora Regulatoria busca diseñar regulaciones más eficientes.”*, por ello este AIN y las alternativas que se proponen buscarán la eficiencia del mercado y generar señales regulatorias equilibradas.

Para realizar el AIN, se plantean 3 alternativas generales de actuación sobre la regulación vigente:

1. **Mantener la regulación vigente** de GN y GNI sin hacer ninguna modificación.
2. **Liberar completamente las reglas de comercialización** del GN y el GNI en el mercado colombiano.
3. **Intervenir la regulación vigente en aspectos particulares identificados** por los consultores basados en la experiencia regulatoria nacional e internacional, participación de los agentes del mercado colombiano y cifras de operación del mercado nacional actual.

Tipo de intervención	Descripción	Ventajas	Desventajas
1. Mantener la regulación vigente	Mantener la regulación vigente de GN y GNI sin hacer ninguna modificación.	-> No se identifican	-> Pueden crearse barreras de acceso a nuevas fuentes de suministro de GN. -> Puede que un mercado diversificado no se desarrolle en el tiempo esperado ya que no cuenta con reglas diseñadas para nuevas fuentes de abastecimiento diferentes a la producción nacional. -> Puede generar problemas estructurales a futuro profundizando la desigualdad entre los agentes.
2. Liberar completamente las reglas de comercialización	Liberar completamente las reglas de comercialización del GN y el GNI en el mercado colombiano.	-> Puede facilitar el desarrollo del mercado importado. -> Los costos de implementación son bajos para el gobierno.	-> Puede generar problemas estructurales a futuro creando desigualdad entre los agentes. -> En caso de incumplimiento, al no existir sanciones pueden generarse condiciones desfavorables para los usuarios. -> Puede que el mercado no se desarrolle en el tiempo esperado ya que no cuenta con reglas claras para el desarrollo de infraestructura.
3. Intervenir la regulación vigente en aspectos particulares identificados	Intervenir la regulación vigente en aspectos particulares identificados por los consultores basados en la experiencia regulatoria nacional e internacional, participación de los agentes del mercado colombiano y cifras de operación del mercado nacional actual.	-> Establece reglas específicas sobre actuaciones y comportamientos de los agentes que se han identificado como problemáticas. -> Se pueden crear incentivos para desarrollar el mercado y las condiciones deseadas de manera óptima. -> Se pueden diseñar sanciones en caso de incumplimiento. -> Se pueden diseñar incentivos para identificar el cierre financiero de infraestructuras requeridas.	-> Pueden establecerse reglas que limiten el desarrollo del mercado o generen incentivos indeseados. -> Se pueden generar barreras a algunos agentes al crear reglas de acceso. -> Puede requerir actuaciones de otras entidades para que se logren los objetivos planteados.

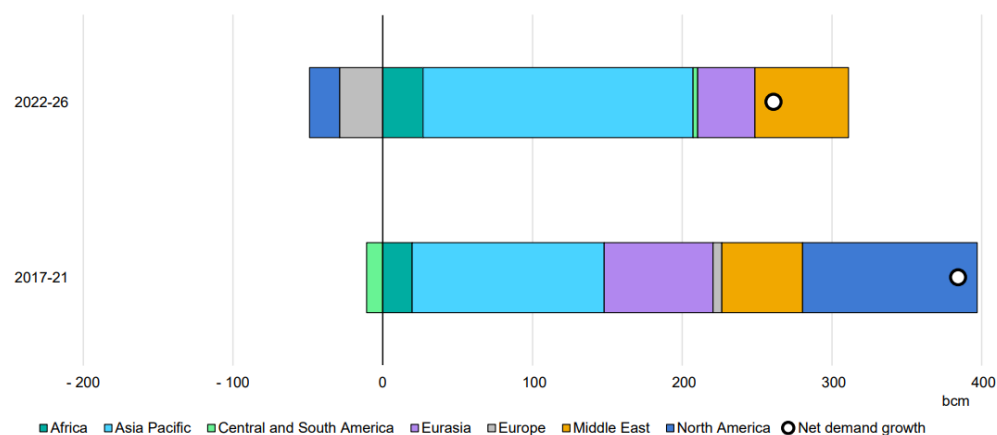
Del cuadro anterior se identifica que la alternativa que ofrece mayores beneficios es la de intervenir la regulación vigente con el fin de hacer ajustes que le permitan actuar con un enfoque específico en los requerimientos de balance de gas natural entre recursos nacionales y otras fuentes como puede ser el producto importado. Este último se presenta como la mejor alternativa para acceder a un portafolio diversificado en Colombia que permita el continuo desarrollo de la producción local, pero también el manejo responsable de desbalances en el corto, mediano y largo plazo.

Este punto de vista se soporta adicionalmente en la metodología de desarrollo de alternativas donde se involucran:

- La experiencia internacional de Chile, México y España, en cuanto al comportamiento del mercado donde el GNI se presenta como una fuente esencial de suministro.
- Las consultas a agentes clave del mercado nacional en reuniones donde se incluyen distribuidores, productores, comercializadores, generadores y el regulador. Que adicionalmente serán extendidas al resto del mercado mediante la publicación de este documento.
- Los cometarios realizados a la Resolución CREG 702 010 de 2024 *“Por la cual se establecen medidas regulatorias adicionales a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020.”*
- La experiencia de los expertos consultores que hacen parte del equipo.
- El comportamiento del mercado no solo nacional, sino regional y mundial, donde en la Figura 25. Crecimiento global de la demanda de GN, con una tendencia global a disminuir en un tercio para 2026 de acuerdo con las proyecciones. Fuente: IEA de la IEA (International Energy Agency) se muestran las proyecciones de crecimiento en la demanda de GN en el mundo, donde Sur y Centro América pasan de decrecer entre 2017-2021 a tener un ligero crecimiento entre 2022 – 2026. Otro elemento importante de esta gráfica es entender la muy reducida participación del mercado de centro y sur américa frente al total mundial.

Global gas demand growth is set to slow by one-third over the forecast period

The evolution of natural gas demand by region, 2017-2021 vs 2022-2026



IEA. CC BY 4.0.

Figura 25. Crecimiento global de la demanda de GN, con una tendencia global a disminuir en un tercio para 2026 de acuerdo con las proyecciones. Fuente: IEA

En este documento se hará un planteamiento de los temas específicos de actuación sobre la regulación que responden al problema planteado, las causas y consecuencias identificadas, pero además se enfocan en el objetivo general y los específicos de abastecimiento de gas natural del país.

En este sentido los puntos de actuación son:

1. Definición de agentes del mercado
2. Estructura de los contratos de comercialización de GN
3. Mecanismos de comercialización de gas natural

[YR24][YR25]

Puntos de actuación	Objetivo	Planteamiento de alternativas
1. Definición de agentes del mercado	Proporcionar las reglas necesarias para que se tomen decisiones de inversión para la participación de agentes interesados en la importación de gas natural.	-> Dejar la definición actual -> Dejar libre acceso a cualquier comercializador sin limitaciones. -> Definir al comercializador de GNI con condiciones que se adapten a los requerimientos del mercado y permitan una competencia equilibrada.

Puntos de actuación	Objetivo	Planteamiento de alternativas
2. Estructura de los contratos de comercialización de GN	Adaptar la regulación nacional en cuanto a contratos y a las consideraciones particulares de la comercialización de GNL y GNI.	<ul style="list-style-type: none"> -> Dejar la definición actual -> Dejar condiciones libres contractuales sin limitaciones. -> Definir unas condiciones contractuales mínimas que permitan identificar y definir los riesgos, establecer a quien se transfieren y fijar otras condiciones de la relación contractual que se consideren.
3. Mecanismos de comercialización de gas natural	Permitir una competencia equilibrada entre las diferentes fuentes de suministro de GN en Colombia.	<ul style="list-style-type: none"> -> Dejar los mecanismos actuales -> Dejar los mecanismos de comercialización libres y sin limitaciones. -> Definir unas condiciones de negociación adaptadas al mercado internacional, pero que consideren las necesidades de firmeza del mercado.

En el siguiente numeral se desarrollarán las alternativas de intervención relacionadas con los puntos anteriores y se hará la descripción detallada de recomendaciones al regulador.

3.2.4. Desarrollo específico de las alternativas propuestas

Luego del análisis de alternativas de intervención regulatoria general y específico realizado, a continuación, se describen de forma detallada las propuestas de ajuste o modificación planteadas para la regulación vigente. Las propuestas se hacen basadas en el conocimiento de los consultores, la experiencia internacional y las reuniones con diferentes agentes de mercado (distribuidores, productores, comercializadores, importadores) y la CREG como se mencionó anteriormente.

Adicionalmente, de acuerdo con la información de balance de abastecimiento del país revisada en este capítulo se evaluarán también las medidas de corto plazo ya iniciadas por la CREG y potenciales recomendaciones.

3.2.5. Medidas de corto plazo

La CREG ha tomado medidas de corto plazo para la mitigación del problema de desabastecimiento de GN en el país mediante la expedición de las siguientes resoluciones:

1. Resolución CREG 102 – 007 de 2024:

Por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020. Esta medida busca definir ciertos elementos relacionados con la única infraestructura de GNL existente en el país con el fin de: (i) flexibilizar a los vendedores y a los compradores la contratación del suministro en el Mercado Mayorista de Gas Natural; y (ii) desarrollar las negociaciones de manera directa que permitan hacer uso de la totalidad de los volúmenes de gas natural disponible de todas las fuentes de suministro, con gas natural producido en territorio nacional o con gas natural obtenido en el exterior. Esto, en principio, buscaría atender de manera eficaz e inmediata las necesidades de la demanda, ya sea a través del Mercado Primario, a través del Mercado Secundario y/o a través del Mercado Minorista.

2. Proyecto de resolución CREG 702 003 de 2023:

A pesar de que aún sigue en proyecto, busca generar modificaciones estructurales a la regulación actual para permitir una mayor flexibilización y dar entrada al GNL. En esta resolución se podrían integrar elementos identificados en esta consultoría y evaluados con la CREG y los agentes del mercado.

3. Resolución CREG 102 – 013 de 2024:

El proyecto de resolución CREG 702 – 010 de 2024 quedó en firme mediante la resolución CREG 102 013 de 2024. Mediante esta disposición regulatoria, se establecen condiciones de flexibilización en el Mercado Mayorista. Establece condiciones de flexibilización en el Mercado Mayorista. En este documento se busca que los vendedores y los compradores del Mercado Primario de fuentes de suministro nacionales o de gas natural obtenido en el exterior puedan registrar contratos de suministro pactados mediante el mecanismo de negociación directa, para cualquier fuente de suministro sin excepción alguna, siempre y cuando sigan algunas consideraciones reglamentarias dictadas por la entidad. Entre ellas, se tiene:

- a. Se podrán pactar cualesquiera de las modalidades contractuales de tipo firme contempladas en el artículo 8 de la Resolución CREG 186 de 2020.
- b. La duración de los contratos se podrá pactar en semanas laborales continuas, en semanas calendario continuas, en sábados continuos, en domingos continuos o en festivos continuos.
- c. Los contratos podrán tener una duración de ejecución de, como mínimo, cualesquiera de las siguientes opciones: una (1) semana laboral; una (1) semana calendario; un (1) sábado; un (1) domingo; Un (1) día festivo.
- d. Los contratos podrán tener una duración de ejecución de, como máximo, seis (6) meses.

Y si bien, se reconoce el esfuerzo de liberar el mercado por parte de la entidad, se considera que, para las expectativas del mercado internacional, las reglas planteadas en esta resolución resultan ser insuficientes. Nuevamente es una medida de urgencia para atender las necesidades inmediatas del mercado.

Como insumo para esta consultoría se revisaron también los comentarios hechos por los agentes al proyecto de Resolución 702 010 de 2024, con el fin de evaluar señales del mercado, se puede concluir que van muy acorde con lo que propone en esta consultoría:

- (i) flexibilizar los tipos de contratos y armonizarlos con las prácticas del mercado internacional para que los agentes importadores y los demás agentes puedan gestionar y administrar el riesgo con todos los agentes de la cadena de comercialización,
- (ii) evitar que el GNI tenga un precio fijo y dejar que se negocie de acuerdo con las fluctuaciones los precios (índices) del mercado internacional,
- (iii) permitir que la duración no se limite a contratos para el corto plazo sino dejar que la partes negocien contratos a largo plazo,
- (iv) denotan que el proyecto de regulación en cuestión trata de regular el problema inmediato de escasez al corto plazo pero que la resolución debería incluir medidas para el largo plazo (como las propuestas por esta consultoría),

- (v) flexibilizar las fechas límite para la celebración de contratos,
- (vi) permitir que el GNI pueda abastecer toda la demanda en Colombia, particularmente la Demanda Esencial,
- (vii) flexibilizar las reglas de negociación en la capacidad de transporte (esto aplica a la flexibilización de las negociaciones de la infraestructura de importación),
- (viii) establecer que el respaldo físico en el suministro no aplica para el GNI,
- (ix) establecer reglas claras para reportar información (actualizaciones incluidas) de las transacciones de GNI en el mercado de comercialización^[YR26]^[YR27].

3.2.6. Medidas en el mediano y largo plazo

3.2.6.1. Agentes del mercado colombiano:

Según lo dispuesto por la resolución CREG 186 de 2020 los siguientes agentes son los facultados a participar en las transacciones de comercialización de gas como Vendedores y Compradores:

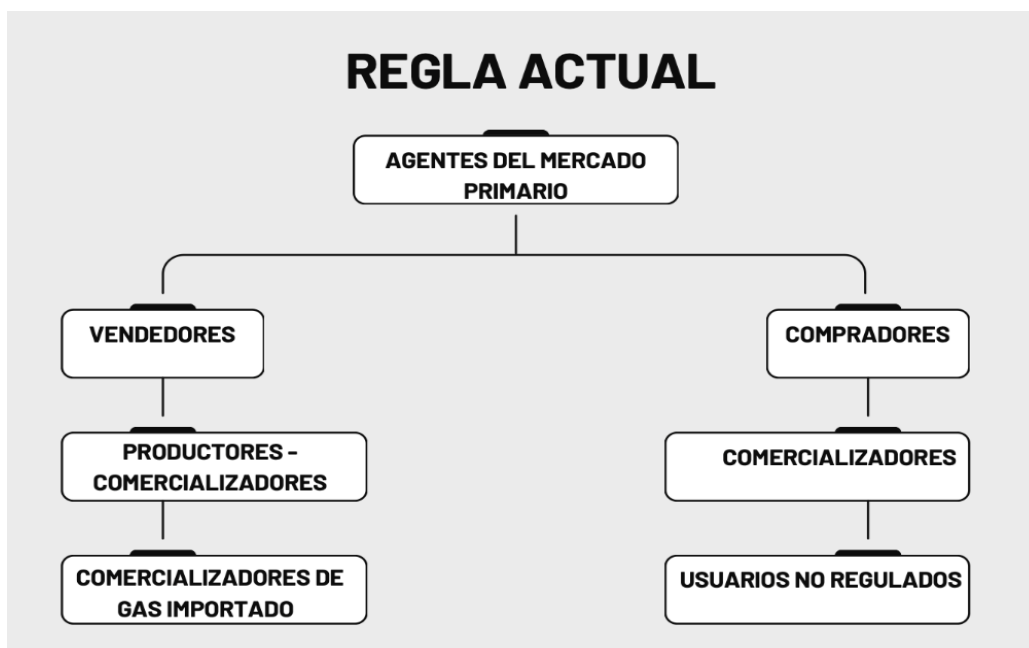


Figura 26. Esquema actual de agentes del mercado de GN. Elaboración: Propia

Definición de los agentes – regla actual:

Agente	Definición
Productor - Comercializador	Es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo, en un punto de entrada al SNT, o en un punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Puede comprar gas en el mercado secundario, sin ser considerado un comercializador. El productor-comercializador no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996.
Comercializadores de gas importado	Agente importador de gas que vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.
Comercializadores	Participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el comercializador no podrá tener interés económico en productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización tendrán la calidad de comercializadores
Usuarios no regulados	Usuario que supera un umbral mínimo de consumo, que usualmente es de más de 100,000 pies cúbicos por día (100 Mpcd)

Con el fin de armonizar el mercado nacional e internacional de GN en relación con los agentes definidos actualmente, se incluye una nueva actividad en el mercado de este combustible que corresponde al vendedor

internacional “Vendedor mercado internacional”, éste solo tiene relevancia en la comercialización de GNI. En el siguiente esquema de comercialización todos los agentes bajo la condición de “Compradores” de facto son importadores.

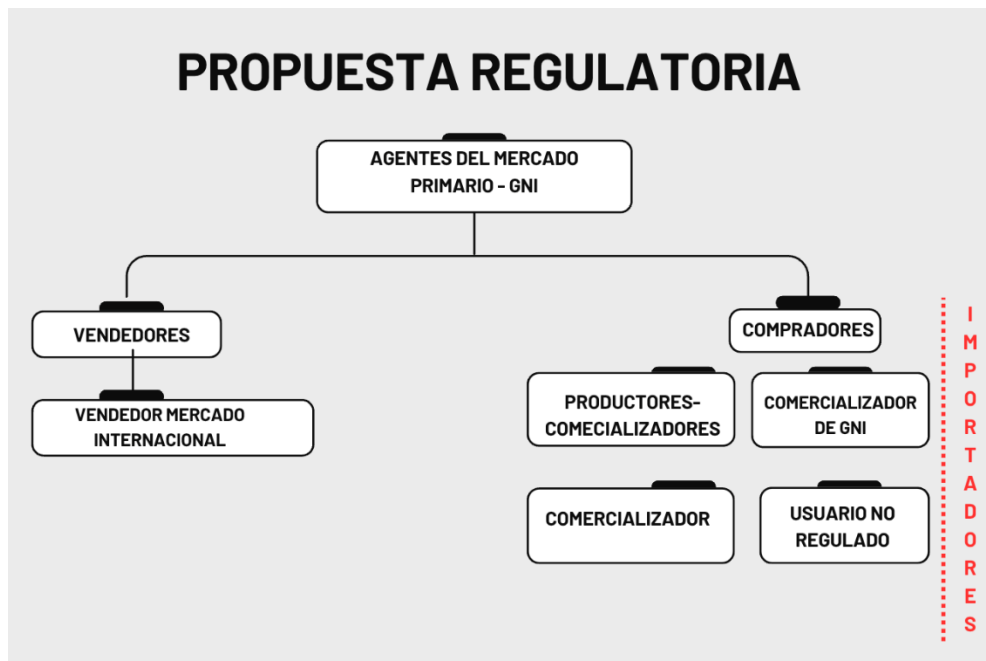


Figura 29. Esquema actual de agentes del mercado de GN. Elaboración: Propia

De acuerdo con lo anterior se recomienda complementar la definición de Importador incluyendo la posibilidad de que exista un Agregador de Demanda de la siguiente manera. Los otros agentes definidos en la regulación no requieren modificación:

Definición actual	Propuesta
Importador (Decreto 2100 de 2011): Persona jurídica que importa gas. Cuando el Agente Importador vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador	Persona jurídica que importa gas natural que puede actuar en calidad de Productor-Comercializador, Comercializador de GNI, Comercializador y Usuario No Regulado. Los Compradores pueden o no actuar de manera agregada o pueden agregar demanda de gas natural.

La razón por la cual se contempla aclarar la integración de demanda en la propuesta regulatoria responde a la necesidad de darle acceso a los

mercados internacionales de GNI, a aquellos agentes nacionales que, por su volumen de demanda, al no ser lo suficientemente representativa, no podrían participar en condiciones de igualdad frente a otros actores. Por tal motivo, el Agregador de Demanda tiene como finalidad reunir los volúmenes de gas natural suficiente que los agentes nacionales requieran importar y con ello facilitarles participar en las negociaciones con los Vendedores de Gas Natural en los mercados internacionales en condiciones más niveladas.

Es relevante destacar que la propuesta regulatoria sobre la definición de los Compradores en el mercado de GNI, se incluye a los agentes que también participan en el Mercado Primario de Gas Natural, conforme a las disposiciones de la Resolución CREG 186 de 2021. No obstante, como se ha expuesto en detalle previamente en relación con las directrices emitidas por la SSPD respecto al tratamiento de los operadores de infraestructura de regasificación y los comercializadores de gas importado, se reitera la necesidad de que, con el fin de promover la inversión en este sector y favorecer el aumento en las cantidades de gas importado en el país, no se impongan cargas regulatorias que puedan disuadir la entrada de nuevos agentes al mercado.

En este contexto, ninguno de los agentes identificados como Compradores en la Figura 29 debería estar sujeto a la obligación de registrarse ESP, lo cual supone una serie de cargas adicionales que los interesados en invertir en este mercado deben cumplir rigurosamente, so pena de la imposición de sanciones o multas en caso de incumplimiento. Estas restricciones, contenidas en el capítulo I de la Ley 142 de 1994, imponen una serie de requisitos que, de aplicarse en este caso, podrían desalentar la participación de nuevos actores en el mercado. Dichas cargas se detallaron en el numeral 3.1 anterior.

- **Propuesta sobre las reglas de integración vertical en el mercado de GNI**

Para el mercado de GNI no hay que dejar de lado que en Colombia existen ciertos límites de participación de los agentes para desarrollar actividades en los distintos eslabones de la cadena de suministro de gas natural. Por ello, es importante que se tenga en cuenta la disposición de estos

limitantes a la hora de concebir el nuevo marco regulatorio propuesto en el presente análisis.

Conforme a la normativa vigente que contiene las reglas de integración (Resoluciones CREG 057 de 1996, 071 de 1998 y 112 de 2007), se crea la siguiente tabla:

Regla actual para la prestación del servicio con GN de producción nacional:

	Productor	Transportador	Distribuidor	Comercializador
Productor	-	Inhabilitado	Inhabilitado	Habilitado
Transportador	Inhabilitado	-	Inhabilitado	Inhabilitado
Distribuidor	Inhabilitado	Inhabilitado	-	Habilitado
Comercializador	Habilitado	Inhabilitado	Habilitado	-

Propuesta de reglas de integración vertical para el GNI:

	Vendedor gas internacional	Importador	Transportador	Distribuidor	Comercializador Usuario No Regulado
Vendedor gas internacional	Habilitado	Habilitado	Inhabilitado	Habilitado	Habilitado
Importador	Habilitado	-	Inhabilitado	Inhabilitado	Habilitado
Transportador	Inhabilitado	Inhabilitado	-	Inhabilitado	Inhabilitado
Distribuidor	Habilitado	Inhabilitado	Inhabilitado	-	Habilitado
Comercializador	Habilitado	Habilitado	Inhabilitado	Habilitado	-

Reglas actuales interés económico:

	Productor	Transportador	Distribuidor	Comercializador	Generación (energía eléctrica)
Productor	-	< = 25% de la propiedad	< = 20% de la propiedad	-	< = 25% de la propiedad
Transportador	< = 25% de la propiedad	-	< = 25% de la propiedad	< = 25% de la propiedad	< = 25% de la propiedad
Distribuidor	-	< = 25% de la propiedad	< = 30% de la propiedad	-	-
Comercializador	-	< = 25% de la propiedad	-	-	-

	Productor	Transportador	Distribuidor	Comercializador	Generación (energía eléctrica)
Generación (energía eléctrica)	< = 25% de la propiedad	< = 25% de la propiedad	-	-	-

Para efectos de ser el vendedor del mercado internacional se recomienda seguir las siguientes limitaciones:

	Productor	Transportador	Distribuidor	Comercializador	Generación (energía eléctrica)
Vendedor gas internacional	< = 100%	< = 25% de la propiedad	< = 20% de la propiedad	< = 100%	< = 25% de la propiedad

3.2.6.2. Estructura de los contratos:

Tipos de contratos

En la resolución CREG 186 de 2020, la comercialización en el Mercado Primario del Mercado Mayorista de gas en Colombia ha establecido como modalidades contractuales los siguientes mecanismos:

Modalidad contractual	Definición	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Contrato Firme o que garantiza firmeza, CF	No está incluido en la regulación actual para el Mercado Primario. Un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un periodo determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.	Mercado Primario. Esta modalidad de contrato es aceptable en el mercado internacional y es utilizada con frecuencia por los diferentes agentes de la cadena de valor dentro del mercado de gas. Es imperativo que la regulación colombiana permita que los agentes que intervienen a lo largo de la cadena de valor en el mercado primario de GNI puedan utilizar esta figura contractual. Esta estructura contractual en base firme, sin interrupciones (excepto cuando el mismo contrato lo permite cuando se trata de fuerzas mayores, eventos eximentes, mantenimientos, etc.), donde el comprador tiene o no la opción de adquirir un porcentaje (como es el 5% en el CF95) imponen una barrera regulatoria al importador de GNI cuando se convierte en vendedor en el mercado primario.

		<p>Adicionalmente, para efectos del mercado de GNI se recomienda que se elimine la exigencia de respaldo físico ya que el mercado de GNI se considera como una fuente ilimitada. La limitación de este combustible no está en la cantidad de GN disponible en los mercados internacionales <i>per-se</i>, sino en la capacidad de regasificación o transporte que exista en un momento dado dentro de Colombia.</p> <p>Mercado Secundario. Se debe seguir la misma recomendación mencionada para el mercado primario cuando se trate de GNI.</p>
Contrato de suministro Firme al 95%, CF95	El Vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones , durante un periodo determinado, y el Comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual mínimo el 95% de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no.	<p>Mercado Primario. Este tipo de contrato no responde a los estándares de negociación del mercado internacional, es muy probable que no sea utilizado por los agentes que pudieran participar en el mercado primario de GNI en Colombia.</p> <p>Siguiendo la recomendación a que se refiere el Contrato Firme antes mencionado, el agente importador en Colombia debería tener la libertad de negociar las cantidades en firme y dentro del mismo contrato en base firme, de considerarlo necesario, poder negociar volúmenes adicionales en “<i>swing</i>”^[1]. Es recomendable no forzar al importador a tomar un riesgo que no puede trasladar al agente vendedor en el mercado internacional.</p> <p>En este sentido, el importador de GNI sería incapaz de gestionar y administrar el riesgo cuando el comprador de GNI aguas abajo decida no adquirir el 5% del volumen GNI. El mercado internacional muy difícilmente le otorgará al importador de GNI la posibilidad negociar esa flexibilidad en sus contratos de compraventa de GNI con los agentes internacionales.</p> <p>Lo anterior, limitaría la participación de agentes importadores de gas natural en Colombia.</p> <p>Mercado Secundario. Este contrato no opera en el mercado secundario en Colombia.</p>
Contrato de suministro C1.	El Vendedor garantiza el servicio de suministro sin interrupciones de una cantidad máxima de gas con un componente fijo equivalente a un porcentaje de la cantidad máxima y un derecho del Comprador a ejercer el porcentaje restante	<p>Mercado Primario. Si bien es cierto que este contrato opera en paralelo con el C2 en donde el vendedor de GN obliga que ambos compradores, el comprador del C1 y el comprador del C2, adquieran el 100% el volumen de GN que se contempla en ambos contratos, y por tanto el importador de GNI no debería tener un riesgo donde no se cubra el 100% del volumen ofrecido entre ambos C1 y C2, también es cierto que el objetivo principal de los contratos C1 y C2 es el distribuir de manera adecuada la totalidad de</p>

	<p>únicamente para su consumo y no para reventa.</p>	<p>GN producido en Colombia dándole preferencia a la generación de electricidad térmica cuando las condiciones de generación así lo requieren. Por lo anterior y considerando que el GNI tiene el principal objetivo de balancear el abastecimiento de GN en condiciones de escasez de dicho hidrocarburo, se recomienda que tratándose de GNI se eliminen estos contratos y sean los agentes los que tengan la libertad de utilizar los formatos contractuales que respondan a sus necesidades y que puedan ser financieramente viables en los mercados internacionales.</p> <p>En este sentido, los agentes importadores de GNI debe ser capaz de poder trasladar y gestionar los riesgos que enfrenta en el mercado internacional con el mercado aguas abajo, de lo contrario no existe incentivo para los agentes importadores GNI de buscar opciones de gas natural (i.e., gas natural licuado o gas natural continental) en el mercado internacional.</p> <p>Mercado Secundario. Este contrato no opera en el mercado secundario en Colombia.</p>
Contrato de suministro C2.	<p>El vendedor ofrece el servicio de suministro sin interrupciones de una cantidad máxima de gas natural, en el que se garantiza una parte fija, porcentaje de la cantidad máxima, y la cantidad correspondiente al porcentaje restante se considera firme siempre y cuando exista la disponibilidad por la no ejecución de las opciones de contratos de suministro C1.</p>	<p>Mercado Primario. Ver comentario antes mencionado para el contrato C1.</p> <p>Mercado Secundario. Este contrato no opera en el mercado secundario en Colombia.</p>
Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX	<p>Un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un periodo determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez^[1] y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. El comprador</p>	<p>Mercado Primario. Se entiende que este tipo de contrato fue implementado para darle preferencia de que GN producción nacional sea utilizado en el Colombia por encima de países donde se pudiera exportar. Este principio no necesariamente para el GNI, ya que se puede asumir que el GNI que llega a territorio nacional tiene la función principal de balancear el déficit de GN en Colombia por lo que su exportación sería muy poco probable. Por lo anterior, se recomienda que se elimine este tipo de contrato en el mercado primario de GNI y se permita a los agentes tener la libertad de negociar las transacciones que</p>

	pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.	vayan acorde con sus necesidades respectivas, dándoles la libertad de incluso negociar condiciones de exportación si eso les permite gestionar y administrar riesgos que se presentan en dicho mercado. Mercado Secundario. Ver comentario anterior para el mercado primario.
Contrato de suministro de contingencia, CSC	Un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual solo se realizará durante el periodo en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.	Mercado Primario. Se entiende que un agente del mercado primario utilice un contrato de esta naturaleza para poder cubrir el riesgo de no poder suministrar al comprador por la fuente contemplada originalmente. Estos contratos son coberturas no financieras que deben estar accesibles para los agentes del mercado primario. Se recomienda que los agentes puedan seguir utilizando estas estructuras contractuales, sin embargo, se considera necesario que los agentes del mercado de GNI tengan la libertad de negociar las condiciones de manera bilateral y evitar que la regulación los condicione de alguna manera. Mercado Secundario. Ver comentario anterior para el mercado primario.
Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC	Un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un periodo determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor	Mercado Primario. La modalidad de este contrato pone al importador de GNI frente a un riesgo que no es posible gestionar y administrar ya que las condiciones de escasez en el mercado eléctrico en Colombia permiten al comprador de GN aguas abajo el interrumpir su obligación de tomar el GN que el importador de GNI está obligado a suministrar. Se entiende que cuando se presentan las condiciones de escasez en el mercado eléctrico el mercado de GN quiere favorecer la generación de energía con este combustible, pero es precisamente el GNI el que permite el balanceo del mercado de GN permitiendo no solo que existe GN para generación térmica sino para el mercado de GN en general. Por lo anterior, se recomienda que se permita que los agentes del mercado primario negocien de manera bilateral las condiciones en las que las partes pueden

		<p>interrumpir sus obligaciones dentro de los contratos respectivos sin que el comprador de GN aguas abajo pueda tener acceso a interrupciones que le generan riesgos al importador de GNI que no puede gestionar y administrar en el mercado internacional.</p> <p>Mercado Secundario. Se deber observar la recomendación mencionada para el mercado primario.</p>
Contrato con interrupciones	<p>Contrato en el que las Partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo de suministro de gas natural. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.</p>	<p>Mercado Primario. En el afán de dejar que los agentes del mercado de GNI en Colombia realicen las transacciones de compraventa de GN de manera libre, se recomienda que se elimine este contrato para transacciones que implican la compraventa de GNI. Ahora bien, lo anterior no excluye que los agentes del mercado de GNI puedan o no recurrir a un esquema de contratación como es el caso de un contrato con interrupciones cuando las condiciones de mercado así lo requieran.</p> <p>Mercado Secundario. Se recomienda aplicar la recomendación antes mencionada para el mercado primario.</p>
Contrato de opción de compra de gas	<p>Contrato en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un periodo determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.</p>	<p>Mercado Primario. Esta figura contractual es muy común y aceptada en los mercados internacionales, sin embargo, las opciones conocidas como <i>puts o calls</i> se negocian directamente por las partes de acuerdo con sus necesidades específicas de cada una de ellas. Por lo anterior, se recomienda que para la comercialización de GNI, los agentes del mercado puedan negociar las condiciones que las partes consideren necesarias de acuerdo con las condiciones específicas y que no se limiten a condiciones específicas marcadas por la regulación en general o por regulaciones que marcan una potencial escasez de energía en el mercado eléctrico. Lo anterior, fomentará que los agentes importadores participen en el mercado de gas precisamente cuando existen condiciones de escasez de GN u otras que restrinjan el acceso al GN doméstico.</p> <p>Mercado Secundario. Se deber observar la recomendación mencionada para el mercado primario.</p>

^[1] Swing es cuando contractualmente se define una cantidad total de gas y posteriormente se selecciona un porcentaje fijo y uno con opción de compra, pero asociado al pago de una prima, esta última porción se llama “swing”.

- **Otros tipos contractuales por fuera de la resolución CREG 186 de 2020:**

Resolución CERG 101-17 de 2022: por la cual se define una opción para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes que se respaldan con gas natural

Modalidad contractual	Definición	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Contrato de suministro de gas natural [importado] ^[YR28] ^[YR29]	Contrato de suministro de gas entre el agente importador de gas natural y el agente generador (planta térmica), que debe registrarse ante el Gestor del Mercado de Gas Natural. Su finalidad es la compra de gas natural en mercados internacionales por el agente importador con destino al suministro de gas para el agente generador.	Se recomienda que se ajuste esta definición para contemplar el GNI para otros usos que no sean plantas térmicas, es decir, el GNI en Colombia debería ser regulado de manera integral e incluir es GNI para ser utilizado por todos los agentes del mercado en el mercado de Colombia.

A continuación, se presenta la estadística publicada por el Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia en el Informe Anual de Gas Natural - año 2023 (el más reciente a la fecha de entrega del presente análisis) sobre las cantidades de gas transadas en el Mercado Primario dependiendo del tipo de contrato:

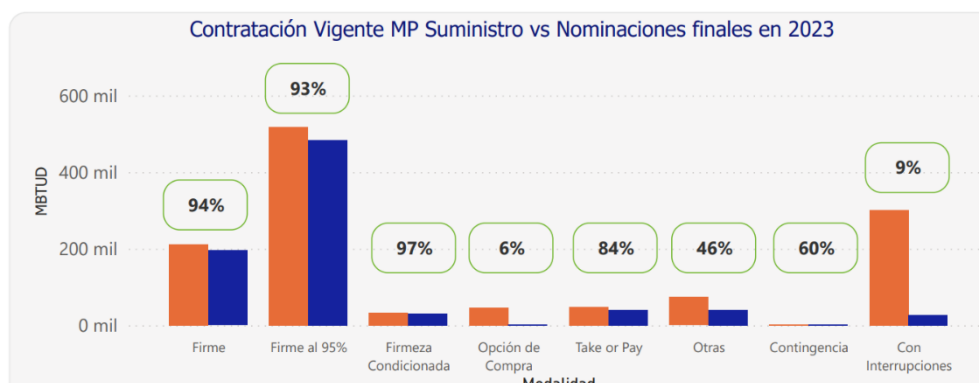


Figura 30. Tipo de contratación en el mercado primario. Fuente: Gestor del Mercado de gas – 2023. BEC, 2024.

Este mismo informe evidenció de igual manera que: *“Para el 2023, la contratación del mercado primario se ubicó en 1,235 GBTUD. En el agregado de contratos que garantizan firmeza se registraron 933 GBTUD. De estos, se observa que 519 GBTUD correspondieron a contratos registrados bajo la modalidad contractual CF95, lo cual representó el 42 % de la contratación total. Para los campos de la región interior, se encuentra que la contratación bajo esta modalidad fue de 402 GBTUD, mientras que para la región de la Costa fue de 113 GBTUD, y en campos aislados 4 GBTUD. En segundo lugar, la modalidad con interrupciones representó el 24,4 % de la contratación total, con 301 GBTUD, distribuidos en 230 GBTUD para la región de la costa, 38 GBTUD para la región del interior, y 34 GBTUD en campos aislados. En tercer lugar, se encuentra que la modalidad contractual firme representó el 17,2 % del total de la contratación, ubicándose en 212 GBTUD, los cuales se distribuyen en 142 GBTUD para la región de la Costa, 61 GBTUD para la región de interior, y 10 GBTUD para campos aislados.”*

La misma tendencia sucedió para el Mercado Secundario que, según el mismo informe mencionado, halló los siguientes datos relevantes desde 2019:

Número de operaciones por duración y modalidad contractual					
Modalidades y duración	2019	2020	2021	2022	2023
1. Firme	3629	2625	4843	5839	4743
1 día	3365	2387	4454	5348	4013
2 - 90 días	160	143	280	372	541
Más de 90 días	113	96	109	119	189
3. Firmeza Condicionada	2	1	23	43	
1 día				8	31
2 - 90 días				1	2
Más de 90 días		2	1	14	10
4. Opción de Compra	2		1	3	8
1 día	2				
2 - 90 días			1	1	2
Más de 90 días				2	6
7. Contingencia	1	1	25	43	3
1 día		1	23	19	3
2 - 90 días				22	
Más de 90 días	1		2	2	
9. Con Interrupciones	125	86	110	114	118
1 día	1				
2 - 90 días	91	47	39	55	76
Más de 90 días	33	39	71	59	42
Total	3757	2714	4980	6022	4915

Figura 31. Mercado secundario, número de operaciones por duración y modalidad contractual. Fuente: BEC, 2024

Se observa que los contratos que ofrecen mayor firmeza presentan las tasas de ejecución más altas. Por ejemplo, el contrato bajo la modalidad de firmeza condicionada tiene un porcentaje de ejecución del 97 %, seguido del CF 95 con un 93 %, firme o que garantiza firmeza con un 94 %, y *take or pay* con un 84 %. Aunque los contratos interrumpibles representan el 24,4 % de la contratación total, solo alcanzan una ejecución del 9 %, equivalente a aproximadamente 27 GBTUD. Además, en la categoría "otras modalidades," el 46 % de lo contratado se ejecuta, indicando que esta modalidad agrupa contratos sin garantía de firmeza.

Por ello, sugerir como modalidad contractual a los agentes que transen cantidades de GNI, acuerdos que garanticen firmeza supondría incluso una recomendación que va en línea con la realidad comercial de los agentes en el mercado nacional. Además, no hay que perder de vista que, la suscripción de contratos que garantizan firmeza (contrato en firme o contrato CF 95) resulta ser el más atractivo para compradores y vendedores

ya que es la única modalidad que proporciona seguridad y estabilidad en el suministro para satisfacer la demanda energética sin interrupciones. En el mercado internacional, los contratos que garantizan firmeza se convertirían en el medio que menor incertidumbre en el suministro le representaría a las partes involucradas brindando a su vez estabilidad y promoción a las posibles inversiones.

La propuesta, además, encuentra como base legal el principio de autonomía privada característica de la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia según lo dispuesto en la misma ley 142 de 1994. Este principio ha sido definido por la Corte Constitucional de la siguiente manera:

“La autonomía de la voluntad privada es la facultad reconocida por el ordenamiento positivo a las personas para disponer de sus intereses con efecto vinculante y, por tanto, para crear derechos y obligaciones, con los límites generales del orden público y las buenas costumbres, para el intercambio de bienes y servicios o el desarrollo de actividades de cooperación”. (Sentencia C 934 de 2023).

Lo anterior significa que las Partes que suscriban acuerdos en el mercado del GNI tienen la facultad constitucional de poder establecer libremente, según sus necesidades de consumo, las cantidades, la periodicidad de entrega y garantías para asegurar sus intereses. En este sentido, que el Importador sea capaz de administrar y gestionar los riesgos de manera libre, resultaría en una garantía directa para la misma protección de sus intereses pues cada participante conoce qué términos se adaptan mejor a sus necesidades comerciales y riesgos asociados.

Este principio permitiría que compradores y vendedores definan aspectos como precios, volúmenes de entrega, modalidades de pago y condiciones de interrupción o firmeza, adaptándose a la volatilidad y características propias del mercado internacional de gas. Así, las partes pueden estructurar contratos que aseguren el cumplimiento de sus expectativas y cubran los riesgos específicos de la transacción. Este marco de libertad contractual contribuye a la estabilidad del mercado, incentivando de manera simultánea la inversión ya que en igual sentido se sugiere que los

riesgos que asuman en el Mercado Primario de GNI puedan ser trasladados en los mismos términos al Mercado Secundario.

Reglas aplicables a los siguientes tipos de contratos:

1. Contrato en Firme o que garantiza firmeza
2. Contrato de suministro Firme al 95%, CF95.
3. Contrato de suministro C1.
4. Contrato de suministro C2.
5. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Artículo 10 de la Res. CREG 186 de 2020	<p>Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña:</p> <p>Ninguna de las partes será responsable frente a la otra por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por ellas, incluyendo demoras, daños por pérdidas, reclamos o demandas de cualquier naturaleza, cuando dicho incumplimiento, parcial o total, se produzca por causas y circunstancias que se deban a un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, según lo definido por la ley colombiana</p> <p>En caso de que ocurra un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se deberá proceder de la siguiente forma:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. 2. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor caso fortuito o causa extraña 	<p>En todos los contratos que se refieran al GNI se recomienda que las partes negocien libremente las condiciones en que se obligan a reconocer los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, sin que en ningún caso puedan ampliar aquellos que reconoce la ley colombiana.</p> <p>Es fundamental que el importador de GNI no tenga procedimientos expresamente regulados de cómo hacer valer los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña sino dejar que se negocien de acuerdo con las prácticas internacionales y aquellas que le permitan al importador celebrar contratos aceptables y financieramente viables en los términos de los mercados internacionales.</p> <p>Las prácticas del mercado y el derecho internacionales alrededor del planeta han establecido reglas claras de cuando se presenta una fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y reglas robustas procesales para la ejecución de los derechos y obligaciones que nacen cuando se presentan dichos eventos, mismas que son utilizadas en contratos firmados todos los días en relaciones comerciales entre agentes de que se encuentran en diferentes jurisdicciones en todo el mundo.</p>

	<p>entregará por escrito a la otra parte, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho, toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia del mismo y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte.</p> <p>3. Una vez que la parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya hecho la notificación, se suspenderá el cumplimiento de la obligación de entregar o de aceptar la entrega, a partir del acaecimiento del respectivo hecho y hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y se considerará que ninguna de las partes ha incumplido.</p> <p>4. Si dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la notificación la parte no afectada directamente rechaza por escrito la existencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se procederá de acuerdo con los mecanismos de solución de controversias previstos en el respectivo contrato, sin perjuicio de suspender el cumplimiento de las obligaciones afectadas. Si dentro del plazo de los diez (10) días hábiles mencionados la parte no afectada directamente no manifiesta por escrito el rechazo de la fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se entenderá que ha aceptado la existencia de la eximente de responsabilidad mientras duren los hechos constitutivos de la misma.</p> <p>5. La parte que invoque la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña deberá realizar sus mejores esfuerzos para subsanar</p>	<p>Las reglas (de fondo y procesales) pactadas por los agentes de una transacción en particular se sujetan normalmente a arbitrajes internacionales, regulados por instituciones reconocidas por London Court of International Arbitration, Amercian Arbitration Association, International Court of Arbitration, entre otras, que utilizan su amplia experiencia para interpretar las reglas pactadas y aquellas reglas contenidas en tratados internacionales de los que los agentes son parte.</p> <p>El permitir que las partes de un contrato de GNI en el mercado primario o secundario puedan negociar cuando se presentan fuerzas mayores, caso fortuito o causa extraña y los procedimientos de reconocimiento de dichos eventos, permitirá que los importadores de GNI en Colombia puedan trasladar y gestionar los riesgos de dichos eventos de manera adecuada y disponer de las coberturas correspondientes que ofrece el mercado [internacional, YR30] YR31]</p> <p>En el ámbito internacional, las partes suelen acordar de manera voluntaria las condiciones que constituyen eventos eximentes, como la fuerza mayor, al momento de formalizar los contratos. En caso de no alcanzar un consenso, la resolución recae en un juez o árbitro, quien determina cuál de las partes tiene la razón. Estas cláusulas, comúnmente sujetas a arbitraje, buscan minimizar conflictos mediante el establecimiento de reglas claras desde el inicio. Dado el carácter internacional de estos contratos, es recomendable que las partes definan dichas condiciones conforme a estándares internacionales reconocidos. Esto no solo facilita un marco común de entendimiento, sino que también reduce el riesgo de disputas futuras y promueve la estabilidad en las relaciones comerciales.</p>
--	--	---

	<p>la causa que dio lugar a su declaratoria, e informará por escrito a la otra parte, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la superación del evento, la fecha y hora en que fue superado. El cumplimiento de las obligaciones suspendidas se reiniciará el día de gas siguiente a la notificación de la superación del evento, siempre y cuando dicha notificación sea recibida por la parte no afectada directamente al menos dos (2) horas antes del inicio del ciclo de nominación para el siguiente día de gas. En caso contrario las obligaciones suspendidas se reiniciarán el segundo día de gas siguiente la notificación.</p>	
--	--	--

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Eventos eximentes de responsabilidad</p> <p>Artículo 11 de la resolución CREG 186 de 2020</p>	<p>Eventos taxativamente establecidos por la CREG, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los participantes del mercado por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si este se deriva de ellos, por estar razonablemente fuera de control de la parte que lo alega pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo. Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.</p>	<p>Se recomienda que esta regla no aplique cuando se trate de transacciones de GNI que lleven a cabo los agentes del mercado. La recomendación se justifica en la posibilidad de que el importador de GNI pueda trasladar y gestionar el riesgo de estos eventos conforme a las prácticas internacionales (ver comentario anterior). Esto permite que los contratos de importación de GNI sean viable financieramente en el mercado internacional [YR32][YR33].</p> <p>Las reglas de eventos eximentes van a ser aquellas acordadas por las partes en su relación contractual correspondiente, mismas que serán sujetas a una jurisdicción internacional, con ley aplicable a Colombia. Lo anterior refleja que las reglas del gas importado serán diferentes a las del gas doméstico. El tratar o buscar que las reglas colombianas se ajusten al mercado internacional, generaría una barrera regulatoria para la participación de agentes en el mercado internacional.</p>

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Eventos eximentes de responsabilidad</p> <p>Artículo 11 de la resolución CREG 186 de 2020</p>	<p>Únicamente podrán ser pactados los siguientes eventos eximentes de responsabilidad:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La imposibilidad parcial o total para la operación y funcionamiento de las instalaciones o infraestructura para la producción, manejo, entrega o recibo del gas, así como de las conexiones o las instalaciones de cualquiera de las partes, por actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo de cualquiera de las partes y sin su culpa, tales como los ataques o sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones graves del orden publico, que directa o indirectamente contribuyan o resulten en la imposibilidad de alguna de las partes para cumplir con sus obligaciones. 2. Cesación ilegal de actividades, cuando esos actos contribuyan o resulten en la imposibilidad de cualquiera de las partes para cumplir con sus obligaciones. 3. Las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno conforme al protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3 de este artículo. Las suspensiones por este concepto estarán sujetas a lo establecido en el Artículo 12 de la presente Resolución. 4. Cuando por causas imputables a una de las partes del contrato no se haya realizado el registro de que trata el literal b) del 	<p>Se recomienda que los agentes en un contrato relacionado al mercado de GNI las partes puedan negociar libremente los eventos eximentes, siempre bajo el entendido que no podrán ser contrarios a los mínimos legales establecidos por la ley colombiana. Lo anterior, permitirá la flexibilidad necesaria para que los importadores de GNI en Colombia puedan trasladar y gestionar los riesgos asociados a lo largo de la cadena del mercado los eventos que son reconocidos y aceptados en el mercado internacional [YR34] [YR35].</p> <p>Entendiendo que el mercado internacional ha logrado robustecer las medidas de eventos eximentes, es mejor que las partes puedan negociar esto libremente sin que el regulador trate de todos estos eventos que.</p> <p>El tratar de regular esto, genera una barrera regulatoria, frente a la participación en el mercado internacional.</p> <p>Para efectos de la continuidad del servicio es mejor que las partes logren encontrar una salida a los problemas generados por los eventos eximentes y potencialmente con las reglas que establecieron en su negociación.</p> <p>Para efectos del precio, el número de eventos eximentes negociados en un contrato no tiene un impacto en el precio del gas natural. Cada agente, debería negociar según su perfil de gestión de riesgo, la cantidad de eventos eximentes que considere más adecuado.</p>

	<p>numeral 1.2 del Anexo 1. En este caso la no entrega del gas natural debido a la inexistencia del registro serán consideradas como eventos eximentes de responsabilidad para la otra parte.</p> <p>Para los eventos señalados en los numerales 1 y 2 anteriores deberá seguirse el procedimiento establecido para los Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.</p>	
--	---	--

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Eventos eximentes de responsabilidad</p> <p>Artículo 11 de la resolución CREG 186 de 2020</p> <p>Parágrafo 3.</p>	<p>Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado informarán al CNOG y coordinarán con dicho organismo las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos, de acuerdo con el protocolo que adopte la CREG. El CNOG someterá a consideración de la CREG dicho protocolo operativo del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción, importación y transporte de gas natural, establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.</p> <p>Los compradores informarán a los productores-comercializadores, comercializadores de gas importado las suspensiones por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos con una anticipación no inferior a un mes.</p>	<p>Se recomienda que esta obligación de reportar información al CNOG por parte de los productores-comercializadores e importadores de GNI permanezca dentro de la regulación. Ahora, se recomienda que se integren de manera separada en uno o varios artículos donde queden establecidas todas aquellas obligaciones de informar precios, actividad operativa, suspensiones por labores para reparaciones técnicas o de mantenimiento, operaciones, contratos y toda aquella información que permita la transparencia de la información administrada por el Gestor del Mercado y/o el CNOG.</p> <p>La obligación de informar de manera veraz y oportuna por parte de los agentes del mercado de GNI es crítica para que los agentes del mercado tengan la información para la adecuada toma de decisiones.</p>

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Duración permisible para suspensiones del servicio.</p> <p>Artículo 12 de la resolución CREG 186 de 2020</p>	<p>Duración permisible para suspensiones del servicio para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que se podrá pactar en los contratos deberá ser la misma para cada una de las partes y, para cada una de ellas, no podrá ser superior a cuatrocientas ochenta (480) horas continuas o discontinuas durante un año.</p> <p>La CREG podrá reducir gradualmente la duración máxima señalada en este artículo en la medida en que en el mercado mayorista haya las condiciones suficientes para reducir la duración permisible para estas interrupciones y/o se viabilice la importación de gas natural. Dichas reducciones serán aplicables a los contratos que se suscriban con posterioridad a la adopción de esa medida.</p> <p>No se considerará un evento eximente de responsabilidad la suspensión del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos que excedan el menor tiempo entre aquel que adopte la CREG, de conformidad con el protocolo al que se hace referencia en el parágrafo 3 del Artículo 11 de la presente Resolución, y el establecido en el presente artículo. Lo anterior sin perjuicio de las demás normas que la CREG adopte en dicho protocolo.</p>	<p>Se recomienda que para transacciones de GNI la duración permisible para suspensiones del servicio para reparaciones técnicas o de mantenimiento sean acordadas de manera bilateral entre las partes. Lo anterior responde a que el importador de GNI deberá poder trasladar a los agentes del mercado la duración permisible que los importadores pactan con los agentes del mercado internacional de gas natural (GNL o gas natural continental^[YR36]^[YR37]).</p> <p>Se recomienda que las negociaciones relacionadas con la suspensión del servicio, incluidos los mantenimientos programados, queden en manos de las partes involucradas. El usuario de los servicios de regasificación será el principal interesado en que las interrupciones sean lo más breves posible. Asimismo, los bancos que financian los proyectos tienen un fuerte interés en garantizar la continuidad de la operación de las plantas de regasificación. En caso de controversias, las partes deberán someterse a las reglas de arbitraje antes mencionadas.</p>

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Incumplimiento</p> <p>Artículo 13 de la resolución CREG 186 de 2020</p>	<p>Se considera que se incumplen los contratos de suministro en los siguientes casos:</p>	<p>Se recomienda eliminar para las transacciones de compraventa de GNI las definiciones de incumplimiento para los contratos de modalidades firme, de firmeza condicionada y de</p>

	<p>En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Por parte del vendedor, cuando este incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago. b. Por parte del comprador, cuando este incumple su obligación de pagar el gas contratado. 	<p>opción de compra dejando que la partes puedan negociar todos aquellos casos de incumplimiento que las partes consideren necesarias de acuerdo con las necesidades respectivas de los agentes del mercado internacional de gas natural (GNL o gas natural continental).</p> <p>Es necesario que los importadores de GNI puedan gestionar los riesgos que nacen de los incumplimientos establecidos en los contratos internacionales respectivos, cuyos eventos, en su mayoría, suelen ser impuestos por el mercado internacional., Permitir que los importadores de GNI puedan llevar a cabo sus negociaciones en relación a estos temas en particular fomentará que los importadores de GNI en Colombia puedan acceder a los mercados internacionales de gas natural (GNL o gas natural continental) en caso de que el abastecimiento de GN local no sea suficiente para la demanda dentro de Colombia.</p>
--	---	--

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Incumplimiento</p> <p>Artículo 13 de la resolución CREG 186 de 2020</p>	<p>Se considera que se incumplen los contratos de suministro en los siguientes casos:</p> <p>En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Por parte del vendedor, cuando este incumple su obligación de entregar la cantidad de energía nominada. En todo caso la cantidad nominada deberá ser igual o inferior a la cantidad de energía contratada por el comprador; 	<p>Se recomienda eliminar para las transacciones de compraventa de GNI las definiciones de incumplimiento para los contratos de modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra dejando que la partes puedan negociar todos aquellos casos de incumplimiento que las partes consideren necesarias de acuerdo con las necesidades respectivas de los agentes del mercado internacional de gas natural (GNL o gas natural continental).</p> <p>Es necesario que los importadores de GNI puedan gestionar los riesgos que nacen de los incumplimientos establecidos en los contratos internacionales respectivos, cuyos eventos, en su mayoría, suelen ser</p>

	<p>además, el comprador deberá estar al día en el cumplimiento de su obligación de pago.</p> <p>b. Por parte del comprador, cuando este incumple su obligación de pagar el gas contratado.</p>	<p>impuestos por el mercado internacional., Permitir que los importadores de GNI puedan llevar a cabo sus negociaciones en relación a estos temas en particular fomentará que los importadores de GNI en Colombia puedan acceder a los mercados internacionales de gas natural (GNL o gas natural continental) en caso de que el abastecimiento de GN local no sea suficiente para la demanda dentro de Colombia.</p>
--	--	---

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Incumplimiento</p> <p>Artículo 13 de la resolución CREG 186 de 2020.</p> <p>Parágrafo 3.</p>	<p>La cantidad de energía a suministrar por parte de un productor- comercializador o de un comercializador de gas importado y la cantidad de energía autorizada por parte de un transportador deberán ser iguales en el punto de entrada. Cualquier reducción en la cantidad de energía a suministrar o en la cantidad de energía autorizada para dar cumplimiento a esta disposición, que obedezca a que las cantidades nominadas no sean iguales, no será considerada un incumplimiento por parte del productor- comercializador, del comercializador de gas importado o del transportador, según corresponda.</p>	<p>Se recomienda que los agentes del mercado de GNI sean los responsables de determinar que representa un incumplimiento en los casos de que se entreguen cantidades por debajo de las contratadas.</p> <p>Los agentes que participan en la comercialización del mercado de GNI deben poder gestionar los riesgos de incumplimiento a lo largo de la cadena del mercado de GNI. Imponer limitaciones en el mercado primario o secundario desincentivan la participación de importadores de GNI cuando se presentan condiciones de escasez de gas natural en el mercado en Colombia.</p> <p>Los mercados internacionales analizados permiten que los agentes puedan gestionar los riesgos de incumplimiento a lo largo de la cadena de manera bilateral.</p>

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Artículo 14.</p> <p>Compensaciones</p>	<p>En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada, de opción de compra, firme CF95, de suministro C1 y de suministro C2:</p> <p>1. Si el vendedor incumple sus obligaciones, deberá</p>	<p>Considerando que se recomienda dejar que los agentes del mercado de GNI negocien de manera bilateral sus relaciones contractuales y que se eliminen las estructuras contractuales prevista por la regulación, entonces, se recomienda eliminar esta definición dentro de la regulación.</p> <p>Como se ha expresado anteriormente el GNI tendrá primordialmente el propósito</p>

	<p>reconocer y pagar al comprador el siguiente valor, según corresponda:</p> <ol style="list-style-type: none"> Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 1 del Anexo 2 de la resolución CREG 186 de 2020. Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 2 del Anexo 2 de la resolución CREG 186 de 2020. <ol style="list-style-type: none"> Si el comprador incumple su obligación de pagar el gas contratado, el vendedor podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato. 	<p>de balancear el GN nacional en condiciones de escasez, por lo anterior, es recomendable que los agentes del mercado puedan negociar libremente las reglas de compensaciones que más les convengan y que respondan a sus necesidades y perfiles de riesgo.</p>
--	---	--

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Artículo 15. Actualización de precios	<p>Los precios pactados en los contratos de suministro bajo las modalidades firme, firme CF95, de firmeza condicionada y de opción de compra, solo se actualizarán anualmente con base en las ecuaciones establecidas en el Anexo 3.</p> <p>Parágrafo 1. La actualización de precios de que trata este artículo también se aplicará a la prima de los contratos de opción de compra de gas.</p>	<p>Por lo expuesto anteriormente, se recomienda que las actualizaciones de precio en contratos celebrados en el mercado de GNI se negociados libremente por las partes de acuerdo con sus necesidades comerciales y de negocios respectivas.</p>

	Parágrafo 2. La actualización de precios de que trata este artículo se aplicará cada 1 de diciembre.	
--	---	--

Reglas de comercialización contenidas en el Decreto 2100 de 2011, por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural:

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Artículo 5°. <i>Demanda Esencial.</i> Demanda Esencial: Corresponde a: (i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; (ii) la demanda de GNCV; (iii) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT; y, (iv) la demanda de gas natural de las refinerías.	Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico.	<p>Como ya se expresó anteriormente, el mercado de GNI es prácticamente ilimitado, por lo que solicitar respaldo físico a un importador de GNI es impráctico. La limitación, como se comentó anteriormente, de importación de GNI esta acotada por la infraestructura correspondiente que permita al agente importar gas natural.</p> <p>Adicionalmente y considerando que el GNI primordialmente tiene el propósito de ofrecer más GN en el mercado de Colombia, se recomienda que la definición se modifique para que la demanda esencial pueda ser atendida por el GNI. Dicho de otra forma, los agentes del mercado de GN que atienden la demanda esencial deben poder abastecerla con GNI. [YR38]</p> <p>El cambio que se recomienda debe entenderse a la definición de GNI, la cual debe de abandonar la exigencia del Respaldo Físico de lo contrario se reduce la participación de agentes en la importación y comercialización de GNI afectando el potencial abasto de la demanda esencial.</p>

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Declaración de producción. Artículo 9 del Decreto 2100 de 2011. Parágrafo 4.	Los comercializadores de gas importado declararán las CIDV (Cantidades Importadas Disponibles para la Venta) en los términos previstos en este artículo:	Considerando que la cantidad de gas natural importado para Colombia (i) es prácticamente infinita, y (ii) está limitada únicamente por la infraestructura de importación, se recomienda que se elimine la obligación al importador de declarar las definiciones CIDV, PTDV y PP. De la misma forma, que esto no implique

	<p>Declararán al Ministerio de Minas y Energía o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: (i) la PTDV; (ii) la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos 2° y 8° del presente decreto. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: (i) el PP de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada.</p> <p>Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el MME para un periodo de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora. En el caso de que un productor no cuente con PTDV, así deberá declararlo, motivando y documentando suficientemente esta condición.</p> <p>CIDV: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un Agente Importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro).</p> <p>PTDV - Producción Total Disponible para la Venta: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor-comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera</p>	<p>que no exista la obligación de informar la capacidad de importación contratada por el importador de gas natural y las cantidades de gas natural que el agente pretende importar al país. Los importadores de gas natural en Colombia deben tener la obligación de informar al Gestor del Mercado y/o CNOG con toda la información veraz y oportuna que permita fomentar la transparencia del mercado de gas importado en el país.</p> <p>Como se menciona anteriormente, se recomienda que este tipo de obligaciones de informar no se encuentren dentro de obligaciones contractuales sin como obligaciones de los agentes del mercado que no están sujetas a negociaciones entre las partes.</p> <p>Los mercados internacionales analizados con anterioridad fomentan que los agentes de la cadena del mercado reporten, de manera veraz y oportuna, la información más relevante de sus transacciones dentro del mercado [YR39].</p> <p>Se sugiere que la regulación aplicable a la comercialización de GNI, no establezca a los agentes la obligación de reportes de las cantidades de CIDVF para dar flexibilidad a sus contratos de importación teniendo en cuenta que en el mercado internacional las partes (Vendedores y Compradores) gozarán de mayor flexibilidad para ajustar los términos que permearán los acuerdos incluida las cantidades contratadas y la modalidad de suministro.</p> <p>No obstante, y con el fin de que la SSPD y el Ministerio de Minas y Energía lleven un registro claro sobre las cantidades de GNI que entran al país, se sugiere exigir a los Importadores el reporte a esas entidades únicamente de las cantidades que han contratado y la fecha de entrega.</p>
--	--	--

	<p>el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas.</p> <p>PP - Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado: Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado.</p>	
--	---	--

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Actualización de la declaración de producción.</p> <p>Artículo 10 del Decreto 2100 de 2011.</p>	<p>Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración y/o inmediatamente se surta un procedimiento de</p>	<p>Se recomienda que los agentes que participan en la comercialización de gas natural importado a lo largo de la cadena tengan la obligación de declarar y reportar la información relevante de manera veraz y oportuna. Esta obligación no debe estar sujeta a la negociación bilateral de las partes que participan en la comercialización sino debe ser independiente de lo que se refleje en los contratos negociados por los agentes respectivos.</p>

	comercialización, conforme a lo previsto en este decreto.	
--	---	--

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas Artículo 22 del Decreto 2100 de 2011.	<p>La importación de gas para usos distintos al servicio público domiciliario y la importación de gas en tránsito no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible. Por lo tanto, no le aplicarán los mecanismos de comercialización expedidos por la CREG.</p> <p>Parágrafo. La comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.</p>	<p>Si bien es cierto que el GNI que no se destina al servicio domiciliario o si se encuentra en tránsito no deba seguir las reglas de comercialización, se recomienda que esta definición se armonice con las reglas para la comercialización de GNI en Colombia mencionadas anteriormente.</p>

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Artículo 23. Libertad de precios.	<p>El precio del gas natural destinado a la importación o exportación será pactado libremente entre las partes: no obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos de gasoducto o gasoductos que hagan parte del SNT, este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG.</p>	<p>Como se ha expresado anteriormente, se recomienda que los precios y sus actualizaciones de GNI sean pactados de manera libre por las partes.</p> <p>Ahora, se recomienda que los precios a los usuarios regulados estén topados con una tarifa máxima regulada que sea calculada y publicada por la CREG.</p> <p>Se recomienda que el cálculo de tarifa máxima de GN para los usuarios regulados se calcule a libro abierto con la información de los diferentes agentes comercializadores del mercado en Colombia.</p>

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
Artículo 25. Acceso a las Interconexiones	<p>Los propietarios y/o transportadores en las Interconexiones Internacionales de</p>	<p>Es crítico que los importadores de GNI tenga acceso abierto a las interconexiones de GN para que se</p>

<p>Internacionales de Gas Natural.</p>	<p>Gas Natural están en la obligación de dar acceso a otros Agentes que requieran de dicha infraestructura para efectuar Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, siempre y cuando, ello sea técnica y económicamente viable.</p> <p>Parágrafo 1°. Las condiciones técnicas y económicas para el acceso a la Interconexión Internacional de Gas Natural serán acordadas libremente entre las partes.</p> <p>Parágrafo 2°. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso a dicha infraestructura el asunto se someterá a la decisión del MME o de la CREG, según sus competencias.</p>	<p>pueda fomentar que en caso de escasez de GN, los importadores de GNI acudan a los mercados internacionales de GN. Por lo anterior y considerando que la regulación está acorde con condiciones que fomentan la participación de agentes importadores de GNI, no se hace recomendación alguna.</p>
---	---	--

Artículo	Regla actual	Propuesta Regulatoria para el mercado de GNI (Justificación)
<p>Artículo 29. Acceso a la capacidad de la Infraestructura de Regasificación.</p>	<p>Los Agentes propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no utilizada y/o no comprometida a los Agentes que la requieran, siempre y cuando, se cumplan las siguientes condiciones: (i) se cuente con capacidad disponible para ser contratada, y (ii) no se interfiera ni se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes por asumir nuevos compromisos contractuales.</p> <p>Parágrafo 1°. Los Agentes solo podrán ejercer el derecho de acceso a la capacidad de la infraestructura de regasificación mediante la celebración del contrato respectivo con el propietario y/u operador.</p> <p>Parágrafo 2°. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso, el asunto se someterá a la</p>	<p>Se hace la misma observación que la que se refiere el acceso a las interconexiones de GN.</p>

	decisión del MME. Para este efecto, el Ministerio podrá solicitar concepto a la CREG.	
--	---	--

La regulación actual está diseñada principalmente para atender el mercado de gas natural en Colombia y las reglas están construidas en torno a balancear el sistema con producción de GN cuando se presentan condiciones de escasez en el mercado de GN o el mercado de energía. Adicionalmente, las estructuras contractuales permitidas actualmente por la regulación han funcionado para fomentar la comercialización del GN de producción nacional, donde las condiciones de estos han sido, al día de hoy, adoptadas por los diferentes agentes del mercado. El productor nacional, los comercializadores, distribuidores y usuarios regulados o no regulados han sido capaces de gestionar y administrar de alguna manera u otra los riesgos que se presentan en la comercialización de GN en Colombia. Considerando que el GN se encuentra en Colombia y en las diferentes cuencas de producción y que la oferta de GN en Colombia no es mayor que la demanda, los productores y comercializadores pueden gestionar y administrar los riesgos que las diferentes condiciones contractuales permitidas por la regulación (i.e., condiciones de tipos de contratos, eventos de fuerza mayor y eventos eximentes, duración máxima de los contratos, de precios de venta, momentos para la celebración de contratos, entre otros) para el mercado primario y secundario presentan en la operación del mercado de comercialización de GN.

Ahora bien, se entiende que el GNI no intenta sustituir el GN producción nacional sino por lo contrario intenta balancear el GN que la producción nacional no puede abastecer. Resulta muy complicado que comercialmente esto suceda por que el precio de GNI por naturaleza es forzosamente más caro que el precio del GN producción local. Otra diferencia se presenta cuando se evalúa la ubicación de la molécula, que favorece algunos mercados más que otros dentro de Colombia por los costos de transporte asociados del mismo. Estos cuellos de botella de ubicación se deben resolver a través de (i) política pública favorezca la importación de GN en la ubicación que más favorezca a reducir costos de transporte de GN para los distintos agentes de la cadena aguas abajo, (ii) permitir a aquellos importadores que desarrollan y construyen infraestructura para la importación de GN puedan decidir libremente la

ubicación de la importación de conformidad con las condiciones que más le favorezcan al mercado de GN y sus diferentes agentes aguas abajo.

Las condiciones regulatorias hoy en día no permiten que un comercializador de GNI pueda gestionar y administrar los riesgos a los que se enfrenta en el mercado internacional. La poca flexibilidad en las estructuras contractuales, el límite de duración máxima de los contratos, las condiciones de escasez en el mercado de energía a la que están sujetas el cumplimiento de los contratos, la priorización de cierta demanda por encima de otra en momentos de escasez de GN, presenta riesgos que no pueden ser trasladados a los agentes de la cadena de comercialización en Colombia aguas abajo. Lo anterior, da como resultado natural que no haya los incentivos para realizar la comercialización de GNI en Colombia, un comercializador de GNI no ha encontrado y no encontrará la condiciones comerciales, operativas y financieras para llevar a cabo la importación de GNI si no es capaz de gestionar y administrar los riesgos de transacciones en el mercado internacional dentro del mercado colombiano.^{[RP40][YR41]}

En el caso particular de México los agentes del mercado, no el regulador, son los que han hecho esfuerzos para estandarizar los contratos de suministro de GN²⁴, son estos contratos estándar que determinan las reglas entre el comprador y vendedor. Como se puede observar son los particulares los que acuerdan reglas de duración, precio, incumplimientos, fuerzas mayores, indemnizaciones, mitigación de obligaciones y responsabilidades, disputas y en general todos los términos que funcionan a las partes. Estos contratos estandarizados sirven de base para la negociación particular de cada transacción en particular. En todos los casos las negociaciones en contra de las leyes correspondientes se entienden como “no puestas” y por tanto no aplican al contrato sin que el contrato en su totalidad pueda ser nulo. Sobre decir que las reglas de jurisdicción y ley aplicable dentro de los contratos es la que resuelve las potenciales disputas entre las partes, que dependiendo de su naturaleza pueden preferir la jurisdicción de arbitraje internacional por encima de la jurisdicción local.

En casos como Estados Unidos de América donde el mercado comercializa 100 billones de pies cúbicos día, la industria, a través del “North American

²⁴https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/522464/Anexo_3_Modelo_de_Contrato_de_Sumistro_de_GN_para_Balanceo.pdf

Energy Standards Board (NAESB)²⁵ ha logrado estandarizar el contrato de compra y venta de GN para que el mercado pueda operar sin contra tiempos en el mercado de largo plazo y el mercado “spot”. La cantidad de operaciones que se realizan en ese país no permitiría que las contrapartes trataran de negociar condiciones como fuerzas mayores, disputas, mitigación de riesgos, etc de manera diaria por lo cual las partes negocian un contrato estándar conocido como NAESB²⁶, mismo que sirve como base para todas las transacciones que quieran celebrar en el futuro. Las transacciones entre las partes, que pueden ser confirmadas de manera oral o por escrito, según lo establezca el propio NAESB están seguidas (para el caso de las transacciones por escrito) por confirmaciones (*Transaction Confirmations*) que establecen volúmenes, duración y precio particularmente y no condiciones ya negociadas en el contrato estándar. Las transacciones de largo plazo suelen ir acompañadas de confirmaciones con excepciones al contrato estándar cuando así lo negocian las partes

A lo largo de esta consultoría, hemos dicho que el GNI vendrá a suplir de manera natural el déficit que se genera en la producción de GN nacional. Se recomienda la figura de un importador, que puede o no actuar como un agregador demanda de GN que deberá darle mayor acceso y mejor capacidad de negociación en el mercado internacional, [RP42][YR43] que utilizando infraestructura de importación existente pueda comercializar GNI en Colombia. El importador de gas natural típicamente será un agente distinto del vendedor de gas internacional y recomendamos que no haya impedimento regulatorio para que el vendedor de gas internacional pueda o no ser un importador o tener una participación accionaria en un importador de GN en Colombia. Lo anterior, respetando que estas estructuras no violenten las reglas de integración vertical en Colombia. De la misma forma, este importador (agregando o no demanda) debería, con contratos estructurados a largo plazo, poder anclar infraestructura adicional de importación de GN según la vaya requiriendo el mercado colombiano. Por lo anterior, es importante que el importador tenga la mayor flexibilidad para negociar los contratos de suministro de GN en los mercados internacionales y ser capaz de trasladar de manera

²⁵ <https://www.naesb.org/>

²⁶ <https://naesb.org/pdf/cs012102w4.pdf>

comercialmente justa y viable los riesgos a los agentes dentro de la cadena de comercialización en Colombia.

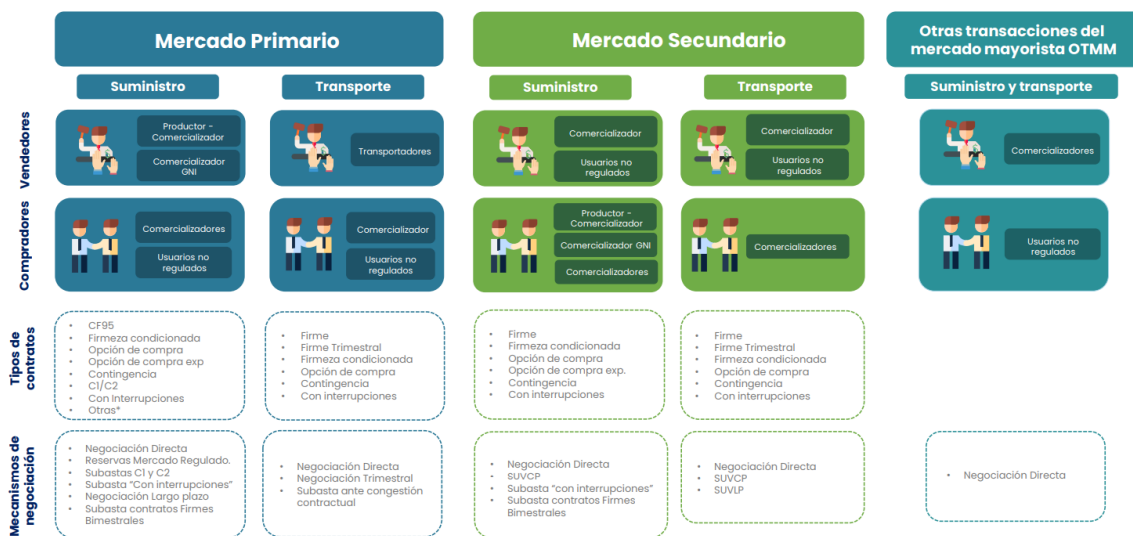
La regulación debería en principio ser muy flexible para que los importadores y lo demás agentes de la cadena del mercado de GN aguas abajo en Colombia puedan negociar de manera libre los siguientes aspectos:

- (i) la firmeza, interrupciones y condiciones (entrega, incumplimiento, interrupciones, etc.) de las obligaciones contractuales que el mercado internacional exige en este tipo de transacciones,
- (ii) la duración de los contratos para que puedan abastecer las necesidades del mercado *spot* o las necesidades a largo plazo a través de transacciones estructurada a mayor plazo que puedan permitir que dicho agente ancle el desarrollo y construcción de nueva infraestructura de importación,
- (iii) las condiciones de incumplimiento en general, particularmente las condiciones a que refieren las fuerzas mayores y eventos eximentes, según las prácticas internacionales,
- (iv) los precios de GNI en el mercado internacional, mismo que deben poder ser trasladados a la demanda en Colombia aguas abajo,
- (v) la posibilidad de abastecer Demanda Esencial (como dicho término está definido en la regulación actual), y
- (vi) la posibilidad de no tener que mostrar un respaldo físico para las transacciones de GNI.

Finalmente se debe entender que la libertad para negociar las condiciones contractuales antes mencionadas no debe ser excluyente de ninguna forma para no reportar de manera veraz y oportuna toda la información relevante sobre las transacciones que realice en los mercados primarios y secundarios en Colombia. La información veraz y oportuna de los importadores y del resto de los agentes del mercado es primordial para que construyan las condiciones de un mercado más líquido y robusto.

3.2.6.3. *Mecanismos de comercialización de gas natural:*

A continuación, se presenta un esquema detallado del funcionamiento del mercado de gas natural publicado por el gestor de mercado:



Fuente: informe - Mercado de gas natural 2021-2026 del gestor de mercado. ²⁷

Figura 32. Funcionamiento del mercado de GN en Colombia.

En este numeral se evaluarán las alternativas identificadas en cuanto a los mecanismos de comercialización dispuestos por la regulación actual para incentivar el suministro de gas natural de fuentes alternativas, dentro de las cuales se resalta el GNI como fuente complementaria de abastecimiento y balance en coyunturas como la que se presenta actualmente en Colombia.

En los numerales anteriores se establecieron las recomendaciones en cuanto a definición de los agentes y condiciones de los contratos de la regulación actual, para desarrollar un mercado de GNI competitivo y eficiente como fuente de balance para el mercado nacional. En este numeral se encadenan esas definiciones con los mecanismos de comercialización actuales y las modificaciones necesarias para armonizar las reglas del mercado nacional e internacional.

En cuanto a mecanismos de comercialización el alcance de esta consultoría se centra en lo relacionado con el suministro en los mercados primario y secundario, aunque en el entregable dos será necesario recomendar también ajustes con respecto a la infraestructura de

²⁷ Mercado de gas natural 2021-2026 del gestor de mercado <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2022-02/Outlook%20GAS%202021.pdf>

regasificación (y transporte en grandes líneas ya que no hace parte del alcance de esta consultoría).

Suministro en el primario:

El mercado primario de gas natural en Colombia está compuesto por los actores que participan en la producción, transporte y primera comercialización del gas natural. Este mercado se caracteriza por las transacciones directas entre vendedores y compradores, reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y supervisadas por el Gestor del Mercado de Gas Natural.

De acuerdo con la definición de agentes y contratos realizada en los numerales 3.2.6.1. y 3.2.6.2. se revisarán los mecanismos de comercialización.

Mecanismos de comercialización y negociación en el primario

MERCADO PRIMARIO			
Actividad	Descripción en la regulación actual	Descripción de modificación a la regulación	Justificación
Mecanismos de balance de gas natural	<u>Análisis del balance:</u> La CREG se basa en el análisis del balance más reciente entre la oferta y la demanda agregada de gas natural, elaborado por la UPME. Este balance tiene como objetivo determinar si la oferta de gas natural será suficiente para satisfacer la demanda en los próximos cinco años.	<u>No incluir fuentes internacionales en este balance y declaración de producción:</u> Si bien el mecanismo de balance de gas es esencial para determinar el nivel de abastecimiento en términos de producción nacional, la fuente de GNI se concibe si no como una fuente “infinita”, si de recursos que sobrepasan extensamente los requerimientos de abastecimiento del mercado [colombiano][YR44][YR45].	El balance de producción fue diseñado específicamente para las fuentes nacionales con el fin de determinar excedente o déficit de gas natural nacional. Con este objetivo el GNI no debe ser incluido ya que la fuente importada no se puede medir en términos de disponibilidad física, sino de disponibilidad contractual. Este último aspecto se tratará en la “Transparencia”.
	<u>La declaración de producción de gas natural:</u> En Colombia se hace dos veces al año y corresponde a una previsualización de producción de gas de los operadores para los siguientes cinco años.	Como se mencionó anteriormente, para efectos del mercado de GNI se recomienda que se elimine la exigencia de respaldo físico ya que el mercado de GNI se considera como una fuente ilimitada. La limitación de este combustible no está en la cantidad de GN disponible en los	Como se observa en la Figura 25 y Figura 35, Colombia representa un porcentaje muy bajo de participación en la demanda mundial de acuerdo con la IEA ²⁸ , esto confirma que hay una disponibilidad mundial del recurso muy

²⁸ IEA - Global Gas Security, Review 2024, Including the Gas Market Report Q4-2024
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/fa115714-f9f8-4727-8520-5e8b5ca265ad/GlobalGasSecurityReview2024.pdf>

		<p>mercados internacionales <i>per-se</i>, sino en la capacidad de regasificación o transporte que exista en un momento dado dentro de Colombia.</p> <p>Tanto para los balances de transporte, almacenamiento y regasificación como para la comercialización de GN se deben considerar dichas capacidades y los volúmenes de comercialización respectivamente.</p>	superior a los requerimientos nacionales.
Mecanismos de negociación de gas natural	<p><u>Definición del mecanismo:</u> Artículo 21 de la Resolución CREG 186 de 2020 establece que, dentro de los primeros 10 días hábiles de julio de cada año, la CREG deberá emitir una resolución que defina el mecanismo de comercialización de gas natural aplicable para el siguiente periodo, así como el cronograma para su implementación.</p>	Para fuentes de abastecimientos como el GNL es necesario alinearse con las prácticas internacionales. En este sentido el principal mecanismo de negociación son los contratos bilaterales que dan flexibilidad al importador para competir en el mercado [internacional, YR46] YR47]	El mecanismo de negociación no podrá ser condicionado a un resultado anual de balance. Es indispensable que los agentes que van a comprar el producto en el mercado internacional sean competitivos y para ello deben tener plena certeza del mecanismo de negociación durante todo el año. En la Figura 36 se muestra la tendencia de flexibilización mundial en el mercado de GLN de acuerdo con cifras de la EIA 2024. Adicionalmente, esta tendencia a la flexibilización está soportada en las experiencias internacionales evaluadas, donde por ejemplo España flexibiliza, plazos, condiciones de negociación, cantidades eventos en los contratos.
	<p><u>Opción 1 - Mecanismo de negociación directa:</u> Si el en al menos tres de esos cinco años, la oferta de gas es superior o suficiente para cubrir la demanda.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los productores, comercializadores y grandes consumidores pueden negociar directamente los contratos de suministro de gas dentro de los plazos que establezca la CREG. 	<p>Entre vendedor internacional e importador:</p> <p>Como se explicó anteriormente, los mecanismos de negociación directa son los que se encuentran alineados con las prácticas internacionales. Adicionalmente, estos mecanismos han ido evolucionando hacia conceptos de negociación más flexibles a través de agentes que se han venido configurando con portafolios en el mundo.</p>	<p>Entre vendedor internacional e importador:</p> <p>De acuerdo con la información de la EIA²⁹ Figura 36, los contratos firmes para GNL en el mundo han venido disminuyendo contra los contratos flexibles, comportamiento que se confirma en España, Chile y México. La entrada de vendedores con “portafolio” desempeñan un papel esencial a la hora de</p>

²⁹ IEA - Global Gas Security, Review 2024, Including the Gas Market Report Q4-2024
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/fa115714-f9f8-4727-8520-5e8b5ca265ad/GlobalGasSecurityReview2024.pdf>

			<p>satisfacer las crecientes expectativas de los compradores y las necesidades de flexibilización mundial, este porcentaje de jugadores ha incrementado de acuerdo con la misma figura de la EIA. Al requerir flexibilidad en volumen y la fuente de suministro, estos agentes consiguen una combinación de suministro de GNL de diversos orígenes y hacen reventa a clientes para cumplir sus requerimientos a través de contratos a plazo y spot.</p>
		<p>Entre importador y comercializador: Con el fin de armonizar las negociaciones entre las dos puntas, es necesario que los compradores locales puedan acceder a los mismos términos bilaterales de los internacionales en las condiciones contractuales (cantidad, tiempo, condiciones) y de riesgo definidas en el capítulo de contratos.</p>	<p>Entre importador y comercializador: Si no se establece una armonización entre las negociaciones nacionales e internacionales es muy difícil que se desarrolle el mercado del GNL como fuente complementaria a la producción nacional. De mantener el mecanismo de negociación rígido como se encuentra hoy, el riesgo de la negociación para las dos partes dificultará el cierre de contratos, o lo permitirá, pero solo en cantidades acotadas y a precios más altos resolviendo solo parcialmente y con baja eficiencia el problema de demanda actual.</p>
	<p><u>Características de los contratos bilaterales:</u> -Acuerdos privados entre productores y compradores (comercializadores, distribuidores o grandes usuarios). -Suelen ser a largo plazo (5 a 10 años) -Definen las condiciones del suministro de gas, tales como:</p> <p>Volumen de gas a suministrar. Precio: Este puede ser fijo o estar indexado a referencias internacionales. Duración del contrato. Condiciones de entrega y garantías de suministro.</p>	<p>Los contratos y sus características han sido discutidos en la sección anterior. Sin embargo en los mecanismos de negociación es importante especificar como se recomienda que operen los siguientes conceptos:</p> <p>Volumen a suministrar: Se deberá dar la alternativa para negociar el volumen de producto o “molécula” en fase líquida o gaseosa. El precio final será definido por las operaciones adicionales que se tratarán en el siguiente producto de esta consultoría (licuefacción, gasificación, transporte, etc.). Adicionalmente se deben considerar otros mecanismos potenciales de</p>	<p>Volumen a suministrar: Especificar que este combustible se puede negociar en fase líquida o gaseosa resulta útil para establecer la base regulatoria relacionada con los servicios adicionales de la cadena de valor del GNL y especialmente el GNL. Por otra parte, se relaciona con el punto</p>

	<p>transporte diferente a los ductos del SNT.</p> <p>Punto de entrega: Se debe considerar el uso de los ductos de transporte de la red colombiana y debe responder a las reglas de mercado en las condiciones actuales.</p> <p>Si se hace entrega líquida o con otras características del producto sin utilizar los ductos del SNT el transporte será negociado de acuerdo con las reglas que se establezcan para servicios adicionales en el siguiente producto de esta consultoría.</p> <p>Duración de los contratos: Como se estableció en el capítulo de contratos, se recomienda no limitar los plazos de los contratos en cuanto a duración y momento del año en el cual se negocian.</p>	<p>siguiente de “Punto de entrega”.</p> <p>Punto de entrega, puede o no usar ductos del SNT, en caso de utilizarlos una vez se encuentra en estado líquido en un punto de entrega deberá ser tratado bajo las reglas del GN nacional. Esta es la regla utilizada actualmente por países como España ya que con esto facilita la unificación no solo de criterios tarifarios, sino también de acceso equitativo, cumplimiento de normas técnicas y otros. Sin embargo, en el producto 2 de esta consultoría se harán recomendaciones con el fin de permitir una mejor formación del precio en cuanto a la componente T de transporte (que, aunque no hace parte del alcance de esta consultoría) si resulta en un aspecto crítico para determinas la competitividad del GNI en el mercado nacional.</p> <p>Duración de los contratos: De acuerdo con la Figura 36 de la EIA, si bien la tendencia es a cerrar acuerdos de largo plazo, la flexibilización ha venido creciendo y la tendencia reconoce un mercado de contratos de corto plazo que puede resultar esencial para coyunturas puntuales del mercado. Nuevamente esta característica se refleja en las negociaciones de España, Chile y México.</p>
<p>Opción 2 – Subasta Pública: Si el balance de la UPME muestra que la oferta no es suficiente para cubrir la demanda en al menos tres de los cinco años analizados.</p> <p>- Se realizarán subastas públicas para garantizar la transparencia y equidad en la asignación del recurso.</p>	<p>En términos generales no se considera necesario limitar la participación del GNI en los diferentes mecanismos que plantea la regulación actual, y esto incluye los mecanismos de subasta actualmente establecidos. Sin embargo, siempre debe tener la negociación bilateral como mecanismo alternativo de negociación.</p>	<p>Si bien se puede prever una baja participación del GNI en los mecanismos de subasta definidos actualmente por la regulación, limitarlos sería cerrar las puertas a una nueva fuente de suministro que potencialmente pueda cumplir con las reglas actuales.</p>
<p>Subastas de contratos firmes bimestrales: Subasta de gas para garantizar el suministro sin</p>	<p>En línea con lo anterior, si bien no se busca limitar la participación del GNI en los mecanismos actuales</p>	<p>Si bien en los diferentes países estudiados la subasta se reconoce como un</p>

	<p>interrupciones (ideal para grandes consumidores o comercializadores que buscan estabilidad).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tipo sobre cerrado • Definen las condiciones del suministro de gas: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Modalidad contractual: Contrato firme. ✓ Punto de entrega: Deberá especificarse el lugar de entrega del gas natural, (campo, un punto de entrada al SNT, o un punto dentro del SNT correspondiente a tramos de gasoductos). ✓ Cantidad de energía ofrecida y solicitada en las subastas, debe ser un múltiplo entero de un (1) MBTUD. ✓ Declaración de Cantidades y Precios de Reserva³⁰ ✓ Asignación de Contratos El administrador de las subastas asignará las partes de los contratos buscando minimizar el número de contratos. Los contratos se asignarán a los compradores y vendedores según sus cantidades adjudicadas. 	<p>dispuestos por la regulación. Si es necesario insistir que, en caso de solo abrirse subastas como mecanismos de negociación para el GN nacional por las reglas de balance, debe existir la libertad para el GNI y en especial el GNL de seguir negociándose en contratos bilaterales.</p> <p>Aún si se mantiene este mecanismo, es compleja la participación del GNI debido a temas no armonizados para las condiciones de negociación bilateral ente en vendedor internacional y el importador con respecto a las reglas locales.</p>	<p>mecanismo de negociación para el GNI, se utiliza como un mecanismo para negociar cantidades de GNI disponible en el mercado nacional de manera eficiente permitiendo la participación de todos los actores del mercado. Sin embargo, es una alternativa y funciona como regla de balance en especial para el mercado spot, de corto plazo y excedentes. Es recomendable incluir un nuevo mecanismo de subasta adaptado al GNI dentro de la regulación vigente como herramienta de balance principalmente para excedentes de producto importado.</p> <p>De acuerdo con la CNMC, en España en 2021 “<i>El volumen total negociado durante 2021 en las subastas fue del 9,2%, mientras que en el mercado continuo fue del 90,8%.</i>”</p>
--	--	---	---

³⁰ **Declaración de Cantidades y Precios de Reserva:** A más tardar a las 15:55 horas del día **D-1**, los vendedores deberán declarar al administrador las cantidades no nominadas y los precios de reserva:

- **Cantidad no nominada:** Energía disponible que no ha sido nominada para el siguiente día y que será ofrecida en la subasta.
- **Precio de reserva:** Mínimo al que el titular está dispuesto a vender la energía (en dólares por MBTU). El precio no puede ser inferior a 0 y debe tener un máximo de dos cifras decimales.

Si la información no se proporciona antes de las 16:00 horas del día **D-1**, se entenderá que el precio de reserva es igual a **cero (0)**, y que toda la energía no nominada está disponible para la subasta.

- **Publicación de la Cantidad Disponible:** A más tardar a las 16:10 horas del día **D-1**, el administrador de las subastas publicará la cantidad total de energía disponible en cada punto de entrega.
- **Recepción de Solicitudes de Compra** Los compradores interesados en adquirir energía deberán enviar sus solicitudes al administrador de las subastas antes de las 16:35 horas del día **D-1**. En la solicitud deberán incluir:
- **Cinco puntos de la curva de demanda:** Cantidad de energía que desean comprar y el precio que están dispuestos a pagar por cada uno de los cinco puntos.

La cantidad de energía solicitada debe ser un múltiplo de **1 MBTUD** y no exceder la cantidad total disponible.

Desarrollo de la Subasta

La subasta se llevará a cabo entre las 16:35 y las 17:00 horas del día **D-1**, de acuerdo con el procedimiento de sobre cerrado. El subastador realizará los siguientes pasos:

- **Curva de demanda agregada:** Se construirá con base en las ofertas de los compradores.
- **Curva de oferta agregada:** Se construirá con base en las ofertas de los vendedores.

Resultados de la Subasta

El subastador superpondrá las curvas de demanda y oferta agregadas para determinar el precio de adjudicación y la cantidad total de energía adjudicada.

- ✓ Si las curvas tienen un punto en común, ese será el precio de adjudicación.
- ✓ Si hay múltiples puntos en común, se aplicarán reglas para determinar el precio y la cantidad adjudicada.
- ✓ Si no hay ningún punto en común, no se adjudicará energía.

La resolución CREG 186 y sus modificaciones, define los lineamientos para las subastas.

	<p>✓ Publicación de Resultados A más tardar a las 17:00 horas del día D-1, el administrador de las subastas informará a los compradores y vendedores sobre los resultados de la subasta, especificando las cantidades y precios adjudicados.</p>		<p><i>“En concreto, en 2023, el volumen negociado en la subasta ha sido de 12.680 GWh, un 8,8% sobre el total negociado.” MIBGAS</i></p> <p>Lo que confirma que es un mecanismo de última instancia para balance y excedentes en un mercado tan maduro como el de España.</p>
	<p>Subastas de gas con interrupciones: El gas no está garantizado de forma continua el suministro puede ser interrumpido en función de las condiciones del mercado.</p> <p>✓ Transparencia: Abiertas a todos los actores del mercado y supervisadas por el Gestor del Mercado de Gas Natural.</p> <p>✓ Duración de los contratos: Pueden ser para contratos de corto plazo (1 día, 1 mes, etc.) o para contratos a largo plazo (1 año o más).</p> <p>✓ Precio: Determinan por la oferta y la demanda en el momento de la subasta.</p>	<p>Esta subasta puede mantenerse para el GNI, y resulta más conveniente de acuerdo con las condiciones más regulares de negociación que se usan en mercados internacionales. Al ser interrumpible, y flexible en duración y precio puede ser un mecanismo de oportunidad para el producto importado.</p>	<p>La participación debe ser abierta todo el año para contratos bilaterales con GNI y esta subasta deberá ser reconocida como un mecanismo opcional. Es decir que siempre debe estar activado el mecanismo de negociación bilateral.</p>
	<p>Subastas de gas con interrupciones: El gas no está garantizado de forma continua, el suministro puede ser interrumpido en función de las condiciones del mercado.</p> <p>✓ Transparencia (como la anterior)</p> <p>✓ Duración de los contratos: Pueden ser para contratos de corto plazo (1 día, 1 mes, etc.) o para contratos a largo plazo (1 año o más).</p> <p>✓ Precio (como la anterior)</p> <p>El artículo 40 de la resolución CREG 186 de 2020 - mercado primario:</p> <p>Duración y vigencia del contrato Mensual</p> <p>Criterios de ejecución del contrato Objetivos y neutrales que el vendedor utilizará para autorizar, cuáles de las nominaciones de los compradores serán aprobadas para la entrega diaria.</p> <p>Límites de Registro de Cantidades en los Contratos</p>	<p>Esta subasta también puede mantenerse para el GNI, sus características coinciden parcialmente con un mecanismo de balance al negociar máximo hasta la CIDV (Cantidades Importadas Disponibles para la Venta). Adicionalmente cuenta con plazos flexibles y precios determinados por la oferta y la demanda.</p>	<p>A pesar de contar con condiciones similares a los de subastas por balance, será necesario diseñar un mecanismo específico para el GNI que permita su negociación en cualquier momento del año. Estas subastas se utilizan en los diferentes países estudiados principalmente para negociar excedentes (como se mencionó anteriormente), ya que el mayor porcentaje de GNI se negocia de forma bilateral. Las subastas son mecanismos para permitir un acceso equitativo a los comercializadores del mercado, pero además aseguran una formación de precio eficiente.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • No podrá registrar una cantidad superior a la PTDV/CIDV³¹ remanente de la fuente de suministro para el período de ejecución correspondiente. • La suma total de las cantidades de todos los contratos interrumpibles de una misma fuente de suministro puede exceder la PTDV/CIDV remanente de dicha fuente durante el período de ejecución. <p>Autorización diaria de nominaciones: El vendedor podrá autorizar las nominaciones de los compradores hasta un máximo de la PTDV/CIDV de la fuente de suministro para el día en curso, garantizando que no se exceda la capacidad de producción o inyección disponible.</p> <p>Precio de ejecución del contrato Será el precio único acordado entre el vendedor y el comprador en el contrato. Este precio, pactado contractualmente, será aplicable a todas las entregas diarias autorizadas durante la vigencia mensual del contrato.</p>		
	<p>Subasta de largo plazo C1 y C2 Asignación prioritaria a la Demanda Esencial: Establecimiento de Prioridad de Asignación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se priorizará a los compradores que atienden la Demanda Esencial de usuarios regulados. Después se asignarán cantidades a los compradores que atienden la Demanda Esencial de usuarios no regulados, que también requieren prioridad. Finalmente, otros compradores no esenciales. • Precio de Reserva Antes del inicio de la subasta, el vendedor debe definir un Precio de Reserva, que es el precio mínimo aceptable para las ofertas. • Notificación al Gestor del Mercado: El vendedor informará al Gestor del Mercado sobre el Precio de Reserva antes de la subasta. Esta notificación es 	<p>Esta subasta por su rigidez es poco adaptada al mercado de GNI.</p>	<p>Puede dejarse abierta al GNI, pero es probable que la concurrencia de agentes con GNI sea baja, ya que establece poca flexibilidad en términos de contraparte, cantidades y precio. Es necesario establecer indicadores por parte del Gestor del Mercado de Gas para determinar la pertinencia de los mecanismos existentes en la regulación actual y aquellos que se incluyan como nuevos. Una medición se puede realizar a través de los porcentajes (en cantidad o energía) que se negocian a través de cada uno de los mecanismos dispuestos por la regulación.</p> <p>Cada mecanismo implica un seguimiento y ejecución por parte del Gestor y los agentes. Si los mecanismos no se</p>

³¹ **PTDV:** Oferta de producción total disponible para la venta. **CIDV:** Cantidades Importadas Disponibles para la Venta.

	<p>necesaria para el control y monitoreo por parte de las autoridades reguladoras.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rol del Precio de Reserva en la Subasta: Durante la subasta, las ofertas deben cumplir con o superar el Precio de Reserva para ser consideradas válidas, actuando este como un umbral mínimo en la asignación de las cantidades ofertadas. 		<p>muestran relevantes se recomienda eliminarlos para mejorar la eficiencia de los que sí lo son y direccionar las negociaciones hacia un número menor de productos. Esto adicionalmente facilita el control y la vigilancia.</p>
Precio	<p>Precio del gas en el Mercado Primario: Puede variar dependiendo del mecanismo de contratación:</p> <p>Contratos bilaterales: Los precios se negocian directamente entre las partes y pueden ser fijos o indexados a referencias internacionales, como el Henry Hub (en algunos casos).</p> <p>Subastas: Los precios en las subastas se determinan por la interacción de la oferta y la demanda. Pueden ser más volátiles que en los contratos bilaterales.</p> <p>La CREG regula algunos aspectos de la fijación de precios, especialmente para usuarios regulados, con el fin de garantizar la transparencia y evitar abusos en el mercado.</p>	<p>En cuanto a las condiciones actuales de fijación de precio para el GNI, se considera necesario dejarlos como se describe en la regulación actual:</p> <p>Contratos bilaterales: Los precios se negocian directamente entre las partes y pueden ser fijos o indexados a referencias internacionales, como el Henry Hub y otros reconocidos en el mercado del GNL con el fin de armonizar las negociaciones internacionales con las negociaciones nacionales.</p> <p>Subastas: Los precios en las subastas se determinan por la interacción de la oferta y la demanda. Pueden ser más volátiles que en los contratos bilaterales, pero en el mercado de GNI serán opcionales en todo momento y su objetivo será dirigido principalmente a negociar excedentes disponibles de producto importado.</p> <p>Se reitera que se sugiere una formación de precios en contratos bilaterales y subastas de manera libre dentro del mercado nacional.</p>	<p>Es de esperar que la formación de precio entre el mercado de producto nacional e internacional lleve a los importadores a buscar precios competitivos.</p> <p>Esta condición de libre mercado se ve incluso en países sin producción nacional como España, que tanto en la importación, como la comercialización deja la fijación de precios libre. Solo se regula a través de tarifa las actividades de regasificación, transporte y distribución.</p> <p>Chile se rige por el libre mercado en la importación de GNI, regulando las otras actividades. En el caso de la distribución y la comercialización lo hace a través de la estimación de tasas de rentabilidad para las empresas.</p> <p>En México las negociaciones también son libres entre importadores y comercializadores, así como entre comercializador y cliente no regulado. El precio para clientes regulados tiene una tarifa máxima definida por la CRE, la cual es calculada utilizando ponderaciones de las transacciones realizadas a los índices correspondientes.</p>

Transparencia	Registro ante el gestor de mercado de los contratos tipo firme resultado de negociaciones nacionales y en el exterior.	<p>Con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado de GN, la transparencia juega un rol esencial, por lo que se propone mantener el registro de contratos y condiciones como se hace actualmente con el Gestor del Mercado de gas, e incluir específicamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Condiciones del contrato entre Vendedor internacional y el Importador. - Condiciones de los contratos entre el importador y el comercializador. En caso de ser un agregador tendrá múltiples contratos. <p>El Gestor del Mercado de gas deberá emitir informes del comportamiento del mercado y los contratos bajo la misma frecuencia y condiciones que lo hace actualmente. Es importante que se mantenga una separación entre la fuente nacional y la importada para poder hacer un análisis de comportamiento en cuanto a competitividad, crecimiento, complementariedad de las fuentes y tomar medidas direccionadas en caso de requerirse.</p>	<p>En todas las experiencias consultadas, la transparencia es la principal herramienta para garantizar el correcto funcionamiento de los mercados de gas.</p> <p>En el caso de España ya un 50% de los contratos se negocian a través del MIBGAS que, si bien no es obligatorio, es un mercado organizado que registra públicamente las transacciones y contratos facilitando así la comprensión de las transacciones para todos los agentes, adicionalmente este mercado es esencial para llevar un control del balance de gas, que es el indicador primordial del mercado español. Esta transparencia se extiende incluso a plataformas europeas de contratos que registran operaciones de múltiples países.</p> <p>En el caso de México, la transparencia en la información es uno de los pilares del mercado de forma conjunta con garantizar el acceso, equitativo y justo de todos los agentes al sistema de transporte.</p>
	MERCADO SECUNDARIO		
Actividad	Descripción en la regulación actual	Descripción de modificación a la regulación	Justificación
El gestor del mercado proporciona información detallada sobre las ofertas de venta (incluyendo datos del oferente, cantidad en MBTUD, duración, punto de entrega, precios en USD por MBTU, y fecha límite) y las solicitudes de compra (incluyendo datos del solicitante, cantidad requerida, duración, punto de entrega, precio de compra y fecha límite). Con esta información, los agentes negocian y formalizan contratos bajo los requisitos del mercado secundario.			

Negociaciones directas a través del BEC	<p>Condiciones del mecanismo de negociación directa:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Información Obligatoria y Actualización: a partir de la Res 102_009 de 2024 los agentes deben informar al gestor antes de cualquier negociación directa en el mercado secundario, e indicar si el gas es nacional o importado. En caso de incumplimiento, el gestor del mercado informará a las autoridades y se abstendrá de registrar el contrato. • Prioridad en Excedentes para Demanda Regulada: Los excedentes de gas contratados en mercados primarios o secundarios deben ofrecerse primero a compradores que atiendan la demanda regulada. Si no hay compradores interesados, los excedentes podrán destinarse a demanda no regulada. <p>La negociación se puede realizar a través del BEC o de otras plataformas de iniciativa privada. Pero todos los contratos del mercado secundario deben ser registrados ante el gestor del mercado.</p>	Este mecanismo de negociación directa puede ser muy útil para la negociación de excedentes de GNI y acciones de balance en el secundario.	<p>Este mecanismo de negociación directa en el secundario resulta útil mientras se mantenga la condición de libertad en la negociación de precio, tiempo y condiciones de entrega.</p> <p>Por otra parte, las operaciones del secundario siempre deben estar debidamente registradas en el Gestor del mercado para llevar una estricta vigilancia de la formación de precios y la negociación de cantidades en este mercado.</p> <p>Todos los países evaluados cuentan con un mercado secundario organizado cuyo objetivo es dar eficiencia al balance de gas cuando hay excedentes o capacidades no utilizadas, pero también para permitir la entrada de un mayor número de agentes al mercado, es el caso de Chile donde aquellos que no tienen contratos con plantas de infraestructura de regasificación solo pueden negociar en este mercado precios más competitivos para sus actividades.</p>
Subasta úselo o véndalo de corto plazo de suministro (SUVCP)	<p>“Úselo o Véndalo” permite ofrecer gas no nominado a otros compradores mediante un sistema de subasta. Esto se aplica para el gas contratado en firme, pero el que no se ha nominado para el día siguiente.</p> <p>Declaración de las Cantidades Disponibles (productor - comercializador y comercializador GNI): Declarar la cantidad de gas no nominada y sus puntos de entrega (antes de las 15:55 horas del día previo (D-1)). Excluye gas no nominado por eventos de fuerza mayor o situaciones que eximan de responsabilidad. La falta o el retraso en la declaración puede considerarse una práctica anticompetitiva.</p> <p>Exclusiones: Generadores térmicos deben informar al gestor sobre las cantidades no disponibles para este proceso; en ausencia de comunicación antes de las 16:00, el</p>	<p>Es necesario tener una subasta de “úselo o véndalo” adaptado a la naturaleza del mercado de producto importado, para que se permita su negociación y así dar flexibilidad y balance en el abastecimiento, pero sin afectar la competencia y la eficiencia en precio.</p> <p>En este sentido se sugiere dejar el mecanismo actual, pero ajustar una nueva subasta al mercado del GNI.</p>	<p>Alineado con los requerimientos específicos del mercado de GNI definidos en los puntos anteriores. Teniendo en cuenta que el mecanismo de UV actual considera la naturaleza de la producción en pozo, es decir que no puede ser detenida a conveniencia, para el GNL se debe considerar que si hay un control en la "gasificación y almacenamiento del producto". Es decir que no es indispensable venderlo en un plazo inmediato, sino que se puede dejar almacenado antes de la gasificación. Sin embargo, una vez gasificado y dentro de la infraestructura de transporte si puede hacer parte del mecanismo de UV.</p>

	gestor entenderá que el gas está disponible. ³²		
--	--	--	--

Las siguientes gráficas han sido extraídas del informe de la IEA - Medium-Term Gas, Report 2023, Including the Gas Market Report, Q4-2023 y se utilizan como fuente para evidenciar el comportamiento global del mercado de GN y de GNL de acuerdo con las cifras y proyecciones establecidas por este reconocido centro de investigación. Son de gran importancia para justificar algunas de las propuestas realizadas en este documento.

La Figura 35. Demanda de gas natural en Centro y Sur América 2022 y 2023. Fuente: IEA establece dos aspectos importantes, el primero es la contracción del 4% en la demanda de GN en Centro y Sur América, donde las mayores variaciones las presentan Brasil y Argentina. El segundo es la participación de Colombia en esta región, alcanzando apenas un 8% del total en una región que ya representa una baja demanda a nivel mundial. Este último punto es necesario para entender que será muy difícil conseguir que el mercado internacional se adapte a las reglas y normas colombiana, y más bien resultará necesario armonizar el mercado colombiano con las condiciones internacionales.

³² **Definición del Precio de Oferta:** Los titulares establecen un precio mínimo de oferta o “precio de reserva” para las cantidades de gas disponibles, conforme a lo dispuesto en la regulación.

Publicación de la Cantidad Disponible: A las 16:10 horas del D-1, el gestor del mercado publica las cantidades totales de gas disponibles en cada punto de entrega para el día de gas siguiente.

Recepción de Solicitudes de Compra: Los compradores registrados interesados en adquirir el gas disponible deben enviar sus solicitudes de compra al gestor a más tardar a las 16:35 horas del D-1, en línea con las regulaciones aplicables.

Subasta de la Cantidad Disponible: A las 16:35, el gestor del mercado realiza subastas para cada punto de entrega donde haya gas disponible. La subasta se desarrolla entre las 16:35 y las 17:00 horas del D-1. Cada punto de entrega con gas disponible tiene su subasta correspondiente.

Comunicación de los Resultados de la Subasta: Una vez finalizadas las subastas a las 17:00 horas del D-1, el gestor informa a vendedores y compradores sobre las cantidades de gas asignadas. Este mismo reporte se envía a los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado involucrados.

Celebración de Contratos: Una vez adjudicadas las cantidades, el comprador y el vendedor deben firmar el contrato de compraventa de gas natural, cumpliendo con los requisitos mínimos de los contratos de firmeza.

Garantías y Cobertura de Riesgo: El vendedor puede exigir un acuerdo para cobertura de riesgos de cartera y aceptar el mecanismo de prepago como garantía, en caso de que el comprador lo elija. Este prepago otorga al comprador el estatus de “comprador de corto plazo” y titular de los derechos de suministro.

Programación Definitiva de Suministro: A las 18:50 horas del D-1, el responsable de la nominación de gas confirma la cantidad vendida en el proceso al productor-comercializador o comercializador de gas importado. Este suministro confirmado entra al programa definitivo que se entrega al gestor y al responsable de la nominación antes de las 19:50 horas del D-1.

Instrumento de prepago: El gestor del mercado actúa como depositario de los pagos en prepago a través de un instrumento fiduciario, gestionado conforme a los criterios de la CREG.

Transferencias y Rendimientos: Los días 1 y 15 de cada mes, el gestor transfiere los fondos depositados en el fideicomiso a los vendedores, incluyendo rendimientos financieros, descontando los gastos administrativos e impuestos

Natural gas demand declined by 4% in Central and South America in H1 2023

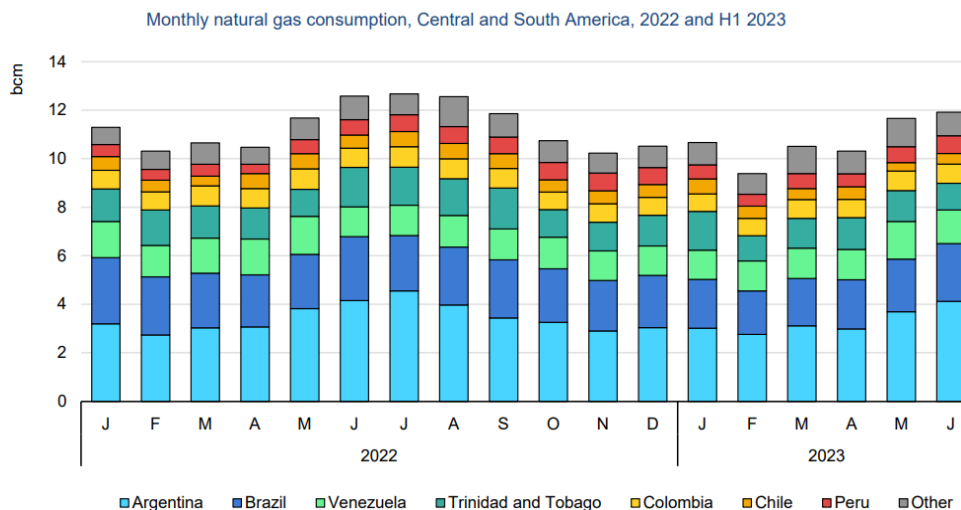


Figura 35. Demanda de gas natural en Centro y Sur América 2022 y 2023. Fuente: IEA

La Figura 36. Comportamiento y proyección del mercado global de GNL en el mundo. Fuente: IEA es esencial para determinar la tendencia global a flexibilizar el mercado de GNL, que en el caso de Colombia es una alternativa como fuente de abastecimiento de gran importancia como se abarcará en el producto 2 de esta consultoría. Esta gráfica muestra la tendencia de pasar de negociaciones firmes a flexibles, la entrada estratégica de jugadores dentro del mercado de gas que ofrecen portafolios de producto de varias fuentes y países para responder a una demanda más variada en cantidades y tiempo, y finalmente tendencia a independizar la indexación de los contratos de mercados como el del petróleo.

The global LNG market continues to gain liquidity and pricing diversity

2016

2023

2027 (future)

The contracting trend in 2023 and 2024 shows a high share of destination-fixed LNG supply

Volume of contracts concluded in each year, split by contractual element, 2019-2024

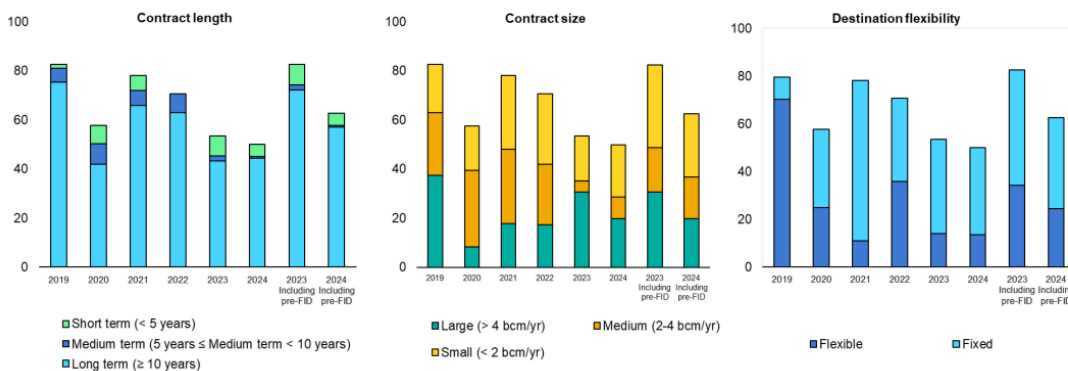


Figura 37. Tendencia en los contratos del mercado de GNL entre 2023 y 2024. Fuente: IEA

La Figura 37. Tendencia en los contratos del mercado de GNL entre 2023 y 2024. Fuente: IEA es de la mayor relevancia ya que la regulación actual colombiana es rígida en sus normas con respecto a contratos de largo plazo, definición de cantidades firmes y tiempos en que se negocia el gas, todos aspectos asimilados al abastecimiento a partir de fuentes de producción nacional. La gráfica relacionada con el término de los contratos muestra una preferencia en el mercado por contratos de largo plazo, que sin embargo varían considerablemente año a año, pero también se refleja un uso de los contratos de corto plazo sobre los de mediano plazo (entre 5 y 10 años).

Para entender este comportamiento es necesario correlacionar el plazo con las cantidades negociadas, donde en la segunda gráfica se especifica que un contrato de tamaño pequeño (comprendido en el mercado internacional) es de menos de 2 Bcm/año³³, para tener una comparación con Colombia, la actual infraestructura de regasificación SPEC tiene una capacidad de 3.7 Mmc³⁴/día (130 MPies3/día), es decir que al año requeriría aproximadamente 1.3 Bmc/año, estando muy por debajo de la franja de menor capacidad definida como contratos de menor tamaño. En este

³³ Bcm – billones de metros cúbicos – unidad de volumen.

³⁴ Mmc – millones de metros cúbicos – unidad de volumen.

sentido es claro, que los contratos de largo plazo se pactan con los más fuertes competidores del mercado ya que las condiciones de negociación son favorables para ambas partes, en esa franja, Colombia se encuentra en desventaja y seguramente se verá principalmente direccionada a negociar plazos menores para sus contratos o deberá flexibilizar sus condiciones para mejorar los escenarios de negociación. Lo referente a la flexibilización ya fue revisado en la Figura 36. Comportamiento y proyección del mercado global de GNL en el mundo. Fuente: IEA.

LNG demand growth is largely driven by the Asia Pacific region in 2023

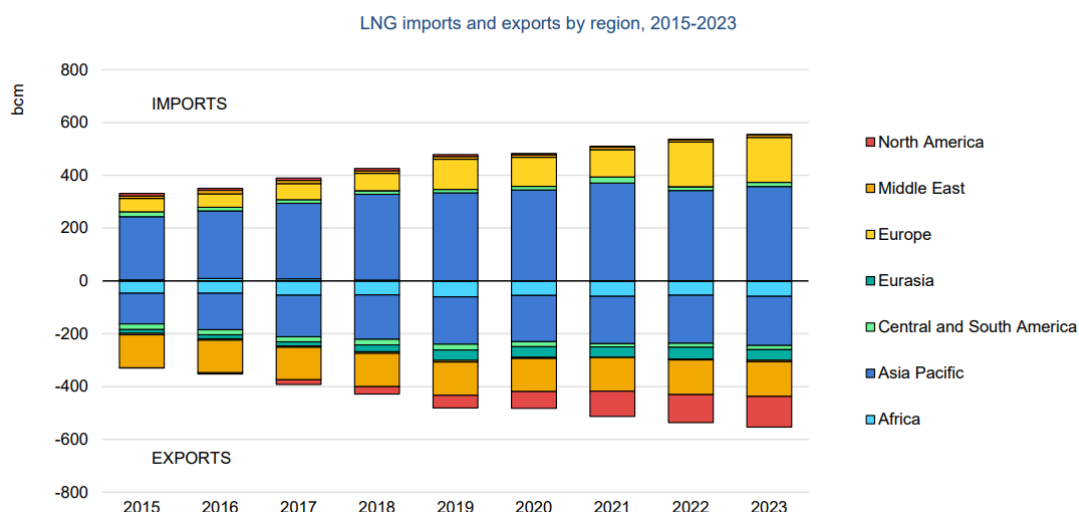


Figura 38. Crecimiento en la demanda del mercado de GNL, dirigido por la región Asia Pacífico 2023. Fuente: IEA

Finalmente, es interesante revisar la participación de la región Centro y Sur América en el mercado específico del GNL, donde se observa una relativa estabilidad en el lado de la exportación, así como de la importación.

3.2.6.4. Evaluación de riesgos:

En el desarrollo de las alternativas de intervención del mercado de gas natural colombiano, con el objetivo de garantizar el suministro esencial del combustible a los usuarios, se han identificado junto con las justificaciones respectivas de cada medida, los riesgos de hacer los cambios considerados.

En la siguiente matriz se han identificado 20 riesgos discutidos en reuniones con actores clave de la cadena, el regulador, estudio de las experiencias internacionales y experiencia de los consultores. Así mismo se han dispuesto dentro de la matriz para definir su frecuencia y gravedad.

		1 Insignificante	2 Menor	3 Moderado	4 Importante	5 Catastrófico
P r o b a b i l i d a d	5 Muy probable	5	10	15	20	25
						Eventos geopolíticos como conflictos o sanciones internacionales que afecten a los países exportadores de gas natural continental importado
						No lograr establecer contratos de largo plazo con proveedores que aseguren precios y suministros estables (se mitigaría con las condiciones de flexibilización propuestas en este documento)
			Entrada de nuevas fuentes nacionales o fortalecimiento de competidores en el mercado local		Implementación de nuevas regulaciones ambientales que aumenten los costos operativos (impuestos al carbono)	Riesgos asociados a depender de un número limitado de proveedores de gas natural continental importado (Proveedores como Venezuela, Brasil, etc.)
	4 Probable			Variaciones en la tasa de cambio, especialmente entre el dólar estadounidense y la moneda local	Fluctuaciones en los precios del gas natural licuado (GNL) en los mercados globales	Restricciones en la capacidad de las plantas de regasificación para procesar el gas importado (Corto plazo)
		4	8	12	16	20
					Aumento en la producción de gas local que reduzca la demanda de gas importado	Términos contractuales que no permitan ajustar las condiciones de compra en función de las fluctuaciones del mercado
					Fallas en el transporte interno del gas, como demoras en el envío o problemas en los gasoductos (En la medida en que no haya redundancia en el sistema de transporte, se puede convertir en catastrófico)	
	3 Posible	3	6	9	12	15
			Desastres naturales o circunstancias imprevistas que afecten la cadena de suministro de GNL (siempre y cuando se permitan las reglas internacionales de fuerza mayor)	Desastres naturales o circunstancias imprevistas que afecten la cadena de suministro de GNL		
				Incremento del uso de energías renovables que reduzca la demanda de gas natural (siempre se necesitará gas natural debido a las condiciones de disponibilidad de las renovables)		
			Fallas en la infraestructura de regasificación	Fallas en el transporte internacional	Modificaciones en las normativas que regulan la importación y comercialización de gas (sujeto a las políticas públicas a implementarse en el futuro)	Posibilidad de que haya interrupciones en el suministro de gas natural continental importado (Proveedores como Venezuela, Brasil, etc.) debido a eventos inesperados
	2 Poco posible	2	4	6	8	10
			Dependencia excesiva del gas importado en lugar del gas local, creando vulnerabilidades en el suministro	esgo de incumplimiento contractual		Reducción en la demanda de gas natural debido a cambios en el consumo industrial o residencial
	1 Muy improbable	1	2	3	4	5
			Eventos geopolíticos como conflictos o sanciones internacionales que afecten a los países exportadores de GNL			Falta de acceso a financiamiento suficiente para cubrir la compra y transporte de gas importado (debido a la solidez que ha mostrado el mercado colombiano)
			Riesgos asociados a depender de un número limitado de proveedores de GNL	Posibilidad de que haya interrupciones en el suministro de GNL debido a eventos inesperados	Aumento en los costos de transporte marítimo o terrestre del gas	Restricciones en la capacidad de las plantas de regasificación para procesar el gas importado (Mediano largo plazo, mientras las señales regulatorias para el suministro de molécula y el desarrollo de infraestructura sean apropiadas)

De estos riesgos se identifican como muy críticos:

1. (25) Eventos geopolíticos como conflictos o sanciones internacionales que afecten a los países exportadores de gas natural continental importado. Esto se refiere principalmente a potenciales acuerdos con nuestra fuente más próxima de abastecimiento de GNI por ducto que es Venezuela, quien actualmente está en una condición geopolítica muy inestable que se ha extendido por más de 20 años.
2. (25) No lograr establecer contratos de largo plazo con proveedores que aseguren precios y suministros estables, esta condición de acuerdos internacionales resulta muy importante a la hora de definir los precios y la seguridad en el abastecimiento de los contratos y se mitigaría mejorando las condiciones de flexibilización actual establecidas en la regulación, así mismo fomentan la posibilidad de crear inversión para el desarrollo y construcción de infraestructura estratégica.
3. (25) Riesgos asociados a depender de un número limitado de proveedores de gas natural continental importado, muy asociado con el numeral 1, donde Colombia se encuentra limitada al suministro de GNI por ducto a Venezuela, al menos en el corto y mediano plazo.
4. (25) Restricciones en la capacidad de las plantas de regasificación para procesar el gas importado, que es un riesgo que se relaciona en el corto plazo, ya que actualmente solo se cuenta con una infraestructura destinada a la firmeza del sistema eléctrico, y la construcción de nuevas terminales podría tomar entre 2 y 4 años limitando así el potencial de GNL para el país.
5. (20) Implementación de nuevas regulaciones ambientales que aumenten los costos operativos (impuestos al carbono), es un evento muy probable e importante en términos de tiempo y condiciones de desarrollo de los proyectos necesarios para el país en términos de GNL, así como en los costos resultantes. No es catastrófico, pero debe ser mitigado con políticas de gobierno.
6. (20) Fluctuaciones en los precios del gas natural licuado (GNL) en los mercados globales, nuevamente estas fluctuaciones se han presentado por coyunturas mundiales, pero a pesar de ser importantes, al ser un mercado tan líquido implicarán mayores costos, pero no desabastecimiento que es el peor de los escenarios.
7. (20) Términos contractuales que no permitan ajustar las condiciones de compra en función de las fluctuaciones del mercado, esta limitación es de

la mayor importancia y enciende las alarmas identificadas por diversos sectores con respecto a la necesidad de flexibilización de las reglas para el GNI con el fin de tener acuerdos óptimos en el mercado internacional.

Los riesgos de menor impacto se encuentran debidamente justificados dentro de la matriz y han sido clasificados teniendo en cuenta la liquidez del mercado internacional de GNL, las alternativas diversas en cuanto a proveedores y fuentes de este gas, así como el comportamiento histórico del mercado de GNL.

En cuanto a la **evaluación de costos y beneficios**, se establece una metodología simple de proyección en este documento, con varios escenarios utilizando la información disponible en el mercado:

- Potencial de producción nacional (GBTUD) declarado al Ministerio de Minas y Energía en información recogida por la UPME para el Balance de producción.
- Potencial de ingreso de nuevas fuentes de producción de GN en Colombia Offshore e Inshore de acuerdo con cifras de Ecopetrol, Campetrol y ACP.
- Demanda total nacional de GN proyectada por la UPME en los documentos relacionados en este estudio.

Se utiliza como precio base para el GN nacional el reportado por el Gestor del Mercado el 20 de octubre de 2024, de 7.99 USD/MBTU. Se utilizan tasas fijas de crecimiento para el GN nacional y para el GNI para efectos de una modelación simplificada con el fin de establecer principalmente los costos y beneficios para el país en cuanto tomar medidas de abastecimiento de GN.

Se analizan los siguientes escenarios:

35

- | | |
|--------------|---|
| Escenario 1 | Costos con proyecciones actuales de oferta y demanda |
| Escenario 2a | Costos con proyecciones actuales de oferta y demanda mejorando la negociación internacional (67%) |
| Escenario 2b | Costos con proyecciones actuales de oferta y demanda mejorando la negociación internacional (80%) |
| Escenario 3 | Costos con proyecciones actuales de oferta y demanda mejorando la negociación internacional (67%), sin entrada de nuevas fuentes de producción nacional |
| Escenario 4 | Costos con proyecciones actuales de oferta y demanda, sin necesidad de gas importado |

³⁵ El porcentaje referido indica un incremento en el precio de la “molécula” internacional del 67% o del 80% mayor al de la “molécula” nacional.

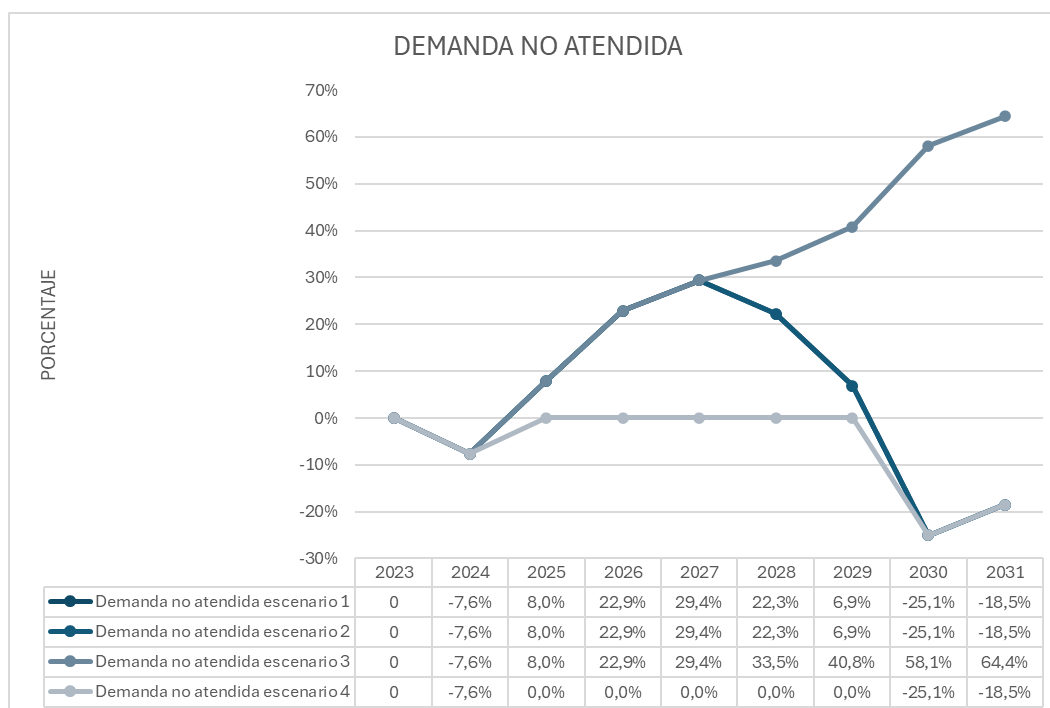


Figura 39. Escenarios de demanda no atendida de GN en Colombia. Elaboración propia.

La Figura 39 muestra bajo cada curva la demanda no atendida en caso de que se presenten las situaciones establecidas en cada uno de los escenarios. Si bien parece evidente que es grave no abastecerse de GN, en esta curva el escenario 3, donde no habría abastecimiento de fuentes alternas como el GNI, muestra la grave situación de desabastecimiento que repercutiría en altísimos costos para el país, lo más costoso es reemplazar la demanda actual por otros combustibles como GLP, combustibles líquidos, carbón, etc. en términos ambientales, de cambios de tecnología y hasta de salud si ingresan nuevamente fuentes como la leña.

Por otra parte, con los escenarios 1 y 2, se muestra la necesidad de generar con urgencia medidas de abastecimiento, ya que a partir de 2025 se proyecta un desbalance entre la oferta y la demanda, y cualquier medida debe considerar el tiempo de desarrollo y construcción de infraestructura de importación y regasificación, tema que se considerará en el producto 2 de esta consultoría. Vale aclarar que este tiempo es de entre 2 y 4 años en condiciones óptima, por lo que ya se presentaría un cuello de botella en el abastecimiento en 2025 y 2026, en este sentido se deben generar medidas

de mitigación de corto plazo con urgencia, una de estas es la adaptación y flexibilización de la regulación con respecto a las reglas internacionales de GNI.

De la Figura 39 es necesario reiterar que la situación más onerosa para el país es no contar con el abastecimiento requerido de GN, sin embargo, también es importante evaluar los costos en diferentes escenarios de abastecimiento.

En cuanto a los costos de abastecimiento modelados, se identifica en el escenario 4 los costos de abastecerse a partir de fuentes nacionales en las condiciones actuales, lo que resultaría ser la mejor alternativa para el país en términos de costo de molécula, sin embargo, las condiciones de producción declaradas por los productores no soportarían la demanda y al requerirse nuevos desarrollos en exploración y explotación, se deben sumar los costos, el tiempo y las necesidades de establecer reglas claras y políticas de gobierno para incentivar estas iniciativas.

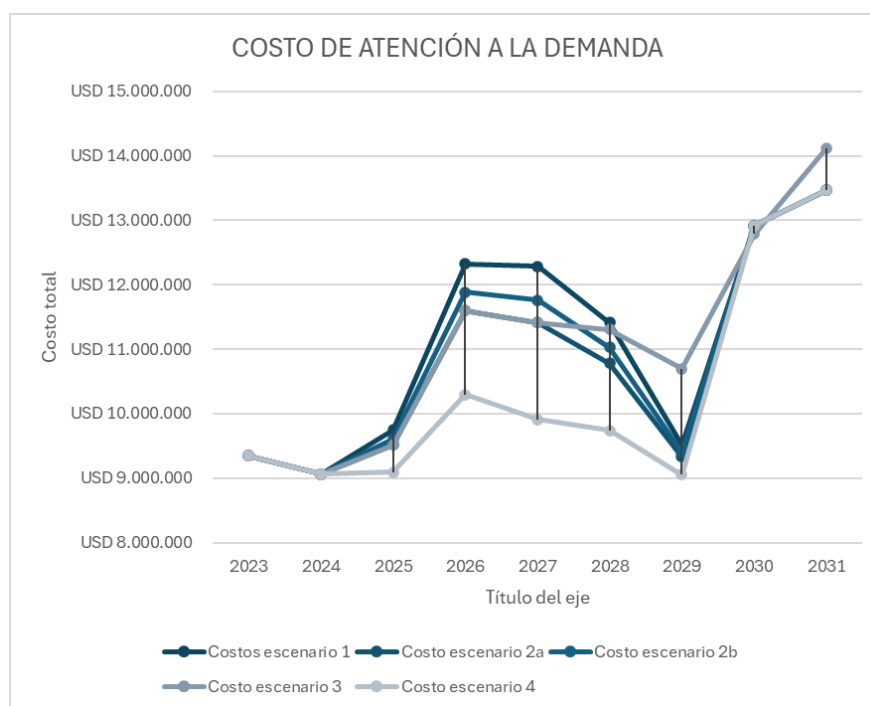


Figura 40. Costos de atender la demanda de GN a partir de acuerdo con los diferentes escenarios planteados. Elaboración propia.

Del otro lado de la balanza se encuentra el escenario en el cual no entrarían fuentes nuevas de abastecimiento nacional en el mediano y largo plazo,

representado por el escenario 3. En este caso se muestra que los costos no se encuentran muy por encima en comparación con los otros escenarios, para más claridad en la Figura 41 se representan los costos acumulados. En cuanto a los escenarios 1, 2a y 2b, se reflejan menores costos, evidentemente en la medida en que las negociaciones internacionales se desarrollan a precios más competitivos, tema que se relaciona directamente con las condiciones de negociación para los agentes.

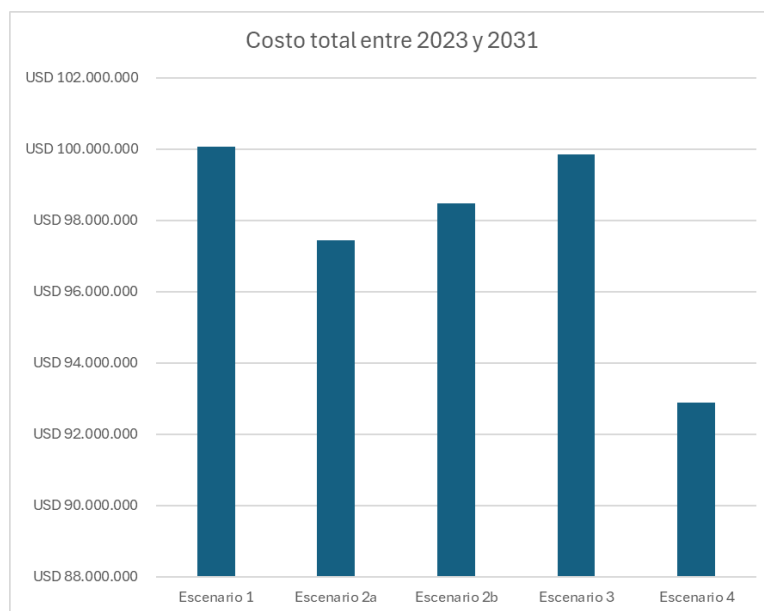


Figura 41. Costo acumulado de los escenarios definidos. Elaboración propia.

Finalmente, en la Figura 41 de costos acumulados por escenario, se muestra que si bien en la condición de producción actual de Colombia (Escenario 4) los costos son menores, esta no es realista. La mejor alternativa resulta en el escenario 2a, donde se genera un abastecimiento diversificado para Colombia entre fuentes de GN nacional y GNI, brindando condiciones óptimas y eficientes de negociación a ambos mercados (nacional e internacional) de acuerdo con su naturaleza y características permitiendo la competencia y balance.

4. Conclusiones

A continuación, se presentan las conclusiones derivadas del análisis llevado a cabo por el equipo consultor sobre los mecanismos de comercialización actuales y las modificaciones necesarias para garantizar el suministro de gas natural (GN) que satisfaga la demanda actual en Colombia.

4.1. Diseño del esquema de funcionamiento del comercializador de gas natural importado y criterios para la suscripción y ejecución de contratos en el mercado mayorista

Las conclusiones principales con referencia al esquema de comercialización del GN en Colombia y los requerimientos de ajustes o modificaciones son:

- En la propuesta regulatoria del mercado de gas natural importado en Colombia, se mantuvo la estructura de agentes existente, conservando el rol de cada uno en la cadena de suministro, pero con una modificación clave en las definiciones y funciones del agente importador. Esta actualización en el perfil del importador tiene como objetivo optimizar su capacidad de negociación y adaptarse mejor a las dinámicas y exigencias del mercado internacional de gas natural. La redefinición del importador le permite interactuar de manera más flexible con otros actores internacionales, mejorando así su capacidad para gestionar contratos, reducir costos y enfrentar la volatilidad de precios en el mercado global de gas.
- La flexibilización de los contratos en el mercado de gas natural importado en Colombia es fundamental para alinear las condiciones locales con las prácticas internacionales. Permitir que las partes negocien los eventos eximentes, tales como fuerza mayor o casos fortuitos, en función de los estándares internacionales, mejora la capacidad de los importadores para gestionar y mitigar riesgos de manera más eficiente. En el contexto global, los contratos de gas natural y GNL se regulan frecuentemente bajo prácticas internacionales que incluyen reglas claras sobre cuándo y cómo se aplican eventos eximentes y procedimientos de arbitraje internacional.

Incorporar esta flexibilidad en los contratos colombianos permitiría a los importadores de gas natural ajustarse mejor a las fluctuaciones y riesgos inherentes del mercado internacional, especialmente cuando se enfrentan a condiciones imprevistas que afectan el suministro. Además, al reconocer y aplicar estándares globales en la definición de estos eventos, los contratos se vuelven más atractivos y sostenibles financieramente para los agentes del mercado, promoviendo la inversión y consolidación del gas importado como una fuente confiable dentro del mercado energético colombiano

- Las modificaciones propuestas en el documento para los mecanismos de negociación buscan crear un entorno más competitivo y flexible en el mercado de gas natural importado en Colombia. Estas modificaciones incluyen la implementación de mecanismos como subastas adaptadas al gas natural importado (GNI) y contratos bilaterales, permitiendo a los agentes realizar negociaciones que se ajusten mejor a las dinámicas y necesidades del mercado internacional. Se destacan mecanismos de negociación directa y subastas que permiten a los agentes locales competir en condiciones más equilibradas con el mercado global. La flexibilidad contractual, incluida la opción de contratos bilaterales a corto y largo plazo, permite a los agentes ajustar los volúmenes, precios y puntos de entrega según las necesidades específicas, aumentando la adaptabilidad ante la volatilidad del mercado global.

Además, la incorporación de opciones como el mecanismo de “úselo o véndalo” en el mercado secundario facilita la redistribución de excedentes, lo que no solo optimiza el uso de recursos, sino que también abre oportunidades a nuevos agentes de menor escala para participar en el mercado. Estas modificaciones en los mecanismos de negociación fortalecen la eficiencia y competitividad del mercado colombiano, impulsando un balance entre oferta y demanda, y mejorando la seguridad del abastecimiento energético en el país.

4.2. Identificación de las entidades del orden nacional y regional que deben considerarse para el desarrollo de la comercialización de gas importado.

De acuerdo con la propuesta del capítulo 3 y, la implicación de las entidades se observa como la propuesta estuvo dirigida a la inclusión de una nueva definición de Importador y una exposición de motivos sobre la importancia de la agregación de

demanda. Además, los agentes que actualmente existen en el Mercado Primario pasarán a tomar un el rol de Compradores de GNI.

Para resumir, a continuación, se presentan los puntos más importantes de la propuesta:

- En el análisis realizado a la Ley 2294 de 2023, PND, no se encontraron disposiciones, orientaciones ni ordenes relacionadas con la importancia de la importación de Gas Natural como medida para asegurar el abastecimiento de la demanda interna en Colombia. Por lo tanto, se recomienda a la CREG tomar medidas de seguimiento y proposición con el fin de que el siguiente PND quede como prioridad reglamentar e incentivar el GNI en el país.
- La propuesta sugiere la inclusión de una nueva definición para el rol de "Importador", destacando la necesidad de integrar la demanda de diferentes agentes. Este cambio busca permitir que los actores con menores volúmenes de consumo puedan participar en el mercado internacional de GNI en condiciones de igualdad con grandes compradores. Al contar con un "Agregador de Demanda", los agentes nacionales podrían unificar sus volúmenes de compra, lo que les otorgaría un mayor poder de negociación frente a los vendedores internacionales, y les permitiría obtener precios y condiciones más favorables.
- Los agentes que actualmente participan en el Mercado Primario de gas natural pasarán a desempeñar funciones como Compradores de GNI. Esta ampliación de funciones busca armonizar el mercado de GNI con el mercado nacional, permitiendo una mayor flexibilidad en la estructura de compra y un acceso más amplio al suministro de gas natural a través de diversas fuentes.
- En términos regulatorios, la propuesta subraya la importancia de evitar que los Compradores de GNI tengan que registrarse como ESP. Actualmente, dicha inscripción implica una serie de requisitos y obligaciones que pueden desalentar la entrada de nuevos inversores, especialmente en proyectos de infraestructura de regasificación y comercialización de GNI. Eliminar esta carga permitiría una mayor participación de agentes tanto nacionales como internacionales, impulsando así la inversión y el desarrollo del mercado, además de contribuir a una mayor disponibilidad de gas para satisfacer la

demanda local sin riesgo de desabastecimiento. Esto incentivaría la competencia en el mercado y ayudaría a mantener precios competitivos para los consumidores finales.

- Los contratos que garantizan firmeza son considerados en la propuesta como los más adecuados para el mercado del GNI. Estos contratos, al tener altas tasas de ejecución, brindan seguridad y estabilidad en el suministro de gas, lo cual es fundamental para cubrir de manera confiable la demanda energética sin interrupciones. En particular, los contratos que garantizan firmeza son especialmente atractivos tanto para compradores como para vendedores, ya que reducen la incertidumbre en las transacciones, algo crucial en el contexto del mercado internacional de gas.
- La propuesta sugiere que las partes puedan definir libremente los términos de sus contratos de GNI, permitiéndoles ajustar aspectos como precios, volúmenes de entrega, modalidades de pago y condiciones de firmeza o interrupción. Este marco de libertad contractual permitiría a los participantes en el mercado adaptar los términos a las fluctuaciones y particularidades del mercado internacional de gas, lo que, a su vez, podría contribuir a una mayor estabilidad y confianza en el mercado, incentivando a nuevos inversores y facilitando un entorno más flexible y competitivo.
- Se plantea que los riesgos asumidos en el Mercado Primario de GNI puedan ser trasladados al Mercado Secundario en términos similares. Esto permitiría a los agentes estructurar contratos en el mercado secundario que cubran riesgos específicos de las transacciones primarias, lo cual fomentaría una gestión de riesgos más equilibrada y alineada con las necesidades de cada agente. En definitiva, este enfoque no solo facilita una mayor estabilidad en el suministro, sino que también fomenta un mercado más dinámico, en el que las partes pueden estructurar acuerdos que respondan mejor a sus necesidades y expectativas.

En conclusión, estas recomendaciones están orientadas a optimizar la regulación del mercado de GNI, facilitar el acceso de agentes nacionales al mercado internacional, mejorar las condiciones contractuales y promover una mayor inversión en infraestructura de gas. Al fomentar la competitividad y facilitar el acceso a recursos de GNI, la propuesta se alinea con tendencias internacionales y fortalece la resiliencia del sistema energético nacional.

Es necesario que la CREG, si decide implementar la propuesta, realice un estricto seguimiento a los impactos que traería en el número de transacciones ejecutadas, tipos de contratos, volúmenes importados, entre otros, [YR48][YR49] como se muestra en la siguiente tabla.

Objetivos	Actividades	Indicadores	Modo de verificación
Evaluar el impacto de la adaptación de los mecanismos de negociación en la importación de GNI	De acuerdo con las condiciones establecidas en el numeral de mecanismos de negociación de este documento.	-Número y crecimiento de agentes que participan en las negociaciones de GNI como: *Importadores *Productores / comercializadores / Distribuidores	Verificación anual, a partir de la información registrada por el Gestor del Mercado.
Evaluar el impacto de la adaptación de las condiciones de los contratos en la importación de GNI	De acuerdo con las condiciones establecidas en el numeral de condiciones de los contratos de este documento.	- Crecimiento en el número total de contratos de GNI. - Crecimiento por cada tipo de contrato de GNI.	Verificación anual, a partir de la información registrada por el Gestor del Mercado.
Evaluar el impacto colectivo de generar condiciones alineadas con el mercado internacional en la negociación de GNI	De acuerdo con todas las propuestas realizadas en el presente documento.	-Cantidades totales de GNI negociadas. - Participación específica en cantidad de GNI negociada por: Importadores, Productores, comercializadores y Distribuidores	Verificación anual, a partir de la información registrada por el Gestor del Mercado.

5. Bibliografía

- Asana. (2024). *Matriz de riesgos: cómo evaluar los riesgos para lograr el éxito del proyecto [2024]* • Asana. <https://asana.com/es/resources/risk-matrix-template>
- Biblioteca del Congreso nacional de Chile. (2021). *Antecedentes del mercado de gas residencial en Chile*.
- Camacho Morales, A., Adrián Correa Flórez, C., Andrés Palma Orozco, M., Augusto Pineda Gómez Andrés Popayán Pineda Grigory Ibrahim Massy Nashla González Cleves Henry Oliveros Carvajal Paula Lucía Sánchez García Kelly Andrea Toro Toro Raúl Báez Delgado Adriana Cristina Barrera Mónica Cristina Castañeda Lasso, C., Cárdenas Ramírez, L., Peñaranda, D., & Beatriz Herrera por, A. (2022). *Ministro de Minas y Energía Subdirector de Hidrocarburos UPME Colaboradores UPME Comunicaciones UPME*.
- CAPEX. (2024). *Natural Gas Forecast & Price Predictions 2023, 2025, 2030*. <https://capex.com/en/overview/natural-gas-price-prediction>
- CNE. (n.d.). *Hidrocarburos - Comisión Nacional de Energía*. Retrieved October 31, 2024, from <https://www.cne.cl/estudios/hidrocarburo/>
- CNE. (2021). *RESOLUCION EXENTA No 97*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/03/Rex-Actualiza-VGISD-vf.pdf>
- CNMC. (n.d.). *Qué es la CNMC | CNMC*. Retrieved October 30, 2024, from <https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/que-es-la-cnmc>
- CNMC. (2021). *INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2021 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO*. www.cnmc.es
- CNMC. (2022). *La CNMC aprueba una guía para reforzar la protección de los consumidores en los contratos de electricidad y gas | CNMC*. <https://www.cnmc.es/prensa/consultas-guia-proteccion-consumidores-20220302>
- CNMC. (2023). *BOLETÍN TRIMESTRAL DE MERCADOS A PLAZO DE GAS PRIMER TRIMESTRE 2023*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5203877.pdf>

COMISION NACIONAL DE ENERGIA. (1931). *LEY DE SERVICIOS DE GAS Y SUS MODIFICACIONES DECRETO N° 323 MINISTERIO DE MINERIA.*

Comisión Nacional de los Mercados. (2019a). *BOE-A-2019-16639 Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.*
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-16639

Comisión Nacional de los Mercados. (2019b). *BOE-A-2019-18398 Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.*
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398

Comisión Nacional de los Mercados. (2020). *BOE-A-2020-8556 Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.* <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-8556>

Comisión Nacional de los Mercados. (2023). *BOE-A-2023-13213 Resolución de 30 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024.*
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-13213

Comisión Nacional de los Mercados. (2024). *BOE-A-2024-16785 Resolución de 31 de julio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo del ajuste a realizar en la retribución anual de las empresas transportistas, regasificadoras y distribuidoras de gas natural por la prestación de productos y servicios conexos.*
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-16785

Cores. (2023). *Balance de producción y consumo de gas natural en España 2023.*
<https://www.cores.es/sites/default/files/archivos/estadisticas/est-gas-balance-2023.pdf>

elColombiano. (2024). *Escasea el gas natural, Colombia importará y los precios subirán: prepárese para pagar más en su factura.*

<https://www.elcolombiano.com/negocios/alerta-gas-natural-colombia-crisis-por-escasez-subir-precio-factura-PC25148205>

elEconomista. (2023). *La demanda de GNL en España cae un 14% en 2023*.
<https://www.eleconomista.es/energia/noticias/12862740/06/24/la-demanda-de-gnl-en-espana-cae-un-14-en-2023.html>

Enagas. (n.d.). *REGLAS DEL MERCADO SECUNDARIO ORGANIZADO DE CAPACIDAD*. .

Enagas. (2023). *El Sistema Gasista Español Informe 2023*.
<https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/sala-de-comunicacion/publicaciones/informe-sistema-gasista/informe-sistema-gasista-espa%C3%B1ol-2023.pdf>

Energía y sociedad. (n.d.). *La seguridad de suministro en España: sistema gasista - Energía y Sociedad*. Retrieved October 30, 2024, from
<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/2-4-la-seguridad-de-suministro-en-espana-sistema-gasista/>

Fiscalía Nacional Económica. (2021). *Estudio de Mercado del Gas (EM06-2020)*.

Gestor de Mercado. (2023). *Informe Anual Mercado de Gas Natural*.
<https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2024-06/Informe%20Anual%20del%20Mercado%20de%20Gas%20Natural%202023.pdf>

Gestor de Mercado. (2024a). *Al día con el gestor de mercado*.
<https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2024-10/Informe%20diario%202024.10.28.pdf>

Gestor de Mercado. (2024b). *NFORME MENSUAL-MERCADO DE GAS NATURAL* .

Global Energy Monitor (GEM). (n.d.). *El Portal Energético para América Latina - MAPA*. Retrieved October 31, 2024, from <https://portalenergetico.org/es/about/>

GNLCHILE. (n.d.). *Modelo de negocio - GNLCHILE*. Retrieved October 31, 2024, from <https://www.gnlchile.com/servicios/modelo-de-negocio/>

Gobernación de España. (2014). *BOE-A-2014-7064 Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-7064>

Grupo Naturgy. (2023). *Regasificadoras en España: Qué son y para qué sirven | Nedgia*.
<https://www.nedgia.es/blog-gas-natural/regasificadoras-espana/>

Holz, M. (n.d.). *Asesoría Técnica Parlamentaria Agosto 2022 Autores*.

IEA. (2023). *Medium-Term Gas Report 2023 Including the Gas Market Report, Q4-2023*.
www.iea.org

Institute For Energy Economics and Financial Analysis. (2022). *Capacidad y remuneración aún excesivas en el sector del gas español La regulación continúa garantizando una tasa fija de retribución por inversión en infraestructura gasista*.
https://ieefa.org/sites/default/files/2022-09/ES%20Gas%20in%20Spain%20Still%20Oversupplied%20and%20Overcompensated_September%202022_1.pdf

International Energy Agency. (2024). *Global Gas Security Review 2024 Including the Gas Market Report Q4-2024*. www.iea.org

MARÍA, P. (2024). Frenazo a la liberalización del gas en España: caen 56 empresas desde 2021. *El Mundo Madrid*, 32. <https://www.pressreader.com/article/282080577253146>

Marti Florit Consultors. (2021). *MIBGAS*. <https://www.martiflorit.com/mibgas.html>

MIBGAS. (2023a). *INFORME ANUAL DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS 2023*.

MIBGAS. (2023b). *MIBGAS negoció 158 TWh en su plataforma en 2023 | MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas*. <https://www.mibgas.es/es/news/mibgas-negocio-158-twh-en-su-plataforma-en-2023>

Milena Téllez Gutiérrez, S., Alejandro Galvis Peñuela Diego Miguel Piñeros Pulido Camilo Táutiva Mancera, L., Eva Barragán Torres Beatriz Herrera Jaime, L., & Andrés Vanegas Ramírez, J. (2024). *Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible Dagoberto Quiroga Collazos Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios Superintendente Delegada para Energía y Gas Combustible EQUIPO DE TRABAJO UMMEG EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA EQUIPO GAS NATURAL EQUIPO DE APOYO TECNOLÓGICO*.

Ministerio de Energía. (2019). *Ley Chile - Decreto 96 24-ENE-2022 MINISTERIO DE ENERGÍA - Biblioteca del Congreso Nacional*.
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1171694>

Naturgas. (n.d.). *Tarifas de gas podrían subir hasta 150% en su precio a partir de 2025 por jugada que quiere hacer Gustavo Petro | Naturgas*. Retrieved October 31, 2024, from <https://naturgas.com.co/tarifas-de-gas-podrian-subir-hasta-150-en-su-precio-a-partir-de-2025-por-jugada-que-quiere-hacer-gustavo-petro/>

- Promigas. (n.d.). *Informe sectorial Gas Natural Cifras del sector 2021*. Retrieved October 30, 2024, from <https://www.promigas.com/InformeSectorGas2022/Paginas/Cifras-del-sector.aspx>
- Promigas. (2021). *Temáticas relevantes y actualidad para el sector*. <https://www.promigas.com/informeSector2020/Paginas/Tem%C3%A1ticas-relevantes.aspx>
- Raúl Yunta Huete, P. de M. (2019). *PERSPECTIVAS DE LOS MERCADOS ORGANIZADOS DEL GAS NATURAL EN EUROPA Y SU DESARROLLO EN ESPAÑA*. https://funseam.com/wp-content/uploads/2019/11/k2_attachments_Informe_FUNSEAM_042019_-_El_mercado_de_Gas_Natural.pdf
- Sedigas. (2023). *Las claves del sector gasista en 2023 - Gas Actual | SEDIGAS - Asociación Española del Gas*. <https://www.sedigas.es/new/gas-actual/articulo-reportaje/las-claves-del-sector-gasista-en-2023>
- statista. (2023). *Origen del gas natural importado a España | Statista*. <https://es.statista.com/estadisticas/993973/volumen-de-gas-natural-y-gas-natural-licuado-importado-desde-espana-por-paises/>
- superservicios. (2023). *BOLETÍN TARIFARIO GAS COMBUSTIBLE POR REDES*.
- UPME. (2023). *Actualización Plan Energético Nacional 2022-2052*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf
- UPME. (2024). *Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.pdf
- VALORA ANALITIK. (2011). *Opciones para evitar un déficit de gas natural en Colombia*. <https://www.valoraanalitik.com/opcion-evitar-deficit-gas-natural-colombia/>
- Valora Analitik. (2011). *Opciones para evitar un déficit de gas natural en Colombia*. <https://www.valoraanalitik.com/opcion-evitar-deficit-gas-natural-colombia/>