

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

¿Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aaaa):	17/05/2024
Proyecto de Resolución:	“Por el cual se modifica el Capítulo 2 del Título II del Decreto Único Reglamentario para adoptar medidas de política pública orientadas a viabilizar las fuentes de gas natural costa afuera y la importación de gas natural, y se dictan otras disposiciones”

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN

El artículo 365 de la Constitución Política señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente con continuidad y calidad, a todos los habitantes del territorio nacional. En igual sentido prevé que, en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos domiciliarios.

En esa línea, el artículo 2 de la Ley 142 de 1994 establece la facultad de intervención del Estado en los servicios públicos para la prestación continua, ininterrumpida y eficiente de los mismos.

Adicionalmente, el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 indica que el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado.

En virtud de tales competencias, el Ministerio de Minas y Energía encuentra necesario modificar el Capítulo 2 del Título II del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, con el fin de viabilizar alternativas de suministro de gas natural, el mercado nacional, el cual debe adaptarse a las condiciones del mercado internacional, con el fin de asegurar la adquisición de este recurso energético, y su continuo abastecimiento para atender la demanda nacional. Adicionalmente, y como medida de mitigación del riesgo ante la ocurrencia de algún evento de insalvable restricción de alguna fuente de suministro, deben establecerse incentivos para aumentar la oferta de gas natural importado y de las fuentes costa afuera.

Así las cosas, se pasará a desarrollar: (i) el fundamento técnico de la propuesta normativa, (ii) la situación normativa actual, y (iii) los lineamientos de política pública a implementar.

1.1. FUNDAMENTOS TÉCNICOS

a. Concepto Técnico emitido por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Mediante el concepto técnico, la Oficina de Asunto Regulatorios y Empresariales (OARE) de este Ministerio, alertó sobre un posible déficit de gas natural que puede presentarse en el mediano plazo, tras estudiar el cruce del informe de Potencial de Producción de gas natural del año 2023 (DH-MME) y la última proyección de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) tal y como se observa en la siguiente gráfica:

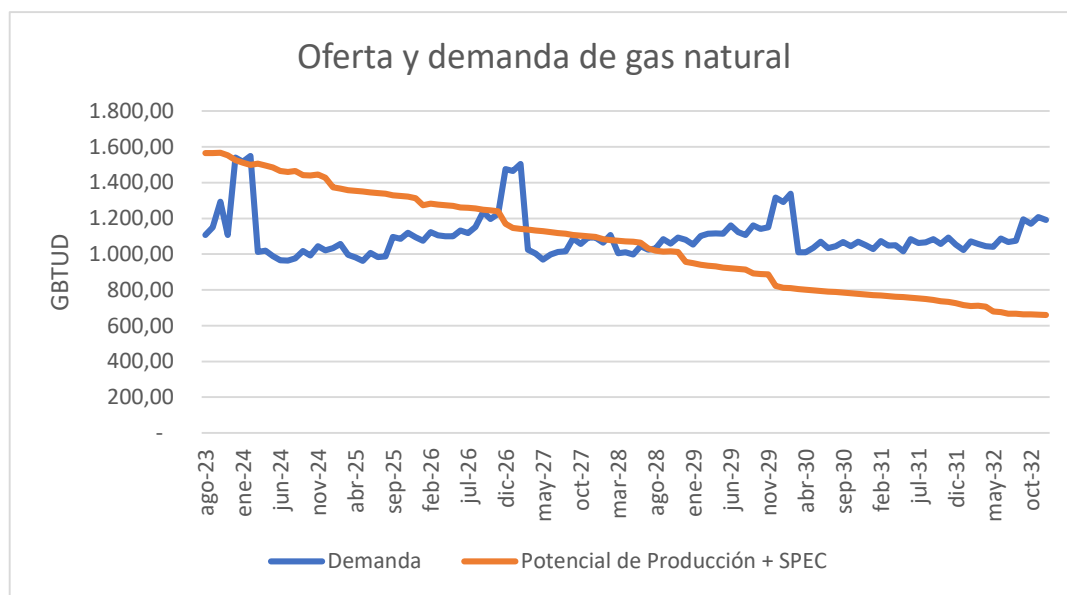


Ilustración 1: Balance oferta y demanda de gas natural, Fuente: UPME, ANH

De igual manera, este Ministerio ha recibido comunicaciones de empresas como Ecopetrol que bajo el radicado 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024 y EPM con el radicado MME 1-2024-015025 del 10 de abril de 2024¹ solicitan flexibilizar la normativa respecto al suministro de gas en el mercado, y dar incentivos a la comercialización de gas natural por medio de importaciones, con el fin de solucionar en el corto plazo el déficit previsible. Es claro que la importación de gas natural es un mercado en gran expansión que en 2022 tuvo transacciones por \$325 mil millones de dólares donde los principales exportadores son Estados Unidos, Australia y Catar, y los principales importadores son los países de Asia y Europa como se evidencia en la siguiente gráfica.

¹ Comunicados MME 1-2024-010304 de Ecopetrol y 1-2024-015025 de EPM.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

G.I-F-47

11-08-2023

V-1

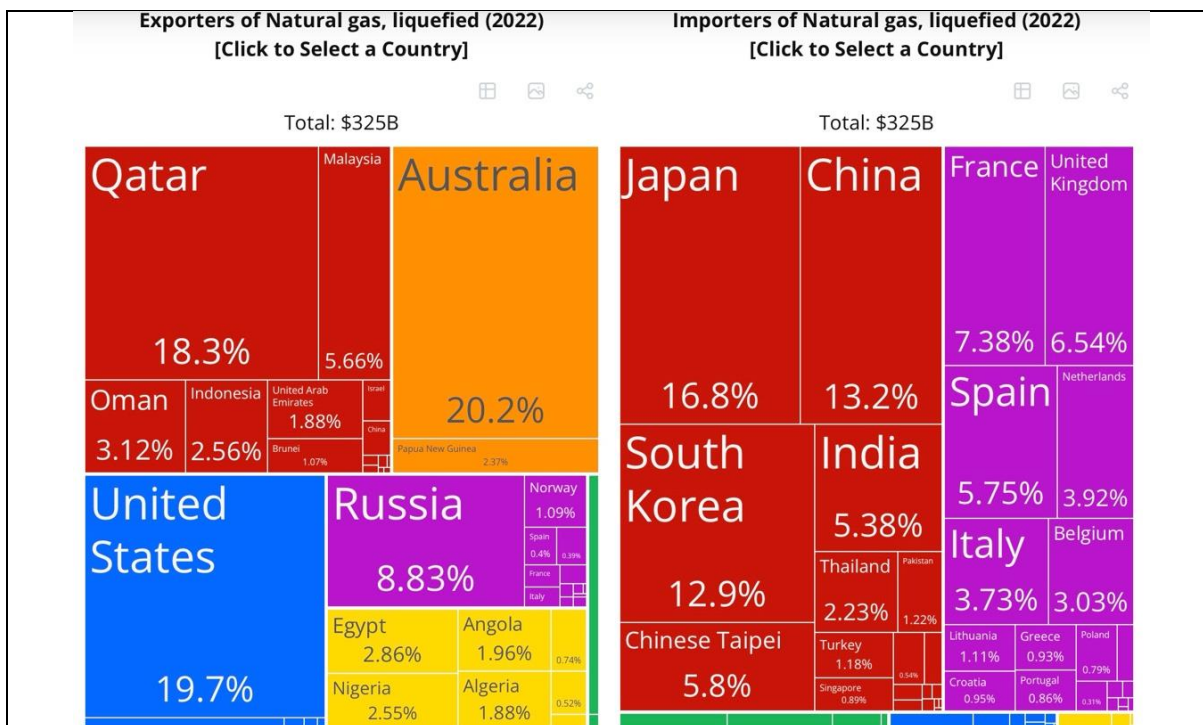


Ilustración 2: Exportaciones e importaciones de GNL por país, Fuente: Observatorio de Complejidad Económica

Al mismo tiempo, desde la OARE se considera que una alternativa para poder sustituir las importaciones en el medio plazo, es el gas proveniente de los hallazgos de los pozos costa afuera de Gorgon 2, Uchuva 1 y Glaucus 1. Sin embargo, para que sea posible la extracción, se necesita una gran fuente de financiación. Ecopetrol, al ser el mayor inversionista ha manifestado en diferentes ocasiones que, es necesario viabilizar medidas para que se puedan firmar contratos, antes de contar con respaldo físico y hacer la declaración de comercialidad, de otro modo expresan que no será posible conseguir los recursos y garantías suficientes para realizar dichos proyectos².

Por lo tanto, la OARE considera que para materializar las alternativas propuestas por los agentes, deben hacerse cambios en el capítulo 2 del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, en relación con el “*Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural*”. Dichos cambios, deben alinearse con la regulación vigente que está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y con la regulación venidera que ya ha dado unos visos iniciales con la publicación del proyecto de resolución CREG 702 003 de 2023.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Minenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

b. Déficit de gas (Plan de Abastecimiento y Declaración de Producción):

La UPME emitió en enero de 2024 el Documento del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) 2023-2038. Este documento, en su introducción indica:

“(…) tiene el propósito de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural, en concordancia con los lineamientos establecidos por los Decretos 2345 de 2015, 1073 de 2015 y 2121 de 2023, así como la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía -MME, se consideran tres escenarios de oferta y tres de demanda, a partir de la mejor información institucional disponible, con la cual se logre representar con el menor nivel de incertidumbre las condiciones que favorezcan la toma de decisiones oportunas, que aseguren que los proyectos requeridos para garantizar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento entren en servicio de manera oportuna, contribuyendo al bienestar social de la población como servicio público domiciliario.(…)”.

En el capítulo 5 del PAGN *-Balance de Gas Natural-* se pone en evidencia que hay un déficit proyectado, en el cual se diferencian tres (3) escenarios de oferta que son comparados con la proyección de demanda nacional que tiene en cuenta la ocurrencia del Fenómeno de El Niño. Veamos:

² Comunicado MME 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

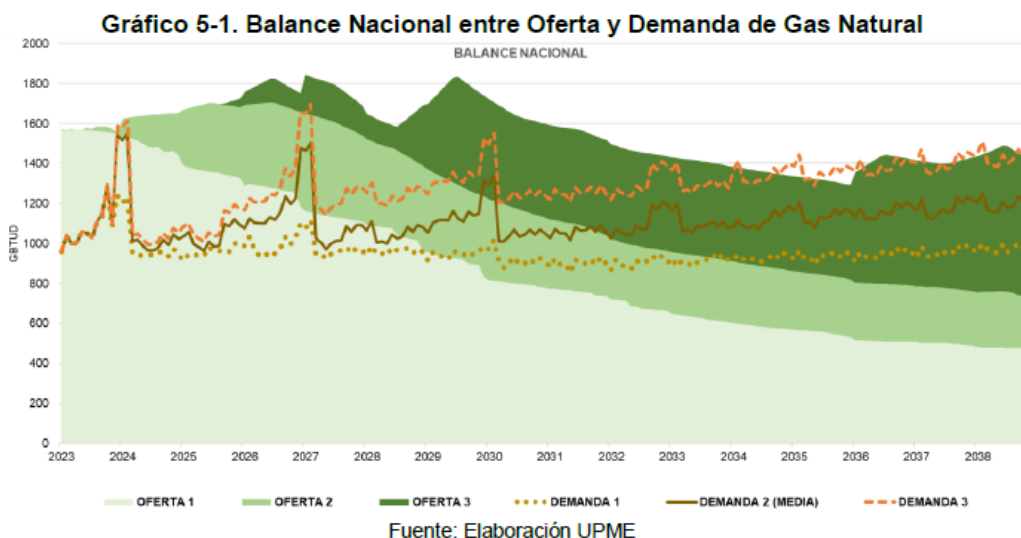


Ilustración 3: Balance entre oferta y demanda de gas natural, Fuente: UPME

- **Escenario de oferta 1:** Se prevé la posibilidad de tener gas adicional 300 MPCD (Millones de Pies Cúbicos Día) provenientes de la evolución esperada de los campos de producción nacional. Este escenario pone de manifiesto que, de no acometer acciones diferentes para la ampliación de la oferta de gas natural, para el año 2026 se puede materializar un déficit de demanda que afecte al país.
- **Escenario de oferta 2:** En esta proyección, se incorpora la entrada adicional de recursos nacionales descubiertos a nivel continental, trasladando el déficit de gas hacia 2030 para la demanda “alta”, y para el 2032 para la demanda media esperada. Lo anterior es insuficiente para lograr cubrir las necesidades de la demanda hasta el horizonte del estudio, que es el año 2038.
- **Escenario de oferta 3:** La forma en que puede garantizarse una proyección de oferta que cubra las necesidades del mercado para el año 2038, viene del desarrollo e incorporación de recursos costa afuera (offshore) proyectados y ampliaciones de capacidad de importación.

Adicionalmente, el Gestor del Mercado de Gas Natural realizó el informe anual de Declaración de Producción de Gas Natural 2023-2032, que fue publicado el 15 de enero de 2024, en el que se puede evidenciar que el potencial de producción declarado por los productores -en virtud de la Resolución MME 01743 del 28 de diciembre de 2023- está en un declive progresivo que, sólo puede revertirse a través de la materialización de las reservas probadas (P1), probables (P2) y posibles (P3), y la reclasificación de los recursos

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

contingentes. Otra forma de cubrir el déficit del potencial de producción, es suplir las cantidades a través de la importación, que en el corto plazo es posible a través de interconexiones internacionales y terminales de regasificación.

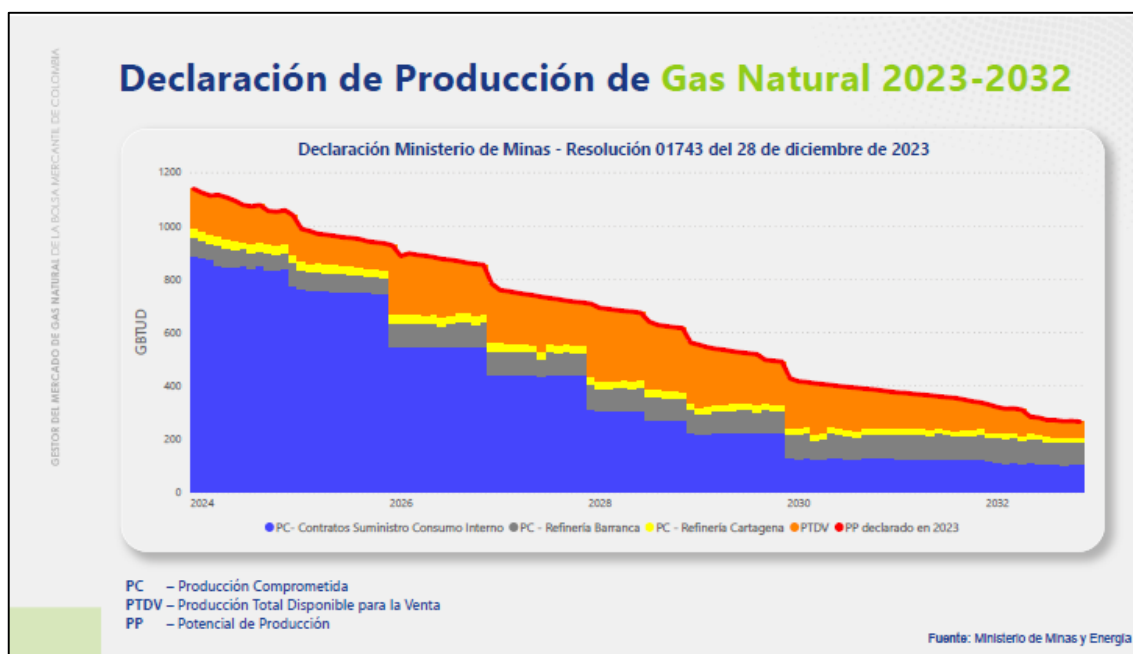


Ilustración 4: Declaración de Producción de Gas Natural, Fuente: IANH Informe de Recursos y Reservas

Por su parte, agentes como Empresas Públicas de Medellín (EPM), plantearon mediante el comunicado MME 1-2024-015025 del 10 de abril de 2024, su preocupación en los siguientes términos:

(...)

- Según los análisis del Gestor del Mercado se evidencia que la producción de los campos nacionales ha venido reduciéndose, debido a la declinación natural de los principales yacimientos del país. El potencial actualmente reportado oscila entre 1.109 GBTUD en 2024 y 879 GBTUD en 2026, es decir, una reducción de 21% en 3 años lo cual representa una disminución promedio anual en la producción de gas de 76 GBTUD.
- En los últimos 3 procesos de comercialización entre 2021 y 2023 las cantidades de gas

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

- ofertadas por Ecopetrol-ECP desde sus campos de la costa y el interior al mercado mayorista, cayeron 6 veces, al pasar de 403 GBTUD a 71GBTUD en 2023. Las últimas tres asignaciones se han realizado vía subasta y asignación a prorrata, con precios de reserva definidos por el productor. Adicionalmente, los consumos en las refinerías, del orden de 130 GBTUD y los propios autoconsumos de ECP, lo han convertido en el competidor número uno del gas para los segmentos Hogares, Industria y GNV.
- En octubre de 2023, y de acuerdo con información suministrada por el CNOG, varios campos de Canacol tuvieron problemas técnicos eliminando de la oferta 76 GBTUD, alrededor del 7% de la oferta nacional de gas.
- Durante los últimos 3 años EPM ha solicitado cantidades requeridas para atender su demanda con un horizonte de 5 años, pero sistemáticamente sólo se han asignado cantidades parciales. Como se observa en la siguiente tabla, en 2022 y 2023, en promedio solo se asignó por el productor el 34% y el 5%, respectivamente de las cantidades solicitadas en firme.

Tabla 1: Participación EPM Procesos de Comercialización Anual- MBTUD, Fuente: EPM

	Cantidades solicitadas			Cantidades Asignadas EPM			Porcentaje asignación		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023	2021	2022	2023
2022	4,500			4,500			100%		
2023	15,400	15,380		13,400	5,600		87%	36%	
2024	15,400	11,800	15,600	13,400	4,143	944	87%	35%	6%
2025	15,400	11,800	19,305	13,400	4,143	944	87%	35%	5%
2026		7,000	19,305		2,026	944		29%	5%
2027		7,000	3,705		2,026			29%	0%
2028			3,705						0%
2029									
Subtotal	50,700	52,980	61,620	44,700	17,938	2,832			
	Diferencia			88%	34%	5%			

- No se conoce ningún pronunciamiento oficial de Ecopetrol sobre el desarrollo de proyectos en el Piedemonte llanero para comercializar mayores cantidades de gas a partir de diciembre de 2024, utilizando la Resolución MME 40745 de 2023 sobre oleoductos multifásicos. Tampoco existe a la fecha ninguna señal concreta de Ecopetrol o del gobierno sobre la posibilidad real de importación de gas desde Venezuela, bajo el marco del contrato vigente con dicho gobierno.

(...)

En consideración a lo anterior, es necesario impulsar desde la política pública los mecanismos necesarios para los agentes del sector tengan las señales oportunas para viabilizar con agilidad -tanto financieramente, como técnicamente- los mecanismos y

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

proyectos de comercialización de: (i) gas importado (sea por vía de interconexiones internacionales o plantas de regasificación de gas natural licuado - GNL) y/o, (ii) gas a partir de la explotación de yacimientos costa afuera.

Cabe recordar que, la regulación actual fue desarrollada teniendo como base una industria y producción nacional de gas, orientada a la exploración y explotación de yacimientos continentales, y si bien estos han aportado al crecimiento sostenido del sector en los últimos 30 años, también se ha generado una gran dependencia de los “grandes campos” del interior del país (Cusiana y Cupiagua) y de los campos de la Guajira, que están en declive y no han sido reemplazados por nuevos hallazgos.

De hecho, el desarrollo de campos costa afuera requiere mayores recursos de inversión y una planificación mucho más anticipada que la regulación actual limita. De igual forma, el desarrollo de la única infraestructura de regasificación de GNL con la que cuenta el país, fue apalancado por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad para el sector de generación eléctrica, y no responde a las necesidades de importación que el PAGN requiere.

c. Estado de Reservas y Recursos de Gas Natural

El 24 de mayo de 2023 la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), presentó el Informe de Reservas y Recursos Contingentes de Hidrocarburos. Dicho informe se realiza con base en información que reportan las compañías operadoras a la ANH. En particular la nota de prensa realizada por la ANH informó lo siguiente con referencia al gas natural:

(...) Con respecto a las reservas probadas de gas, se situaron, al cierre de 2022, en 2.82 terapíes cúbicos (Tpc), con una diferencia de -0.35 con respecto al año 2021. La producción de gas comercializado fue 0.39 terapíes cúbicos lo que nos lleva a una relación ReservasProbadas/Producción (R/P) de 7.2 años.

En gas, las principales reservas se localizan en los departamentos de Casanare que ocupa el primer lugar con el 49% (1.38 Tpc), seguido de La Guajira 20% (0.56 Tpc) y Córdoba 9% (0.25 Tpc).

En lo que tiene que ver con los recursos contingentes, para el cierre del año 2022, en crudo y gas, se evidenció que los recursos contingentes 3C, en el caso del crudo, se incrementaron en 204 millones de barriles, mientras en lo que respecta al gas, aumentaron a 5.8 terapíes cúbicos.

“Esto último corresponde a 2.9 terapíes cúbicos recursos reclasificados de las cuencas Sinú y Guajira Offshore y 2.8 terapíes cúbicos de campos onshore. Se

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

resalta la importancia del desarrollo de estos descubrimientos costa afuera”, afirmó la Presidenta de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Clara Liliana Guatame.

En detalle, el Informe de la ANH muestra las siguientes cifras:

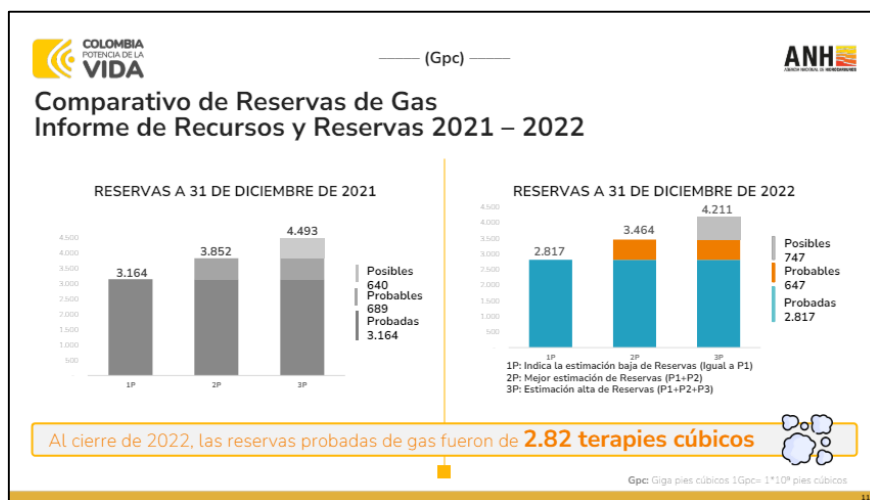


Ilustración 5: Comparativo reservas de gas 2021-2022, Fuente: ANH, Informe de Recursos y Reservas 2021 – 2022

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

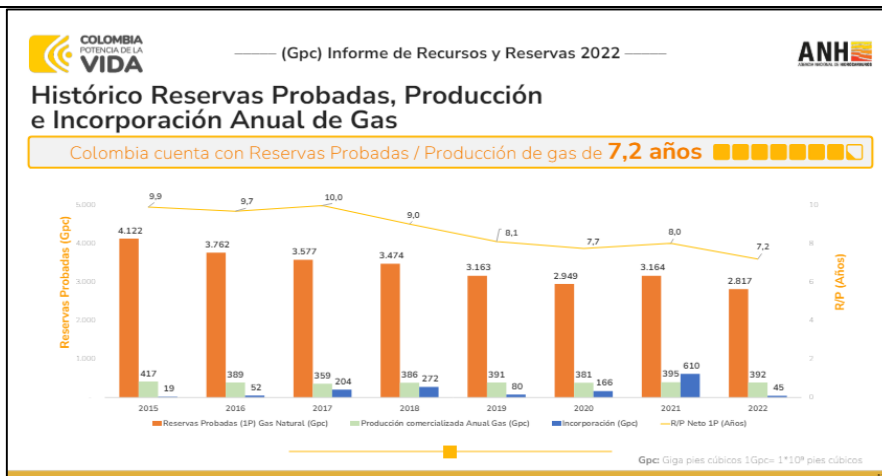


Ilustración 6: Histórico Reservas Probadas, Producción e Incorporación Anual de Gas, Fuente: ANH Informe de Recursos y Reservas 2021 – 2022

Así mismo, el Informe de la ANH pone en evidencia la disminución progresiva de las reservas probadas de gas natural con las que cuenta el país para respaldar las necesidades de la demanda nacional, como se observa a continuación:

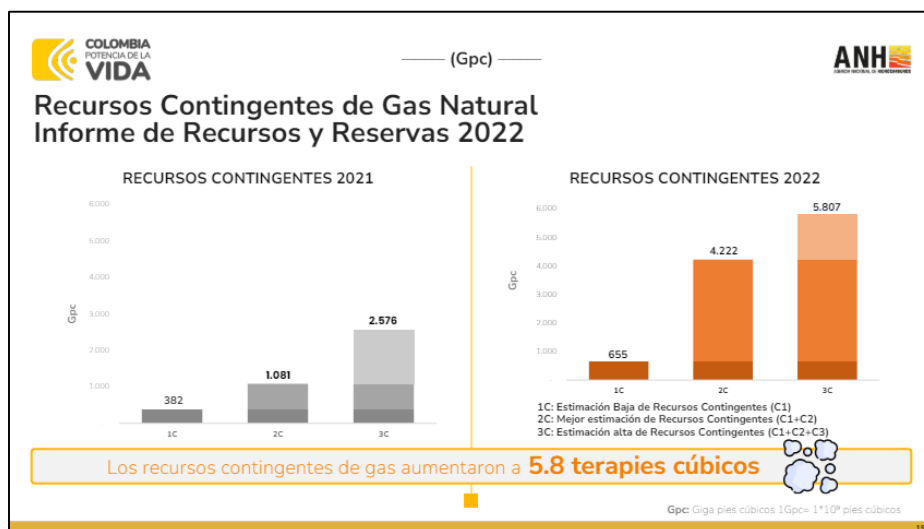


Ilustración 7: Recursos Contingentes de Gas Natural, Fuente: ANH, Informe de Recursos y Reservas 2021 – 2022

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Lo anterior contrasta con la evolución de los recursos contingentes, que por definición -de acuerdo con el propio Informe- son:

(...) aquellas cantidades de hidrocarburos estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.

- Ambiental y/o Social: Contingencias relacionadas con permisos y trámites ambientales, negociación de tierras, consulta previa, permisos arqueológicos.
- Técnica: Cuando la recuperación comercial es dependiente de tecnologías aún en desarrollo o la evaluación técnica de la acumulación es insuficiente para determinar la comercialidad.
- Económica: En este grupo se tienen en cuenta contingencias asociadas a los costos de operación, precio de los hidrocarburos, ausencia o deficiencia de mercado, insuficiencia o falta de infraestructura.
- Asuntos Legales y/o Contractuales: Contingencias asociadas a obligaciones, requerimientos contractuales o impedimentos legales que impactan en la comercialidad del proyecto.
- Finalización de contrato: Terminación del contrato origina reporte de los volúmenes como recursos contingentes. (...)

En el detalle del Informe de la ANH, se puede apreciar que en la mejor estimación de los recursos contingentes (2C), los proyectos costa afuera representan el 68% (2.878 GPC – Giga pies cúbicos) del total.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

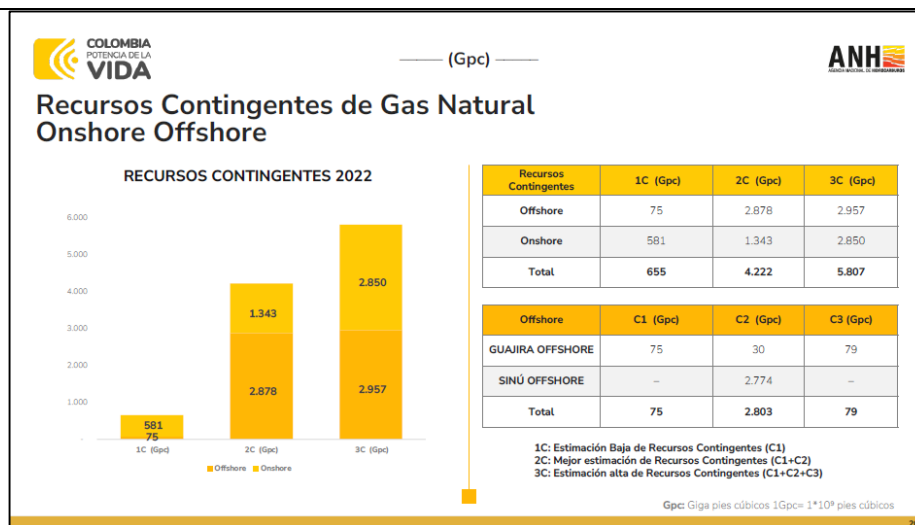


Ilustración 8: Recursos contingentes de gas costa afuera, Fuente: ANH Informe de Recursos y Reservas 2021 – 2022

1.2. SITUACIÓN NORMATIVA ACTUAL

a. De las conexiones para internar recursos costa afuera (Offshore)

La Ley 2128 de 2021³ en su artículo 4 define lo siguiente:

ARTÍCULO 4. DESARROLLO DEL GAS COMBUSTIBLE. El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, adoptará una política pública que establezca las condiciones para promover la masificación del uso de gas combustible y garantizar su abastecimiento, como eje de la transición energética. Para lo cual, dentro de los 2 (dos) meses siguientes a la entrada en vigor de la presente Ley, el Ministerio de Minas y Energía deberá incluir en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y GLP **los proyectos necesarios para la conexión al Sistema Nacional de Transporte - SNT de gas natural proveniente de los hallazgos offshore.** (...)

Partiendo de esa directriz, el PAGN 2023-2038 incluyó en el literal g) en su capítulo 5.10.2. (Nuevos Proyectos de Infraestructura de Gas Natural) lo siguiente:

La potencial oferta derivada de este tipo de proyectos ingresaría al SNT a través de conexiones en la Costa Atlántica, desde clústeres ubicados en el Caribe, denominados Norte, Sur y Aguas ultra-profundas (Ver Gráfica 5-13).

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

En la medida en que los proyectos de esta naturaleza descritos en el Informe de Recursos y Reservas 2023 de la ANH no reportan aún cantidades de gas a nivel de reservas probadas, probables y posibles, y que a la fecha, no se tiene confirmación de decisiones finales de inversión, se recomienda realizar seguimiento al cronograma de avances de los diferentes proyectos para establecer la ubicación específica de los tramos de conexión, capacidades y FPO, según características declaradas por los operadores.

Gráfico 5-13. Ubicación de proyectos Costa Afuera con recursos potenciales de gas natural

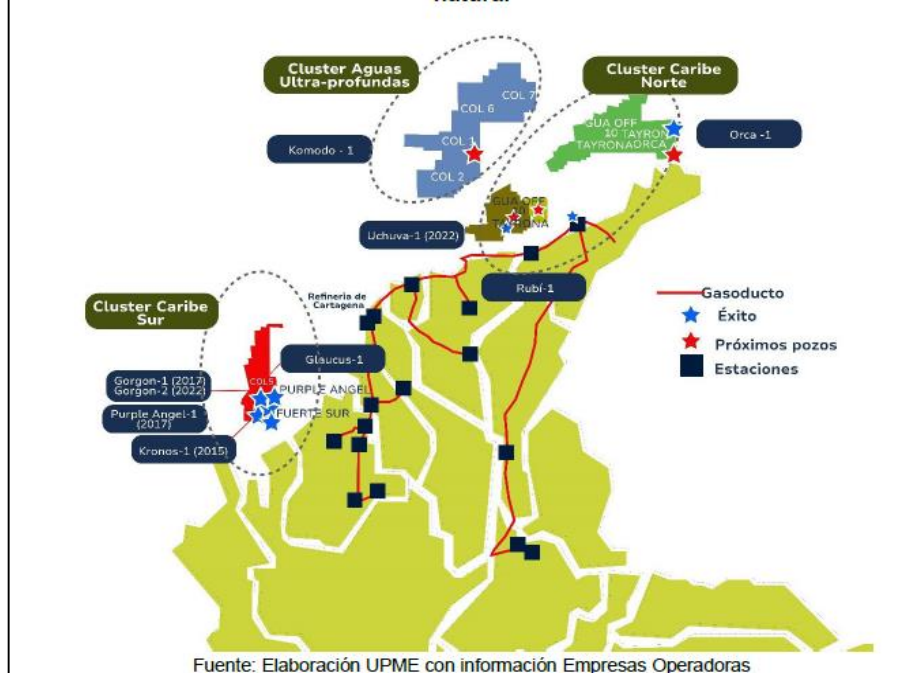


Ilustración 9: Ubicación de potenciales recursos de gas costa afuera, Fuente: ANH, Informe de Recursos y Reservas 2021 – 2022

El anterior análisis realizado por la UPME, pone en evidencia la imposibilidad de incorporar las conexiones para internar recursos costa afuera al PAGN, debido al estatus de “contingencia” en el que se encuentran varios de los proyectos. Esta situación ha generado

³ Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

una especie de dilema en la toma de decisiones, ya que los agentes esperan las señales positivas de la UPME, respecto a las conexiones con el fin de viabilizar los proyectos, y su vez la UPME espera que se superen las barreras que impiden que estos recursos pasen de contingentes a reservas probadas, probables, o posibles para incluir las conexiones en el PAGN.

Por lo expuesto, desde la política pública deben proponerse acciones que lleven a superar algunas de las barreras existente, de manera que se superar la condición de contingente de aquellos recursos que requiere el país para la atención de su demanda de gas natural.

b. De la participación en la importación de gas natural

Mediante la Resolución 062 de 2013, modificada por la Resolución CREG 152 del mismo año, se emitió la regulación mediante la cual se definió la fórmula para establecer el ingreso regulado al Grupo de Generadores Térmicos que utilice el Gas Natural Importado (GNI) para cubrir generaciones de seguridad.

En la Resolución 152 de 2013 se definió lo siguiente con respecto al Ingreso Regulado (IR):

(...) El Ingreso Regulado IR se reconocerá a partir de la entrada en operación del proyecto y hasta el 30 de noviembre de 2025. Para el primer mes de operación se reconocerá el IR en forma proporcional al número de días que efectivamente la planta haya estado en operación. No obstante, si la entrada del proyecto es posterior al 30 de noviembre de 2016 no se tendrá derecho a percibir lo correspondiente al IR.(...)

En el mismo año 2013, se conformó el Grupo Térmico (GT) integrado por Celsia, Termocandelaria y Termobarranquilla quienes se interesaron en gestionar un proyecto de importación de gas natural apalancados en las señales regulatorias y en el beneficio para su esquema de Cargo por Confiabilidad.

En agosto de 2013 el GT inicia un proceso de selección para un AI (Agente de Infraestructura) ofertando unos valores correspondientes a un costo variable de regasificación (US/MPDC), cuya indexación determinó el propio GT y un valor anual, a dólares de la fecha de adjudicación (trasladando el IR), uniforme por 10 años.

El ingreso anual regulado (IR) fue del 50% del valor anualizado del proyecto presentado por el GT. El cargo “temporal” aprobado mediante la Resolución 022 de 2014, fue el siguiente:

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

ARTÍCULO 1o. Aprobar de acuerdo con CREG 062/2013 y CREG 152/2013, el valor del ingreso anual regulado total de carácter transitorio, por el término de 10 años para el Grupo de Generadores Térmicos (GT), el valor de cuarenta millones setecientos cincuenta mil dólares (\$40.750.000.00USD).

Con el proyecto y el cargo aprobado, se adjudica al GT e inicia este su gestión. Entre noviembre de 2014 y marzo de 2015 se formalizan los contratos necesarios para la operación. En abril de 2015, se otorga la licencia ambiental al proyecto y en julio del mismo año se inicia la construcción. El 3 de diciembre de 2016 -con un (1) año de atraso con respecto a la expectativa de los cargos aprobados- fue declarada formalmente en operación la Terminal de Regasificación de LNG de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC).

El 27 de diciembre, mediante la Resolución CREG 195 de 2016, se aprueba el ingreso regulado total de forma permanente al GT, así:

ARTÍCULO 1o. Aprobar, de conformidad con la metodología establecida en la Resolución CREG 062 de 2013, modificada por la Resolución CREG 152 de 2013, el valor del ingreso anual regulado total de carácter definitivo, por el término de 9 años para el grupo de generadores térmicos (GT), el valor de cuarenta millones setecientos cincuenta mil dólares (\$40.750.000.00 USD) por año.

En este punto, vale la pena mencionar que, en los considerandos de la misma Resolución CREG 195 de 2016, se menciona que mediante comunicación del 12 de octubre de 2016, con radicado CREG E-2016-011105, el GT manifiesta que las Obligaciones de Energía Firme (OEF) definitivas a respaldar con GNI ascienden a 348 MPD, así:

(...)
Flores IV 71.0
Flores I 26.8
Tebsa 142.0
Termobarranquilla 3 13.1
Termobarranquilla 4 13.6
Termocandelaria I 39.7
Termocandelaria II 39.7
Totales 348.4
(...)

Así mismo, SPEC LNG en la nota de prensa emitida el 4 de enero de 2024 informó a la opinión pública lo siguiente:

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Acuerdo entre SPEC LNG y Höegh LNG permitiría regasificar 533 Mpcd de gas natural y brindar mayor confiabilidad energética a Colombia

Cartagena de Indias, 4 de enero de 2024.

Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG) y Höegh LNG logran acuerdo que permitiría aprovechar toda la capacidad instalada de la unidad flotante de almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) Höegh Grace, por lo menos, hasta el 2031. De esta manera, se podrían regasificar 533 millones de pies cúbicos día (Mpcd) para robustecer el abastecimiento de gas natural en Colombia.

“Es una muy buena noticia que llega en un momento clave para el país, pues ante los escenarios de incertidumbre para afrontar el déficit de gas natural proyectado por la Unidad de Planeación Minero – Energética (Upme), este acuerdo fortalece nuestro proyecto de ampliación de la capacidad actual de regasificación de 400 a 533 Mpcd, lo cual contribuiría al abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo para Colombia”, dijo José María Castro, Gerente General de SPEC LNG⁴.

Lo anterior, evidencia que el único activo disponible para la importación de gas natural licuado por medio del almacenamiento y regasificación, tiene una disposición de uso como respaldo para el sector eléctrico, pero una parte de su capacidad puede destinarse para el resto de la demanda de gas, pues aun cuando SPEC tenga compromisos con el GT cercanos a los 400 MPCD, se pudo comprobar que durante el mes de abril a la fecha, la máxima capacidad de regasificación disponible es de 450 MPCD según información de energía inyectada al STN. Veamos:

⁴ Sitio Web: <https://www.speclng.com/Paginas/NoticiasESP/SPEC-LNG-y-H%C3%B6egh-LNG.aspx>

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Energía inyectada por SPEC (MBTUD)

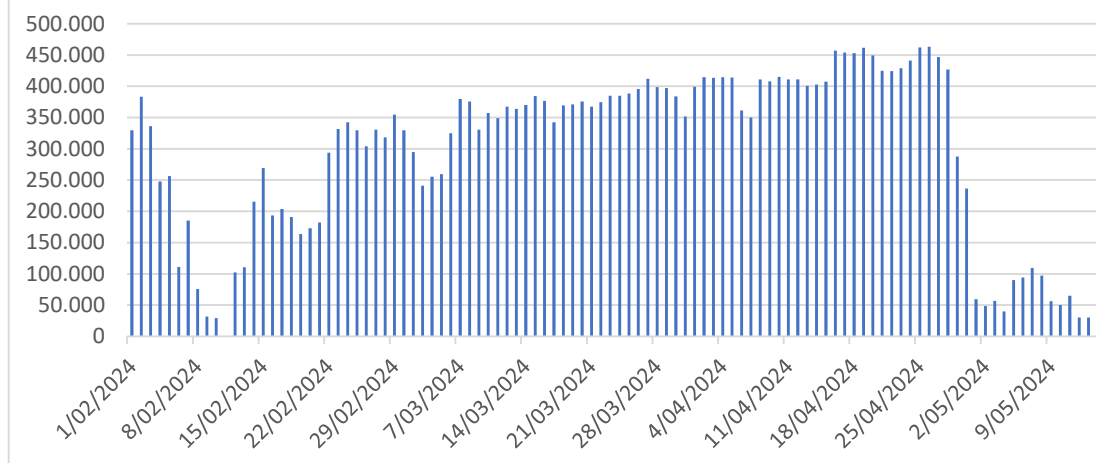


Ilustración 10: Energía Inyectada SPEC, Fuente: BMC

Con todo, el PAGN contempla en los numerales d), e) y f) las siguientes alternativas para impulsar las terminales de regasificación:

- Importación en Cartagena con conexión a SNT Costa Atlántica: (...) *Considerando el potencial déficit de oferta nacional, se requeriría ampliar la capacidad de importación desde Cartagena no inferior a 130 MPCD abierta a la demanda de todos los sectores de consumo a partir de 1T 2027.*
- Importación en la Costa Atlántica con conexión a SNT: (...) *Considerando el potencial déficit de oferta nacional en el corto plazo, se observa la necesidad de diversificar y ampliar la capacidad de importación desde un punto en la Costa Atlántica con conexión directa al Sistema Nacional de Transporte y disponibilidad de flujo hacia el interior del país a partir de 1T 2025, la cual se requiere abierta a todos los sectores de consumo y con una capacidad de entrega entre 50 y 150 MPCD por motivos a abastecimiento y confiabilidad.*
- Infraestructura de importación de gas del Pacífico – IIGP: (...) *Este proyecto hace parte de la infraestructura de gas natural adoptada previamente mediante Resolución MME 40304 de 2020. Integra una planta con capacidad de regasificación no menor a 400 MPCD y de almacenamiento no inferior a 170000 m3 de GNL ubicada en el puerto de Buenaventura y un Gasoducto nuevo entre Buenaventura un punto de*

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

conexión al SNT en Yumbo con capacidad de entrega no inferior a 400 MPCD al SNT.

Ahora bien, las actividades de importación y exportación de gas natural tienen las siguientes condiciones de acuerdo con el Decreto 1073 de 2015:

- El parágrafo del artículo 2.2.2.2.33. (Naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas) define:

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.*

- Así mismo, el artículo 2.2.2.2.35. (De las Interconexiones Internacionales de Gas Natural) expone:

Los Agentes Exportadores o Importadores podrán construir, administrar, operar y mantener las Interconexiones Internacionales de Gas Natural que se requieran para transportar el gas natural destinado a la exportación o importación; así mismo, podrán disponer de la capacidad de transporte de las Interconexiones Internacionales de Gas Natural.

En consideración a ese contexto normativo, Ecopetrol mediante comunicación con radicado 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024, mencionó lo siguiente en relación con la asimilación de actividades realizada por la Superintendencia de Servicios públicos Domiciliarios por medio de la Resolución 20201000057975 de 2020:

3. Obligación de constituirse como empresa de servicios públicos como requisito para comercializar gas importado:

Según lo definido en el parágrafo del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, adicionado por el artículo 17 de la Ley 1955 de 2019, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, tiene la facultad de definir cuándo las actividades que inciden de forma determinante en la correcta prestación de un servicio público domiciliario pueden asimilarse a alguna de las que componen las cadenas de prestación de estos servicios o a las complementarias a los mismos.

En ejercicio de esta facultad, la SSPD expidió la Resolución 20201000057975 de 2020, “por la cual se define la asimilación de nuevas actividades a la cadena

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

de prestación del servicio de gas combustible, se establecen los criterios de reporte de información para estos agentes y se dictan otras disposiciones”.

En los artículos 3 y 4 de esa resolución se asimilan las actividades de regasificación y comercialización de gas importado a las de transporte y comercialización de gas natural, respectivamente. En el artículo 5, por su parte, se exige que quienes realicen alguna de las actividades asimiladas se constituyan como ESP, en los términos del artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Al respecto, es importante resaltar que esta nueva exigencia contenida en la resolución de la Superintendencia tuvo el efecto material, desde el momento de su expedición, de impedir a Ecopetrol S.A. y a los otros productores-comercializadores el desarrollo de una actividad que estaban facultados a desarrollar legítima y legalmente hasta ese momento: la importación de gas y su comercialización para la prestación del servicio público domiciliario.

En efecto, el Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, artículo 2.2.2.2.33, señala expresamente que “[l]a 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”. Es decir, según la política pública, al menos desde 2011 la comercialización del gas importado y la comercialización del gas de producción nacional eran asimilables y estaban sometidas a la regulación de la CREG y, entendemos, a la inspección, vigilancia y control de la SSPD.

De manera análoga, la definición de infraestructura de importación y las condiciones de acceso establecidas en el Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, no establecen restricción al tipo de agente que realice esta actividad. En consecuencia, conforme a las normas vigentes en ese momento los productores-comercializadores ya tenían la posibilidad de comercializar gas importado y de regasificar en caso de ser requerido. De hecho, antes de la adopción de la Resolución SSPD 20201000057975 de 2020, en el año 2007 Ecopetrol S.A. suscribió un contrato de importación de gas natural con Petróleos de Venezuela, PDVSA, que, si bien está suspendido, se encuentra vigente y es exigible.

Dado que este es un tema que compete a la SSPD, mediante comunicación del 1 de marzo de 2024, radicada en esa entidad con el número 20245290893642, solicitamos a la Superintendencia revisar el tema.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

En todo caso, nos permitimos poner en conocimiento del Ministerio esta situación, con el objetivo de que pueda aportar a los análisis que aquella entidad realice alrededor de los efectos que la asimilación expuesta está teniendo sobre las posibilidades de abastecimiento del país. Para estos efectos, adjuntamos una copia de la comunicación mencionada.

Nótese como actualmente existen limitaciones para los agentes -como los productores / productores-comercializadores- que ya hacen parte de la cadena de suministro de gas natural domiciliario, y que tienen la capacidad e interés de participar en el desarrollo del sector. Por ello, desde el proyecto normativo, se hacen las aclaraciones necesarias para que se den las condiciones en las que los agentes participen e incrementen la oferta en el mercado de gas natural.

1.3. LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA A IMPLEMENTAR

a. Cambio de la definición de Respaldo Físico, de Productor de Gas y de Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV

El Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 en el artículo de 2.2.2.1.4 define el *Respaldo Físico* y estipula que es necesario contar con este, para asumir y cumplir compromisos contractuales firmes o que garantizan firmeza. De igual manera, es necesario que los agentes que atiendan la demanda esencial cuenten con respaldo físico.

También, la regulación actual respecto a la comercialización mayorista de gas natural establecida en la Resolución CREG 186 de 2020, exige que todos los contratos que garanticen firmeza deban contar con respaldo físico.

Adicionalmente, la propuesta de ajuste a las reglas de comercialización mayorista de gas natural, establecida en el proyecto CREG 702 003 de 2023 indica que: (i) todos los tipos de contratos que garanticen firmeza, cuenten con respaldo físico y, (ii) las declaraciones de CIDVF y PTDVF requieren contar con respaldo físico.

Cabe mencionar que la regulación estipula la necesidad de tener respaldo físico, porque el Decreto 1073 de 2015 indica que todo contrato debe contar con este; sin embargo ante la necesidad de aumentar la oferta de gas de fuentes distintas a los campos costa adentro, por un previsible déficit como se observa en la Ilustración 1, es necesario ajustar la definición actual que se tiene de *Respaldo Físico*.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Esta necesidad recae en que, las inversiones de los campos costa afuera de los hallazgos de Gorgon 1, Uchiva 2 y Glaucus 1⁵, no han podido declarar comercialidad, a su vez no han declarado Reservas, y por ende aún no cuentan con respaldo físico, el cual es necesario, para que puedan firmar los contratos que estipula la regulación, y con ello, asegurar la Decisión Final de Inversión (FID), y tener viabilidad financiera. Esta problemática, también fue expuesta por Ecopetrol en su comunicación con radicado 1-2024-010304 del 12 de marzo de 2024, donde menciona que la regulación actual exige tener respaldo físico para poder tener contratos en firme, pero ninguno de estos proyectos será financieramente viable si no se firman los contratos respectivos.

Por otro lado, el PAGN estima que van a necesitarse dos fuentes de regasificación adicionales. La primera alternativa es la ampliación de la actual planta de SPEC, y una adicional, denominada importación Guajira. Ambas fuentes de importación entregarían un adicional entre 180 MPCD y 280 MPCD dependiendo de cómo se desarrolle el mercado de la infraestructura actual de SPEC.

Para facilitar estas cantidades de importación de manera continua, se debe incentivar la contratación e inversión en estas infraestructuras, desde los grandes consumidores de gas hasta los comercializadores que atienden a miles de usuarios en demanda residencial.

Por lo anterior, la definición de respaldo físico para la comercialización de gas natural importado debe ajustarse al incentivo de la importación y a la realidad de los mercados internacionales. El mercado del caribe de Gas Natural Licuado (LNG) mueve grandes cantidades del recurso todos los días del año, a precios spot y contratos de largo plazo, entonces, al ser un mercado con un índice de liquidez elevado, lo que se necesita para contar con el respaldo físico de gas importado a nivel nacional, es contar con la logística para poder ofrecerlo. Esto a su vez significa tener contratos con la capacidad de regasificación y almacenamiento; o en su defecto contar con un contrato que asegure que se cuenta con capacidad de uso de las interconexiones internacionales para importar desde Venezuela.

Adicionalmente, la definición actual de *Productor de gas natural* dentro del artículo 2.2.3.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, indica que este agente es quien extrae o produce gas natural conforme con la legislación vigente. Cuando el productor vende gas a un agente diferente del asociado, es un comercializador.

⁵ Como lo indica la Ilustración 8, los hallazgos de los campos costa afuera van a ser la fuente principal de gas natural en el largo plazo, para evitar enfrentar un déficit del mismo.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Esta definición deja excluidos a los productores a que puedan exportar el gas excedente dentro de sus pozos y a poder respaldar sus obligaciones de entrega de gas, con importaciones.

Los agentes interesados en proyectos de gas costa afuera, ven la necesidad ante cualquier eventualidad, de poder disponer de gas natural importado para respaldar todas las obligaciones que adquieran como parte de sus acuerdos comerciales. Por esta razón, desde esta cartera se ajusta la definición de productor de gas natural para otorgar la flexibilidad que permita a estos agentes, al mismo tiempo, importar, exportar y ser los dueños de la infraestructura que les permita realizar estas actividades, esto con el fin de dar más seguridad a los contratos que suscriban con sus clientes.

Por último, se ajusta la definición de *Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV*, para que ahora estas cantidades diarias atiendan al promedio **semanal** 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.

Lo anterior, en línea con lo señalado en el literal d) del presente documento, toda vez que allí se indica que para que las condiciones de declaración de la CIDV estén acordes al mercado internacional de gas natural, es necesario permitir actualizar la CIDV de manera semanal y dejar la misma por periodos semanales para un plazo de 10 años.

b. Flexibilización de las prioridades en el abastecimiento de gas natural

Con el fin de poder tener los incentivos necesarios para la importación de gas en el mediano plazo, y que algunos agentes gestionen el riesgo operativo y financiero de tener gas importado en su consumo, se debe revisar detalladamente la prioridad en el abastecimiento que existe actualmente en el Decreto 1073 de 2015.

Inicialmente se deben comparar los precios existentes entre los campos productores de gas natural que abastecen al país, con los precios internacionales de GNL.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Minero

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

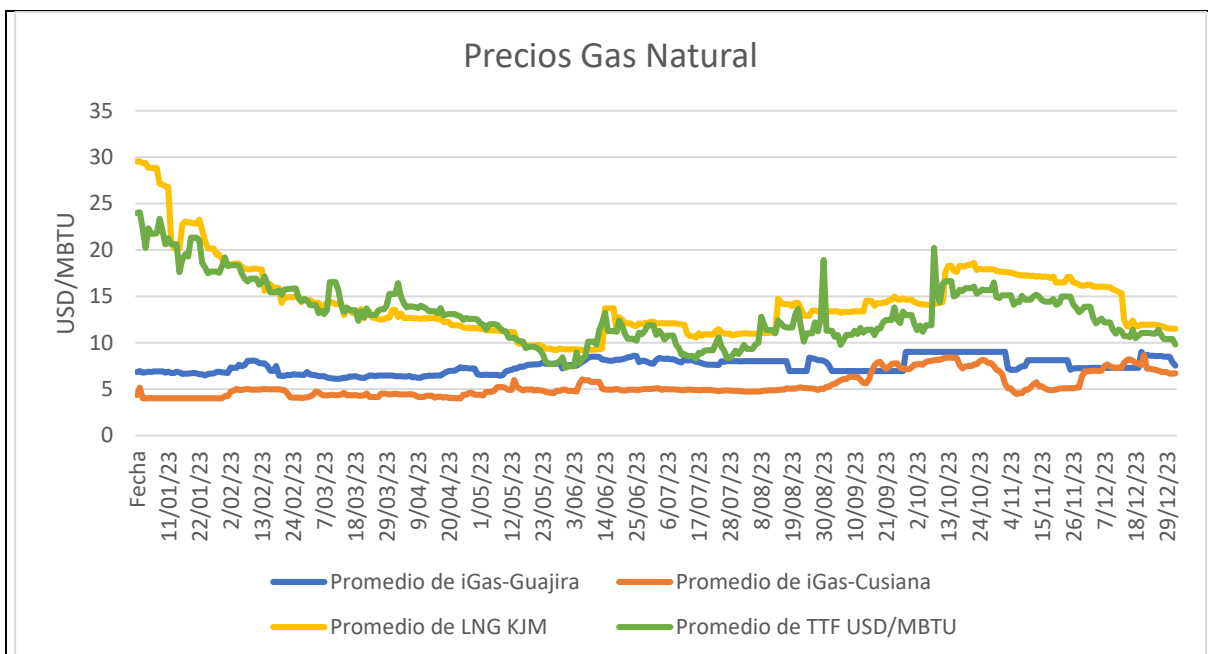


Ilustración 11: Comparativa de precios de gas natural, Fuente: BMC

La gráfica claramente evidencia que el gas nacional es con amplia diferencia más asequible que el gas natural importado, por lo que el agente que decida de manera permanente consumir GNL se enfrenta a una clara pérdida de competitividad. Por lo que, si se quiere liberar gas nacional a cambio de que algún consumidor esté dispuesto a pagar más por gas importado, se debe dar a dicho consumidor un incentivo que compense la pérdida de competitividad.

Por lo tanto, desde esta cartera se plantea que el incentivo sea la seguridad en el abastecimiento que puedan tener los agentes dispuestos a consumir gas importado. Esto quiere decir que, a los importadores con contratos firmes de gas, se les excluya de los órdenes de priorización descritos en los artículos 2.2.2.2.1 y 2.2.2.2.2 del Decreto 1073 de 2015.

Los mencionados artículos 2.2.2.2.1 y 2.2.2.2.2, se aplican cuando hay un evento de insalvable restricción en algún campo productor o algún evento de racionamiento programado, es decir, ante estas circunstancias se aplica la priorización en el abastecimiento. La demanda esencial de los usuarios residenciales tiene prioridad en el abastecimiento ante alguno de los eventos descritos anteriormente, seguida de las compresoras necesarias para que funcione el Sistema Nacional de Transporte (SNT) y

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

finalmente se asigna a la demanda de gas natural eléctrica, en caso de que el Sistema Interconectado Nacional la necesite y no cuente con fuentes alternativas de gas.

Por lo tanto, cuando el gas natural importado abastezca a una industria en particular que está sacrificando su competitividad, al no intentar comprar un gas más barato en los campos nacionales, sino directamente en el exterior, se plantea el incentivo a partir del cual este consumidor tendrá garantizado el abastecimiento ante eventos de insalvable restricción o racionamiento programado.

De esta forma se garantiza un precio más competitivo para las industrias que sigan consumiendo gas nacional, se cubren los déficits de gas de mediano plazo evitando un posible desabastecimiento y se incentiva la inversión en infraestructura de importación de gas la cual funge como un activo de confiabilidad.

Para plasmar este incentivo, este Ministerio propone añadir un párrafo al artículo 2.2.2.2.1 que menciona explícitamente que los consumidores con contratos firmes de gas importado, estarán excluidos de la aplicación de este artículo, es decir excluidos del orden de priorización de abastecimiento ante eventos de insalvable restricción y/o racionamiento programado. Sin embargo, se aclara que la capacidad de importación de gas que este fuera de los contratos firmes acordados, será priorizada para los usuarios residenciales y pequeños comerciantes.

c. Delegación del Ministerio de Minas y Energía respecto a las actividades relacionadas con la Declaración de Producción

En el párrafo 1 del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, se establecen las siguientes funciones a cargo del Ministerio de Minas y Energía:

Parágrafo 1°. Toda la información declarada al MME o a quien este determine conforme a lo previsto en el presente Decreto será analizada, ajustada, consolidada y publicada por el MME mediante acto administrativo, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma y solo podrá ser modificada cuando las circunstancias así lo ameriten. El MME verificará que la PP sea equivalente a la suma de: (i) PTDV de cada productor de gas de dicho campo; (ii) la PC de cada productor de gas de dicho campo; y (iii) las cantidades de Gas Natural de Propiedad del Estado y Participaciones de la ANH. Cuando el PP difiera de dicha suma, el MME ajustará la diferencia en la PDTV de cada productor en proporción a su participación en la producción de hidrocarburos en dicho campo.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Si bien, al inicio de la mencionada norma, se indica que ciertas acciones pueden dirigirse “*al MME o a quien este determine*”, el párrafo no brinda dicha flexibilidad permitir la delegación para: Verificar el conformación del Potencial de Producción (PP) de gas natural de un campo determinado, y ajustar la diferencia en la Potencial Total de Producción para la Venta (PTDV), de cada productor, en proporción a su participación en la producción de hidrocarburos en dicho campo, cuando se requiera.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta que las acciones indicadas pueden delegarse, por eficiencia y estandarización en un organismo ya definido y reglamentado como el Gestor del Mercado de Gas Natural, quien consolida y administra la información del sector, incluidas las declaraciones de producción, se ajustará el párrafo del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, para viabilizar tal delegación.

Al respecto es importante recordar que, mediante el artículo 2.2.2.2.31 del Decreto 1073 de 2015 se indicó que “*La CREG, en desarrollo de su función de expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural de que trata el literal c) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, establecerá el alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información, las reglas para la selección de este gestor y las condiciones de prestación de sus servicios. (...)*”

Dicha labor encomendada a la CREG se materializó en las Resoluciones CREG 185 y 186 de 2020, en las cuales se establecieron las condiciones y funciones a nivel de información y gestión a desarrollar por parte del Gestor del Mercado de Gas Natural.

Justamente, una de sus tareas actuales del Gestor del Mercado de Gas Natural, es publicar en su página web, en la sección “Inicio/Informes/Informes de Mercado” los **Informes de la declaración de producción de gas natural**; que consolidan los datos del sector en este aspecto.

En conclusión, la modificación del párrafo 1 del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, tiene por objetivo dar al Ministerio la posibilidad de articularse eficientemente para la ejecución de una labor que, con el dinamismo que tiene la importación de gas natural, incrementará las actualizaciones y junto a ello, la necesidad de informar oportunamente al mercado.

d. Ajustes respecto a la comercialización de GNL

El mercado de GNL ha ido evolucionando durante la última década, al ser uno de los energéticos más líquidos a nivel internacional, como se pasará a explicar.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

En primer lugar, debe precisarse que los indicadores que pueden medir los precios del gas natural a nivel internacional, son 4 principales: (i) Henry Hub de Estados Unidos, (ii) TTF de los Países Bajos, (iii) NPB de Reino Unido y (iv) KJM de Corea y Japón.

Para cotizar el GNL en el mercado Spot, se utilizan los últimos 3 así: índice TTF para el mercado del Atlántico y KJM para los mercados del Pacífico. Para los contratos de largo plazo en los mercados del Atlántico, se utiliza de referencia el indicador Henry Hub como índice de los precios del mercado dentro de los Estados Unidos, por lo que estos contratos se pueden firmar al precio del indicador Henry Hub más una prima adicional que depende de la capacidad de licuefacción, transporte del gas y condiciones de mercado a nivel internacional.

En el caso del continente americano, el mayor exportador de gas natural son los Estados Unidos con el 90% de la cuota de mercado, seguido de Perú, Trinidad y Tobago, Chile y República Dominicana, llegando en el 2022, a exportar entre estos países más de \$70 mil millones de dólares, siendo el octavo producto más tranzado en todo el mundo⁶. A continuación se ilustra el comportamiento de las exportaciones de GNL de Estados Unidos, entre enero de 2016 y diciembre de 2025:

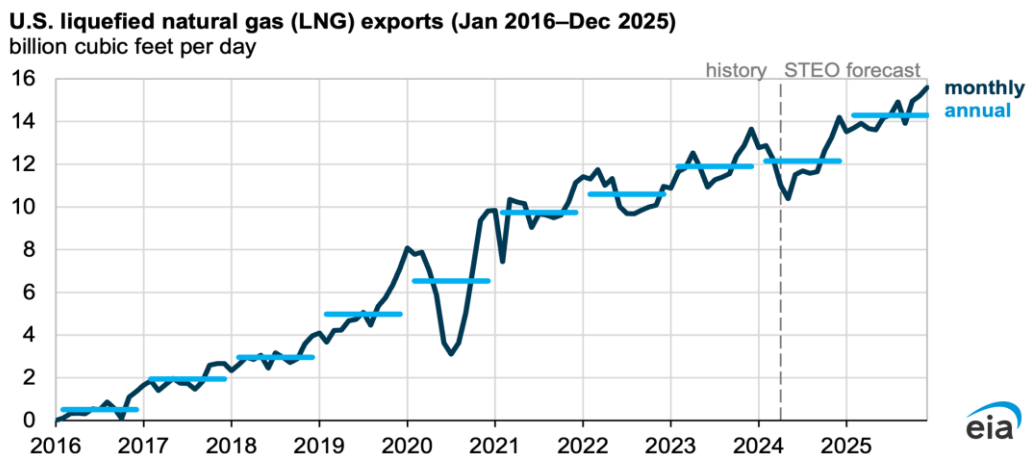


Ilustración 12: Exportaciones anuales de GNL de EE.UU, Fuente, EIA

⁶ Fuente: The Observatory of Economic Complexity

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

También, a raíz de la guerra ruso ucraniana, que llevo a que se cancelará el gasoducto Nordstream 2 y se restringieran las importaciones de Rusia a la Unión Europea de todos los productos, se le otorgó una ventaja competitiva al GNL de países como Estados Unidos, Qatar y Australia. Esto se puede evidenciar en la siguiente gráfica:

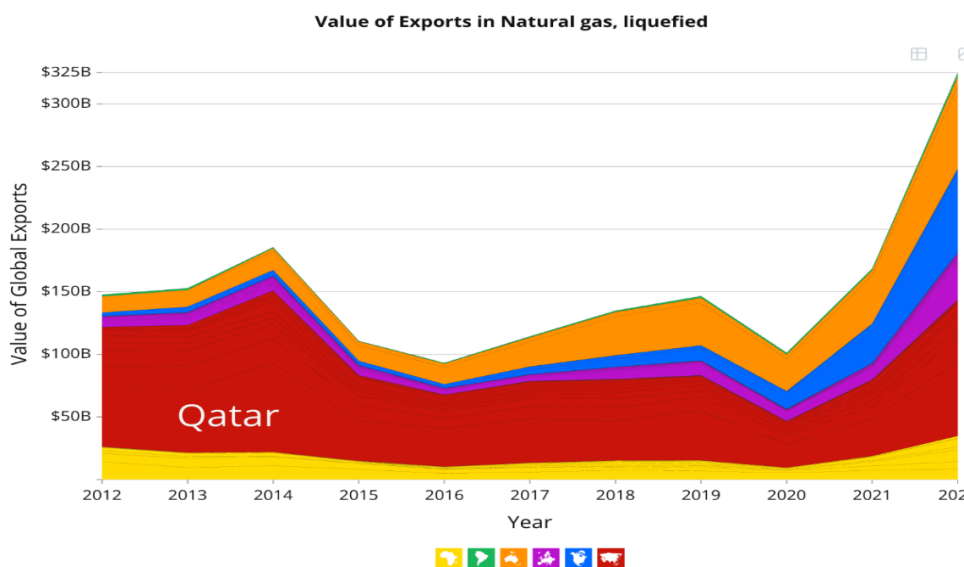


Ilustración 13: Valor de las exportaciones de GNL anuales, Fuente: Observatorio de Complejidad Económica

Como se evidencia en la ilustración, el mercado de GNL entre los años 2012 y 2019 estuvo alrededor de los \$150 mil millones de dólares al año, y en los años 2019 y 2021 rondando esos mismos valores. Sin embargo, entrada la guerra entre Rusia y Ucrania que conllevó a la restricción de oferta de una nación importante en el mercado mundial, aumentó considerablemente las transacciones de GNL elevándolas en 2022 a un valor cercano a los \$325 mil millones de dólares.

De igual manera se evidencia un incremento en las exportaciones de GNL, que han crecido no solo en sus transacciones financieras, sino también en las transacciones físicas como se puede ver a continuación.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Growth of GNL Exports

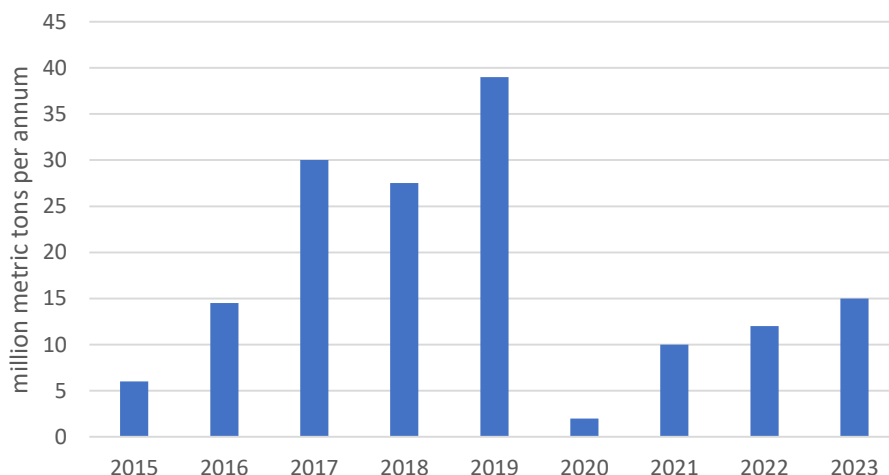


Ilustración 14: Crecimiento de las exportaciones de GNL en millones de toneladas métricas anuales, Fuente: Statista

Estos incrementos en la producción de GNL han hecho que este ahora sea un mercado que puede funcionar como spot, donde existen mercados de largo plazo y también un mercado secundario desarrollado que tranza diariamente más de 4.000 MPCD (Global LNG Hub, 2024). Dada esta condición, se evidencia que el GNL se ha convertido en un “commodity” o bien de consumo masivo al igual que el petróleo, el café o las acciones de la bolsa de valores.

Ahora bien, la infraestructura necesaria para poder importar GNL es una regasificadora, tras la extracción del gas natural de los pozos, este procede a enfriarse hasta los -160°C y se transporta en un barco metanero hasta la Unidad Flotante de Regasificación (FSRU), esta última almacena el gas congelado y con el agua del mar lo va vaporizando, hasta que el GNL alcance una temperatura entre los $0-10^{\circ}\text{C}$, esté en estado gaseoso y se adapte la presión para poder ser introducido al SNT.

Esta compleja infraestructura es uno de los elementos esenciales para que el gas natural tenga un amplio mercado internacional. Como es de suponerse, esta infraestructura tiene una capacidad limitada de importar gas natural; por lo tanto, cualquier agente importador que desee poner gas importado en el mercado nacional debe disponer de esta infraestructura, sea a través de un contrato con la regasificadora o por medio de un agregador de demanda que tenga contrato con la regasificadora.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Tras las evidencias de la elevada liquidez que tiene el mercado de GNL, si Colombia quiere tener una participación activa en el comercio internacional de este energético, debe adaptar su normativa para tal fin.

Actualmente el artículo 2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015 establece las reglas para que los agentes declaren su Potencial Total de Producción para la Venta (PTDV), esta declaración debe hacerse cada año, adaptada a las condiciones existentes de los campos colombianos. Respecto a la Capacidad Disponible de Importación para Venta (CIDV), la norma en cuestión tiene un párrafo que indica lo siguiente: Los comercializadores de gas importado declararán las CIDV en los términos previstos en este artículo.

Lo señalado en el párrafo, implica que la condición de importación se ha adaptado o asimilado a la producción nacional, y este ministerio encuentra que tal asimilación debe eliminarse, para de forma independiente, establecerse las condiciones particulares para que esta CIDV pueda actualizarse semanalmente, y se adaptada al enorme mercado de gas natural licuado internacional.

Por lo señalado en el párrafo anterior, se encuentra la necesidad de añadir un artículo que establezca las condiciones de declaración de la CIDV, el cual este acorde al mercado internacional de gas natural, esto implica permitir actualizar la CIDV de manera semanal y dejar la misma por periodos semanales para un plazo de 10 años, para tener de vista el largo plazo.

Adicionalmente, el artículo 2.2.2.2.23 del Decreto 1073 establece las condiciones para comercializar la CIDV y la PTDV, y conforme a lo expuesto anteriormente se evidencia que los mecanismos actuales están desarrollados atendiendo más las necesidades y dinámicas de los yacimientos continentales, por tanto surge la necesidad de adaptar la comercialización de gas natural importado a los mercados internacionales y hacer un cambio en este artículo.

De igual manera, para acelerar y viabilizar la inversión de los campos costa afuera de gas natural, se pretende dar la misma flexibilidad que al gas natural importado, debido a que estos proyectos requieren mayor inversión y tiempo de desarrollo, por tanto es necesario poder tener acuerdos comerciales flexibles, previos a su declaración de comercialidad, para que puedan cumplir su proposito de atender a la demanda nacional. En todo caso, los contratos deberan cumplir con las condiciones minimas establecidas por la CREG en su regulación.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

e. Proyectos a incluir en Plan de Abastecimiento de Gas Natural

Conforme a lo expuesto en el literal a) del numeral 1.2 de este documento relacionado con las conexiones para internar recursos off shore, y teniendo en cuenta el déficit de gas natural al que se puede enfrentar el país, se evidencia la necesidad de disponer de infraestructura que actualmente no existe.

Por ello, deben emitirse señales desde la política pública para que dichos proyectos de infraestructura se materialicen. Dicha señal se debe contemplar en el PAGN reglamentado en el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, que establece que la UPME debe desarrollar en mismo con previsiones a 10 años.

Por lo tanto, esta cartera considera que pueden incluirse las obras necesarias que garanticen el abastecimiento de gas natural en el país, con previsiones al largo plazo, por lo que se propone crear un parágrafo para que el planeador del sistema, tenga los lineamientos necesarios para incluir la infraestructura necesaria para conectar los campos costa afuera

De igual manera, es necesario que la infraestructura existente se adapte a las nuevas fuentes de producción de gas natural y para esto, la UPME en el proyecto del PAGN 2023-2038 plantea la *Reconversión de Infraestructura de Transporte*. En la actualidad existe infraestructura de transporte de hidrocarburos, principalmente de crudo, que según información suministrada por los mismos operadores, se encuentra subutilizada, y por tanto su uso podría contribuir con la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, siempre y cuando se realicen las inversiones necesarias para reconvertir esta infraestructura con soluciones costo-eficientes para la demanda. Para este caso específico se propone como alternativa la reconversión de infraestructura, actualmente dedicada para el transporte de crudo, a infraestructura dedicada exclusivamente para el transporte de gas natural.

El aprovechamiento de activos de infraestructura existente para su conversión optimiza tiempos y costos de construcción, sin la generación de los impactos sociales y ambientales que conlleva la construcción de una infraestructura de transporte de hidrocarburos totalmente nueva. Adicionalmente, trae como beneficio la ampliación de la capacidad de transporte que podría incentivar la conexión de campos existentes que carecen de infraestructura de transporte o que se encuentran alejados del SNT de tal forma que se viabilice la inyección de gas al sistema.

En este sentido, con la implementación de esta alternativa se podría facilitar el desarrollo de nuevas fuentes de producción local, como la materialización de las expectativas de los

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

hallazgos “off shore” e incentivaría la construcción de proyectos privados de importación de GNL, conforme se mencionó en el numeral inmediatamente anterior.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El presente Decreto aplica a todos los agentes y entidades que representen recursos de producción, importación, transporte y comercialización de gas natural y/o que se encuentran involucrados en su cadena productiva. Igualmente aplica a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, a la Unidad de Planeación Minero Energética, y a todas las personas y entidades que tengan interés en el tema que se regula.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto

El proyecto de Decreto se expide con base en las facultades constitucionales y legales conferidas al Presidente de la República, mediante el numeral 11 del artículo 189, el artículo 2 de la Ley 142 de 1994, que establece la facultad de intervención del Estado en los servicios públicos para la prestación continua, ininterrumpida y eficiente de los mismos, y el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021, que indica que el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado.

De conformidad con las citadas normas y con las demás disposiciones mencionadas en la parte considerativa del proyecto normativo y en la presente memoria justificativa, se concluye el Presidente de la República junto con el Ministerio de Minas y Energía son los competentes para expedir el proyecto normativo objeto de análisis.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

La Constitución Política de Colombia, se encuentra vigente, especialmente el numeral 11 del artículo 189.

La ley 142 de 1994 fue publicada en el Diario Oficial 41.433 del 11 de julio de 1994 y se encuentra vigente.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

La ley 143 de 1994 fue publicada en Diario Oficial 41.434 del 12 de julio de 1994 y se encuentra vigente.

El Decreto 1073 de 2015 fue publicado en el Diario Oficial 49.523 del 26 de mayo de 2015 y se encuentra vigente.

3.3 Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con el presente proyecto normativo se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, así:

- Se modifican las definiciones de “Producto de Gas” y “Respaldo Físico” del artículo 2.2.2.1.4.
- Se adiciona el párrafo 5 al artículo 2.2.2.2.1.
- Se modifica el párrafo 1 y se elimina el párrafo 3 del artículo 2.2.2.2.21.
- Se agrega el artículo 2.2.2.2.21.1
- Se agregan los párrafos 1 y 2 al artículo 2.2.2.2.23.
- Se agrega el párrafo 3 al artículo 2.2.2.2.28.

3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción)

El Grupo de Defensa Judicial y Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica emitió el informe sobre decisiones judiciales.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017, el proyecto normativo se publicará en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios de la ciudadanía.

Adicionalmente, al cierre del periodo de comentarios se evaluará la incidencia de este proyecto normativo sobre la libre competencia del mercado de gas natural, para remitirlo de ser necesario, y conforme al cuestionario establecido en el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para obtener concepto de abogacía de la competencia.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

4. IMPACTO ECONÓMICO	
Las disposiciones contenidas en el presente Decreto no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.	
5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	
No aplica.	
6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN	
No aplica.	
7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)	
No aplica por cuanto el acto administrativo no genera ninguna incidencia para las comunidades indígenas ni minorías reconocidas constitucional y legalmente.	
ANEXOS:	
Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública (Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

Aprobó:

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

JORGE EDUARDO SALGADO ARDILA

Jefe Oficina Asesora Jurídica
Ministerio de Minas y Energía

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS

Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales
Ministerio de Minas y Energía

Proyectó: Andrés Fernando Soto Pinto / Esteban Jurado Gómez / Tatiana Díaz Morales
Revisó: Esther Rocío Cortés Gordillo/Yolanda Patiño Chacón
Aprobó: Jorge Eduardo Salgado Ardila / Juan Carlos Bedoya Ceballos