



Señor:

**GREGORIO ELJACH PACHECO**

Secretario General

**SENADO DE LA REPÚBLICA**

[secretaria.general@senado.gov.co](mailto:secretaria.general@senado.gov.co)

Carrera 7 # 8-68 Edificio Nuevo del Congreso de la República

Bogotá D.C.

**Asunto:** Respuesta a cuestionario debate de la Proposición Número 57 sobre *“El proceso de adjudicación de la construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo.”*

Radicado UPME Nro. 20201110091532 del 27 de noviembre de 2020

Respetado señor Eljach:

De conformidad con el literal “d” del artículo 249 de la Ley 05 de 1992, se adjunta documento con las respuestas frente a cada uno de los interrogantes plasmados en el cuestionario de la Proposición No 57 dirigido a esta Unidad para llevar a cabo el debate de control político sobre *“El proceso de adjudicación de la construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo”*

Atento saludo,



**CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA**

Director General

Elaboró: Sandra Johanna Leyva Rolón/Andrés Eduardo Popayán Pineda.

Revisó: Carolina Cruz Carvajal/Margareth Muñoz/Beatriz Herrera

Anexo: Radicado UPME Nro. 20201700062051 del 30 de noviembre de 2020 comunicación de traslado por competencia a la CREG.



## CUESTIONARIO

1. **¿Cuál fue la metodología que se utilizó para justificar la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura-Yumbo a partir de diciembre del año 2024? ¿Se puede considerar que es una metodología robusta teniendo en cuenta que en el plan de abastecimiento expedido en 2017 la fecha de entrada en operación era enero de 2021?**

**Respuesta:** Frente al primer interrogante referente a la metodología para identificar la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura-Yumbo, a continuación, se describe el marco legal y técnico sobre el cual se fundamenta la metodología de elaboración del estudio técnico del plan de abastecimiento de gas natural.

El plan de abastecimiento de gas natural se fundamenta en los requerimientos y lineamientos establecidos en el Decreto Único Reglamentario del sector de minas y energía y las normas que lo reglamentan. El Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 y el Decreto 2345 de 2015 en su momento, expidieron medidas de política pública para asegurar el abastecimiento de gas natural en el país y definieron directrices orientadas a aumentar la confiabilidad y la seguridad del abastecimiento de gas natural. Así mismo, en reglamentación de los mencionados Decretos, la Resolución MinEnergía 40052 de 2016 estableció los principales componentes para la elaboración del estudio técnico del plan de abastecimiento de gas natural, en tanto la Resolución CREG 107 de 2017 señaló el mecanismo para llevar a cabo las obras identificadas en el plan de abastecimiento y las Resoluciones MinEnergía 40006 de 2017 y 40304 de 2020 adoptaron las obras propuestas en dicho plan.

La UPME en cumplimiento de sus funciones, tiene a cargo la elaboración del estudio técnico que sirve de soporte para la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, cuyo objetivo es la identificación de las necesidades de suministro (volumen de gas natural) y transporte (capacidad en los gasoductos) para satisfacer desde el punto de vista de la seguridad en el abastecimiento<sup>1</sup> y la confiabilidad<sup>2</sup>, la demanda de gas natural, conforme con lo definido en el Decreto 2345 de 2015. La identificación de las necesidades antes mencionadas se traduce en obras de infraestructura que presten un servicio ya sea de suministro de gas natural (de oferta) y/o de capacidad de transporte.

Los elementos para la elaboración del estudio técnico del plan de abastecimiento están definidos, en la Resolución 40052 de 2016, incluyen:

***“Artículo 1°. Estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural el Ministerio de Minas y Energía tendrá***

1 Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.

2 Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.



*en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Este estudio contendrá, al menos, los siguientes elementos:*

- i) Descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.*
- ii) Identificación de los beneficiarios de cada proyecto.*
- iii) Análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas. Estos análisis de costo-beneficio deben considerar, entre otros, las fuentes de importación, los riesgos de desabastecimiento de cada una de ellas, y otros riesgos relevantes para los análisis.*
- iv) Indicadores y metas cuantitativas de abastecimiento y confiabilidad del servicio.*
- v) Horizonte de planeamiento no inferior a diez (10) años.*

*En el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros. Adicionalmente, en el estudio técnico se tendrán en cuenta las obras con un beneficio superior a su costo, que sean requeridas para incorporar oportunamente volúmenes adicionales de gas natural al Sistema Nacional de Transporte (SNT), o a los sistemas aislados. Para el efecto se deberán tener en cuenta todas las fuentes de suministro, sean estas nuevas o existentes.*

*Asimismo, se incorporarán criterios de seguridad energética en relación con el nivel de dependencia de las importaciones.*

*Parágrafo. En la evaluación de los beneficios y los costos de los nuevos proyectos la UPME solamente tendrá en cuenta la infraestructura existente y los proyectos asociados al SNT o a los sistemas aislados que estén por iniciar ejecución, así como los que estén en ejecución...”*

Además de los citados lineamientos definidos, metodológicamente el plan de abastecimiento debe contener los siguientes elementos:

1. Escenarios de proyección de precios de gas natural.
2. Escenarios de oferta de gas natural. Dada la incertidumbre sobre la disponibilidad del recurso, por la naturaleza propia de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, el escenario de planeación lo constituye la declaración de producción de gas natural, en virtud de lo establecido en el Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, la cual es realizada por los productores al Ministerio de Minas y Energía. Además, considera el comportamiento histórico de las reservas de gas natural y su proyección de producción, información que es suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH.

Sobre la definición de escenarios es importante señalar que la UPME realiza los ejercicios de planeación con la información oficial disponible al momento de la elaboración del estudio técnico y con la cual se obtenga el menor grado de incertidumbre en los supuestos y análisis realizados.



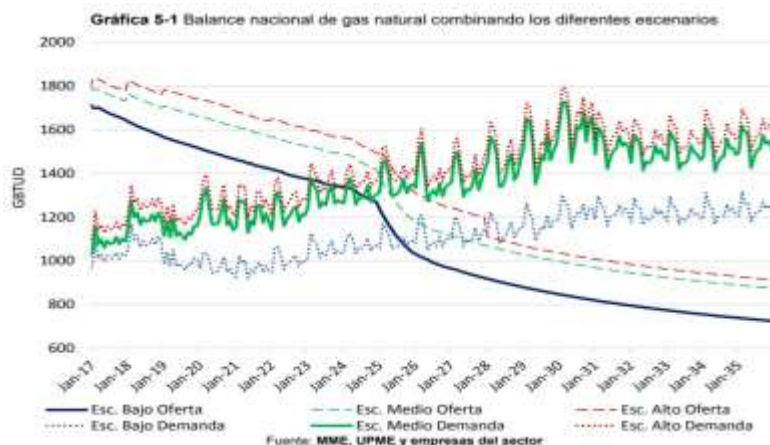
3. Escenarios de proyección de demanda de gas natural. Estos escenarios son elaborados por la UPME en cumplimiento de sus funciones.
4. Identificación de riesgos de déficit de abastecimiento de gas natural (a escala nacional y regional), los cuales se definen a partir de la construcción de balances de oferta y demanda.
5. Requerimientos de expansión de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural que brinden seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al sistema.
6. Evaluación económica de las alternativas de expansión de la infraestructura del sistema.
7. Análisis de las implicaciones ambientales de la prestación de los servicios propuestos.

Es de resaltar que la naturaleza propia de las actividades asociadas con el desarrollo del sector de hidrocarburos implica incertidumbre sobre la disponibilidad de estos recursos y sobre la demanda nacional de esta fuente que está sujeta, además de la fluctuación del consumo futuro de los sectores no eléctricos, a los efectos de las anomalías climáticas que exigen importantes consumos de gas natural para la generación de electricidad.

Por otra parte, y sobre la fecha propuesta para el inicio de operación de la planta de regasificación del Pacífico en 2021, según el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 40006 de 2017, es de señalar lo siguiente:

Dicho plan transitorio, se encuentra publicado en la página web de la UPME<sup>3</sup> y el mismo, en su análisis de balance de oferta y demanda, señala desbalance hacia 2023 bajo el escenario alto de demanda de gas natural y hacia 2024 bajo el escenario medio de demanda, tal como se observa en la gráfica tomada del documento.

<sup>3</sup>[https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan\\_Transitorio\\_Abastecimiento\\_Gas\\_Natural.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf)



Fuente: Plan transitorio de abastecimiento de gas natural 2016.

A su vez, en el anexo 5, se presenta el análisis económico de adelantar la entrada en operación de la planta de regasificación de Buenaventura. Dicho análisis, presenta una evaluación de los beneficios derivados de adelantar la entrada en operación de esta en 2021, prevista originalmente según balance oferta demanda para el periodo 2023-2024, época en la cual las fuentes de abastecimiento disponibles serán insuficientes para equilibrar la oferta y demanda. El año 2021, se consideró en el momento del análisis, como la fecha más temprana para la construcción y puesta en operación de la planta y de la infraestructura de transporte asociada, estimándose una duración de la construcción del proyecto de 5 años.

Tal como se desarrolló en el Anexo 5, los beneficios derivados de una mayor confiabilidad del servicio compensan suficientemente los costos de adelantar la Planta de Regasificación y de la infraestructura asociada. Adicionalmente, se analizó el caso hipotético de que algunos generadores ubicados en el Centro y Suroccidente del país decidieran sustituir combustibles líquidos por gas natural importado, evidenciándose que también en este caso se podrían lograr beneficios superiores a los costos de anticipar la fecha de puesta en operación de esta infraestructura.

Todo lo anterior para señalar que, si bien el Plan Transitorio finalmente propuso como fecha de puesta en operación de la planta de regasificación del Pacífico el año 2021, esta decisión se tomó en pro del beneficio recibido por la confiabilidad que brinda al sistema la inyección de gas natural desde el Pacífico Colombiano. Las necesidades de oferta adicional de gas para los años 2023 y 2024 ya estaban identificadas.

La metodología bajo la cual se elabora el estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural es una metodología robusta, en la medida que sigue los lineamientos legales y técnicos descritos, incorpora la mejor información oficial disponible y obedece al principio de transparencia, sometiendo sus resultados a consulta pública.

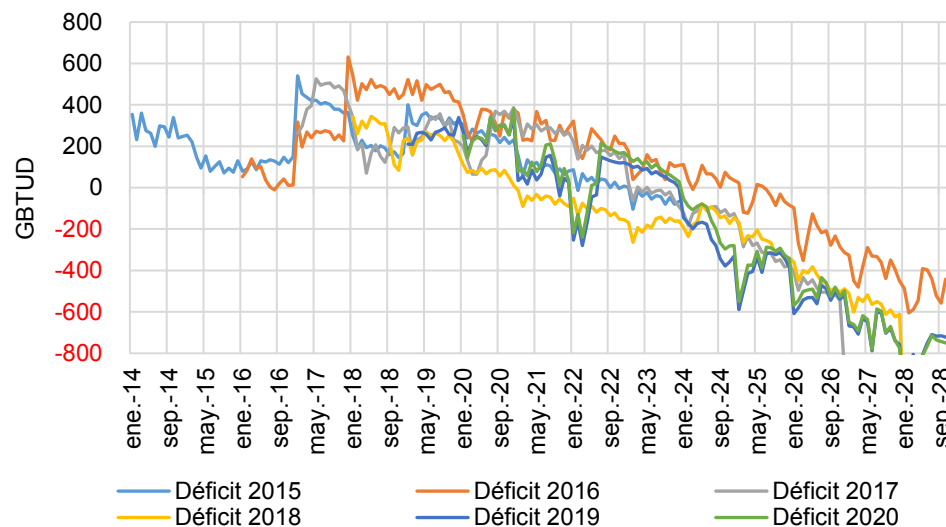


2. Si se aplicara la metodología descrita en la pregunta anterior con la información disponible para los años 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019, ¿El año de déficit se correría años tras año o sería consistente 2024?

**Respuesta:** El momento de déficit depende de los volúmenes de gas reportados por los productores al Ministerio de Minas y Energía y de los supuestos de los escenarios de proyección de la demanda.

En la siguiente gráfica se presentan los resultados netos del balance para cada año (Declaración de producción – Proyección de demanda), donde se identifica que el déficit ocurriría entre los años 2022 y 2025.

**Déficit para cada año**



Fuente: MinEnergía – UPME.

A partir de lo anterior se observa que el déficit no se corre año tras año, sino que varía en función de la información empleada para la estimación del balance de gas natural. En todos los casos y bajo la metodología presentada, después del año 2024 ocurre un déficit estructural en el abastecimiento de gas natural.

3. ¿Cuánto será el costo para los usuarios del gas natural del país cada año en que la planta y el gasoducto entren en operación y no se utilicen? ¿Los usuarios tendrán que pagarle al constructor independientemente de que la infraestructura no se use?

**Respuesta:** Se dió traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20201700062051 del 30 de noviembre de 2020.

4. ¿Por qué no se tuvieron en cuenta las conclusiones del estudio contratado por la UPME CONTRATO No C-041DE 2018 – entrega 1 página 108 en donde





**se establece que para el escenario medio la demanda de gas natural se podrá abastecer con fuentes locales hasta el año 2023?**

**Respuesta:** El objetivo del estudio de escenarios de oferta de hidrocarburos es la determinación de las variables y reconocimiento de las barreras que deben ser superadas para que el escenario planteado se materialice. Los escenarios definidos en el estudio son una señal del potencial en hidrocarburos que tiene el país.

Las principales variables que caracterizan uno u otro escenario son: los precios del petróleo, la exploración, los temas de licenciamiento ambiental, la consulta previa, entre otras. Adicionalmente cada escenario requeriría de unas inversiones para materializarse.

Frente a la incertidumbre en la incorporación de recursos locales y los tiempos de desarrollo de estos, la infraestructura de importación resulta en una inversión menor al asegurar el gas natural y no al enfrentar a la demanda a precios más altos de energéticos sustitutos o a un racionamiento.

Concretamente, la UPME utiliza los resultados del estudio de escenarios como un insumo para el análisis y la toma de decisiones que permitan elaborar el estudio técnico. Ahora bien, aunque el Contrato No C-041 de 2018 constituye un elemento de análisis relevante y en consecuencia sus resultados fueron tenidos en cuenta por esta entidad no fue el único insumo analizado para la elaboración del estudio técnico. De hecho, como se explicó anteriormente, la información empleada para realizar el balance debe ser la información oficial, puesto que la UPME no puede planear a partir de expectativas de oferta. Si bien los escenarios de oferta y demanda pueden considerarse muy conservadores, el desarrollo de las obras propuestas permitirá que el país disponga de seguridad en el abastecimiento y confiabilidad.

**5. ¿Con base en qué criterio técnico se inicia la construcción de una planta de regasificación en un lugar donde no hay gasoductos y requiere por tanto también la construcción de éste?**

**Respuesta:** En el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural elaborado por la UPME se identificó este Proyecto, con base en los criterios técnicos de abastecimiento y confiabilidad como necesario para garantizar la prestación del servicio de gas natural en el país.

La Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico se traduce en los siguientes beneficios:

- i) Diversificación de las fuentes de producción, más aún teniendo en cuenta que las expectativas (Onshore, Offshore y Yacimientos No Convencionales) de gas natural nacional se encuentran en la zona centro y norte del país.
- ii) Para la demanda del SurOccidente país representa una disminución en costos de transporte y garantiza la prestación del servicio ante una falla en el sistema.



- iii) El costo de la inversión en la infraestructura de importación del Pacífico es menor frente a los costos por ampliaciones en el sistema de transporte o construcción de gasoductos nuevos por la disposición de la capacidad de importación en la Costa Norte. Adicionalmente, la ubicación de la infraestructura de importación en la Costa Atlántica no brinda confiabilidad al sistema.
- iv) La demanda atendida por abastecimiento y confiabilidad es mayor al disponer de la infraestructura de importación en el Pacífico Colombiano frente a otra localización.

**6. ¿Por qué se abrió la licitación para la construcción de la infraestructura sin definir exactamente quién la va a pagar? Por favor detalle cómo será pagada dicha infraestructura, por región del país y clase de usuario.**

**Respuesta:** Sea lo primero precisar que no existe un proceso licitatorio o proceso de contratación pública a desarrollar en el marco de la Ley 80 de 1993 a cargo de la UPME. La Convocatoria Pública UPME GN No. 001 – 2020, tiene por objeto seleccionar el inversionista que se encargara de la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación y transporte de gas natural y Servicios Asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico conformada por la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo.

Dicho proceso abierto y competitivo, se llevará sin la intermediación o entrega de recursos públicos por parte del estado y las obras requeridas para prestar el servicio que se pretende adjudicar, serán ejecutadas con recursos del inversionista que sea seleccionado a través de un proceso de selección

Respecto de cómo será pagado, bajo los lineamientos planteados por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40052 de 2016, la UPME elaboró el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural identificando, entre otros, el Proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico como necesario para garantizar el cumplimiento de las premisas dictadas por el Decreto 2345 de 2015 de seguridad en el abastecimiento y confiabilidad del servicio público de gas natural.

En cumplimiento a lo establecido en el citado Decreto 2345 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía adoptó los Proyectos identificados por la UPME a través del Estudio Técnico incluyendo el de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, dando origen al Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Conforme con lo anterior, en el marco de Leyes 401 de 1997, 142 de 1994, 1955 de 2019, por los Decretos 1073 y 2345 de 2015, las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía MME Nos. 4 0052 de 2016 y 40304 de 2020, junto con sus modificaciones, así como por las Resoluciones CREG Nos. 107 y 152 de 2017 y 113 de 2018, la UPME procedió a utilizar los mecanismos abiertos y competitivos aplicables a los Proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. En consecuencia, el 29 de octubre de 2020 dio inicio al proceso de convocatoria a





través de la publicación oficial de los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN No. 001 — 2020

Los documentos de selección pueden ser consultados en el siguiente link:

<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>.

Así las cosas, la apertura de la convocatoria pública para llevar a cabo la selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico obedece al cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto 2345 de 2015 para las entidades involucradas, MinEnergía, CREG y UPME.

Ahora bien, en cuanto a la definición exacta de quiénes van a pagar los Proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el citado Decreto 2345 dicta que todos los usuarios incluyendo la demanda esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiados, el cual no podrá ser superior a su costo de racionamiento. De acuerdo con lo anterior, al ser la Infraestructura de Importación un proyecto para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad de todo el país, deberá ser objeto de cobro toda la demanda según su beneficio.

En cuanto a la solicitud de detallar cómo será pagada dicha infraestructura, por región del país y clase de usuario, le informamos que dimos traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20201700062051 del 30 de noviembre de 2020.

7. **¿Existe un compromiso concreto de que porcentaje de la planta de regasificación y el gasoducto van a pagar las plantas termoeléctricas? En caso afirmativo, ¿Cuánto va a ser dicho porcentaje? ¿El resto del costo de la infraestructura lo van a pagar los demás usuarios así no utilicen toda la capacidad?**

**Respuesta:** De acuerdo con la información disponible en esta Unidad no existe un compromiso concreto de las plantas de generación térmica para la remuneración de un porcentaje de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. De conformidad con la normatividad vigente las plantas de generación térmica son beneficiarios de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y por consiguiente serán objeto de cobro para remunerar la Infraestructura en las condiciones que lo determine la CREG.

Sin embargo, esta Unidad tiene conocimiento del posible interés de las plantas de generación térmica del interior, de contratar capacidad de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico para respaldar sus obligaciones de energía, sin que esto se trate de un compromiso en firme.



Al respecto, se dió traslado a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20201700062051 del 30 de noviembre de 2020 para que esta Entidad se manifieste sobre este tema en particular.

**8. Por favor detalle los incrementos tarifarios que van a tener los usuarios de las diferentes zonas del país en caso de pasar a de consumir gas natural local a gas importado por la regasificadora de Buenaventura.**

**Respuesta:** Se dió traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20201700062051 del 30 de noviembre de 2020.

Sin embargo, la UPME de acuerdo con los análisis y supuestos presentados en el estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural – versión julio de 2020, publicado en la página web de la UPME<sup>4</sup>, estimó para el periodo de análisis 2020-2030 un impacto entre el 15% y 20%, en la tarifa media nacional de un usuario del sector residencial que consume 15 m<sup>3</sup> por mes.

Lo anterior dada la variación en los precios internacionales de LNG y bajo el supuesto que los precios nacionales tienden al precio internacional en la medida en que se vaya agotando el producto, considerando los costos asociados a la importación como lo son la licuefacción, el transporte marítimo, la regasificación y el transporte terrestre.

**9. ¿Cuánto ha sido la incorporación de reservas de gas natural en los últimos años? ¿Cuánto suponen de incorporación de nuevas reservas los estudios que justifican la construcción de la planta de regasificación y el gasoducto? ¿Cuál es la justificación para la importación de gas ante las reservas y el potencial de recursos existente en Colombia?**

**Respuesta:** En cuanto a la incorporación de reservas de gas natural en los últimos años, es preciso remitirnos a la información publicada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en su página web<sup>5</sup>. Sobre el particular la información indica que en el año 2019 no se realizaron incorporaciones de reservas de gas natural.

<sup>4</sup> [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN\\_2019-2028.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf)

<sup>5</sup> <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%C3%ADas-y-Participaciones/Documents/2020.07.07-Hist%C3%B3rico%20de%20Reservas%202019.pdf>



**ANH**  
Asociación Nacional de Hidrocarburos

**COLOMBIA**

**Gas @ TLERC**

AÑO	Reservas Provenientes (R) (Gcc)	Variación por año (Gcc)	Variación (%)	Producción Anual <sup>1)</sup> (Gcc)	Incorporación Anual (InH) (Barr)	Nuevas Incorporaciones (NI) (Gcc)	Reevaluaciones (Re) (Gcc)	Reservas Basadas (R) (Gcc)	RPI <sup>2)</sup> (años)
2007	3.748		-3,6%	200	2	2		1%	34,1
2008	4.384	636	17,0%	319	512	512		161%	33,7
2009	4.737	353	8,1%	371	1554	1554		419%	32,8
2010	3.405	-608	-14,1%	300	-1004	-1004		-252%	33,8
2011	5.483	88	1,1%	302		-41		-10%	33,9
2012	5.727	244	4,8%	427	801	801		100%	33,4
2013	5.508	-219	-3,8%	490	239			53%	32,1
2014	4.759	-749	-13,6%	421	-294	-294		-70%	31,3
2015	4.301	-398	-8,4%	417	35	15	20	8%	30,5
2016	4.024	-337	-7,7%	389	22	10	12	6%	30,3
2017	3.896	-128	-3,2%	332	204	204	-81	61%	31,7
2018	3.702	-114	-2,9%	300	272	34	230	70%	3,8
2019	3.163	-619	-16,4%	391	-228	0	-228	-58%	6,1

Fuente: 2007: Kuiper & S.A.; 2008-2019: ANH

Las variaciones presentadas en algunas datos históricos, hacen referencia a que en años anteriores, se habían excluido campos del balance de reservas, así las compañías hubiesen presentado informes, debido a que se encontraban en evaluación, pero que aún no reportaban reservas y producción. Por este motivo la ANH los actualizó las series históricas, incluyendo todos los activos que no fueron tomados en cuenta, para tener el valor más de incorporaciones anuales, el cual es el generador de las diferencias con algunos valores de las tablas presentadas históricamente.

<sup>1)</sup> Producción Comercializada de Gas (cc) (Gcc) por caldera

El futuro es de todos. Minenergía

Fuente: ANH. 2020

Tal como se observa en la tabla anterior, desde el año 2013 se vienen presentando variaciones negativas en los volúmenes de reservas de gas natural. Entre 2018 y 2019, las reservas de gas natural disminuyeron en un 16,4%, lo anterior causado por la ausencia de nuevas incorporaciones de gas natural durante 2019, las reevaluaciones negativas (volúmenes de gas natural que eran clasificadas como reservas dejaron de pertenecer a esta categoría) y el incremento en la producción de gas natural del 1,3% con respecto al año anterior.

Como se señalaba anteriormente, el escenario de oferta de planeación está constituido a partir de la declaración de producción. Si bien los estudios señalan una alta prospectividad de Colombia en materia de gas natural, los tiempos de incorporación de estos recursos son muy largos y se proyectan desbalances entre la oferta y la demanda de no disponer de la nueva fuente de suministro de gas natural.

Por una parte, la no incorporación de nuevas reservas de gas natural en el total nacional y los largos tiempos de desarrollo de recursos nuevos de gas natural y por otra, el beneficio para la demanda de gas natural por no tener que enfrentarse a un racionamiento o a un mayor costo de los energéticos sustitutos, justifica la necesidad de incorporación de las importaciones de gas natural en la oferta nacional.

Con respecto a cuánto se supone de incorporación de nuevas reservas en los estudios que justifican la construcción de la planta de regasificación y el gasoducto, son los volúmenes que los mismos productores de gas natural reportan al Ministerio de Minas y Energía en la Declaración de producción.

## 10. ¿Cuál es el impacto ambiental del Proyecto de la construcción de la planta de Regasificación del Pacífico y el diseño, construcción, operación, y mantenimiento del Gasoducto Buenaventura-Yumbo?



**Respuesta:** El impacto ambiental del Proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico conformada por una Planta de Regasificación ubicada en el límite geopolítico de Buenaventura y el Gasoducto Buenaventura - Yumbo deberá ser evaluado y estimado por cada uno de los inversionistas interesados dentro de sus análisis de ingeniería básica y detallada.

Al respecto, es oportuno mencionar que el proceso de selección de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico es a todo riesgo del potencial inversionista. En este sentido, el inversionista seleccionado estará bajo la obligación de acometer la totalidad de las actividades, trámites y acciones necesarias para que pueda realizar la construcción y puesta en operación del Proyecto de la Infraestructura de Importación en los términos de la normatividad aplicable y los Documentos de Selección del Inversionista. Cada proponente tiene la obligación de analizar, por su cuenta y riesgo, la totalidad de la información disponible con el fin de estructurar su propuesta.

Por lo tanto, corresponde al inversionista llevar a cabo todos los trámites y acciones relacionadas con lo anterior, incluyendo (pero sin limitarse) a la elaboración de diseños, planos, gestión de predios y otros documentos, obtención de permisos y licencias (incluyendo, pero sin limitarse a, licencia ambiental, permisos de construcción u otros necesarios conforme a las normas vigentes), gestión de consultas previas, vinculación (de ser el caso) de contratistas, proveedores y terceros, obtención de concesión portuaria y otros permisos asociados y, en general, todas las actividades, licencias, permisos, autorizaciones, consentimientos y trámites necesarios para llevar a cabo el Proyecto de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Adicionalmente, la UPME llevó a cabo la Ingeniería Conceptual<sup>6</sup> del Proyecto, en donde se obtuvo entre otros productos los documentos: **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO<sup>7</sup>** y **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO GASODUCTO BUENAVENTURA - YUMBO<sup>8</sup>**, los cuales suministran a todos los interesados información secundaria de referencia para el Proyecto. El objeto de este documento es dar a conocer a los inversionistas interesados un análisis preliminar de las componentes bióticas, abióticas y sociales dentro del área de estudio identificada. Este es un documento ilustrativo para los Interesados, que no determina las condiciones para la ejecución del Proyecto.

<sup>6</sup> La ingeniería conceptual sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marcará la pauta para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle. Se basa en un estudio previo (estudio de viabilidad) y en la definición de los requerimientos del proyecto.

<sup>7</sup> Documento: [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Alertas\\_Tempranas\\_Planta.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Alertas_Tempranas_Planta.pdf).

Cartografía: [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Mapas\\_Base.zip](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/PREPUBLICACION/Mapas_Base.zip)

<sup>8</sup> Documento:

<https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/ALERTAS-TEMPRANAS.pdf>.

Cartografía: <https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/PLANOS%20PDF%20CARTOGRAFIA%20SIG.zip>



**11. ¿Cuál fue la respuesta de las distintas entidades involucradas ante la advertencia de la Dirección General Marítima sobre la grave afectación que representa el montaje proyectado en el puerto de Buenaventura?**

**Respuesta:** Es importante aclarar que en la comunicación de la Dirección General Marítima (DIMAR) se plasman las observaciones emitidas por esa Entidad a las solicitudes de concesión portuaria efectuada por algunos inversionistas interesados en el Proyecto de la Infraestructura de Importación. Sin embargo, de acuerdo con los resultados obtenidos de una reunión sostenida entre la DIMAR, Armada Nacional, Agencia Nacional de Infraestructura-ANI y la UPME, se pudo ratificar que las observaciones se encuentran dentro del debido proceso de solicitud de concesión portuaria y concluir que lo señalado por la DIMAR en la comunicación son actividades propias del desarrollo del proyecto y son completamente gestionables por el inversionista interesado.

Al respecto, es pertinente aclarar que las observaciones plasmadas en la comunicación de la DIMAR fueron identificadas con anterioridad por la UPME en la ingeniería conceptual y plasmadas en el documento de **ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO**. En este documento de conocimiento público se señala que cada uno de los factores identificados deberán ser evaluados y gestionados por el Inversionista interesado dependiendo de la localización que el mismo decida.

**12. ¿Cuál es el costo del Gas Natural importado en relación con el costo del gas nacional?**

Precios Internacionales de GNL

El costo del gas natural importado varía de manera significativa dependiendo de múltiples variables: fuente de producción, licuefacción, transporte y regasificación.

El Gas Natural Licuado (GNL) tiene una estructura de costos que inicia con las actividades de exploración y explotación cuya participación en el total puede representar entre un 25% a un 40% sobre el total del costo de la cadena, dependiendo del tipo de yacimiento del cual provenga el gas fuente. Posteriormente, continúa la etapa de licuefacción, la cual puede llegar a representar una tercera parte de costo total y que a futuro puede tener incidencias negativas por el constante aumento en la construcción de estas plantas.

El transporte marítimo puede llegar a constituir uno de los ítems de mayor valor dependiendo de la ubicación de la fuente de producción y el destino del producto. Vale anotar que en los últimos años la cantidad de tanqueros que movilizan el gas en grandes cantidades y mercados lejanos han venido creciendo, con lo cual los





costos unitarios de esta actividad por MMBTU<sup>9</sup> se han disminuido de manera importante.

Finalmente, la etapa de regasificación y almacenamiento depende de las necesidades de cada mercado, de su capacidad y de los costos de construcción. El costo de esta actividad puede representar el factor de menor peso en la estructura de costos de GNL y su participación relativa eventualmente puede significar entre un 10% y un 15% y básicamente consiste en retornar el gas natural al estado original.

A continuación, se hace una breve descripción de cada uno de los costos unitarios y su valor para el caso de Colombia.

- Fuente de Producción.  
Dependiendo de donde se obtenga el gas natural este es adjudicado con contratos de corto y largo plazo en la comercialización de GNL. Las transacciones en el mercado de GNL son generalmente contratos a largo plazo con la modalidad Take or Pay<sup>10</sup>, lo que representa para compradores la toma de una mínima cantidad de volumen o deben pagar una multa por bajo consumo y están atados a índices Internacionales entre ellos NBP, JKM, Brent y Henry Hub.

También existe la posibilidad de contratos de corto plazo y se referencia al mercado SPOT y suelen ser más costosos que los contratos de largo plazo, ya que dependen de variables propias del mercado.

- Licuefacción  
La licuefacción es el proceso de transformar a estado líquido el gas mediante un proceso de refrigeración. Este proceso, hace que en una unidad se pueda transportar hasta 600 veces el volumen que inicialmente se podría transportar con este combustible en estado gaseoso. Es entonces por el manejo de grandes volúmenes, que el GNL es tan atractivo para comercialización a grandes escalas e internacionalmente.

Este costo dentro de la cadena del GNL depende directamente del costo de capital de la planta de licuefacción y de las condiciones del proyecto. En principio, en una planta de licuefacción se desarrollan actividades como: tratamiento, fraccionamiento, almacenamiento, descarga, refrigeración y licuefacción. Así entonces, se puede concluir que uno de los factores que más influye en el costo de la licuefacción es la pureza del gas, teniendo menos costos de capital en la medida que el gas tenga más porcentaje de metano. Por otra parte, la utilización de la planta y la mitigación de efectos ambientales pueden hacer variar los costos de licuefacción de manera

9 Millones de BTU

10 Contrato bilateral, escrito y a término, en el cual el comprador se compromete a pagar un porcentaje del gas contratado, independientemente de que éste sea consumido. El vendedor se compromete a tener a disposición del comprador el 100% de la cantidad contratada.





importante, haciendo que el costo de la cadena de suministro de GNL cambie dependiendo de la fuente de importación.

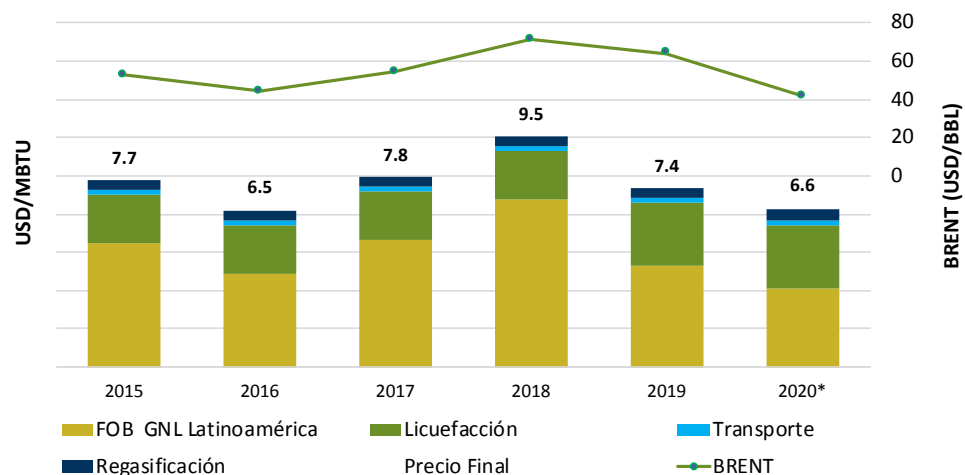
- Transporte.

El transporte del Gas Natural Licuado se realiza en buques con capacidades que pueden variar entre los 71,500 m<sup>3</sup> hasta los 267,000 m<sup>3</sup> de GNL. De acuerdo con la capacidad de almacenamiento establecida en el proyecto el transporte se puede calcular inicialmente con las características técnicas y económicas de un buque de 170,000 m<sup>3</sup> de GNL.

Entre estas características se encuentran la velocidad del buque, el costo del flete en dólares, las pérdidas de GNL por transporte representadas en el “Boil Off”, que es el gas evaporado durante el trayecto y usado como combustible y el “Heel”, que muestra la cantidad mínima de GNL que debe conservarse en los tanques del barco durante el trayecto.

En la siguiente gráfica, con información de Argus y WoodMackenzie se muestra un estimativo del costo de GNL traído desde la Costa del Golfo hacia Colombia y entregado en estado gaseoso en Cartagena. Durante los últimos cinco años el precio a oscilado entre los \$US 6.5 /MBTU a \$US 9.5 /MBTU, y se puede ver la relación existente con el comportamiento del precio del crudo con referencia BRENT, por ejemplo, cuando el crudo se cotizaba en el 2018 a \$US 71 por barril el precio internacional llegaba a los \$US 9.5 /MBTU, la cotización del Brent hasta octubre del 2020 se ubicó en \$US 41 por barril y de forma similar el precio internacional del gas se redujo hasta llegar a los \$US 6.6 /MBTU.

**Estimación GNL puesto en Colombia (Cartagena)**



Fuente: Argus – WoodMackenzie-UPME<sup>11</sup>

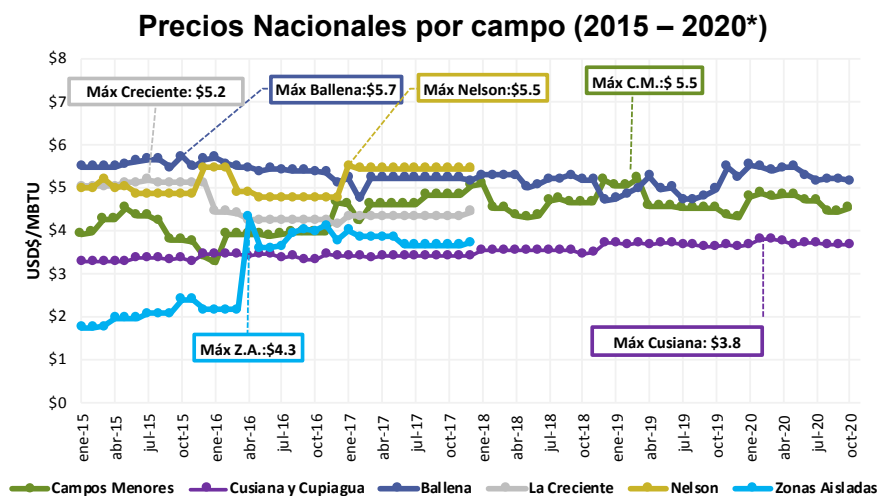
### Precios Nacionales del gas natural

<sup>11</sup> \* Los valores de 2020 están calculados hasta Octubre.



Luego de la desregulación del precio del gas natural de La Guajira y de la aplicación de la Resolución CREG 089 de 2013, los precios del gas natural en Colombia se redujeron de manera notable gracias al esquema de negociación bilateral entre productores y comercializadores, consecuencia directa de un balance con excedentes por tres años consecutivos.

El Gestor del Mercado, dentro de su *Informe gestor del mercado de gas 2019*, presenta en el capítulo 2 los precios promedio ponderado por cantidades de los contratos vigentes entre enero de 2015 a diciembre de 2019 por campo de producción. En esta información se incluyen todas las modalidades de contratos permitidas por la Resolución CREG 089 de 2013 y que se encuentran vigentes a la fecha. Como puede verse, el comportamiento de los precios por campo no sigue una norma general, es decir, las negociaciones bilaterales tienen un comportamiento independiente y mientras unos campos incrementan sus precios, otros lo reducen y otros lo mantienen estables, por lo cual el resultado corresponde con la capacidad de negociación de cada agente.



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural - UPME

### Precios Internacionales vs Precios Nacionales del gas natural

Por lo expuesto anteriormente, el Gas Natural importado en Colombia puede variar según el contrato que se tenga con el vendedor y los volúmenes transportados a puerto. Sin embargo, con el ejercicio previamente mencionado es posible cuantificar el precio estimado del Gas Natural importado desde la Costa del Golfo hasta Cartagena, y se puede comparar con los precios del gas natural de la región costa y el interior del país. Como es de esperarse, los precios internacionales son mayores a los registrados en Colombia y están por encima entre \$US 0.3/MBTU y US\$ 6/MBTU (Ver siguiente tabla). Se debe aclarar que la comparación con los precios nacionales se hace con los precios en boca de pozo y no refleja el precio al usuario final de la cadena de gas natural.



### Comparación estimación precios internacionales de Gas Natural y precios nacionales

	Precio Internacional [USD/MBTU]	Precio Nacional Costa - Ballena [USD/MBTU]	Precio Nacional Interior - Cusiana [USD/MBTU]	Diferencial		Porcentaje	
				Internacional - Costa [USD/MBTU]	Internacional - Interior [USD/MBTU]	Internacional - Costa	Internacional - Interior
2015	7.7	5.5	3.4	2.16	4.30	39%	127%
2016	6.5	6.2	3.6	0.31	2.89	5%	80%
2017	7.8	5.7	6.1	2.15	1.70	38%	28%
2018	9.5	5.2	3.5	4.33	5.96	84%	168%
2019	7.4	5.0	3.7	2.38	3.69	48%	100%
2020*	6.6	4.5	3.1	2.10	3.45	47%	111%

Fuente: Argus – WoodMackenzie-UPME<sup>12</sup>

13. En el caso de la regasificadora de Cartagena, ¿Cuál fue la capacidad que declaró en la asignación del ingreso regulado actual? ¿Cuál es la capacidad actual? ¿El ingreso regulado hubiera cambiado de declarar una capacidad menor a la realmente declarada? ¿Por qué razón no se reparten las utilidades con los usuarios, que son quienes pagan el 50% de la infraestructura y los costos?

Respuesta: Se dió traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20201700062051 del 30 de noviembre de 2020.

14. ¿Por qué el gobierno no implementa una estampilla en la red de gasoductos que permita bajar los costos de gas natural en el Valle del Cauca y fomentaría la competencia y la aparición de nuevos productores de gas natural?

Respuesta: Se dió traslado por competencia a la CREG a través del Radicado UPME Nro. 20201700062051 del 30 de noviembre de 2020.

<sup>12</sup> \* Los valores de 2020 están calculados hasta Octubre.