

Bogotá, D.C., 6 de diciembre de 2021

CIRCULAR No.101

PARA: AGENTES DEL SECTOR DE GAS COMBUSTIBLE Y TERCEROS INTERESADOS

DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA

ASUNTO: PUBLICACIÓN DEL ESTUDIO DE THE BRATTLE GROUP SOBRE LOS RESULTADOS DEL ESTUDIO PARA DETERMINAR UN NUEVO ESQUEMA DE REMUNERACIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

La Dirección Ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, publica para conocimiento de los interesados los informes del *Estudio para recomendar el nuevo esquema de remuneración de transporte de gas natural*.

Con el propósito de que sean recibidos y analizados por el consultor, antes de la entrega de su informe final, se invita a todos los interesados a enviar sus comentarios, a más tardar el 10 de diciembre de 2021, al correo creg@creg.gov.co con copia a jorge.amaya@creg.gov.co en el formato Excel adjunto.

Cordialmente,



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Diagnóstico del Mercado Colombiano de Transporte de Gas

PRODUCTO 1 – IPDO 012 2021

PREPARADO POR

Carlos Lapuerta
Pedro L. Marín
Agustín J. Ros

PREPARADO PARA

CREG

12 NOVIEMBRE 2021



AVISO

Este Informe ha sido preparado para CREG en relación al trabajo de consultoría IPDO 012-2021. Los resultados y cualquier error son responsabilidad del autor y no representan la opinión de The Brattle Group ni de sus clientes.

© 2021 The Brattle Group

ÍNDICE DE CONTENIDOS

I. Antecedentes	1
II. Conclusiones principales	3
A. Principales características del sistema regulatorio vigente.....	3
B. Características del Mercado	4
C. Visión de los agentes del sector.....	6
D. Fortalezas, debilidades y oportunidades	6
III. MODELO REGULATORIO VIGENTE PARA EL MERCADO DE GAS NATURAL..	10
A. Antecedentes	10
B. Características de los Contratos	12
IV. PRINCIPALES MAGNITUDES DEL MERCADO DE TRANSPORTE DE GAS EN COLOMBIA	17
A. Infraestructuras y mercado de capacidad de transporte	17
V. Conclusiones Generales de las Reuniones con los Principales Agentes	26
VI. Diagnóstico del Mercado.....	34
A. Fortalezas	34
B. Debilidades.....	35
C. Oportunidades	41
VII. Firma de autores	42
VIII. Anexos	43
D. Mercado de la Molécula	49
E. Respuestas Cuestionario.....	61
F. Plantilla Cuestionario	100
G. Listado Participantes.....	106
H. Información adicional del mercado	107
I. Respuestas Completas a los cuestionarios	118

I. Antecedentes

1. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) ha contratado a The Brattle Group (“Brattle”) para evaluar el esquema de remuneración de la actividad de transporte de gas natural vigente en Colombia y realizar recomendaciones para mejorar este esquema en un horizonte a cinco años. En concreto, en los términos de referencia (“TR”) CREG solicita indicar el modelo de remuneración más adecuado en Colombia a partir de 2026, proponiendo cómo sería su implementación, la transición y los impactos.
2. Los TR se refieren a tres productos de trabajo con los siguientes objetivos:
 - a. **Producto 1:** Diagnóstico del modelo actual de remuneración de la actividad de transporte de gas y de la comercialización de la capacidad de transporte, y del modelo de comercialización del suministro de gas natural en Colombia, identificando debilidades, fortalezas y oportunidades;
 - b. **Producto 2:** Definición de los modelos de remuneración y comercialización del transporte de gas natural más recomendables para el caso colombiano tras evaluar las fortalezas y debilidades de las experiencias internacionales y las especificidades del sistema colombiano;
 - c. **Producto 3:** Recomendación de un modelo de remuneración del transporte para el sistema de transporte de gas natural en Colombia presentando y fundamentando los ajustes necesarios al modelo vigente.
3. En relación al Producto 1, que es el objeto de este informe, los TR solicitan específicamente:
 - a. La revisión de las metodologías vigentes;
 - b. La organización de reuniones virtuales con los principales agentes del sector y la elaboración de una tabla que incluya los principales hallazgos y temas a revisar; y
 - c. La identificación de debilidades, fortalezas y oportunidades, en el modelo de remuneración del transporte en Colombia.
4. En este informe describimos y detallamos el análisis económico y regulatorio relativo al Producto 1. En concreto, revisamos y analizamos:

- a. El modelo regulatorio vigente para el mercado de gas natural, haciendo hincapié en las metodologías actuales de remuneración y comercialización de capacidad de transporte y suministro de gas natural en Colombia;¹
 - b. Las principales magnitudes del mercado de gas natural en Colombia, incluyendo: (i) el esquema actual y previsto del Sistema Nacional de Transporte de Gas (“SNT”), (ii) el funcionamiento de los mercados de capacidad, (iii) las fuentes de abastecimiento actuales y previstas; (iv) la demanda de gas natural, y (v) el balance energético en la próxima década.
 - c. El resultado de las reuniones con los principales agentes del sector en las que aportan su opinión sobre los temas claves del mercado,² como el desarrollo del SNT, el acceso a capacidad de transporte y a la molécula, las tarifas, la competencia y las barreras de entrada para cada actividad en la cadena de valor.
5. Las reuniones con los agentes del mercado también aportan información sobre su visión en relación a los modelos de acceso a capacidad y los modelos tarifarios. Aunque resumimos y evaluamos las respuestas sobre este tema en el informe relativo al Producto 2, tras revisar la experiencia internacional, en este informe utilizamos la siguiente terminología relativa a los modelos de acceso a capacidad y tarifarios:
- a. Modelos de acceso a capacidad: (i) *point-to-point*, entre puntos específicos de entrada y salida al sistema sin flexibilidad para cambiar uno u otro, (ii) *entry-exit*, basados en un conjunto de puntos de entrada al sistema, independientemente del destino del gas, y un conjunto de puntos de salida, o (iii) estampilla, que permiten inyectar y extraer capacidad en cualquier punto del sistema.
 - b. Modelos tarifarios: (i) basados en la distancia entre los puntos de entrada y salida; (ii) basados en los puntos específicos de entrada y salida utilizados o (iii) de estampilla, únicos para todas las distancias y puntos de entrada y salida utilizados.

¹ A partir de la ley 142 de 1994 que liberalizó el sector, continuamos con la regulación esencial, incluyendo el Reglamento Único de Transporte (“RUT”) 071 de 1999, estableciendo el acceso abierto y no discriminatorio a la red de ductos; la resolución CREG 126 de 2010, que establece la actual metodología de tarifas; y la resolución CREG 185 de 2020, que regula la asignación de capacidad de transporte y establece las modalidades contractuales a emplear en el mercado.

² Los agentes encuestados incluyen productores, transportadores, asociaciones, comercializadores-distribuidores, grandes usuarios, el Gestor del Mercado y entidades reguladoras. Recibimos aproximadamente veinte cuestionarios completados con respuestas detalladas. Además, realizamos reuniones virtuales con alrededor de treinta participantes del mercado de gas colombiano.

II. Conclusiones principales

6. El objetivo de este informe es proporcionar un diagnóstico del sistema de transporte de gas natural vigente en Colombia. En el informe relativo al Producto 2 utilizamos este diagnóstico junto al análisis de la evidencia internacional para concretar y ampliar nuestras recomendaciones, y aportar opiniones robustas sobre la pertinencia del modelo de acceso a capacidad y tarifario vigente y potenciales mejoras.
7. A continuación, resumimos las principales características del marco regulatorio y del mercado en Colombia, y las principales conclusiones de las reuniones mantenidas con los agentes del mercado, para concluir identificando fortalezas, debilidades y oportunidades del marco regulatorio vigente.

A. Principales características del sistema regulatorio vigente

8. El sistema de transporte de gas natural en Colombia fue liberalizado en 1994 y desde entonces, la regulación ha ido avanzando para acompañar y facilitar el desarrollo del sector. Del periodo previo a la liberalización persiste la integración vertical de los principales transportadores que mantienen una presencia importante en la comercialización de gas.
9. El sistema se basa en contratos bilaterales entre agentes privados³ con entregas físicas en el contexto de un modelo de acceso a la capacidad de transporte *point-to-point* y tarifas basadas en la distancia recorrida entre los puntos de entrada y salida.
10. Existe un Mercado Primario para obtener acceso a la capacidad de transporte y un Mercado Secundario donde pueden realizarse transacciones de capacidad entre agentes por medio de contratos bilaterales o subastas de corto y largo plazo.⁴ Estos mercados contemplan mecanismos para resolver problemas de congestión contractual en el corto, mediano y largo plazo.
11. La congestión a largo plazo puede evitarse también mediante ampliaciones del SNT:

³ El sistema de transporte basado en contratos se denomina “Transporte por Contrato” (o *Contract Carriage* en inglés). El Transporte por Contrato puede utilizarse para distintos modelos de acceso a la capacidad. En Colombia, los contratos pueden tener distintas extensiones y grados de cobertura. Ver Tabla 2 en sección III.B.

⁴ Ver ¶¶29 y 30 para mayor detalle.

- a. A cargo de los transportadores cuando consideran adecuado ampliar capacidad o extender la red a una zona nueva donde existe suficiente demanda para justificar la inversión.
 - b. Mediante su inclusión en la planificación centralizada realizada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (“UPME”), adscrita al Ministerio de Minas y Energía, en la que se definen los desarrollos de transporte de gas natural estratégicos para el sistema.
12. Además, los agentes privados pueden desarrollar nuevas infraestructuras como extensiones, gasoductos dedicados y gasoductos de conexión a través de procesos de (i) open season competitivos, (ii) “gasoductos de conexión” a nuevas fuentes de producción y (iii) “gasoductos dedicados” para atención a usuarios no regulados⁵ para conectar grandes consumidores al SNT.
13. Dependiendo del mecanismo de negociación, la capacidad de transporte puede venir remunerada mediante (i) una tarifa regulada, (ii) por acuerdo de las partes, o (iii) mediante procesos competitivos organizados en forma de subastas.⁶ Las tarifas reguladas reflejan los costos de inversión, que se recuperan a 20 años mediante una combinación de un cargo fijo y un cargo variable,⁷ y los costos de administración, operación y mantenimiento (“AOM”). El transportador asume el riesgo de demanda durante cada periodo regulatorio de 5 años. La remuneración de la infraestructura construida y operada bajo el Plan de Abastecimiento 2019-2028 se reparte entre los ingresos que se reciban por la venta de los servicios de dicha infraestructura y el remanente por cobro a los usuarios beneficiarios identificados por la UPME, de forma no hay riesgo de que la demanda sea insuficiente para recuperar la inversión.

B. Características del Mercado

14. Actualmente, el SNT tiene una configuración radial que conecta las zonas de producción e importación con los puntos de consumo y se estructura en dos grandes sistemas no interconectados: (i) un sistema que se extiende a lo largo de la región de la Costa del Caribe (la “Costa”) y (ii) un sistema que abastece las regiones del interior del país (el “Interior”). En cada uno de estos sistemas, la mayor parte de la infraestructura de gasoductos pertenece a un único transportador, Promigas en la Costa y Transportadora de Gas Internacional (“TGI”)

⁵ Se define como “Usuarios No Regulados” a aquellos con niveles de consumo iguales o superiores a 100 mil pies cúbicos estándar por día (o 100 “kpcd”). Habitualmente, se trata de grandes consumidores industriales y comerciales y generadores eléctricos. Ver Resolución 137 De 2013 disponible en: <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Resolucion/4020081>

⁶ Como Subastas de Congestión Contractual, Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo y Subastas Úselo o Véndalo de Largo Plazo. Resolución 089 de 2013 y 001 de 2021 (CREG).

⁷ Metodología conocida como “pareja de cargos”

en el Interior. La configuración actual del sistema, unida a la integración vertical de los dos grandes transportadores no fomenta la competencia como indica la absoluta estabilidad de las cuotas de mercado en capacidad y volumen transportado.

15. La implementación del Plan de Abastecimiento 2019-2028 supondrá un cambio drástico en la configuración del SNT al: (i) interconectar los dos sistemas en la zona norte del país, (ii) permitir la entrada de GNL desde el extremo sur-occidental del país y (iii) permitir la bi-direccionalidad en la mayoría de los tramos de gasoductos. Estos cambios mejorarán la confiabilidad del sistema y fomentarán la competencia entre operadores, y pueden recomendar un cambio en la regulación del transporte, incluyendo los modelos de acceso a la capacidad y el sistema tarifario.
16. La información reciente sobre contratación de capacidad indica que, actualmente, la falta de liquidez del mercado limita su papel para resolver problemas de congestión contractual. Como resultado, a pesar de la aparente congestión, la utilización del SNT se mantiene en cifras medias en torno al 50%, un porcentaje reducido dada la escasa estacionalidad de la demanda en Colombia.
17. En cuanto al suministro de gas natural, Colombia se abastece mayoritariamente con producción doméstica, pero sus principales campos de producción se encuentran en declinación.⁸ En cuanto a importaciones, actualmente está en operación una planta de regasificación en el Caribe⁹ y se espera la construcción y entrada en operación de otra planta de regasificación en el Pacífico. La reducción de la producción doméstica en las regiones del Interior oriental puede afectar al alza los precios en una región que se había beneficiado históricamente de un menor coste de la molécula.
18. Aunque desde 2016, la demanda de gas se ha mantenido estable en su conjunto, tanto entre segmentos de consumo, como entre la Costa y el Interior, las proyecciones de balance de producción hasta 2028 indican que, debido a la declinación en las fuentes de producción, en el Interior pueden empezar a producirse problemas de aprovisionamiento a partir de 2023. Esta situación de escasez recomienda la construcción de las infraestructuras de interconexión previstas en el Plan de Abastecimiento 2019-2028, y puede sugerir la necesidad de un cambio en los modelos de acceso a capacidad y tarifario. Los problemas de aprovisionamiento pueden extenderse al conjunto del sistema alrededor de 2028.

⁸ Plan de Abastecimiento 2019-2028, sección 3.1 Balance Nacional.

⁹ La planta de regasificación en el Caribe suministra entre otros a la planta térmica de ciclo combinado de Barranquilla TEBSA.

C. Visión de los agentes del sector

19. Los agentes del mercado nos han comunicado a través de cuestionarios y reuniones su visión sobre los principales aspectos del sistema gasista desde distintos ángulos de la cadena productiva. Los principales problemas identificados apuntan a un conjunto de áreas interrelacionadas que pasamos a detallar:
 - a. La congestión, tanto de largo plazo, que se relaciona con los incentivos para identificar las infraestructuras necesarias y construirlas, como de corto plazo, relacionada con congestiones contractuales.
 - b. La insuficiente flexibilidad contractual para firmar contratos a largo plazo de suministro (molécula), que tengan en cuenta sus necesidades en términos de tiempos y vigencias.
 - c. El sistema de tarifas, en concreto, los problemas ocasionados por el esquema de tarifas por distancia, y la falta de diferenciación entre distintos perfiles de consumo.
 - d. La falta de competencia en todos los segmentos de la cadena de valor. La falta de competencia resulta de la fuerte concentración combinada con otros temas identificados durante las reuniones como: (i) tarifas por distancia que segmentan el mercado, (ii) falta de interconexión entre los sistemas de transporte, (iii) integración vertical de los principales transportistas, (iv) falta de suficiente información y (v) falta de flexibilidad contractual.
 - e. El funcionamiento general del Mercado Primario de transporte debido principalmente a problemas de flexibilidad contractual del suministro (molécula) y falta de suficiente información.
20. Como podemos observar muchos de estos temas están interrelacionados y afectan en último término la confiabilidad y la competencia, reduciendo la eficiencia del sistema.

D. Fortalezas, debilidades y oportunidades

21. Después de analizar el modelo regulatorio, la información básica del sector y los comentarios de los agentes del mercado para determinar las fortalezas, debilidades y oportunidades del sistema de gas natural, encontramos lo siguiente entre las principales fortalezas del sistema: (i) un entorno regulatorio sólido, transparente con acceso abierto no discriminatorio basado en la experiencia de los últimos 25 años, (ii) un sistema de gas basado hasta ahora en la toma de decisiones a partir de las señales de mercado, y (iii) la existencia de un abanico de instrumentos regulatorios diseñados para promover la inversión y resolver la congestión contractual, entre los que destaca el Plan de Abastecimiento 2019-2028.

22. Entre las debilidades, resaltamos un conjunto de temas, algunos de los cuales están relacionados o tienen carácter transversal:
- a. La falta de interconexión entre los dos sistemas de gasoductos existentes en la actualidad, que limita la confiabilidad y la competitividad del sistema gasista.
 - b. La esperada disminución del aprovisionamiento de las fuentes actuales y la incertidumbre respecto a la ubicación y el potencial de las nuevas fuentes de aprovisionamiento.
 - c. La necesidad de consolidar el proceso de implementación de la infraestructura prevista en el Plan de Abastecimiento 2019-2028.
 - d. Los problemas de congestión contractual y las dificultades del actual Mercado Secundario para resolverlos en el medio plazo por la existencia de contratos históricos de larga duración.
 - e. La rigidez regulatoria del Mercado Primario de capacidad y del modelo de contratos.
 - f. La formación de las tarifas de transporte y los servicios asociados. En particular, (i) el elevado peso de la distancia aplicado de forma generalizada, (ii) la recuperación de la inversión a 20 años, y (iii) la rigidez de los servicios de transporte. Las tarifas pueden ser demasiado elevadas en muchas zonas de Colombia, convirtiendo el gas en una alternativa poco competitiva.
 - g. La falta de competencia como resultado de un mercado concentrado y segmentado por (i) la falta de interconexión, (ii) la integración vertical, (iii) el sistema tarifario basado en distancia y (iv) las restricciones contractuales.
23. Estas fortalezas y debilidades dan lugar a algunas oportunidades a desarrollar en los próximos años para mejorar la confiabilidad y competitividad del sistema:
- a. Aprovechar el Plan de Abastecimiento 2019-2028 para
 - i. Mellar el sistema, mejorar las interconexiones y fomentar la competencia.
 - ii. Diversificar las fuentes de suministro y permitir alternativas a un suministro doméstico sujeto a incertidumbre sobre su localización y proximidad de los principales consumidores.
 - b. Consolidar el funcionamiento de los mercados Primario y Secundario conforme restricciones históricas desaparecen.
 - c. Modificar el modelo de acceso a la capacidad y el modelo tarifario para fomentar la competencia evitando la potencial desconexión de algunos agentes.
 - d. Revisar los instrumentos de subastas para asignar capacidad en el Mercado Secundario, que derivado de algunas limitaciones no genera la liquidez deseada en dicho mercado.

- e. Comunicar con la mayor transparencia las modificaciones regulatorias en el próximo período regulatorio.
- f. Ajustar gradualmente la vida útil regulatoria de activos, en línea con el tiempo de uso estimado.

TABLA 1: RESUMEN DE FORTALEZAS, DEBILIDADES Y OPORTUNIDADES DEL SISTEMA DE TARIFAS Y CAPACIDAD ACTUAL EN COLOMBIA

FORTALEZAS	
ENTORNO REGULATORIO	- Base regulatoria sólida - Regulación transparente y dinámica - Acceso abierto y no discriminatorio a la red de terceros - Papel fundamental del mercado
DIVERSIDAD DE INSTRUMENTOS	- Plan de Abastecimiento 2019-2028. - Mecanismos de inversión descentralizados - Mecanismos de mercado para resolver congestión contractual en el medio plazo
DEBILIDADES	
FALTA DE INTERCONEXIÓN	- Falta de interconexión limita competencia a lo largo de la cadena de valor - Limita el acceso a fuentes de la costa desde el interior
DISMINUCIÓN DE FUENTES	- Producción y reservas en declive genera incertidumbre en inversiones de transporte
IMPLEMENTACIÓN - PLAN DE ABASTECIMIENTO	- Precedente de poca agilidad en la implementación del Plan de Abastecimiento
CONGESTIÓN Y MERCADO SECUNDARIO	- Congestión contractual en el Mercado Primario y Secundario - Regulación actual no soluciona problema de liquidez del Mercado Secundario de capacidad
MERCADO PRIMARIO Y CONTRATOS	- Flexibilidad limitada en los contratos de transporte - Incertidumbre sobre cambios regulatorios a partir de 2025
TARIFAS	- Elevado peso en la distancia para las tarifas - Vida regulatoria para la retribución de la inversión de activos de 20 - Poca flexibilidad con el sistema Punto a Punto
COMPETENCIA	- Duopolio en producción e integración vertical transporte – comercialización - Falta de interconexión limita competencia a lo largo de la cadena de valor

OPORTUNIDADES	
APROVECHAR EL PLAN DE ABASTECIMIENTO	- Mallas el sistema, mejorar las interconexiones y fomentar la competencia - Diversificar fuentes de suministro y permitir alternativas de suministro
FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE CAPACIDAD	- Revisión de instrumentos de subastas para asignar capacidad en el Mercado Secundario
MODELO DE ACCESO A CAPACIDAD Y DE TARIFAS	- Modificación del modelo de acceso a la capacidad y el modelo tarifario para fomentar la competencia
OTROS	- Comunicación y transparencia sobre las modificaciones regulatorias en el próximo período regulatorio. - Ajuste de vida útil regulatoria de activos en línea con el tiempo de uso estimado

III. MODELO REGULATORIO VIGENTE PARA EL MERCADO DE GAS NATURAL

A. Antecedentes

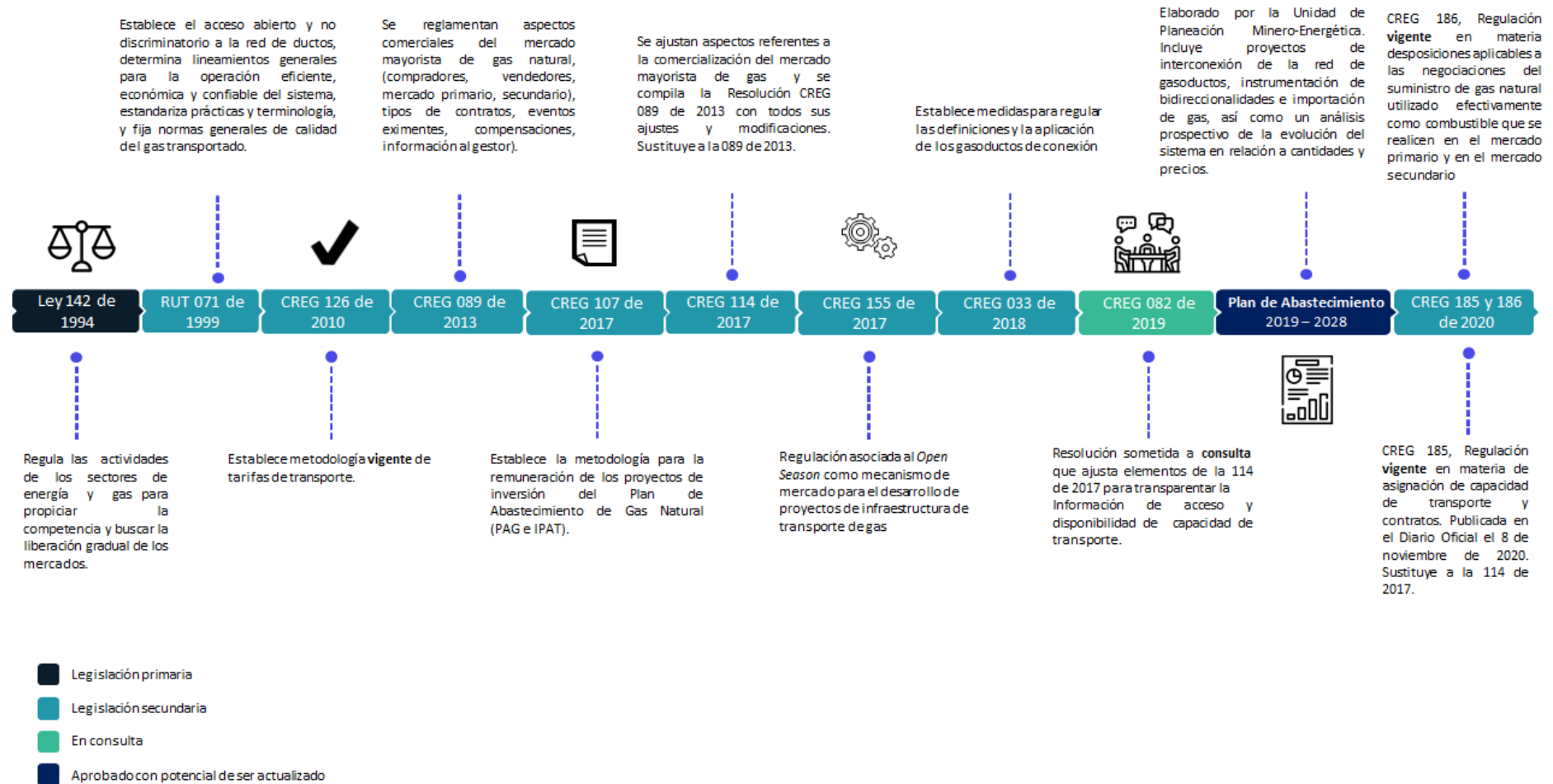
24. El mercado de gas natural en Colombia se liberalizó con la Ley 142 de 1994 (Ley 142/1994), que estableció un régimen de libre competencia en la cadena de suministro de gas natural, incluyendo las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización. Desde su publicación, la Ley 142/1994 ha sido complementada con numerosa normativa que resumimos en el cronograma mostrado en la Ilustración 1.¹⁰ En particular:
- a. El Reglamento Único de Transporte (RUT) 071 de 1999, que regula el acceso a la red de transporte;
 - b. La Resolución CREG 126 de 2010, que establece la metodología vigente de las tarifas de transporte;
 - c. La Resolución CREG 107 de 2017, que establece la metodología para la remuneración de los proyectos identificados en los Planes de Abastecimiento de Gas Natural; seguida por la aprobación del Plan de Abastecimiento de Gas con un horizonte 2019-2028 en julio de 2020 (el “Plan de Abastecimiento 2019-2028”),¹¹ y
 - d. La Resolución CREG 185 de 2020, que regula en la actualidad la asignación de capacidad de transporte y el mercado mayorista de gas a partir de las bases establecidas en las Resoluciones CREG 089 de 2013, CREG 114 de 2017 y la consulta realizada mediante la Resolución CREG 082 de 2019.
 - e. La Resolución CREG 186, disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario.

¹⁰ Elaboración con base en la Ley 142 del 11 de julio 1994, Reglamento Único de Transporte (RUT) 071 del 3 de diciembre 1999, resoluciones CREG 126 del 5 de agosto de 2010, CREG 089 del 14 de agosto de 2013, CREG 107 del 24 de julio de 2017, CREG 114 del 14 de agosto de 2017, CREG 082 publicada para fines de consulta el 13 de agosto de 2019 (sin fecha de publicación en el Diario Oficial), el Plan de Abastecimiento 2019 – 2028, adoptado mediante resolución 40304 del 15 de octubre de 2020 y CREG 185 del 8 de noviembre de 2020. Es importante señalar que parte importante de la estructura y organización actual del mercado de transporte de gas natural deriva de la resolución CREG 185 de 8 de noviembre de 2020 y es todavía pronto para evaluar todos sus efectos (CREG, Resolución 185 de 2020, Diario Oficial No. 51.492 de 8 de noviembre de 2020. Disponible en:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0185_2020.htm

¹¹ Unidad de Planeación Minero Energética, Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, Julio 2020. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

ILUSTRACIÓN 1: CRONOGRAMA CON LA NORMATIVA RECIENTE DEL TRANSPORTE GAS



Fuente: Elaboración propia con información de la CREG. (* está próxima a publicarse la resolución de nueva metodología de transporte de gas natural y falta incluir la resolución CREG 127 de 2021 reglas proyectos plan abastecimiento) de gas natural)

25. La Ley 142/1994 y la normativa subsidiaria facultan a las comisiones de regulación para que prohíban la creación de nuevos operadores verticalmente integrados cuando estos limiten la libre competencia,¹² pero permiten que los agentes verticalmente integrados en el momento de entrada en vigor de dicha Ley mantengan su estructura de propiedad. Como resultado los principales transportistas han mantenido su estructura integrada con distribución y comercialización hasta la actualidad. En concreto:
- a. Promigas es propietaria de tres de los principales ductos del SNT,¹³ sigue contando con participación en el sector de importación de gas natural,¹⁴ y tiene presencia en el mercado de distribución/comercialización por medio de sus filiales Surtigas y Gases de Occidente (“GdO”), y sus participadas Gases del Caribe (“GdC”), Gases de la Guajira y Efigas.
 - b. TGI es propietaria de nueve de los principales ductos del SNT,¹⁵ y está integrada verticalmente con la actividad de distribución/comercialización por medio de su holding, Grupo de Energía de Bogotá (“GEB”),¹⁶ que es dueño del 25% de la propiedad accionaria de Vanti, la distribuidora/comercializadora más grande que atiende el mercado de Bogotá y otros municipios.
26. En los anexos comentamos la regulación relativa a los mercados de transporte y suministro, los mecanismos para resolver problemas de congestión, la remuneración y las características básicas de los contratos.¹⁷

B. Características de los Contratos

27. Actualmente, el mercado de transporte y suministro de gas natural se organiza mediante un esquema de contratos (o Transporte por Contrato) con entregas físicas de gas entre puntos específicos de entrada y salida al sistema con escasa flexibilidad para cambiar uno u otro

¹² Artículo 18, párrafo segundo, de la Ley 142/1994.

¹³ Ballena-Barranquilla, Cartagena-Barranquilla y Jobo-Cartagena.

¹⁴ Promigas es dueño del 51% del proyecto SPEC LNG ubicado en Cartagena, con una capacidad de regasificación de 3.8 millones de toneladas por año (MTPA).

¹⁵ Cusiana-La Belleza, La Belleza-Vasconia, Ballena-Barrancabermeja, Vasconia-Mariquita, Barrancabermeja-Sebastopol, Sebastopol-Vasconia, La Belleza-Bogotá, Mariquita-Cali y Mariquita-Neiva.

¹⁶ En 2006, GEB adquirió a Ecopetrol, principal productor de gas natural en Colombia, su participación accionarial en TGI. Presentación Corporativa, Grupo Energía Bogotá. Disponible en: <https://www.grupoenergiabogota.com/content/download/25953/421870/file/GEB%20Presentaci%C3%B3n%20Corporativa%20Diciembre%202020..pdf>

¹⁷ Ver Anexos A, B, y C.

(sistema conocido como *point-to-point*). Se permiten desvíos, pero muy localizados y no frecuentes.

28. Los remitentes pueden adquirir capacidad mediante contratos con duración mínima de un trimestre estándar.¹⁸ En concreto, la regulación prevé seis modalidades de contratos de transporte resumidas en la Tabla 2.¹⁹ Las transacciones en el Mercado Primario pueden acogerse a las cinco primeras modalidades listadas en la tabla, sombreadas en azul. Las transacciones en el Mercado Secundario pueden acogerse además a la sexta modalidad, sombreada en verde.

¹⁸ El primer trimestre estándar inicia en diciembre y termina en febrero, el segundo trimestre estándar inicia en marzo y termina en mayo, y así sucesivamente.

¹⁹ No existe un límite a la duración máxima de ningún contrato, sin embargo, el artículo 16 de la resolución CREG 185 de 2020 establece que todos los contratos que se suscriban en aplicación de dicha resolución deberán contener una cláusula que especifique que después del último trimestre del año 2025, las condiciones contractuales deberán ajustarse conforme a las disposiciones que determine la CREG. Asimismo, los contratos están sujetos a algunas limitaciones en cuanto a fecha de inicio y fin: (i) la fecha de inicio del servicio de transporte deberá ser el primer día de cualquiera de los 5 trimestres estándar siguientes al trimestre en que se celebre el contrato; (ii) la duración mínima de todo contrato es de un trimestre estándar, y (iii) la fecha de terminación del servicio de transporte será el último día de un trimestre estándar.

TABLA 2: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GAS

Tipo de contrato	Descripción
1. Contrato de transporte firme de capacidades trimestrales	Contrato que garantiza capacidad máxima de transporte por trimestres, sin interrupciones, durante uno o varios trimestres consecutivos, excepto en los días de mantenimiento y labores programadas.
2. Contrato de transporte con firmeza condicionada	Contrato que garantiza capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.
3. Contrato de opción de compra de transporte	Contrato que garantiza capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos del transportador. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. Es un complemento con el contrato de firmeza condicionada.
4. Contrato de transporte de contingencia	Contrato en el que los vendedores de capacidad de transporte en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario garantizan transportar una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro (molécula) de contingencia.
5. Contrato de transporte con interrupciones	Contrato en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la utilización o en la disponibilidad de capacidad de transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento, dando aviso previo a la otra parte.
6. Contrato de transporte firme.	Contrato que garantiza capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

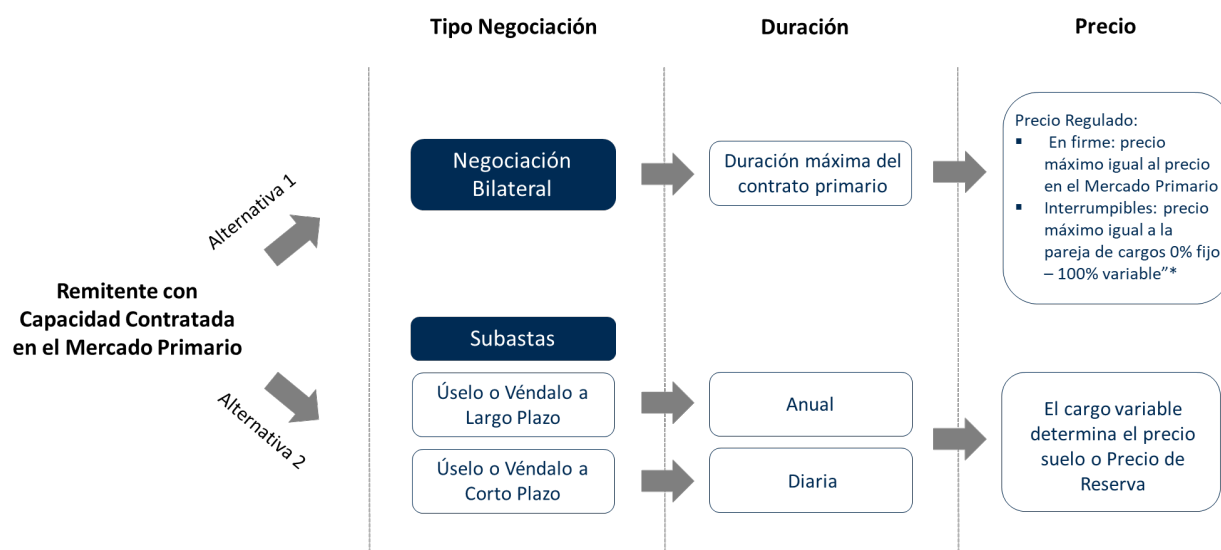
Fuente: Elaboración propia con información de la resolución CRE 185 de 2020

29. Cuando un remitente quiere vender la capacidad contratada en el Mercado Secundario, tiene dos alternativas tal como muestra la Ilustración 2. La primera alternativa (Alternativa 1) es a través de una negociación bilateral, a un precio máximo regulado para el tramo correspondiente, y con una duración máxima determinada por la duración del contrato del Mercado Primario.²⁰ Como segunda alternativa (Alternativa 2), la capacidad no nominada se

²⁰ Para los contratos de capacidad firme el precio regulado tiene como máximo el precio negociado en el Mercado Primario. Para los contratos interrumpibles, el máximo es igual a la pareja de cargos 0% fijo – 100% variable.

ofertará en las subastas de Úselo o Véndalo de largo y de corto plazo sin límite de precios²¹. La duración máxima de estas subastas es de hasta un año.

ILUSTRACIÓN 2: ALTERNATIVAS DE VENTA DE CAPACIDAD EN EL MERCADO SECUNDARIO



Fuente: Elaboración propia

30. Las dos alternativas del Mercado Secundario mantienen un reparto equilibrado entre riesgos y retornos. Bajo la Alternativa 1 el Remitente puede cubrirse del riesgo, revendiendo todo su exceso de capacidad, pero aun con venta en firme no puede obtener ninguna rentabilidad porque el precio máximo de venta está determinado por el precio al que compró la capacidad en el Mercado Primario. El establecimiento de un precio máximo es una medida adecuada porque desincentiva el acaparamiento de capacidad con fines de reventa, y dará efectos en el medio plazo cuando se extingan los contratos de largo plazo previos al del Mercado Secundario. Bajo la Alternativa 2, la interacción entre la oferta y la demanda dictan el precio. Los propietarios de capacidad que esperan a revender sus excedentes en las subastas están sujetos a un mayor riesgo, ya que el Precio de Reserva no garantiza la recuperación de todos sus costos, pero al mismo tiempo pueden obtener un retorno elevado en situaciones de escasez.
31. Advertimos que el límite en el precio en las transacciones negociadas puede estar desincentivando la oferta de capacidad mediante este tipo de acuerdos. Este problema no queda completamente resuelto por las subastas, que establecen un límite temporal máximo de un año. La combinación de estos dos límites puede estar creando una barrera a la entrada de potenciales compradores que, para desarrollar su negocio, necesitan asegurar capacidad por periodos superiores a un año; por una parte, no consiguen negociar la compra de

²¹ Es determinado por el administrador de la subasta para cada vendedor, y es el precio mínimo para la venta de capacidad en la subasta.

capacidad a medio y largo plazo porque la regulación les prohíbe hacer ofertas de precio atractivas y, por otra parte, tampoco pueden conseguir la capacidad en las subastas porque existe un límite temporal. Este problema irá desapareciendo paulatinamente conforme los contratos de largo plazo existentes se vayan extinguiendo.

IV. PRINCIPALES MAGNITUDES DEL MERCADO DE TRANSPORTE DE GAS EN COLOMBIA

32. En esta sección exponemos la estructura actual y proyectada del SNT, así como las principales cifras de transporte de gas del SNT.²² Las cifras para 2021 podrían no reflejan completamente el impacto de los cambios regulatorios recientes que buscan resolver algunos de los problemas del sistema actual,²³ por lo que somos cautos al derivar nuestras conclusiones a futuro a partir de los datos más recientes.

A. Infraestructuras y mercado de capacidad de transporte

1. Esquema actual y plan futuro del STN

33. El SNT está compuesto por 7,749 km de gasoductos pertenecientes a 7 empresas.²⁴ Tal como se observa en la Ilustración 3, el SNT pertenece en su mayor parte a dos operadores que atienden dos regiones que no están interconectadas:²⁵
- a. Promigás atiende la región Caribe y cuenta con una participación mayoritaria en la Planta de Regasificación de Cartagena Sociedad Portuaria El Cayao, LNG.
 - b. TGI atiende el mercado del Interior.
34. Otros operadores pequeños tienen participación en bifurcaciones y ramas de estos dos sistemas principales.

²² En el Anexo D detallamos más información respecto al suministro, demanda y balance de producción de gas en Colombia.

²³ Resolución 185 de 2020.

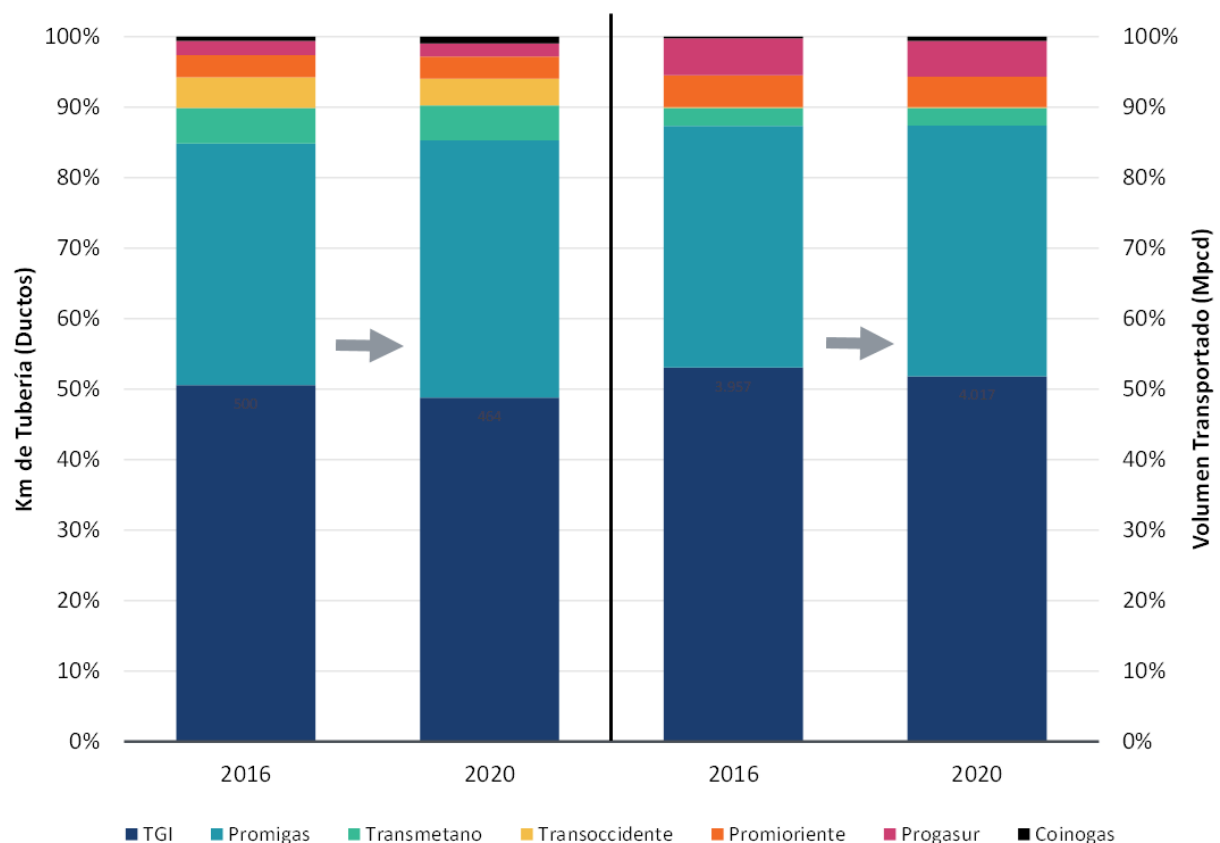
²⁴ Promigas, Informe del Sector Gas Natural 2021, Cifras 2020 ("Informe Promigas 2021"): Disponible en: <https://www.promigas.com/SiteAssets/ISGN%20COL%202021.pdf>

²⁵ Actualmente existe una interconexión parcial entre los dos sistemas en la Guajira. Sin embargo, la capacidad de esta interconexión no es suficiente para transportar grandes cantidades de gas de un sistema al otro.

Diagnóstico del Mercado Colombiano de Transporte de Gas



ILUSTRACIÓN 4: EXTENSIÓN DE LA RED Y VOLUMEN TRANSPORTADO, CUOTAS DE MERCADO



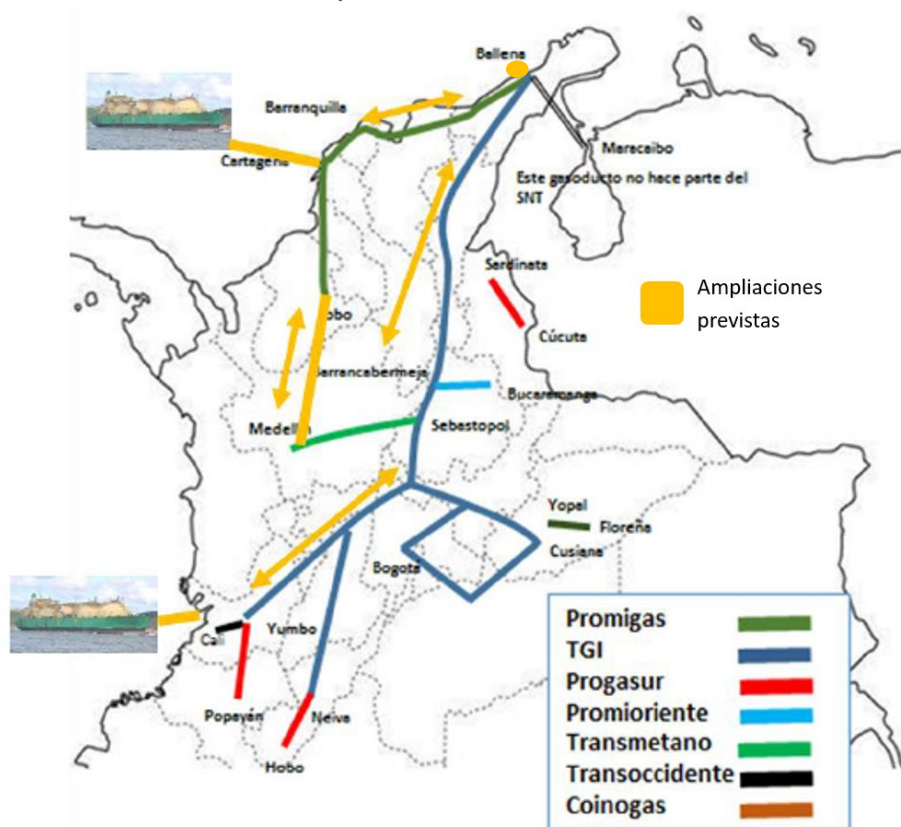
Fuente: Elaboración propia con datos del Informe de Promigas 2021.

36. El Plan de Abastecimiento 2019-2028 considera las proyecciones de oferta y demanda de gas a mediano plazo en cada ubicación,²⁷ e identifica los proyectos necesarios para alcanzar el objetivo público de asegurar el abastecimiento de gas natural a nivel nacional en el corto, mediano y largo plazo.²⁸ El esquema proyectado del SNT previsto para 2028 se muestra en la Ilustración 5.

²⁷ Plan de Abastecimiento, p.10.

²⁸ Objetivos expuestos en el Decreto 2345 de 2015, p.2. Disponible en: <http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Decretos2015/DECRETO%202345%20DEL%203%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202015.pdf>

ILUSTRACIÓN 5: ESQUEMA PROYECTADO SNT A 2025²⁹



Fuente: Elaboración propia con mapa base provisto por la CREG

37. Las indicaciones en amarillo en la Ilustración 5 muestran los principales desarrollos previstos en el Plan de Abastecimiento 2019-2028. En concreto:
 - a. La puesta en operación de la interconexión en el Norte (Ballena, la Guajira) entre el sistema de Promigas en la Costa y el sistema de TGI en el Interior.
 - b. La construcción de un gasoducto conectando el Interior con la Costa entre Jobo y Medellín.

²⁹ Las flechas amarillas contemplan en plano base del esquema futuro del SNT. El Plan de Abastecimiento 2019-2028 contempla algunas obras como: “i) La Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y toda la infraestructura necesaria para transportar dicho gas al Suroccidente y resto del país; ii) La infraestructura necesaria para asegurar el transporte de gas proveniente de los nuevos hallazgos del Valle Inferior del Magdalena y de la Planta de Regasificación de la Costa Atlántica, como lo es una Bi-direccionalidad en el tramo Barranquilla - Ballena; iii) La infraestructura necesaria para asegurar el transporte Bidireccional en el tramo Barrancabermeja – Ballena; iv) Los refuerzos de transporte entre Mariquita y Gualanday necesarios para asegurar el abastecimiento de gas natural a la región Tolima Grande; y v) Los refuerzos de transporte necesarios para asegurar el transporte de gas a la región aguas abajo del ramal Jamundí.”. Adicionalmente se contempla por iniciativa privada la interconexión del sistema de la Costa con el del interior entre Jobo-Medellín. Ver Plan de Abastecimiento 2019-2028, p. 11 y sección 5.2.1. Finalmente, la unión del Sistema del Interior con el de la Costa tanto en Ballena (punto amarillo)

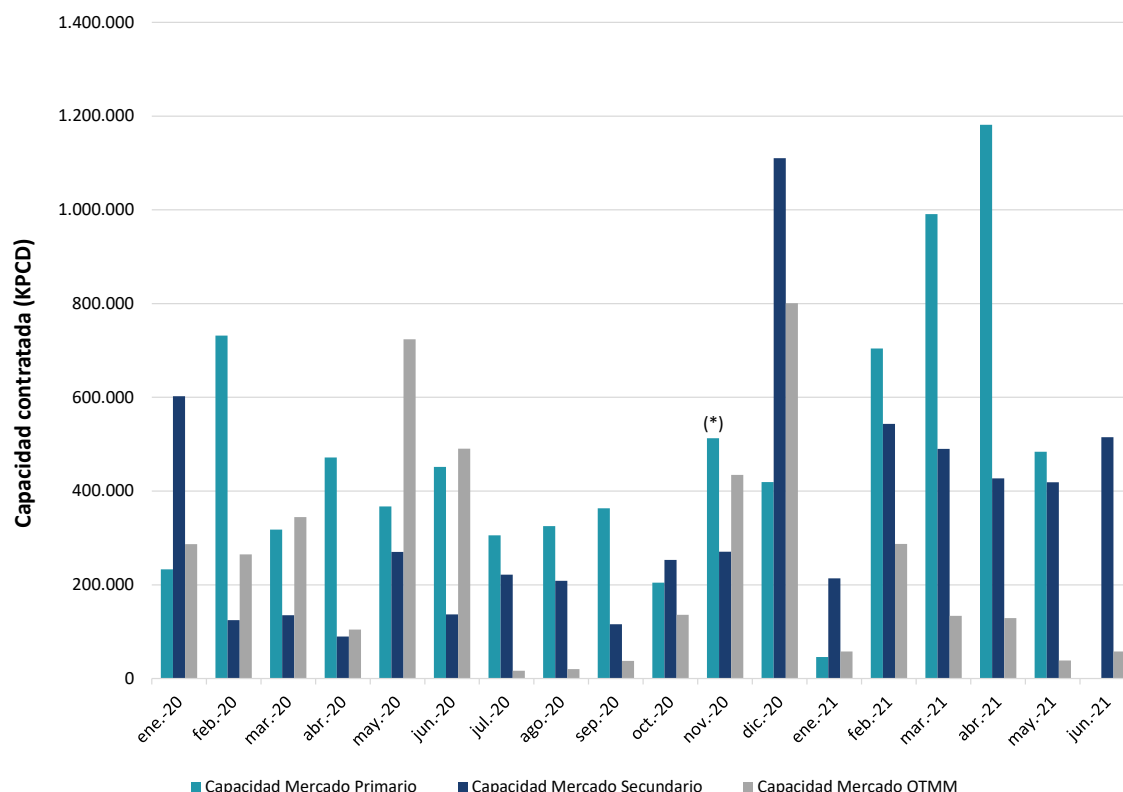
- c. La construcción de una planta de regasificación en el Pacífico, que permita diversificar las zonas de aprovisionamiento al incluir un punto de entrada de gas en la zona sud-occidental del país.
 - d. La adecuación de varios tramos para habilitar la bi-direccionalidad. La bi-direccionalidad no ha sido hasta ahora necesaria en el contexto de un sistema radial que conectaba fuentes de aprovisionamiento con destinos de consumo. Con el desarrollo del Plan de Abastecimiento 2019-2028, la bi-direccionalidad adquiere importancia porque:
 - i. las dos interconexiones previstas entre la Costa y el Interior generan un anillo en el que pueden existir flujos en dos direcciones,
 - ii. la construcción de la planta de regasificación en el Pacífico crea un punto de suministro en un extremo del sistema del Interior donde solo había consumo, y
 - iii. El mercado de GNL puede ser volátil, y muchas veces surgen precios distintos en las cuencas del Atlántico y Pacífico debido a los altos costos de transporte por buque, y el costo del canal de Panamá. La competencia entre las dos fuentes de aprovisionamiento dependerá del comparativo de precios incluyendo el pago del transporte por ductos.
38. Los desarrollos previstos en el Plan de Abastecimiento 2019-2028 son claves para avanzar en dos objetivos fundamentales de todo sistema energético: (i) la mejora de la confiabilidad y (ii) el fomento de la competencia entre los operadores. El nuevo SNT que surgirá en gran medida del desarrollo del Plan de Abastecimiento 2019-2028 exige evaluar si modelos regulatorios alternativos para el SNT pueden facilitar el cumplimiento de estos objetivos.
39. Como discutimos en el anexo VIII.B, el Plan de Abastecimiento 2019-2028 no limita el desarrollo del SNT, sino que establece un desarrollo mínimo. Iniciativas privadas pueden incentivar y permitir el desarrollo de infraestructura adicional mediante *open season*, o gasoductos de conexión dedicados para la atención a Usuarios No Regulados.

2. Mercado de capacidad de transporte

a. Asignación de la capacidad

40. La Ilustración 6 muestra la contratación de capacidad mensual entre enero de 2020 y junio de 2021 en el Mercado Primario, el Mercado Secundario y Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM). En la mayoría de los meses, la mayor parte de la capacidad contratada en el sistema de transporte se asigna a través del Mercado Primario.

ILUSTRACIÓN 6: CONTRATACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE PROMEDIO MENSUAL 2020-JUNIO 2021



Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas

(*) Para los datos referentes al Mercado Primario para noviembre 2020 no hemos excluido el dato del día 27 pues parece ser un *outlier* del Gestor.

41. Aunque a partir de la aprobación de la Resolución CREG 185 el 8 de noviembre de 2020 se observa mayor actividad en el Mercado Secundario es difícil evaluar el impacto de esta normativa en un plazo tan corto. Como se constata en secciones posteriores, un comentario frecuente de diversos participantes del mercado es que el Mercado Secundario es poco atractivo principalmente por tres razones.
 - a. En el caso de las negociaciones directas, el precio máximo para las capacidades firmes contratadas es el mismo que se haya negociado en el Mercado Primario para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad.
 - b. En el caso de las subastas SUVCP, el suelo o Precio de Reserva de las subastas³⁰ no permite a muchos de los potenciales ofertantes recuperar sus costos fijos.³¹

³⁰ Ver ¶54.e.ii el cual explica las limitaciones impuestas por el precio de reserva en las subastas del Mercado Secundario.

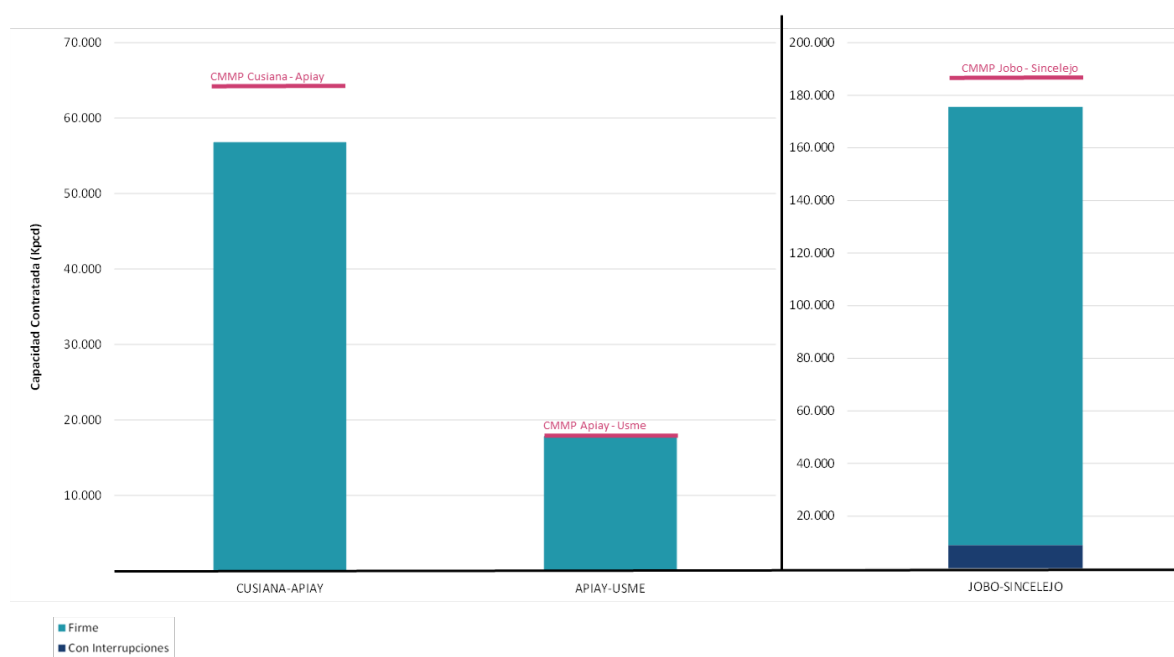
³¹ Es importante tener en cuenta que, si un agente tiene exceso de capacidad contratada y no la vende, pierde el costo de la contratación de esa capacidad.

- c. La falta de transparencia sobre los adjudicatarios de capacidad en el Mercado Primario, que permitiría identificar potenciales vendedores en el proceso de negociación bilateral.³²

b. Utilización y congestión contractual

42. En Colombia el principal problema es la congestión contractual más no la congestión física. Encontramos congestión física casi exclusivamente cerca de los yacimientos o fuentes de suministro. Por ejemplo, en la ilustración 7 se puede observar la fuerte congestión contractual en los tramos de Cusiana-APIay-Usme y Jobo-Sincelejo, que están próximos a las fuentes, donde la capacidad contratada está próxima a la capacidad máxima del tramo, llegando incluso a alcanzar la Capacidad Máxima de Mediano Plazo CMMP. Como vemos en la Ilustración 8, en estos tramos concretos la congestión contractual viene determinada por restricciones físicas.

ILUSTRACIÓN 7. PRIMER EJEMPLO DE CAPACIDAD CONTRATADA Y CAPACIDAD CONTRATADA MÁXIMA POR TRAMOS EN EL MERCADO PRIMARIO



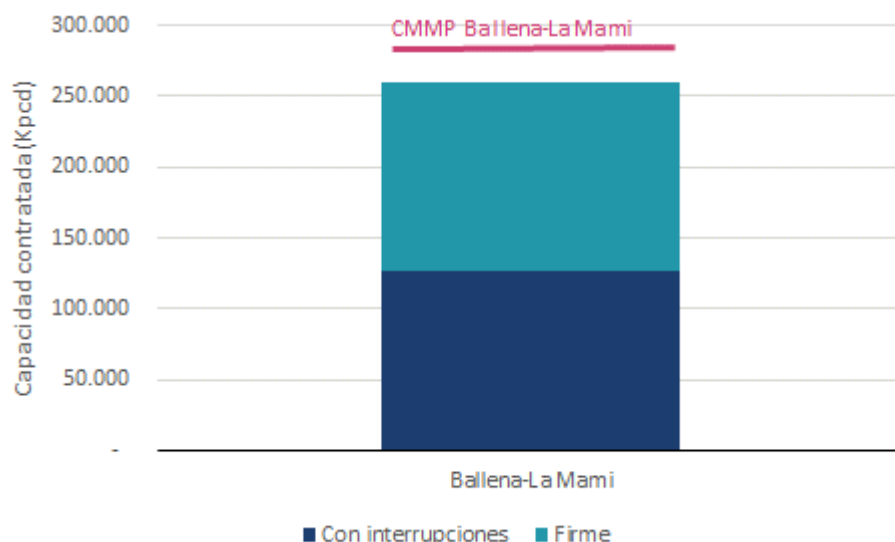
Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

43. No obstante, en la mayoría de tramos del SNT, la contratación no refleja congestiones físicas. Por ejemplo, en la Ilustración 8, se observa el tramo Ballena-La Mami donde también la mayor parte de la capacidad está contratada. En este caso, al observar la Ilustración 9, vemos que en ese tramo no existen restricciones físicas. La congestión contractual se presenta especialmente en los gasoductos troncales por la existencia de contratos de largo

³² Existen incentivos para que los adjudicatarios no deseen se publique dicha información, por lo que puede no siempre ser recomendable.

plazo previos a las últimas reformas regulatorias. Estos contratos bloquean parte de la capacidad hasta 2025. Las subastas obligatorias introducidas en el Mercado Secundario buscan que se liberen las capacidades que no se prevé utilizar.

ILUSTRACIÓN 8. SEGUNDO EJEMPLO DE CAPACIDAD CONTRATADA Y CAPACIDAD CONTRATADA MÁXIMA POR TRAMOS EN EL MERCADO PRIMARIO



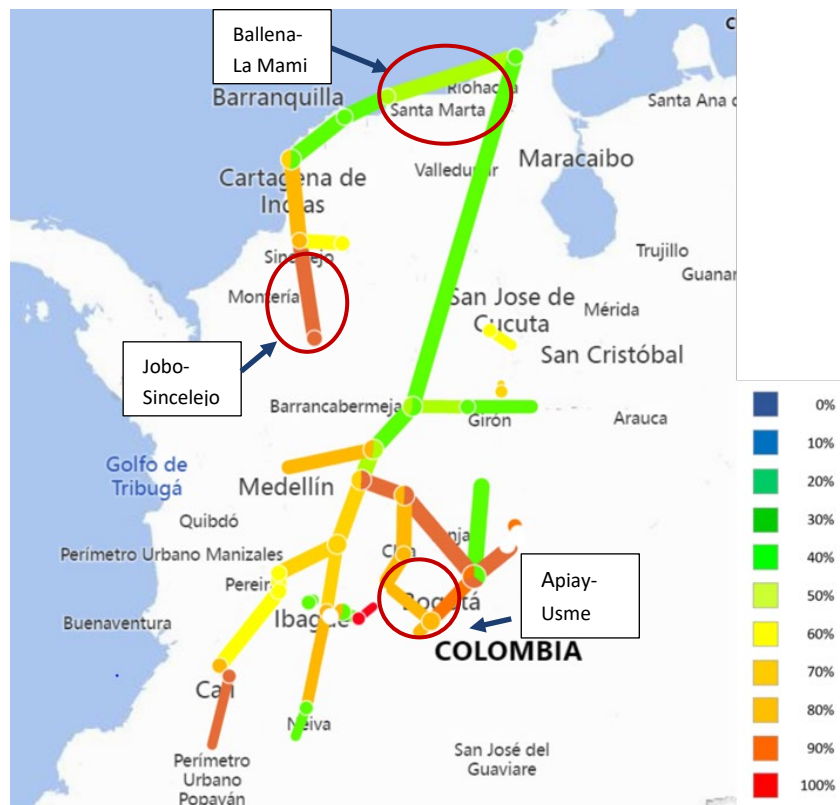
44. La Ilustración 8 confirma que la congestión física es limitada en el SNT. Entre 2017 y 2020, la utilización promedio fue del 54% en el mercado Interior, del 39% en la Costa, y del 50%, para el conjunto del SNT.³³ En los primeros meses de 2021 la situación era parecida, con una utilización promedio del 57% en el Interior, del 35% en la Costa, y del 48% para el conjunto del SNT.³⁴
45. Una utilización promedio baja puede ser razonable en mercados con elevada estacionalidad en la demanda, por ejemplo, mercados con fuertes variaciones climáticas y gran dependencia de generación eléctrica con centrales de gas, pero este no es el caso de Colombia, que mantiene una demanda bastante estable a lo largo del año y un peso limitado de la generación eléctrica con centrales de gas.³⁵ Es de esperar que los cambios normativos introducidos en 2020 modifiquen paulatinamente esta situación de exceso de capacidad infrautilizada, al facilitar un mayor uso de la infraestructura conforme expiren los contratos de largo plazo, aunque el proceso será lento dado que algunos de ellos tienen duraciones hasta 2025.

³³ Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas, Utilización Promedio, 2017-2020

³⁴ *Ibid*, enero-febrero 2021

³⁵ Ver Anexo VIII.H.1

ILUSTRACIÓN 9. FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS DUCTOS EN 2021



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

46. En resumen, la congestión contractual afecta la utilización del SNT y da señales de mercado incorrectas que podrían conducir a la construcción de ductos alternativos innecesarios.

V. Conclusiones Generales de las Reuniones con los Principales Agentes

47. Durante las reuniones con los agentes del mercado, la discusión se organizó en torno a las cuestiones planteadas en un cuestionario repartido previamente. El cuestionario solicita a los participantes del mercado calificar y comentar varios aspectos del mercado de gas, predominantemente los mercados de transporte y suministro. Los temas tratados son:³⁶
- a. El acceso a transporte mediante el Mercado Primario y secundario,
 - b. Los contratos de transporte,
 - c. La congestión en el sistema,
 - d. El acceso a la molécula,
 - e. Las tarifas (Mercado Primario) y los precios (Mercado Secundario),
 - f. La competencia y barreras en transporte, producción y distribución,
 - g. Las inversiones y el desarrollo del SNT, incluyendo planes centralizados de expansión, y
 - h. Su opinión sobre los modelos de acceso a capacidad de transporte y tarifas.
48. En esta sección presentamos el puntaje promedio del conjunto de agentes y de cada grupo:³⁷ (i) transportistas, (ii) comercializadores, (iii) productores, (iv) Usuarios No Regulados (UNR) y (v) otros³⁸, sintetizamos y resumimos los principales comentarios de los agentes, y llegamos a conclusiones. En cuanto a los Usuarios No Regulados entrevistados cabe mencionar que se recibieron cuestionarios de parte de dos generadores térmicos, los cuales son actores clave del mercado de gas, al ser importantes consumidores de combustible.³⁹
49. La Tabla 3 resume las calificaciones promedio de cada tema por grupo.

³⁶ En el Anexo VI.B y C, incluimos el cuestionario proporcionado a los agentes del sector, así como la lista de los participantes que completaron la encuesta.

³⁷ En el Anexo VI.A.2 pueden encontrarse las observaciones y calificaciones de cada uno de los agentes, incluyendo asociaciones y al gestor del mercado, para cada tema y subtema.

³⁸ Categoría que agrupa al Gestor del mercado, la CREG y a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). La UPME no presentó cuestionario con calificaciones por lo que no forma parte del promedio mostrado para la categoría "Otros". Resumimos todos los temas tratados excepto los referentes a los modelos de acceso a capacidad y de tarifas, que se presentarán en el informe del Producto 2.

³⁹ Adicionalmente recibimos cuestionarios de Asociaciones como Asoenergía la cual resume la visión de otros UNR como grandes industriales.

TABLA 3: CALIFICACIONES PROMEDIO POR TEMA DE LOS PRINCIPALES AGENTES DEL MERCADO⁴⁰

Tema	Promedio Todos los grupos	Promedio Comercializadores	Promedio Transportistas	Promedio Productores	Promedio UNR	Promedio Otros ⁴¹
Barreras a la entrada para nuevos potenciales transportistas	4,74	4,71	7,33*	6,00	3,50	5,00*
Mercado Primario	4,68	5,71	8,00	2,00	3,00	8,50*
Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red	4,54	4,14	5,00	6,00	3,00	7,00*
Barreras a la entrada para nuevos potenciales comercializadores	4,44	5,43*	5,33	3,00	5,00	5,00*
Acceso a la molécula	4,38	4,86	4,67	4,00	4,00	7,00*

⁴⁰ Los promedios marcados con un asterisco “*” no se contemplan dentro del promedio general de todos los grupos, ya que podrían contar con algún sesgo notorio respecto al tema tratado.

⁴¹ Dentro del promedio de todos los grupos no se consideran las calificaciones del grupo “Otros”, ya que en esta categoría se agrega tanto al regulador como al gestor del mercado, encargados de establecer la regulación vigente y operar el sistema, por lo que puede existir cierto sesgo a abogar por la regulación vigente.

Tema	Promedio Todos los grupos	Promedio Comercializadores	Promedio Transportistas	Promedio Productores	Promedio UNR	Promedio Otros ⁴¹
Señales de precios para los usuarios	4,00	4,00	7,00	3,00	2,00	9,00*
Concentración y competencia del mercado de transportistas	3,69	3,57	6,33*	6,50	1,00	6,00*
Precios	3,67	5,00	3,67	3,00	3,00	8,00*
Concentración y competencia del mercado de comercializadores	3,56	4,86*	4,67	3,00	3,00	6,00*
Contratos	3,44	4,43	4,33	3,00	2,00	7,50*
Mercado Secundario	3,20	4,29	5,00	2,50	1,00	7,00*
Congestión	3,14	3,71	5,33	2,50	1,00	7,50*

Tema	Promedio Todos los grupos	Promedio Comercializadores	Promedio Transportistas	Promedio Productores	Promedio UNR	Promedio Otros ⁴¹
Tarifas del Mercado Primario de capacidad	3,00	4,00	6,67	3,00	2,00	8,00*
Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores	2,81	3,43	4,00	5,50	1,00	9,50*

Nota: Calificaciones con una escala del 1 al 10, donde 1 significa que la temática funcional muy mal, 5 que la temática funciona, pero podría mejorar, y 10 que la temática funciona muy bien. El promedio de todos los grupos es un promedio ponderado, donde cada grupo pesa los mismo dentro del promedio total.

50. Como muestra la Tabla 3, se plantearon y discutieron catorce temas. Las puntuaciones promedio reflejadas en el cuestionario y expresadas durante las reuniones se encuentran en la parte media y baja del rango ofrecido para realizar la calificación, entre 1 y 10.⁴² Para ninguno de los temas se alcanza el 5, indicando la necesidad de reformas para mejorar el funcionamiento del mercado. Sólo en 5 de los 14 temas tratados se alcanza una puntuación superior a 4.
51. Los temas con la puntuación más baja se relacionan con: (i) la concentración en el mercado de productores y distribuidores; (ii) las tarifas del Mercado Primario de capacidad, (iii) la congestión, incluido el funcionamiento del Mercado Secundario, y (iv) los contratos. Desarrollamos los principales comentarios en relación a cada uno de estos temas, así como de algunos otros que recibieron puntajes más favorables y consideramos relevante señalar, a continuación.
52. Primero, en relación a la falta de competencia y las barreras de entrada en el acceso a la molécula y el mercado de distribuidores, los comentarios indican:
- a. No hay suficiente competencia entre fuentes de suministro;
 - b. La separación entre el mercado del Interior y la Costa no permite la competencia;
 - c. Los modelos tarifarios basados en la distancia segmentan el mercado y dificultan la competencia;
 - d. El esquema de parejas de cargos, que incentiva la expansión a partir de pago de costos fijos, limita la contratación en diferentes tramos del sistema;
 - e. Falta información sobre el mercado minorista atendido por los comercializadores y hay información asimétrica entre los agentes;
 - f. Los contratos de suministro y transporte a largo plazo pueden dificultar la entrada de nuevos comercializadores si no se fortalecen los mecanismos que eviten la sobrecontratación de capacidad de transporte;
 - g. Aumentar la flexibilidad para que los comercializadores respalden contratos de suministro con gas importado.
53. Segundo, con respecto a las tarifas del Mercado Primario de capacidad, los comentarios principales fueron:⁴³

⁴² Las calificaciones hasta 4 se determinan como calificaciones dentro del rango bajo de la escala, mientras aquellas calificaciones por encima de 4 se consideran como dentro del rango medio de la escala.

⁴³ Recibimos además comentarios sobre la metodología tarifaria y las formas de mejorarla. Algunos de estos comentarios fueron de naturaleza técnica que involucraban el cálculo del WACC y/o las vidas de útil para depreciación que, si bien son importantes, están fuera del alcance de nuestro trabajo.

- a. El gas de la Costa no puede acceder ni física ni comercialmente al Interior debido al esquema de tarifas por distancia; el modelo de transportador por contrato con señal de distancia no es adecuado para la situación de escasez de gas que afronta el país;
 - b. El esquema de tarifas debería reconocer el perfil de consumo por tipo de agente, por ejemplo, de las plantas termoeléctricas; y nivelar las obligaciones, conductas, y buenas prácticas operativas y comerciales de las puntas;
 - c. La contratación actual no considera los diferentes perfiles de consumo y, por ende, se tiende a un establecimiento de precios únicos por parte de los productores.
54. Tercero, en relación a la congestión, varios comentarios alegaron problemas estructurales de construcción de infraestructuras y regulatorios en el Mercado Primario y Secundario:
- a. La falta de interconexión de los sistemas de la Costa y el Interior.
 - b. La incertidumbre en la oferta impacta la ampliación de la red al dificultar la firma de contratos de largo plazo de transporte que viabilicen las ampliaciones y al existir la posibilidad que las fuentes de producción se agoten previo a la recuperación de la inversión del ducto; y en general, la falta de información con una visión de largo plazo por parte de los productores y comercializadores al resto de la cadena de valor;⁴⁴
 - c. Los contratos interrumpibles no deberían sumarse a los firmes para asignar la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (“CMMP”);⁴⁵ esto limita la capacidad de contratación firme;
 - d. La congestión contractual no concuerda con la utilización física;
 - e. En cuanto al Mercado Secundario, los encuestados señalan que:
 - i. La señal de precio en el Mercado Secundario es insuficiente para aflorar la capacidad disponible; algunos agentes sugieren eliminar la regulación de precios máximos para dinamizar el mercado y fomentar la liberación de capacidad;
 - ii. El proceso “Úselo o Véndalo” no tiene incentivo económico para revender la capacidad contratada, pues el Precio de Reserva reconoce solo la parte variable de la pareja de cargos, y no permite recuperar la totalidad de los costos de reserva de capacidad en el Mercado Primario;⁴⁶

⁴⁴ Mencionan también que hay descoordinación entre productores y transportadores en las ampliaciones de gasoductos en campos en declinación.

⁴⁵ CMMP: Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada el periodo de vida útil normativa de la infraestructura (ver definición en el Capítulo I, Artículo 2 de la resolución CREG 126 de 2010).

⁴⁶ La Resolución 185 de 2020 de la CREG establece: “El administrador de la subasta calculará el precio de reserva, para cada uno de los productos a subastar, como 1,1 veces el valor de los cargos variables que remuneran el costo de inversión de la pareja de cargos 80%Fijo - 20%Variable (...)”. Ver CREG 185/2020,

- iii. Es necesario ajustar la vigencia de los contratos resultantes de la Subasta Úselo o Véndalo de Largo Plazo al suministro y las necesidades de la demanda;
 - iv. La información pública diaria sobre la capacidad de transporte no refleja la disponibilidad real y limita las negociaciones;⁴⁷
 - v. La utilización de la infraestructura es baja y desordenada en muchos tramos por falta de coordinación y optimización operativa;
 - vi. La Resolución CREG 185 de 2020 restringió la participación de los productores-comercializadores en el Mercado Secundario de capacidad de transporte sin una razón clara lo cual genera condiciones asimétricas con los restantes comercializadores de gas.⁴⁸
55. Cuarto, en relación a la falta de flexibilidad en los contratos, las recomendaciones en el Mercado Primario se refieren a: (i) la limitación de la firma de contratos libres con duración más allá de 2025, al obligar la incorporación de las modificaciones regulatorias posteriores a esa fecha; y (ii) al deseo de mayor flexibilidad contractual.⁴⁹
- a. Flexibilidad en tiempos y vigencia;
 - b. Tener en cuenta situaciones de firmezas variables en los fines de semana;
 - c. Contratos de transporte de contingencia para enfrentar posibles condiciones de escasez;
 - d. Contratos flexibles con firmezas más reducidas; los transportadores establecidos solamente ofrecen contratos con una firmeza cercana al 100%;
 - e. Mayor flexibilidad ante “eventos”; el transportador no tiene incentivos para aceptar eventos de fuerza mayor y eventos eximentes solicitados por los remitentes, ya que el transportador dejaría de percibir ingreso por ello; esta situación se resolvería con el reconocimiento al transportador de un ingreso fijo ante estos eventos;
56. Quinto, en relación a las barreras en el mercado y la competencia entre transportistas, los agentes reconocen que el mercado es un monopolio natural y valoran positivamente: (i) la previsión de construir interconexiones en el Plan de Abastecimiento 2019-2028; (ii) la posibilidad de construir infraestructuras bajo el mecanismo de *open season* y la libertad para

Anexo 5, Hoja 96/106. Es importante señalar que lo presentado en esta sección constituyen opiniones de los encuestados, por lo que puede existir cierto sesgo en lo comentado.

⁴⁷ La regulación obliga a declarar a nivel diario la capacidad contratada que no se utilizará el día siguiente para la subasta de corto plazo.

⁴⁸ Entendemos que esta restricción busca evitar que el productor tenga poder de mercado cuando hay varios productores en la zona y uno de ellos acapara capacidad.

⁴⁹ También se sugirió liquidar el transporte de manera mensual, como con el suministro de gas; y se indicó que falta de competencia por no existir disponibilidad de contratos en algunos tramos del sistema y porque la estructura de parejas de cargos no incentiva la contratación por parte de agentes térmicos en el sistema, especialmente en el interior del país.

construir gasoductos de conexión y (iii) el papel de la regulación para proteger a los compradores en un mercado monopólico. A pesar de ello consideran que los principales problemas actuales se derivan de que: (i) no existe competencia real entre los transportistas, (ii) hay integración vertical, con participación e inversiones del transportador que dificulta la competencia en el resto de la cadena de valor.

57. Por último, aunque en el Mercado Primario se recibieron puntajes altos en general y algunos comentarios enfatizaron el papel positivo de la recientemente aprobada Resolución CREG 185 de 2020, los agentes enfatizaron los siguientes puntos:

- a. La imposibilidad de contratar de forma simultánea la producción y el transporte de gas desincentiva la participación directa de los consumidores. Podría ser conveniente tener un periodo para realizar procesos de contratación de 1 o más años que coincida con las negociaciones de suministro y dejar los procesos trimestrales para manejos puntuales dentro del año.
- b. La información disponible indica que hay contratos de largo plazo suscritos hace más de diez años para reservar capacidad de transporte; dichos contratos apalancaron las expansiones del sistema, sin embargo, actualmente limitan la liquidez del mercado y el funcionamiento del esquema trimestral.
- c. Falta de flexibilidad regulatoria para periodos puntuales, resaltando la importancia de disponer de contratos de una duración menor a un trimestre, y disponer de periodos contractuales de transporte que se ajusten a los periodos de contratación del suministro.
- d. Sería útil habilitar al productor-comercializador para comprar capacidad en el Mercado Primario de transporte sin restricciones, pues hoy en día existe una barrera regulatoria.⁵⁰

58. En resumen, los principales comentarios alegan problemas de congestión y de competencia, que reducen la eficiencia del sistema. En concreto, resaltamos: (i) la falta de algunas infraestructuras necesarias para que el sistema sea más confiable y exista más competencia en toda la cadena de valor, (ii) la integración vertical de los principales transportadores, y (iii) aspectos de la regulación relacionados con la determinación de las tarifas y la contratación.

⁵⁰ El Artículo 8 de la resolución CREG 185 de 2020 establece que los productores comercializadores no podrán adquirir directamente capacidad de transporte en el Mercado Primario salvo en dos casos: 1) cuando dicha capacidad sea empleada para suministrar usos propios de energía, o 2) cuando los productores vayan a emplear dicha capacidad para conectar nuevas fuentes de producción al SNT.

VI. Diagnóstico del Mercado

59. Para determinar las fortalezas, debilidades y oportunidades, tenemos en cuenta el modelo regulatorio actual y la información básica del mercado, y utilizamos esa información para evaluar los comentarios de los agentes del mercado. Hay dos puntos importantes que vale la pena enfatizar:
- a. Primero, la actual estructura y organización del mercado de transporte de gas natural deriva de la resolución CREG 185 de 8 de noviembre de 2020,⁵¹ y aún es pronto para evaluar sus efectos.
 - b. Segundo, en este informe no ofrecemos nuestra opinión sobre si el modelo de acceso a la capacidad de transporte o el modelo tarifario más adecuados en 2026, sino un diagnóstico del sistema actual. Por ello, resumiremos y evaluaremos los comentarios de los agentes sobre este tema en el informe del Producto 2, donde realizaremos una recomendación tras analizar la evidencia internacional.

A. Fortalezas

ENTORNO REGULATORIO

60. Desde la liberalización del mercado en 1994, Colombia ha adquirido amplia experiencia en la regulación del sistema gasista. El trabajo y experiencia de los últimos veinticinco años han dado a Colombia una base sólida para continuar estableciendo una regulación eficiente en el sector. Gracias a este conocimiento institucional, Colombia cuenta con herramientas que han permitido un funcionamiento satisfactorio de los mercados de gas natural hasta el presente y que permiten evaluar, considerar e implementar las reformas necesarias para garantizar el funcionamiento eficiente del mercado en beneficio de consumidores y proveedores.
61. La regulación del sistema gasista es transparente, dinámica y busca alcanzar los objetivos claves para el correcto funcionamiento del mercado. En concreto, permite el acceso abierto y no discriminatorio a los gasoductos mediante mercados primario y secundario de transporte, mecanismos de remuneración para los servicios de transporte fundamentados en principios regulatorios sólidos y soluciones de corto y largo plazo para hacer frente a la congestión, incluyendo la ampliación de la red mediante el Plan de Abastecimiento 2019-2028, y también alternativas basadas en la iniciativa privada para facilitar las conexiones y expansiones.

⁵¹ Ver CREG, Resolución 185 de 2020, Diario Oficial No. 51.492 de 8 de noviembre de 2020. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0185_2020.htm

SISTEMA BASADO EN LAS NECESIDADES DE MERCADO

62. El sistema gasista colombiano se ha desarrollado y ha evolucionado sobre la base de un sistema descentralizado donde las decisiones clave son generalmente impulsadas por el mercado y las necesidades de los usuarios y los proveedores. El mercado desempeña un papel fundamental en la determinación de la inversión y el diseño de la red, la ampliación y extensión de ductos conectando a usuarios y comunidades. Hasta ahora, el sistema de decisiones basadas en las necesidades del mercado, ha dado lugar a un desarrollo que ha permitido cubrir las necesidades del mercado en beneficio de los usuarios.

INSTRUMENTOS REGULATORIOS DISEÑADOS PARA PROMOVER LA INVERSIÓN Y RESOLVER LA CONGESTIÓN CONTRACTUAL

63. Colombia ha puesto en marcha instrumentos regulatorios para superar sus fallas de mercado y prevé el desarrollo del Plan de Abastecimiento 2019-2028, cuyo objetivo es proporcionar mayor confiabilidad y competitividad al sistema gasista. Entre las actuaciones contempladas se encuentran interconexiones y una mayor diversificación de las fuentes de suministro, dos aspectos necesarios desde una perspectiva estratégica nacional. A pesar de que consideramos la existencia del Plan de Abastecimiento 2019-2028 como una fortaleza del sistema, como discutiremos a continuación, resaltamos más adelante algunos problemas percibidos por los agentes en cuanto a la implementación de los proyectos previstos en dicho Plan.
64. El marco regulatorio también contempla mecanismos para promover inversiones concretas dentro de un sistema descentralizado, como los mecanismos de *open season* y para la construcción de gasoductos de conexión y dedicados para atención a Usuarios No Regulados. La existencia de estas herramientas proporciona un buen respaldo y apoyo al crecimiento de la red a través del sistema vigente de transporte por contrato.
65. Por último, el marco regulatorio ha puesto en marcha recientemente iniciativas que permitirán resolver la congestión contractual con un horizonte a 2025, liberando capacidad ociosa del SNT que permitirá mejorar la confiabilidad y competitividad del sistema gasista.

B. Debilidades

FALTA DE INTERCONEXIÓN ENTRE LOS GASODUCTOS

66. Una limitación crítica para mejorar la confiabilidad y competitividad del sistema es la falta de interconexión entre los grandes gasoductos que abastecen el Interior y la Costa. Las fuentes domésticas de producción en la costa y en el Interior están en declive y, sin más inversiones

en exploración de fuentes convencionales y no convencionales, podrían agotarse dentro de una década. Esto hace que la interconexión del Interior con Costa sea cada vez más importante, ya que las regiones costeras tienen una oferta mayor a la demanda incluyendo la capacidad de importación a través de GNL.

67. La falta de interconexión limita la competencia a lo largo de toda la cadena de valor, desde la construcción y asignación de capacidad en los gasoductos, pasando por la competencia entre productores e importadores hasta el mercado de comercialización minorista. La industria del gas natural en Colombia, el modelo regulatorio actual, y cualquier otro modelo de transporte que pueda adoptarse eventualmente, resultará más eficiente si el sistema está mejor interconectado. La falla del modelo regulatorio actual para lograr una mejor interconexión a nivel nacional es una debilidad fundamental por lo que dar prioridad a las interconexiones es clave.

DISMINUCIÓN DE LAS FUENTES HISTÓRICAS DE SUMINISTRO E IDENTIFICACIÓN DE NUEVAS FUENTES

68. Las fuentes de suministro están disminuyendo en la Costa y en el Interior, y sin inversión en nuevas fuentes convencionales y no convencionales, continuarán haciéndolo a lo largo de la próxima década. Este es un problema estructural fuera del control de las autoridades reguladoras pero que afecta la inversión y ampliación de la red de transporte, ya que la incertidumbre en la disponibilidad de fuentes de gas en el mediano plazo dificulta el despliegue de infraestructura de transporte con largos periodos de recuperación de la inversión. A la vez, el descubrimiento de nuevos yacimientos en lugares que puedan aprovecharse de la infraestructura ya desplegada, puede alargar la vida útil económica de gasoductos existentes con menores costos.
69. Será importante contar con un mercado eficiente de comercialización de capacidad de transporte, ya que el acceso y desarrollo de nuevas fuentes de producción convencionales y no convencionales, a su vez, requiere de suficiente capacidad de transporte a precios razonables.

CONSOLIDACIÓN DEL PROCESO PARA IMPLEMENTAR EL PLAN DE ABASTECIMIENTO 2019-2028

70. El Plan de Abastecimiento 2019-2028 es una importante herramienta regulatoria que complementa los acuerdos privados para el desarrollo del SNT y permite desarrollar inversiones estratégicas para el país que no están siendo atendidas por la iniciativa privada. Sin embargo, algunos agentes han identificado debilidades en la elaboración del plan, incluyendo problemas con los análisis costo-beneficio y procesos administrativos lentos por parte de las agencias gubernamentales encargadas de su desarrollo.

71. Nosotros no hemos identificado problemas respecto al diseño y elaboración del Plan. Sin embargo, consideramos importante resaltar la importancia de contar con instrumentos de planificación centralizada que resulten en desarrollos de la infraestructura requerida para el desarrollo del mercado.
72. Algo no ha funcionado con la suficiente agilidad como indica la falta de interconexión. Esta es ciertamente un área de mejora por dos razones. En primer lugar, como se mencionó anteriormente, un problema clave del actual SNT es la falta de interconexión entre los gasoductos que limita la competencia en la cadena de valor perjudicando a los consumidores. En segundo lugar, para transitar con éxito hacia un cambio de modelo alejado del sistema descentralizado vigente hasta la actualidad, se requiere una gestión y planificación más centralizada de la red tal como lo propone el Plan de Abastecimiento; mejorar y desarrollar la capacidad técnica necesaria para realizar la transición de la forma más eficiente es fundamental para conseguir el apoyo de los agentes involucrados y garantizar el éxito en el proceso de transición.
73. Discutimos algunos temas relevantes relacionados con el Plan de Abastecimiento 2019-2028 en los siguientes apartados.

CONGESTION CONTRACTUAL Y MERCADO SECUNDARIO

74. Además de los temas estructurales que afectan a la congestión en el mediano y largo plazo y han sido tratados en los dos apartados previos, algunos elementos de la regulación tanto en el Mercado Primario como en el Mercado Secundario están dificultando la resolución de los problemas de congestión. Primero, entendemos que la capacidad incluida en los contratos interrumpibles cuenta como parte de la capacidad firme máxima que se pueden contratar, o CMMP. Esto hace que algunos usuarios utilicen el servicio interrumpible como una forma de capacidad firme distorsionando el mercado. En realidad, la capacidad firme máxima que el transportador puede ofrecer no depende de la demanda interrumpible. Una propuesta que puede contribuir a promover una utilización más eficiente del ducto consiste en establecer regulación que permita la liberación de capacidad interrumpible en condiciones de desabastecimiento en favor de la demanda esencial o ante ofertas de contratación en firme. Así, si hubiera suficiente demanda, se podría vender toda la capacidad como capacidad firme y “sobrevender” capacidad interrumpible con el entendimiento de que los compradores interrumpibles solo tendrían acceso a la capacidad si ésta resultara disponible en el momento de utilizarla.
75. Segundo, el Mercado Secundario tiene un diseño regulatorio adecuado, pero no permite resolver en el corto plazo los problemas de congestión contractual. Como se señaló

anteriormente, los comercializadores⁵² que buscan contratar capacidad por periodos mayores a un año en el Mercado Secundario sólo cuentan con la opción de las negociaciones bilaterales, donde hay escasos incentivos de parte de los ofertantes para poner a disposición de terceros su capacidad reservada en el Mercado Primario. Es posible explorar la alternativa de extender la duración de los contratos de las subastas úselo o véndalo de largo plazo a periodos más extensos al menos de forma provisional hasta 2025 cuando todos los contratos históricos hayan expirado.

76. Un funcionamiento eficiente de los Mercados Primario y Secundario es esencial para contar con un mercado de transporte de gas natural competitivo. Recomendamos potencialmente, insuficiente monitoreo del mercado para impedir o penalizar prácticas colusivas y, en general, anticompetitivas, en particular dada la fuerte concentración en los segmentos de producción y distribución/comercialización, y de la persistencia de una importante integración vertical.

MERCADO PRIMARIO Y CONTRATOS DE SUMINISTRO Y DE CAPACIDAD

77. Cambios regulatorios recientes en el Mercado Primario han reducido la diversidad de contratos de transporte disponibles a los participantes en el mercado con el objetivo de estandarizar la duración de dichos contratos. No obstante, podría ser útil armonizar la duración de dichos contratos con los de suministro y facilitar la coordinación de ambos segmentos de la cadena de valor. Las limitaciones actuales pueden impedir que se firmen contratos útiles para satisfacer necesidades particulares difíciles de cumplir con los contratos estándar. Los agentes insistieron en la necesidad de una mayor flexibilidad en los contratos de transporte para que se coordinen mejor con los contratos de suministro, en particular en relación a la extensión y los períodos de contratación. Creemos que estas solicitudes deben ser consideradas y evaluadas.
78. Asimismo, existen un requisito regulatorio reciente, obligando a que cualquier contrato tenga que ajustarse a cambios en el modelo regulatorio a partir de 2025. Este requisito ha generado incertidumbre y aumentado la percepción de riesgo. Esto es completamente normal dado que los cambios esperados en los próximos años concluirían en una red distinta, pasando de radial a enmallada, que incluye nuevos puntos de entrada de gas importantes como el Pacífico. La transparencia y comunicación constante durante todo el proceso de ajustes regulatorio son importantes para que los distintos agentes puedan anticiparse y limitar el impacto de los cambios.

⁵² Generalmente entrantes, que buscan entrar al mercado competir con los comercializadores verticalmente integrados e incumbentes.

TARIFAS Y SERVICIOS DE TRANSPORTE

79. Las tarifas basadas en distancia reflejan los costos para el servicio de transporte de un punto de la red a otro, dando a los consumidores señales de localización. Al mismo tiempo, en algunas circunstancias en las que puede haber otros objetivos de política económica, tarifas basadas exclusivamente en distancia pueden entrar en conflicto con otros objetivos, lo cual puede sugerir el uso de tarifas que tengan en cuenta otros elementos sin afectar significativamente las señales de mercado eficientes. Por ejemplo, tarifas basadas exclusivamente en la distancia pueden crear problemas de suministro en zonas remotas y barreras de entrada para el desarrollo de algunos proyectos importantes para mejorar la confiabilidad en el mediano-largo plazo o para fomentar la competencia. Tal es el caso de las importaciones de GNL en la Costa del Caribe y puede serlo con la planta de regasificación del Pacífico.⁵³ Igualmente, pueden crearse barreras de entrada a proyectos “Off-shore” en la costa que podían estar disponibles a partir del 2027-2028.⁵⁴ Todo esto requiere un análisis cuidadoso de cualquier cambio en el sistema tarifario actual y el impacto en las señales del mercado.
80. Actualmente, la remuneración obliga a recuperar los costos de inversión en 20 años, a pesar de que la vida de las infraestructuras es más extensa. La razón es la incertidumbre sobre la duración de algunas fuentes de suministro y el interés en promoverlas. La mayor parte de los gasoductos del sistema troncal están destinados a cubrir zonas de demanda, como grandes ciudades o distritos industriales que se espera que permanezcan activos más de 20 años, y en el futuro algunas infraestructuras servirán para interconectar regiones y mallar el sistema.
81. No vemos razón para que una buena parte de los gasoductos recuperen el costo de la inversión en un periodo tan corto. La recuperación en tan solo 20 años encarece el coste de la capacidad incrementando artificialmente las tarifas. El mayor costo durante los primeros 20 años tampoco tiene un efecto positivo en el medio plazo porque el pago de la inversión se reemplaza con otro componente basado en el coste de reemplazo. Por ello, sugerimos considerar un periodo generalizado más extenso de amortización regulatoria que pueda reducirse a 20 años de forma excepcional para gasoductos que no se construirían a menos que hubiera que conectar fuentes de suministro específicas. Una solución puede ser distinguir la vida útil de tramos ramales y troncales.⁵⁵

⁵³ UPME, Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, Julio 2020, pp. 26 y 50.

⁵⁴ UPME, Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, Julio 2020, p. 50.

⁵⁵ En el Producto 2 mencionamos la experiencia de algunos países en cuanto a la vida útil regulatoria de su infraestructura de transporte de gas.

82. Por último, el régimen contractual es poco flexible debido a que cada contrato se limita a otorgar el derecho de transportar gas desde un punto determinado a otro, trayecto que se tiene que precisar de antemano en un contrato de transporte. En caso de que el usuario/comprador quisiera cambiar de punto, sea el origen o el destino del gas, se debe modificar el contrato existente o firmar otro contrato, e incurrir el riesgo de perder el dinero que se ha comprometido en el primer contrato. Un sistema con poca flexibilidad contractual puede tener sentido cuando existe poca interconexión y poca competencia. Sin embargo, cuando se crea una red integrada, se abre la posibilidad de introducir un sistema más flexible, en el que la capacidad contractual o a) permite cambios de puntos dentro de los límites que puede tolerar la red, o b) se separan los contratos para los puntos de entrada y los de la salida, lo que permite que un consumidor cambie el origen de su suministro de un punto a otro sin incurrir en pérdidas, visto que su punto de consumo no cambiará. En la siguiente fase de nuestro análisis, concretamente el Producto 2, exploraremos si la expansión prevista en la red podrá permitir un cambio en la flexibilidad ofrecida a los usuarios.

COMPETENCIA

83. Algunas realidades estructurales limitan la capacidad del regulador para mejorar la competencia en el sistema gasista; no obstante, existen otros factores sobre los cuales el regulador puede incidir. Los problemas de competencia en el segmento de transporte se extienden a la comercialización de gas por la integración vertical de los transportadores. En las circunstancias actuales, solo la mayor competencia entre transportadores puede fomentar la competencia en la comercialización.⁵⁶
84. Tampoco existe competencia en el mercado de la molécula. En algunas áreas en la Costa hay un duopolio y en el Interior un monopolio, lo cual puede afectar los precios, los volúmenes y los contratos ofrecidos en el mercado.
85. Entre las medidas para fomentar la competencia destacamos:
- a. Mayor y mejor interconexión entre los gasoductos. Los gasoductos tienen características de monopolio natural, pero puede existir competencia a medida que las redes crecen, se vuelven más malladas y están suficientemente interconectadas.⁵⁷ Es poco probable que

⁵⁶ Como se analizará en el Producto 2, en un sistema más interconectado y con el desarrollo de infraestructura prevista para 2026, así como en un esquema Entry-Exit, el poder de mercado de los transportistas y su integración vertical con los comercializadores tendrá menos impacto en el mercado de la comercialización.

⁵⁷ A pesar de que el enmallamiento conlleva costos de inversión en la red, el desarrollo de esta infraestructura es clave para permitir que los consumidores dispongan de la infraestructura necesaria para multiplicar las fuentes de su suministro y permitir una competencia más efectiva en el mercado de la molécula.

la iniciativa descentralizada privada facilite un desarrollo suficiente del sistema que promueva la competencia entre redes. Por ello, la importancia del Plan de Abastecimiento 2019-2028 que puede y debe permitir una mejora significativa en esta área con el crecimiento de la red y la construcción de interconexiones;

- b. Una reforma del sistema tarifario para que se otorgue menos peso a la distancia, aunque continúe reflejando los costos de la infraestructura y el servicio;⁵⁸ y
- c. Mayor flexibilidad en los contratos aumentando las opciones para inyectar y retirar gas del SNT.

C. Oportunidades

Las Fortalezas y Debilidades descritas en las secciones anteriores dan pie a varias oportunidades para mejorar el sistema gasista en los próximos años. Muchas de estas oportunidades han sido identificadas y descritas en detalle en las secciones anteriores por lo que pasamos a resumirlas:

- d. Aprovechar el Plan de Abastecimiento 2019-2028 para
 - i. Mallar el sistema, mejorar las interconexiones y fomentar la competencia.
 - ii. Diversificar las fuentes de suministro y permitir alternativas a un suministro doméstico sujeto a incertidumbre sobre su localización y proximidad de los principales consumidores.
- e. Consolidar el funcionamiento de los Mercados Primario y Secundario conforme desaparezcan las restricciones derivadas de los contratos históricos.
- f. Modificar el modelo de acceso a la capacidad y el modelo tarifario para fomentar la competencia evitando la potencial desconexión de algunos agentes.
- g. Evaluar y revisar, si procede, las subastas para asignar capacidad en el Mercado Secundario, para intentar desbloquear más rápidamente capacidad cautiva infrautilizada, reduciendo la congestión y fomentando la competencia.
- h. Ajustar la vida útil regulatoria de activos en línea con el tiempo de uso estimado, considerando de forma generalizada una vida útil más extensa y permitiendo excepciones para activos con una menor vida útil esperada.

Las prospectivas tarifarias contempladas dentro del Plan de Abastecimiento muestran que el costo del gas es un componente en la tarifa final de suministro de gas, representando en promedio casi tres veces el costo del transporte en dicha tarifa. Gráfica 4-7, Plan de Abastecimiento 2019 – 2028.

⁵⁸ Más detalles sobre este punto en el Producto 2 y 3.

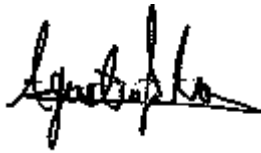
- i. Comunicar de forma continua y transparente los avances sobre las potenciales modificaciones regulatorias en el próximo período regulatorio.

VII. Firma de autores



Pedro Marín

12 noviembre 2021



Agustín Ross

12 noviembre 2021



Carlos Lapuerta

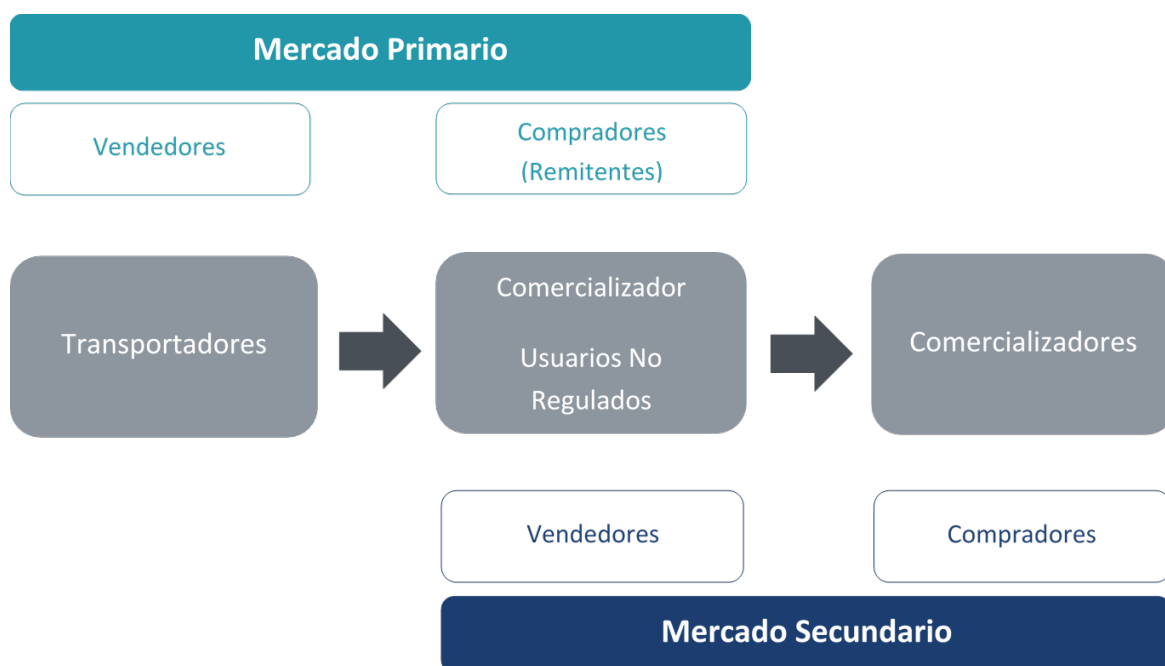
12 noviembre 2021

VIII. Anexos

A. Mercado de transporte

86. El mercado de transporte de gas cuenta con un Mercado Primario y un secundario para efectuar transacciones de molécula y capacidad de transporte. La ilustración 2 resume los compradores y vendedores en los mercados primario y secundario de transporte de gas.

ILUSTRACIÓN 10: ESTRUCTURA DEL MERCADO DE TRANSPORTE DE GAS



Fuente: Elaboración propia con información de reporte "Mercados de gas natural. Visión 2021 – 2025", Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia.

Notas: Los "Usuarios No Regulados" vienen definidos en la normativa como aquellos cuyo consumo es igual o superior a 100 kpcd, frente a "Usuarios Regulados" que son aquellos cuyo consumo es inferior a 100 kpcd.

Nos llama la atención que, con fundamento en el Artículo 25 de la resolución CREG 185 de 2020, los comercializadores son los únicos compradores de capacidad en el Mercado Secundario, excluyendo a los Usuarios No Regulados.

87. En el Mercado Primario, los transportadores ofrecen a los compradores o "remitentes" su Capacidad Disponible Primaria ("CDP"), definida como la capacidad que, de acuerdo con los contratos suscritos hasta ese momento, no está comprometida como capacidad firme. Los remitentes, que son los participantes en el mercado interesados en contratar capacidad de transporte, en concreto, comercializadores y Usuarios No Regulados, tienen acceso a información de la capacidad disponible mediante boletines electrónicos publicados regularmente por el gestor del mercado y pueden entrar en negociaciones bilaterales con los

transportadores para reservar capacidad empleando cualquiera de las modalidades contractuales previstas en la normativa.⁵⁹

88. En el Mercado Secundario de transporte, los comercializadores y los Usuarios No Regulados pueden entrar libremente en negociaciones para vender o ceder a otros comercializadores la capacidad firme que reservaron en el Mercado Primario. Este mercado es una herramienta para gestionar aparente congestión contractual en el Mercado Primario, ya que permite a algunos usuarios acceder a capacidad que otros participantes del mercado habían adquirido, pero terminan no utilizando.

B. Mecanismos para construir nueva capacidad y para resolver la congestión

89. La regulación contempla dos alternativas para construir gasoductos. Primero, mediante decisiones privadas descentralizadas. Segundo mediante decisiones públicas expresadas en el Plan de Abastecimiento 2019-2028, que identifica proyectos de interés o importancia nacional que el mercado no ha decidido emprender hasta el momento. Ambas alternativas están basadas en necesidades del mercado y en señales de demanda y oferta y, en muchas ocasiones, buscan resolver potenciales problemas de congestión en el mediano y largo plazo, aunque pueden resultar en propuestas distintas. Mientras el primer mecanismo responde exclusivamente a los incentivos de los grandes agentes privados, como productores y grandes consumidores, el segundo mecanismo adopta una visión global que tiene en cuenta el beneficio para los usuarios más pequeños y para el conjunto de la sociedad. Por ejemplo, las inversiones previstas en el Plan de Abastecimiento 2019-2028 pueden buscar mejorar la confiabilidad del sistema o promover la competencia con el objetivo de aumentar el bienestar social.
90. La regulación también contempla mecanismos para resolver problemas de congestión contractual que no requieren la construcción de nueva infraestructura.
91. Cuando la demanda en el Mercado Primario está por encima de la CDP se produce una señal que indica problemas de congestión. El Mercado Primario contempla dos mecanismos alternativos para resolver la congestión dependiendo del horizonte temporal que mostramos en la ilustración 3. Un mecanismo de corto plazo permite resolver la congestión contractual, en naranja, y un mecanismo de largo plazo permite ampliar la capacidad del sistema, en verde:

⁵⁹ Ver Resolución CREG 085 de 2017, Capítulo I *Modalidades de contratos y participantes en el Mercado Primario de capacidad de transporte*.

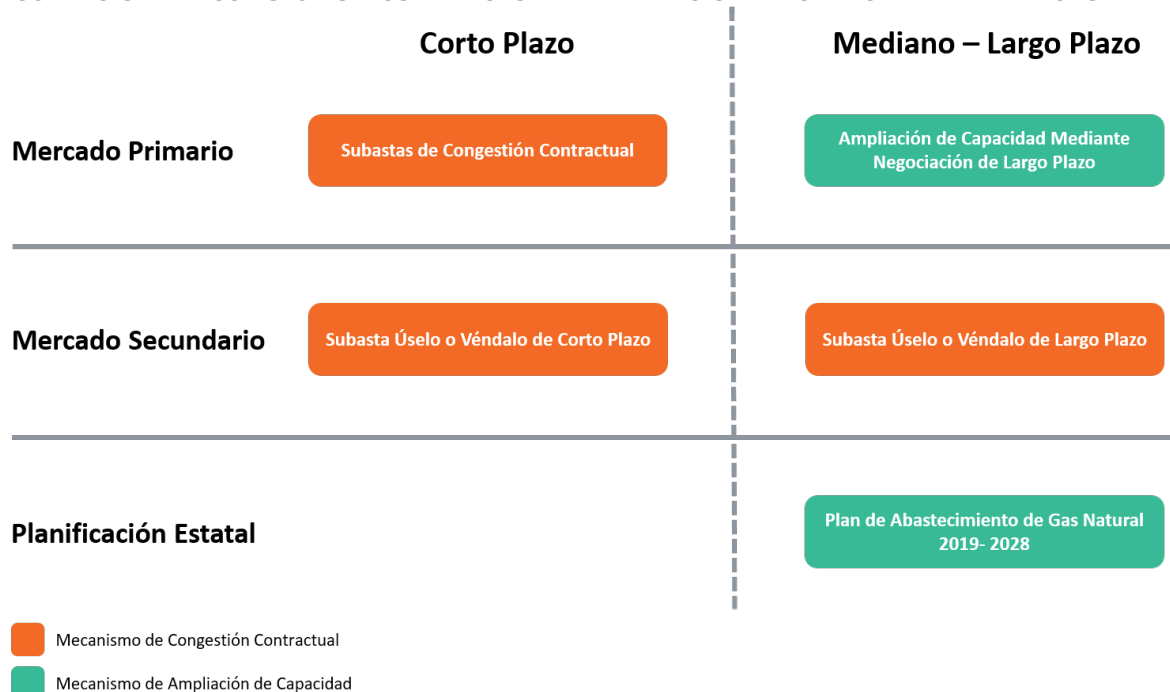
- a. Cuando se reciben dos o más solicitudes de capacidad de transporte que generan congestión contractual en el siguiente trimestre estándar, la capacidad de transporte se asigna mediante Subastas por Congestión Contractual,⁶⁰ que resultan en la firma de contratos firmes con una duración de un trimestre estándar.
 - b. Cuando la congestión se extiende a uno o varios trimestres estándar del horizonte temporal de la negociación, más allá del siguiente trimestre estándar, el transportador inicia un procedimiento de Negociación de Largo Plazo para el desarrollo de infraestructura. El transportador hace una invitación pública para que potenciales remitentes manifiesten su interés indicando la capacidad requerida, el horizonte temporal y el tramo de gasoducto. El gestor del mercado publica las capacidades solicitadas, para que remitentes y transportadores inicien negociaciones y, llegado el caso, desplieguen la infraestructura necesaria.
92. El Mercado Secundario de transporte también contempla dos mecanismos en este caso para resolver la congestión contractual, que se presentan en la ilustración 3, ambos en naranja:
- a. La Subasta Úsalo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP) obliga a poner a disposición de los compradores del Mercado Secundario la capacidad de transporte contratada que no haya sido nominada por el remitente, así como la capacidad no autorizada por el transportador para el siguiente día gas. La capacidad se asigna con una duración de un día.⁶¹
 - b. La Subasta Úselo o Véndalo de Largo Plazo (SUVLP) obliga a los remitentes que hayan contratado capacidad de transporte y no dispongan de cantidades de gas suficiente para hacer uso de esa capacidad en el año a ponerla a disposición de otros comercializadores. En este caso, la capacidad se asigna con una duración de un año.⁶²

⁶⁰ Ver detalles en la Resolución 185 de 2020. Se trata de subastas a sobre cerrado con un precio mínimo o precio de reserva para cada oferta de capacidad, lo que permite construir una curva de oferta; no establecen un precio máximo.

⁶¹ La asignación de dicha capacidad se efectuará mediante subastas a sobre cerrado y las capacidades se asignarán mediante contratos firmes. Como con las subastas en el Mercado Primario, las subastas establecen un precio mínimo o precio de reserva para cada oferta de capacidad y no establecen un precio máximo.

⁶² El resto de reglas de las SUVLP son similares a las de las SUVCP, sobre cerrado, precio mínimo, etc.

ILUSTRACIÓN 11: CONGESTIÓN CONTRACTUAL Y AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE



Fuente: Elaboración propia con información de la CREG.

Notas: “Corto plazo” se refiere a la congestión de menos de un año en el sistema, “mediano-largo plazo” se refiere a la congestión igual o mayor a un año en el sistema. Sólo se contemplan mecanismos de ampliación de la red. Los mecanismos de extensión de la red y desarrollo de gasoductos de conexión de nuevas fuentes no se contemplan en el diagrama.

93. Además de los mecanismos de mercado descritos, la Ilustración 11 se refiere al Plan de Abastecimiento 2019-2028,⁶³ que incluye otras modalidades para desarrollar ampliaciones del SNT. Estos mecanismos constituyen alternativas para el desarrollo de nueva capacidad de transporte que eviten congestiones en el mediano y largo plazo. En concreto, desde 2020, el Plan de Abastecimiento 2019-2028 contempla ampliaciones y asignaciones de Infraestructuras Prioritarias (IPAT) a pagar por los remitentes de la infraestructura identificados en el propio plan.
94. Además de los mecanismos mostrados en la ILUSTRACIÓN 11, existen mecanismos para desarrollar nueva infraestructura:
- El mecanismo de “Open Season” permite a cualquier agente interesado construir extensiones, gasoductos dedicados o de conexión proponiendo los términos básicos, parámetros de diseño y ejecución.⁶⁴ Cualquier interesado puede constituirse como promotor, incluyendo agentes contratados por productores, transportadores, representantes de la demanda industrial o agentes constructores, siempre que acredite

⁶³ Unidad de Planeación Minero Energética, Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, Julio 2020. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

⁶⁴ Resolución CREG 155 de 2017.

el interés de la infraestructuras mediante compromisos de producción o consumo.⁶⁵ La regulación da libertad al promotor para determinar la forma de asignación, contratación y remuneración de la nueva infraestructura.⁶⁶

- b. Asimismo, ciertos agentes privados pueden financiar y desarrollar infraestructura de conexión. En concreto:⁶⁷
 - i. Los productores/comercializadores pueden desarrollar gasoductos de conexión desde una nueva fuente de producción hasta el SNT, un sistema de distribución no conectado o hasta el punto de demanda. Dicha infraestructura no forma parte del SNT.
 - ii. Los Usuarios No Regulados pueden desarrollar gasoductos de conexión para abastecer su demanda.

C. Remuneración de la capacidad de transporte

- 95. Dependiendo del mecanismo de negociación se pueden aplicar distintas contraprestaciones para el uso del servicio de transporte de gas por ducto. Estos mecanismos se resumen en la Tabla 4.

⁶⁵ En el caso de los productores, estos deberán contar con reservas o recursos contingentes que respalden el proyecto a desarrollar. En el caso de demandantes, los agentes deben acreditar representar el interés de usuarios con intención de adquirir compromisos mediante contratos de transporte por al menos 5 millones de pies cúbicos diarios.

⁶⁶ Resolución CREG 155 de 2017.

⁶⁷ Resolución CREG 143 de 2017. Para estas dos modalidades se debe garantizar el acceso a terceros siempre cuando esto sea técnicamente factible y exista capacidad disponible remanente tras cubrir la demanda de largo plazo del propietario del ducto. Cuando un gasoducto de conexión atienda a usuarios regulados cuya demanda sea igual o mayor al 10% de la capacidad máxima del ducto, un transportador debe comenzar a prestar el servicio. El productor – comercializador deberá, en el plazo máximo de un año, escindir la actividad de transporte y los activos asociados o vender dichos activos al transportador, y la remuneración de la infraestructura se recibe mediante tarifas reguladas.

TABLA 4: OTROS MECANISMOS DE CONTRAPRESTACIÓN Y TARIFAS POR EL USO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS

Modalidad de asignación de capacidad	Tipo de contraprestación o tarifa aplicable
Negociación Bilateral	Metodología en regulación, o acuerdo entre las partes
Subasta por Congestión Contractual	Precio de adjudicación de la subasta
Negociación de Largo Plazo.	Metodología en regulación, o acuerdo entre las partes
Plan de Abastecimiento de Gas, 2019-2028.	Metodología de ingreso requerido. Los remitentes pagan mensualmente un monto que permite la recuperación total de los costos de inversión y AOM; no existe riesgo alguno de contratación de demanda y capacidad a la recuperación de costos.

Fuente: Elaboración propia con información de la CREG.

96. En el caso de la Negociación Bilateral y la Negociación de Largo Plazo, las partes pueden acordar el uso de la metodología establecida en la regulación a través de tarifas máximas. Las tarifas en cada tramo reflejan los costos de inversión, suponiendo la recuperación de la inversión a 20 años, y los costos de AOM.⁶⁸
97. La inversión se recupera mediante una “pareja de cargos”:⁶⁹ (i) un cargo fijo, en función de la demanda de capacidad esperada, y (ii) un cargo variable, en función del volumen de gas a transitar esperado. La pareja de cargos se revisa cada cinco años con nuevas previsiones de demanda. El riesgo demanda durante el periodo regulatorio de 5 años recae en los transportadores. Las partes pueden negociar el peso que desean asignar al cargo fijo y al cargo variable para recuperar la inversión. Entendemos, a partir de la información aportada por los agentes del sector que, en la práctica, lo más habitual es recuperar entre el 80% y el 100% de la inversión con el cargo fijo. Los gastos de AOM se recuperan mediante un cargo fijo adicional.

⁶⁸ La remuneración de la inversión es en dólares americanos y los gastos AOM, en pesos.

⁶⁹ La pareja de cargos permite recuperar el valor eficiente de los costos de: 1) la inversión existente, 2) inversiones en aumentos de capacidad (inversiones en compresores y derivaciones de gasoductos o *loops*), y 3) inversiones para mantener la integridad y seguridad de la infraestructura de transporte. No se incluyen inversiones asociadas al Plan de Abastecimiento 2019-2028.

98. En relación a los ductos construidos bajo el Plan de Abastecimiento 2019-2028, los cargos se reparten entre los remitentes identificados en el plan, que son los beneficiarios de la infraestructura. De esta forma no hay riesgo de que la demanda sea insuficiente para recuperar la inversión.
99. En el Mercado Secundario, la regulación establece los mecanismos de contraprestación descritos en la Tabla 5 en función de la modalidad de asignación de capacidad.

TABLA 5: MECANISMOS DE CONTRAPRESTACIÓN Y TARIFAS POR EL USO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS EN EL MERCADO SECUNDARIO

Modalidad de asignación de capacidad	Tipo de contraprestación o tarifa aplicable
Negociación bilateral.	Precio máximo para capacidades firmes igual al negociado en el Mercado Primario. Precio máximo para capacidades en contratos con interrupciones será la pareja de cargos 0% fijo, 100% variable, aprobada por la CREG para el tramo correspondiente.
Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo y Subasta Úselo o Véndalo de Largo Plazo.	Precio de adjudicación resultado del cruce de la demanda agregada y la oferta agregada ⁷⁰ .

Fuente: Elaboración propia con información de la CREG.

100. El pago total que afronta un usuario de los gasoductos principales resulta de sumar las tarifas correspondientes a cada uno de los tramos contratados, por lo que es creciente con la distancia recorrida. A esto, se puede sumar, cuando procede, el pago por el uso de un gasoducto ramal.

D. Mercado de la Molécula

1. Regulación del mercado de suministro

a. Estructura y contratos de comercialización de gas natural

101. La regulación⁷¹ prevé dos mercados de suministro de gas: 1) el primero donde los comercializadores y usuarios no regulados contratan derechos de suministro de gas ofertados por los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado—

⁷⁰ Se ordenan las propuestas por precio y cantidad, por las cuales los remitentes están interesados en reservar capacidad y, por otro lado, la capacidad y precios de reserva de los vendedores. El precio de adjudicación es el precio de cruce resultante.

⁷¹ Con base en los Títulos III y IV de la resolución CREG 186 de 2020.

proveedores de la molécula; 2) el segundo donde los productores-comercializadores, comercializadores de gas natural importado y comercializadores pueden adquirir derechos de suministro de gas contratados en el primer mercado, ofertados por los comercializadores y usuarios no regulados.

102. En ambos mercados se emplean modalidades contractuales interrumpibles y en firme, los cuales se resumen a continuación:

TABLA 6: PRINCIPALES CONTRATOS EN EL MERCADO DE SUMINISTRO DE GAS

Tipo de contrato	Descripción
1. Contrato de suministro Firme al 95%, CF95.	Contrato que garantiza el suministro de una cantidad diaria máxima de gas, durante un período determinado, y el comprador se compromete a liquidar al menos 95% de la cantidad contratada mensualmente, independientemente de que sea consumida o no. ⁷²
2. Contrato de suministro C1.	Contrato que garantiza suministro de una cantidad máxima de gas natural, con un componente fijo equivalente a un porcentaje de la cantidad máxima y el derecho del comprador a ejercer el porcentaje restante únicamente para su consumo y no para reventa. ⁷³
3. Contrato de suministro C2.	Contrato que ofrece suministro de una cantidad máxima de gas, donde se garantiza una parte fija, porcentaje de la cantidad máxima, y el porcentaje restante se considera firme siempre y cuando haya disponibilidad por la no ejecución de las opciones de contratos de suministro C1. ⁷⁴
4. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.	Contrato que garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas, comprometida para exportación, durante un período determinado, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. ⁷⁵
5. Contrato de suministro de contingencia.	Contrato que garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas desde una fuente alterna de suministro cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide prestar el servicio. ⁷⁶
6. Contrato con interrupciones.	Contrato donde las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo de suministro durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por las partes en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando previo aviso.
7. Contrato de suministro con firmeza condicionada.	Contrato que garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas durante un período determinado, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta 5 días calendario definidos a discreción del vendedor.
8. Contrato de opción de compra de gas.	Contrato que garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas durante un período determinado, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta 5 días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. ⁷⁷
9. Contrato firme o que garantiza firmeza.	Contrato que garantiza suministro de una cantidad máxima de gas y/o de transporte, durante un período determinado. ⁷⁸

Fuente: Elaboración propia con información de la resolución CRE 186 de 2020

⁷² Excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

103. En la tabla anterior, las filas sombreadas en verde indican los contratos disponibles exclusivamente para el Mercado Primario, mientras aquellas sombreadas en azul denotan contratos disponibles tanto en el Mercado Primario como en el Secundario, y por último, las celdas sombreadas en gris muestran los contratos disponible exclusivamente en el Mercado Secundario.

b. Mecanismos de comercialización de gas natural

104. En el Mercado Primario, la comercialización de gas se lleva a cabo mediante las siguientes modalidades:
- a. **Negociación de contratos de largo plazo.** Negociación directa de derechos de suministro de gas, mediante contratos CF95, firmeza condicionada y opción de compra, cuya duración sea de 3 o más años.
 - b. **Reserva a cantidades a usuarios regulados.** Comercializadores que atiendan usuarios regulados podrán solicitar una reserva de gas natural por la duración de un año gas.⁷⁹ El gas se reservará bajo modalidad contractuales firmes y será exclusivamente para la atención de usuarios regulados.
 - c. **Subastas.** Una vez restadas las cantidades negociadas en el largo plazo y reservadas para suministrar usuarios regulados⁸⁰, los productores – comercializadores y comercializadores de gas importado declararán al gestor del mercado las cantidades a ofrecer mediante modalidad contractual C1 no nominadas; las cuales se ofertarán mediante subastas sin límite de precio.

⁷³ Corresponde a un suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

⁷⁴ Corresponde a un suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

⁷⁵ Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

⁷⁶ El suministro de gas desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.

⁷⁷ El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.

⁷⁸ Excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

⁷⁹ Con duración del 1 de diciembre del año en que se comercializa el gas al 30 de noviembre del siguiente año.

⁸⁰ Conforme a lo expuesto en los dos incisos anteriores.

- d. **Negociaciones directas.** Cuando se trate de la comercialización de gas proveniente de fuentes suministro sobre las que aún no se haya declarado su comercialidad, campos menores, yacimientos no convencionales, provenga de un campo aislado,⁸¹ provenga del desarrollo de un nuevo campo o se ofrezca mediante la modalidad de suministro de contingencia,⁸² se podrán llevar a cabo negociaciones directas entre las partes, en cualquier momento del año.
 - e. **Negociación según el balance de la UPME.** La CREG establecerá mediante resolución el mecanismo de comercialización específico a aplicar y el cronograma para el desarrollo del mismo. Lo anterior con base en el análisis del más reciente balance entre la oferta agregada y la demanda agregada de gas realizado por la UPME.⁸³
105. En el Mercado Secundario, la comercialización de gas se lleva a cabo mediante las siguientes modalidades:
- a. **Negociaciones directas.** Los comercializadores de gas podrán negociar directamente con los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado la venta de derechos de suministro de gas, al precio que pacten libremente las partes.⁸⁴
 - b. **Negociaciones directas a través del BEC.** Los comercializadores y usuarios no regulados, registrados en el boletín electrónico del gestor del mercado, podrán negociar directamente la contratación de derechos de suministro, al precio que determinen las partes.⁸⁵
 - c. **Subastas úselo o véndalo.** El gas natural que haya sido contratado en firme y no haya sido nominado para el siguiente día, estará a disposición de los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado mediante subastas a sobre cerrado, con precios reserva y sin precios máximos, empleando contratos en firme con duración de un día.

⁸¹ Sin acceso al sistema de transporte del SNT.

⁸² Contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio.

⁸³ El balance deberá ser aquel que considere el escenario de demanda media.

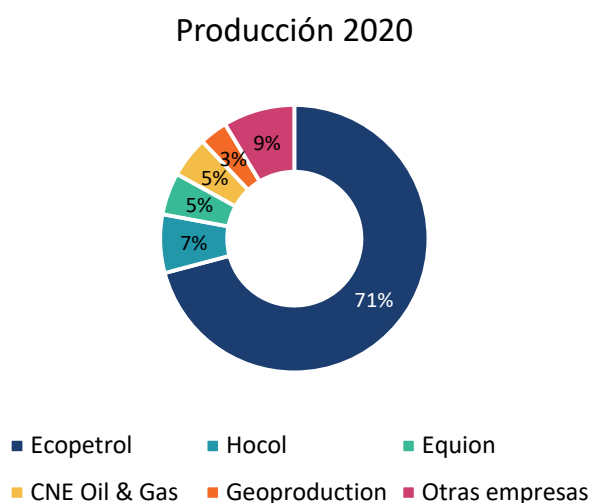
⁸⁴ Los usuarios no regulados no podrán formar parte de estas negociaciones, con base en el Artículo 31, resolución CREG 186 de 2020.

⁸⁵ Se podrán emplear otras plataformas para la negociación de derechos de suministro, sin embargo, todos los contratos deberán estar registrados ante el gestor del mercado.

2. Estadísticas del mercado de suministro

106. La Ilustración 12 muestra las cuotas de mercado de los productores de gas en 2020. La empresa pública Ecopetrol es el principal productor, con más de un 70% de cuota de mercado. Además de su participación directa cuenta con presencia en sus filiales Hocol y Equion. Sus yacimientos se encuentran en el Interior y en la Costa. CNE Oil&Gas (filial de Canacol Energy) es el segundo productor con solo un 5% de cuota de mercado.

ILUSTRACIÓN 12. PRINCIPALES PRODUCTORES 2020

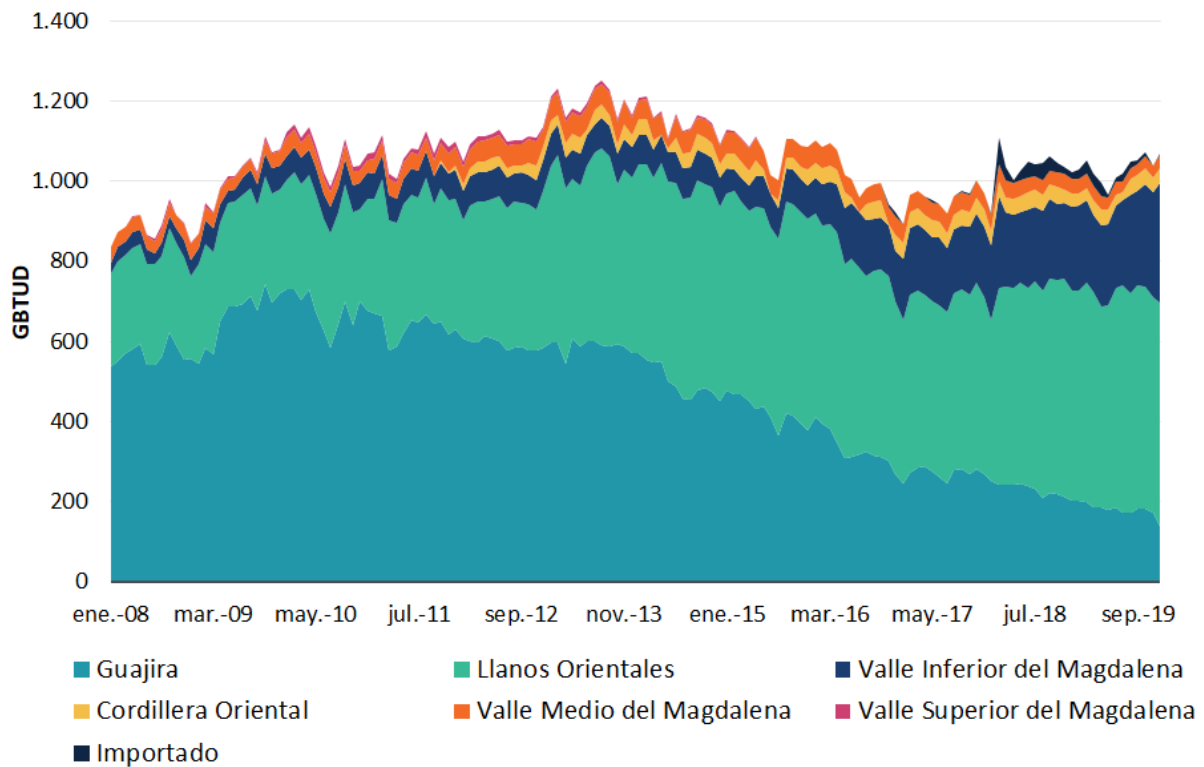


Fuente: Elaborado con información de Promigas, Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2021, cifras 2020, p. 49.

107. La Ilustración 13 muestra que la producción se concentra en tres zonas localizadas en la parte oriental del país: (i) los Llanos Orientales, en el Interior, que actualmente supone más del 50% de la producción; y en la Costa, (ii) La Guajira, que ha tenido una importancia decreciente a lo largo de la última década para representar actualmente algo menos del 20% de la producción, y (iii) el Valle Inferior del Magdalena, que representa alrededor de otro 20% de la producción.⁸⁶

⁸⁶ El campo Ballena en la Guajira tiene la posibilidad de suministrar gas tanto al mercado Interior como a la Costa Caribe, sin embargo el interior es principalmente suministrado por los campos en los Llanos Orientales (Cupiagua/Cusiana).

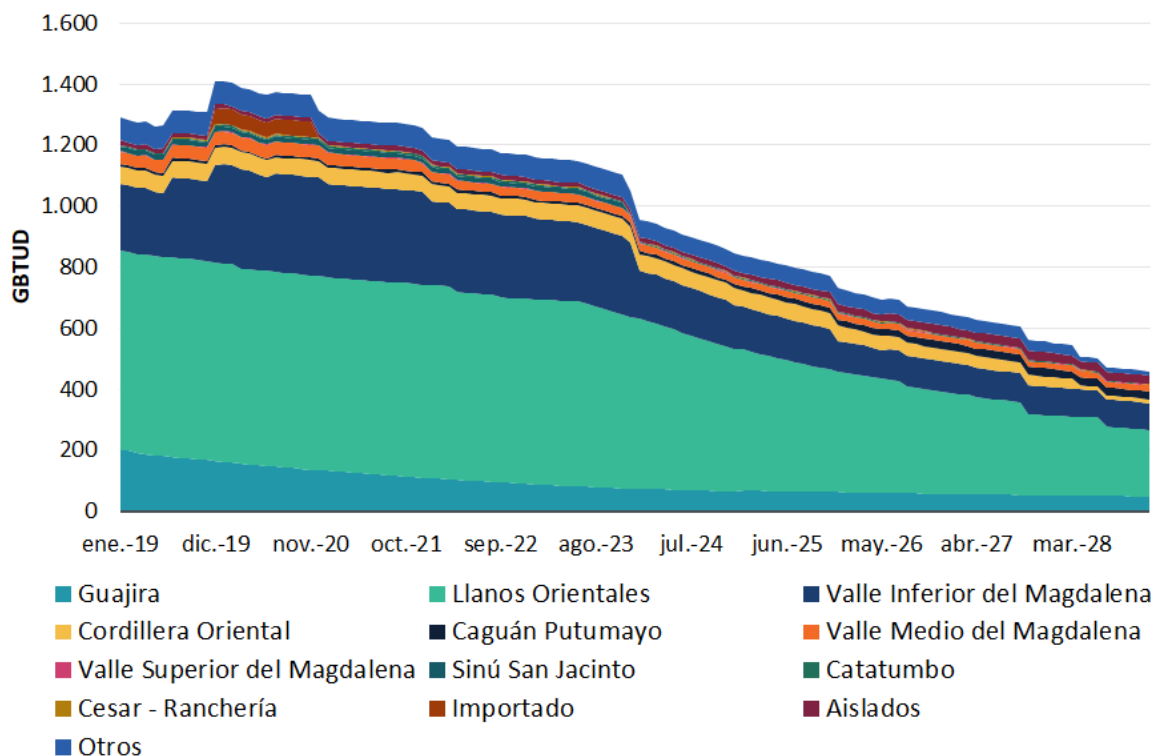
ILUSTRACIÓN 13. HISTÓRICO DE CONSUMO DE GAS NATURAL POR FUENTE



Fuente: Elaborado con información de UPME, Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento del Gas Natural, Julio 2020.

108. La Ilustración 14 muestra que estas tres cuencas seguirán siendo predominantes en la oferta de gas natural en los próximos 10 años, aunque se producirá una disminución dramática de la producción a partir de 2020.

ILUSTRACIÓN 14. DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN POR CUENCA



Fuente: Elaborado con información de UPME, Plan de Abastecimiento 2019-2028.

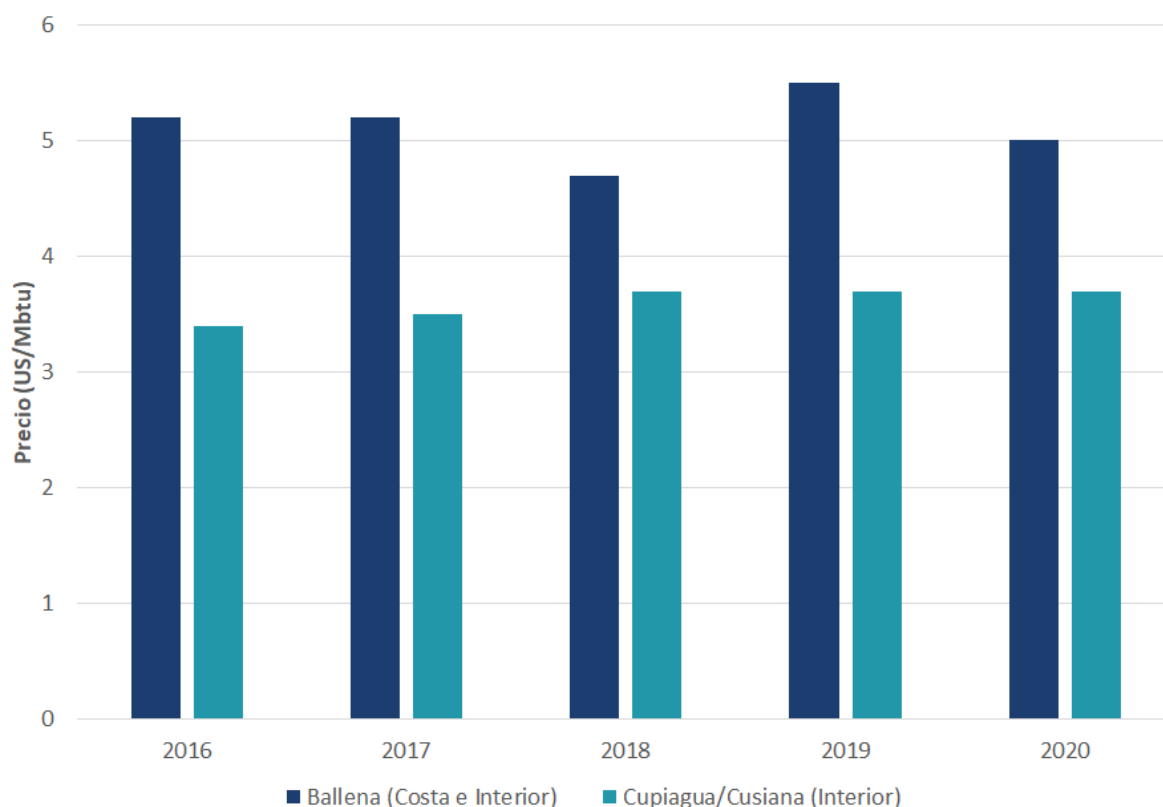
109. La producción doméstica se complementa con las importaciones a través de la planta regasificadora en la Costa Caribe, en la cual Promigas tiene una participación mayoritaria.⁸⁷ En 2020, las importaciones solo representaron un 2,8% del suministro total,⁸⁸ pero tienen importancia estratégica para garantizar la seguridad energética en años afectados por El Niño y como señal del precio internacional del gas.
110. Los dos precios de referencia más representativos en el SNT por molécula de gas en el punto de extracción son los de los campos de Cusiana/Cupiagua para el Interior, y el de Ballena que abastece tanto el Interior como la Costa.⁸⁹ La Ilustración 15 muestra que los precios por molécula en el Interior han sido consistentemente inferiores a los precios en la Costa.

⁸⁷ Informe Promigas 2021, pp. 50 y 54.

⁸⁸ Informe Promigas 2021, p. 54.

⁸⁹ Si analizamos los precios en las nuevas fuentes de gas del Magdalena las cuales proveen gas a la Costa, también encontramos precios más altos que el Interior. La información de precios publicada en la página del Gestor del Mercado confirma que el precio promedio en el campo Jobo fue superior a los 5 USD/MTBU durante 2016-2020.

ILUSTRACIÓN 15: PRECIOS PROMEDIO CONTRATOS DE SUMINISTRO DE GAS EN EL MERCADO PRIMARIO



Fuente: Informe de Promigas 2021, p. 71.

111. La reducción de fuentes de abastecimiento en el Interior, como los Llanos Orientales, puede suponer un encarecimiento de la materia prima en esa región en la próxima década.

3. Demanda de gas

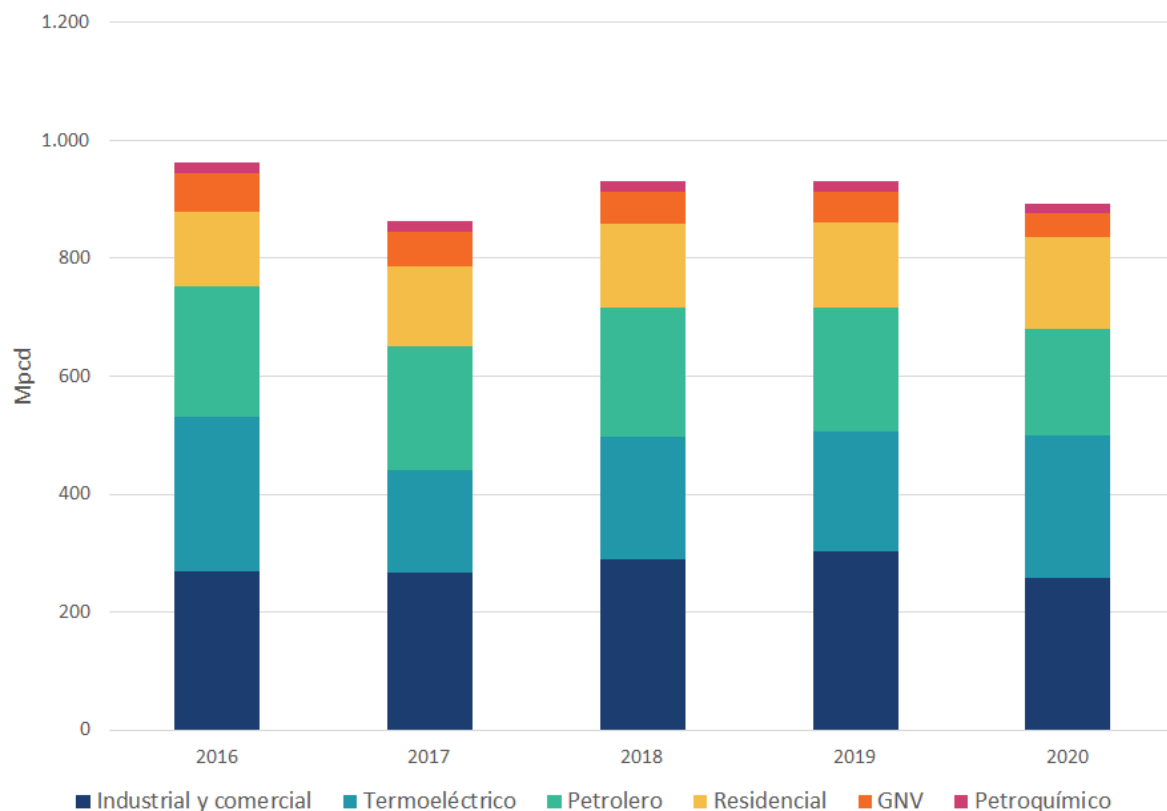
112. Como hemos explicado previamente, en función del volumen consumido, la demanda de gas se divide entre Usuarios Regulados y Usuarios No Regulados. La proporción entre estos dos segmentos ha sido relativamente estable desde 2016. El segmento regulado representa alrededor del 20% del total de la demanda y el segmento no regulado, que engloba a los grandes consumidores, el 80% restante.⁹⁰
113. Como se observa en la Ilustración 16 la demanda agregada se ha mantenido bastante estable desde 2016. La ilustración clasifica la demanda dependiendo del destino del gas; también observamos una elevada estabilidad en el consumo sectorial.⁹¹ Los principales segmentos de consumo son: (i) el industrial y comercial, (ii) el termoeléctrico y (iii) el de

⁹⁰ Informe Promigas 2021, p. 62.

⁹¹ En 2020, se observa una reducción en la demanda de varios sectores productivos causada principalmente por la pandemia del COVID-19.

petróleo. Con mucho menor consumo siguen: (iv) el mercado residencial, (v) el gas natural vehicular (“GNV”) y (vi) el petroquímico. El segmento termoeléctrico es el que tiene una demanda más volátil, ya que se utiliza como soporte en el mercado eléctrico en función de la capacidad de generación hidroeléctrica disponible que se ve fuertemente afectada por el fenómeno meteorológico de El Niño.

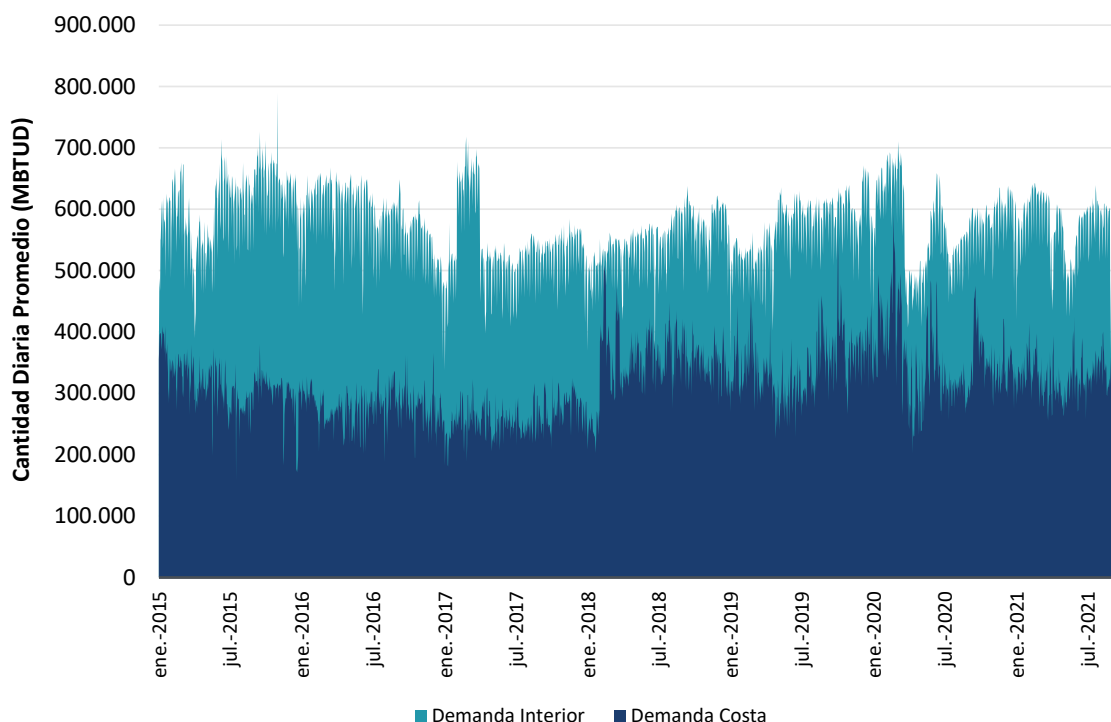
ILUSTRACIÓN 16: DEMANDA NACIONAL DE GAS POR INDUSTRIA



Fuente: Elaboración propia con información de Informe de Promigas, 2021, p.62.

114. Si analizamos la demanda por regiones, la Ilustración 17 muestra que la demanda en el Interior es aproximadamente el doble que la demanda en la Costa.

ILUSTRACIÓN 17: DEMANDA DE GAS POR REGIÓN



Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

115. Como es lógico, la demanda de gas natural se concentra en grandes áreas urbanas, en zonas con grandes industrias, y plantas termoeléctricas alimentadas por gas. Muchas de estas áreas, industrias y plantas termoeléctricas se encuentran en el Interior.⁹²
116. La regulación basada en cargos por distancia hace que el costo de transportar el gas a ciertas zonas en el Interior sea elevado debido a su lejanía de los principales centros de producción. A pesar de ello, la ubicación de la nueva demanda no siempre responde a señales de precios del gas natural sino a criterios como la localización de la población, el acceso a insumos esenciales para el proceso productivo o a infraestructuras que faciliten la comercialización de la producción industrial como puertos o vías, por lo que vemos departamentos con elevados precios del gas y elevada demanda, como el Valle del Cauca.
117. Aun siendo esto cierto, el elevado costo de transportar gas a ciertas zonas puede estar afectando la competitividad de su producción, la decisión de localización de centrales termoeléctricas y la selección del combustible en las centrales termoeléctricas ya instaladas. El efecto sobre la localización de nuevas centrales termoeléctricas no es necesariamente un problema. En circunstancias normales es menos costoso transportar electricidad que gas, por lo que cuando existe un sistema eléctrico bien mallado, las centrales termoeléctricas de

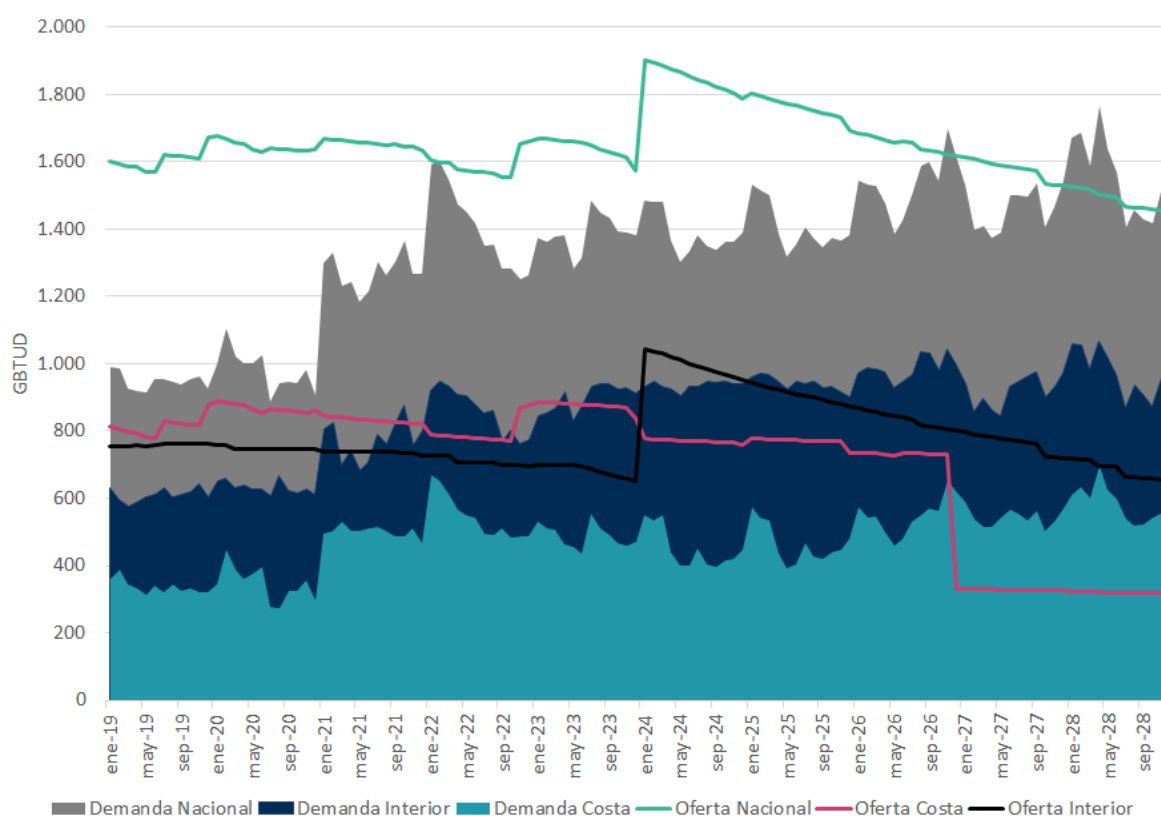
⁹² Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Mercado de gas natural Visión 2021-2025, p. 3.

gas se sitúan próximas a los puntos de abastecimiento de gas y no distribuidas por todo el territorio.

4. Balance de producción

118. El Plan de Abastecimiento 2019-2028 incluye estimaciones del balance nacional y regional, en el Interior y la Costa, teniendo en cuenta la proyección de demanda y distintos escenarios de oferta, incluyendo producción⁹³ e importaciones a través de las plantas de regasificación en el Caribe y, en un futuro, en el Pacífico. La Ilustración 18 muestra algunos escenarios contemplados en el Plan de Abastecimiento 2019-2028. Estos incluyen la demanda Nacional, en el Interior y en la Costa, así como la oferta suponiendo que las importaciones por el Caribe suministran la Costa,⁹⁴ y las futuras importaciones por el Pacífico suministrarán para el Interior.

ILUSTRACIÓN 18: BALANCE NACIONAL Y REGIONAL DEMANDA Y OFERTA SEGÚN PLAN DE ABASTECIMIENTO⁹⁵



Fuente: Elaboración propia con información del Plan de Abastecimiento, pp. 47-50.

⁹³ Basadas en la Declaración de Producción de 2019.

⁹⁴ Incluye escenario donde la planta de regasificación del caribe operará más allá del 2026.

⁹⁵ Plan de Abastecimiento, pp. 47-50.

119. Como muestra la ilustración, el sistema en su conjunto se encontraría abastecido al menos hasta 2028, con algunas excepciones en meses de demanda punta. Lo mismo aplica al sistema de la Costa. Sin embargo, el Interior podría tener problemas de abastecimiento a partir de este mismo año, persistentes durante todo el periodo analizado. Esta situación resalta la importancia de las infraestructuras de interconexión y puede sugerir la necesidad de introducir cambios en el sistema de modelo de acceso a capacidad y tarifario.
120. Las cifras en el Plan de Abastecimiento 2019-2028 no incluyen los potenciales nuevos yacimientos no convencionales, y más importante, algunos desarrollos off shore en la Costa Caribe. No obstante, de acuerdo al Plan de Abastecimiento 2019-2028, de ser viables estos proyectos, se esperaría su entrada en operación tan solo a partir de 2027-28.⁹⁶

E. Respuestas Cuestionario

1. Respuestas de los transportadores

121. De este grupo recibimos respuestas de parte de Promigas, TGI y Progasur. Las respuestas específicas de cada participante pueden encontrarse en el Anexo referido. En términos generales, constatamos que los transportadores consideran que el Mercado Primario de comercialización de capacidad de transporte opera de manera adecuada, ofreciendo una calificación promedio de 8/10 a su operación (una de las calificaciones promedio más altas para todos los temas de entre todos los gremios).
122. Por otro lado, identificamos que los transportistas dieron las calificaciones más bajas al rubro de precios en el Mercado Secundario y competencia en el mercado de productores y comercializadores. En lo referente al Mercado Secundario, los transportistas señalan que la regulación establece precios máximos a las negociaciones bilaterales y precios de reserva

⁹⁶ Plan de Abastecimiento, p. 50.

123. para las subastas, lo que reduce incentivos para ofertar capacidad excedente y afectan la liquidez de dicho mercado.⁹⁷ En cuanto a la competencia en el mercado de productores y comercializadores, los transportistas indican una alta concentración en ambos mercados y señalan que flexibilizar los contratos para que no sean de entrega física podría fomentar la competencia.

TABLA 7: RESUMEN CALIFICACIONES PROMEDIO Y OBSERVACIONES DE PARTE DEL GREMIO DE TRANSPORTISTAS

Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
Transporte	Mercado Primario	8,00	Poca flexibilidad para asignar capacidad en firme e interrumpible cuando el trimestre estándar ya inició o cuando se requieren capacidades firmes para periodos menores a un trimestre. Revisar regulación para permitir suscribir contratos con periodos, modalidades según los requerimientos de la demanda.
	Mercado Secundario	5,00	Revisar regulación de precios máximo de Mercado Secundario, pues se desincentiva transacciones por parte del vendedor.
	Contratos	4,33	Eliminar o revisar cláusula que restringe duración de contratos al último trimestre de 2025.
Congestión en el sistema	Congestión en el sistema	5,33	La alta incertidumbre en la oferta de producción de gas no incentiva la firma de contratos de largo plazo que viabilicen ampliaciones. Falta de certeza regulatoria y cambios en la metodología desincentiva al transportador para realizar nuevas inversiones: cambios al WACC y al valor a reconocer por vida útil.

⁹⁷ Los transportistas hacen el señalamiento de los precios regulados en el Mercado Secundario a pesar de que la regulación establece claramente que ellos NO pueden comercializar capacidad de transporte en dicho mercado.

Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
Acceso a la molécula	Acceso a la molécula	4,67	Mercado muy concentrado que requiere de entrada de más jugadores. Incrementar transparencia y acceso a información de producción y expectativas de reservas (plazos, cantidades).
Tarifas y Precios	Tarifas	6,67	Recálculos tarifarios oportunos que consideren variaciones de los parámetros de la tarifa (demanda, inversiones, AOM y WACC). Garantizar que cualquier mejora en la tarifa de transporte realmente sea percibida por el usuario final y no sea un traslado de rentas a productores.
	Precios (Mercado Secundario)	3,67	Regulación de precios en Mercado Secundario genera pocos incentivos para ofertar capacidad excedente en el mercado y genera poca liquidez en el mismo.
	Señales de precios para los usuarios	7,00	NA
Competencia	Concentración y competencia del mercado de transportistas	6,33	Hay contestabilidad en el mercado de transporte con la figura de <i>Open Season</i> .
	Concentración y competencia del mercado de comercializadores	4,67	NA
	Barreras a la entrada para nuevos potenciales transportistas	7,33	NA

Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
	Barreras a la entrada para nuevos potenciales comercializadores	5,33	NA
	Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red	5,00	La incertidumbre asociada al retorno de la inversión presenta una barrera para el desarrollo de la actividad. Con esquemas de remuneración al transporte de 20 o 30 años y prospectivas de producción de 3 a 7 años.
	Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores	4,00	Mercado muy concentrado. Flexibilizar contratos de transporte para que sean de entrega no física permitiría ampliar la oferta en producción.

Nota: En aquellos temas en los cuales las opiniones son divergentes y no existen puntos en común se menciona “NA” en la descripción.

2. Respuestas de los comercializadores

124. En cuanto a comercializadores recibimos respuestas de cuestionarios de parte de Alcanos de Colombia, Efigas, ENEL EMGESA, EPM, Gases de Occidente, Grupo Vanti y Surtigas. Las respuestas específicas de cada participante pueden encontrarse en el Anexo VI.A.2. En promedio, los comercializadores reportan una operación adecuada del Mercado Primario, la calificación otorgada a este subtema es la más alta para este grupo. El comentario más frecuente es que la implementación de la resolución CREG 185 de 2020 permite contar con más información de cantidades disponibles en el mercado.
125. Por otro lado, los comercializadores asignan la calificación promedio más baja al subtema de concentración en el mercado de productores y distribuidores de gas natural. Reportan una alta concentración en el mercado de producción, particularmente de parte de Ecopetrol, único proveedor al interior del país. Igualmente, mencionan la falta de información clara de producción, y cambios anuales en las declaraciones de gas a la venta de parte de productores con horizonte de 10 años.

TABLA 8: RESUMEN CALIFICACIONES PROMEDIO Y OBSERVACIONES DE PARTE DEL GREMIO DE COMERCIALIZADORES

Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
Transporte	Mercado Primario	5,71	Implementación de la resolución CREG 185 de 2020 permite contar con más información de cantidades disponibles en el mercado.
	Mercado Secundario	4,29	Regulación de precios en el Mercado Secundario desincentiva la oferta de capacidad y dificulta la recuperación de costos de reserva de capacidad en el Mercado Primario.

Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
	Contratos	4,43	Si bien existen varias modalidades de contratos, algunas no son ofrecidas por los transportadores. Se emplea principalmente la modalidad 95% en firme y modalidad interrumpible.
Congestión en el sistema	Congestión en el sistema	3,71	No se observa interés con la metodología actual de lograr ampliaciones de capacidad si no es rentable para el Transportador. Proceso tardado y donde las expansiones no llegan de manera oportuna.
Acceso a la molécula	Acceso a la molécula	4,86	Existen fuentes en la costa y puntos de importación de LNG a las que no se puede acceder porque no existen las facilidades de transporte para traer el gas o resulta muy oneroso.
Tarifas y Precios	Tarifas	4,00	Establecer metodología que permitan disminuir brecha entre regiones según su cercanía a los campos de producción. Facilitar la actualización de componentes tarifarios clave como el WACC.
	Precios	5,00	Los precios regulados del Mercado Secundario no permiten recuperar los costos de reserva de capacidad en el Mercado Primario, lo que genera baja liquidez del mercado.
	Señales de precios para los usuarios	4,00	NA
Competencia	Concentración y competencia del mercado de transportistas	3,57	NA

Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
	Concentración y competencia del mercado de comercializadores	4,86	Desigualdad de competencia entre comercializadores que contrataron capacidad a largo plazo en el Mercado Primario inicialmente y comercializadores que contratan capacidad en el Mercado Secundario.
	Barreras a la entrada para nuevos potenciales transportistas	4,71	NA
	Barreras a la entrada para nuevos potenciales comercializadores	5,43	Aumento de comercializadores y competencia en los últimos años.
	Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red	4,14	Ampliaciones al sistema centradas en su viabilidad económica para el transportador, si no se tiene claro quién paga, difícilmente se harán la expansiones.
	Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores	3,43	Alta concentración en el mercado de producción, particularmente de parte de Ecopetrol, único proveedor al interior del país. Falta de información clara de producción, y cambios anuales en las declaraciones de gas a la venta de parte de productores.

Nota: En aquellos temas en los cuales las opiniones son divergentes y no existen puntos en común se menciona “NA” en la descripción.

3. Respuestas de los productores

126. En cuanto a productores recibimos respuesta de los dos principales productores en Colombia: Canacol y Ecopetrol. Las respuestas individuales pueden consultarse en el Anexo VI.A.2. El subtema de concentración y competencia en el mercado de transportistas recibió la calificación promedio más alta, seguido de los subtemas de barreras a la entrada de nuevos transportistas y barreras a la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes, ambos productores coinciden en que la construcción de gasoductos de conexión es un instrumento que da contestabilidad al mercado de transporte de gas. No obstante, ambos productores tienen opiniones divergentes en temas relacionados con el rol de los transportadores incumbentes en la ampliación de la red.
127. Por otro lado, ambos productores asignaron en promedio la calificación más baja a la operación del Mercado Primario de transporte debido a restricciones a la participación de productores para poder contratar capacidad de transporte en el Mercado Primario (sólo se les permite contratar capacidad de transporte para usos propios o para incluir nuevas fuentes de producción al mercado).

TABLA 9: RESUMEN CALIFICACIONES PROMEDIO Y OBSERVACIONES DE PARTE DEL GREMIO DE PRODUCTORES

Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
Transporte	Mercado Primario	2,00	Eliminar restricciones a la participación de productores-comercializadores para contratar capacidad en el Mercado Primario (sólo se les permite contratar capacidad de transporte para usos propios o para incluir nuevas fuentes de producción al mercado). ⁹⁸

⁹⁸ La CREG señala que el ajuste se hizo porque, cuando había dos transportadores en una misma zona, el primero que compraba la capacidad de transporte era quien podía vender la molécula, sin competencia.

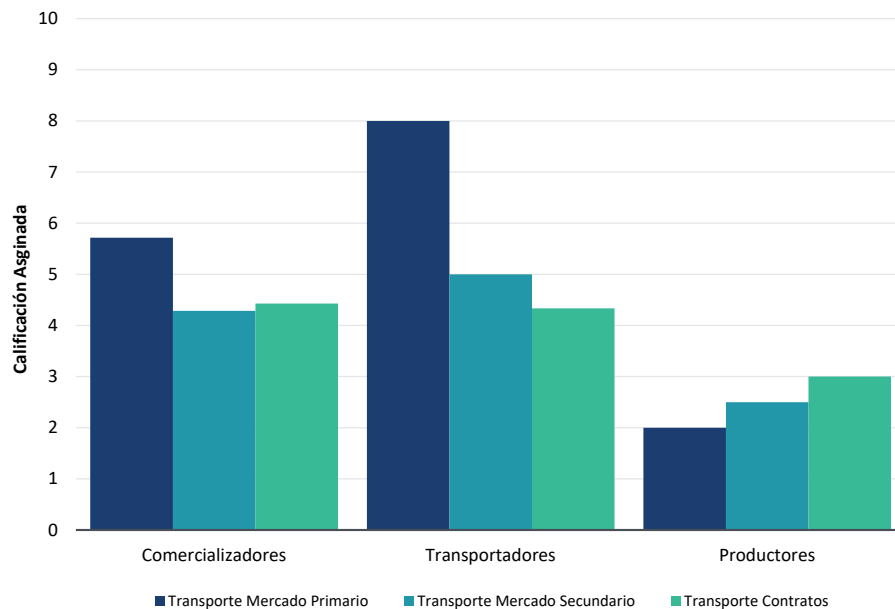
Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
	Mercado Secundario	2,50	Eliminar restricciones a la participación en la compra y venta de capacidad de transporte a los productores-comercializadores. Estos no pueden participar en el mercado.
	Contratos	3,00	NA
Congestión en el sistema	Congestión en el sistema	2,50	Procesos de ampliación de capacidad lentos y con incertidumbre, ya que se deben firmar contratos de largo plazo para desarrollar infraestructura.
Acceso a la molécula	Acceso a la molécula	4,00	NA
Tarifas y Precios	Tarifas	3,00	Revisar tasa de descuento asociada las inversiones WACC, así como las proyecciones de demanda para el cálculo de tarifas, para asegurar tarifas competitivas e inversiones eficientes.
	Precios	3,00	NA
	Señales de precios para los usuarios	3,00	Se otorga señales de localización a la demanda térmica del país (generadores eléctricos basados en gas).

Tema	Subtema	Promedio	Observaciones más frecuentes
Competencia	Concentración y competencia del mercado de transportistas	6,50	La actividad de transporte de gas natural se caracteriza por ser monopolio natural en el cual el transportador de la zona impone sus condiciones.
	Concentración y competencia del mercado de comercializadores	3,00	NA
	Barreras a la entrada para nuevos potenciales transportistas	6,00	NA
	Barreras a la entrada para nuevos potenciales comercializadores	3,00	NA
	Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red	6,00	La construcción de gasoductos de conexión es un instrumento que da contestabilidad al mercado de transporte de gas y permite ampliar la red.
	Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores	5,50	NA

Nota: En aquellos temas en los cuales las opiniones son divergentes y no existen puntos en común se menciona “NA” en la descripción.

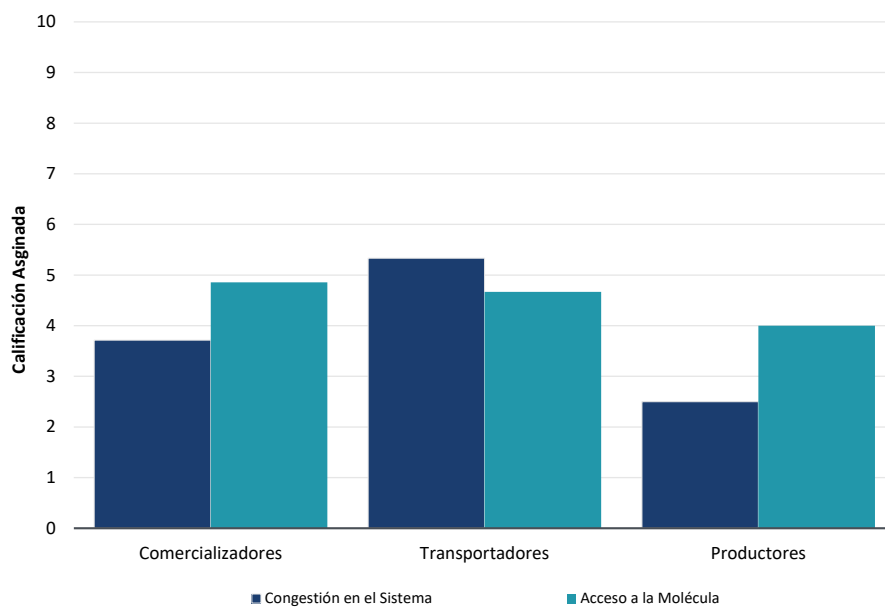
4. Resumen Respuestas

a. Transporte



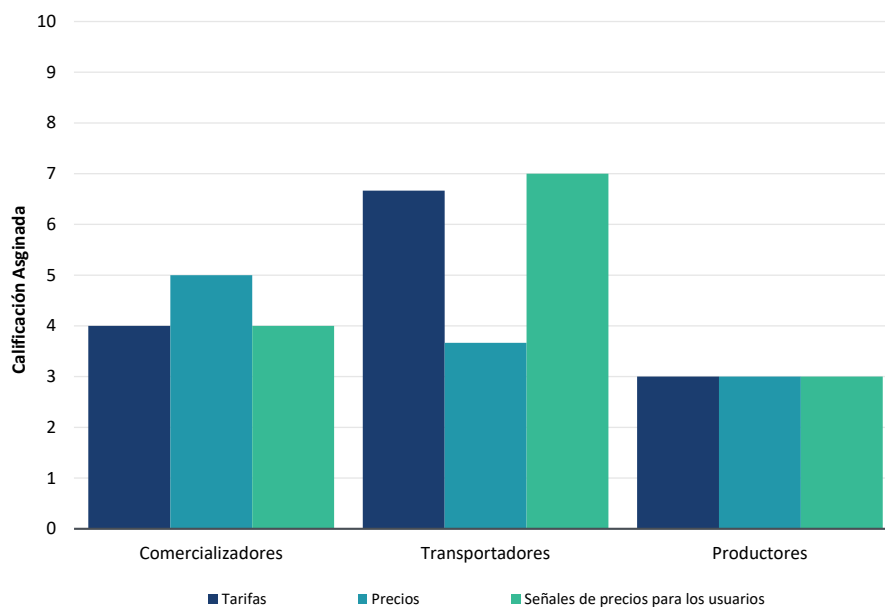
Fuente: Elaborado con datos proporcionados por los distintos agentes.

b. Congestión del Sistema y Acceso a la Molécula



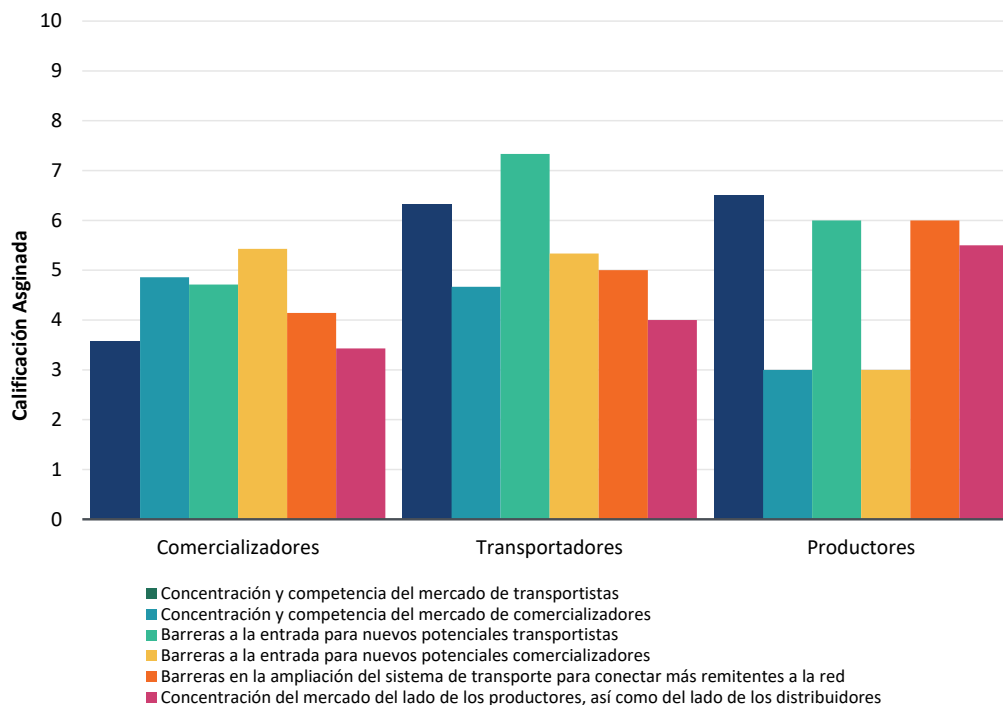
Fuente: Elaborado con datos proporcionados por los distintos agentes.

c. Tarifas y Precios



Fuente: Elaborado con datos proporcionados por los distintos agentes.

d. Competencia



Fuente: Elaborado con datos proporcionados por los distintos agentes.

5. Respuestas Detalladas

a. Comentarios sobre la inversión y ampliación del SNT

INVERSIÓN, AMPLIACIÓN Y MEJORAS DE INCENTIVOS

Grupo	Inversión en Ampliaciones	Mejoras de Incentivos
Transportadores	Las respuestas obtenidas por los distintos participantes integrados en el grupo de transportadores son contradictorias. Por un lado, algunos de los agentes comentan que hoy las reservas de los campos que se están desarrollando son de 5 a 7 años y la remuneración de las inversiones de ampliación de capacidad es de 20 años, esta diferencia tan grande tanto para demanda como para transportadores hace inviable la construcción de la infraestructura y recomiendan que se vuelva a revisar una remuneración a 10 años. Por otro lado, otros agentes mencionan que el esquema actual de transportador por contratos no limita las inversiones en transporte necesarias y que durante los últimos 10 años, bajo el esquema de transportador por contratos, se han desarrollado importantes proyectos de transporte garantizando la continuidad del servicio de gas natural en el país.	Algunos participantes hacen mención a que, actualmente para la determinación de las inversiones en redes de transporte en el file tarifario, se cuenta con unos criterios de revisión que están previamente establecidos por el ente regulador. Sugieren reconocer el costo de oportunidad de la infraestructura desde que está operativa en el sistema para no incurrir en inversiones ineficientes; así como mejorar el modelo para disminuir el riesgo y ajustar el porcentaje de compartir eficiencia con la precisión del modelo de valoración. Por otro lado, otros agentes indican que es necesaria una revisión más “caso a caso” de lo que se considera como una inversión eficiente. Por ejemplo, sugieren aplicar el criterio de eficiencia de Factor de Utilización a 20 años para las ampliaciones de capacidad. Además, proponen ajustar las señales de eficiencia de transporte a la nueva realidad de producción.

Grupo	Inversión en Ampliaciones	Mejoras de Incentivos
Comercializadores	Algunos comercializadores piden un modelo centralizado que determine a través de un análisis costo-beneficio cuáles son los proyectos de expansión de transporte adecuados para el sistema. Otros participantes hacen referencia a un modelo que garantice que el precio sobre los usuarios finales de demandas esenciales no genere incertidumbre de las tarifas mensuales. Finalmente, otro grupo destaca la importancia de que el gobierno permita una coordinación productor-transportador para que se observen sinergias en la cadena y no discrepancias. Entre las sugerencias recogidas se incluye: trabajar en la interconexión Costa-Interior con urgencia; incentivar al transportador para hacer ampliaciones en capacidad de acuerdo a las señales que le dé el comercializador-distribuidor, y que este tenga garantizada la remuneración de sus inversiones una vez realice las mejoras en infraestructura.	Entre los comentarios recogidos, algunos de los agentes proponen evitar sobrecostos, remunerar las inversiones, trasladar ineficiencias a cargo de los usuarios finales de transporte de gas natural, y definir y adoptar cargos eficientes. Asimismo, destacan la necesidad de conseguir estabilidad tarifaria y metodologías actualizadas en el tiempo, así como de priorizar e implementar ajustes relacionados con la actualización de la tasa de descuento. Otros participantes apuntan que se requiere mantener una regulación con alto nivel técnico que de las señales e incentivos regulatorios adecuados para que tanto la demanda como la oferta puedan crecer. Además, señalan que el modelo que se desarrolle debe garantizar que el precio a los usuarios finales de demandas esenciales no genere incertidumbre de las tarifas mensuales. Creen que es importante depurar la base de activos y definir una rentabilidad razonable para activos que ya cumplieron su VUN, actualizar la tasa WACC y reconocer costos de oportunidad de la infraestructura.
Productores	Uno de los productores destaca la importancia de mantener mecanismos que permitan aumentar la capacidad de transporte en el país por medio del impulso de infraestructura de conexión al SNT. Creen que la dinámica de las ampliaciones de capacidad ha sido lenta. Por ello, sugieren revisar mecanismos y no impactar potencialmente las inversiones de ampliación, no trasladando el riesgo cambiario a transportadores. Añaden que, en su opinión, un cambio repentino en el esquema de remuneración podría significar un retraso en las inversiones necesarias para el desarrollo del sector. Por otro lado, el otro productor señala que la herramienta fundamental para la expansión del sistema de transporte es la reglamentación en materia de gasoductos de conexión, la cual se debe mantener y ampliar en opciones.	En las respuestas dadas por parte de uno de los productores, se sugiere se tenga en cuenta la nueva metodología de cálculos de la tasa de descuento que la CREG ha desarrollado para efectos de actualización o expedición de las nuevas tarifas. Creen necesario contemplar procedimientos de revisión de las tarifas ante desviaciones en las proyecciones de demandas, realizar una revisión detallada de las estampillas regionales, y mantener el esquema de remuneración de las inversiones que cumplen su vida útil normativas. El otro grupo de productores propone un sistema de estampillas donde todos paguen lo mismo, pues piensan que esto sería transparente para los inversionistas en transporte. Además, sugieren establecer un operador de red centralizado que optimice los costos en favor del usuario.

PROCESO DE PLANIFICACIÓN Y PLAN DE EXPANSIÓN

Grupo	Comentarios
Transportadores	Algunos de los agentes entrevistados señalan que las curvas de oferta incluidas dentro de los balances de gas natural consideran únicamente la información de declaración de producción por parte del Ministerio. Por lo anterior, desde el lado de la oferta, creen que es importante involucrar a la ANH en los ejercicios de balance. Por otro lado, apuntan que es necesario que el gobierno (Ministerio, UPME, ANH) revise y ajuste los parámetros bajo los cuales los productores realizan las declaraciones, así como unificar la metodología utilizada, de manera que se conozca el potencial de producción, sin tener en cuenta las restricciones existentes para que ese gas entre al mercado. A su vez, otro de los grupos menciona que el proceso es constructivo y participativo, pero ven oportunidades para que las entidades del gobierno estén mejor coordinadas. De igual manera, piensan que se debería dar mayor relevancia a la oportunidad de buscar escenarios de trabajo mancomunados con los transportadores, para tener un plan más conciliado posible. Finalmente, otro de los transportadores destaca que podría hacerse una revisión del plan bajo las condiciones actuales y validar si los proyectos necesarios en su momento lo son hoy también.
Comercializadores	Entre las respuestas recibidas se menciona que las condiciones actuales son totalmente distintas a las del escenario en el que se desarrolló el plan y requieren modificaciones estructurales. Además, se señala que las proyecciones oferta-demanda no son confiables y no se establece un análisis de elasticidad precio-demanda, eso hace suponer que los usuarios están dispuestos a pagar cualquier costo y este costo no es claro. Otros agentes señalan que llevan 5 años sin poder iniciar obras, mientras que el mercado ha sufrido varios racionamientos. Por último, se destaca que se planearon obras sin tener definiciones técnicas o un criterio claramente definido de confiabilidad o seguridad de abastecimiento en gas. Asimismo, apuntan que la UPME no contaba con suficiente personal y hubo demoras importantes.
Productores	Uno de los productores sugiere que se revise la identificación que realiza la UPME, y que trasladó a la CREG este año, sobre los beneficiarios de las obras. Creen que es fundamental que se revisen los resultados de tal forma que se garantice que los beneficiarios serán únicamente aquellos cuyo costo de racionamiento de mediano y largo plazo será mayor que el costo de prestación de servicios desde dicha fuente. De no ser así, los cargos aprobados serían ineficientes. Por otro lado, el otro grupo de productores señala que el gas natural cuenta con sustitutos perfectos y el plan de expansión no tiene esto en cuenta, aumentando así los costos del usuario final y obligándolo a cambiar de energético. Piensan que es importante realizar un estudio que defina la disposición a pagar por la demanda a largo plazo, dado que existe demanda muy sensible.

b. Transporte

MERCADO PRIMARIO

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	8	Mencionan que la metodología para el acceso ha mejorado con la expedición de la Resolución CREG 185 de 2020. Sin embargo, se debe tener flexibilidad regulatoria para periodos puntuales y revisar las consecuencias de congestión que puede traer al contratar cantidades diferentes por trimestre. En cuanto a las subastas de capacidad, indican que estas han resultado poco líquidas y con bajo interés de los remitentes. Finalmente, señalan que es necesario eliminar la restricción de conexión directa al SNT ya que esta genera sobre costos en industriales que se podría utilizar gas natural como combustible para sus procesos productivos.
Comercializadores	5,75	Señalan que con los ajustes incluidos en la Resolución 185 de 2021 (CREG), se espera que se optimicen las reservas, la liquidez y las transacciones de capacidad de transporte. Además, señalan que, pese a que hay suficiente información disponible a través de las publicaciones del proceso trimestral del Gestor del Mercado, hay contratos de largo plazo suscritos hace más de diez años bajo el esquema de transportador por contratos que apalancaron las expansiones del sistema y que limitan la liquidez y el funcionamiento del esquema trimestral. Además, algunos comercializadores mencionan que se debe tener flexibilidad regulatoria para periodo puntuales y revisar las consecuencias de congestión que puede traer al contratar cantidades diferentes por trimestres. Asimismo, indican que se evidencia mucha burocracia en el trámite de la adquisición de los productos ofrecidos por los transportadores. Otro grupo señala que se podría mejorar la posibilidad de que productor-comercializador compre capacidad en Mercado Primario sin restricciones, pues hoy día existe una barrera regulatoria, y la negociación de contratos interrumpibles que sumados con firmes no pueden superar la CMMP, lo cual limita la contratación firme sobre capacidad primaria. Sugieren evaluar si conviene tener un periodo para realizar procesos de contratación de 1 o más años que coincida con las negociaciones de suministro y dejar los procesos trimestrales para manejos puntuales dentro del año.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Productores	2	Los productores consideran que pese a que la Resolución CREG 185 de 2020 haya introducido medidas que puedan servir a la transparencia de las relaciones contractuales y operativas en la comercialización de capacidad de transporte, no entienden la necesidad por parte del regulador de intervenir con tanto detalle el comportamiento de los agentes. Señalan que dicha resolución restringió la participación de productores-comercializadores tanto en el Mercado Primario como en el Mercado Secundario. Piensan que las medidas resultan en condiciones asimétricas a un tipo de usuario no regulado, en beneficio de los comercializadores, y restringiendo a los productores el poder contratar capacidad de transporte sin ninguna razón. Además, uno de los productores indica que el esquema de subastas trimestrales obstaculiza la creación de nueva demanda al “limitar la flexibilidad en la contratación de transporte”. Así como se hace mención de un “error regulatorio” por el cual las capacidades en firme de transporte son acaparadas mediante contratos con interrupciones. Finalmente, uno de los productores señala que no se deben permitir especulaciones y sobre costos asociados al transporte, lo cual ocurre hoy día en la Costa Atlántica.
Asociaciones y otros	NA	Algunos de los comentarios hacen mención al buen funcionamiento de la labor de reporte y gestión de información que ha venido construyendo el gestor del mercado del gas, e identifican que los contratos de largo plazo bajo el esquema de remuneración actual limitan la liquidez del mercado, a la vez que la señal de distancia ha hecho que remitentes se trasladen a puntos más cercanos del SNT (copando así la disponibilidad en tramos, disminuyendo la capacidad a contratar). Por otro lado, señalan que no es posible contratar de manera simultánea la producción y el transporte de gas, lo cual desincentiva la participación directa de los consumidores. Así mismo, apuntan que los contratos a largo plazo de los distribuidores no permiten acceso a la competencia, y los cuales muchas veces negocian el total de la capacidad sin tener la demanda al 100% del tubo, situación que impide la entrada de otros comercializadores Proponen evaluar el esquema de remuneración actual en lo referente a las opciones de negociación de la capacidad en los contratos de los tramos, en el marco de la liquidez del mercado; evaluar los primeros trimestres de aplicación de la Resolución CREG 185/2020, con el fin de identificar aspectos a mejorar, buscando liquidez en el mercado y coordinación con la regulación que se expida para comercialización de suministro; valorar la posibilidad de que el productor-comercializador compre capacidad en Mercado Primario sin restricciones; y valorar la negociación de contratos interrumpibles que sumados con firmes no pueden superar la CMMP.

MERCADO SECUNDARIO

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	5	Los transportadores señalan que en las operaciones se evidencia que existen muchas capacidades que no salen porque la señal de precio dada en la regulación es insuficiente. Sugieren colocar pisos y no máximos que dinamice el mercado y permitan que esa capacidad se libere al Mercado Secundario. Destacan los tiempos limitados en el proceso de subasta en el Mercado Secundario. Finalmente, indican que el proceso de Úselo o Véndalo no tiene liquidez y no hay incentivo económico para el usuario que tiene la capacidad contratada para revender, pues no conoce su costo fijo.
Comercializadores	4,2	Los comercializadores señalan que un aspecto positivo de la CREG 185 de 2021 fue la eliminación de la especulación. Sin embargo, en ocasiones, a causa de fallas en el sistema, la información pública diario por parte de transporte no refleja la disponibilidad real, limitando así las negociaciones vía subasta. Asimismo, mencionan que la vigencia de los contratos resultante de la subasta Úselo o Véndalo de largo plazo no concuerda con el suministro y las necesidades de la demanda. Otros comercializadores hacen mención a que la periodicidad de la información no facilita la permanencia del reporte y el acceso a la información no es claro. Además, sugieren mantener la libertad en los procesos de negociación en el Mercado Secundario, no acotar las tarifas de transporte, y mejorar los procesos de última instancia en cuanto al reconocimiento de costes de transporte. Finalmente, algunos comercializadores se quejan de que con la nueva regulación se está restringiendo el libre mercado, pues no se permite vender las capacidades de transporte en firme por encima del costo del transporte de Mercado Primario.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Productores	2,5	Los productores mencionan que la Resolución CREG 185 de 2020 restringió la participación de los productores-comercializadores en el Mercado Secundario de capacidad de transporte sin una clara razón. Esto genera condiciones asimétricas entre usuarios no regulados y comercializadores de gas. Algunos productores consideran que las subastas de Úselo o Véndelo a largo plazo fueron un fracaso. Además, indican que no se conoce quiénes son los agentes que tienen contratada la capacidad de transporte primaria, mientras que la liquidez del Mercado Secundario es prácticamente nula. Sugieren que es importante dejar explícito que el productor puede vender transporte en el Mercado Secundario (debido a que existen productores con transporte contratado antes de la expedición de la restricción), así como revisar las normas de intervención vertical. Algunos productores han señalado que los transportadores con integración vertical con distribuidores, generan “escasez de capacidad de transporte ficticia para enviar señales de necesidad de ampliación del sistema de manera innecesaria”.
Asociaciones y otros	NA	Alguna de las asociaciones señala que la gestión de la información que ha promovido el gestor del mercado del gas funciona bien, pero que, no obstante, debería haber mayor flujo de información sobre contratación de transporte por parte de los comercializadores que forman parte de este mercado. Se hace mención también a que existe un acaparamiento de la capacidad de transporte por parte del comercializador-distribuidor de la zona, lo cual genera que otros comercializadores no puedan acceder a dicho transporte. En caso de acceder (en el Mercado Secundario), dicha capacidad viene con primas que hace que las ofertas al usuario final no sean competitivas. Finalmente, indican que el usuario es penalizado por no usar el tramo, pero no tiene como vender su capacidad de transporte sobrante no utilizada en el mercado. Sugieren que debe revisarse si los productos del Mercado Secundario, como el esquema del UVLP, incentivan la contratación de largo plazo, de forma que se esté promoviendo la liquidez y la eficiencia en la contratación. Otras asociaciones proponen mantener la libertad en los procesos de negociación en el Mercado Secundario, no restringir los precios de venta de capacidad de transporte, y mejorar los procesos de última instancia en cuanto al reconocimiento de costos de transporte para el remitente.

CONTRATOS

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	4,3	Los transportadores señalan una falta de flexibilidad en tiempos. Mencionan que, antes, la metodología de comercialización de capacidad contaba con mayor flexibilidad para legalizar contratos. Sugieren eliminar la restricción de contratación a último trimestre de 2025 y permitir suscribir contratos con periodos.
Comercializadores	4,6	Algunos comercializadores señalan que ha habido un efecto negativo sobre la demanda debido a las suspensiones en suministro o en transporte. Sugieren analizar e incorporar un ajuste regulatorio que reconozca al transportador un ingreso fijo ante la no utilización del sistema por “eventos”. Otros comercializadores apuntan que el modelo de transportador por contrato con señal de distancia no es el adecuado para la situación de escasez de gas que afronta el país. Mencionan que, si bien existen varias modalidades de contratos, algunas no son ofrecidas por los transportadores y otras no se ajustan a las necesidades de la demanda. Los comercializadores indican que las vigencias de los contratos firmes deberían ser más flexibles en el Mercado Primario. Asimismo, señalan que la capacidad disponible en campos donde hay posibilidad de gas es restringida y las pocas expansiones realizadas llegaron más tarde de lo debido. Además, mencionan una falta de reciprocidad en el esquema de garantías, ya que comentan que estas son solo de parte de los remitentes y el transportador no tiene penalizaciones. Sugieren eliminar la restricción de contratación a último trimestre de 2025 y permitir contratos con periodos, modalidades según los requerimientos de la demanda.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Productores	3	Señalan la imposibilidad de acceder a contratos de transporte de contingencia para enfrentar posibles condiciones de escasez. Además, indican que los transportadores incumbentes, en la actualidad, solamente ofrecen contratos con una firmeza cercana al 100%. Por ello, no hay forma de contratar contratos flexibles. Piensan que debe permitirse mayor competencia para que otros también puedan funcionar como transportadores y permitir así esquemas flexibles para el mayor beneficio de los usuarios.
Asociaciones y otros	NA	Mencionan que, en la práctica, al no existir disponibilidad de contratos en algunos tramos del sistema, no existe flexibilidad real en los contratos de transporte. Lo anterior, sumado a la estructura de parejas de cargos que no incentivan la contratación por parte de agentes térmicos en el sistema, especialmente en el interior del país, limita la competencia en el mercado. Además, señalan que existe disparidad en las obligaciones de pago entre el remitente y el transportador frente a diferencias en las nominaciones y consumo. Una de las asociaciones menciona que el transportador no permite hacer contratos en firme hacia las parejas de cargos 100V - 0V y que la regulación da muchas señales para que los eventos de fuerza mayor y los eventos eximentes de los usuarios finales no sean aceptados por el transportador. Por último, otro de los grupos apunta que existe un desconocimiento de la realidad del consumo, industrial y nacional, donde el consumo en días hábiles es diferente a los no hábiles. Lo anterior, dicen, resulta en contratos con firmezas superiores al 80% diario, donde se le traslada el riesgo de los agentes al usuario final, causando como consecuencia una penalidad por no uso. Sugieren liquidar el transporte de manera mensual, tal como se hace con el suministro de gas, buscando equilibrios en los contratos; así como tener en cuenta situaciones de firmezas variables para los fines de semana. Por último, proponen diseñar un esquema de tarifas que reconozca el perfil de consumo por tipo de agente, por ejemplo, de las plantas termoeléctricas; nivelar las obligaciones, conductas, y buenas practicas operativas y comerciales de las puntas; y, diversificar las fuentes de suministro para que existan más opciones para los conformantes del mercado.

c. Congestión del Sistema

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	5,3	Uno de los transportadores hace mención a que la alta incertidumbre en la oferta ha impactado al proceso de ampliación de capacidad de manera que no se permite a los remitentes firmar contratos de largo plazo que viabilicen las ampliaciones. Además, señalan que las limitaciones a la reventa de capacidad a precios de mercado, han causado un desincentivo a la compra de esta, ya que muchas veces no es posible revender la capacidad a otro remitente. De otra parte, se menciona que la falta de certeza en el valor a reconocer por el regulador y los cambios en la metodología desincentiva al transportador a realizar nuevas inversiones. Los transportadores creen que la congestión del SNT se debe a la oferta limitada de fuentes haciendo que los tramos donde se encuentra la oferta se llenen. Asimismo, sugieren que pasar a un <i>entry-exit</i> podría dar señales para instalar nuevas fuentes de gas importado, causando una mejor distribución de los flujos y mayor optimización del sistema. Uno de los transportadores sugiere “remunerar la infraestructura de transporte en tiempos acordes al desarrollo de reservas” al menos durante 10 años, “ordenar a los productores la publicación oportuna para el desarrollo de la oferta y la construcción de la infraestructura de transporte”, asignar un 50% a la tarifa del productor, obligar a los productores a entregar información del programa de producción a los transportadores y, finalmente, piensan que debería existir un mecanismo en el Mercado Primario que permita al transportador poder ofrecer las capacidad contratadas y no usadas una vez surtido el UVCP. Otra de las compañías menciona que el esquema actual es adecuado. Creen que un esquema centralizado, como el Plan de Abastecimiento no funciona. Este grupo de transportadores sugiere mantener el esquema de transportador por contratos (iniciativa privada) y las tarifas de distancia, así como establecer metodologías que permitan ser más “certero en las obras requeridas según los planes de expansión”.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Comercializadores	3,9	Los comercializadores señalan que se evidencia congestión contractual no concordante con utilización física-congestión física (en tramos, más no en la ruta completa), así como descoordinación entre productores y transportadores debido a las ampliaciones del gasoducto en campos que están en declinación. Comentan que se deberían desarrollar los proyectos de infraestructura del Plan de Abastecimiento de Gas que conectan la costa con el interior. Además, algunos comercializadores sugieren que se debería cambiar de modelo a uno tipo <i>entry-exit</i> o estampilla. Comentan que es necesario mejorar la coordinación de los componentes de suministro, transporte y distribución, incluido el gobierno, debido al alto riesgo para el usuario final. Además, proponen facilitar el procedimiento para los procesos de desviación ante dificultades por presión en los gasoductos que no logren satisfacer la demanda a los usuarios. Algunos agentes proponen establecer metodologías que permitan ser “más certeros” en las obras requeridas según los planes de expansión, con el fin de facilitar la toma de decisión de manera oportuna.
Productores	2,5	Mencionan que los procesos de ampliación de transporte han sido lentos y con cierta incertidumbre para las partes. Uno de los productores señala que la única manera para aumentar la capacidad de transporte con la finalidad de transportar gas desde los nuevos campos de gas fue firmar un contrato de ampliación de capacidad con el transportador incumbente. Este contrato supone altos sobrecostos y riesgos para la empresa de posibles costos hundidos. Finalmente, indican que la capacidad de transporte muchas veces es acaparada mediante contratos con interrupciones debido a una falla en la regulación.

Asociaciones y otros	y	NA	Se señala que no hay capacidad física ni comercial que contribuya a la flexibilidad en la contratación. En adición, hasta la fecha, la falta de interconexión de los sistemas Costa – Interior, y la carencia de ampliación de capacidad de transporte contribuye a la congestión del sistema. Asimismo, se menciona que falta información de largo plazo por parte de los productores/comercializadores al resto de la cadena. Por otro lado, algunos grupos apuntan que, actualmente, la utilización de la infraestructura es baja y desordenada en muchos tramos, falta una coordinación y optimización operativa, mientras existen restricciones de conexión entre los dos sistemas. Finalmente, algunos grupos ven importante que las revisiones de metodologías tarifarias se adelanten de manera oportuna, dado que los atrasos en las mismas afectan a la toma de decisiones para la ampliación oportuna del SNT. Entre las sugerencias se incluye: desarrollar oportunamente los proyectos del PAGN, que contribuyan a la integración y competencia entre mercados, brindando opciones para los agentes; evaluar de forma oportuna otras formas de remunerar el transporte de forma que se asegure la flexibilidad y liquidez comercial en el sistema; mejorar los mecanismos de Coordinación Suministro-Transporte-Distribución y coordinación interinstitucional en Gobierno que permitan desarrollos de infraestructura de manera oportuna, con asignación de riesgo adecuado para las partes y disponibilidad de información para planear; y facilitar el procedimiento para los procesos de desviación ante dificultades por presión en los gasoductos que no logren satisfacer la demanda a los usuarios cola del sistema.
----------------------	---	----	---

d. Acceso a la Molécula

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	4,7	Uno de los transportadores señala que se debería de mejorar la transparencia de expectativas de reservas, la promoción de competencia e inversión y que se requiere mayor flexibilidad para lograr un balance con el poder de mercado de los productores. Sugieren flexibilizar la contratación para la nueva demanda industrial y establecer mecanismos que incentiven que la demanda técnica entre a la demanda de gas para dinamizar el sector. En acuerdo con esto, otro de los transportadores menciona falta de flexibilidad en el esquema y señala que permitir que los productores puedan construir un gasoducto directamente hasta la demanda ha generado una competencia donde dichos productores controlan precio e información y no permiten un uso optimizado de la infraestructura. Creen que es recomendable migrar a un esquema <i>entry-exit</i> que reduzca el poder de mercado de los productores y que facilite transacciones e inclusión de fuentes internacionales.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Comercializadores	4,6	Los comercializadores apuntan que no funciona bien la definición por parte del productor de precios únicos, sin considerar tipos de demanda, así como que la unilateralidad en eventos de suspensiones no funciona bien pues los beneficios son solo para productores y transportadores. Además, sugieren como mejorar para el interior, la posibilidad de contratar gas de la costa, desarrollar los proyectos de infraestructura del Plan de Abastecimiento de Gas que conecta la costa con el interior mediante la implementación de un modelo estampilla o <i>entry-exit</i>. Finalmente, proponen aumentar el número de puntos estándar de entrega y revisar opciones que no requieran entrega física.
Productores	4	Señalan que, salvo la estandarización de cláusulas como eventos eximentes y compensaciones, la micro-regulación de los contratos de suministro no logra ningún objetivo claro y produce sobrecostos. Uno de los productores menciona que hoy en día el gas de la costa no puede acceder ni física ni comercialmente en el interior del país debido al esquema de tarifas por distancia. Se indica que los mecanismos para la comercialización del suministro de gas mediante contratos de duración igual a un año o menor no han sido líquidos. Uno de los productores sugiere que, en el caso de la contratación del suministro de gas a menos de un año, se debería permitir la negociación bilateral de contratos firmes e interrumpibles a través del Gestor del Mercado; o ajustar las subastas hoy vigentes para la asignación de contratos firmes bimestrales e interrumpibles de un mes y permitir negociar bilateralmente contratos firmes con duración menor a un mes a través del Gestor del Mercado.
Asociaciones y otros	NA	Algunas de las asociaciones mencionan que no hay competencia entre fuentes de suministro, con lo cual un agente está atado a las fuentes de suministro de su área de influencia y, en adición, el esquema de parejas de cargos, que incentiva la expansión a partir de pago de costos fijos, limita la contratación en diferentes tramos del sistema. Asimismo, el esquema contractual es totalmente inflexible en una condición de estrechez entre oferta y demanda, lo cual no incentiva la comercialización de nuevo gas al mercado. Por otro lado, señalan que la contratación actual no considera los diferentes perfiles de consumo y, por ende, se tiende a un establecimiento de precios únicos por parte de los productores. Además, indican que El usuario final no tiene opción de contratos de transporte interrumpibles obligándolo a firmar contratos en firme cuando no los requiere su operación. Proponen Desarrollar esquemas de contratación que incentiven y den señales de expansión del sistema, la interconexión entre mercados nacionales e internacionales, la liquidez y competencia entre estos.

e. Tarifas y Precios

TARIFAS

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	6,7	Los transportadores hacen referencia la baja competitividad en las tarifas de transporte. Desde uno de los grupos, sugieren lograrlo mediante la aplicación de la metodología <i>entry-exit</i>. Creen que la clave para tener una tarifa más competitiva es aumentar la demanda. Finalmente, señalan que se debería revisar el manejo de los costos fijos del sector de gas en el despacho eléctrico para buscar así una mayor optimización de los dos mercados. Indican que es necesario validar que tarifas con cargos fijos y variables sean consecuentes con la realidad y opción de uso de capacidad de cada usuario. Hay un grupo de transportadores que apoya mantener el sistema actual de transportador por contratos y las tarifas de distancia. Finalmente, sugieren repensar los cálculos tarifarios que involucren las variaciones de todos los parámetros de la tarifa; garantizar que cualquier esfuerzo en disminuir la tarifa de transporte sea percibido por el usuario final
Comercializadores	4,1	Algunos comercializadores señalan una demora en la expedición de la nueva metodología y el ajuste en variables claves como el WACC en beneficio de los remitentes. Creen que se deberían establecer mecanismos que permitan reducir la brecha entre regiones según su cercanía a los campos de producción. Apuntan que el nivel de costos presenta problemas en el proceso de reconocimiento de inversiones (no existen unidades constructivas) y se hace por comparación. Ello ha generado demoras y recursos legales a la CREG, que han terminado con acotamientos importantes a las inversiones del transportador y en demoras de hasta dos años en implementar una nueva metodología. Así como que existe ineficiencia en el reconocimiento de los AOM al ser 100% fijos, sin considerar que el combustible es una parte variable importante del costo de compresión. Sugieren que, en la transición hacia un nuevo esquema, debe hacerse una revisión rápida de las variables del cargo actual, actualizando el WACC, inversiones que ya cumplieron Vida útil, y AOM, para garantizar eficiencia en el cargo. El cobro del AOM debería tener algún grado de flexibilidad para usuarios con bajos factores de carga.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Productores	3	Los productores hacen mención a tarifas altas como consecuencia del WACC al 15%, primas extra-regulatorias cobradas por el transportador y a un esquema de fijación de cargos basado en proyecciones de demanda sub-dimensionadas y no real. Además, se menciona que los cargos por distancia obstaculizan la competencia y creen que la remuneración del 60% de la inversión a los gasoductos que cumplieron 20 años es excesiva y representa un alto sobre costo a los usuarios. Por otro lado, indican que los transportadores obtienen una importante parte de sus ingresos adicionales por errores en la regulación y sin hacer nuevas inversiones. En adición, señalan que los gasoductos no cumplen con su máxima operación (1200 psi) y los transportadores, por tanto, solicitan inversiones para llegar a ese máximo justificadas como ampliaciones al sistema de transporte. Uno de los productores se queja de que en la costa se cobran estampillas regionales para un solo usuario hasta tres veces, se hacen swaps operativos que les permiten optimizar sus ingresos sin que los usuarios reciban beneficios, y que los transportadores y distribuidores integrados verticalmente obligan a productores y consumidores finales a usarlos como comercializadores para expandir los sistemas de transporte. Finalmente, se señala que la metodología de transporte vigente supone que el transportador asume el riesgo de demanda, reflejándose este en la tasa de descuento, pero la realidad es diferente. Uno de los productores sugiere que para “efectos de la actualización/expedición de nuevas tarifas” se tenga en cuenta la nueva metodología de cálculo de la tasa de descuento que la CREG ha venido desarrollando.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Asociaciones y otros	NA	Algunos grupos hacen mención a que el esquema tarifario actual no incentiva la contratación a largo plazo por parte de consumidores estacionales como la demanda térmica. Y, que además, bajo el esquema actual el transportador no asume ningún riesgo transaccional, contando en general con unas tarifas que son inflexibles frente a las necesidades del mercado, con la aplicación de precios máximos. Por otro lado, se menciona que aspectos como el WACC del 15 % no refleja el “riesgo” de la actividad de transporte. Finalmente, un tercer grupo señala que el gas debe regularse y el transporte debe optimizarse, tanto en su remuneración como uso, para evitar expansiones ineficientes. Proponen una estampilla nacional única para toda la demanda, lo cual requiere expansión optimizada, oportuna y eficiente. Otras asociaciones sugieren flexibilizar la contratación para nueva demanda industrial considerando contratos existentes y establecer mecanismos que incentiven y permitan que la demanda térmica entre a la demanda de gas para dinamizar el sector. Además, establecer mecanismos que incentiven y permitan que demanda térmica entre a la demanda de gas para dinamizar el sector; e.g. en Brasil se dieron incentivos a demanda térmica a gas para proteger sistema eléctrico. Por último, añaden que debería promoverse un esquema tarifario de dos puntas (transportador remitente), que incentive la negociación y eficiencia en tarifas; así como simplificar el diseño regulatorio para disminuir el riesgo de múltiples interpretaciones.

PRECIOS

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	7	Señalan que no existe un marco para que el transportador realice una diferenciación de tarifas por mercado adicionales a la posibilidad de contratar parejas de cargo distintas. Además, indican que la pese a que la metodología actual brinda señales para la localización de la demanda, algunos procesos, dadas sus características, no pueden ubicarse en otras ciudades. Creen que es importante garantizar una señal más estable para el gas natural. Finalmente, uno de los grupos cree que un modelo <i>entry-exit</i>, ajustado a Colombia, podría dar señales de largo plazo. Para el corto plazo, es importante que activos que sirvan para facilitar las transacciones entre sistemas se estampillen de manera nacional.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Comercializadores	4,1	Mencionan que no hay señales de precio claras y que las tarifas cuentan con un componente en dólares que genera incertidumbre a los clientes finales. Así mismo, indican que, si bien las tarifas aprobadas son cargos máximos, no existe ningún incentivo por el que los transportadores realicen una diferenciación de tarifas por mercado adicionales a la posibilidad de contratar parejas de cargos distintas. Por último, señalan que el modelo actual basado en distancia implica estar lo más cerca posible al productor de gas para pagar menores costos de transporte y, que esto falla, pues solamente hay tres fuentes de producción, estando una de ellas en declinación desde hace ocho años. Proponen abolir el anteriormente mencionado componente en dólares del método de cálculo de remuneración del transporte, brindar a los transportadores herramientas que les permitan aplicar una canasta de tarifas acorde con los requerimientos de cada mercado, principalmente los usuarios no regulados y, buscar esquemas en los que el riesgo de demanda sea asumido a lo largo de la cadena y no solamente por los distribuidores y comercializadores.
Productores	3	Se indica que el esquema actual incentiva la localización de grandes usuarios no regulados (por ejemplo, las plantas térmicas) en sitios cercanos a las fuentes de gas natural. Pero que, no obstante, este impone mayores tarifas a centros de consumo de lugares alejados que no tienen flexibilidad para su localización, como es el caso del occidente del país. Mencionan que el esquema de <i>contract carriage</i> no resulta apropiado para el acometimiento de proyectos de confiabilidad y ha dificultado el desarrollo de proyectos de abastecimiento. Se señala que la regulación de transporte ha trasladado muchos sobrecostos a los usuarios. Finalmente, algunos productores se quejan de que la ubicación de la nueva demanda no responde a señales de precios de gas natural sino a otros criterios como cercanía a los puertos, demanda local, etc.
Asociaciones y otros	NA	Se señala que el esquema de cargos por distancia no brinda liquidez para los usuarios, especialmente aquellos que están alejados de las fuentes de suministro, con lo cual se limitan las señales de expansión e incentiva a los usuarios a localizarse cerca de los puntos de entrada del SNT. Además, apuntan que la metodología de transporte a distancia no es la adecuada para el mercado actual. Asimismo, añaden que aspectos como el WACC del 15 % no refleja el “riesgo” de la actividad de transporte y que el usuario final no debería manejar el riesgo de la tasa de cambio. Proponen promover un esquema que incentive señales neutrales de localización y promueva la inversión, al igual que la competencia en un mercado monopólico. Creen que se debe promover un esquema que incentive señales neutrales de localización y promueva la inversión, al igual que la competencia en un mercado monopólico.

SEÑALES DE PRECIOS PARA USUARIOS

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	3,7	Uno de los grupos de transportadores sugiere liberar la condición a que el precio sea el mismo al que se compró más un margen que reconozca el riesgo incurrido por el remitente y que facilite el desarrollo de las ampliaciones de capacidad. Una segunda compañía de transportadores señala que no se identifican asignaciones en el Mercado Secundario y existe baja liquidez. Sugieren evaluar los distintos esquemas de remuneración frente a señales de precio, localización de usuarios y consumo. Finalmente, un tercer grupo indica que en el proceso de Úselo o Véndalo no se reconocen los costos fijos de los contratos que se venden en el Mercado Secundarios y piensan que se debería permitir recuperar el costo fijo de los contratos que se revenden en el secundario.
Comercializadores	4,7	Los comercializadores señalan que, en el Mercado Secundario, los precios de la subasta de transporte de corto plazo no remuneran al vendedor por los costos derivados de la negociación de la subasta, generando así pérdidas en las ventas y afectando al rendimiento de los agentes oferentes. Además, mencionan que el mecanismo de subasta actual incentiva a que los agentes no contraten en el Mercado Primario y sean los distribuidores lo que tomen el riesgo y soporten negociaciones a altas tarifas y a largo plazo, lo cual desencadena una competencia desigual. Finalmente, apunan que los precios de Mercado Secundario, especialmente en las subastas de Úselo o Véndalo, no reconocen los costos de transporte y hay baja liquidez. Sugieren, entre otras cosas, modificar el límite de precio a las ventas directas bilaterales en el Mercado Secundario, implementar soluciones alternativas que soporten caídas del sistema y se reflejen disponibilidades reales en la subasta.
Productores	3	Se menciona que la resolución CREG 185 de 2020 reduce la liquidez del Mercado Secundario, ya que se aumentan las tarifas y la dificultad para realizar transacciones. Uno de los productores señala que la información disponible para los usuarios no regulados es opaca. Sugieren implementar esquemas de seguimiento y reporte de manera desagregada como se realiza en el Mercado Primario sin desvelar información confidencial.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Asociaciones y otros	NA	Parte de las asociaciones mencionan que el esquema actual promueve la segmentación de mercado en la definición de precios y que la demanda no regulada, gran consumidora en general, no participa de este esquema. Aunque la regulación lo menciona no se dan las condiciones para que los usuarios participen. Se sugiere incentivar la estandarización de contratos y el anonimato de las transacciones entre agentes, con la definición de precios de referencia y productos que den liquidez en el mercado, así como neutralidad y libertad en la negociación. Y finalmente, se propone revisar la formación del precio del transporte de forma que se reconozcan los costos asociados en los que incurren los remitentes.

f. Competencia

CONCENTRACIÓN Y COMPETENCIA DEL MERCADO DE TRANSPORTISTAS

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	6,3	Se menciona una falta de competencia real, debido al monopolio existente en el sistema de transporte del país. Los transportadores creen que esta actividad, debido a sus características, debe ser regulada con respecto al acceso, calidad y tarifas, entre otras. Los transportadores están de acuerdo en que es necesario modificar las reglas de integración vertical para que haya un trato uniforme para todos los transportadores y no se generen distorsiones en el mercado. Finalmente, ven adecuado mantener la competencia entre transportadores por los activos que no son complementarios a la infraestructura existente.
Comercializadores	3,7	Los comercializadores señalan que no existe competencia debido a la estructura del sector, ya que el transporte es un monopolio natural y existe una posición dominante. Proponen implementar esquemas de vigilancia que permitan equilibrar esa posición de dominio.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Productores	6,5	Los productores están de acuerdo en que el transporte es un monopolio natural regional.
Asociaciones y otros	NA	Algunos integrantes comentan que no existe competencia entre transportistas, hay integración vertical, participación e inversiones del transportador en el resto de la cadena que limitan la competencia y aumentan el poder de mercado. Indican que no hay competencia, es un monopolio natural. Proponen Promover la interconexión de mercados a partir de las obras de expansión del PAGN y establecer mecanismos que propendan por la protección de los remitentes en un mercado naturalmente monopolístico.

CONCENTRACIÓN Y COMPETENCIA DEL MERCADO DE COMERCIALIZADORES

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	4,7	Uno de los grupos indica que la separación entre el mercado del interior y la costa no permite mayor competencia. Otro grupo señala que observan oportunidades en la liberación de capacidad con reglas claras para los comercializadores al igual que la necesidad de tener un prestador de última instancia en los diferentes mercados.
Comercializadores	4,9	Hacen mención que, pese a que existe competencia en algunos mercados, las condiciones de contratación y descoordinación suministro-transporte llevan a que no se compita en igualdad de condiciones. Algunos comercializadores indican que esta situación hace que se tengan capacidades excedentarias en la actualidad y que, por falta de demanda, se generen sobrecostos en el servicio. Además, señalan que el gas natural “ha venido perdiendo competitividad y muchos han migrado a combustibles sustitutos”, por lo que se ha de pensar que la competencia no solo debe generarse con el gas.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Productores	3	Se señala que el mercado minorista que es atendido por los comercializadores es opaco, esto es, “no hay disposiciones sobre el registro de información comercial que permita a las autoridades contar con información de los niveles de competencia”. Mencionan que esto ha llevado, por ejemplo, a que como lo plantea la Comisión en la Resolución CREG 071 de 2020, sea complejo la identificación de la forma en la que los comercializadores trasladan los costos de las compras del gas y del transporte a los usuarios que atienden. Uno de los productores sugiere considerar la inclusión de disposiciones en materia de información a lo largo de la cadena, que permita mayor claridad a las autoridades sobre las dinámicas competitivas de los diferentes segmentos.
Asociaciones y otros	NA	Algunos grupos señalan que el diseño del esquema Distribución-Comercialización (sin límites de integración), limita la competencia en comercialización y la liquidez en el mercado de transporte de gas, así como que se ha dado una disminución en la competitividad del gas natural por medidas regulatorias. Otros grupos mencionan que el mercado de comercializadores diferentes al distribuidor es incipiente y en general no existen opciones diferentes al operador de red. Entre las sugerencias se recoge: incentivar la entrada de nuevos jugadores al mercado mediante señales regulatorias, dar metodologías que permitan la coordinación entre el suministro y el transporte, o diseñar reglas para los cargos regulados no se conviertan en un obstáculo para la competencia de las actividades no reguladas.

BARRERAS (INCLUIDO BARRERAS REGULATORIAS)

i. A la entrada para nuevos potenciales transportistas, así como al crecimiento de transportistas existentes

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	7,3	Los transportadores mencionan que la regulación actual solo permite registros de contratos hasta 2025, lo que genera incertidumbres en recuperar inversiones para nuevos actores. Asimismo, señalan que la actividad cuenta con las barreras propias de una actividad propia de monopolio natural donde no es deseable crear competencia por mercados que ya son atendidos. Además, indican que los tiempos de oferta de 3 a 7 años y la remuneración de transporte a 20 o 30 años presenta una alta barrera para el desarrollo de la actividad Algunos transportadores sugieren: modificar las reglas de integración vertical para que todos los transportadores tengan el mismo tratamiento y no se generen distorsiones en el mercado; revisar la participación de los productores en la construcción de activos de transporte; remunerar la infraestructura de transporte en tiempos acordes al desarrollo de reservas al menos 10 años y eliminar la restricción del último trimestre de 2025 e incluir una modificación a la cláusula de ajuste regulatorio.
Comercializadores	5	Los comercializadores no concuerdan en cuanto a la necesidad de entrada de nuevos transportadores, pero si están de acuerdo en que el transporte es un monopolio natural y falta flexibilidad en la regulación vigente. Algunos comercializadores creen que un sistema de transporte tipo <i>entry-exit</i> o estampilla ayudaría a “animar” la competencia en comercialización, permitiendo disponer de fuentes de gas “en otras geografías y posibilitar la atención de nuevos clientes”. Algunas de las sugerencias recibidas incluyen: eliminar la restricción de contratación de capacidad de transporte en el último trimestre de 2025, incluir mecanismos de coordinación suministro-transporte-distribución y coordinación interinstitucional en el gobierno que contribuya a la viabilidad comercial de los proyectos.

ii.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Productores	6	La única herramienta que permite la entrada de nuevos transportadores es la regulación de gasoductos de conexión. Uno de los productores menciona que pese a que no participan como transportadores en la prestación del servicio. En todo caso, consideran que los mecanismos previstos en el Decreto 2345 de 2015, de llegar a ser aplicados, darían cabida a la entrada de nuevos potenciales transportadores.
Asociaciones y otros	NA	Algunos participantes hacen mención a que la estructura de mercado de transporte, con dos sistemas monopólicos definidos, limita la entrada de nuevos agentes de transporte. Además, echan en falta una definición clara de competencia en la expansión del sistema de transporte para incentivar a otros agentes a participar. Por otro lado, se señala que el esquema de contratos no impulsa entradas y a través de la expansión controlan el acceso al transporte, limitando la comercialización directa con el UNR. Proponen evaluar si el esquema actual de remuneración de transporte es efectivo o incentiva o no la entrada de nuevos agentes a la actividad de transporte de Gas Natural, eliminar la restricción de contratación de capacidad de transporte a último trimestre de 2025, y revisar las señales de inversión para que el transportador incumbente realice las inversiones requeridas.

iii.

iv. A la entrada para nuevos potenciales comercializadores, así como al crecimiento de comercializadores existentes

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	5,3	Los transportadores mencionan que existe una limitación regulatoria para el desarrollo de activos que garanticen confiabilidad y que la regulación actual solo permite registros de contratos hasta 2025, lo cual genera incertidumbres en recuperar inversiones para nuevos actores. Proponen remunerar la infraestructura de transporte en tiempos acordes al desarrollo de reservas al menos 10 años y eliminar la restricción del último trimestre de 2025, así como incluir una modificación a la cláusula de ajuste regulatorio. Algunos transportadores señalan una falta de conocimiento por temas de confidencialidad de los contratos, capacidades, y sobre quién tiene los derechos de esta para acercar a las partes. Sugieren buscar mecanismos de publicación de dicha información.

128.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Comercializadores	5,2	Se hace mención a la limitación en el acceso a la información y la existencia de sobre costos con remitentes primarios. Añaden que hay sobrecontratación de capacidades de transporte que no son utilizadas. Sugieren incorporar la posibilidad de aplicar subsidios cruzados en función y beneficio de la demanda inelástica al precio, mejorar los mecanismos de coordinación suministro-transporte-distribución y coordinación interinstitucional en el gobierno que promueva y facilite la competencia en suministro. Además, proponen aumentar la flexibilidad para que los productores-comercializadores respalden contratos de suministro con gas importado.
Productores	3	Uno de los productores menciona que pese a no participar en el mercado minorista, perciben que los contratos de suministro y transporte a largo plazo pueden dificultar la entrada de nuevos comercializadores si no se fortalecen los mecanismos que eviten la sobrecontratación de capacidad de transporte y se mantienen los incentivos a la sobrecontratación del suministro que se derivan del Decreto 2100 de 2011. Sugieren hacer un “análisis del funcionamiento del mecanismo Úselo o Véndalo de largo plazo” pues parece que no está sirviendo para “asegurar la liberación de excedentes de capacidad de transporte”. Por otro lado, se sugiere revisar la interpretación según la cual por contratos con respaldo físico deben entenderse los contratos firmes de suministro que cubran el 100% de la demanda de mediano plazo; así como la metodología para el cálculo de la variable $d(t-a)_{i,j}$ de la Resolución CREG 137 de 2013; y eliminar o revisar la excepción para la aplicación de esta norma en el caso de mercados con consumos inferiores a 7 millones de metros cúbicos mensuales. Otros productores señalan que el principal obstáculo para la entrada de nuevos productores-comercializadores es el esquema de tarifas por distancia de transporte.
Asociaciones y otros		Se hace mención a que el esquema actual limita la entrada de nuevos comercializadores, dado que los comercializadores incumbentes (con altos factores de carga) son los que viabilizan la expansión del transporte en el esquema actual, concentrando la capacidad de transporte. Sugieren evaluar si el esquema actual de remuneración de transporte incentiva o no la entrada de nuevos agentes a la actividad de comercialización de Gas Natural; fomentar la integración, competencia, flexibilidad, eficiencia y liquidez que incentive a participar en la actividad de comercialización; revisar la pertinencia de las medidas adoptadas por la CREG en la resolución 185/2020; establecer mecanismos que brinden mayor flexibilidad, agilidad y liquidez, y establecer productos que satisfagan las necesidades de los remitentes.

i. A la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	5	Critican la incertidumbre asociada al retorno de las ampliaciones si se busca promover demanda en sectores como el termoeléctrico o industrial. Asimismo, señalan que los tiempos de oferta de 3 a 7 años y la remuneración de transporte a 20 o 30 años presenta una alta barrera para el desarrollo de la actividad.
Comercializadores	4,2	Algunos comercializadores señalan la existencia de altos costos de la infraestructura, como uno de los problemas actuales, pues no permiten la remuneración de la inversión a precios competitivos. Asimismo, mencionan que la expansión se ha basado históricamente en la oferta y no en las necesidades de la demanda y que, además, las ampliaciones contratadas entraron a destiempo generando así sobrecostos al mercado. Este grupo considera que un esquema de expansión eficiente basado en la planeación del sistema eléctrico y de gas de manera conjunta, para determinar los puntos de expansión del sistema y no de cada sistema regional de cada transportador, sería una posible mejora a tener en cuenta. Finalmente, también proponen establecer unos criterios técnicos objetivos de clasificación de clientes (industria, EDS y GNV) que deban ser conectados al SNT para evitar que clientes actualmente conectados al sistema de distribución pierdan ventaja competitiva.
Productores	6	Uno de los productores menciona que el transportador incumbente obstaculiza la ampliación de la red de transporte al establecer cláusulas abusivas para nuevas ampliaciones. Dicho productor menciona que la única herramienta efectiva para ampliar la red de transporte es la regulación vigente de gasoducto de conexión, ya que permite que un tercero diferente al transportador incumbente construya los gasoductos. Por otro lado, otro de los productores indica que, pese a no participar en la actividad de transporte, en su condición de productores-comercializadores y en calidad de usuarios no regulados, no han observado evidencia de barreras para la ampliación del sistema de transporte. Consideran que la regulación e incluso la política pública han introducido mecanismos orientados a facilitar la ampliación del sistema. Para los procesos propios de gasoductos asociados al Plan de Abastecimiento y a <i>open seasons</i> sugieren establecer mecanismos expeditos que permitan contar de manera oportuna con los expedientes tarifarios y autorizaciones para asegurar el <i>time to market</i> de nuevos proyectos de oferta.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Asociaciones y otros	NA	Algunos grupos señalan que el estancamiento del crecimiento de la demanda de gas ante la incertidumbre en la oferta hace menos viable el desarrollo de infraestructura al no existir nueva demanda que viabilice y apalanque nuevos desarrollos. Además, otros participantes mencionan que, sin expansión centralizada y optimizada, se queda la oferta sin conexión, a pesar de las resoluciones que promueven lo contrario. Sugieren promover el aumento de la demanda en sectores con potencial de crecimiento, de tal forma que se incentiven las ampliaciones de transporte a partir de las señales regulatorias de largo plazo y revisar el diseño a largo plazo del SNT, de forma que sea más redundante y resiliente para la integración de la nueva demanda.

ii. Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Transportadores	5	Los transportadores comentan que se trata de un mercado de producción altamente concentrado. Sugieren flexibilizar que los contratos de transporte puedan ser de entrega no física para permitir así ampliar la oferta en producción. Uno de los transportadores señala que la concentración del mercado en los productores es perjudicial para el sector, pues el precio no refleja las características de un mercado en competencia. Proponen regular más la producción y cambiar su moneda a pesos.
Comercializadores	3,6	Los comercializadores indican que la producción de gas natural no es regulada, pero si la comercialización de la producción. Echan en falta información clara, veraz y oportuna de parte de los productores. Además, señalan la existencia de un monopolio y la no existencia de reglas claras en la definición del precio de gas. Señalan como característica destacable del mercado el hecho de que en el interior del país hay un único vendedor que es Ecopetrol (Campos del Piedemonte) y piensan que esto se debe a que los contratos son de entrega física. Sugieren flexibilizar el sistema de contratos de transporte para evitar la entrega física y algunos comercializadores apuntan que un modelo <i>entry-exit</i> podría aportar mejoras.

Grupo	Calificación Promedio	Comentarios
Productores	5,5	Consideran relevante mencionar que el marco normativo contempla disposiciones que aportan al equilibrio entre los agentes y limitan potenciales y eventuales comportamientos indeseables en el mercado. Se menciona que la segmentación de mercados producto de los cargos por distancia de transporte hacen que el interior del país sea un monopolio y que en la Costa Caribe existe un mercado en competencia gracias a la cercanía de la demanda con los nuevos campos de producción.
Asociaciones y otros	NA	Algunos de los participantes mencionan que no existe competencia efectiva gas-gas, que no hay incentivos en el <i>upstream</i> para diversificar la oferta y que el arbitraje de precios genera que el productor se aproveche de dicha situación y no haya competitividad en el mercado. Además, se señala que existe un acaparamiento de la capacidad de transporte por parte del comercializador-distribuidor de la zona, lo cual genera que otros comercializadores no puedan acceder a dicho transporte. Por último, algunos grupos apuntan que no hay diversidad de contratos para la industria no regulada, siendo el más común “firmezas” del 90% donde el riesgo es del usuario. Proponen diversificar y asegurar el suministro de Gas Natural para el largo plazo, analizar los límites de integración vertical en los distintos segmentos de la cadena de abastecimiento del gas natural. Por otro lado, algunos grupos sugieren estudiar el establecimiento de precios techo en suministro, con libertad vigilada, supeditada su liberación a un margen de exceso real y viable entre oferta y demanda.

F. Plantilla Cuestionario

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- i. 1: considera que la temática funciona muy mal
- ii. 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- iii. 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	Seleccione un valor.		
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	Seleccione un valor.		
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	Seleccione un valor.		

Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	Seleccione un valor.		
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	Seleccione un valor.		
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	Seleccione un valor.		
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>			
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	Seleccione un valor.		
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	Seleccione un valor.		

	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	Seleccione un valor.		
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	Seleccione un valor.		
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	Seleccione un valor.		
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	Seleccione un valor.		
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	Seleccione un valor.		

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	Seleccione un valor.	
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	
	Estampilla	Seleccione un valor.	
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	Seleccione un valor.	
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	
	Estampilla	Seleccione un valor.	

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- iv. Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

- v. Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

vi. ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

vii. ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

G. Listado Participantes

1. Transportadores

- TGI (Transportadora de Gas Internacional)
- Promigas S.A. E. S. P.
- Progasur (Promotora de Gases del Sur S.A. E. S. P.)

2. Comercializadores

- Grupo Vanti (Gas Natural S. A. E. S. P.)
- Surtigas S. A. E. S. P.
- Alcanos de Colombia S.A. E. S. P.
- EPM (Empresas Públicas de Medellín E. S. P.)
- Efigas (Gas Natural S. A. E. S. P.)
- GdO (Gases de Occidente)
- Enel – Emgesa (Enel Group Colombia)

3. Productores

- Ecopetrol S.A.
- Canacol Energy Colombia S.A.

4. Asociaciones, Grandes Usuarios y Otros

a. Asociaciones

- ANDEG (Asociación Nacional de Empresas Generadoras)
- Naturgas (Asociación Colombiana de Gas Natural en Colombia)
- Andesco (Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones de Colombia)
- Asoenergía (Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales)
- ANDI (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia)

b. Grandes Usuarios

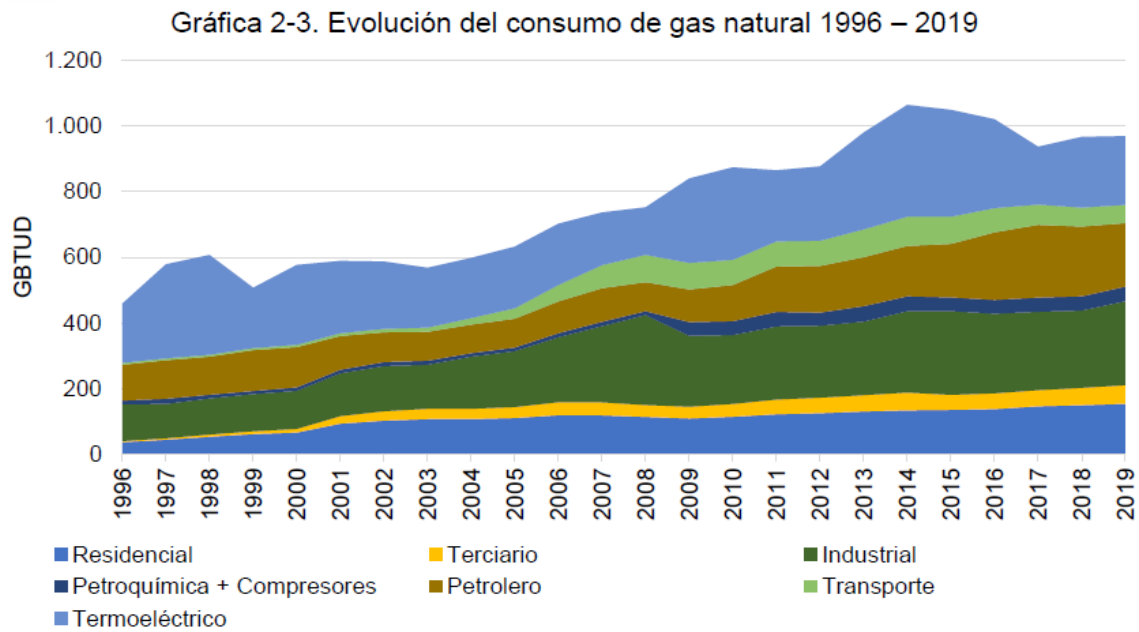
- Termoemcali
- TEBSA

c. Otros

- CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas)
- XM
- UPME

H. Información adicional del mercado

1. Consumo de gas histórico

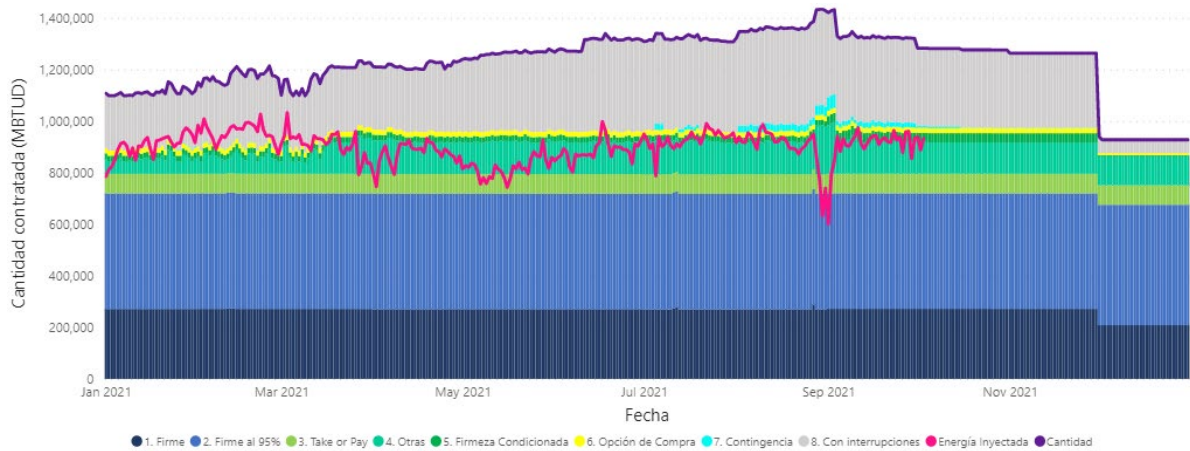


Fuente: Ecopetrol, Chevron, CNO-GAS, Concentra. Cálculos: UPME.

Fuente: Plan de Abastecimiento 2019-2028, Gráfica 2-3, p. 29.

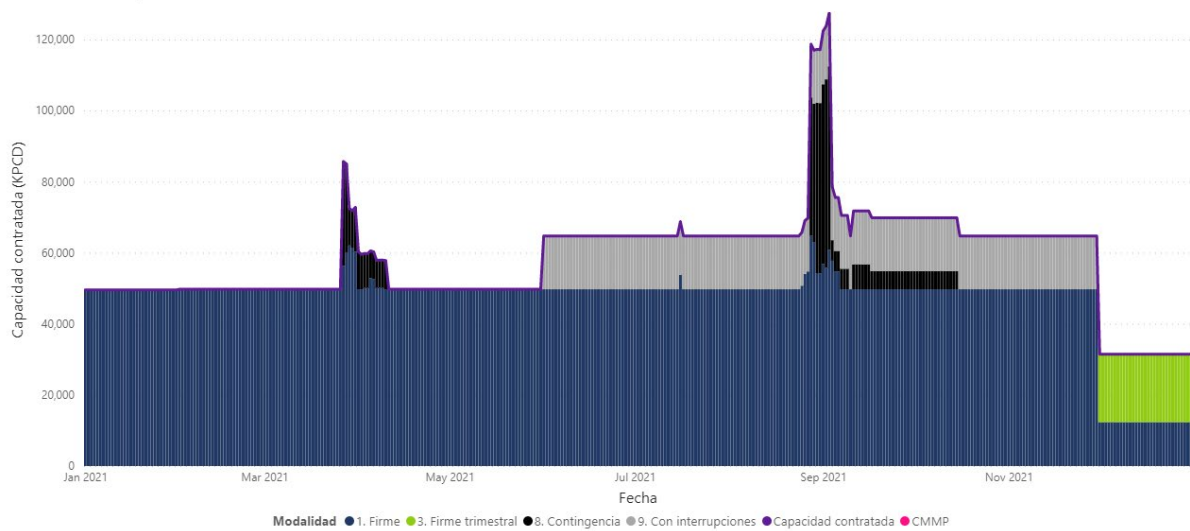
2. Contratación Mercado Primario

a. Mercado de Suministro



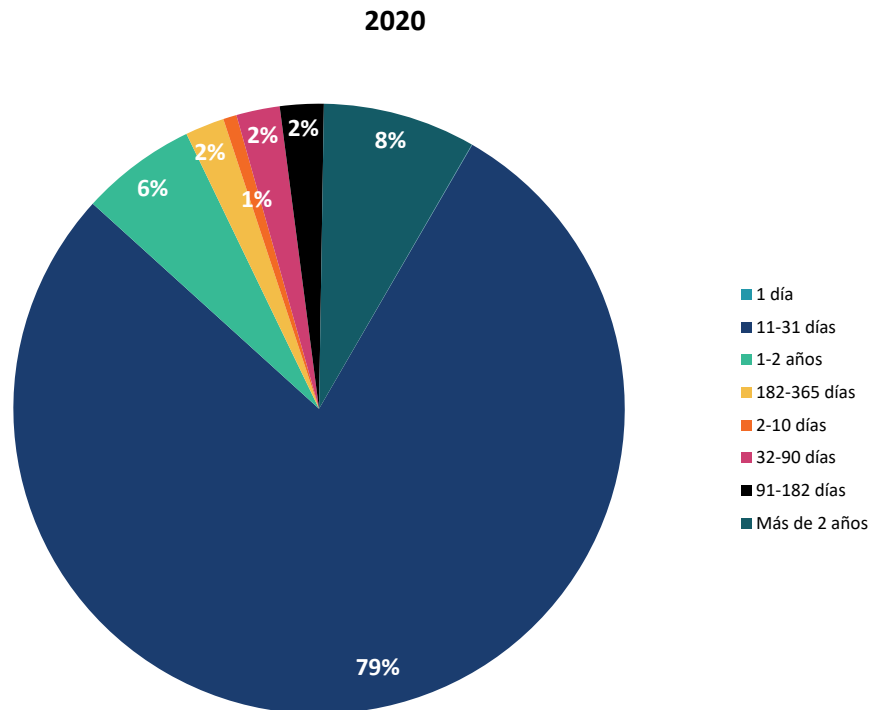
Fuente: Datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

b. Mercado de Transporte

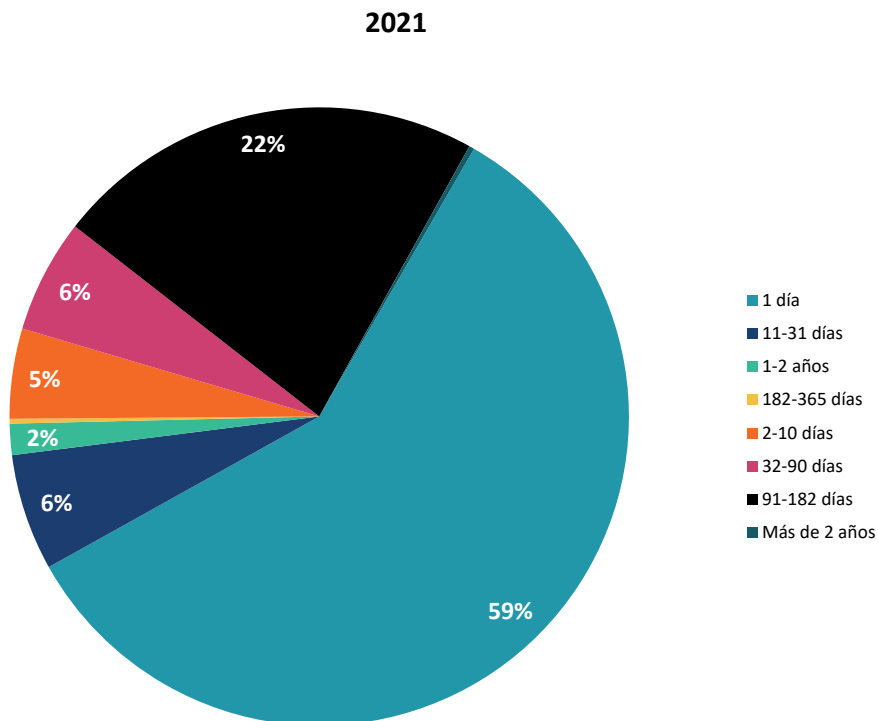


Fuente: Datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

c. Duración promedio contratos transporte según capacidad



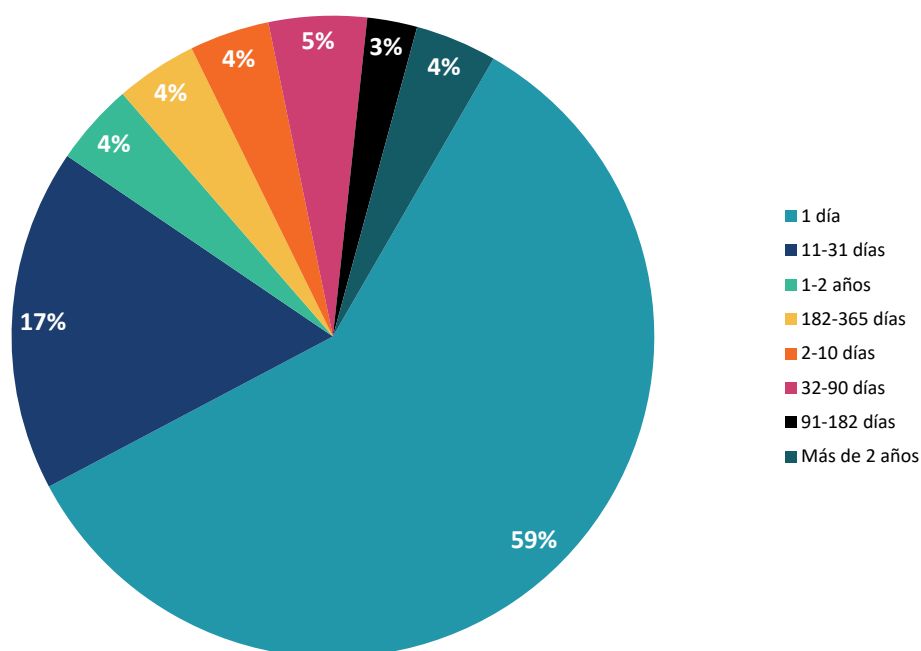
Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.



Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

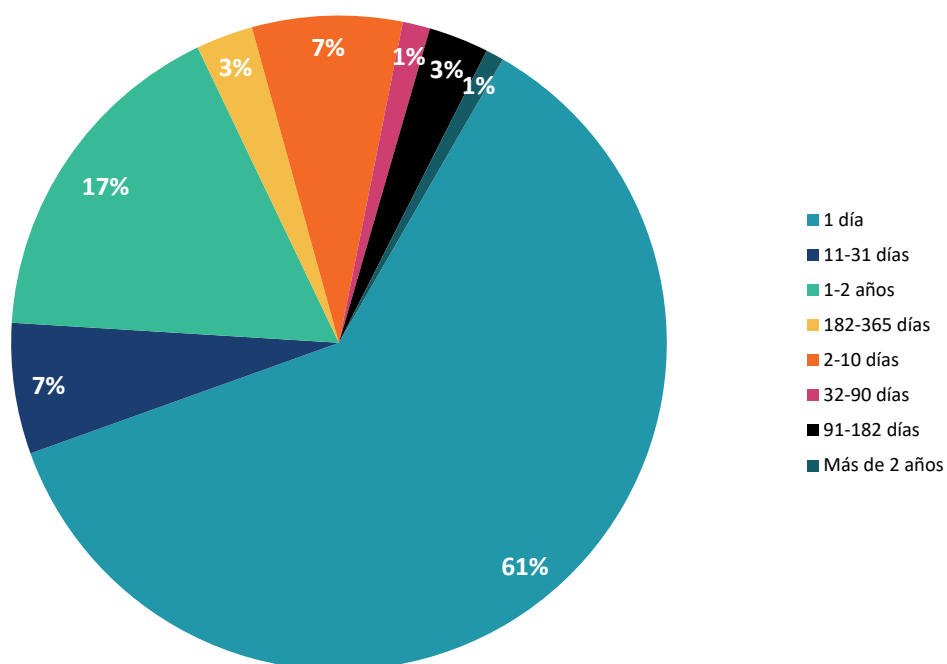
d. Duración promedio contratos de suministro según capacidad

2020



Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

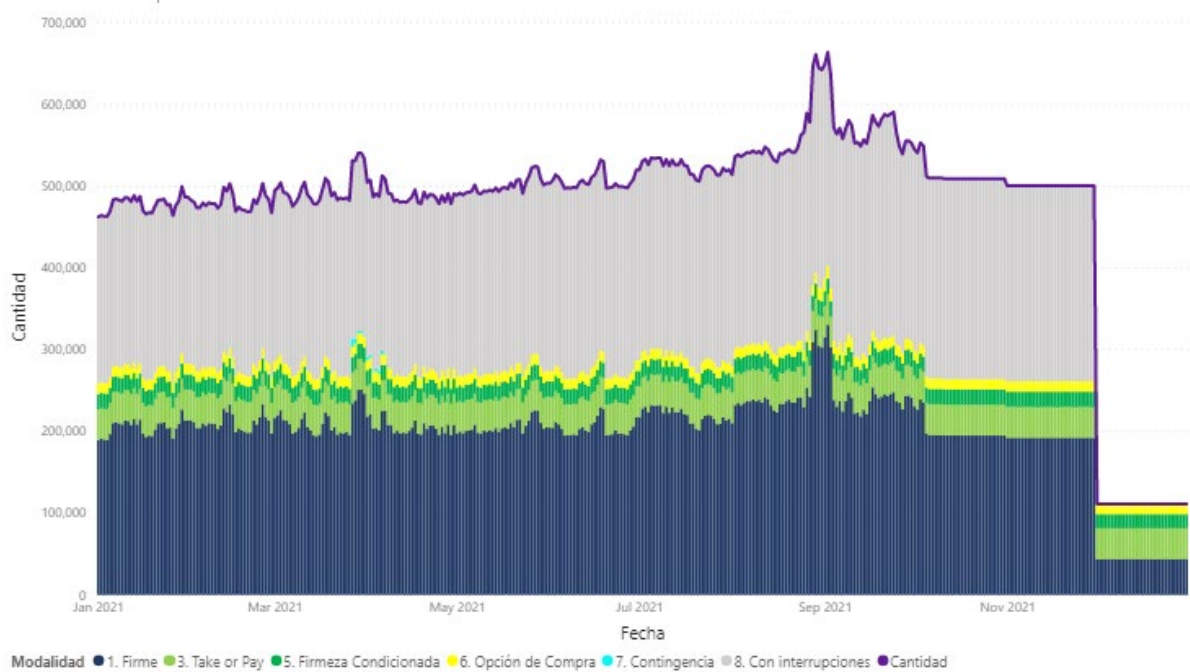
2021



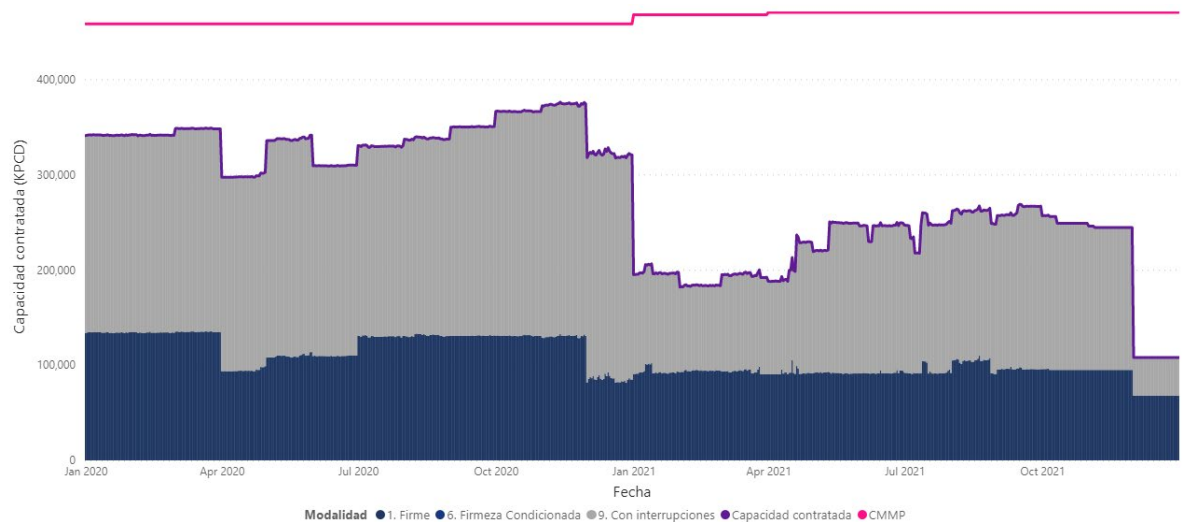
Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

3. Contratación Mercado Secundario

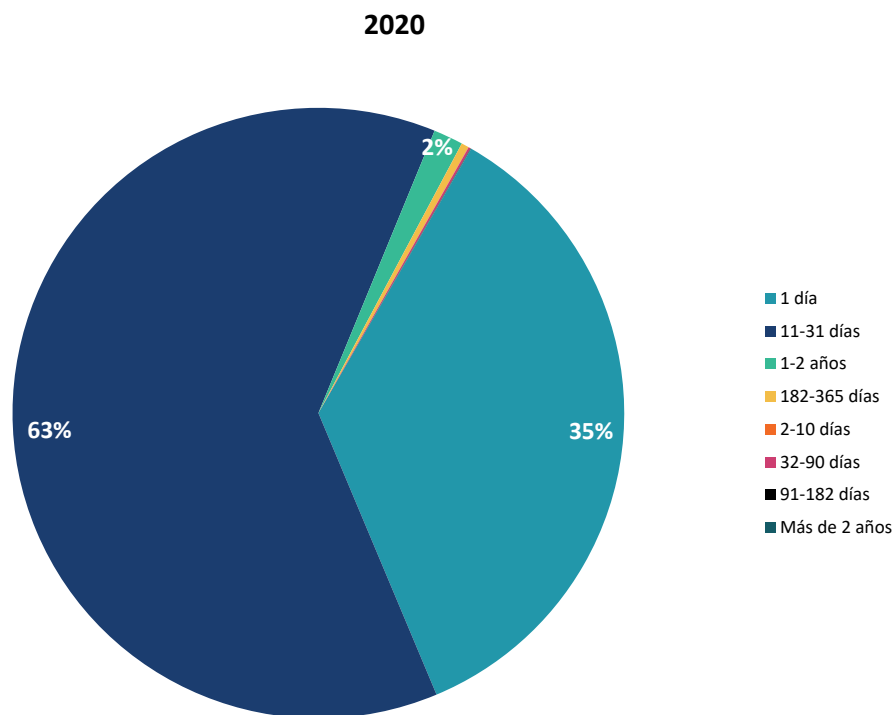
a. Mercado de Suministro (MBTU)



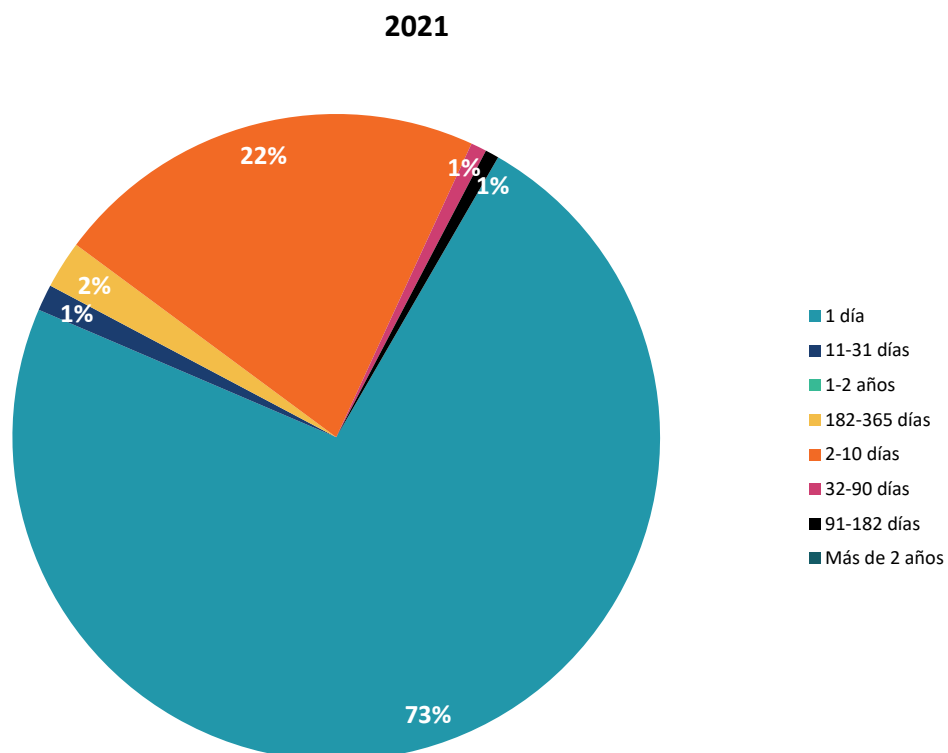
b. Mercado de Transporte



c. Duración promedio contratos transporte según capacidad



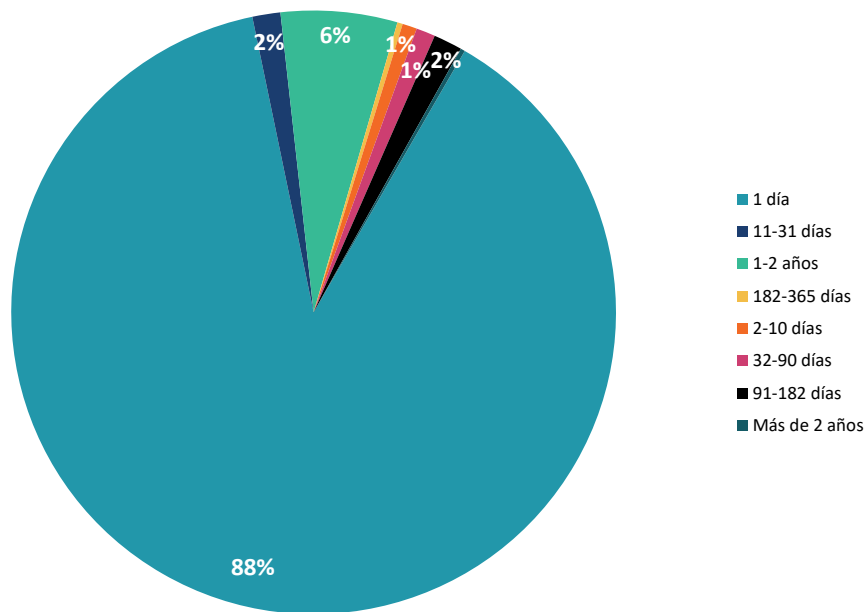
Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.



Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

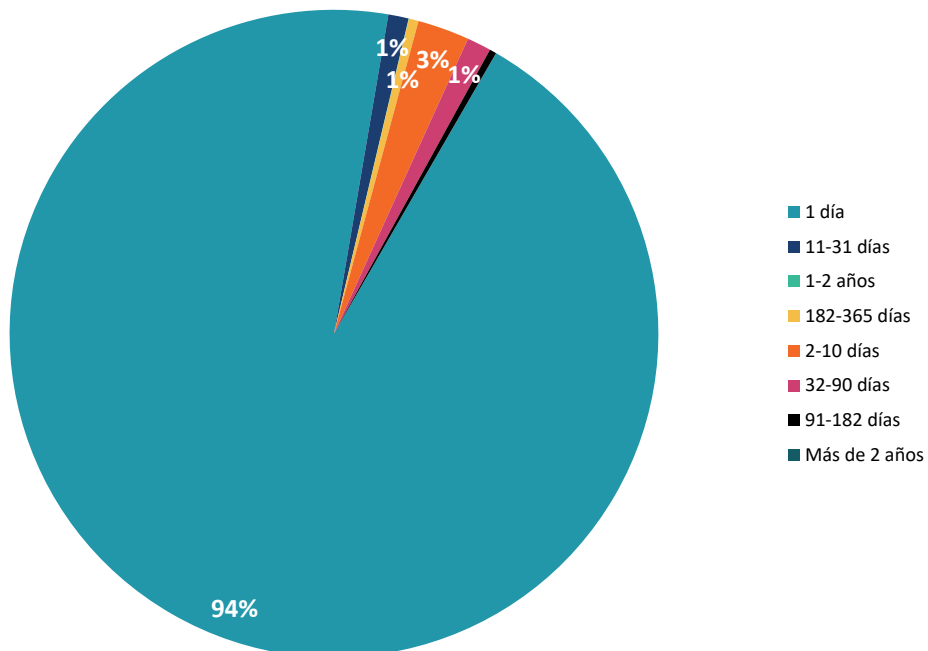
d. Duración promedio contratos de suministro según capacidad

2020



Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

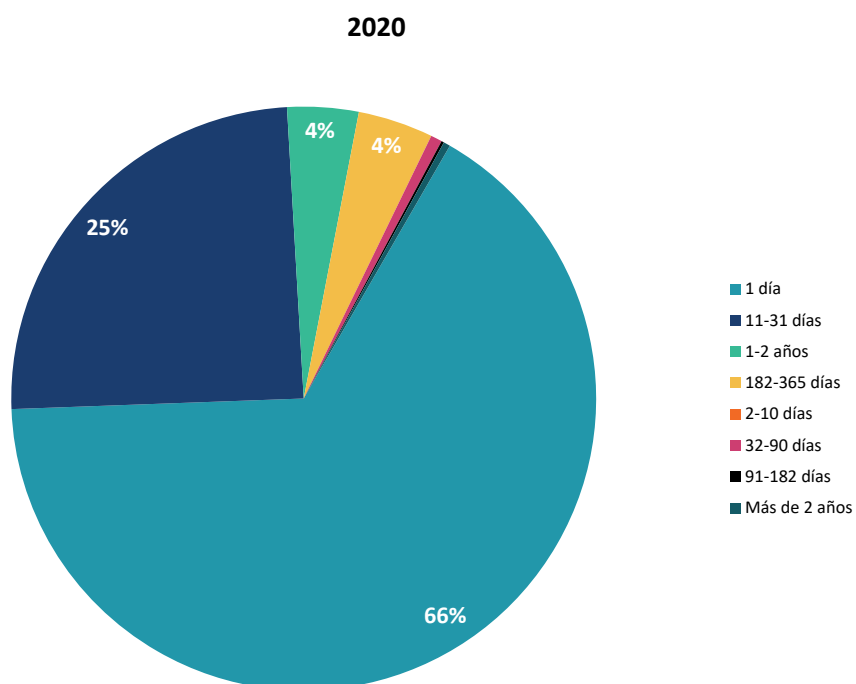
2021



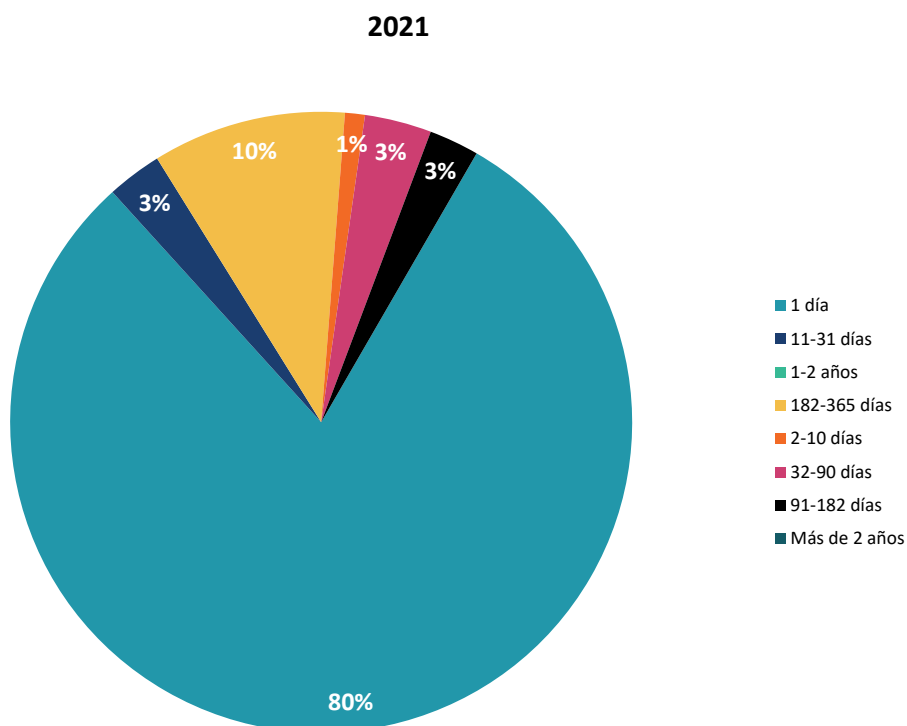
Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

4. Contratación Mercado OTMM

a. Duración promedio contratos transporte según capacidad

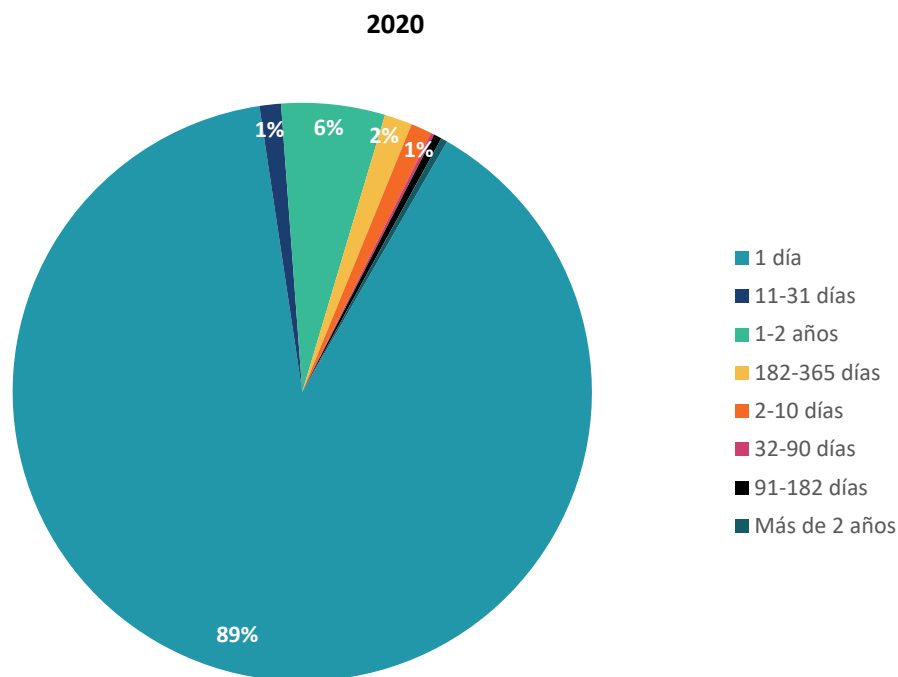


Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.



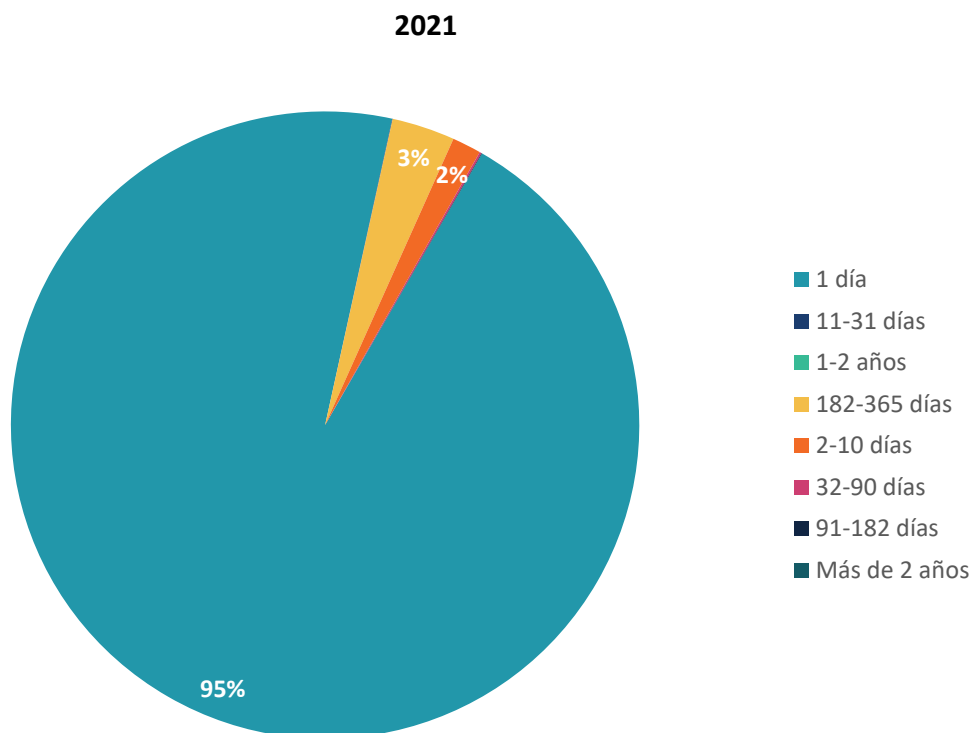
Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

b. Duración promedio contratos de suministro



c.

Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.



Fuente: Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

5. Tarifa de transporte

a. Tarifa regulada parejas de cargos 0-100 (USD/Kpc)⁹⁹

Pareja de cargos	2018	2019	2020	2021
Cartagena-Mamonal	0.05	0.05	0.05	0.05
Cusiana-El Porvenir	0.11	0.11	0.11	0.11
Yumbo-Cali	0.11	0.11	0.11	0.11
La Creciente-Sincelejo	0.27	0.27	0.27	0.27
Floreña-Yopal	0.29	0.29	0.29	0.29
Buenos Aires-Ibague	0.32	0.32	0.32	0.32
Cartagena-Barranquilla	0.32	0.32	0.32	0.32
La Belleza-Cogua	0.32	0.32	0.32	0.32
Sebastopol-Vasconia	0.34	0.34	0.34	0.34
Ballena-La Mami	0.38	0.38	0.38	0.38
Pereira-Armenia	0.40	0.40	0.40	0.40
Vasconia-Mariquita	0.43	0.43	0.43	0.43
Barranquilla-La Mami	0.52	0.52	0.52	0.52
Apiay-Ocoa	0.54	0.54	0.54	0.54
Yopal-Morichal	0.54	0.54	0.54	0.54
Chicoral-Flandes	0.57	0.57	0.57	0.57
Cogua-Sabana	0.59	0.59	0.59	0.59
Flandes-Guando	0.60	0.60	0.60	0.60
Vasconia-La Belleza	0.63	0.63	0.63	0.63
Jobo-Sincelejo	0.65	0.65	0.65	0.65
Barranca-Sebastopol	0.66	0.66	0.66	0.66
Sincelejo-Cartagena	0.69	0.69	0.69	0.69
Cusiana-Apiay	0.72	0.72	0.72	0.72
Apiay-Centauros	0.83	0.83	0.83	0.83
Centauros-Granada	0.83	0.83	0.83	0.83
El Porvenir-GBS	0.91	0.91	0.91	0.91
La Belleza-El Porvenir	0.91	0.91	0.91	0.91
Armenia-Yumbo	0.94	0.94	0.94	0.94
Apiay-USme	1.02	1.02	1.02	1.02
Flandes-Ricaurte	1.08	1.08	1.08	1.08
Mariquita-Gualanday	1.08	1.08	1.08	1.08
Mariquita-Pereira	1.08	1.08	1.08	1.08
Aguazul-Yopal	1.17	1.17	1.17	1.17
GBS	1.17	1.17	1.17	1.17
Sebastopol-Medellín	1.35	1.35	1.35	1.35
Barranca-Bucaramanga	1.79	1.79	1.79	1.79
Ballena-Barranca	1.80	1.80	1.80	1.80
Gualanday-Neiva	2.19	2.19	2.19	2.19
Sardinata-Cucuta	2.97	2.97	2.97	2.97
Guando-Fusagasuga	3.02	3.02	3.02	3.02
Pradera-Popayan	3.22	3.22	3.22	3.22
Bucaramanga-Gibraltar	3.33	3.33	3.33	3.33
Neiva-Hobo	3.36	3.36	3.36	3.36
Tane-Pamplona	6.55	6.55	6.55	6.55

⁹⁹ Elaboración propia con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, Portal BI Gas.

I. Respuestas Completas a los cuestionarios

1. Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI)

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (¿Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	3	No es posible contratar de manera simultánea la producción y el transporte de gas, lo cual desincentiva la participación directa de los consumidores. Manejo de las variaciones Contratos a largo plazo de los distribuidores que no permiten acceso a la competencia, contratos muchas veces donde se negocia el total de la capacidad sin tener la demanda al 100% del tubo, situación que impide la entrada de otros comercializadores	Negociación conjunta de producción y transporte, con optimización para el consumidor final. Revisar el impacto de la Resolución 185 de 2020 sobre la eficiencia del mercado. Mecanismos que permitan la libre competencia y que no se de acaparamiento por parte de ningún agente.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	3	La única punta en la que puede participar el consumidor es como vendedor, para incrementos puntuales de producción, en función de los precios de oportunidad, es conveniente su participación como comprador. El usuario es penalizado por no usar el tramo pero no tiene como vender su capacidad de transporte sobrante no utilizada en el mercado.	Permitir la participación de los consumidores en el Mercado Secundario como vendedores y como compradores.
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	3	No existe reconocimiento de las situaciones de fuerza mayor desde el lado de la demanda. La situación es más desbalanceada, cuando la contratación de la demanda, que sufre un evento de fuerza mayor o realiza reducciones de consumo, es a través del comercializador. -Desconocimiento de la realidad del consumo, industrial y nacional, donde el consumo en días hábiles es diferentes a los no hábiles, lo anterior, resulta en Contratos con firmezas superiores al 80% diarias, donde se le traslada el riesgo de lo agentes al usuario final, dando como consecuencia una penalidad por no uso desconociendo la operación industrial donde se sobre entiende que no todos los	Es necesario balancear la relación con los transportadores y productores y dar oportunidades para mitigar el impacto, en el caso de la demanda contratada a través de un comercializador y que coyuntural o estructuralmente tiene reducciones de consumo. Liquidar el transporte de manera mensual tal como se hace como el suministro de gas buscando equilibrios en los contratos. Tener en cuenta situaciones de firmezas variables para los fines de semana.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			días de la semana tienen la misma demanda(por ejemplo, es deseable establecer un consumo inferior para el Domingo). Adicionalmente, en los procesos se tiene fallos y paros, pero la industria está sujeta a tener que pagar penalidades a lo largo de la duración del contrato sin tener posibilidad de vender esa capacidad disponible	
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	3	Cuando se cambia de comercializador el consumidor actual no tiene asegurada su transporte. Es necesario que la actividad de transporte que tiene cargos regulados, permita la competencia a nivel de comercializador. La congestión se da por el monopolio del distribuidor, el cual hay que regularlo para generar competencia.	Hay tramos que, aunque tienen contratación plena, pero no la usan a la mayor capacidad. Hay que optimizar el uso de dicha infraestructura, sobre todo cuando es una situación estable en el tiempo. Adicionalmente, consideramos que la demanda actual que tiene transporte, debe tener garantizado dicho transporte aunque cambie de comercializador. Crear mecanismo sencillos y rápidos donde los usuarios puedan negociar el transporte para así mismo permitir el ingreso de cualquier comercializador

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	3	La contratación actual no considera los diferentes perfiles de consumo y por ende, se tiende a un establecimiento de precios únicos por parte de los productores. El usuario final no tiene opción de contratos de transporte interrumpibles obligándolo a firmar contratos firme cuando no los requiere su operación	
Tarifas	Nivel y estructura	3	El WACC y otras variables no se actualizan durante el periodo tarifario y se siguen aplicando, a pesar de tener rezagos superiores a los 10 años. Los usuarios de las zonas mas alejadas del pozo son castigados por la tarifa y el costo del waac no disminuye a pesar de que la infraestructura tiene rezagos la tarifa no baja a pesar de que el usuario ya pago la infraestructura La regulación genera incentivos para que la demanda no pueda	Consideramos que es necesario que las variables de la metodología se actualicen periódicamente, principalmente aquellas que afectan negativamente a los consumidores, generando sobrecostos o barreras a su crecimiento. Permitir el acceso por parte de los consumidores al tubo de transporte, estableciendo únicamente condiciones de tipo técnico y de seguridad. Tarifas equilibradas para todas las zonas del país. Sería recomendable revisar la conveniencia de un cobro por estampillas, principalmente en

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			obtener eficiencia en sus precios de este insumo	la infraestructura que ya se ha pagado a nivel de CAPEX.
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	4	La demanda no regulada gran consumidora en general no participa de este esquema. Aunque la regulación lo menciona no se dan las condiciones para que los usuarios participen	Permitir su ingreso como comprador y vendedor.
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	5	La regulación no genera incentivos de localización de los usuarios no regulados ni para su consumo.	Para incentivar el consumo, se debe eliminar las restricciones de acceder directamente a transporte y permitir una política de precios que reconozca diferentes perfiles de demanda, con precios adecuados.
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	3	No hay competencia. Es un Monopolio natural, por ende hay que fomentar regulatoriamente la eficiencia económica para el usuario final	La demanda está atada a su suministrador. El transporte se convierte en una barrera.
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	5	El mercado de comercializadores diferente al distribuidor es incipiente, en general no existen opciones diferentes al operador de red.	Consideramos importante diseñar reglas para que los cargos regulados (T y D) no se conviertan en un obstáculo para la competencia de las actividades no reguladas (S y T).
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	Choose an item.		

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	3	El transporte ha sido la principal barrera.	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	Al parecer el esquema actual no genera los incentivos, de forma tal que proyectos requeridos para aumentar la confiabilidad no se han ejecutado.	Se requiere vincular los activos de confiabilidad a incentivos para abastecer la demanda, con indicadores mínimos de confiabilidad.
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	3	Ante un escenario de escasez se requiere alinear los incentivos de los agentes de suministro y transporte. Estudiar el establecimiento de precios techo en suministro, con libertad vigilada, supeditada su liberación a un margen de exceso real y viable entre oferta y demanda. No hay diversidad de contratos para la industria No regulado, el mas común firmezas del 90% donde el riesgo es del usuario	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Revisar las reglas de contratación de gas para usuario final. Tiene compromisos de consumo pero en caso de no poder cumplirlos, no puede hacer nada con su derecho a ese gas o a esa infraestructura. Principalmente, para aquellos que compran a través de un comercializador (la inmensa mayoría).

Los activos de confiabilidad, deben ser parte del sistema de transporte, y ser remunerados por la demanda esencial. Dicha demanda siempre puede desplazar a la demanda contratada que no es demanda esencial, es decir, la industrial y térmica, en la infraestructura con la cual no tienen relación contractual.

-El usuario No regulado recibí asume todo el riesgo que se da en la cadena de suministro , generando un desequilibrio contractual en los contratos tendiendolos que firmar porque no hay competencia.

Es necesario generar incentivos para que la planta de GLN del atlántico permanezca, entre otros como soporte para la demanda esencial.

El precio del transporte de gas para el occidente Colombiano ha sido castigado por años, es necesario alivios regulatorios y tarifarios para que sea equitativo con respecto a otras zonas del país,

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	6	Permitio la penetración del gas en el sistema colombiano. Hoy no está generando los incentivos suficientes para asegurar la infraestructura que la demanda necesita.
	Entry-Exit	7	Es un tema a analizar, facilita el acceso a diferentes fuentes.
	Estampilla	6	Es un tema a analizar. Puede generar ineficiencia en la localización de la demanda.
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	5	De difícil aplicación con el incremento de fuentes y no genera competencia entre campos, lo cual hace que el suministro arbitre entre las diferentes posibilidades.
	Entry-Exit	7	Es un tema a revisar, asegura incentivos para la competencia a nivel de suministro y reconoce el stress que cada agente genera en el sistema. No es fácil de replicar.
	Estampilla	Choose an item.	Es un tema a revisar. No interioriza el estrés que causa cada agente en el sistema ni el grado de utilización de cada activo.

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Eliminando las ineficiencias que están siendo trasladadas al usuario final. Que los parámetros básicos de la remuneración tengan revisión periódica, para evitar sobrecostos, que hoy están en cabeza del consumidor.

Es muy importante que el riesgo cambiario sea asumido por el transportador, quien lo puede gestionar de manera más eficiente.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

Si limita las inversiones necesarias. Prueba de ello, son las necesidades identificadas y la nula implementación de dichas inversiones. Muy importante que la demanda esencial, que desplaza a la demanda no esencial, suba los sobrecostos de dicho desplazamiento. Este sería un incentivo para que las inversiones necesarias para su atención, sean cubiertas.

2. Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales (Asoenergía)

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	4	El nuevo proceso de contratación especificado en la Res. 185 de 2020 es extremadamente inflexible: (1) Las negociaciones no coinciden con las negociaciones de suministro (2) Solo se puede contratar la capacidad en firme en los momentos específicos. En caso de requerir una capacidad adicional transporte, el remitente se debe ajustar a un contrato	Si el estudio busca perpetuar el esquema de expansión por contratos no solucionará sino algunos puntos de transporte, pero no optimizará ni el uso de la infraestructura actual, ni futura, y permanecerá la distorsión que existe por usar un sistema por distancia. Sugerimos cambiar a un esquema estampilla realmente, con una

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			interrumpible con la tarifa 100V – 0F. Existe un acaparamiento de la capacidad de transporte por parte del comercializador-distribuidor de la zona, lo cual genera que otros comercializadores no puedan acceder a dicho transporte. En caso de acceder (en el Mercado Secundario), dicha capacidad viene con primas que hace que las ofertas al usuario final no sean competitivas. El mecanismo de Úselo o Véndalo de Largo Plazo no resuelve la problemática mencionada anteriormente, porque solamente aplica para un año. Las ofertas de otros comercializadores implican más de un año, lo cual genera una incertidumbre de tener o tener más caro la capacidad	infraestructura al servicio de la demanda nacional, que permita tarifas neutras, expansión optima y operación económica para los usuarios. El sistema actual, ni siquiera permite un balance físico del sistema total, lo que los asesores deben saber, no permite el funcionamiento del mercado de manera eficiente y optima en ningún caso. El mercado de gas en Colombia no es líquido y se tiene que entender el status quo va a permanecer relativamente igual. Por lo tanto, hay que diseñar metodologías sencillas y claras para este tipo de mercado. Lo anterior,
--	--	--	---	--

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			de transporte, a partir del segundo año en adelante. Adicionalmente, no se debe permitir la especulación de la capacidad de transporte: quien contrate el suministro es quien debe tener el acceso a la capacidad de transporte y no al revés. El mercado de gas natural no es líquido y la información no es clara. El Gestor del mercado publica información inconsistente y la mayoría no es útil. Información, como las contrataciones, es fundamental para la transparencia del mercado. La Resolución CREG limitó el ingreso de corto plazo a los transportadores por la pareja de cargos a 100V – OF. Lo anterior fue fundamental porque los transportadores se aprovechaban para poner	basándose en que el transportador no puede tener un rol activo dentro del mercado, sino debe ser simplemente un conector de la oferta con la demanda.
--	--	--	---	--

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			tarifas extremadamente altas (ej: Transmetano = 25 USD/KPC), lo cual obligaba a los remitentes a sobre contratarse en extremo. El esquema de contratación depende de contar con la demanda suficiente y anticipada para viabilizar un proyecto de expansión, por lo que la expansión se ha estancado. La solución de definir solo algunos proyectos estratégicos, trata de solucionar esto, pero crea un sistema hibrido, que igualmente no ha funcionado. No existe posibilidad de contratación real optimizada por los UNR del gas por que no existe flexibilidad ni opciones para acceder a capacidad real y optima, no existe información adecuada de la capacidad optimizada	
--	--	--	--	--

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			del SNT, no existe capacidad para contratar en muchos tramos a pesar de la des-optimización del uso de la misma, y las subastas son costosas e ineficientes.	
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	3	Existe un acaparamiento de la capacidad de transporte por parte del comercializador-distribuidor de la zona, lo cual genera que otros comercializadores no puedan acceder a dicho transporte. En caso de acceder (en el Mercado Secundario), dicha capacidad viene con primas que hace que las ofertas al usuario final no sean competitivas. El mercado de gas natural no es líquido y la información no es clara. El Gestor del mercado publica información inconsistente y la mayoría no es útil. Información, como las contrataciones, es	El transporte no debería ser parte del mercado, sino simplemente permitir el acceso a la oferta sin restricciones.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			fundamental para la transparencia del mercado. Procesos de subastas diarias para un mercado como el actual deben replantearse. Si el primario no funciona, es secundario no tiene la posibilidad tampoco de ser óptimo por las mismas razones, y por el contrario se presta para especulaciones y perpetua la des-optimización.	
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	3	El transportador no permite hacer contratos en firme hacia las parejas de cargos 100V - 0V. La regulación da muchas señales para que los eventos de fuerza mayor y los eventos eximentes de los usuarios finales no sean aceptados por el transportador (Ej: concepto de la CREG en el cual el comercializador debe asumir ese riesgo). Dichos eventos	Eliminarlos. La contratación es compleja, numerosa, inflexible y obstruye el crecimiento del mercado de la oferta de gas.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			se han vuelto inmanejables por los usuarios industriales, debido a que eventos de fuerza mayor, como el Paro Nacional, no son aceptados por el transportador. Por último, señales regulatorias de que el suministro es totalmente independiente a la actividad de transporte debe ser replanteada. El usuario final asume los costos de capacidad de transporte aun cuando el campo de suministro está mantenimiento y no tiene, en ese sentido, el gas natural. La inflexibilidad es total, y no acoplada a los contratos de suministro. Imposibilita el uso adecuado de la infraestructura.	
--	--	--	--	--

Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	5	Existe un acaparamiento de la capacidad de transporte por parte del comercializador-distribuidor de la zona, lo cual genera que otros comercializadores no puedan acceder a dicho transporte. En caso de acceder (en el Mercado Secundario), dicha capacidad viene con primas que hace que las ofertas al usuario final no sean competitivas. El mecanismo actual de expansión, establecido en la 185 no tiene sentido. Se debe plantear otra estructura de expansión del sistema. Proyectos claves como la conexión entre la Costa y el Interior no se priorizan para realizarse a la mayor brevedad. Actualmente la utilización de la infraestructura es baja y desordenada en muchos	Expansión centralizada y operación independiente y de criterio económico para la demanda y no para los transportadores.
---------------------------------	--	----------	--	--

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			tramos, falta una coordinación y optimización operativa, mientras existen restricciones de conexión entre los dos sistemas. Y la oferta sin conexión o internacional.	
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	1	El acceso al gas es limitado, no se cuenta con respaldo, los eventos de indisponibilidad se agudizan por la falta de conexión y optimización del SNT, limitando toda la competencia en el mercado de suministro y en el acceso real a la molécula	Operación centralizada, independiente de los transportadores
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	1	La metodología de transporte a distancia no es la adecuada para el mercado actual. Lo anterior, dado que hoy en día dicha metodología genera un arbitraje perverso para el usuario final, que hace que el productor se aproveche de la situación. Un claro	El gas debe regularse y el transporte debe optimizarse, tanto en su remuneración como uso, para evitar expansiones ineficientes. Una estampilla nacional única para toda la demanda. Esto requiere

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			ejemplo es en el interior del país, donde el gas de la Costa al Interior tiene un precio de más de 5 USD/KPCD. Lo anterior evita que los productores de la Costa puedan ofrecer gas a precios competitivos y que el único productor del interior, que es Ecopetrol, se aproveche de la situación. Aspectos como el WACC del 15 % no refleja el “riesgo” de la actividad de transporte. El usuario final no debería manejar el riesgo de la tasa de cambio. La normatividad con respecto a cuando los tramos cumplen la VUN es absurda, dado que le ha generado en los últimos años rentas adicionales al transportador (cuando la expectativa razonable es que las tarifas bajen)	expansión optimizada, oportuna y eficiente. También requiere una operación optima e independiente.
--	--	--	---	---

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			El precio del transporte, así como el del gas, esta destruyendo demanda. La apropiación de rentas entre las actividades, en contra de los usuarios esta minando el mercado, la expansión y el uso del gas. El costo del transporte es el único factor que realmente hace viables económicamente proyectos como la planta de regasificación del pacifico.	
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	1	Existe un acaparamiento de la capacidad de transporte por parte del comercializador-distribuidor de la zona, lo cual genera que otros comercializadores no puedan acceder a dicho transporte. En caso de acceder (en el Mercado Secundario), dicha capacidad viene con primas que hace que las ofertas al usuario final no sean competitivas.	Eliminarlo.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	2	La metodología de transporte a distancia no es la adecuada para el mercado actual. Lo anterior, dado que hoy en día dicha metodología genera un arbitraje perverso para el usuario final, que hace que el productor se aproveche de la situación. Un claro ejemplo es en el interior del país, donde el gas de la Costa al Interior tiene un precio de más de 5 USD/KPCD. Lo anterior evita que los productores de la Costa puedan ofrecer gas a precios competitivos y que el único productor del interior, que es Ecopetrol, se aproveche de la situación. Aspectos como el WACC del 15 % no refleja el “riesgo” de la actividad de transporte. El usuario final no debería manejar el riesgo de la tasa de cambio.	Eliminar la señal de distancia.
--------------------------------------	---	---	---	---------------------------------

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			La normatividad con respecto a cuando los tramos cumplen la VUN es absurda, dado que le ha generado en los últimos años rentas adicionales al transportador (cuando la expectativa es que las tarifas bajen) El precio del transporte, así como el del gas, esta destruyendo demanda. La apropiación de rentas entre las actividades, en contra de los usuarios esta minando el mercado, la expansión y el uso del gas. El costo del transporte es el único factor que realmente hace viables económicamente proyectos como la planta de regasificación del pacifico.	
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	1	Aunque el transportador es un monopolio natural. El transportador debe cumplir un rol pasivo en el mercado.	Unificar SNT y estampilla nacional, sin distancia.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			Con la metodología actual, en la cual se genera un arbitraje y adicionalmente es transportador es que define las expansiones, dicho rol no se cumple y genera distorsiones del mercado que las asume el usuario final. Hay monopolio, ni siquiera es un duopolio.	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	3	Monopolio	Controlan el acceso al transporte, limitando la comercialización directa con el UNR.
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	1	El esquema de contratos no impulsa entradas. Controlan acceso a nuevas fuentes externas	A través de la expansión controlan el acceso al transporte, limitando la comercialización directa con el UNR.
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	1	Aunque es difícil es mas probable nuevos comercializadores que nuevos transportadores.	Comercializadores actuales controlan el acceso al transporte, limitando la comercialización directa con el UNR.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	1	Sin expansión centralizada y optimizada, se queda la oferta sin conexión, a pesar de tantas Resoluciones que promueven lo contrario. Es fundamental la integración de los mercados de la costa con el interior.	Expansión centralizada y operación centralizada optimizada. Estampilla nacional.
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	1	El arbitraje de precios genera que el productor se aproveche de dicha situación y no haya competitividad en el mercado. Existe un acaparamiento de la capacidad de transporte por parte del comercializador-distribuidor de la zona, lo cual genera que otros comercializadores no puedan acceder a dicho transporte. En caso de acceder (en el Mercado Secundario), dicha capacidad viene con primas que hace que las ofertas al usuario final no sean competitivas.	Requiere regulación.

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Tratar de corregir el sistema existente no ha funcionado por mas de 15 años, a pesar de cambios en los contratos, sin numero d resoluciones de ajuste s subastas, etc. Si no se cambia la estructura del transporte, se seguirá con un acceso, expansión y costo des-optimizado, limitando el uso del gas.

El mercado colombiano es pequeño, con pocos oferentes y pocos remitentes. Por lo tanto, se debe incorporar metodologías sencillas y transparentes para este tipo de mercado, como la estampilla (metodologías como el entry- exit o los sistemas de acceso por medio de subastas son complejas y no tienen sentido para un sistema como el actual).

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	1	Ya esta suficientemente probado que no funciona.
	Entry-Exit	1	El sistema es lineal, no enmallado. No funciona.
	Estampilla	8	No solo la capacidad sino la remuneración debe ser estampillada. Requiere expansión centralizada y operación centralizada .económicamente.

Modelo de tarifas	Basado en Distancia	1	Ineficiente con el mercado, suficientemente probado que no funciona.
	Entry-Exit	1	No existen las condiciones para este sistema en Colombia.
	Estampilla	8.	No es perfecto, pero es la corrección necesaria para eliminar las condiciones de arbitramento del transporte en los precios de gas, en el acceso entre regiones, a desarrollar mas oferta y a usar lo ya invertido.

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

Tener un sistema hibrido no funciona, perpetua la ineficiencia de la expansión por contratos y las señales de proyectos estratégicos es imparcial, y no neutra. La metodología estampilla nacional es la mejor opción.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

Incompleto, y manteniendo un análisis no sólido, afectado por la distorsión tarifaria, y con unas perspectivas de precio exorbitante. En temas de confiabilidad, cualquier proyecto es aceptable por confiabilidad, si se analiza con un costo de racionamiento de largo plazo de 30 USD/KPC.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Quitándole la decisión de inversión de expansión a los transportadores. Incorporando un sistema de estampilla y un esquema centralizado.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

Absolutamente. Por un lado no se usan adecuadamente las inversiones realizadas, y por otro lado, se perpetúan expansiones necesarias, tal como es evidente en la interconexión entre los dos sistemas, el acceso a fuentes no conectadas.

3. Asociación Nacional de Empresas Generadoras

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	5	Funciona bien la labor de reporte y gestión de información que ha venido construyendo el gestor del mercado del gas, facilidad de contacto con transportadores. Aspectos a mejorar: Se identifica que los contratos de largo plazo bajo el esquema de remuneración actual limitan la liquidez del mercado y la señal de distancia ha hecho que remitentes se trasladen a puntos más cercanos del SNT con lo cual se copa la disponibilidad en tramos,	Evaluar el esquema de remuneración actual en lo referente a las opciones de negociación de la capacidad en los contratos de los tramos, en el marco de la liquidez del mercado. Seguir trabajando en la disponibilidad y oportunidad de la información. Alinear los tiempos de negociación de los productos suministro y transporte. Revisar el diseño de mecanismos de acceso a

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			disminuyendo la capacidad a contratar.	transporte que tenga en cuenta la configuración del sistema de transporte y las condiciones que los agentes deben cumplir (respaldos físicos, entre otros)
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	5	Funciona bien la gestión de la información que ha promovido el gestor del mercado del gas, no obstante, debería haber mayor flujo de información sobre contratación de transporte por parte de los comercializadores que hacen parte de este mercado. Debe revisarse si los productos del secundario como el esquema del UoVLP incentivan la contratación de largo plazo, de forma que promuevan la liquidez y la eficiencia en la contratación.	Por el perfil de consumo de los agentes térmicos se requiere información en el mercado respecto a consumos diarios tanto de suministro como de transporte por agente, de forma que se promueva la liquidez en el Mercado Secundario. Incluir las condiciones comerciales requeridas para acceder a la capacidad de transporte en el Mercado Secundario. Revisar el diseño y funcionamiento de las subastas para hacer de estas un esquema liquido que garantice la entrega del producto ofrecido.

Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	Si bien la CREG ha venido planteando opciones para flexibilizar el mercado de contratos, en la práctica al no existir disponibilidad de contratos en algunos tramos del sistema no existe flexibilidad real en los contratos de transporte. Lo anterior, sumado a la estructura de parejas de cargos que no incentivan la contratación por parte de agentes térmicos en el sistema especialmente en el interior del país, y, por lo tanto, se limita la competencia en el mercado. Los transportadores no ofrecen la totalidad de las opciones de contratación, redundando en el no ajuste de las necesidades de la demanda Existe disparidad en las obligaciones de pago entre el remitente y el transportador	Diseñar un esquema de tarifas que reconozca el perfil de consumo por tipo de agente, por ejemplo, de las plantas termoeléctricas. Nivelar las obligaciones, conductas y buenas practicas operativas y comerciales de las puntas (transportador-Remitente). Diversificar las fuentes de suministro para que existan más opciones para los conformantes del mercado.
-------------------------	---	---	--	---

			frente a diferencias en las nominaciones y consumo.	
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	5	No hay capacidad física ni comercial que contribuyan a la flexibilidad en la contratación, en adición, hasta la fecha, la falta de interconexión de los sistemas Costa – Interior, y la carencia de ampliación de capacidad de transporte contribuye a la congestión del sistema. Falta información de largo plazo por parte de los productores/comercializadores al resto de la cadena. Todas las inversiones que se ejecuten dentro del sistema se trasladan a los remitentes bajo el esquema actual (el transportador no asume ningún riesgo).	Se requiere desarrollar oportunamente los proyectos del PAGN, que contribuyan a la integración y competencia entre mercados, brindando opciones para los agentes. En adición se requiere evaluar de forma oportuna, otras formas de remunerar el transporte de forma que se asegure la flexibilidad y liquidez comercial en el sistema.
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i>	3	No hay competencia entre fuentes de suministro, con lo cual un agente está atado a las fuentes de suministro de su área de influencia, y en adición,	Desarrollar esquemas de contratación que incentiven y den señales de expansión del sistema, la interconexión entre

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>		el esquema de parejas de cargos, que incentiva la expansión a partir de pago de costos fijos limita la contratación en diferentes tramos del sistema. El esquema contractual es totalmente inflexible, en una condición de estrechez entre oferta y demanda, lo cual claramente no incentiva la comercialización de nuevo gas al mercado.	mercados nacionales e internacionales, la liquidez y competencia entre estos.
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	2	El esquema tarifario actual no incentiva la contratación a largo plazo por parte de consumidores estacionales como la demanda térmica. Bajo el esquema actual el transportador no asume ningún riesgo transaccional, y en general, sus tarifas son inflexibles frente a las necesidades del mercado, con la aplicación de precios máximos.	Debería promoverse un esquema tarifario de dos puntas (Transportador-Remitente), que incentive la negociación y eficiencia en tarifas. Simplificar el diseño regulatorio para disminuir el riesgo de múltiples interpretaciones.

Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	5	El esquema actual promueve la segmentación de mercado en la definición de precios.	Incentivar la estandarización de contratos y el anonimato de las transacciones entre agentes, con la definición de precios de referencia y productos que den liquidez en el mercado, así como neutralidad y libertad en la negociación. Revisar la formación del precio del transporte de forma que se reconozcan los costos asociados en los que incurren los remitentes.
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	5	El esquema de cargos por distancia no brinda liquidez para la los usuarios, especialmente aquellos que están alejados de las fuentes de suministro, con lo cual se limitan las señales de expansión e incentiva a los usuarios a localizarse cerca de los puntos de entrada del SNT.	Debe promoverse un esquema que incentive señales neutrales de localización y promueva la inversión, al igual que la competencia en un mercado monopolístico.
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	1	No existe competencia entre transportistas, hay integración	Promover la interconexión de mercados a partir de las

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			vertical, participación e inversiones del transportador en el resto de la cadena que limitan la competencia y aumentan el poder de mercado	obras de expansión del PAGN. Establecer mecanismos que propendan por la protección de los remitentes en un mercado naturalmente monopolístico.
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	5	El diseño del esquema Distribución-Comercialización (sin límites de integración), limita la competencia en comercialización y la liquidez en el mercado de transporte de gas. Se ha dado una disminución en la competitividad del gas natural por medidas regulatorias.	Se debe incentivar la entrada de nuevos jugadores al mercado mediante señales regulatorias. Dar metodologías que permitan la coordinación entre el suministro y el transporte.
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	4	La estructura del mercado de transporte, con dos sistemas monopolicos definidos (Costa – Interior) limita la entrada de nuevos agentes de transporte. Incluso no hay una definición clara de competencia en la expansión del sistema de transporte para incentivar a	Evaluar si el esquema actual de remuneración de transporte es efectivo e incentiva o no la entrada de nuevos agentes a la actividad de transporte de Gas Natural.

			otros (nuevos) agentes a participar.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	2	El esquema actual limita la entrada de nuevos comercializadores, dado que los comercializadores incumbentes (con altos factores de carga) son los que viabilizan la expansión del transporte en el esquema actual, concentrando la capacidad de transporte.	Evaluar si el esquema actual de remuneración de transporte incentiva o no la entrada de nuevos agentes a la actividad de comercialización de gas Natural. Fomentar la integración, competencia, flexibilidad, eficiencia y liquidez que incentive a participar en la actividad de comercialización
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	4	El estancamiento del crecimiento de la demanda de gas ante la incertidumbre en la oferta, hace menos viable el desarrollo de infraestructura, al no existir nueva demanda que viabilice y apalanque nuevos desarrollos. Nivelar el traslado de los costos de la inversión vía tarifa a los remitentes teniendo en cuenta la competitividad y eficiencia en precios.	Promover el aumento de la demanda en sectores con potencial de crecimiento, de tal forma que se incentiven las ampliaciones de transporte a partir de las señales regulatorias de largo plazo. Revisar el diseño a largo plazo del STN de forma que sea mas redundante y resiliente para la

				integración de nueva demanda.
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	2	No existe competencia efectiva gas-gas. No hay incentivos en el upstream para diversificar la oferta (ECP representa el 85% de la capacidad de producción). ECP participa incluso en decisiones empresariales de distribuidoras (Invercolsa).	Diversificar y asegurar el suministro de Gas Natural para el largo plazo. Analizar los límites de integración vertical en los distintos segmentos de la cadena de abastecimiento del gas natural.

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Es importante avanzar oportunamente en la definición del esquema de transporte de gas a fin de viabilizar las inversiones requeridas en el SNT.

Evaluar los eventos eximentes, sus causales y la gestión expost que toman los transportadores frente a los remitentes

Revisar la normativa que rige los desbalances debido a que en la mayoría de los casos va en detrimento de los remitentes aún cuando no son causados por el.

Evaluar la gestión y normativa de cobro por desbalances negativos teniendo como referente el perfil de consumo

Revisar la aplicación de las variaciones de salida frente a la normatividad de desbalances para proteger al consumidor y la custodia del gas.

Hacer más estrictas las medidas frente a la recepción de Gas por fuera de condiciones RUT y gestionar/desarrollar mecanismos de compensación

Es importante Garantizar la coordinación Gas-Electricidad

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	Seleccione un valor.	El regulador debe evaluar si pueden coexistir o no diferentes modelos de acceso a la capacidad de transporte y de tarifa.
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	
	Estampilla	Seleccione un valor.	
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	Seleccione un valor.	Se deben evaluar transiciones entre esquemas, respetando los esquemas contractuales vigentes. El consultor deberá tener en cuenta las diferentes perspectivas de todos los agentes de la cadena del Gas Natural, teniendo en cuenta análisis de beneficio costo para cada uno de los modelos evaluados.
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	
	Estampilla	Seleccione un valor.	

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

Identificación oportuna de las obras necesarias requeridas para el abastecimiento de la demanda en obras de interconexión y confiabilidad.

Desarrollar esquemas de remuneración clara e incentivos para puestas en operación temprana y/o anticipada de las obras.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

El esquema actual de expansión por contrato está orientado sobre una premisa de altos niveles de oferta, lo cual a la fecha ha cambiado según el balance de gas. Debe revisarse este esquema en el marco de las expansiones necesarias como de oferta como de demanda. Así mismo debe hacerse de forma integral y participativa con los diferentes agentes de la cadena.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Diversificar la oferta con la finalidad de promover la competencia y las expansiones en el sistema.
Actualizar las metodologías tarifarias de forma regular, a fin de eliminar la incertidumbre la momento de tomar decisiones.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

El esquema institucional sectorial para el desarrollo de inversiones es complejo (Tramites ambientales, Consulta previa). Por su parte el retraso en la definición de esquemas regulatorios como el del transporte, limita el desarrollo de los proyectos de expansión necesarios para el STN. Dado que las inversiones en la infraestructura de gas corresponden a un negocio regulado.

4. Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones de Colombia (ANDESCO)

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	5	Funciona mal: *Falta de liquidez del mercado *Acceso fácil a la información de Capacidad Disponible *Subastas *Existe un desfase entre los momentos de contratación de suministro y transporte,	*Considerar realizar ajustes en las negociaciones para que se contraten para los mismos periodos. *Evaluar los primeros trimestres de aplicación de la Resolución CREG 185/2020, con el fin de identificar aspectos a mejorar, buscando liquidez en el

			lo cual hace complejo el acceso a la capacidad disponible primaria. Funciona Bien: *Facilidad para reservar *Facilidad para contactar a transportadores	mercado y coordinación con la regulación que se expida para comercialización de suministro. *Permitir la libre contratación en periodos de insalvable restricción por mantenimientos o emergencias en los campos de producción o sistemas de transporte. *Evaluar si conviene tener un período para realizar procesos de contratación de uno o más años y los procesos trimestrales dejarlos solo para manejos puntuales dentro del año. *Eliminar barreras de entrada y evaluar la estructura de las subastas para que sean más líquidas. *Establecer mecanismos de acceso al transporte teniendo presente las condiciones y composiciones del mercado (transacciones respaldadas físicamente y un sistema de transporte radial).
--	--	--	---	--

Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	4	Funciona mal: *Facilidad para reservar capacidades *Liquidez *Acceso a la información *Facilidad para contratar *Estructura de subastas *La mayoría de las negociaciones en este mercado se hacen de manera directa. La periodicidad de la información no facilita la permanencia del reporte y el acceso a la misma no es claro. *Los procesos de última instancia tienen oportunidad de mejora. *No se ha incluido las condiciones comerciales requeridas para acceder a la capacidad de transporte en el Mercado Secundario y agregando mayores barreras de entrada.	*Revisar y evaluar la aplicación de las medidas adoptadas en la Resolución CREG 185/2020, con el fin de identificar si se ha logrado liquidez en este mercado y si la estructura de las subastas es la adecuada. *Mantener la libertad en los procesos de negociación en Mercado Secundario, no restringir los precios de venta de capacidad de transporte y mejorar los procesos de última instancia en cuanto al reconocimiento de costos de transporte para el remitente.
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación</i>	5	Funciona mal: *Flexibilidad *Variedad contractual	*Revisar y evaluar la aplicación de Resolución CREG 185/2020 en cuanto a flexibilidad en los contratos de transporte.

	<i>previstas por la ley, duración de los contratos</i>		*Duración de los contratos *Si bien existen varias modalidades de contratos, algunas no son ofrecidas por los transportadores y otras no se ajustan a las necesidades de la demanda.	Adicionalmente, es necesario que en la regulación que se expida para suministro, se busque una coordinación entre los dos productos (suministro y transporte), buscando mitigar el descalce en la contratación. *Flexibilidad contractual: Permitir suscribir contratos con periodos, modalidades según los requerimientos de la demanda.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	5	Funciona mal: *No es posible traer gas de la Costa al Interior del país por condiciones técnicas y comerciales. *Falta de información de parte de los productores al resto de la cadena de valor.	*Vemos importante que las revisiones de metodologías tarifarias se adelanten de manera oportuna, dado que los atrasos en las mismas, afectan la toma de decisiones para la ampliación oportuna del SNT. *Contemplar señal de remuneración de acuerdo a la señal de reservas y desarrollo de la infraestructura de transporte. *Gestionar coordinación entre las diferentes entidades públicas y privadas para la oportunidad en el desarrollo de los proyectos.

Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	6	Funciona mal: *Falta de liquidez. *Hoy en día existe gas al cual algunos agentes no pueden acceder porque no existen las facilidades de transporte para lograr traer el gas a la zona o porque resulta muy oneroso. *Se ha evidenciado incrementos en eventos operativos que restringen el acceso a la molécula.	* Necesidad de proporcionar flexibilidad en los procesos de contratación, en los tipos de contratos, y en la duración de los mismos, ya que esto facilita la gestión de los agentes para cumplir con sus obligaciones de cara a la demanda. *Evaluar la aplicación de la subasta C1 y C2. *Acelerar la toma de decisiones de obras de infraestructura en transporte requeridas para facilitar el acceso al gas. * Evaluar la posibilidad de que existan más puntos estándar de entrega. *Revisar opciones que no requieran entrega física. *Importancia del desarrollo de nuevas fuentes de suministro (nacional o importado).
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	5		*Evaluar los esquemas tarifarios, frente a las modalidades y formas de contratación. Así como su impacto en los mercados.

				* Establecer mecanismos que permitan disminuir la brecha entre regiones según su cercanía a los campos de producción. *Proporcionar señales para la demanda industrial y generación térmica. *Evaluar mecanismos para incentivar la competencia en el mercado mayorista de suministro, de manera que el suministro no absorba los esfuerzos de mayores eficiencias en transporte.
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	5	Funciona Mal: *Precios *Liquidez *Estructura de Subastas *Modalidades contractuales *Partiendo de un concepto equivocado de “acaparamiento” se reguló el precio de venta en negociaciones bilaterales.	*Revisar la pertinencia de las medidas adoptadas en la Res. CREG 185/2020, debido a que se requieren condiciones comerciales para acceder a la capacidad de transporte en el Mercado Secundario y eliminar las barreras de entrada. *Revisar la posibilidad de dar un periodo de transición en el que los poseedores de excedentes de transporte (originados por cambios en la demanda proyectada)

				puedan vender dichas capacidades a otros agentes. *Evaluar la posibilidad de establecer un mecanismo más robusto que permita negociaciones de productos G+T. *Revisar los precios del transporte en el Mercado Secundario para que se reconozcan los costos.
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	4	*Si bien las tarifas aprobadas son cargos máximos, no existe un marco para que el transportador pueda hacer una diferenciación de tarifas por mercado adicionales a la posibilidad de contratar parejas de cargos distintas.	*Revisar modelo de esquema tarifario según las condiciones establecidas en el SNT. *Brindar a los transportadores herramientas que les permita aplicar una canasta de tarifas acorde con los requerimientos de cada mercado, principalmente los usuarios no regulados. *Buscar esquemas en los que el riesgo de demanda sea asumido a lo largo de la cadena (Productor, Transportador, Distribuidor y Comercializador).

Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	4	*En Colombia la prestación del servicio de transporte de gas natural es un monopolio natural. *La composición del SNT permite solo contar con un solo proveedor por región.	*Establecer mecanismos que propendan por la protección de los remitentes en un mercado monopólico.
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	5	* Hoy existe competencia en algunos mercados, solo que las condiciones de contratación y descoordinación suministro-transporte pueden llevar a que no se compita en igualdad de condiciones. *El gas natural ha venido perdiendo competitividad (en parte por los cambios en la regulación) y muchos han migrado a combustibles sustitutos.	*Establecer mecanismos que brinden mayor flexibilidad, agilidad y liquidez. *Establecer productos que satisfagan las necesidades de los remitentes.
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	7	*El transporte es un monopolio natural, en tal sentido, podría no requerirse más transportadores, solo señales de inversión para que el transportador incumbente realice las inversiones requeridas.	*Revisar las señales de inversión para que el transportador incumbente realice las inversiones requeridas.

	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	5	*Hoy no hay barreras para la entrada de comercializadores, sin embargo, hay que mejorar los incentivos.	*Revisar la pertinencia de las medidas adoptadas en la Resolución CREG 185/2020, debido a que dicha normativa genera más obligaciones para el comercializador y restringe el margen con los cuales este tipo de agentes asumen y valoran sus riesgos. *Establecer mecanismos que brinden mayor flexibilidad, agilidad y liquidez. *Establecer productos que satisfagan las necesidades de los remitentes.
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5		*Desarrollar mecanismos que iguallen señales de reserva con el desarrollo de inversiones en infraestructura de transporte. Se requiere coordinación entre las diferentes entidades para avanzar en su desarrollo.
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	4	Dado que los contratos son de entrega física, hoy existe concentración de demanda en un Productor principalmente en el Interior.	*Analizar la concentración de producción y distribución desde una perspectiva integral.

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

- Establecer mecanismos que garanticen una adecuada coordinación Gas – Electricidad.
- Revisar la aplicación de ocurrencia de Eventos Eximentes y sus impactos.
- Revisar el cobro de gasoductos ramales en cuanto a contratación por tramos.
- Evaluar herramientas para que el riesgo de demanda pueda ser asumido a lo largo de la cadena del gas natural.
- Propender por la coordinación Suministro-Transporte para evitar riesgos en la contratación por parte de los agentes.
- Flexibilizar la manera en que se pueden seleccionar las parejas de cargos a contratar para que realmente muestren un beneficio en proporción al riesgo asumido por el transportador.
- El enfoque de cualquier propuesta debe ser mejorar la competitividad del gas natural, ya que la demanda y la producción vienen decreciendo en los últimos años y eso puede volver inviable la infraestructura existente de transporte. Este análisis debe darse de manera integral a todos los componentes de la tarifa (eslabones de la cadena).
- Realizar un análisis rápido y definición concreta de las propuestas de ampliación de infraestructura.
- Realizar análisis de la capacidad excedentaria de transporte en el sur occidente colombiano a fin de reducir la carga de costo de distancia + costo de capacidad no utilizada que afecta la competitividad de esta región.
- Incentivar la demanda industrial y revisar mecanismos para que los costos de la demanda térmica puedan ser trasladados al sector eléctrico.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	Choose an item.	Dada la infraestructura existente y las fuentes de producción de gas actual, se debe realizar un análisis de Costo-Beneficio que propenda por establecer tarifas eficientes para la demanda.
	Entry-Exit	Choose an item.	
	Estampilla	Choose an item.	
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	Choose an item.	
	Entry-Exit	Choose an item.	
	Estampilla	Choose an item.	

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

- Agilidad en los trámites de licenciamiento ambiental y consultas previas.
- Agilidad en la aprobación de cargos.
- Es importante evaluar los avances de los mecanismos recientemente establecidos para incorporar mayor competencia en la actividad de transporte de gas natural.
- Coordinación entre los eslabones de la cadena y entre las entidades.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

- Considerando lo establecido en el Decreto 1073/2015 es importante la actualización anual de los estudios técnicos que realiza la UPME. Lo anterior, con el fin de que se mantengan actualizadas las proyecciones de oferta-demanda, incluyendo análisis de elasticidad precio-demanda y la disposición a pagar de los usuarios frente a otros sustitutos.
- La planificación ha sido desarrollada en decisiones de corto plazo con alta incertidumbre desde la producción de gas natural, por tanto, no se presentan condiciones favorables para materializar la expansión del SNT. Lo anterior, conlleva a que se requiere fuentes de producción de largo plazo para desarrollar expansiones en el SNT.
- No es claro el costo de la infraestructura propuesta.
- No se hace un análisis de la realidad de las contrataciones vigentes y el impacto de las propuestas para los agentes.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

- Crear mecanismos que propendan por el incentivo de la demanda de gas natural e industrialización en las distintas regiones del país.
- Hacer comparativos con precios de sustitutos y permitiendo esquemas competitivos para el desarrollo de nueva infraestructura.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

Es importante que se mantenga la expansión privada y la expansión a través del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, de manera que la infraestructura supla las necesidades gas de todo el país oportunamente.

5. Asociación Colombiana de Gas Natural en Colombia (NaturGas)

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	6	A mejorar: - Posibilidad de que productor-comercializador compre capacidad en Mercado Primario sin restricciones; hoy hay barrera regulatoria. - Negociación de contratos interrumpibles que sumados con firmes no pueden superar la CMMP; esto limita contratación firme sobre capacidad primaria.	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	4	A mejorar: - Publicar, para Mercado Secundario, la información sobre capacidades adquiridas por productores-comercializadores en Mercado Primario. - Agilizar proceso en subasta; tiempos para realizar la subasta. - Permitir que productor-comercializador negocie sus excedentes de capacidad en el Mercado Secundario. - Revisar proceso úselo o véndalo de corto plazo pues fija precio de reserva que desincentiva transacción por parte del vendedor y facilita competencia desigual con clientes existentes.	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	6	- Se usan principalmente 2 modalidades: firme e interrumpible - Restricción de contratación a último trimestre de 2025 genera inflexibilidad en contratación	- Eliminar restricción de contratación a último trimestre de 2025
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	5	A mejorar: - Mecanismos de Coordinación Suministro-Transporte-Distribución y coordinación interinstitucional en Gobierno que permita desarrollos de infraestructura de manera oportuna, con asignación de riesgo adecuado para las partes y disponibilidad de información para planear, e.g. información sobre recursos de suministro	
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o</i>	3	Funciona bien:	Flexibilizar contratación para nueva demanda

	<i>gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>		- Flexibilidad de campos menores Funciona mal: - Inflexibilidad para atender nueva demanda industrial - Acceso a gas de la Costa desde interior: físico y comercial - Plan centralizado de expansión (Plan de Abastecimiento de gas, PAG) demorado	industrial considerando contratos existentes (ajustes con transición), y establecer mecanismos que incentiven y permitan que demanda térmica entre a la demanda de gas para dinamizar el sector
Tarifas	Nivel y estructura <i>(Transporte)</i>	5	A mejorar: - Fijar mecanismos para que demanda térmica pueda gestionar cargos fijos en transporte	- Establecer mecanismos que incentiven y permitan que demanda térmica entre a la demanda de gas para dinamizar el sector; e.g. en Brasil se dieron incentivos a demanda térmica a gas para proteger sistema eléctrico.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				- Evaluar los distintos esquemas de remuneración frente a nivel y estructura de tarifas.
Precios	<i>Precios en los mercados secundarios, nivel, estructura, liquidez (Transporte)</i>	3	Funciona mal: - Liquidez baja	
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	5		- Evaluar los distintos esquemas de remuneración frente a señales de precio, localización de usuarios y consumo.
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	5		
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores (upstream)</i>	5	Funciona mal: - Separación mercado Costa-Interior	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas, así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	7	Hay desafiabilidad: <i>Open Seasons</i> , Gasoducto de Conexión (señal reciente) A mejorar	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			- Eliminar restricción de contratación de capacidad de transporte a último trimestre de 2025 - Mecanismos de Coordinación Suministro-Transporte-Distribución y coordinación interinstitucional en Gobierno que contribuya a la viabilidad comercial de los proyectos.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores, así como crecimiento de comercializadores existentes (Upstream)</i>	4	A mejorar: - Mecanismos de Coordinación Suministro-Transporte-Distribución y coordinación interinstitucional en Gobierno que promueva y facilite competencia en suministro - Flexibilidad para que productor-comercializador respalde contratos de suministro con gas importado	- Precisar definición de comercializador en mercado colombiano, y analizar posibilidad de incorporar la figura de “trading de gas”

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	A mejorar: - Mecanismos de Coordinación Suministro-Transporte-Distribución y coordinación interinstitucional en Gobierno que contribuya a la viabilidad comercial de los proyectos	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	5		

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

--

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	Seleccione un valor.	
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	
	Estampilla	Seleccione un valor.	

Modelo de tarifas	Basado en Distancia	Seleccione un valor.	
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	
	Estampilla	Seleccione un valor.	

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

Se considera necesario que el Consultor analice los distintos modelos de remuneración de transporte teniendo en cuenta los siguientes elementos:

- Competencia en el mercado mayorista de gas natural (información, recursos disponibles, infraestructura)
- Desarrollo de infraestructura
- Competitividad del gas
- Profundización de demanda (e.g. incorporación de térmicos en la demanda de gas natural)
- Coordinación Suministro-Transporte-Distribución y coordinación interinstitucional en Gobierno

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

Se espera que el consultor revise el plan de expansión de la UPME y analice las distintas variables que considera la UPME en la construcción del plan, tales como disponibilidad de recursos de suministro de gas, costos de racionamiento, precios de sustitutos, entre otros.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Consideramos que hay oportunidad de mejora en la coordinación Suministro-Transporte-Distribución y en la coordinación interinstitucional en Gobierno para contribuir al dinamismo del sector, y por tanto a la ejecución de las inversiones que se requieran.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

Consideramos que hay oportunidad de mejora en la coordinación Suministro-Transporte-Distribución y en la coordinación interinstitucional en Gobierno para contribuir al dinamismo del sector, y por tanto a la ejecución de las inversiones que se requieran.

6. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	8	Mediante la Resolución CREG 185 de 2020 la Comisión expidió una nueva regulación. Nuestro entender es que ha sido positiva esa regulación. No obstante, la Comisión debe evaluar su impacto y si se han obtenido los resultados esperados.	
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	8	Mediante la Resolución CREG 185 de 2020 la Comisión expidió una nueva regulación. Nuestro entender es que ha sido positiva esa regulación. No obstante, la Comisión debe evaluar su impacto y si se han obtenido los resultados esperados. A partir de las reuniones se identificó que es necesario aclarar al Gestor del mercado alguna información a la cual deberían poder acceder los	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			agentes de la cadena de valor en el marco de la normatividad actual.	
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	8	Con respecto a las modalidades contractuales la Comisión entiende que éstas son suficientes. No obstante, producto de las reuniones que hemos tenido entendemos que un grupo de empresas quieren más flexibilidad. Al respecto la Comisión está abierta a modificaciones siempre y cuando ello contribuya a un mercado más eficiente.	
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	7	Ante congestiones físicas las ampliaciones del sistema se pueden resolver mediante ampliaciones en cabeza de los transportadores o mediante los proyectos de los planes de abastecimiento que adopta el MME. Este sistema híbrido se diseñó desde 2015 porque no siempre el <u>contract Carrier</u> deriva en que las empresas desarrollan de manera oportuna los proyectos. No obstante, se debe decir que a la fecha no ha puesto en operación ninguno de los proyectos identificados. Adicionalmente es factible hacer extensiones del sistema en esquemas de negociación mediante	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			<i>open season</i> CREG 155-2017¹⁰⁰ tal como se esta haciendo para el gasoducto jobo -medellín (Transmetano)¹⁰¹ Según Canacol se esta haciendo con EPM es por gasoducto de conexión . Otra opción es el gasoducto de conexión CREG 033-2018¹⁰² en la cual se permite que un productor pueda llevar gas desde una nueva fuente de suministro al SNT – sistema nacional de transporte o a un distribuidor no conectado al STN con algunas excepciones para campos menores (<30MMPCD)¹⁰³ donde pueden llevar a sistemas de distribución o conectados al SNT o al SNT En conclusión existen cuatro alternativas para expandir el sistema 1) expansión por contract carrier, expansión por planeación centralizada-UPME en el plan de abastecimiento de gas natural, Open season, gasoducto de conexión	
--	--	--	---	--

¹⁰⁰ <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/dfed2591f318330b052581cd006bea25?OpenDocument&Highlight=0,NoResolucionreg155-2017>

¹⁰¹ Ver ejemplo en carpeta compartida con información *open season* Promigas

¹⁰² <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/df3c059f9a7fdbd6052582830069b750?OpenDocument&Highlight=0,NoResolucionreg033-2018>

¹⁰³ <https://www.minenergia.gov.co/gas-generalidades>

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	7	Como han observado, hoy en día en Colombia hay dos sistemas de transporte. Uno en la costa Caribe y otro en el interior. En el plan de abastecimiento uno de los proyectos es conectar físicamente ambos sistemas. Ello derivará en una mejor competencia en gas. En suministro la Comisión está evaluando qué aspectos de la comercialización se deben ajustar con el fin de que ese mercado sea más competitivo. La planta en el Pacífico aporta a esta competencia.	
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	8	En cuanto a cargos tarifarios de gas natural estamos por expedir una nueva metodología de transporte de gas. Actualmente la tasa de descuento para calcular los cargos de la actividad es 15,5% USD real antes de impuestos y se estima baje a 10,94% en COPreal antes de impuestos	
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>		Los precios en el secundario antes eran libres. Hoy en día son regulados porque, siendo el transporte una actividad monopólica, la CREG encontró conveniente eliminar el negocio de algunas empresas de comprar capacidad de	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			transporte para después revenderla a un mayor precio. Sin embargo, es importante considerar que pueden existir costos de transacción de acuerdo a lo señalado en las reuniones que pueden ser estudiados para no desincentivar la liquidez en el mercado	
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	9	Con la señal de distancia hay eficiencia en la localización de las demandas. No obstante, ante el cambio en la configuración de la ubicación de las fuentes de suministro la CREG es consciente que esto puede revaluarse. Precisamente este aspecto fue uno de los mas relevantes para iniciar este estudio de cara a como será la conformación y ubicación de fuentes en el mercado.	
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	3	No hay competencia. No obstante, la CREG desarrolló dos instrumentos que desafían al transportador para la realización de las extensiones: (i) el gasoducto de conexión, y (ii) los open season. Adicionalmente, como se ha comentado, el gobierno, a través del Decreto 1073 de 2015 implementó un esquema en donde en forma centralizada se pueden identificar proyectos para su ejecución. Es importante señalar que Promigas que se les permitio tener una integración con negocios de distribución que como mencionan “empresas	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			vinculadas: Surtigas, Gases de Occidente, Gases del Caribe, Gases de la Guajira y Efigas; distribuimos gas natural a más de 3,7 millones de usuarios, cerca de 15 millones de personas, que conforman el 38% del mercado en Colombia. “¹⁰⁴ y son propietarios además de SPEC¹⁰⁵ que es el operador del terminal de regasificación de la costa caribe Adicionalmente en el Caso de TGI el otro gran transportador, su matriz el GEB – Grupo energía de Bogotá es dueña del 25% de Vanti ¹⁰⁶el mayor distribuidor de gas en el centro del país	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	3	A nivel de comercialización la mayor parte de mercado es atendida por los comercializadores incumbentes (D/C)	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	5	Desde el punto de vista regulatorio no hay ningún elemento que imposibilite la aparición de nuevos transportadores. Sin embargo, a los principales centros de consumo ya llega una red de transporte y, por tener características de monopolio natural, hay barreras de entrada para que otro transportista le hiciera competencia.	

¹⁰⁴ <https://www.promigas.com/Paginas/Negocios/ESP/DistribucionGasNatural.aspx>

¹⁰⁵ <http://www.speclng.com/Es/Paginas/Default.aspx>

¹⁰⁶ <https://www.grupoenergiabogota.com/grupos-estrategicos-de-negocio-gen>

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			Debe tenerse en cuenta que las redes existentes son muy radiales. Con respecto a las ampliaciones derivado en que las empresas no necesariamente están interesadas en ejecutarlas, es que el Gobierno con el Decreto 1073 de 2015 abrió el espacio para tener una planeación centralizada. El reto regulatorio y para el sector es que este esquema híbrido funcione.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	5	La Comisión ha adoptado distintas disposiciones para que sea posible una mayor competencia en la comercialización.	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	7	Lo primero a señalar es que los principales centros de consumo ya están siendo atendidos. Las extensiones de la red pueden ocurrir por voluntad de los transportadores o a través de los planes de abastecimiento de gas natural.	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	10	En producción hay una alta concentración y en distribución también.	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Para la Comisión es muy relevante un modelo de transporte que permita mayor competencia en suministro y mayor competencia en la atención de los usuarios finales. La Comisión quiere evaluar qué elementos vigentes en el actual modelo requieren de un cambio.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	5	
	Entry-Exit	5	Probablemente la configuración de la red y la existencia de los diferentes transportadores podrían agregar complejidad en la estructuración de modelos de esta índole si se quisiera tener un modelo Entry- Exit nacional por las transferencias de ingresos

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Modelo de tarifas			entre los diferentes transportadores
	Estampilla	5	
	Basado en Distancia	5	Este modelo lo conocemos y sabemos de sus costos y beneficios.
	Entry-Exit	5	Pregunta: ¿La red de transporte vigente permite un modelo de entrada y salida?
	Estampilla	5	Cuando se habla de estampilla los agentes piensan que podrá fluir cualquier molécula de gas por todo el sistema. Se olvida que la red de transporte tiene unas limitaciones y ello no es posible. En un modelo estampillado quién decide la expansión? Cómo es el modelo de regulación? ¿Qué medidas complementarias se deberían tomar en este esquema para que gasoductos de bajo uso tuvieran alguna señal de eficiencia o para prevenir expansiones con bajo uso?

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

En este punto quisiéramos decir que hay un debate entre las ampliaciones que los agentes pueden emprender (e.g. el gasoducto Jobo – Medellín) y lo que ve el planeador central (i.e. la UPME). No necesariamente se coincide en la misma capacidad de la infraestructura.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

El esquema de *contract Carrier* limita la expansión porque el transportador solo realiza las inversiones que financieramente cierran y adicionalmente sólo emprende las inversiones que no le significan el deterioro de la demanda en otros tramos (i.e. riesgo de encallamiento). La integración vertical puede también generar problemas en la expansión. Lo anterior derivó en que el Gobierno, a través del Decreto 1073 de 2015, pudiera decidir proyectos estratégicos en una forma centralizada. El reto es que este esquema híbrido funcione bien.

7. Alcanos de Colombia

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	5		Regla permanente para casos de mantenimiento, Permitir utilizar el gas de parqueo para la demanda residencial ante casos fortuitos o de fuerza mayor, Regla permanente para garantizar la presión a usuarios en la cola del sistema.
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	5	Información de suministro en el gestor del mercado, agilidad en la subasta, precio de subasta UIOSI: Competencia desleal con clientes existentes	Bajar tiempo de subasta.
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	6	Se usan principalmente dos modalidades firme e interrumpible.	Que exista una relación mas estandarizada entre la

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				cantidad de gas comprada y el precio por KPCD.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	5	Mejorar coordinación de los componentes de Suministro, Transporte y Distribución, e incluso Gobierno, debido al alto riesgo para el usuario final (Información de producción para planear el transporte).	Facilitar el procedimiento para los procesos de desviación ante dificultades por presión en los gasoductos que no logren satisfacer la demanda a los usuarios cola del sistema.
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	6	Funciona bien: Flexibilidad de campos menores. Funciona mal: Inflexibilidad para atender nueva demanda industrial.	Flexibilizar contratación para nueva demanda industrial, estructura para demanda térmica.
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	5	Respetar el tiempo para la revisión de cada periodo tarifario y facilitar la actualización de los componentes tarifarios.	
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	7		
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	5		

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	5		
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	5	Funciona mal: separación mercado costa - interior.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	4	Hay desafiabilidad: Open Seasons, Gasoducto conexión	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	7		
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	A mejorar: coordinación participantes del mercado (Generadores, Distribuidores, Comercializadores y Estado)	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	6	Se presentan es por la forma como se desarrollaron los mercados en su concepción, no por la metodología de remuneración del transporte en si	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	7	
	Entry-Exit	6	No hay relación directa entre el punto de salida y el precio
	Estampilla	7	Mejor relación entre el precio y cantidad transportada
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	8	Buena relación entre el precio y la distancia al punto de entrega
	Entry-Exit	5	No hay relación directa entre el precio y la cantidad gas transportada
	Estampilla	7	Buena relación del precio y la cantidad de gas transportada

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

* Agilidad y certidumbre en remuneración: para el transportador la señal del contrato no es suficiente para realizar expansión para la demanda marginal, de tal forma que se requiere incorporar a la base tarifaria la inversión requerida para poder ejecutarla.

*Incentivar al transportador para hacer ampliaciones en capacidad de acuerdo a las señales que le dé el comercializador – distribuidor y que este tenga garantizada la remuneración de sus inversiones una vez realice las mejoras en la infraestructura.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

En Colombia hay esquema mixto de planeación: Planeación del transportador según señal del contrato y tarifa regulada; Planeación del transportador y terceros sin tarifa regulada (Open Seasons y gasoducto de conexión y mecanismo recientes); Planeación central para proyectos estratégicos de confiabilidad y/o abastecimiento que se ejecutan a través del mecanismo centralizado (el PAGN; a la fecha hay lista de proyectos pero no se han ejecutado).

Se sugiere analizar mecanismos que efectivamente lleven a ejecución los proyectos que salen de la planeación, ya que en algunos casos es difícil hacer que cierren financieramente.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Reconocer los costos de oportunidad de la infraestructura.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

8. Surtigas

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	7	Se tiene mayor acceso a información mediante la publicación de cantidades disponibles. Se debe tener flexibilidad regulatoria para períodos puntuales y revisar las consecuencias de congestión que puede traer al contratar cantidades diferentes por trimestres.	Mayor automatización para contratar en los tramos; contrato marco tipo Evaluar si conviene tener un período para realizar procesos de contratación de 1 o más años que coincida con las negociaciones de suministro (en octubre y noviembre pueden aparecer cantidades de gas para entrega a partir del 01 de diciembre) y los procesos trimestrales

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				dejarlos solo para manejos puntuales dentro del año. Que la firma de contratos interrumpibles no sume en la CMMP, para la ejecución de estos el transportador debe definir una metodología de asignación equitativa, en los casos donde la capacidad solicitada de interrumpibles supere la CMMP.
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	3	La periodicidad de la información no facilita la permanencia del reporte y el acceso a la información no es claro. Los procesos de ultima instancia tienen oportunidad de mejora.	Mantener la libertad en los procesos de negociación en Mercado Secundario o permitir la venta con algo de margen con el fin de que se pueda recuperar el costo de la operación.
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	3	Solo se dispone de las modalidades aceptadas por regulación	Permitir contratos con periodos, modalidades según los

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				requerimientos de la demanda.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	2	No es fácil ya que se requiere un proceso largo para soportar económicamente esas ampliaciones que se requieran	Establecer metodologías que permitan ser más certeros en las obras requeridas según los planes de expansión, con el fin de facilitar la toma decisión de manera oportuna.
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	Existen algunas fuentes a las que no se puede acceder porque no existen las facilidades de transporte para lograr traer el gas a la zona o porque resulta muy oneroso.	Que existan mayores puntos estándar de entrega. Revisar opciones que no requieran entrega física.
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	5	Tarifas fijas definidas por la regulación pero se ha podido desarrollar mercados	
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	7	En las subastas de uselo-vendalo no se reconocen los costos de transporte	Establecer un mecanismo más robusto que permitan

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				negociaciones de productos G+T
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	3	No hay señales de precios claras	Que se permita aplicar una canasta de tarifas acorde con los requerimientos de cada mercado, principalmente los usuarios no regulados. Buscar esquemas en los que el riesgo de demanda sea asumido a lo largo de la cadena (Productor, Transportador, Distribuidor y Comercializador) ya que hoy en día es asumido por los dos últimos eslabones.
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	3	Para sistema de la costa tenemos un solo transportador	Esquemas de vigilancia que permitan equilibrar esa posición de dominio.
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	4		El gas natural ha venido perdiendo competitividad (en parte por los cambios en la

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				regulación) y muchos han migrado a combustibles sustitutos
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	3	Al ser altas las inversiones en ductos y dificultada para lograr tarifas con el regulador – retorno de las inversiones	Validar la flexibilidad de la regulación vigente para permitir inversiones por parte de otros agentes y asegurar que dichas sean reconocidas de manera eficiente
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	6	La dificultad esta mas centrada en la conexión del campo con los gasoductos existentes	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	3	Si no se tiene claro quién paga las ampliaciones difícilmente se dan dichas ampliaciones	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	5		Flexibilizar que contratos de transporte sean de entrega no física, permitiría ampliar la oferta en producción

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

- Deben generarse herramientas para que el riesgo de demanda pueda ser asumido a lo largo de la cadena del gas natural, hoy en día este riesgo es asumido 100% por el distribuidor y comercializador.
- Propender por la coordinación Suministro-Transporte para evitar riesgos en la contratación por parte de los agentes
- Flexibilizar la manera en que se pueden seleccionar las parejas de cargos a contratar para que realmente muestren un beneficio en proporción al riesgo asumido por el transportador.
- El enfoque de cualquier propuesta debe ser mejorar la competitividad del gas natural, ya que la demanda viene decreciendo en los últimos años y eso puede volver inviable la infraestructura existente de transporte. Este análisis debe darse de manera integral a
- propuestas de ampliación de infraestructura.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	4	
	Entry-Exit	5	
	Estampilla	7	
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	3	
	Entry-Exit	5	
	Estampilla	6	

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

La interconexión Costa – Interior se requiere de manera urgente y se deberían evaluar:

- Propuesta estampilla La Mami-Barranca
- Propuesta Jobo-Medellin

Esta estampilla encarece costo en la costa

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

No son claras las proyecciones de oferta-demanda utilizadas, y no se establece un análisis de elasticidad precio-demanda, eso hace suponer que los usuarios están dispuestos a pagar cualquier costo y al final los sustitutos resultan ser más competitivos.
No es claro el costo de la infraestructura propuesta ni quien paga por ella.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

haciendo comparativos con precios de sustitutos y permitiendo esquemas competitivos para el desarrollo de nueva infraestructura

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

Si, porque solo desarrollan inversiones si se tienen la capacidad contratada con los agentes.

9. Empresas Públicas de Medellín (EPM)

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	5	TGI: la calificación para TGI es 5. Promigas: la calificación para Promigas - Transmetano es 3. El mecanismo de acceso a la capacidad de transporte permitió que comercializadores <u>sin demanda</u> contrataran capacidad en ciertos tramos, para revenderla posteriormente a la demanda regulada cuando se requería. Hubo ineficiencia permitida por el modelo actual.	Promigas - Transmetano debería implementar una herramienta para la solicitud de capacidad primaria con el fin de darle transparencia y agilidad al proceso de solicitud de capacidad de transporte. (hay que enviar correo pidiendo información)

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	7	Es fácil la reserva de capacidad de T. Hay acceso a la información a través de las subastas de las capacidades disponibles.	El Mercado Secundario en transporte es correspondiente con la demanda. Y es pequeño
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	En el Mercado Primario: -En el esquema actual a pesar de tener varias modalidades contractuales, el transportador solo firma contratos 95% en firme. - Hay alguna flexibilidad en la duración desde la Creg 185/20.	- Evaluar alternativas para incrementar la flexibilidad en las modalidades de contratación del Mercado Primario - El proceso es complicado. hay que enviar la solicitud de capacidad tres meses antes. La contratación se requiere mínimo un mes antes, revisar como acortar los tiempos del proceso.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i>	4	-La capacidad disponible en campos donde hay posibilidad de gas es restringida y las pocas expansiones realizadas	-No hay reciprocidad en el esquema de garantías, son solo de parte de los remitentes el

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>		llegaron tarde ie Cusiana fase III y IV de manera inoportuna o no se realizaron. -Este problema es inherente al modelo de transportador por contrato	transportador no tiene penalizaciones.
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	<i>-Las fuentes nacionales son limitadas (sólo dos y una en declinación) y el transporte por distancia es un árbitro para la demanda, en un sistema radial que no dispone de competencia entre Gasoductos.</i> -El interior del país no tiene acceso al gas LNG por no haber bidireccionalidad entre Barranquilla-Ballena. Aunque en teoría es posible realizar Swaps operativos, en la práctica no es fácil dado que si ECP lo permite estaría el mismo colocándose competencia en el mercado del interior	- Se requieren mejoras en la declaración del gas comercial y que el productor no tenga incentivos a modificar su declaración año a año, o SEGÚN LOS PRECIOS DEL PETROLEO en donde sus autoconsumos de gas pueden variar significativamente.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	5	- La estructura de cargos fijos y variables funciona, pero en la negociación de cargos históricamente algunos transportadores ejercen su poder de mercado para firmar contratos con parejas más costosas a las solicitadas por el remitente. - La estructura de cargos del usuario térmico es inversa a su factor de uso, solo puede suscribir parejas fijas de mayor porcentaje cuando su despacho es muy bajo, lo cual es inconsistente con la filosofía de escoger cualquier pareja de cargos según el factor de uso de cada usuario. - El nivel de costos presenta problemas en el proceso de reconocimiento de inversiones (No existen unidades constructivas) y se	- En la transición hacia un nuevo esquema, debe hacerse una revisión rápida de las variables del cargo actual, actualizando el Wacc, inversiones que ya cumplieron Vida útil, y AOM, para garantizar eficiencia en el cargo. - El cobro del AOM debería tener algún grado de flexibilidad para usuarios con bajos factores de carga. Dado que hay costos variables dentro del AOM. De esta manera podría haber mayor demanda usando gasoductos y con cargos menores (demanda Térmica)

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			hace por comparación. Ello ha generado demoras y recursos legales a la Creg, que han terminado con acotamientos importantes a las inversiones del transportador y en demoras de hasta dos años en implementar una nueva metodología. - Existe ineficiencia en el reconocimiento de los AOM al ser 100% fijos, sin considerar que el combustible es una parte variable importante del costo de compresión. El AOM representa cerca del 30-35% del cargo total de transporte.	
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>		- Hay intervención regulatoria de los precios. Se techaron los precios del secundario al precio del contrato primario. (art 27 Creg 185)	-Hoy solo reconocen el 30% del costo, se requieren topes de cantidades, el porcentaje debe revisarse, para que sea atractivo.(debe revisarse

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			-Es un mercado de baja liquidez. -Solo hay movimiento cuando los Generadores térmicos requieren de gas y transporte, ante eventos en el sistema eléctrico. - En el mercado de excedentes diarios(subasta) se presenta una falla en el reconocimiento de los costos al remitente primario por el precio de reserva regulado sobre la parte variable de la pareja (80-20).	el precio de reserva de la subasta diario UVCP) Hay problemas mucho mas importantes resolver en el Mercado Primario como un esquema de remuneración de transporte que sea neutral y permita el acceso al gas desde diferentes fuentes de inyección. Al cambia a un esquema EE o estampilla la venta de excedentes de transporte en un punto de salida se vuelve marginal.
xx	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	6	-El mecanismo de valoración de inversiones en el transporte de gas es por comparación con otros gasoductos ya construidos y/o internacionales. Lo cual	Los grandes usuarios regulados que vengan, siempre podrán ubicarse cerca a los campos productores. Pero ante la escasez de fuentes, lo

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			implica cierto nivel de ineficiencia El modelo actual de distancia implica estar lo más cerca posible al productor de gas, para pagar los menores costos de transporte. Ello es cuestionable para un sistema en donde solamente hay tres fuentes de producción mayores, una de ellas en declinación desde hace 8 años. El transporte no debería ejercer arbitraje entre usuarios de similares características.	ideal es un sistema de transporte que permita el acceso al gas desde cualquier Fuente de producción nacional o importado.
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	1	-No hay competencia en transporte de gas. Pareciera que hay acuerdos en las zonas de cada transportador para no interferir. -El transporte es un monopolio natural y los transportadores podrían abusar de su posición dominante en: El acuerdo de	- La competencia solo es posible si la expansión es centralizada y con convocatorias abiertas. -La minuta contractual, mientras exista el esquema de distancia o cualquier otro esquema debería ser estandarizada por el

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			parejas de cargos, y en las condiciones contractuales exigidas, la interpretación del RUT, la responsabilidad en la odorización del gas en city gates de su propiedad, en las obligaciones impuestas a remitentes al contratar expansiones, entre otros.	regulador y debería ser una sola para aceptación en línea con un anexo jurídico igual para todos los transportadores. -Debería existir un operador integral del sistema de transporte colombiano buscando eficiencia, transparencia para el mercado de gas natural.
	<i>Concentración y competencia del mercado de comercializadores</i>	6	-Hay suficientes comercializadores en el país para la venta minorista que se disputan usuarios industriales.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	8	-No hay barreras a ejercer esta actividad en el país. Aunque sería difícil la entrada de nuevos agentes, pues las inversiones faltantes son marginales y deben realizarse sobre el SNT existente.	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	7	-En General podría afirmarse que ha habido competencia entre comercializadores por usuarios industriales en diferentes zonas del país.	-Un sistema de remuneración de transporte tipo Entry - Exit o estampilla, ayudaría a “animar” la competencia en comercialización pues se dispondría de fuentes de gas en otras geografías que posibilita la atención de nuevos clientes.
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	- El modelo contract Carrier obliga a que NO HAYA EXPANSIÓN, si no hay contrato con el remitente y esto no es muy eficiente. -La expansión se ha basado históricamente en la oferta, no en las necesidades de la demanda. - Las ampliaciones contratadas entraron a destiempo generando sobrecostos al mercado y con ninguna consecuencia para el transportador, ya que no aceptan constituir garantías	Un esquema de expansión eficiente basado en la planeación del sistema eléctrico y de gas de manera conjunta, para determinar los puntos de expansión del sistema, no de cada sistema regional de cada transportador.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			de cumplimiento en el contrato.(Posible abuso de posición dominante)	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	1	-En el Mercado Primario el productor estatal (ECP) posee la venta del 75% del mercado - El IHH es mayor a 4000 - Anualmente los productores pueden cambiar su declaración de gas para la venta comercial en un horizonte de 10 años - No podemos hablar per se de concentración en la distribución, pues el esquema actual basó su organización en el Monopolio natural.	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

--

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	5	-Solo funciona en países en donde hay suficientes fuentes de producción de gas lo que obliga a los transportadores a competir por prestar ese servicio. <u>En Colombia éste no es el caso.</u> - Este modelo presenta entre otros problemas la descoordinación con la contratación del suministro, expansiones tardías y sin garantía o no realizadas, acaparamiento de capacidad en tramos claves y el arbitraje entre las escasas fuentes de producción al no existir otros tubos que compitan por llevar el gas a la demanda
	Entry-Exit	8	-Con un modelo Entrada-Salida como el propuesto por TGI (Costo marginal con driver de distancia), inclusive las ciudades más cercanas a las fuentes de producción se benefician.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			- Se lograrán precios más competitivos aún en el caso de que los productores/importadores realicen un pass-through e los cargos de entrada, debido al acceso a mayor número de fuentes de gas. - No existe riesgo de demanda. Ingreso regulado - Requiere de un agente que opere el SNT y que será el encargado de “balancear” los flujos de gas desde las entradas hacia las salidas del sistema
	Estampilla	6	-Genera subsidios cruzados entre las demandas cercanas y lejanas a la Fuente con lo cual competitividad mejora para unos remitentes y desmejora para otros. - No permite coordinación con el suministro. - Existe riesgo de demanda para el remitente como para el transportador - No da señales de expansión

Modelo de tarifas	Basado en Distancia	7	-Los cargos fijos y variables son un buen mecanismo, para pagar por la disponibilidad y el volumen transportado
	Entry-Exit	10	-El ingreso se recoge a través de cargos fijos y variables por capacidad contratada en los puntos de entrada y salida del SNT -Estos valores solo cambian cada vez que entre una nueva expansión al sistema(son tarifas fijas indexadas)
	Estampilla	6	Es un valor basado en volúmenes, aunque pueden existir CF y CV en los puntos de salida para reservar capacidad.

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

Cada transportador expande su sistema de común acuerdo con el remitente para la capacidad que “se requiere” desde el punto de vista de un solo agente. Esto puede generar ineficiencia en una planeación de largo plazo, o sobredimensionamiento y descoordinación con otros sistemas de transporte.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

Entendemos que se refiere al plan de expansión de la UPME 2017 donde se identificaron desde ese año obras importantes para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del sistema. En este sentido llevamos 5 años sin poder iniciar una sola obra, y el mercado ha sufrido varios racionamientos a la demanda industrial y térmica, principalmente, decretados por el Ministerio de Minas, por eventos programados como no programados tanto en suministro como en transporte.

Se planearon estas obras sin tener definiciones técnicas o un criterio claramente definido de confiabilidad o seguridad de abastecimiento en Gas. La UPME no contaba con suficiente personal y hubo demoras importantes. Ha habido falta de coordinación entre UPME -MME y CREG para estas expansiones centralizadas.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Lo primero es depurar la base de activos y definir una rentabilidad razonable para activos que ya cumplieron su VUN y que continuarán en operación. Lo segundo es actualizar la tasa Wacc al transportador reconociendo una rentabilidad similar a la de un negocio de riesgo comparable, tal y como ocurre en los otros negocios de red en el sector gas.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

SI. Porque las inversiones carecen de un criterio de eficiencia, al ser transacciones bilaterales. Aunque en el papel la planeación centralizada debería suplir dicha deficiencia, eso no quiere decir que en la práctica ocurra. Desafortunadamente la UPME por su inexperiencia no ha sido contundente en sus análisis sobre confiabilidad y garantía de abastecimiento, al obtener relaciones B/C en valores desproporcionados de mas de 10 veces en los proyectos del PAG, lo cual pude indicar que alguna variable no esta bien estimada.

10. Efigas

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (¿Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	5	Se evidencia mucha burocracia en el trámite de la adquisición de los productos ofrecidos por los transportadores.	
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	2	Con la nueva regulación, están restringiendo el libre mercado, ya que no se permite vender las capacidades de transporte en firme, por encima del costo del transporte de Mercado Primario, perjudicando a los agentes que son obligados a contratarse en firme para contribuir con la estabilidad y rentabilidad de SNT. Por otro	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			lado, los precios de reserva de la subasta solo reenumeran los cargos variables de la pareja 80-20, lo que genera una pérdida para el agente que se contrata en el Mercado Primario.	
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	3	Es importante resaltar que con la nueva resolución los contratos de transporte deben tener vigencias máximas de 3 meses y si bien se pueden contratar varios trimestres en un mismo momento, esto hace el proceso más robusto y desgastante para los agentes del mercado. Las vigencias de los contratos firmes deben ser más flexibles en el Mercado Primario.	Se podría permitir firmar contratos desde 1 año y hasta 3 años para los de largo plazo en transporte del Mercado Primario, así como sucede con el suministro.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	5	En el caso de la ampliación de los gasoductos en general los transportadores son lentos en la ejecución de dichos proyectos. Se presenta descoordinación entre productores y transportadores ya que se han realizado ampliaciones del	El transportador podría hacer un estudio estadístico de la posible demanda y congestión contractual que se den en ciertos tramos, con el objetivo de planear la ampliación de los ramales que tengan

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			gasoducto en campos que están en periodo de declinación.	una posible congestión contractual y se pueda abastecer la demanda sin inconvenientes.
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	Si bien los pozos que producen el mayor volumen en la actualidad tienen acceso al SNT de manera inmediata, en un mediano plazo estos campos bajaran su producción y se deberá inyectar gas desde los campos de producción que se han descubierto estos últimos años, con el agravante que la mayoría de estos pozos no tienen acceso al SNT.	
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	2	El modelo tarifario para el cálculo del uso de capacidad de transporte está obsoleto (por distancia) lo que ha incrementado los costos que afectan la competitividad del gas natural con respecto a sus sustitutos. Además que desde el punto de vista operativa y estructural, los	Plantear una nueva metodología para el cobro del transporte.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			cálculos de las tarifas de transporte son muy complejos.	
Precios	<i>Precios en los mercados secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	2	En el Mercado Secundario los precios de la subasta de transporte de corto plazo no remuneran al vendedor los costos derivados de la negociación de la subasta, generando pérdidas en estas ventas y afectando los rendimientos de los agentes oferentes. El mecanismo de subasta actualmente incentiva a que los agentes no se contraten en el Mercado Primario y sean los distribuidores lo que toman el riesgo y soportan unas negociaciones a altas tarifas y a largo plazo, desencadenando una competencia desigual.	Las ventas en subasta deben recuperar como mínimo el costo del uso del contrato que es ofertado.
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	1	El componente en dólares de las tarifas a los clientes finales genera incertidumbre.	Abolir el componente en dólares de método de cálculo de remuneración del transporte.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			Teniendo en cuenta que la competitividad del gas natural con respecto a sus sustitutos ha decaído en los últimos años, es necesario una revisión de todos los agentes de la cadena para brindar una tarifa competitiva que incentive el consumo de gas natural. Específicamente las ciudades que están más alejadas de los campos de producción son las más afectadas por los costos de transporte. Además, los costos adicionales derivados de las acciones operativas incrementan los costos que perjudican a los usuarios finales.	
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	1	Competencia no se evidencia en el mercado de interior ya que solo existe un transportador que en este caso es TGI lo cual evidencia el acaparamiento del mercado.	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	1	Las condiciones del mercado en su momento obligaron a los distribuidores/comercializadores	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			a contarse en altas cantidades de transporte de acuerdo con el desarrollo del crecimiento de la demanda en el país, para viabilizar el desarrollo de la infraestructura y garantizar la continuidad del servicio a largo plazo. Hoy las condiciones de competitividad hacen que la demanda no tenga el crecimiento esperado de acuerdo con las proyecciones iniciales, lo que hace que se tengan capacidades excedentarias en la actualidad y que por falta de demanda generen sobre costos en el servicio al pagarse sin usar. Lo anterior desencadena desigualdad de la competencia entre comercializadores que se contrataron a largo plazo inicialmente y comercializadores que se contratan en el Mercado	
--	--	--	---	--

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			Secundario. Ya que hoy las condiciones regulatorias no permiten recuperar los costos del servicio y los costos administrativos que se generan de estas operaciones de las capacidades que se trazan en la subasta de corto de plazo.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas, así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	1	Actualmente hay un solo oferente de transporte para el interior del país. Se requieren nuevas fuentes de abastecimiento que garanticen la continuidad del servicio y den lugar a la entrada de nuevos inversionistas para el desarrollo de infraestructura.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores, así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	5	Se evidencia aumento de comercializadores en los últimos años.	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	1	Altos costos de la infraestructura que no permiten la remuneración de la inversión a precios competitivos.	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	2	De igual forma que el transporte, el suministro recae en un solo oferente. Teniendo la disponibilidad de suministro de las fuentes actuales.	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

En cuanto a las fuerzas mayores, casos fortuitos o eventos eximentes, tanto productor como transportador se soportan en la regulación argumentando, que la fuerza mayor de productor no involucra el transportador y viceversa, es cierto que todos los agentes de la cadena están en pro de atender una demanda, la cual siempre termina siendo afectada por este tipo de situaciones, que deben ser vista en conjunto de la cadena y no individualmente.

El transportador realiza las interpretaciones que considera pertinentes a la regulación, sin analizar el impacto que esto tiene para los demás agentes de la cadena, un ejemplo de esto es la controversia que se presenta referente al artículo 17 de la resolución creg 185 de 2020 y se evidencia que entre los diferentes transportadores interpretan de forma diferente la misma regulación, generando confusión en la aplicación de esta a los distribuidores y comercializadores.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	Seleccione un valor.	
	Entry-Exit	7	Se requiere un modelo que garantice competitividad del mercado, desarrollo y uso de la infraestructura, y viabilidad de

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			nuevas fuentes de abastecimiento.
	Estampilla	Seleccione un valor.	
	Basado en Distancia	Seleccione un valor.	
	Entry-Exit	7	Se requiere un modelo que garantice competitividad del mercado, desarrollo y uso de la infraestructura, y viabilidad de nuevas fuentes de abastecimiento.
Modelo de tarifas	Estampilla	Seleccione un valor.	

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

El consultor debe abarcar los siguientes temas con prioridad:

- Revisión global del funcionamiento de transporte diferente a lo desarrollado actualmente.
- Nivel de precios de transporte
- Desarrollo de nueva infraestructura y ampliación de capacidad.
- Revisión del plan de abastecimiento

El modelo que se desarrolle debe garantizar que el precio a los usuarios finales de demandas esenciales no genere incertidumbre de las tarifas mensuales, adicional que puedan ser asequibles y competitivas frente a los sustitutos.

Es muy importante que el gobierno permita una coordinación entre los productores y transportadores, para que se observen sinergias en la cadena y no discrepancias en sus conceptos.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

Se espera que el consultor revise el plan de abastecimiento de la UPME para identificar las fortalezas y oportunidades de este, con énfasis es las remuneraciones del plan.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Mejorando el esquema tarifario actual, para permitir que el gas natural sea más competitivo y llamativo para nuevos usuarios que permitan generar nuevas inversiones, además de poder sostener la demanda actual

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

No hay coordinación con los esquemas de los agentes que componen la cadena (Productores – Transportadores – Comercializadores – Distribuidores), lo cual no permite llegar a acuerdos conjuntos, para generar confianza en inversiones, debido a que se centran en intereses propios y no en el mercado conjunto.

11. Gases de Occidente

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (¿Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	7	Los cambios en la comercialización (Re. 185/2020) mayor acceso a información mediante la publicación de cantidades disponibles. Se debe tener flexibilidad regulatoria para períodos puntuales y revisar las consecuencias de congestión que puede traer al contratar cantidades diferentes por trimestres.	Permitir la libre contratación en periodos de insalvable restricción por mantenimientos o emergencias en los campos de producción o sistemas de transporte. Evaluar si conviene tener un período para realizar procesos de contratación de 1 o más años y los procesos trimestrales dejarlos solo para manejos

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				puntuales dentro del año.
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	3	La mayoría de las negociaciones en este mercado se hacen de manera directa. La periodicidad de la información no facilita la permanencia del reporte y el acceso a la información no es claro. Los procesos de ultima instancia tienen oportunidad de mejora.	Mantener la libertad en los procesos de negociación en Mercado Secundario, no acotar las tarifas de transporte y mejorar los procesos de última instancia en cuanto al reconocimiento de costos de transporte, puesto que los actuales no reconocen justamente los costos de transporte.
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	Si bien existen varias modalidades de contratos, algunas no son ofrecidas por los transportadores y otras no se ajustan a las necesidades de la demanda.	Permitir suscribir contratos con periodos, modalidades según los requerimientos de la demanda.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i>	3	Las decisiones de ampliación solo se dan si el transportador asegura contar con contratos de	Establecer metodologías que permitan ser más certeros en las obras requeridas según los planes de expansión,

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>		transporte que garanticen la recuperación de la inversión.	con el fin de facilitar la toma decisión de manera oportuna.
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	Hoy en día existe gas al cual algunos agentes no podemos acceder porque no existen las facilidades de transporte para lograr traer el gas a la zona o porque resulta muy oneroso.	Acelerar la toma de decisión de obras de infraestructura en transporte requeridas para facilitar el acceso al gas. Que existan mayores puntos estándar de entrega. Revisar opciones que no requieran entrega física.
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	3	Para mercados como el atendido por GdO las tarifas por distancia resultan muy costosas.	Debería establecer mecanismos que permitan disminuir la brecha entre regiones según su cercanía a los campos de producción.
Precios	<i>Precios en los mercados secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	3	Los precios de Mercado Secundario, especialmente en las subastas de uselo-vendalo no reconocen los costos de transporte. De otra parte partiendo de un concepto equivocado de “acaparamiento” se reguló el	Dar un periodo de transición en el que los poseedores de excedentes de transporte (originados por cambios en la demanda proyectada) puedan disminuir

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			precio de venta en negociaciones bilaterales.	capacidades contratadas, o ceder/vender dichas capacidades a otros agentes. Establecer un mecanismo más robusto que permitan negociaciones de productos G+T
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	3	Si bien las tarifas aprobadas son cargos máximos, no existe ningún incentivo para que el transportador realice una diferenciación de tarifas por mercado adicionales a la posibilidad de contratar parejas de cargos distintas.	Brindar a los transportadores herramientas que les permita aplicar una canasta de tarifas acorde con los requerimientos de cada mercado, principalmente los usuarios no regulados. Buscar esquemas en los que el riesgo de demanda sea asumido a lo largo de la cadena (Productor, Transportador, Distribuidor y

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				Comercializador) ya que hoy en día es asumido por los dos últimos eslabones.
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	5	El transporte es un monopolio natural y esto hace que exista posición dominante	Esquemas de vigilancia que permitan equilibrar esa posición de dominio.
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	8	Hoy existe competencia en algunos mercados, solo que las condiciones de contratación y descoordinación suministro-transporte pueden llevar a que no se compita en igualdad de condiciones.	Pensar en que la competencia no solo debe generarse con el gas, el gas natural ha venido perdiendo competitividad (en parte por los cambios en la regulación) y muchos han migrado a combustibles sustitutos.
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	5	El transporte es un monopolio natural, no consideramos que se requieran más transportadores, solo señales de inversión por otros agentes del mercado cuando el transportador	Validar la flexibilidad de la regulación vigente para permitir inversiones por parte de otros agentes en infraestructura de transporte y asegurar que dichas sean

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			incumbente no realiza las inversiones requeridas.	reconocidas de manera eficiente.
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	5	Hoy no hay barreras para la entrada de comercializadores, y hay reglas claras en este aspecto Res 123.	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	Hoy en día hay una diferenciación entre usuarios conectados a la red de transporte y los conectados a la red de distribución, es obvio que la mayoría de clientes preferiría conectarse al SNT y ahorrarse un cargo en la tarifa, no obstante esto puede ser perverso para la demanda conectada al sistema de distribución, mantener las restricciones actuales es sano, no obstante puede limitar la entrada de nuevos clientes.	Establecer unos criterios técnicos objetivos de clasificación de clientes (industria, EDS y GNV) que deban ser conectados al SNT para evitar que clientes actualmente conectados al sistema de distribución pierdan ventaja competitiva, ya que el margen que tiene el distribuidor de sostener esa demanda es mínimo.
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	5	Hoy hay concentración de demanda en un Productor principalmente en el	Flexibilizar que contratos de transporte sean de entrega no

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			Interior, por lo mencionado al inicio del documento que los contratos son de entrega física. La distribución está más repartida, pero hay una concentración en un Distribuidor por naturaleza en la zona que atiende.	física, permitiría ampliar la oferta en producción
--	--	--	---	--

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

- Deben generarse herramientas para que el riesgo de demanda pueda ser asumido a lo largo de la cadena del gas natural, hoy en día este riesgo es asumido 100% por el distribuidor y comercializador.
- Debe revisarse las condiciones de Fuerza Mayor, Caso Fortuito y Evento Eximente para que sean más equilibradas entre los agentes de la cadena y los clientes (usuario final de gas)
- Propender por la coordinación Suministro-Transporte para evitar riesgos en la contratación por parte de los agentes
- Flexibilizar la manera en que se pueden seleccionar las parejas de cargos a contratar para que realmente muestren un beneficio en proporción al riesgo asumido por el transportador.
- El enfoque de cualquier propuesta debe ser mejorar la competitividad del gas natural, ya que la demanda viene decreciendo en los últimos años y eso puede volver inviable la infraestructura existente de transporte. Este análisis debe darse de manera integral a todos los componentes de la tarifa (eslabones de la cadena).
- Realizar un análisis rápido y definición concreta de las propuestas de ampliación de infraestructura.
- Realizar análisis de la capacidad excedentaria de transporte en el sur occidente Colombiano a fin de reducir la carga de costo de distancia + costo de capacidad no utilizada que afecta la competitividad de esta región.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	1	El riesgo de demanda es asumido 100% por el comprador
	Entry-Exit	5	Es más fácil para el comprador contratar sobre algo de lo que tiene mediana certeza y es la extracción que realizará en sus puntos de consumo. Se tiene acceso a más productores y se generaría competencia entre ellos
	Estampilla	5	Quitaría brechas que hoy existen pero podría generar incentivos para que los productores acaparen márgenes adicionales
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	1	Genera brechas importantes entre regiones que inciden en el desarrollo de la demanda por pérdida de competitividad.
	Entry-Exit	5	Aparentemente es mejor que la metodología por distancia, sin embargo aún no existen cálculos oficiales concretos y deben revisarse antes de cualquier aplicación ya que implica también

			cambios en la operación de los SNT actuales.
	Estampilla	5	De verse este esquema debería ser estampilla nacional para que exista equilibrio entre todas las regiones, así como es hoy transmisión de energía eléctrica y minimice el riesgo de que el productor acapare rentas.

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

Un punto que no está claro si se requiere o no es la Planta de Importación del Pacífico, la infraestructura definida para transporte debe hacerse de manera integrada.

La interconexión Costa – Interior se requiere de manera urgente y se deberían evaluar:

- Propuesta estampilla La Mami-Barranca
- Propuesta Jobo-Medellin

Hay proyectos que deberían ser una iniciativa de los agentes. Ej ampliación capacidad Mariquita-Gualanday y Ramal Jamundí

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

Las proyecciones de oferta-demanda no son confiables, y no se establece un análisis de elasticidad precio-demanda, eso hace suponer que los usuarios están dispuestos a pagar cualquier costo y como lo hemos mencionado los sustitutos resultan ser más competitivos probablemente.

No es claro el costo de la infraestructura propuesta ni quien paga por ella.

No hace un análisis de la realidad de las contrataciones vigentes y el impacto de las propuestas para los agentes.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Realizando análisis de costos aterrizados, haciendo comparativos con precios de sustitutos y permitiendo esquemas competitivos para el desarrollo de nueva infraestructura

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

Si, porque los transportadores solo desarrollan inversiones si tienen la capacidad contratada con los agentes.

12. Grupo Vanti

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	3	Bien: Hay suficiente información disponible a través de las publicaciones del proceso trimestral del Gestor del Mercado. Mejoras: Contratos de largo plazo suscritos hace más de 10 años bajo el esquema de “contract carriage” y que apalancaron las expansiones del sistema limitan la liquidez y funcionamiento del esquema trimestral.	Opciones para mejorar la liquidez del mercado: 1. Posibilidad de renegociación las capacidades de los actuales contratos de transporte de largo plazo con excedentes. (Reconociendo esta variación en la capacidad contratada en la definición de cargos de transporte)

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				2. Variabilizando los cargos de transporte 3. Aplicando una metodología de remuneración estampilla
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	2	Bien: Hay suficiente información disponible a través de las publicaciones del Gestor del Mercado. Mejorar: 1) Señal de precios de reserva del mercado úselo o véndalo de corto plazo desincentiva la contratación de largo plazo 2) Existe un límite de precios de transporte en las ventas bilaterales del Mercado Secundario que impide a los agentes recuperar en épocas de alto consumo, como en fenómeno del niño los costos hundidos en que incurrió el	1) En subastas diarias del úselo o véndalo, ajustar la limitación a que el precio de reserva sea tan sólo cargos variables, de tal manera que se incluyan cargos fijos y se reconozcan los costos de transacción a los Vendedores. 2) Se elimine esta restricción dado que representa un cambio en las reglas de juego, en todo caso, se reconozca margen de comercialización y costos de transacción.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			transportador en los periodos de bajo consumo	
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	2	Mejoras: el modelo contract carriage con señal de distancia no es el adecuado para la situación de escases de gas que afronta el país	Se requiere modificar el modelo de contratación a un modelo entry exit o estampilla con common carriage
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	2	Mejoras: no hay capacidad ni física ni comercial para la interconexión sistema del interior y la costa	• Se requiere desarrollar los proyectos de infraestructura del Plan de Abastecimiento de Gas que conectan la Costa con el Interior. • Implementar modelo estampilla o entry - exit
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de</i>	3	Mejoras: para el interior, no hay posibilidad de contratar gas de la costa, la señal de precios de transporte en distancia no permite la competencia entre productores	• Se requiere desarrollar los proyectos de infraestructura del Plan de

	<i>contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>			Abastecimiento de Gas que conectan la Costa con el Interior. Implementar modelo estampilla o entry - exit
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	5	Mejoras: La remuneración de transporte es fundamental para generar competencia entre productores	Implementar modelo estampilla o entry - exit
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	4	Mejoras: 3) Modificación del precio de reserva de la subasta diaria de transporte úselo o véndalo en el Mercado Secundario 4) Modificación del límite de precio a las ventas directas bilaterales en el Mercado Secundario	1) En subastas diarias del úselo o véndalo, ajustar la limitación a que el precio de reserva sea tan sólo cargos variables, de tal manera que se incluyan cargos fijos y se reconozcan los costos de transacción a los Vendedores. 2) Se quite esta restricción dado que representa un cambio en las reglas de juego,

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				en todo caso, se reconozca margen de comercialización y costos de transacción.
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	5		
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	5		
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	5		
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	5		
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	5		
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5		
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	2	Una condición del mercado es que en el interior del país hay un único vendedor que es Ecopetrol (campos del Piedemonte)	Implementar modelo estampilla o entry - exit

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	3	Se debe ser cuidadosos pues no podría convivir remitentes con contratos de tipo contract carriage y otros con entry-exit, todos los remitentes deberían estar con contratos bajo el mismo esquema.
	Entry-Exit	7	
	Estampilla	7	
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	3	Para desarrollar el mercado y generar competencia de la molécula es preciso modificar este esquema.
	Entry-Exit	7	
	Estampilla	7	

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

Se requiere un modelo centralizado que determine a través de análisis costo beneficio cuales son los proyectos de expansión de transporte son los que requiere el sistema.

La regulación vigente le da la posibilidad a los productores de realizar los gasoductos de conexión, con lo cual consideramos que las limitaciones son más de tipo económico u operativas por temas de licencias ambientales y manejo de comunidades

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

La expansión del sistema de transporte actual se desarrollo en un escenario de alta oferta y a través de contratos que permitió desarrollar la infraestructura de transporte e incluso hacer disponibles campos de producción. En su momento esto fue acertado. El problema es que las condiciones actuales son totalmente diferentes y requieren modificaciones estructurales, como planeación centralizada en un esquema de remuneración como el de estampilla.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Se requiere mantener una regulación con alto nivel técnico que de las señales e incentivos regulatorios adecuados para que tanto la demanda como la oferta puedan crecer.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

Sigue siendo un tema difícil el realizar la conexión de campos aislados, si bien desde el punto de vista regulatorio existen las opciones de: i) gasoductos de conexión y ii) open season, no ha sido factible el desarrollo de infraestructuras por:

- Desarrollo de licencias ambientales
- Competitividad de los desarrollos asociado al tamaño de los mismos

13. Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia (BMC)

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	9	▪ Reserva de capacidad en tramos: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 se abrió la posibilidad a que los participantes soliciten en un periodo definido y de manera transparente capacidades al transportador para el corto o largo plazo en periodos trimestrales. ▪ Liquidez del mercado: No aplica, dado que en el Mercado Primario sólo se da la posibilidad de compra-venta de contratos de mediano y largo plazo; las reventas se presentan en el Mercado Secundario. ▪ Acceso a información de disponibilidad: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 se está centralizando y publicando la información de disponibilidad a través del BEC, lo que garantiza la disponibilidad de información para los interesados. ▪ Facilidad contacto con el transportador: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 se hace mas transparente el proceso de solicitudes por los remitentes a los transportadores quien a su vez	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			están en la obligación de declarar estas al Gestor del Mercado y por ende a atender esas solicitudes. ▪ Estructura subastas: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 se han transparentado las reglas de asignación en caso de congestión pues antes cada transportador aplicaba sus propias reglas, no estandarizadas.	▪ Estructura subastas: parece importante dar un periodo de asimilación de la regulación por parte de los agentes del mercado para ver como funcionan las reglas de la subasta diseñada (CREG 001/21) pues hasta la fecha no se han aplicado al no haberse presentado la condición de congestión contractual.
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	6	▪ Reserva de capacidad en tramos: No aplica, pues el vendedor no es el transportador sino un comercializador. ▪ Liquidez del mercado: Funciona pero podría mejorar. La normativa vigente CREG 185 de 2020 estableció una referencia para los precios del Mercado Secundario de transporte en negociación directa (referencia de precios de Mercado Primario). Si lo que se busca es incentivar liquidez en el Mercado Secundario de transporte e influir en una mayor dinámica comercial, se podría evaluar la pertinencia de esta medida. ▪ Acceso a información de disponibilidad: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 se	▪ Liquidez del mercado: Evaluar la pertinencia del limite al precio de las negociaciones directas de capacidades en el Mercado Secundario.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			cuenta con información sobre las disponibilidades diarias a un horizonte de 2 años, declaradas semanalmente por los titulares. ▪ Facilidad contacto con el transportador: No aplica, pues el vendedor no es el transportador sino un comercializador. ▪ Estructura subastas: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 las reglas son de amplio conocimiento por parte de todos los participantes y la estructura de los precios de reserva permite remunerar los impuestos y estampillas atendiendo a las necesidades del mercado.	
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	7	▪ Flexibilidad de los contratos: Funciona pero podría mejorar. Existe como herramienta la pareja de cargos (fijo, variable), no obstante el proceso de renegociación de las condiciones contractuales frente a la coyuntura ocasionada por la pandemia del COVID-19 reveló que es necesario contar con otros instrumentos que le permitan a los remitentes sortear periodos de bajo consumo no previstos. ▪ Variedad modalidades: Funciona bien. En la actualidad hay una amplia posibilidad de modalidades contractuales.	▪ Variedad modalidades: frente al reciente mantenimiento realizado en las facilidades de Cupiagua se observó la necesidad de permitir la

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			▪ Duración de los contratos: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 existe la posibilidad de contratarse en periodos trimestrales en el Mercado Primario y hasta de manera diaria en el Mercado Secundario.	suscripción de contratos de contingencia de transporte sin requerir el contratos homólogo de contingencia de suministro y adicionalmente no limitar la posibilidad de contratación del transportador a los remitentes con quienes previamente tiene un contrato pues pueden presentarse requerimientos de otros que frente a una restricción opten por contratar directamente con el transportador.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i>	8	Ampliación de capacidad del sistema: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 se han transparentado las reglas de asignación en caso de congestión pues antes cada transportador aplicaba sus propias reglas, no estandarizadas.	Ampliación de capacidad del sistema: parece importante dar un periodo de asimilación de la regulación por parte de

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>			los agentes del mercado para ver cómo funcionan las reglas para la determinación de requerimientos de ampliación de capacidad de transporte
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	7	▪ Flexibilidad de los contratos: Funciona pero podría mejorar. Entendemos que la CREG ya ha identificado la necesidad de flexibilizar aún más la comercialización del suministro de gas en el marco de la consulta de la Circular CREG 031/21 dadas las inflexibilidades que puede presentar la comercialización de campos mayores con respecto a la libertad que presentan los campos menores, aislados o en pruebas extensas. ▪ Variedad en las modalidades: Funciona bien. En la actualidad hay una amplia posibilidad de modalidades contractuales. ▪ Duración de los contratos: Funciona pero podría mejorar. En la actualidad la regulación permite la negociación de contratos de duración diaria (en el Mercado Secundario) y hasta multianual (de más de 3 años en el Mercado Primario), no obstante en el Mercado Primario para campos mayores puede percibirse restrictiva y desarticulada de la contratación de capacidad de transporte la condición de contratarse a 3 o más años.	▪ Flexibilidad de los contratos: establecer el mismo régimen de libertad de comercialización para campos mayores, menores, aislados y en pruebas extensas. ▪ Duración de los contratos: Evaluar la posibilidad de articular la contratación de

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				suministro y de capacidad de transporte.
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	Seleccione un valor.		Avanzar en la expedición de la nueva metodología de remuneración de capacidad de transporte dado que la actual, se encuentra vigente desde 2010 (CREG 126).
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>		▪ Liquidez: Funciona pero podría mejorar. La normativa vigente CREG 185 de 2020 estableció una referencia para los precios del Mercado Secundario de transporte en negociación directa (referencia de precios de Mercado Primario). Si lo que se busca es incentivar liquidez en el Mercado Secundario de transporte e influir en una mayor dinámica comercial, se podría evaluar la pertinencia de esta medida.	▪ Liquidez: Evaluar la pertinencia del limite al precio de las negociaciones directas de capacidades en el Mercado Secundario.
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	8	▪ Señales de inversión: Funciona bien. Bajo las disposiciones de la CREG 185/20 existe un procedimiento reglado para la determinación de los requerimientos de inversión ante congestión contractual a futuro (posterior al 12° trimestre estándar) respecto al cual el transportador esta en obligación de publicar una convocatoria abierta.	▪ Señales de inversión: parece importante dar un periodo de asimilación de la regulación por parte de los agentes del mercado para ver como aplicaría este proceso.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				Por otro lado, sugerimos considerar lo planteado por el Instituto OIES (Oxford Institute for Energy Studies) el cual menciona en su estudio <i>ENTRY EXIT TRANSMISSION PRICING WITH NOTIONAL HUBS. CAN IT DELIVER A PAN-EUROPEAN WHOLESALE MARKET IN GAS? (2008)</i> en donde se menciona que los costos hundidos se recuperan por medio del Mercado Primario y que la valoración del uso de la capacidad se reflejaría en el Mercado Secundario. Lo anterior, bajo el esquema vigente de precios del Mercado Secundario referidos al precio del Mercado
--	--	--	--	---

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

				Primario lo que puede limitar esa señal de inversiones requeridas que pueden ser reveladas en el Mercado Secundario.
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	9	Concentración y competencia: Funciona bien. Entendemos que dada la naturaleza de la actividad de transporte y las altas inversiones que requiere el desarrollo de esta infraestructura se considera comprensible que se tenga alta concentración.	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	9	Concentración y competencia: Funciona bien. En la oferta, bajo las condiciones de la regulación vigente con definiciones sobre las reglas de colocación de excedentes, determinación de precios de reserva y asignación (en las subastas de corto plazo) los titulares de capacidad cuentan con la posibilidad de liberar y poner a disposición del mercado la capacidad. A su vez, la demanda revela en estos mecanismos de negociación las disponibilidades a pagar por los excedentes colocados. Para negociación directa, los incentivos en la oferta para desarrollar la competencia parecieran ser bajos por tener precios del Mercado Secundario atados a precios del Mercado Primario, no obstante esta dinámica no es observable dado que las condiciones de negociación son de conocimiento estrictamente de las partes.	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	Seleccione un valor.	No se cuenta con información que permita valorar este aspecto por parte del Gestor del Mercado.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	Seleccione un valor.	Consideramos que los remitentes son los más adecuados para pronunciarse al respecto.	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	Seleccione un valor.	Consideramos que los remitentes son los más adecuados para pronunciarse al respecto.	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	9	Concentración y competencia: Funciona bien. Entendemos que dada la naturaleza de la actividad de exploración y producción y el riesgo asociado a la misma es comprensible que se tenga alta concentración. Por su parte, igualmente se encuentra regulada la actividad de distribución y comercialización a los distribuidores incumbentes en sus respectivos mercados relevantes.	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	Choose an item.	Este esquema se basa en que las ampliaciones de Transporte se respaldan con contratos que el Transportador suscriba con los Remitentes. Tiene como positivo que es el mercado (Oferta: Transportador, Demanda: Remitentes), el que define qué infraestructura se requiere y la expansión es una consecuencia de las necesidades del mercado. No obstante lo anterior, no necesariamente la dinámica de mercado se alinea con decisiones estratégicas de inversión desde una visión de política energética de largo plazo.
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	Requerimientos de capacidad en la aplicación de entry-exit. La completa implementación del esquema entry-exit según el estudio llevado a cabo por la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía de la Unión Europea "STUDY ON THE CONDITIONALITIES STIPULATED IN CONTRACTS (2019)", incorpora tres aspectos claves: • Desacople entre contratación y uso de capacidad en puntos de entrada y salida. • Acceso sin restricción a un punto virtual transaccional (Virtual Trading Point – VTP) para todos los usuarios que hayan reservado capacidad firme en cualquier punto de entrada o salida. • Asignación de capacidad firme para corto plazo (diario, intradiario), a través del VTP Frente a lo anterior, y relacionado a los 2 últimos aspectos mencionados, consideramos que debe ser sujeto de análisis y evaluación, el hecho de que si la implementación de estos principios (condicionados a la necesidad de remunerar los costos de inversión y mantenimiento de la infraestructura que debería soportar el sistema de transporte para satisfacer las condiciones en puntos de entrada y de salida) podría conllevar a alguno de los

			dos siguientes resultados: i. implementación de nuevas inversiones para ofertar capacidad que satisfaga las condiciones máximas operativas previstas por el modelamiento del TSO, y solicitadas por la demanda, conllevando a un aumento en el componente de transporte en general para los usuarios, o ii. atención del mercado con restricciones de oferta de capacidad Nos permitimos referenciar estos dos posibles resultados dado que los mismos han sido evidenciados tanto en la literatura teórica como en diagnósticos de implementación entry-exit hasta la fecha. A continuación los citamos: a. Análisis teóricos: La organización “Mathematical Optimization Society” en un estudio de los costos asociados a desacoplar la parte contractual de las necesidades de capacidad de transporte en el mercado europeo de gas bajo el esquema entry-exit: "The Cost of Decoupling Trade and Transport in the European Entry-Exit Gas Market. (2020)", realizó un análisis basado en modelación matemática comparativa de escenarios teóricos, que concluyó que el principal problema de aplicar el modelo Entry-Exit consiste en que el TSO debe escoger capacidades técnicas que aseguren la factibilidad de todas las posibles nominaciones que debería soportar el sistema de transporte de acuerdo a la modelación que este esquema tiene implícito: “...The major difficulty of the single-level problem is an entry-exit-market specific robustness constraint that directly results from a proper modeling of the underlying gas market system: The TSO needs to ensure that every balanced nomination that is feasible w.r.t. technical capacities is transportable...” b. Diagnóstico de implementación de Entry-Exit. ACER. En la evaluación realizada en 2019 por la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía de la Unión Europea "STUDY ON THE CONDITIONALITIES STIPULATED IN CONTRACTS (2019)" que incorpora entrevistas con los TSO y análisis de los productos que ofrecen en transporte, se encontró que en
--	--	--	---

			algunos países de Europa tales como Alemania, Grecia y Hungría, los TSO acuden a mecanismos “condicionales” de capacidad de transporte, como una alternativa para evitar ofrecer capacidad total en firme de transporte (escenario que es requerido por el esquema entry-exit), con el propósito de ofertar una mayor disponibilidad de capacidad en el sistema y evitar incurrir en inversiones adicionales: “...Overall, it is clear that the discussion on conditionalities can focus on the trade-off between availability of capacity and market liquidity. For a given network infrastructure, offered capacity can be increased, by offering more conditional capacity products, which would reduce market flexibility, or by investing in more capacity, which would lead to higher costs. On the contrary, the request of maximum flexibility may enhance liquidity, but force the TSO to reduce capacity offer, or invest in additional capacity... ” “... German NRA and TSOs are currently considering the expansion of conditional capacity products, and while such products tend to eliminate from any other place in Europe, there are other TSOs, like in Greece and Hungary, who are also considering the introduction of such products, as a means to avoid additional investments...” Con base en lo anterior, y entendiendo que existe evidencia de la dificultad en la transición hacia un esquema entry-exit por los incentivos del TSO y las consecuencias en restricción de capacidad o requerimientos de inversión, consideramos pertinente se evalúe bajo el escenario de migrar hacia esta metodología, ¿cuál sería el escenario potencial que enfrentaría el mercado y sistema de gas natural colombiano: 1) una infraestructura con capacidad de atender todas las solicitudes de oferta de capacidad en los puntos de salida (con los costos de inversión adicional asociados), o 2) un mercado que conviva con restricciones en oferta de capacidad (bajo el modelamiento entry-exit) ?
	Estampilla	Seleccione un valor.	

Modelo de tarifas	Basado en Distancia	Seleccione un valor.	Se percibe como positivo dado que refleja los costos reales del uso de la capacidad del transporte para llevar gas desde un punto físico específico a otro punto del sistema. No obstante, la coordinación de la Producción y Transporte está a cargo del remitente quién debe contratar Suministro y contratar tramos del sistema consistentemente, esto implica un esfuerzo de planeación para los remitentes y un manejo del riesgo.
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	El resultado de la aplicación de la metodología eventualmente podría tener impactos positivos (tarifas mas bajas) o negativos (tarifas más altas), en comparación con los actuales cargos por distancia, según donde se encuentre ubicado un remitente.
	Estampilla	Seleccione un valor.	La metodología estampilla para todo un sistema de transporte, tiene implícitos subsidios cruzados, que deberían ser evaluados en los impactos tarifarios en las regiones.

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

Revisar si el modelo de benchmarking que sirve como referencia para la aprobación de cargos máximos de transporte se ajusta al valor real de las inversiones.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

14. Enel Emgesa

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (¿Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	8	Con los ajustes realizados en la Res. CREG 185/2021 se espera se optimicen las reservas, liquidez y transacciones de capacidad de transporte. Pendiente articulación suministro – transporte. • Mejor hacer referencia a contratación que a Reserva • Liquidez no tan visible • Información disponible	Análisis y seguimiento de los resultados (efectividad) de la norma citada en períodos semestrales. Oportunidades de compra-venta sean paralelas (suministro y transporte).
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	8	Con los ajustes realizados en la Res. CREG 185/2021 se espera se optimicen la liquidez y transacciones de capacidad de transporte.	Seguimiento periódico a capacidades contratadas Vs capacidades utilizadas Vs capacidades disponibles en subasta (corto y largo plazo).

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			Se eliminó la especulación (aspecto positivo). La subasta Úselo o Véndalo de largo plazo, muy lejana en el tiempo de la contratación de suministro. En ocasiones (por fallas en sistemas) la información pública diaria por parte del Transporte no refleja la disponibilidad real y esto limita las negociaciones vía subasta.	La vigencia de los contratos resultantes de la subasta Úselo o Véndalo de largo plazo no concuerda con suministro y necesidades de la demanda.
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	7	Efecto negativo por suspensiones en suministro o en transporte (mantenimientos, eventos fuerza mayor) que afectan a la demanda.	Analizar e incorporar un ajuste regulatorio que reconozca al Transportador el ingreso fijo ante la no utilización del sistema por “eventos”.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema. Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	5	Se evidencia congestión contractual no concordante siempre con utilización física - congestión física. Congestión en tramos más no en la ruta completa.	No se observa interés con la metodología actual, de lograr ampliaciones de capacidad si no es rentable para el Transportador. En ocasiones se consideraría no necesaria la ampliación sino hacer efectiva la contratación (se contrata, pero no se usa, barrera de entrada para nuevos).
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación</i>	5	Se prevén ajustes a la regulación del mercado mayorista de gas en suministro, que podrían facilitar acceso y flexibilidad en contratación.	Incorporar en la regulación horas de suspensión por mantenimiento que afecten Usuario Final y se acepten por Productores y Transportadores.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

	<i>por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>		No funciona bien la definición por parte del Productor de precios únicos, sin considerar tipos de demanda. No funciona bien la unilateralidad en eventos de suspensiones, mantenimientos en beneficio solo para Productores y Transportadores.	
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	3	Demora en la expedición de la nueva metodología, ajuste en variables claves como el WACC y de pronta aplicación, en beneficio de los remitentes.	La Comisión debe hacer el ejercicio-análisis económico de afectación de la demanda por el no ajuste de las tarifas. Como soporte ante los agentes transportadores y del sector en general.
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	7	Con los ajustes realizados en la Res. CREG 185/2021 se espera disminuir la especulación. Se deben comprar las capacidades que se necesitan. No siempre la liquidez observada corresponde a la disponibilidad real (riesgos operativos o del sistema del Transportador afectan la información).	Los precios resultantes de las transacciones de Mercado Secundario son correctos. Considerar implementar soluciones alternativas que soporten caídas del sistema del Transportador y se reflejen disponibilidades reales en la subasta.
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	5	Se frenan nuevos proyectos industriales de gas natural y su conexión al SNT (barrera regulatoria). Propender por una adecuada definición de precios o descuentos en tarifas tanto en suministro	La demanda nueva gran consumidora de gas debe tener alternativas para conectarse al SNT (no obligatoriedad de conexión al sistema de distribución).

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			como en transporte, que incentiven nueva demanda de gas.	
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	5	Dado la estructura del sector no existe competencia. Actividades monopólicas.	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	5	Comercializadores independientes se enfrentaron a barreras de entrada, limitación en acceso a información, sobrecostos con incumbentes.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	7	Barreras por la naturaleza de la actividad (monopolio natural).	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	3	Comercializadores independientes se enfrentaron a barreras de entrada, limitación en acceso a información, sobrecostos con remitentes primarios. Sobrecontratación de capacidades de transporte (y no utilizadas). Para agentes que atienden diferentes demandas, posibilidad de aplicar subsidios cruzados en función y beneficio de la demanda inelástica al precio.	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	Ampliaciones en cabeza de Transportadores. Tan solo en los últimos años se prevé en la norma esquemas regulatorios para ampliaciones de transporte (pero a la fecha sin nuevos proyectos en	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			el sistema). Se centra en la viabilidad económica para el transportador.	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	3	La producción de gas natural no es regulada, si la comercialización de la Producción. Falta información clara, veraz y oportuna de Productores. Es monopolio y no existen reglas claras en la definición del precio de gas. En el caso de distribuidores, por actualizar el Código de Distribución, reglas que permitan la libre competencia y participación de nuevos agentes. Para aquellos agentes distribuidores que ejercen otra(s) actividad(es) desligar esa posición de dominio.	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

- Plantas de regasificación. Para el caso colombiano, nuevas consideraciones y reglas para la planta del Caribe y definiciones en la prestación de servicios y comercialización de LNG para la planta del Pacífico (actualmente en proceso de convocatoria).
- Permitir que demanda No Regulada nueva pueda ejercer el derecho de conectarse directamente al SNT - (RUT – ajuste a Res. CREG 171 de 2011).

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	5	Funcionó bien (mercado en expansión). Dadas las consideraciones actuales, se debe hacer una revisión y ajustes que correspondan a las necesidades del sector.
	Entry-Exit	7	
	Estampilla	10	Con la Visión del MME y CREG sobre el SNT a 2025, debería ser el modelo por implementar. Viabilizaría mayor competencia de gas.
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	5	Fue el adecuado en su momento y considerando las dos (02) fuentes de oferta de gas natural.
	Entry-Exit	7	
	Estampilla	10	Con la Visión del MME y CREG sobre el SNT a 2025, debería ser el modelo por implementar. Viabilizaría mayor competencia de gas.

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

- El diseño de nuevas metodologías debe considerar la posibilidad de acceso al consumidor final al SNT y un equilibrio en el precio final a pagar, variables actualizadas y que eliminen riesgos no gestionables por la demanda.
- Generar más facilidades para la conexión de campos aislados al SNT, ya sea en cabeza del transportador o cualquier otro agente y que reconozca las inversiones.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

- Evitar sobrecostos, sobre-remunerar las inversiones, y trasladar ineficiencias a cargo de los usuarios finales de transporte de gas natural
- Definir y adoptar cargos eficientes. Definición de cargos en “pesos COP” dejando el riesgo cambiario en quien lo puede gestionar mejor
- Estabilidad tarifaria y metodologías actualizadas en el tiempo
- Priorizar e implementar ajustes relacionados con la actualización de la tasa de descuento
- Expansión oportuna de la infraestructura

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

- Parece que existieran limitantes para el desarrollo de nueva infraestructura de transporte.
- Debe generarse una mayor promoción de proyectos, equilibrar necesidades de la demanda con la oferta de suministro y transporte, mayor acompañamiento MME-UPME.
- Es necesario robustecer la oferta e infraestructura del sector gas.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

15. Canacol

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	1	- Se restringe a los productores contratar capacidad de transporte sin ninguna razón o beneficio claro - Las capacidades en firme de transporte son acaparadas mediante contratos con interrupciones gracias a un error regulatorio - El esquema de subastas trimestrales lo único que hace es obstaculizar la creación de nueva demanda al limitar la flexibilidad en la contratación del transporte	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			- En los tramos que hay suficiente capacidad de transporte, es decir que la capacidad de transporte es superior a la capacidad máxima de suministro, las reglas deben asegurar que el que tenga suministro, pueda tener acceso a la capacidad de transporte. Esto ocurre en toda la costa atlántica. No se deben permitir especulaciones y sobre costos asociados al transporte.	
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	1	- Se restringe a los productores contratar capacidad de transporte sin ninguna razón o beneficio claro - Las subastas úselo o véndalo de transporte fueron un fracaso ya que prácticamente nada se transa por ellas - No se conoce quienes son los agentes que tienen	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			contratada la capacidad de transporte primaria - La liquidez del Mercado Secundario es prácticamente nula - Se debe permitir dejar explicito que el productor puede vender transporte en el Mercado Secundario, dado que existen productores con transporte contratado antes de la expedición de la restricción. - Es claro que se especula con la capacidad de transporte, debe conocerse quienes son los agentes que contratan la capacidad en interrumpible de transporte para generar escases innecesaria en el mercado. Como sucedido durante el mantenimiento en los campos de Cupiagua. También es importante revisar las normas de intervención vertical ya que	
--	--	--	--	--

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			hemos visto que los transportadores con integración vertical con distribuidores generan escases de capacidad de transporte ficticia para enviar señales de necesidad de ampliación del sistema de manera innecesaria. Si no es posible quitar los derechos adquiridos que tienen algunos agentes para integrarse verticalmente es apenas justo en términos de competencia que todos los agentes puedan integrarse verticalmente para crear equilibrio competitivo en el mercado.	
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	1	- Los transportadores incumbentes en la actualidad solamente ofrecen contratos con una firmeza cercana al 100%, por lo que no hay forma de contratar contratos flexibles.	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			- Por esta razón debe permitirse mayor competencia para que otros también hagan la función de transporte, ya que estos si permiten esquemas flexibles que son de mayor beneficio para los usuarios.	
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	1	- La única forma para Canacol de aumentar la capacidad de transporte para poder transportar el gas de los nuevos campos de gas natural fue firmar un contrato de ampliación de capacidad con el transportador incumbente, el cual representa unos sobre costos altísimos y riesgos para la empresa de tener costos hundidos por 10 años. Es un riesgo que muy pocos productores pueden tomar. - La capacidad de transporte muchas veces es acaparada mediante contratos con	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			interrupciones gracias a una falla en la regulación	
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	3	- Salvo la estandarización de cláusulas como eventos eximentes y compensaciones, la micro regulación de los contratos de suministro no logra ningún objetivo claro y si produce muchos sobrecostos - La regla que ha permitido el desarrollo de nuevos campos es dar flexibilidad total a los campos nuevos - Hoy en día el gas de la costa no se puede acceder ni físicamente ni comercialmente en el interior del país dado el esquema de tarifas por distancia. - Debe entenderse que el gas natural tiene sustitutos y los problemas actuales del sistema de transporte solo hacen el gas menos	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			competitivo que sus sustitutos. Lo cual es un problema para aquellos consumidores que tienen un sustituto de mayor costo pues para ellos el gas siempre va a ser mas costoso. Por otra parte, al ser menos competitivo el crecimiento de la demanda va a ser menor y esto también disminuye el nivel de inversiones en la industria del gas natural.	
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	1	- Las tarifas de transporte son absurdamente altas como consecuencia del WACC del 15%, primas extra regulatorias cobradas por el transportador y un esquema de fijación de cargos basado en proyecciones de demanda sub-dimensionadas y no de demanda real. - Los cargos por distancia obstaculizan la competencia	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			dado que no permiten a los compradores del interior comprar gas de los nuevos campos que están desarrollándose en la costa - La remuneración del 60% de la inversión a los gasoductos que cumplieron 20 años es excesiva y representa un alto sobrecosto a los usuarios - Los transportadores obtienen gran parte de sus ingresos adicionales por errores en la regulación y sin hacer nuevas inversiones, entre las conductas permitidas en la regulación actual que van en contra del usuario 1) los gasoductos no cumplen con su máxima operación de 1.200 psi y entonces el transportador solicita inversiones para llegar a esos 1.200 psi justificándolas como ampliaciones al sistema de	
--	--	--	--	--

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			transporte. 2) En la costa, cobran las estampillas regionales para un solo usuario hasta tres veces. 3) Hacen swaps operativos que les permiten optimizar sus ingresos entre un 50 al 200% y de estas optimizaciones los usuarios no reciben ningún beneficio. 4) en la costa atlántica, transportadores y distribuidores integrados verticalmente obligan a productores y consumidores finales a usarlos como comercializadores para expandir los sistemas de transporte.	
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	1	- La resolución 185 reduce la liquidez del Mercado Secundario, debido a un aumento en las tarifas y aumento en la dificultad para realizar transacciones. Por ejemplo, los agentes llegan a pagar hasta tres estampillas debido a que las	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			capacidades de transporte no se pueden integrar ya que los dueños de esta no necesariamente son los dueños del suministro. Lo cual termina encareciendo el precio para los usuarios.	
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	1	- La regulación de transporte lejos de dar señales de eficiencia lo que hace es trasladar muchos sobrecostos a los usuarios - La ubicación de la nueva demanda, salvo termoeléctricas, no responde a señales de precios del gas natural sino a otros criterios como cercanía a los puertos, demanda local, otros insumos, vías, etc. Lo anterior es el motivo por el cual el departamento con mayor demanda energética del país, que es el Valle del Cauca, es la zona en donde la estructura tarifaria de transporte hace que el	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			gas sea el más caro de todo el país.	
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	5	- El transporte es un monopolio regional en el cual el transportador de la zona impone sus condiciones. - La regulación de gasoductos de conexión es una herramienta fundamental para poder llevar precios competitivos a la demanda al establecer competencia al transportador en los nuevos ductos	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	3	- En la costa caribe existe competencia dados los nuevos campos de varios productores que han estado surgiendo recientemente. - En el interior del país Ecopetrol y sus filiales son monopolio dado que los consumidores no pueden acceder al gas natural de los nuevos desarrollos en la	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			costa caribe por las tarifas por distancia del transporte de gas natural	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	5	- La única herramienta que permite la entrada de nuevos transportadores es la regulación de gasoductos de conexión	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	1	- El principal obstáculo para la entrada de nuevos productores comercializadores es el esquema de tarifas por distancia de transporte, dado que los nuevos campos están apareciendo en la costa caribe, en el cual actualmente la oferta es mucho mayor a la demanda, mientras que el déficit en el mediano plazo se va a presentar en el interior del país. - Coordinar el transporte por un lado con el suministro por el otro hacen muy riesgoso comercializar gas natural	

			dado que una vez que se compra el transporte ya no se puede cambiar la fuente de suministro	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	- El transportador incumbente obstaculiza la ampliación de la red de transporte al establecer cláusulas abusivas para nuevas ampliaciones como son retrasos en la entrada en operación sin pagar penalidad alguna, cobrar primas extra regulación, pedir garantías por sumas exorbitantes y contratos 100% firmes por 10 a más años. - La única herramienta efectiva para ampliar la red de transporte es la regulación vigente de gasoducto de conexión, ya que permite que un tercero diferente al transportador	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			incumbente construya los gasoductos.	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	3	- La segmentación de mercados producto de los cargos por distancia de transporte hacen que el interior del país sea un monopolio. - En la costa caribe existe un mercado en competencia gracias a la cercanía de la demanda con los nuevos campos de producción.	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Es importante que el regulador tenga en cuenta que el gas natural tiene sustitutos perfectos para cada segmento o tipo de demanda por esto debe volver sobre los principios de la ley 142 de 1994 y corregir todos los errores regulatorios que permiten que las tarifas de transporte sean el doble y hasta el triple de lo que deberían ser si se vuelve a los principios de esta ley con el fin de no seguir afectando la competitividad del gas respecto a sus sustitutos.

Los transportadores integrados verticalmente y como monopolios naturales le impone a los usuarios el pago de tarifas extralegales, así pasando estos sobrecostos a los usuarios. Hoy en día estos gasoductos se han pagado dos y tres veces sin que esto se vea reflejado en ningún beneficio para el usuario.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	1	Este esquema restringe la competencia dado que no permite a los productores de la región caribe competir en el mercado del interior del país y viceversa.
	Entry-Exit	9	Este esquema permite unificar un mercado nacional de gas natural sin importar la distancia, además que permitiría incrementar la demanda en departamentos como el Valle del Cauca, en donde las altas tarifas de transporte restringen el crecimiento de la demanda industrial. Es un sistema de mayor complejidad para el usuario que ya tiene bastantes problemas interpretando la regulación actual.
	Estampilla	10	Este esquema permite unificar un mercado nacional de gas natural sin importar la distancia, además que permitiría incrementar la

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			demanda en departamentos como el Valle del Cauca, en donde las altas tarifas de transporte restringen el crecimiento de la demanda industrial
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	1	Este esquema restringe la competencia dado que no permite a los productores de la región caribe competir en el mercado del interior del país y viceversa.
	Entry-Exit	7	Este sistema es innecesariamente complejo para calcular las tarifas de cada nodo, no obstante es mucho mejor que el esquema de distancia el cual restringe la competencia
	Estampilla	10	Este es el mejor esquema para promover la competencia y la liquidez en el mercado de gas natural dado que le permite a los

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

- La herramienta fundamental para la expansión del sistema de transporte es la reglamentación en materia de gasoductos de conexión, la cual se debe mantener y ampliar sus opciones. Esto obliga al transportador a competir lo que resulta en mayores beneficios para el usuario.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

- El gas natural cuenta con sustitutos perfectos y el plan de expansión no tiene en cuenta eso aumentando los costos para el usuario final obligándolo a cambiar de energético. Esto es un círculo vicioso por que cuando se pierden usuarios los costos de transporte aumentan y otros usuarios van a tener que buscar un energético que les permita ser más competitivos.
- El plan de expansión parte del supuesto que la demanda esta dispuesta a pagar 30 dólares o más por mmbtu, lo cual es absurdo. Es importante realizar un estudio que defina la disposición a pagar por la demanda a largo plazo, dado que existe demanda muy sensible, como la industrial, comercial, estratos 1 y 2 o el GNV
- El plan de expansión supone que la reposición de reservas en los próximos años va a ser cero, que el gas que no se produce

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Un sistema de estampillas donde todos paguen lo mismo en el país sería transparente para los inversionistas en transporte ya que recibirían un ingreso fijo y transparente para todos como es el espíritu de la ley 142 de 1994.

Un operador de red centralizado que optimice los costos en favor del usuario. Lo anterior evitaría el estímulo perverso actual para incrementar las tarifas para que el transportador pueda incrementar sus ingresos sin realizar inversiones que beneficien a los usuarios.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

- El sistema actual no permite ampliar la capacidad eficientemente dado que los transportadores para hacer cualquier ampliación establecen cláusulas abusivas como la necesidad de contratos 100% firmes por 10 años, primas extra regulatorias, la posibilidad de demorarse indefinidamente en la entrada en operación de los proyectos sin pagar compensaciones e incluso obligan a usuarios y productores a colocar un intermediario de su grupo para realizar tales ampliaciones.

16. Ecopetrol

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	3	Consideramos positivo que la Resolución CREG 185 de 2020 haya introducido medidas sirvan a la transparencia de las relaciones contractuales y operativas en la comercialización de capacidad de transporte. En ese sentido, la publicación trimestral de la capacidad disponible primaria en cada tramo, con todas sus desagregaciones, es una medida útil para que el mercado conozca de manera oportuna la disponibilidad de la capacidad de transporte y se contrate de manera más eficiente. Estas medidas, en efecto, contribuirán a reducir el riesgo de acaparamiento por parte de algunos agentes y llevarán a una mayor competencia en el mercado de gas natural. No obstante, es prudente que el regulador verifique la necesidad de intervenir con tanto detalle el comportamiento de los agentes al establecer	Permitir la participación de productores comercializadores en la compra de capacidad de transporte en las mismas condiciones en que lo hacen los comercializadores.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

--	--	--	--	--

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			duraciones máximas y mínimas y fechas de inicio de servicio. Por otra parte, la resolución restringió la participación de productores-comercializadores tanto en el Mercado Primario como en el Mercado Secundario. En efecto, en el Mercado Primario limita las compras de capacidad de transporte de estos agentes a aquella necesaria únicamente para sus consumos propios y para poner en el mercado gas natural asociado a aumento de capacidad de producción o nuevas fuentes. En el Mercado Secundario, prohíbe su participación y la circunscribe a los mecanismos úselo ovéndalo de corto y largo plazo. Al respecto, adjuntamos la comunicación radicada en la CREG con el número E-2019-010038, en la cual presentamos las razones por las que Ecopetrol considera que la medida adoptada por la Comisión restringe la	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			competencia en el mercado de comercialización de gas natural, dando condiciones asimétricas a un tipo de usuario no regulado, beneficiando a los comercializadores sin justificación aparente.	
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	4	La Resolución CREG 185 de 2020 restringió la participación de los productores comercializadores en el Mercado Secundario de capacidad de transporte. No es clara la razón para el efecto. Además, en línea con el comentario anterior, implica condiciones asimétricas entre un tipo de usuario no regulado y los comercializadores de gas, que son competidores en el Mercado Primario.	Permitir la participación de los productores comercializadores en las mismas condiciones que los comercializadores.
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	No podemos acceder a ‘contratos de transporte de contingencia’ para hacerle frente a posibles condiciones de escasez. Lo anterior en la medida en nuestra demanda de gas natural se atiende con gas que reservamos para nuestro propio consumo (figura permitida por el marco normativo), y por tanto no	Permitir que los productores comercializadores suscriban ‘contratos de transporte de contingencia’ para la posible movilización de gas reservado para el consumo propio, sin la necesidad de contar con contratos de suministro.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			disponemos de contratos de suministro registrados ante el Gestor del Mercado.	
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	4	Si bien las ampliaciones de transporte se han ido desarrollando en el tiempo, estos procesos en general han sido lentos y con cierta incertidumbre para las partes.	
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	La regulación de la CREG para la contratación del suministro ha sido adecuada para la contratación a largo plazo. Sin embargo, los mecanismos para la comercialización del suministro de gas por medio de contratos de duración de un año o menos no han sido líquidos. Al respecto, es pertinente remitirnos a las comunicaciones más recientes al respecto, con números de radicado en la CREG: E-2020-002465 y E-2020-006146, que contienen propuestas para modificar los mecanismos de comercialización de gas natural a corto plazo.	En el caso de la contratación del suministro de gas a menos de un año sugerimos: i) permitir la negociación bilateral de contratos firmes e interrumpibles a través del Gestor del Mercado, con la posibilidad de pactar la duración de los mismos (ya sea sujeto a una declaración adicional de dichas cantidades, o atado a un porcentaje del total de gas suscrito); o ii) ajustar las subastas hoy vigentes para la asignación de contratos firmes bimestrales e interrumpibles de un mes, así como permitir negociar bilateralmente contratos

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			Finalmente, llamamos la atención en relación con las reglas para la comercialización de gas. La regulación determina que se debe ofrecer y entregar en un punto de entrada al SNT. No obstante, es importante anotar que se han desarrollado tecnologías que permiten ofrecer y entregar el gas en puntos diferentes a las entradas del SNT.	firmes con duración menor a un mes a través del Gestor del Mercado. En el caso de la contratación del suministro de gas a un año sugerimos: habilitar de forma definitiva la negociación bilateral de contratos CF95, OCG y CFC. En el caso de la comercialización de gas: considerar entregas en puntos diferentes a puntos de entrada del SNT. Comentario general: En cualquier caso, es importante considerar que la flexibilidad que se otorgue en suministro debe alinearse con las reglas en transporte, lo cual resulta esencial para el desarrollo de nuevo mercado.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	5	La metodología de transporte vigente supone que el transportador asume el riesgo de demanda, lo que se ve reflejado en la tasa de descuento. Sin embargo, la forma como se determina la demanda en el cálculo de las tarifas (denominador del costo medio) implica una realidad diferente.	Sugerimos que, para efectos de la actualización o expedición de las nuevas tarifas, se tenga en cuenta la nueva metodología de cálculo de la tasa de descuento que la CREG ha venido desarrollando. En todo caso, si las conclusiones de la consultoría de Brattle conllevan a cambiar el esquema a uno que implique un <i>revenue cap</i>, esto debería reflejarse en la tasa de descuento asociada. Asimismo, debería haber mecanismos complementarios que aseguren inversiones eficientes, esto es, que eviten la sobreinversión en infraestructura no necesaria.
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	5	Ecopetrol participa ocasionalmente en calidad de usuario no regulado. La	Implementar esquemas de seguimiento y reporte de manera desagregada como se realiza en el mercado

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			información disponible en algunos casos es opaca.	primario sin develar información confidencial..
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	5	El esquema actual en efecto incentiva la localización de grandes usuarios no regulados (por ejemplo, las plantas térmicas) en sitios cercanos a las fuentes de gas natural. No obstante, impone mayores tarifas a centros de consumo de lugares alejados que no tienen flexibilidad para su localización, como es el caso del occidente del país. Por otra parte, respecto a las señales para inversión, el esquema de <i>contract carriage</i> no resulta apropiado para el acometimiento de proyectos de confiabilidad y ha dificultado el desarrollo de proyectos de abastecimiento. Para ello se expidió el Decreto 2345 de 2015 que introduce un esquema de planeación centralizada, que permite al Gobierno Nacional definir qué infraestructura debe ser construida y cuándo debe entrar en operación. En todo caso, observamos que las	Dar aplicación a los mecanismos previstos en el Decreto 2345 de 2015. Además, es necesario que la Comisión de celeridad a las revisiones y expedición de expedientes tarifarios correspondientes.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			instancias del Gobierno se han concentrado en la aplicación de esta herramienta para impulsar la construcción de infraestructura de importación en el occidente del país, y no han hecho uso de esta figura para impulsar nuevos proyectos en materia de transporte, como son las conexiones de los sistemas de transporte o la bidireccionalidad de los sistemas.	
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	8	La actividad de transporte de gas natural se caracteriza por ser monopolio natural. En tal sentido, es razonable que los mercados regionales estén caracterizados por la presencia de transportadores incumbentes con una participación importante de mercado, y que el regulador establezca límites a sus comportamientos y apruebe tarifas máximas que impidan el abuso de la posición dominante.	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	3	Ecopetrol participa ocasionalmente en calidad de usuario no regulado.	Sugerimos considerar la inclusión de disposiciones en materia de información a lo largo de la cadena, que

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			Vale la pena resaltar que a diferencia de lo que sucede en el Mercado Primario de gas natural, en el que hay información sobre las cantidades disponibles (declaraciones de producción según lo establecido en el Decreto 2100 de 2010), e información contractual y operativa; aguas abajo, el mercado minorista que es atendido por los comercializadores es opaco, esto es, no hay disposiciones sobre el registro de información comercial que permita a las autoridades contar con información de los niveles de competencia. Esto ha llevado, por ejemplo, a que como lo plantea la Comisión en la Resolución CREG 071 de 2020, sea complejo la identificación de la forma en la que los comercializadores trasladan los costos de las compras del gas y del transporte a los usuarios que atienden.	permita mayor claridad a las autoridades sobre las dinámicas competitivas de los diferentes segmentos.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	7	No participamos como transportadores en la prestación del servicio. En todo caso, consideramos que los mecanismos previstos en el Decreto 2345 de 2015, de llegar a ser aplicados, darían cabida a la entrada de nuevos potenciales transportadores.	Dar aplicación a los mecanismos previstos en el Decreto 2345 de 2015.
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	5	No participamos en el mercado minorista. Sin perjuicio de lo anterior, percibimos que los contratos de suministro y transporte a largo plazo pueden dificultar la entrada de nuevos comercializadores. En particular si: i) no se fortalecen los mecanismos que eviten la sobrecontratación de capacidad de transporte; y ii) se mantienen los incentivos a la sobrecontratación del suministro que se derivan de interpretaciones del Decreto 2100 de 2011.	Sugerimos hacer un análisis del funcionamiento del mecanismo Úselo o Véndalo de Largo Plazo, pues pareciera no estar sirviendo para asegurar la liberación de excedentes de capacidad de transporte. De otro lado, sugerimos revisar los siguientes elementos de la fórmula tarifaria de gas natural: i) Revisar la interpretación según la cual por contratos con respaldo físico deben entenderse los contratos firmes de suministro que cubran el 100% de la

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
				demanda de mediano plazo. ii) Revisar la metodología para el cálculo de la variable $d_{(t-a),i,j}$ de la Resolución CREG 137 de 2013, mediante la cual se cuantifica el volumen de gas que puede ser contratado para la atención de la demanda regulada. iii) Eliminar o revisar la excepción para la aplicación de esta norma en el caso de mercados con consumos inferiores a 7 millones de m³ mensuales.
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	7	No participamos en la actividad de transporte. Sin perjuicio de lo anterior, en nuestra condición de productores comercializadores y en nuestra calidad de usuarios no regulados, recientemente no nos hemos enfrentado a circunstancias en las que se evidencien barreras para la	No aplica. No participamos en la actividad de transporte. Para los procesos propios de gasoductos asociados al Plan de Abastecimiento y a <i>open seasons</i> sugerimos establecer mecanismos expeditos que permitan contar de manera

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			ampliación del sistema de transporte. De hecho, consideramos que la regulación e incluso la política pública han introducido mecanismos orientados a facilitar la ampliación del sistema. Nos referimos a: i) la posibilidad que ahora tienen los productores comercializadores para impulsar la construcción de gasoductos de conexión; ii) los <i>open seasons</i> introducidos en la regulación de la CREG; y iii) los planes de abastecimiento de gas natural previstos en el Decreto 2345 de 2015. El anuncio reciente sobre la futura construcción de un gasoducto que conecte los campos del occidente de la costa Caribe con el mercado de Antioquia puede indicar que el mercado dispone de herramientas para asegurar la expansión del sistema.	oportuna con los expedientes tarifarios y autorizaciones para asegurar el <i>time to market</i> de nuevos proyectos de oferta.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			Sin embargo, teniendo en cuenta la expectativa de mediano y largo plazo de oferta adicional consideramos pertinente que los procesos de aprobación de expedientes tarifarios y de procesos como el <i>open season</i> o los derivados de las obras del Plan de Abastecimiento tengan procesos de fácil y oportuna ejecución de tal manera que se reduzcan los tiempos entre la entrada de producción y la infraestructura requerida para su evacuación.	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	8	Si bien existe concentración en el mercado mayorista de gas natural, consideramos relevante mencionar que el marco normativo contempla disposiciones que buscan: i) transparencia en cuanto a las cantidades disponibles en el mercado (declaraciones de producción según el Decreto 2100 de 2010), cantidades prospectivas (declaración de reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos según el Acuerdo ANH 011 de 2008) y	No aplica.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
			cantidades resultantes de procesos comerciales y de la operación dispuestas por la Resolución CREG 186 de 2020; ii) ventanas de tiempo definidas en la regulación (Resolución CREG 186 de 2020) para la comercialización del gas natural, en procura de concentrar las negociaciones en algunos momentos del año; iii) requisitos mínimos (o cláusulas obligatorias) de los contratos que buscan equilibrar las condiciones entre las partes en la negociación, en particular condiciones asociadas a la indexación de precio, eventos eximentes de responsabilidad, incumplimientos, entre otros. Todo lo anterior, en nuestra consideración, aporta al equilibrio entre los agentes y limita potenciales y eventuales comportamientos indeseables en el mercado.	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

En nuestra calidad de productores comercializadores de gas natural consideramos necesario que la regulación ofrezca incentivos adecuados para la expansión oportuna del sistema de transporte y para la prestación continua del servicio. En este sentido, respetuosamente sugerimos que se revisen varios de los elementos propuestos por la CREG en la Resolución 160 de 2020 que en nuestra consideración podrían afectar estos objetivos:

- Se debe mantener el riesgo cambiario en cabeza de los agentes encargados de representar comercialmente a la demanda, tal como lo ha previsto la regulación de esta actividad a lo largo de la historia. La estabilidad de disposiciones regulatorias como la comentada ha sido fundamental para atraer la inversión de capital público y privado a este sector, y de esta manera para asegurar la prestación continua del servicio público domiciliario de gas natural.
- Se revisen los incentivos inmersos en el mecanismo propuesto para remunerar los activos que cumplen su vida útil normativa, toda vez que el esquema propuesto podría incentivar el remplazo de activos en condición de mantenerse operativos, impactando así los costos para los usuarios sin que se genere valor para los mismos. En este sentido, si bien la propuesta puede significar menores tarifas en el corto plazo, puede conllevar incrementos injustificados en el mediano y largo plazo.
- También sugerimos que la nueva regulación contemple procedimientos para revisar periódicamente las tarifas ante desviaciones en las proyecciones de demanda, tanto de capacidad como de volumen. Esto con el fin de mantener una remuneración adecuada de las inversiones, en beneficio de todo el mercado, dada la dificultad a la que se puede enfrentar el regulador al momento de analizar y aprobar las proyecciones de demanda de los transportadores.

Consideramos pertinente que The Brattle Group aporte sus opiniones sobre estos elementos, que son relevantes para las decisiones que la CREG está próxima a adoptar.

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	Seleccione un valor.	Consideramos que cualquier recomendación en materia de la implementación de un modelo de acceso a la capacidad de transporte, así como el modelo de tarifas, debe responder a un diagnóstico riguroso que contemple los siguientes criterios, sin limitarse a ellos: i) impulso a la oferta nacional; ii) incentivo al crecimiento de la demanda considerando, en todo caso, la disposición a pagar de los diferentes tipos de usuarios en las diferentes regiones del país; iii) incentivo a las inversiones eficientes en el sistema de transporte; iv) incentivos a la expansión oportuna del sistema. Hoy en día, no conocemos que se haya realizado o presentado un diagnóstico de este tipo, a pesar de que en diferentes espacios se ha recomendado una u otra alternativa, como es el caso de la Misión de Transformación Energética. En este sentido, resaltamos la referencia que se hizo por medio de la Circular CREG 031 de 2021 a la
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	
	Estampilla	Seleccione un valor.	
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	Seleccione un valor.	
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	
	Estampilla	Seleccione un valor.	

BORRADOR PRELIMINAR Y CONFIDENCIAL.
NO PARA CITACIÓN O DISTRIBUCIÓN.

			necesidad de contratar estudios de consultoría para <i>“definir el modelo más adecuado para remunerar el transporte de gas en Colombia, proponiendo cómo sería su implementación, cómo sería la transición, y detallando los impactos”</i>, como un primer paso para identificar la mejor alternativa para el caso colombiano. Teniendo en cuenta lo anterior, sugerimos que para este período tarifario se mantengan las premisas de la regulación vigente, y que desde ahora se emprendan los estudios necesarios para evaluar modelos de transporte alternativos.
--	--	--	--

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión.

En el caso particular de Ecopetrol, como agente productor comercializador, destacamos la importancia de mantener mecanismos como el vigente en materia de gasoductos de conexión, que permite aumentar la capacidad de transporte en el país por medio del impulso de infraestructura de conexión al sistema nacional de transporte por parte de agentes como los productores. Esto tiene el potencial de viabilizar nueva oferta, y es una alternativa para el desarrollo de recursos contingentes hoy en evaluación en el país.

Con respecto a las ampliaciones de capacidad del sistema nacional de transporte, observamos que la dinámica, en general, ha sido lenta. Por esta razón sugerimos revisar mecanismos para hacer de este proceso uno más expedito. En todo caso, sugerimos para no impactar potencialmente las inversiones en ampliación de capacidad, no trasladar el riesgo cambiario a los agentes transportadores. Consideramos que un cambio repentino en las reglas establecidas para remunerar las inversiones podría significar un retraso en las inversiones necesarias para el desarrollo del sector, dada la incertidumbre sobre las condiciones futuras de remuneración. Sugerimos que esta gestión se mantenga en cabeza de los agentes los comercializadores que, como representantes de la demanda de gas natural, han sido eficaces en el manejo del riesgo cambiario.

- ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)
- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

Consideramos que el proceso de planificación requiere de revisiones profundas. En particular, sugerimos que sea revisada la identificación que realiza la UPME, y que trasladó a la CREG el presente año, sobre los beneficiarios de las obras. Agentes como Ecopetrol, que no consumirán el gas proveniente de la Planta de Regasificación del Pacífico, están siendo considerados como beneficiarios. En particular, el ejercicio realizado estima que Ecopetrol consumirá el 19% de la capacidad de dicha infraestructura entre 2024 y 2040. Sin embargo, los precios a los que llegará el gas por dicha fuente, junto con la ubicación de la misma, nos permiten concluir que no seremos usuarios de la obra.

Es fundamental que en línea con lo establecido por el artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015 y el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021, se revisen estos resultados de tal forma que se garantice que los beneficiarios serán únicamente aquellos cuyo costo de racionamiento de mediano y largo plazo (no solo de corto plazo), será mayor que el costo de prestación del servicio desde dicha fuente.

De lo contrario, se estarían aprobando cargos ineficientes, socializando costos que afectan negativamente la competitividad del gas natural frente a otros energéticos, afectando así la demanda actual y futura.

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

- Sugerimos que, para efectos de la actualización o expedición de las nuevas tarifas, se tenga en cuenta la nueva metodología de cálculo de la tasa de descuento que la CREG ha venido desarrollando.
- Contemplar procedimientos para revisar periódicamente las tarifas ante desviaciones en las proyecciones de demanda, tanto de capacidad como de volumen. Esto con el fin de mantener una remuneración adecuada de las inversiones, en beneficio del mercado, dada la dificultad a la que puede enfrentarse el regulador al analizar y aprobar las proyecciones de demanda de los transportadores.
- Realizar una revisión detallada de las estampillas regionales, tanto vigentes como nuevas. Entendemos que este mecanismo ha sido impulsado con el ánimo de aumentar la cobertura en diferentes regiones del país, lo que consideramos ha sido adecuado para el desarrollo del mercado. En todo caso, consideramos que una revisión de la infraestructura regional con base en el análisis beneficio costo antes mencionado pudiera derivar en una mayor competitividad en las tarifas de transporte a nivel nacional.
- Mantener el esquema de remuneración de las inversiones que cumplen su vida útil normativa (20 años). En el pasado, por medio de la Resolución CREG 160 de 2020, la Comisión planteó una metodología que considera que después del año 20 el activo ha sido depreciado totalmente. Sugerimos que se mantenga el esquema actual debido a que, dada la reducción en la remuneración que percibirían sobre los activos que cumplen su vida útil normativa, existe el incentivo a reducir el nivel de inversiones a medida que se acerca este momento. Esto puede tener efectos adversos sobre la confiabilidad de los activos existentes. Por otra parte, una vez los activos cumplen la vida útil normativa, los inversionistas pueden tener el incentivo a realizar inversiones por encima de las eficientes, inclusive llegando al punto de proponer reemplazar un activo sin justificación clara desde el punto de vista técnico.

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

17. Progasur

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	8	*Históricamente PROGASUR ha reservado la totalidad de la capacidad solicitada por los remitentes.	Mayor flexibilidad para la contratación ante situaciones de eventos que comprometan la confiabilidad del sistema. Que los contratos interrumpibles no se cuenten dentro de la CMMP.
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	7	*Tiempos limitados en el proceso de subasta en el Mercado Secundario	Revisar proceso úselo o véndalo de corto plazo pues fija precio de reserva que desincentiva transacción por parte del vendedor y facilita competencia

				desigual con clientes existentes
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	4	Antes la metodología de comercialización de capacidad contaba con mayor flexibilidad para legalizar contratos. Con la nueva metodología la CREG corrigió inconvenientes como que comercializadores sin demanda real pudiesen acaparar capacidad de transporte para revender.	Eliminar restricción de contratación a último trimestre de 2025
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	5	PROGASUR no ha percibido congestión en sus sistemas, se han identificado limitaciones de capacidad por aspectos operativos en el SNT. Si se identifican necesidades de expansiones hay temas que se salen del control del transportador como licenciamientos y permisos que pueden retrasar las puestas en operación	Lograr una mejor coordinación entre productores, transportadores y distribuidores para garantizar un funcionamiento eficiente del sistema
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o</i>	5	Mayor flexibilidad para que los transportadores puedan	Flexibilizar contratación para nueva demanda

	<i>gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>		acceder directamente a la molécula para temas operativos/balance.	industrial considerando contratos existentes (ajustes con transición), y establecer mecanismos que incentiven y permitan que demanda térmica entre a la demanda de gas para dinamizar el sector
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	7	Sistema y estructura adecuada con la necesidad de profundizar el análisis de las demandas proyectadas vs. el declive de producción. Validar que tarifas con cargos fijos y variables sean consecuentes con la realidad y opción de uso de capacidad de cada usuario	
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	5	No se identifican asignaciones en el Mercado Secundario, baja liquidez	
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	7	En la normativa vigente se identifica eficiencia para el desarrollo de inversiones en el sector Gas.	Evaluar los distintos esquemas de remuneración frente a señales de precio, localización de usuarios

				y consumo
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	4	No hay competencia real, originado en la manera de cómo se dio el desarrollo del sistema de transporte del país (monopolio).	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	6	Se ha identificado competencia de los agentes comercializadores en algunos sistemas de transporte de PROGASUR Separación entre el mercado del interior y la costa no permite mayor competencia	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	6	Limitación regulatoria para el desarrollo de activos que garanticen confiabilidad. La regulación actual solo permite registros de contratos hasta 2025, lo que genera incertidumbres en recuperar inversiones para nuevos actores.	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>	6	No hay limitaciones ni barreras para que los agentes comercializados entren, pero deben garantizar la atención a un cliente final y evitar la re-	

			venta de capacidad y/o suministro en el mercado	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	La incertidumbre asociada al retorno de las ampliaciones si se busca promover demanda en sectores como el termoeléctrico o industrial	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	5	En distribución si, de acuerdo al desarrollo histórico de la infraestructura.	

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

- Retomar esquemas de comercialización más flexibles que las actualmente vigentes.
- Revisión del esquema operativo y contractual bajo el cual se integran los sistemas de transporte.

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	Seleccione un valor.	Se requieren mayores estudios y análisis de impacto
	Entry-Exit	Seleccione un valor.	Se requieren mayores estudios y análisis de impacto
	Estampilla	Seleccione un valor.	Se requieren mayores estudios y análisis de impacto
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	Seleccione un valor.	Se requieren mayores estudios y análisis de impacto

	Entry-Exit	Selecione un valor.	Se requieren mayores estudios y análisis de impacto
	Estampilla	Selecione un valor.	Se requieren mayores estudios y análisis de impacto

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

- Recursos para cofinanciar infraestructura que permita ampliar la cobertura (fondos, regalías, etc.), mayor coordinación interinstitucional.
- Datos de fuentes que alimentarían la infraestructura.
- Señales de abastecimiento a largo plazo, pues la remuneración de transporte se da a 20 años y los estudios y análisis de producción dan reservas de gas para un tiempo mucho menor.

- Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

- Había suficientes señales de expansión y crecimiento mediante contratos a largo plazo.
- Podría hacerse una revisión del plan bajo las condiciones actuales y validar si los proyectos necesarios en su momento lo son hoy también

- ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

- Actualmente para la determinación de las inversiones en redes de transporte en el file tarifario, se cuenta con unos criterios de revisión que están previamente establecidos por el ente regulador.
- Se deben reconocer el costo de oportunidad de la infraestructura, desde que esté operativa en el sistema, y no incurrir en inversiones ineficientes

- ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

- En aras de garantizar la continuidad del servicio de transporte de gas natural por tubería, se requiere reforzar el sistema mediante activos de confiabilidad, y actualmente no hay claridad sobre la remuneración de dichas inversiones.

18. Promigas

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (¿Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	9	• Limite de contratación para interruptibles hasta la CMMP. • Se debe tener flexibilidad regulatoria para periodos puntuales y revisar las consecuencias de congestión que puede traer al contratar cantidades diferentes por trimestre	• No limitar la contratación de interruptibles a la CMMP de los transportadores, ya que entran a ocupar capacidad disponible primaria que podría ser colocada en contratos firmes. Es claro que en el momento de prestar el servicio, se debe

operar hasta la
CMMP,
asignando a
prorrata los
contratos
interrumpibles o
algún otro
esquema de
asignación entre
ellos.

Evaluar si
conviene tener
un período para
realizar procesos
de contratación
de 1 o más años
que coincida con
las negociaciones
de suministro
(en octubre y
noviembre
pueden aparecer
cantidades de
gas para entrega
a partir del 01 de
diciembre) y los
procesos

				trimestrales dejarlos solo para manejos puntuales dentro del año.
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	3	Úselo o véndalo no tiene liquidez. No hay incentivo económico para el usuario que tiene la capacidad contratada para re-vender, ya que no se reconoce su costo fijo.	Permitir recuperar el costo fijo de los contratos que se revenden en el secundario.
Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	Remitentes solicitan mayor flexibilidad en tiempos (momentos de contratación) y duración de contratos.	Permitir suscribir contratos con periodos, modalidades según los requerimientos de la demanda.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	7	Información de CDP está disponible para todo el mercado y en caso de congestión existen los esquemas de subasta. El esquema actual de transportador por contratos es el adecuado para que, por medio de la iniciativa privada, se lleven a cabo las ampliaciones de capacidad de transporte. Los agentes del	Mantener esquema de transportador por contratos (iniciativa privada), tarifas de distancia. Señal regulatoria estable en el tiempo con certidumbre en la justa remuneración de inversiones realizadas.

			mercado son los que cuentan con la mejor información y visión para adelantar los proyectos. Esquemas centralizados (Plan de Abastecimiento) no han funcionado. Limitantes actuales para ampliaciones: • Garantía de oferta/suministro de gas natural que de perspectiva de largo plazo a remitentes y transportadores. • Tiempo de remuneración de inversiones y evaluación de factor de utilización a 20 años, cuando la oferta de gas actual es de corto plazo (10 años o menos). • Inestabilidad regulatoria: cambios drásticos de WACC, valor a reconocer por	Establecer metodologías que permitan ser más certeros en las obras requeridas según los planes de expansión, con el fin de facilitar la toma decisión de manera oportuna.
--	--	--	---	--

			vida útil, reinicio de factor de utilización en 2do período de vida útil, aplicaciones de metodología por etapas que deterioran ambiente de inversión.	
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	5	Por mejorar: • Transparencia/acceso de información de expectativas de reservas (plazos, cantidades, autoconsumo) • Promoción de competencia/inversión. Se requiere entrada de nuevos agentes. • Si bien se requiere mayor flexibilidad, debe existir el justo balance entre flexibilidad y poder de mercado de los productores.	
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	8	Por mejorar:	Mantener esquema de transportador por contratos (iniciativa

			• Recálculos tarifarios oportunos que involucren las variaciones de todos los parámetros de la tarifa: demanda, inversiones, AOM y WACC. • Cualquier esfuerzo en disminuir la tarifa de transporte debe garantizarse que realmente sea percibido por el usuario final y no que sea un traslado de rentas a productores.	privada), tarifas de distancia. Señal regulatoria estable en el tiempo con certidumbre en la justa remuneración de inversiones realizadas.
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	3	Úselo o véndalo: No se reconocen hoy los costos fijos de los contratos que se venden en el Mercado Secundario.	Permitir recuperar el costo fijo de los contratos que se revenden en el secundario.
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	9	Hoy con el esquema de distancia se da la señal de localización a los usuarios. Si bien las tarifas aprobadas son cargos máximos, no existe un marco para que el	

			transportador realice una diferenciación de tarifas por mercado adicionales a la posibilidad de contratar parejas de cargos distintas.	
Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	9	Hay contestabilidad en el mercado de transporte con la figura de Open Season	
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores (upstream)</i>	3	Por mejorar: • Transparencia/acceso de información de expectativas de reservas (plazos, cantidades, autoconsumo) • Promoción de competencia/inversión. Se requiere entrada de nuevos agentes. • Si bien se requiere mayor flexibilidad, debe existir el justo balance entre flexibilidad y poder de mercado de los productores.	

	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	10	Hay contestabilidad en el mercado de transporte con la figura de Open Season	
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes (upstream)</i>	5	Por mejorar: • Transparencia/acceso de información de expectativas de reservas (plazos, cantidades, autoconsumo) • Promoción de competencia/inversión. Se requiere entrada de nuevos agentes. • Si bien se requiere mayor flexibilidad, debe existir el justo balance entre flexibilidad y poder de mercado de los productores.	
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	Si se refiere a “barreras para ampliación” serían los mismos comentarios de “Congestión en el sistema”. Si se refiere a la conexión de nuevos clientes al sistema,	

			funciona bien, hoy existe el libre acceso de redes	
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	5	Mercado de producción altamente concentrado.	Flexibilizar que contratos de transporte sean de entrega no física, permitiría ampliar la oferta en producción

1. Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Es importante que la consultoría tenga en cuenta los siguientes aspectos del mercado de gas colombiano que influyen en su desempeño, competitividad y crecimiento:

- a) Poder de mercado de Productores: En la actualidad el eslabón de suministro de gas, único eslabón en competencia (no regulado) de la cadena de suministro de gas natural, cuenta con muy pocos actores en los cuales se destaca Ecopetrol y Canacol. Es necesario que en eslabón de suministro exista competencia al incorporarse nuevos actores al mercado, o que ésta se simule a través de las señales regulatorias, de tal forma que se le garantice al mercado tarifas eficientes de molécula de gas natural. A manera de cifras, si se toman las variaciones en los precios finales al usuario de 2013 hasta 2020, se observa un crecimiento del costo de suministro con un TACC de +5.1%, mientras que los costos de componentes regulados de transporte y distribución decrecen con un TACC de -0.1% y -1.9%, respectivamente. Por lo que, a futuro, si no hay ajustes y se mantienen los mismos jugadores en el mercado, se espera que los precios en boca de pozo sigan incrementando, teniendo en cuenta la señal de escasez en el mercado ante el déficit estructural previsto para 2025-2026.
- b) Es importante revisar cómo se están aplicando en el mercado las excepciones en la comercialización y en el desarrollo de gasoductos de conexión otorgadas a los “campos menores”. Agentes con más de un campo menor, que en agregado tienen producciones superiores a 30MPCD (alto poder dominante) utilizan las excepciones de los campos menores para comercializar por fuera de las normas de la 186 de 2021 y para construir gasoductos que tienen una vocación evidente de transporte de gas natural.
- c) Incertidumbre de suministro: En primera instancia, consideramos necesario que se direccionen los lineamientos de Política Pública para garantizar el abastecimiento de gas natural en el país en el largo plazo, dando tranquilidad a los usuarios de que el sector contará con gas nacional y/o importado para atender su demanda, bajo criterios de confiabilidad y competencia. La incertidumbre actual no es conveniente para el desarrollo y crecimiento del mercado.

- d) Deficiencias del regulador: Se destacan varios aspectos a mejorar por parte del regulador:
- i) Demoras en la actualización de tarifas. En el caso de transporte, la metodología esta vencida desde 2015, lo que no les ha permitido a los agentes actualizar las inversiones, AOM, demanda y WACC a las condiciones actuales del mercado que garanticen la correcta remuneración del servicio.
 - ii) Poca estabilidad y consistencia en las nuevas señales: Cada vez que se expiden nuevas metodologías se evidencian cambios trascendentales en las reglas de juego, que afectan la confianza de los inversionistas en el regulador, la seguridad jurídica y el equilibrio entre los agentes, impactando el desarrollo de las inversiones de largo plazo.
 - iii) Deficientes Análisis de Impacto Normativo y Análisis Expost: Las señales regulatorias deben evaluarse antes de su adopción mediante un Análisis de Impacto Normativo – AIN, que valore de manera sistemática los beneficios, costos, elasticidad precio de la demanda, efectos potenciales en precios de gas natural al usuario final y su impacto en la demanda existente y proyectada, cumplimientos de criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera para los agentes, con el fin de verificar si las propuestas regulatorias conllevarán al cumplimiento de los objetivos trazados por el gobierno para el sector de gas natural en Colombia: abastecimiento, competitividad, liquidez del mercado y crecimiento. La práctica común de la CREG es que no se realicen este tipo de análisis, como tampoco análisis expost de los resultados y beneficios de las medidas implementadas.
- e. Propender por la coordinación Suministro-Transporte para evitar riesgos en la contratación por parte de los agentes
- f. El enfoque de cualquier propuesta debe ser mejorar la competitividad del gas natural, ya que la demanda viene decreciendo en los últimos años y eso puede volver inviable la infraestructura existente de transporte. Este análisis debe darse de manera integral a todos los componentes de la tarifa (eslabones de la cadena).

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	10	Revisar comentarios desarrollados en punto 5.
	Entry-Exit	1	
	Estampilla	1	
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	10	
	Entry-Exit	1	
	Estampilla	1	

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

2. Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

El transportador requiere señales regulatorias consistentes que le generen la confianza necesaria para desarrollar infraestructura en el largo plazo. Un marco de incentivos adecuado donde i) se promueva la eficiencia económica, ii) se garantice la suficiencia financiera, iii) se mantenga la estabilidad regulatoria y iv) se generen los incentivos que viabilicen el mejor ambiente para el desarrollo de las inversiones requeridas en infraestructura de transporte de gas natural en el país.

Se destacan algunos cambios en las reglas del juego propuestos por el regulador para el transporte que afectan la confianza para seguir desarrollando inversiones orientadas al largo plazo:

- i) Aplicación gradual por etapas: La Comisión propone a través de la Resolución 160 de 2020 actualizar únicamente la tasa de descuento para el cálculo de los cargos de transporte en una primera etapa, mientras que se revisan y se actualizan el resto de las variables tarifarias en una segunda etapa. Esta medida implica una regulación totalmente asimétrica y un agravio económico injustificado al transportador, al impedir que los cargos tarifarios reflejen la incorporación de las inversiones ejecutadas durante los últimos 10 años (US \$450MM aproximadamente para el caso de Promigas) y las fluctuaciones de demanda resultado de la declinación de los campos tradicionales, riesgos materializados de los agentes durante el periodo tarifario pasado.
- ii) Reconocimiento de vida útil normativa: El regulador propone a través de la Resolución 160 de 2020 eliminar de la base tarifaria la inversión del activo que agotó vida útil normativa y únicamente reconocer las inversiones para mantenerlo en operación por 20 años, cuando la señal existente desde el 2000 reconocía un costo de oportunidad, en caso de que el transportador decidiera mantenerlo en operación. La propuesta del regulador de eliminar de la base tarifaria la inversión del activo que agotó vida útil normativa y únicamente reconocer las inversiones para mantenerlo en operación por 20 años, no solo implica un cambio trascendental en las reglas del juego que afectan la confianza del inversionista, sino que desconoce la vocación de permanencia para la prestación de servicio a largo plazo.
- iii) Factor de utilización o eficiencia: La Comisión introdujo desde el año 2000 la aplicación del Factor de Utilización como parámetro para incentivar el diseño eficiente de la infraestructura requerida para atender la demanda, evitando la remuneración de inversiones ociosas. No obstante, la CREG, desconociendo la señal regulatoria bajo la cual se ha desarrollado la infraestructura en Colombia durante los últimos 20 años, modifica abruptamente las reglas de juego al proponer recalcular el Factor de Utilización de los gasoductos que agotaron su periodo de vida útil normativa. Aplicar factores de eficiencia sobre los cuales el transportador no tiene ninguna posibilidad de gestión, como en lo que se refiere a las disminuciones de demanda por agotamiento de fuentes de

gas natural o frente a las capacidades de los gasoductos, corresponde a una acción que atenta contra la estabilidad de las reglas de juego y claramente atentan con las señales requeridas para el desarrollo de infraestructura.

- iv) WACC: El método para el cálculo de WACC no corresponde a la aplicación de una ciencia exacta en el entendido que, en la escogencia de variables, fuentes, períodos de tiempo, entre otros aspectos, hay espacio para la discrecionalidad. Por ejemplo, existe multiplicidad de fuentes para la selección del Beta, así como diferentes corrientes en cuanto a la longitud de las series de tiempo a considerar de la prima de mercado o el método para proyectar la relación peso/dólar. Cada profesor, consultor, regulador o empresa tiene una posición propia, y seguramente válida, que cambia significativamente el resultado, generando señales de incertidumbre e inestabilidad cada vez que se revisa la metodología de cálculo del CAPM. El WACC, variable muy relevante para la remuneración de las inversiones, más allá de ser un resultado de una fórmula maleable, debe ser aquel que sea lo suficientemente competitivo frente a las tasas de retorno de los países de la región con quienes se disputa el capital de inversión y que refleje realmente el riesgo de las empresas transportadoras en Colombia.

3. Comentarios sobre el proceso de planificación que se llevó a cabo para la construcción del plan de expansión. (use el espacio que considere necesario)

Sobre el plan de expansión, conocido como el Plan de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME, de acuerdo a nuestra opinión, las siguientes oportunidades de mejora:

- Las curvas de oferta incluidos dentro de los balances de gas natural consideran únicamente la información de declaración de producción por parte del Ministerio. Por lo anterior, desde el lado de la oferta, es importante involucrar a la ANH a los ejercicios de balance, para que tengan en cuenta elementos como las obligaciones de inversión de los productores en los bloques asociados, el factor de éxito exploratorio, los volúmenes promedio de los campos, entre otros factores, para que se identifique el potencial de producción real del país, que es información claramente distinta a la de la Declaración de Producción, y cuyo objetivo dista de ser una herramienta de planeación, pues esta se limita para fines de comercialización. Por otro lado, es necesario que el gobierno (Ministerio, UPME, ANH) revise y ajuste los parámetros bajo los cuales los productores realizan las declaraciones y unificar la metodología utilizada, de manera que se conozca el potencial de producción, sin tener en cuenta las restricciones existentes para que ese gas entre al mercado. El desarrollo de una base de suministro amplia y estable les permitirá a los actores del mercado tomar decisiones fundamentadas de largo plazo.

La UPME debe evaluar soluciones alternativas que logren postergar el déficit con el uso de infraestructura existente. Preocupa que la UPME se mantenga en proyectos como la Planta de Buenaventura cuando son conocidos antecedentes como el de la línea de transmisión de EPSA que luego de 4 años, tuvo que ser abandonada por la ocupación intencional de comunidades del área de influencia sobre el trazado de la línea.

- Sobre los proyectos identificados en el Plan de Abastecimiento la UPME ha realizado varios ejercicios para determinar los beneficiarios de cada proyecto. Sin embargo, a la fecha, no están claros los beneficiarios y los costos definitivos que asumirá cada beneficiario sobre los

proyectos. Por ejemplo, para la Infraestructura del Pacífico, existe mucha incertidumbre en la participación de la demanda térmica en el proyecto, que es determinante para identificar los impactos de este proyecto en los usuarios/beneficiarios de las diferentes regiones del país, y, por tanto, la competitividad del gas natural en el mediano y largo plazo.

- Los estimados de costo-beneficio de las obras y los escenarios de mínimo arrepentimiento plasmados en el estudio consideran un costo de racionamiento de US 29,25/kpc, lo que implica que la demanda está dispuesta a pagar este valor, en todos los niveles y periodos de racionamiento. US29,25/kpc es un precio muy superior a cualquier sustituto posible del gas natural. Frente a ese costo de racionamiento, cualquier proyecto que se estudie resulta beneficioso.
- Los análisis no contemplan un análisis de elasticidad precio de la demanda, aspecto clave que debe considerarse que impacta la competitividad del combustible. Esto hace suponer que los usuarios están dispuestos a pagar cualquier costo y como lo hemos mencionado los sustitutos resultan ser más competitivos
- La experiencia de los últimos Planes de Abastecimiento publicados por la UPME y adoptados por el Ministerio es que luego de identificados los proyectos requeridos, éstos no se han desarrollado porque no se ha tenido la aprobación del valor eficiente de inversiones y AOM por parte de la CREG, ni su metodología de remuneración. Por ejemplo, desde el Plan de Abastecimiento de Gas Natural publicado en noviembre de 2016, la UPME identificó las Bidireccionalidades Barranquilla – Ballena y Barranca – Ballena como proyectos estratégicos para garantizar la confiabilidad y abastecimiento de gas natural en el país. En la última versión del Plan de Abastecimiento publicado en julio de 2020, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME ratifica la necesidad de contar con estos proyectos. Sin embargo, el último hito que se conoce sobre estos proyectos fue el archivo de las actuaciones administrativas en curso por parte de la CREG, que tenían como propósito la aprobación de las inversiones. Sin duda, tener estas bidireccionalidades operativas no solo garantizarán mayor abastecimiento del energético al aprovechar los excedentes de gas de la Costa en el Interior, sino que le permitirá al sector contar con una mayor flexibilidad operativa que eviten racionamientos a la demanda durante eventos de mantenimientos programados o fallas del servicio, como, por ejemplo, los ocurridos en el gasoducto Cusiana – El Porvenir y en los campos de Cusiana y Cupiagua el mes pasado.
- No es claro el costo de la infraestructura propuesta ni quien paga por ella.

4. ¿Cómo se pueden mejorar los incentivos para la inversión eficiente? (use el espacio que considere necesario)

Adicional a lo escrito en la sección “Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura?”, es necesaria una revisión más “caso a caso” de lo que se considera como una inversión “eficiente”; por ejemplo, aplicar el criterio de eficiencia de Factor de Utilización a 20 años para las ampliaciones de capacidad (la demanda proyectada de los siguientes 20 años debe ser el 50% de la CMMP proyectada para el mismo período) cuando las nuevas perspectivas de gas tienen una menor duración (3, 5, 8 años), incrementa el riesgo de remuneración en cabeza del transportador. Es necesario ajustar las señales de eficiencia

de transporte a la nueva realidad de producción. El F.U. no debería aplicarse de forma estándar, sino valorar realmente el beneficio o no de incorporar determinado gas al sistema nacional de transporte en determinado horizonte de tiempo.

Es requerido conocer el modelo de valoración de inversiones ajustado para seguir verificando su ajuste. Es importante la posición del regulador en donde ha manifestado que este modelo es solo una referencia y que serán considerados otros elementos que presente el transportador para realizar la valoración de la inversión.

5. ¿Consideran que el sistema actual limita las inversiones necesarias? (use el espacio que considere necesario)

El esquema actual de transportador por contratos no limita las inversiones en transporte necesarias. Muestra de ello es que durante los últimos 10 años bajo el esquema de transportador por contratos, se desarrollaron importantes proyectos de transporte garantizando la continuidad del servicio de gas natural en el país. Con inversiones cercanas a los USD450MM, crecimiento del 64% en el monto de sus activos, Promigas construyó 300 kilómetros de gasoductos y 5 estaciones compresoras en el sistema de la costa, permitiendo la inyección de 260MPCD de los productores existentes en los campos de Córdoba y Sucre (Frontera, Hocol, Canacol). Las ampliaciones realizadas en la red de Promigas han conectado nuevas fuentes de suministro, lo cual ha solventado la declinación de los campos tradicionales de Ballena y Chuchupa. En los sistemas del interior del país, se resalta la construcción del gasoducto Gibraltar con US250MM de inversión y una capacidad de 50MPCD, infraestructura esencial para el abastecimiento de gas en Santander, Norte de Santander y la Refinería de Barrancabermeja. Así mismo, en el 2017 Promioriente realizó una inversión en la estación compresora Los Pinos que conecta a Barranca con el interior del país y Transmetano amplió su capacidad de transporte de 64MPCD a 78MPCD por medio de la estación compresora Malena. Los hechos demuestran que, los contratos entre los agentes, quienes tienen el mejor conocimiento del mercado para asumir riegos, han permitido el desarrollo de la infraestructura requerida para el país.

En contraste a lo anterior, en Colombia se ha evidenciado poca efectividad en la planeación centralizada. Proyectos identificados por la UPME desde el 2016 y adoptados por el Ministerio de Minas y Energía, aun no cuentan con aprobaciones tarifarias por parte de la CREG. En el esquema centralizado, en general, es alto el riesgo de traslado de ineficiencias al mercado por decisiones del planeador central quien no siempre actúa por señales de eficiencia económica y de mercado. Estas eficiencias pueden darse tanto en déficit como en exceso de definición de infraestructura a desarrollar. Un manejo descentralizado, permite a los agentes, quienes tienen la mejor información y conocimiento disponible, actuar eficientemente.

Migrar del esquema descentralizado actual hacia un esquema centralizado como el eléctrico implicaría desconocer las diferencias estructurales entre los dos mercados. Seabron Adamson en su paper “Comparing Interstate Regulation and Investment in U.S. Natural Gas and Electric Transmission” hace las siguientes reflexiones al respecto, identificando el esquema de contract carriage y la planeación descentralizada como los factores de éxito para el desarrollo efectivo de las expansiones de infraestructura de transporte de gas en Estados Unidos:

“While the ability to construct new transmission capacity in gas and power can never be compared directly—the siting and environmental aspects of a new gas pipeline and a new high voltage transmission line are quite different—the U.S. natural gas sector has been much more nimble in its response. This is a product not only of differing technology but also the decentralized (gas) versus

centralized (power) processes for project development, selection, and cost allocation that shape the natural gas and electric power transmission sectors in the United States (...)

(...) First, natural gas expansion regulation can be simpler, due to the nature of the gas network, and a decentralized contract carrier model can be effective in gas pipelines. U.S. interstate gas regulation, which provides pipeline developers with strong incentives to identify and contract customer gas transportation needs, has been effective in creating new gas transmission capacity in response to changing supply shocks. The U.S. gas industry has been much more effective at adding new capacity than electric transmission utilities and developers over the same period”¹⁰⁷.

Para exponer un ejemplo internacional, desde 2015 en el mercado de gas de Victoria, Australia se evalúan propuestas de reformas al esquema de common carriage, modificando el rol de los contratos frente a las expansiones de infraestructura. La propuesta contempla la migración de un esquema common carriage a contract carriage¹⁰⁸. Dentro de los objetivos perseguidos por las reformas australianas se encuentran:

- *Allows market participants to effectively manage price and volume risk*
- *Provides appropriate signals and incentives for efficient investment in, and operation of, pipeline capacity*
- *Facilitates the efficient trade of gas to and from adjacent markets.*
- *Facilitates upstream and downstream competition*

Los problemas identificados por el mercado y el regulador australiano del esquema de transportador común y las motivaciones para su paso a transportador por contratos son:

“While it is currently possible for participants to underwrite investments in the DTS, this tends not to happen because of the "free-rider" problem that arises as a result of the DWGM's design. Access to the DTS is allocated on the basis of DWGM market outcomes and influenced by non-firm capacity rights held by market participants. However, market participants cannot obtain firm access rights which can be exercised regardless of wholesale market outcomes.

The lack of such firm rights to use the DTS means that individual market participants have limited incentives to underwrite investments in the system. Consequently, investment decisions in the DTS are generally the result of a regulatory process, as part of the Australian Energy Regulator's (AER's) review of the pipeline owner's (APA's) DTS Access Arrangement. The regulator and APA are

¹⁰⁷ Adamson, Seabron. Comparing Interstate Regulation and Investment in U.S. Natural Gas and Electric Transmission. Charles River Associates, Boston USA and Carroll School of Management, Boston College. 2018.

¹⁰⁸ Australian Energy Market Commission, AEMC. Final report, Review of the Victorian declared wholesale gas market. 2017

unlikely to have the same information to make efficient decisions compared to a market participant, nor the same incentives to do so, because the risk of those decisions are in large part borne by consumers.”

En conclusión, los contratos bilaterales entre los participantes del mercado son una señal apropiada para el desarrollo eficiente de la infraestructura de transporte de gas. Consideramos que, en el caso colombiano, es indispensable para el desarrollo futuro de infraestructura mantener el esquema de transportador por contrato, al tiempo que, tal como sucede hoy, el Ministerio de Minas, a través de la UPME, pueda promover obras de interés nacional que no hayan sido ejecutadas por iniciativa y acuerdo privado. La convivencia de estos dos esquemas permite el actuar eficiente de los agentes con su manejo respectivo de riesgos, así como la intervención del planeador en los casos en que se requiera.

Los retos que enfrentan los transportadores para el desarrollo, como la falta de alineación entre el periodo de remuneración de las inversiones (20 años) y el horizonte de proyección de reservas, pueden superarse con ajustes menores en la metodología de remuneración de esta actividad, como, por ejemplo, ajustando el periodo de la remuneración de las ampliaciones y el cálculo de los factores de utilización con el nuevo plazo de las reservas (menores a 10 años). Son estos ajustes, sencillos y ágiles de implementar, que facilitarían el desarrollo de proyectos de infraestructura, sin ser necesarios cambios estructurales en el esquema de transporte. Entendiendo que el esquema por distancia es el que permite mantener el esquema de transportador por contratos (iniciativa privada), Promigas encuentra que es necesario mantener el esquema de formación de tarifas por distancia.

Adicionalmente, un esquema entry-exit requiere de inversiones importantes en infraestructura, al igual costos administrativos regulatorios significativos que debe asumir la demanda. Jeff Makholm, de Nera Economic Consulting, señala que “creating a transactions and balancing regime for this entry/exit model proved difficult and costly. As of 1996, four years after its start, the commercial and logistic side of the regime, called the “Network Code” had cost British Gas in excess of £180 million and was viewed as difficult, obstructive, and unfair by gas users and shippers”. Jeff Makholm, de Nera Economic Consulting, señala que:

“An entry/exit regime, borrowed from the methods for electricity grid regulation (as is a fact in both the EU and Victoria), has the potential to imposed great costs on the existing system besides freezing the potential for private expertise and investment in new Colombian gas production. The Colombian government cannot compel the provision of such investment or say what risks such investors should bear or what other associated investments they must support. The Colombian government can only attract such investment through the development of an industry regulatory regime that is safe, familiar to those with the expertise and capital, and sensitive to the practical industrial and operational rules of the gas production and transport industry. Neither examples of entry/exit offered by the White Paper have attracted any private investment in long-distance investor-owned pipeline development of unconventional gas production. Such should be a telling signal for the Colombian government to look with great skepticism on any proposal to duplicate those regimes for its own system”.

19. TGI

A continuación, presentamos una serie de preguntas dirigidas a entender la visión que tienen sobre cada uno de estos aspectos del sistema. Quisiéramos que por favor nos indiquen cómo perciben las siguientes temáticas, usando para ello el sistema de calificación propuesto. Cada temática ha de ser calificada utilizando una escala numérica (1 a 10), de manera que:

- 1: considera que la temática funciona muy mal
- 5: considera que la temática funciona, pero podría mejorar
- 10: considera que la temática funciona muy bien

Tema	Definición	Calificación	Comentarios (Qué funciona bien o qué funciona mal?)	Sugerencias
Acceso a transporte Mercado Primario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	7	La metodología para el acceso ha mejorado con la expedición de la Resolución CREG 185 de 2020. Sin embargo, esta asignación de capacidad es muy poco flexible para nueva demanda o para asignar capacidad en contratos en firme cuando el trimestre que se quiere contratar ya ha arrancado o cuando se requieren capacidades firmes para periodos menores a un trimestre. En cuanto a los contratos interrumpibles estos no pueden ser firmados para trimestres ya iniciados. En cuanto a las subastas de capacidad han resultado poco liquidas y con bajo interés de los remitentes. Es necesario eliminar la restricción de conexión directa al SNT ya que esta genera sobre costos en industriales que se podría utilizar gas natural como combustible para sus procesos productivos. La decisión ante la madurez de los mercados de distribución no debería estar en cabeza de este agente, quien siempre va tener el incentivo de incluir de distribución. Hoy las condiciones en que el distribuidor	En caso mantener la metodología por distancias es necesario continuar con la flexibilización para la asignación de capacidad. Si se opta por un Entry - Exit esta asignación se debe diseñar un nuevo mecanismo que permita una mayor numero de transaccione tanto en el primario como en el secundario. Permitiendo la liberación efectiva de la capacidad no utilizada a precios de mercado. Modificar la Resolución permitiendo la conexión directa de usuarios al SNT.

			debe emitir el concepto favorable para la conexión al SNT son subjetivas al distribuidor y no tienen en cuenta a la demanda y al transportador. El regulador emitió un concepto sobre el tema, pero este no es vinculante. Es necesario que se ajuste la resolución y que además se permita que la demanda nueva no contemplada por el distribuidor en sus proyectos de ampliación no debe contener este concepto del distribuidor. Las reservas de capacidad por algunos comercializadores no hacen eficiente el mercado porque se puede restringir la competencia. El mercado es poco líquido por la aplicación excesiva de normas	Fortalecer la entrega de información al mercado y flexibilizar normas de contratación
Acceso a transporte Mercado Secundario	<i>Facilidad para reservar capacidad en tramos, liquidez del mercado, acceso a información de la capacidad disponible, facilidad para contactar a transportistas, estructura de las subastas</i>	5	Se evidencia de la operación que existe muchas capacidades que no salen porque la señal de precio dada en la regulación es insuficiente. Es mejor colocar pisos y no máximos que dinamicen el mercado y permitan que esa capacidad se libere al Mercado Secundario. De igual manera los Remitentes utilizan esta capacidad excedentaria para el manejo de desbalances afectando la operación del SNT.	Dinamizar el Mercado Secundario incluyendo una señal de precio que facilite la liberación de capacidades. De igual manera evitar el acaparamiento de capacidad en el ciclo de nominaciones liberando lo no autorizado.

Contratos de transporte	<i>Flexibilidad en los contratos de transporte, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>	4	La duración de los contratos hoy tiene una limitante del último trimestre de 2025. Esta limitante no permite el desarrollo de oferta y de demanda. Incluso en la medida que nos acerquemos será más difícil la venta de capacidad del transportador siendo casi imposible para el transportador obtener sus ingresos y gestionar la demanda del expediente. Entendemos que el regulador busca prepararse para un posible cambio en la metodología de transporte, pero esto es mejor colocando una inclusión obligatoria en la cláusula de ajuste regulatorio, en lugar de restringir la contratación de largo plazo que es tan importante para el desarrollo del sector en oferta, demanda y transporte. No hay flexibilidad de contratos. Solo se dispone de los que el regulador define muchas veces no ajustándose a las necesidades de la demanda	Eliminar la restricción del último trimestre de 2025 e incluir una modificación a la cláusula de ajuste regulatorio.
Congestión en el sistema	<i>Capacidad disponible en el sistema y capacidad disponible en tramos específicos del sistema.</i> <i>Facilidad para que, en caso de</i>	4	El proceso de ampliación de capacidad se ha visto impacto por la alta incertidumbre en la oferta que no permite a los remitentes firmar contratos de largo plazo que viabilicen las ampliaciones. De otra parte, las limitaciones a la reventa de capacidad a precios de mercado, ha causado un desincentivo a la compra de capacidad dado que muchas veces esta capacidad no es posible de vender a otro remitente.	La congestión del SNT se debe a la oferta limitada de fuentes haciendo que los tramos donde se encuentra la oferta se llenen. Pasar a un Entry - Exit podrá dar señales para instalar nuevas fuentes de gas importado o el desarrollo de oferta local.

	<i>existir congestión sistemática en ciertos tramos, se pueda ampliar la capacidad del sistema.</i>	De otra parte, la falta de certeza en el valor a reconocer por el regulador y los cambios en la metodología desincentiva al transportador a realiza nuevas inversiones. De igual manera la posible competencia entre el Plan de abastecimiento y la señal de ampliación ha desincentivado la nueva contratación de ampliaciones y sobre todo cuando existen demoras en la adopción y asignación de los proyectos del plan de abastecimiento. Teniendo en cuenta que la producción de los campos existentes nunca pasa de 7 años y existe ya una estreches entre la demanda y la oferta. Cuando existen solicitudes de capacidad para ampliar el tramo los tiempos de construcción y los tiempos de remuneración de esta infraestructura hacen inviables hacer nuevos gasoductos con ampliaciones. De igual manera los productores que desarrollan esta actividad no tienen requisitos claros para publicar información que permitan desarrollar de manera oportuna la infraestructura de transporte asociada a los campos y con la relajación de la integración vertical permitiendo que los productores puedan construir gasoductos se ha disminuido el flujo de información entre estos los transportadores existentes.	Causando una mejor distribución de los flujos y un uso más optimizado del sistema. Las subastas de largo plazo propuesta por la MTE son una buena manera de promover la mayor oferta de gas en el largo plazo por parte de los productores incluyendo al gas importado. Revisar las reglas de integración para no generar una competencia en igualdad entre productores y transportadores, donde los primeros son los que tiene mejor información sobre la oferta y la capacidad necesaria de transporte para desarrollarla, para que los transportadores existentes puedan desarrollar la nueva infraestructura. Hoy los productores prefieren ampliar su portafolio viendo una oportunidad de ejecutar la actividad de transporte dejando la infraestructura existente en desigual de condiciones. Remunerar la infraestructura de transporte en tiempos acordes al desarrollo de reservas al menos 10 años.
--	--	---	--

				Ordenar a los productores la publicación oportuna para el desarrollo de la oferta y la construcción de la infraestructura de transporte. Asignar un 50% a la tarifa del productor da un incentivo para informar anticipadamente la capacidad que requiere. Obligar a los productores a entregar la información del programa de producción a los transportadores. Debería existir un mecanismo en el primario que permita al transportador una vez sea surtido el Úselo y véndalo de corto plazo, poder ofrecer esas capacidades contratadas y no usadas. Esto con un cargo por el trámite realizado.
Acceso a la molécula	<i>Acceso al gas inyectado a los ductos de transporte desde los campos de producción o gas</i>	4	Vemos que el esquema es poco flexible (restricciones de tipo de contratos, momentos para comercializar el gas, etc) y no permite que la demanda encuentre los productos necesarios para competir con los sustitutos.	Es recomendable migrar a un esquema de Entry - Exit que debilite o minimice el poder de mercado de los productores, sobre todo ante el escenario de oferta de gas que tiene el país.

	<i>importado (en caso de LNG o importación por ducto)</i> <i>Flexibilidad en los contratos de la molécula, liquidez del mercado, variedad en las modalidades de contratación previstas por la ley, duración de los contratos</i>		De igual manera permitir que productores puedan construir un gasoducto directamente hasta la demanda, independientemente como se le llame a este gasoducto, ha generado una competencia donde el productor controla el precio, la entrada, la información de la molécula y no permite un uso optimizado de la infraestructura de transporte. Luego se vende que la demora es en la ejecución de los proyectos de transporte, cuando los transportadores y demanda no han tenido la información de esta producción. De otra parte y ante un escenario de reservas cayendo por más de 10 años ha permitido que los productores eleven el costo de la molécula haciendo que esta sea menos competitiva para el mercado.	De igual manera facilite las transacciones y la inclusión de fuentes internacionales. Las subastas de largo plazo propuesta por la MTE son una buena manera de promover la mayor oferta de gas en el largo plazo por parte de los productores incluyendo al gas importado. Poner a los productores a ofrecer su molécula pensando en un mercado nacional y no local, con competencia del gas internacional, hará que los precios encuentren un verdadero equilibrio de mercado. Si bien la regulación menciona que el precio es libre para el productor, por su posición dominante éste genera un único precio para mercado regulado y no regulado y este no es competitivo para estos últimos.
Tarifas	<i>Nivel y estructura</i>	5	Las tarifas de transporte deben volverse más competitiva y buscar desarrollar el mercado. Esperamos desde TGI que	Es recomendable migrar a un esquema de Entry - Exit, teniendo en cuenta la

			esto se logre con una metodología de Entry – - Exit (con los ajustes propios para el sistema), que aumente la competencia gas – gas, facilite el intercambio de gas, promueva el desarrollo de demanda en diferentes puntos del país y garantice la construcción de infraestructura necesaria para su operación y protección. Lo anterior garantizando los derechos del transportador incumbente para realizar las nuevas inversiones sobre la infraestructura de su propiedad. La clave para tener una tarifa más competitiva es aumentar la demanda, incluso impulsando el consumo del sector térmico del interior, es necesario revisar las reglas del sector energía eléctrica para optimizar tanto el mercado eléctrico como el de gas. Una muy buena opción es la propuesta de MTE respecto al manejo de los costos fijos del sector de gas en las ofertas que realizan los generadores diariamente.	baja oferta en el país la alta concentración en producción y el desarrollo de demanda. Este Entry - Exit se debe ajustar a la realidad de Colombia (una posibilidad es la propuesta entregada por TGI a la CREG) Esto facilitaría las transacciones y el crecimiento del sector transporte. Revisar el manejo de los costos fijos del sector de gas en el despacho eléctrico buscando una mayor optimización de los dos mercados. En el corto plazo es importante que activos que sirven para facilitar las transacciones entre sistema o dar respaldo al mismo se estampillen de manera nacional.
Precios	<i>Precios en los Mercado Secundarios, nivel, estructura, liquidez</i>	3	Los precios del transporte están regulados en la resolución CREG 185 de 2020 siendo la porción de la parte variable de la pareja de cargos 80-20 y en las negociaciones bilaterales limitado a los costos en la compra en el primario. Una adecuada señal en el secundario, libera temas operativos para el transportador (desbalances y	Liberar esta condición a que el precio sea el mismo al que se compró más un margen que reconozca el riesgo incurrido por el remitente y que facilita el desarrollo de las ampliaciones de capacidad.

			renominationes) y optimiza el manejo en la operación. A pesar de los intentos de la CREG en este aspecto, los remitentes siguen sin desarrollar esta herramienta.	
Señales de precios para los usuarios	<i>Dar señales eficientes respecto a inversiones, localización de los usuarios no regulados, consumo.</i>	5	La metodología actual brinda señales para localización de la demanda, no obstante, algunos procesos dada sus características no pueden ubicarse en otras ciudades, ya sea por el rol propio de la actividad o porque ya tiene construida las instalaciones. También es cierto que las fuentes están decayendo y es incierto de que fuente puede venir el gas que se utilizará. Bajo estas señales es importante garantizar una señal más estable para el gas natural.	Dar estabilidad a la señal de precio buscando dar una menor incertidumbre a la demanda. Creemos que un modelo de Entry - Exit, ajustado a las características de Colombia, puede dar esa señal de largo plazo. En el corto plazo es importante que activos que sirven para facilitar las transacciones entre sistema o dar respaldo al mismo se estampillen de manera nacional. Las subastas de largo plazo propuesta por la MTE son una buena manera de promover la mayor oferta de gas en el largo plazo por parte de los productores incluyendo al gas importado. Hoy los remitentes solo consiguen gas a 3 años lo cual inviabiliza las ampliaciones de capacidad y no permite una adecuada formación de precio de la molécula de gas.

Competencia	<i>Concentración y competencia del mercado transportistas</i>	6	Al ser una actividad con características de Monopolio Natural, debe ser regulada en aspectos de acceso, calidad, tarifa, entre otras. Como lo es hoy. Sin embargo, hoy las reglas de integración vertical dan ventajas diferenciales a algunos transportadores que combinan su actividad con otras. Esto debería ser simétrico para los agentes que desarrolla la actividad. De igual manera hoy los productores pueden desarrollar infraestructura de transporte, con una clara diferencia en la información cuando se desarrolla la infraestructura de transporte y generando subsidios cruzados entre las actividades. Generando una subóptimo en la actividad de transporte. Hoy vemos adecuado la competencia entre transportadores por los activos que no son complementarios a la infraestructura existente.	Modificar las reglas de integración vertical para que todos los transportadores tengan el mismo tratamiento y no se generen distorsiones en el mercado. Revisar la participación de los productores en la construcción de activos de transporte que incluso pueden llegar a la demanda dada la alta concentración de la actividad y la opacidad de la información de esa actividad. Mantener una adecuada competencia por activos nuevos que no son complementarios o que no estarían inmersos en la infraestructura existente.
	<i>Concentración y competencia del mercado comercializadores</i>	5	Vemos oportunidades en la liberación de capacidad con reglas claras para los comercializadores. Al igual que la necesidad de tener un prestador de última instancia en los diferentes mercados.	Liberar la condición del precio para que sea el mismo al que se compró más un margen que reconozca el riesgo incurrido por el remitente y que facilita el desarrollo de las ampliaciones de capacidad. Crear el prestador de última instancia.

	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales transportistas así como al crecimiento de transportistas existentes</i>	6	La actividad cuenta con las barreras propias de una actividad propia de monopolio natural donde no es deseable crear competencia por mercados que ya son atendidos. Como se mencionó hoy los transportadores no cuenta con las mismas reglas de integración vertical, lo cual deben ser simétricas. Es difícil desarrollar la actividad de transporte porque la información de producción y su manejo no es diáfano o cristalino con los agentes del mercado y la misma información es utilizada para argumentar falta de oportunidad en la construcción de la infraestructura de transporte. Los tiempos de oferta de 3 a 7 años y la remuneración de transporte a 20 o 30 años presenta una alta barrera para el desarrollo de la actividad.	Modificar las reglas de integración vertical para que todos los transportadores tengan el mismo tratamiento y no se generen distorsiones en el mercado. Revisar la participación de los productores en la construcción de activos de transporte que incluso pueden llegar a la demanda dada la alta concentración de la actividad y la opacidad de la información de esa actividad. Remunerar la infraestructura de transporte en tiempos acordes al desarrollo de reservas al menos 10 años. Eliminar la restricción del último trimestre de 2025 e incluir una modificación a la cláusula de ajuste regulatorio.
	<i>Barreras (incluido barreras regulatorias) a la entrada para nuevos potenciales</i>	5	Falta de conocimiento por temas de confidencialidad de los contratos, capacidades y quien tiene los derechos de esta para acercar a las partes.	Buscar mecanismos de publicación de dicha información

	<i>comercializadores así como crecimiento de comercializadores existentes</i>			
	<i>Barreras en la ampliación del sistema de transporte para conectar más remitentes a la red</i>	5	Los tiempos de oferta de 3 a 7 años y la remuneración de transporte a 20 o 30 años presenta una alta barrera para el desarrollo de la actividad.	Remunerar la infraestructura de transporte en tiempos acordes al desarrollo de reservas al menos 10 años Eliminar la restricción del último trimestre de 2025 e incluir una modificación a la cláusula de ajuste regulatorio.
	<i>Concentración del mercado del lado de los productores, así como del lado de los distribuidores.</i>	2	La concentración del mercado en los productores es altamente perjudicial para el sector ya que el precio no refleja las características de un mercado en competencia. Al igual el manejo de las variables necesarias para el mercado son poco claras, desarrollo de reservas capacidad de producción, las cuales son manejadas sin criterios claros para los demás participantes. La concentración en la distribución debe propender porque las cantidades puedan ser liberadas a los demás comercializadores cuando no son utilizadas con una adecuada remuneración. Así mismo es necesario quitar la restricción de que el distribuidor de un Vobo para que un nuevo usuario se conecte al SNT ya que esta limita el	Se requiere regular más la producción y cambiar su moneda a pesos dado que su impacto en el usuario final es entre el 45 % y 50% del costo que se percibe. Las subastas de largo plazo propuesta por la MTE son una buena manera de promover la mayor oferta de gas en el largo plazo por parte de los productores incluyendo al gas importado. Hoy los remitentes solo consiguen gas a 3 años lo cual inviabiliza las ampliaciones de capacidad y no permite una adecuada formación de precio de la molécula de gas.

			crecimiento de demanda del país y aumenta los costos del transporte.	Es recomendable migrar a un esquema de Entry - Exit, teniendo en cuenta la baja oferta en el país la alta concentración en producción y el desarrollo de demanda. Este Entry - Exit se debe ajustar a la realidad de Colombia (una posibilidad es la propuesta entregada por TGI a la CREG) Esto facilitaría las transacciones y el crecimiento del sector transporte.
--	--	--	---	---

Por favor, indíquennos qué puntos adicionales a la tabla anterior consideran de interés y el motivo.

Es necesario definir una adecuada transición entre el modelo actual y el modelo Entry - Exit. De igual manera en caso de que se defina un gestor técnico es necesario que el mismo siga la experiencia internacional, donde inicialmente el mismo es parte de los transportadores y luego puede ser abierta su participación a los demás agentes. Las decisiones de un Gestor técnico diferente al transportador tienen consecuencias en las decisiones que han tomado y tomaran los transportadores para la Vida útil de los activos. Facilitar la Conexión directa de los usuarios al SNT, hoy no es posible .
--

Por favor, opine sobre los diferentes modelos de acceso a capacidad de transporte y modelos de tarifas, así como cualquier comentario al respecto.

		Calificación	Comentario
Modelos de acceso a capacidad de transporte	Contract Carrier	5	Modelo que ante la alta incertidumbre en la oferta es mejor ajustar
	Entry-- Exit	9	Adecuándolo a la realidad de Colombia a nivel de gasoductos puede ser la mejor opción para el sector de e general. Limita poder de mercado de los productores, desarrolla demanda y facilita el manejo en transporte. Su principal obstáculo es su difícil implementación
	Estampilla	7	Aunque es de fácil implementación causa un mayor impacto en algunas regiones del país a nivel de precio.
Modelo de tarifas	Basado en Distancia	5	Trae problemas para generar incentivos a nueva demanda ubicada lejos de las fuentes. Incentivos perversos para que el productor ajuste precios de la molécula con base en el conocimiento que tiene

			del costo de transporte y ubicación de fuentes alternas de molécula.
	Entry-- Exit	9	Reconoce mejor los costos de congestión. Evita netback en precio por parte de los productores, crea competencia gas-gas, acerca los precios es los diferentes puntos importantes de demanda (Dependiendo del método utilizado), la tarifa de entrada a cargo del productor da incentivos para separaciones previas y con suficiente anticipación para nuevas capacidades, etc. Creemos que sería una de las mejores para el mercado colombiano.
	Estampilla	7	Aunque es de fácil implementación causa un mayor impacto en algunas regiones del país a nivel de precio.

Para los temas expuestos a continuación, les facilitamos un espacio para que añadan comentarios breves al respecto:

- Inversiones en ampliación en capacidad, todos los que no están dentro del plan de expansión. ¿Qué otros incentivos necesitan para desplegar la infraestructura? (use el espacio que considere necesario)

Hoy las reservas de los campos que se están desarrollando son de 5 a 7 años y la remuneración de las inversiones de ampliación de capacidad es de 20 años, esta diferencia tan grande tanto para demanda como para transportadores es muy grande lo que hace inviable la construcción de la infraestructura, por lo tanto, es recomendable que se vuelva a revisar una remuneración a 10 años.

De igual manera es importante seguir trabajando en la precisión del modelo de valoración de los gasoductos y las compresoras, aunque se establece un costsharing, aún existe incertidumbre sobre el valor que será reconocido.

La construcción de infraestructura lineal hoy enfrenta retos por temas ambientales y sociales lo que causa demora en la ejecución

Revisión de la Experiencia Internacional y Definición de los Modelos de Remuneración al Transporte Recomendables para Colombia

PRODUCTO 2 – IPDO 012 2021

PREPARADO POR

Carlos Lapuerta
Pedro L. Marín
Agustín J. Ros

PREPARADO PARA

CREG

1 DICIEMBRE 2021

AVISO

Este Informe ha sido preparado para CREG en relación al trabajo de consultoría IPDO 012-2021. Los resultados y cualquier error son responsabilidad del autor y no representan la opinión de The Brattle Group Ltd. ni de sus clientes.

© 2021 The Brattle Group

ÍNDICE DE CONTENIDOS

I. Introducción.....	1
II. Resumen Ejecutivo	3
III. Resumen hallazgos Producto 1.....	8
IV. Esquemas de contratación de capacidad y cálculo de tarifas	10
A. Conceptos Clave.....	10
B. Principales Trade-offs y puntos clave de discusión de los esquemas de contratación de capacidad y remuneración tarifaria	13
V. Experiencia internacional	16
A. Europa	17
1. Gran Bretaña.....	20
2. Irlanda	26
3. España.....	31
B. Estados Unidos.....	37
VI. Aspectos comparables de los distintos sistemas con el sistema colombiano	42
VII. Firma de autores	44
VIII. Anexos	45
A. Percepción del mercado sobre las diferentes metodologías	45
1. Tipo de Capacidad.....	45
2. Tipo de Tarifa	46
B. Comparativa de precios de Gas entre Estados Unidos y Europa.....	48

I. Introducción

1. Como parte de nuestro trabajo de consultoría para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”) entregamos un primer informe, Diagnóstico del Mercado Colombiano de Transporte de Gas (“Producto 1”). En el Producto 1 analizamos y detallamos:
 - a. La regulación para la contratación de capacidad y las tarifas del transporte de gas en Colombia.
 - b. Las principales magnitudes de la cadena de suministro de gas.
 - c. La opinión de los principales agentes del mercado incluyendo: i) transportistas, (ii) comercializadores, (iii) productores, (iv) Usuarios No Regulados (UNR) y (v) otros respecto a:
 - i. Facilidad para contratar capacidad en el Mercado Primario y Secundario.
 - ii. Competitividad en cada eslabón de la cadena de suministro.¹
 - iii. Tarifas.
 - iv. Percepción sobre diferentes metodologías de remuneración de transporte de gas.
 - d. Fortalezas, debilidades y oportunidades del esquema actual de contratación de capacidad y tarifas de transporte de gas.
2. Como segunda parte del trabajo contratado por la CREG, el presente reporte abarca los requerimientos de los términos de referencia (“TR”) de la consultoría en cuanto al Producto 2. En concreto, la definición de los modelos de remuneración y comercialización del transporte de gas natural más recomendables para el caso colombiano tras evaluar las fortalezas y debilidades de las experiencias internacionales y las similitudes o diferencias con el sistema colombiano.
3. En relación al Producto 2, los TR solicitan específicamente:
 - a. La revisión de modelos de remuneración del transporte desarrollados a nivel internacional y el análisis para determinar cuáles podrían ser más adecuados para aplicar en Colombia.
 - b. En línea con el Producto 1, se debe identificar las características de cada experiencia internacional analizada, sus fortalezas, debilidades y los aspectos comparables al caso colombiano;

¹ Definimos los eslabones en la cadena como suministro, transporte y distribución/comercialización.

- c. En cada caso identificar las ventajas y desventajas para su desarrollo en Colombia, incluida cómo sería la comercialización del suministro (moléculas);
 - d. Para cada modelo aplicable en Colombia, identificar la estructura básica, la forma en que se remunera, la normatividad, los criterios regulatorios requeridos, la vigilancia y control y, en particular, la verificación de la información.
4. Con base a los resultados de las encuestas y las conclusiones del Producto 1, en la sección III resumimos los hallazgos principales del Producto 1 en cuanto a fortalezas, debilidades y oportunidades; y en la sección IV, explicamos en detalle los esquemas de contratación de capacidad y tarifas. Continuamos con una explicación de las metodologías aplicadas en Estados Unidos (EEUU) y en Europa, donde hablamos en detalle sobre los casos de Gran Bretaña, Irlanda y España. Realizamos la selección de la muestra internacional considerando las conclusiones principales del diagnóstico del sistema colombiano en el Producto 1 y nuestra experiencia en el área.

II. Resumen Ejecutivo

5. La selección de una combinación de (i) esquema tarifario ("tipo de tarifa") y (ii) esquema de contratación de capacidad ("tipo de capacidad") depende de los objetivos y características del sistema. En principio es posible combinar distintos tipos de tarifa con distintos tipos de capacidad. Un sistema de transporte de gas podría, por ejemplo, operar combinando tarifas bajo el esquema de Estampilla con un esquema de contratación de capacidad Punto a Punto. Cada combinación presenta concesiones o *trade-offs*² con respecto a distintos objetivos, que dependen de las características del sistema.
6. De acuerdo con el diagnóstico del Producto 1, el objetivo implícito del Sistema Nacional de Transporte ("SNT") colombiano es asegurar la provisión del servicio de gas de manera eficiente, transparente y promoviendo la competencia en los distintos eslabones de la cadena.
7. El Producto 1 evidenció que en Colombia existen varias debilidades en el SNT que podemos agrupar en cinco apartados:
 - a. Poca competencia a nivel de suministro, transporte y comercialización.
 - b. Falta de interconexión entre el sistema de transporte de gas en la Costa e en el Interior; y necesidad de consolidar el proceso de implementación de la infraestructura prevista en el Plan de Abastecimiento 2019-2028;
 - c. Fuentes de suministro en declive e incertidumbre sobre ubicación de las fuentes futuras;
 - d. Rigidez de los modelos contractuales y proceso de formación de las tarifas;
 - e. Congestión contractual por el acaparamiento de capacidad disponible;
8. En el Producto 1 resaltamos que estas debilidades, combinadas con las fortalezas del sistema de gas colombiano, daban lugar a importantes oportunidades, entre las que destacan:
 - a. Aprovechar el Plan de Abastecimiento 2019-2028 para
 - i. Mallar el sistema, mejorar las interconexiones y fomentar la competencia.
 - ii. Diversificar las fuentes de suministro y permitir alternativas a un suministro doméstico sujeto a incertidumbre sobre su localización y proximidad de los principales consumidores.
 - b. Consolidar el funcionamiento de los mercados Primario y Secundario conforme restricciones históricas desaparecen.

² Por *trade-offs* nos referimos a una decisión que implica disminuir o perder una calidad, cantidad o propiedad de un conjunto o diseño a cambio de ganancias en otros aspectos. En términos simples, una *trade-off* es donde una cosa aumenta y otra debe disminuir.

- c. Modificar el esquema de acceso a la capacidad y el esquema tarifario para fomentar la competencia evitando la potencial desconexión de algunos agentes.
 - d. Revisar los instrumentos de subastas para asignar capacidad en el Mercado Secundario, que derivado de algunas limitaciones no genera la liquidez deseada en dicho mercado.
 - e. Comunicar con la mayor transparencia las modificaciones regulatorias en el próximo período regulatorio.
 - f. Ajustar gradualmente la vida útil regulatoria de activos, en línea con el tiempo de uso estimado.
9. La expectativa es aprovechar algunas de estas oportunidades antes de 2026, de forma que algunas debilidades como la falta de interconexión, se hayan resuelto. Así, el Plan de Abastecimiento 2019-2028 establece algunos objetivos importantes para 2026.³ En concreto, en 2026, se espera que el Sistema Nacional de Transporte de gas Colombia tendrá a una estructura enmallada con la interconexión de los sistemas del Interior y de la Costa. Nuestras recomendaciones en este informe se basan en el supuesto de un sistema interconectado, enmallado y anillado y con la adición del punto de entrada de GNL a través de la planta regasificadora en Buenaventura, en el Pacífico.
10. Teniendo en cuenta los objetivos, debilidades y cambios esperados en la red, escogimos una muestra de cuatro países conformada por Gran Bretaña, Irlanda, España y EEUU. La selección de estos mercados se hizo de acuerdo a nuestra experiencia e intentando abarcar los principales esquemas disponibles, explicando sus *trade-offs* y retos de implementación.⁴
11. En el caso europeo, a partir el 2009 se estableció una preferencia por el esquema de contratación de capacidad Entry-Exit, aplicada en Gran Bretaña, Irlanda y España. La flexibilidad del esquema Entry-Exit tiene la ventaja de reducir las barreras de entrada y fomentar la competencia. El esquema Entry-Exit es muy flexible y fomenta la liquidez del mercado, la competencia en el suministro, y las transacciones en los mercados secundarios de capacidad.

³ Entre los cambios estipulados en el Plan de Abastecimiento están la interconexión del sistema del interior y la costa, la bi-direccionalidad en diferentes tramos del SNT, la construcción de la planta de regasificación del pacífico entre otros.

⁴ Algunos de estos países han cambiado de esquema tarifario como resultado del fin del periodo regulatorio, y reflejado las necesidades actuales de los sistemas. En concreto, España está migrando de un sistema de tarifas de Estampilla a uno de *Entry-Exit* con Capacidad ponderada por Distancia; y Gran Bretaña ha optado por migrar de un sistema de tarifas de *Entry-Exit* de Costos Marginales de Largo Plazo a uno de Estampilla. Nuestro análisis se basa en las metodologías aplicadas antes de estos cambios.

12. En EEUU se aplica un esquema Punto a Punto, que es menos flexible que el esquema *Entry-Exit*, pero permite que los propietarios de los gaseoductos ofrezcan la máxima cantidad de capacidad firme. Desde hace unos años, la regulación en EEUU ha ido incorporando mayor flexibilidad en la contratación, en los casos en que el regulador determina que la falta de flexibilidad puede tener efectos anticompetitivos.
13. Con respecto al esquema de tarifa aplicado hasta 2020, en Gran Bretaña⁵ e Irlanda aplica el esquema *Entry-Exit* con tarifas estimadas basado en la metodología de Costo Marginal de Largo Plazo ("CMLP").⁶ Por su parte hasta 2020, España aplicaba un esquema de Estampilla⁷ y Estados Unidos aplica un esquema de tarifas basadas en distancia con la excepción de algunos tramos que usan Estampilla.
14. La metodología de CMLP es una metodología más compleja de implementar que puede arrojar señales equivocadas sobre la necesidad de expansión. En contraste, un esquema de Estampilla es sencilla y fomenta la competencia gas-gas, pero no refleja apropiadamente el costo de cada tramo y puede incentivar que algunos puntos de demanda se desconecten del sistema cuando están muy cerca de las fuentes de suministro, utilizando desvíos (*bypass*) ineficientes.
15. Por último, el esquema basado en la Distancia aplicada en Estados Unidos, con algunos tramos estampillados, ha sido eficiente ante la existencia de varios *hubs*⁸ físicos naturales, entre los que se encuentra el Henry Hub. En estos *hubs* se encuentran importantes volúmenes de producción de varios orígenes.
16. Gran Bretaña y España han optado por cambiar su esquema de tarifas al iniciar un nuevo periodo regulatorio en 2020. Gran Bretaña ha simplificado el esquema utilizado para pasar a un esquema de Estampilla y España se ha movido desde la Estampilla a una metodología de Distancia Ponderada por Capacidad. En ambos casos se suplementan las tarifas con subastas de capacidad. Estos cambios están en línea con nuevas necesidades específicas de cada uno de estos sistemas.

⁵ Este último cambió a Estampilla en nuevo período regulatorio.

⁶ La implementación depende, entre otras cosas, del concepto de costo aplicado. Por ejemplo, en Gran Bretaña e Irlanda utilizado para establecer tarifas de entrada y salida para que el costo del transporte en cualquier ruta sea lo más cercano posible al el "costo marginal a largo plazo". Sin embargo, se podría aplicar una metodología similar utilizando costos promedio, costos por Distancia Ponderados por Capacidad u otra metodología de asignación de costos.

⁷ Recientemente España migró a una metodología de Distancia Ponderada por Capacidad. Ver nota de pie 84.

⁸ Por *hub* nos referimos a un punto central de precios para una red que podría ayudar a un mejor descubrimiento de precios tanto para el mercado nacional como para el importado. Este punto puede ser un punto físico o un punto virtual en la red.

17. La visión de los agentes del sistema, que se resume en el Anexo A, indica una clara preferencia por cambiar de esquema tanto de contratación de capacidad, actualmente Punto a Punto, como tarifario, actualmente basada en Distancia. En ninguno de los dos casos se observa a una preferencia entre moverse a un esquema *Entry-Exit* o a un esquema de Estampilla.
18. Teniendo en cuenta los objetivos del sistema de gas colombiano, sus fortalezas y debilidades y sus oportunidades en los próximos años, la experiencia internacional, la visión de los agentes del sistema, nuestra experiencia recomienda que Colombia cambie tanto de esquema de contratación de capacidad como de esquema para la determinación de las tarifas de transporte. Los esquemas vigentes en la actualidad no promueven la competencia, ponen en riesgo el suministro de gas en puntos lejanos de las fuentes y no envían señales apropiadas para el desarrollo de la red necesario para consolidar el mercado colombiano.
19. En concreto, nuestra recomendación es que Colombia migre a un esquema más flexible de capacidad como lo es el de *Entry-Exit*. El esquema de *Entry-Exit* de contratación de capacidad promovería la competencia tanto en suministro como en la comercialización del gas. Proponemos también una metodología *Entry-Exit* para determinar las tarifas. Como hemos visto en la experiencia internacional, el esquema *Entry-Exit* para determinación de tarifas es muy flexible para reflejar objetivos de política económica. Puede aproximarse temporalmente o para un segmento del mercado a un esquema de Estampilla si se considerase oportuno, o mantener una estructura basada en la distancia si refleja mejor los objetivos del sistema. Así, nuestra recomendación específica para la determinación de las tarifas⁹ en un marco *Entry-Exit* dependerá de los objetivos concretos del sistema y del potencial impacto que tenga sobre los agentes, un tema que abordamos en detalle en el Producto 3 tras analizar los impactos y las sensibilidades de distintas opciones.
20. Un esquema de *Entry-Exit* exige que exista un ente responsable (Gestor de la Red de Transporte, “GRT” o en inglés Transmission System Operator, “TSO”)¹⁰ que se ocupe de la recaudación y de los pagos del balance de las capacidades contratadas. Existen varias opciones, algunas con costos limitados para el sistema. Por ejemplo, el ente designado podría ser el actual Gestor del Mercado de gas, el Regulador, o una entidad nueva que tenga el rol de gestor técnico del sistema de gas. La experiencia internacional indica que no hay que tener un único operador físico del sistema, ya que varios sistemas independientes se

⁹ Estas pueden ser, entre otras, costos promedio, costos marginales, tarifas basadas en capacidad ponderada por Distancia etc.

¹⁰ Ver notas de pie 31 y 32 abajo.

pueden interconectar y colaborar a través de contratos bilaterales.¹¹ Sin embargo, a largo plazo puede ser más eficiente y menos complejo establecer un TSO que se ocupa de todos los aspectos financieros y físicos del sistema.¹² Si el TSO coordina la gestión física del sistema, sería aconsejable que fuese una entidad privada con incentivos financieros para mejorar el desempeño de la red, como es el caso de Gran Bretaña.

21. El esquema Entry-Exit también promueve y facilita la creación de un *hub* virtual. Tener un *hub* virtual conlleva varias ventajas como mayor liquidez, entrada más fácil al mercado, desarrollo de productos futuros, capacidad de cobertura, entre otros. Un *hub* podría aliviar la congestión contractual del sistema actual. En cuanto a congestión física, el esquema Entry-Exit promueve el uso de rutas con menos congestión, y si aun así se siguen utilizando rutas congestionadas, podría ser una señal de que los consumidores están dispuestos a pagar por la expansión de capacidad en esta.
22. Es importante destacar que, aunque el precio del gas en EEUU es inferior al precio en Europa, la diferencia de precios es ajena a los esquemas de contratación de capacidad y de tarifas, resultando principalmente de la producción de gas de esquisto (*shale gas*) en EEUU y la aun limitada capacidad de exportación de gas natural licuado.¹³
23. Finalmente, hemos revisado la experiencia internacional en relación a la vida útil regulatoria de los ductos. Observamos (i) una tendencia común a nivel internacional a aumentar la vida útil esperada para la infraestructura y (ii) todos los países utilizan actualmente una vida útil superior a 20 años. Por ello, concluimos que la experiencia internacional apoya nuestra recomendación en el Producto 1 de revisar al alza la vida regulatoria utilizada hasta el momento en Colombia, en particular para los ductos troncales.

¹¹ Entre los países Europeos, los TSOs firman contratos denominados “OBA” para “Operational Balancing Agreements” en que intercambian información sobre las cantidades de gas nominadas por los distintos usuarios, y se comprometen a cooperar para mantener la presión estable del sistema. Los acuerdos contienen provisiones para medir los desequilibrios generados por desviaciones entre los flujos físicos y los nominados, y establecen esquemas de compensación cuando un TSO toma medidas para compensar para las desviaciones generadas en la red del otro.

¹² Los OBA entre los TSOs requieren un proceso de “matching” de las nominaciones para la inyección y el consumo de gas, que se puede evitar cuando tan sólo un TSO se encarga de la gestión de todo el sistema.

¹³ Ver Anexo VIII.B

III. Resumen hallazgos Producto 1

24. Como parte fundamental para la selección de la muestra internacional, consideramos las principales conclusiones del informe del Producto 1 sobre el diagnóstico del mercado de gas en Colombia. En esta sección resumimos estas conclusiones en términos de Fortalezas, Debilidades y Oportunidades. La Tabla 1 resume nuestros hallazgos del diagnóstico del mercado colombiano:

TABLA 1: FORTALEZAS, DEBILIDADES Y OPORTUNIDADES DEL ACTUAL SISTEMA GASISTA EN COLOMBIA - CONCLUSIONES DEL PRODUCTO 1

FORTALEZAS	
ENTORNO REGULATORIO	- Base regulatoria sólida. - Regulación transparente y dinámica. - Acceso abierto y no discriminatorio a la red de terceros. - Papel fundamental del mercado.
DIVERSIDAD DE INSTRUMENTOS	- Plan de Abastecimiento 2019-2028. - Mecanismos de inversión descentralizados. - Mecanismos de mercado para resolver congestión contractual en el medio plazo.
DEBILIDADES	
FALTA DE INTERCONEXIÓN	- Falta de interconexión limita competencia a lo largo de la cadena de valor. - Limita el acceso a fuentes de la costa desde el interior.
DISMINUCIÓN DE FUENTES	- Producción y reservas en declive genera incertidumbre en inversiones de transporte.
IMPLEMENTACIÓN - PLAN DE ABASTECIMIENTO	- Precedente de poca agilidad en la implementación del Plan de Abastecimiento.
CONGESTIÓN Y MERCADO SECUNDARIO	- Congestión contractual en el Mercado Primario y Secundario. - Regulación actual no soluciona problema de liquidez del Mercado Secundario de capacidad.
MERCADO PRIMARIO Y CONTRATOS	- Flexibilidad limitada en los contratos de transporte. - Incertidumbre sobre cambios regulatorios a partir de 2025.

TARIFAS	- Elevado peso en la distancia para las tarifas. - Vida regulatoria para la retribución de la inversión de activos de 20. - Poca flexibilidad con el esquema Punto a Punto.
COMPETENCIA	- Duopolio en producción e integración vertical transporte – comercialización. - Falta de interconexión limita competencia a lo largo de la cadena de valor.
OPORTUNIDADES	
APROVECHAR EL PLAN DE ABASTECIMIENTO	- Mallar el sistema, mejorar las interconexiones y fomentar la competencia. - Diversificar fuentes de suministro y permitir alternativas de suministro.
FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE CAPACIDAD	- Revisión de instrumentos de subastas para asignar capacidad en el Mercado Secundario.
MODELO DE ACCESO A CAPACIDAD Y DE TARIFAS	- Modificación del modelo de acceso a la capacidad y el modelo tarifario para fomentar la competencia.
OTROS	- Comunicación y transparencia sobre las modificaciones regulatorias en el próximo período regulatorio. - Ajuste de vida útil regulatoria de activos en línea con el tiempo de uso estimado.

Fuente: Producto 1, Tabla 1.

IV. Esquemas de contratación de capacidad y cálculo de tarifas

25. En esta sección primero definimos los conceptos clave que emplearemos para catalogar y analizar los diferentes sistemas de transporte tratados en este reporte. Posteriormente, presentaremos una discusión conceptual exponiendo los principales *trade-offs* y conceptos clave de discusión implicados en la instrumentación de uno y otro esquema de contratación de capacidad y de remuneración tarifaria de transporte.¹⁴
26. Esta discusión permite estructurar el análisis y realizar un primer acercamiento conceptual a las fortalezas y áreas de oportunidad de los distintos esquemas de contratación de capacidad y de tarifas empleados en distintos países.

A. Conceptos Clave

27. En los estudios de caso contemplados en el presente reporte, distinguimos entre dos principales aspectos de la comercialización de la capacidad de transporte: i) el modelo tarifario; y ii) el modelo de contratación o reserva de capacidad. Esto es importante ya que es posible combinar cada esquema de contratación de capacidad con distintos mecanismos de fijación de tarifas.¹⁵
28. En relación a los esquemas de contratación de capacidad (tipo de capacidad), estos indican la flexibilidad de los usuarios para elegir puntos de entrada y salida. En concreto, de mayor a menor flexibilidad nos referimos a:
 - a. **Estampilla:** Contrato que otorga a los *shippers*,¹⁶ o usuarios de la capacidad de transporte, el derecho a ingresar gas en cualquier punto de entrada, y sacarlo en cualquier punto de salida del sistema de transporte. Bajo este esquema, los remitentes

¹⁴ Las categorías empleadas permiten estructurar la presente discusión y describen las principales características de los distintos esquemas de contratación de transporte y esquemas de remuneración de gas natural. Sin embargo, como cualquier categoría, no abstraen la totalidad de matices y particularidades de cada sistema, por lo que, como se observará en las secciones posteriores, algunos países estudiados fluctúan en mayor o menor medida entre las distintas categorías descritas.

¹⁵ En el Anexo VIII.A presentamos comparativamente las calificaciones otorgadas por los distintos actores encuestados en el Producto 1, respecto a su percepción de las diferentes metodologías versus las aplicadas actualmente en Colombia.

¹⁶ Por *shipper* nos referimos a una compañía con una licencia de expedidor que puede comprar gas a un productor, venderlo a un proveedor y contratar un transportador para transportar gas a consumidor.

pueden cambiar los puntos de entrada o salida sin necesidad de firmar un nuevo contrato de transporte.

- b. **Entry-Exit:** Un contrato de capacidad de entrada (*entry*) vincula a los *shippers* con puntos de entrada específicos, pero les da la posibilidad de proveer a cualquier cliente que ha reservado capacidad de salida en cualquier punto de salida.¹⁷
- c. **Punto a Punto:** Contrato de transporte que otorga a los *shippers* el derecho a ingresar gas en un punto de entrada específico y sacarlo en un punto de salida específico. No se puede cambiar ni el punto de entrada ni el de salida a menos que se obtenga un nuevo contrato de transporte o una penalización, perdiendo así, en todo o en parte, el monto pagado por el contrato inicial.

29. Los principales esquemas de tarifa (tipo de tarifa), conforme a la categorización empleada para el presente análisis, son:

- a. **Estampilla:** Una tarifa única que se aplica para todos los puntos de entrada o salida cubriendo los ingresos requeridos.¹⁸ Cualquier contrato de capacidad resultaría en pagos iguales independientemente de la modalidad: estampilla, entry-exit o Punto a Punto. Hasta un sistema de contratación punto a punto puede tener tarifas estampilla. En tal caso, los contratos ofrecerían poca flexibilidad, restringiendo el cambio posterior de puntos, pero el monto pagado para cada unidad de capacidad sería independiente de los puntos específicos elegidos.
- b. **Entry-Exit:**¹⁹ Cargo total de transporte determinado con la suma de los cargos separados por capacidad de entrada y salida. Los cargos pueden variar según el punto de entrada y salida. Este esquema ofrece alta flexibilidad para reflejar objetivos de política económica. Si se desea, la selección de cargos puede reflejar la distancia, por ejemplo, aplicando tarifas iguales en todos los puntos de entrada y tarifas más altas en los puntos de salida más alejados de las fuentes de suministro; en ese caso este esquema converge a un

¹⁷ El expedidor no tendría derecho a ingresar gas en ningún otro punto de entrada a menos que firmara un nuevo contrato. Lo mismo vale para la capacidad de salida, *mutatis mutandis*.

¹⁸ Para su determinación, por ejemplo, los costos se asignan a los puntos de entrada / salida en proporción a la capacidad reservada.

¹⁹ En cuanto a las tarifas *Entry-Exit*, los cargos deben configurarse para hacer el cargo total por cualquier ruta de transporte lo más cercano posible al costo asociado. La implementación depende, entre otras cosas, del concepto de costo aplicado. Por ejemplo, para la valuación de los costos a recuperar pueden emplearse los costos medios del sistema, así como los costos marginales de corto o largo plazo—en sistemas con congestión donde los costos incrementales de expansión de la red reflejan las condiciones de operación del sistema de transporte. Asimismo, las tarifas pueden ponderarse por factores como la capacidad y distancia de las rutas (*Capacity Weighted Distance* o CWD), o pueden realizarse cargos por distancia respecto a un punto virtual de referencia (Metodología a Base Punto Virtual).

esquema por Distancia. También puede fijarse el mismo cargo en todos los puntos de entrada y el mismo cargo en todos los puntos de salida; en ese caso el sistema Entry-Exit converge a un esquema Estampilla.²⁰

- c. **Distancia:** En un sistema de tarifas basado en la distancia, el cargo total de transporte es proporcional a la distancia entre los puntos de inyección y retiro.

30. Por ejemplo, entre los países que serán parte de la muestra utilizada en este informe:

- a. Irlanda tiene un esquema de contratación de capacidad *Entry-Exit*, con flexibilidad entre puntos de entrada de forma que los *shippers* pueden transferir capacidad reservada de un punto a otro de la red. El esquema de tarifas también es *Entry-Exit*, es decir, el cargo por servicio de transporte es la suma de un cargo de entrada y un cargo de salida.
- b. Gran Bretaña, tanto la capacidad como las tarifas son *Entry-Exit*: los *shippers* tienen contratos separados que les permiten inyectar gas en puntos de entrada específicos de la red, independientemente del destino del gas, así como extraer gas en puntos de salida, independientemente del origen del gas. Los pagos tarifarios resultan de sumar los cargos de entrada y salida.
- c. En España el esquema de contratación de capacidad es *Entry-Exit* y hasta 2020, y objeto de nuestro análisis, España operaba bajo un esquema de tarifas de Estampilla calculándose una misma tarifa independientemente de los puntos de entrada y salida del sistema.
- d. Finalmente, el sistema que más se asemeja el esquema vigente en Colombia es el de EEUU donde se aplica un esquema de contratación Punto a Punto con algunas

²⁰ Para mayor detalle de las metodologías mencionadas a continuación, ver;

- I. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Tariff Methodologies: Examples, 23 julio 2013. Disponible en: https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/TARIFF_METHODOLOGIES_EXAMPLES.pdf
- II. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas, 29 noviembre 2013 (ACER, Guía para la armonización de tarifas). Disponible en: https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Writing_memo_and_running_scenarios/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20Harmonised%20Gas%20Transmission%20Tariff%20Structures.pdf
- III. USAID Energy Investment Activity Project (EIA) Report on Gas Transportation Network Tariffs, septiembre 2019. Disponible en: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00W53W.pdf

modificaciones a favor de mayor flexibilidad y un esquema tarifario en función de la Distancia.

B. Principales Trade-offs y puntos clave de discusión de los esquemas de contratación de capacidad y remuneración tarifaria

31. En esta sección, planteamos 5 puntos de discusión, incluyendo principales *trade offs*, relevantes para seleccionar uno u otro esquema de contratación de capacidad y tarifario.
32. Los primeros dos puntos se vinculan a los *trade offs* más importantes a considerar en la selección del esquema de contratación de capacidad, mientras los últimos tres puntos plantean temas de discusión para considerar en la selección del esquema de tarifas²¹:
 - a. **A mayor flexibilidad, menor capacidad técnica²² firme disponible.** La selección de un esquema de contratación de capacidad más flexible *puede* implicar un porcentaje menor de capacidad técnica que se puede ofrecer en firme. Toda vez que un mismo punto de salida puede extraer gas de diversas fuentes, la reserva de capacidad en firme dificultaría la maximización del uso de toda la capacidad de la red para transportar gas a los diversos puntos de salida del sistema. En este sentido, un sistema de capacidad flexible implica una menor cantidad de capacidad disponible para reservar en firme—en comparación con un sistema Punto a Punto, por ejemplo.
 - b. **A mayor flexibilidad, más competencia.** A pesar de que un esquema de contratación de capacidad más flexible puede afectar el porcentaje de capacidad técnica que se puede ofrecer en firme, la flexibilidad puede promover la competencia en el mercado de gas. En un esquema de contratación de transporte menos flexible, como Punto a Punto, los remitentes con una gran cartera de clientes tienen una ventaja competitiva al poder realizar intercambios (swaps) entre los puntos de entrada y salida contratados, optimizando el uso de la capacidad contratada.

En contraste, un remitente con un solo punto de aprovisionamiento y un solo cliente puede terminar subutilizando su capacidad si por cualquier razón el cliente termina demandando menos gas del previsto. Dicho remitente puede vender esa capacidad ociosa en el mercado secundario de capacidad, sin embargo, un esquema Punto a Punto

²¹ Más apropiado dependiendo de los objetivos de política tarifaria que se planteen.

²² Capacidad física, no contractual, disponible para uso de los remitentes de la red.

dificulta encontrar un comprador para la capacidad excedentaria—al estar limitada a una única combinación de dos puntos

- c. **Esquema tarifario que refleje y asigne eficientemente los costos de la red.** En cuanto a los esquemas de remuneración tarifaria la discusión central se enfoca en el grado en el que cada esquema refleja los costos del sistema de transporte. En un sistema congestionado, los costos prospectivos relacionados con el valor de la escasez y el costo marginal de construir nueva infraestructura son importantes. Establecer tarifas que reflejen los costos prospectivos es clave para la eficiencia: si los costos prospectivos de los flujos incrementales son altos en la ruta A, pero bajos en la ruta B, los precios eficientes deberían reflejar esa diferencia para fomentar la utilización de la ruta B en lugar de la ruta A.

En ausencia de congestión, no hay implicaciones significativas de eficiencia en la elección de rutas. Los costos prospectivos no serán relevantes para reflejar los costos de la red, por lo que las tarifas deben tener un enfoque retrospectivo, asignando los costos de las inversiones existentes de manera que sean equitativas y consideren el alcance y naturaleza del uso de la red por parte de los remitentes.

Así, las condiciones de operación de la red resultan clave para determinar la metodología tarifaria que asigne de forma más eficiente los costos de la red.

- d. **Esquema tarifario previsible.** La selección de la metodología tarifaria puede incidir en la previsibilidad de la tarifa de transporte de gas. Por ejemplo, una metodología que emplea Costos Marginales de Largo Plazo para determinar el ingreso a recuperar en el sistema, puede generar importantes variaciones en el nivel de las tarifas en el mediano plazo.²³ Las tarifas de un año en que se contemplen fuertes inversiones de expansión de la red serán mucho mayores que la de los años siguientes—cuando dichas ampliaciones ya se hayan efectuado. En contraste, una metodología basada en costos medios ofrecería mayor estabilidad en los niveles tarifarios, al no estar únicamente sujeta a las inversiones de ampliación de la red.
- e. **Esquema tarifario transparente.** En principio, todas las metodologías tarifarias pueden ser suficientemente transparentes y otorgar el nivel de información necesaria para que los usuarios del sistema de transporte comprendan su cálculo. Sin embargo, algunos esquemas tarifarios pueden requerir que se comparta más información sobre los costos de los transportistas y los aspectos físicos del sistema. Este punto puede generar

²³ En el lapso de un año, inclusive.

resistencia entre los participantes en el mercado de capacidad, un aspecto a considerar para seleccionar el esquema tarifario más apropiado.

Por ejemplo, un esquema tarifario de Estampilla, al enfocarse en el ingreso requerido total—que se asigna por igual a todos los usuarios de la red de transporte—no necesita que se especifiquen costos por grupos de usuarios o distinguir costos incrementales de la red, a diferencia de otras metodologías.

V. Experiencia internacional

33. La siguiente sección analiza los esquemas de contratación de transporte y tarifarios de Gran Bretaña, Irlanda, España y Estados Unidos. Se seleccionaron estos mercados por su pertinencia para el análisis del caso colombiano y porque permiten analizar distintas combinaciones de esquemas de contratación de capacidad de transporte con esquemas tarifarios, conforme a las categorías definidas en la taxonomía de la sección anterior.²⁴
34. La Tabla 2 resume la clasificación de los estudios de caso analizados en esta sección, conforme a las categorías tarifarias y de capacidad definidas:

TABLA 2: CLASIFICACIÓN POR TIPO DE CAPACIDAD Y DE TARIFA DE LOS ESTUDIOS DE CASO

		Tipo de Tarifa		
		Distancia	Entry-Exit	Estampilla
Tipo de Capacidad	Punto a Punto	Estados Unidos		
	Entry-Exit		Gran Bretaña e Irlanda	Principalmente GRTs UE* - España
	Estampilla			

Fuente: Elaboración propia

35. Además de su representatividad, los estudios de caso seleccionados ofrecen lecciones para identificar el esquema de contratación de capacidad y esquema tarifario más adecuado para Colombia: identifican fallas en los esquemas tarifarios basados en costos prospectivos como los CMLP, o en costos retrospectivos como tarifas estampilladas; ventajas e inconvenientes de instrumentar esquemas de capacidad con mayor o menor flexibilidad, entre otros.
36. No hemos escogido como ejemplo ningún esquema de contratación de capacidad estampilla, y tampoco conocemos ningún mercado de gas importante que tenga tal esquema. El esquema estampilla de contratación ofrece el máximo grado de flexibilidad posible, permitiendo que los usuarios cambien sus puntos de entrada y salida con total libertad. Sin embargo, la experiencia indica que la flexibilidad ofrecida por un esquema *Entry-Exit* es suficiente para promover el desarrollo de mercados líquidos y la competencia. Un esquema de contratación estampilla no ofrece beneficios incrementales significativos,

²⁴ La selección también tuvo en cuenta el cambio esperado en el SNT. Por ejemplo, seleccionamos Irlanda debido a 1) La termoeléctrica siendo un consumidor en el mercado y 2) Irlanda contaba con un sistema lineal en los años 90 el cuál migró a un sistema anillado. Brattle ha trabajado en distintos proyectos de consultoría previo al anillamiento del sistema. Dentro de los proyectos se ha analizado los problemas generados en las señales correctas de las tarifas para la construcción de una terminal de regasificación (Shannon LNG).

pero impone costos importantes al reducir la cantidad de capacidad existente que se puede considerar como firme.

A. Europa

37. La regulación en la Unión Europea (UE)²⁵ establece una preferencia por un esquema de contratación de capacidad flexible, tipo *Entry-Exit*, así como un esquema de tarifas de transporte *Entry-Exit*, aplicando una metodología de capacidad ponderada por distancia (*CWD* por sus siglas en inglés).²⁶
38. En 1998, los países miembros de la UE adoptaron la Directiva 98/30/CE, la cual establecía normas comunes para la operación del mercado europeo de gas natural. El objetivo de esta directiva era crear un mercado único europeo, así como fortalecer la competencia y seguridad del suministro.
39. El debate se centró en la necesidad de adoptar un esquema tarifario que no favoreciera de manera inapropiada a las empresas establecidas. Muchas de estas empresas integraban verticalmente los servicios de transporte y comercialización, por lo que el pago de tarifas simplemente representaba una transferencia de fondos desde un departamento de comercialización a una filial de transporte. También gozaban de una flexibilidad inherente en el uso de las redes, al tener carteras amplias de clientes en puntos distintos del sistema y contratos con fuentes de gas en diversos puntos de entrada. Por ello, se consideró deseable obligar a los transportadores a ofrecer servicios de transporte flexibles a potenciales entrantes en el mercado, y a regular las tarifas para que las empresas con carteras consolidadas de clientes no tuvieran una ventaja competitiva.
40. En el debate se reconoció plenamente que, al ofrecer flexibilidad a los usuarios de la red, el sistema *Entry-Exit* podía reducir la cantidad de capacidad disponible como firme. Sin embargo, el sistema tarifario europeo indemniza de manera indirecta a los propietarios de la red al ofrecer una remuneración total basada en el valor de los activos empleados, y no en la cantidad de capacidad disponible. En la práctica, si la introducción de *Entry-Exit* reduce la capacidad disponible como firme por un 1%, las tarifas de capacidad se incrementan por el mismo 1% y el propietario del gaseoducto sigue teniendo la oportunidad de percibir una rentabilidad razonable sobre sus activos.

²⁵ Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo (CE) no. 715/2009 en materia de acceso a las redes transporte de gas natural y Reglamento de la Comisión (UE) no. 2017/460 sobre la armonización de tarifas de transporte.

²⁶ Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017. Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2017/072/L00029-00056.pdf>

41. También se reconoció la posibilidad de introducir zonas distintas para enfrentar posibles cuellos de botella en la red que limitaban la flexibilidad disponible. Por ejemplo, el regulador del sistema francés aceptó que existían cuellos de botella que inicialmente exigieron la introducción de distintas zonas. La red no tenía la flexibilidad necesaria para garantizar que cualquier punto de entrada en el norte podía servir a cualquier consumidor en el sur. Como consecuencia se introdujo la necesidad de comprar capacidad de interconexión adicional entre las zonas del norte y el sur. En total, el sistema *Entry-Exit* francés empezó con cinco zonas, que a lo largo de los años se han reducido gracias a inversiones adicionales en la red, hasta tener un solo sistema de *Entry-Exit* nacional.
42. Durante las reuniones del Foro de Madrid de 2002,²⁷ ya existía un entendimiento común dentro de la UE de que el esquema *Entry-Exit* de contratación de capacidad era el más adecuado para asegurar el acceso no discriminatorio a las redes de transporte de gas y para fomentar la competencia en el mercado europeo.²⁸
43. Estas consideraciones dieron pie a que el Parlamento Europeo respaldara el esquema *Entry-Exit* de contratación de capacidad flexible a nivel de la Unión Europea, mediante la publicación de la Directiva 2009/73/EC²⁹ (Directiva de Gas) y el Reglamento (CE) no. 715/2009 del 13 de julio de 2009.³⁰
44. No obstante, aunque la regulación europea se enfoca en el esquema de contratación *Entry-Exit*, aún persisten importantes diferencias en las condiciones de operación de los sistemas de transporte de cada país.
45. Uno de los retos para la implementación de este esquema es el establecimiento de un Gestor de Red de Transporte (“GRT”),³¹ encargado de coordinar la operación de la red de

²⁷ El Foro Europeo de Regulación del Gas o Foro de Madrid, reúne a los principales agentes del sector energético europeo para debatir las oportunidades y los desafíos relacionados con el mercado interno del gas de la UE y su integración con otros sectores energéticos. Más información disponible en: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/wholesale-energy-market/gas-network-codes/madrid-forums_en#madrid-forum-meeting-documents

²⁸ *Conclusions of the 5th meeting of the European Gas Regulatory Forum Madrid 7–8 February 2002*, Foro de Madrid, 2002. Disponible en: <https://circabc.europa.eu/ui/group/8901eff0-0c6f-47c0-98a7-6f049061add3>

²⁹ La Directiva de gas es la regulación que otorga a las Autoridades Nacionales Reguladoras (ANR) la facultad de fijar o aprobar las metodologías utilizadas para establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales de gas, incluidas las tarifas de transporte

³⁰ Reglamento (CE) No 715/2009 Del Parlamento Europeo y Del Consejo, 13 de Julio de 2013. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&from=ES>

³¹ La socialización de los servicios de red en la UE deja la tarea de conciliar los flujos físicos de gas y los flujos comerciales de gas a un OS regulado.

ductos de un determinado país o región.³² El GRT administra la capacidad de transporte del sistema, así como las nominaciones de gas, con el fin de optimizar el uso de la red y planificar la expansión de capacidad necesaria. Contar con información oportuna y precisa, y con un GRT con las competencias para implementar la expansión del sistema, son elementos clave del modelo. La congestión en Europa se maneja mediante el código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad (Capacity Allocation Mechanism o “CAM” en inglés).³³

46. Por último, el Reglamento de la Comisión (UE) no. 2017/460 sobre la armonización de tarifas de transporte define el esquema *Entry-Exit*, con capacidad ponderada por distancia o “CWD”, como el esquema tarifario de referencia en la Unión Europea.³⁴
47. La discusión en torno a la selección del esquema *Entry-Exit* con *CWD* como el esquema de referencia europeo se enfocó en dos principales aspectos que pueden implicar *trade-offs*³⁵ en su implementación:
 - a. Su efectividad para reflejar los costos del sistema tomando en consideración las dos principales dimensiones de utilización de la red: la capacidad de los ductos y la distancia recorrida por el gas transportado, y
 - b. La transparencia y sencillez de su cálculo basada en (1) el ingreso requerido de la red, (2) la distancia de los tramos principales y (3) la capacidad reservada por tramo.³⁶
48. La expansión de la red en Europa se maneja por medio de planes central plan de expansión de 10 años. En varios países los reguladores suplementan el sistema tarifario con subastas

³² En Europa, los *Transmission System Operators* o Gestores de Red de Transporte son entidades que funcionan de manera independiente de los demás agentes del mercado y se les confía el transporte de energía en forma de gas natural o energía eléctrica a nivel nacional o regional. En muchos países, los GRT también están a cargo del desarrollo de la infraestructura de la red. En el caso del gas natural, el GRT recibe gas de los productores, lo transporta a través de un gasoducto y lo entrega a los agentes distribuidores de gas. Estados Unidos tiene categorías organizativas similares: operador de sistema independiente (ISO) y organización de transmisión regional (RTO).

³³ El CAM determina las reglas relativas a la asignación de capacidad mediante el establecimiento de subastas como procedimiento para la oferta y asignación de productos de capacidad estándar. Ver reglamento CAM en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R0459>. También ver <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-11/CAP%20leaflet.pdf>

³⁴ En Europa se utiliza por defecto un sistema de Return on Asset Base (basado en costos históricos) como metodología de remuneración de la infraestructura. En el Este de Europa, algunos países continúan utilizando costo de reposición ya que no hay datos confiables sobre sus costos reales. Existen price caps en para ciertos ajustes resultado de efectos del invierno.

³⁵ Ambos elementos pueden representar un punto de tensión para determinados esquemas tarifarios, como puede ser el caso de las tarifas Estampilladas que—como se señaló en la sección anterior—difícilmente reflejaran los costos de uso del sistema de parte de los usuarios; a pesar de la simpleza y transparencia de su cálculo.

³⁶ En el Producto 3 se detallará el cálculo y aplicación de esta metodología al caso colombiano.

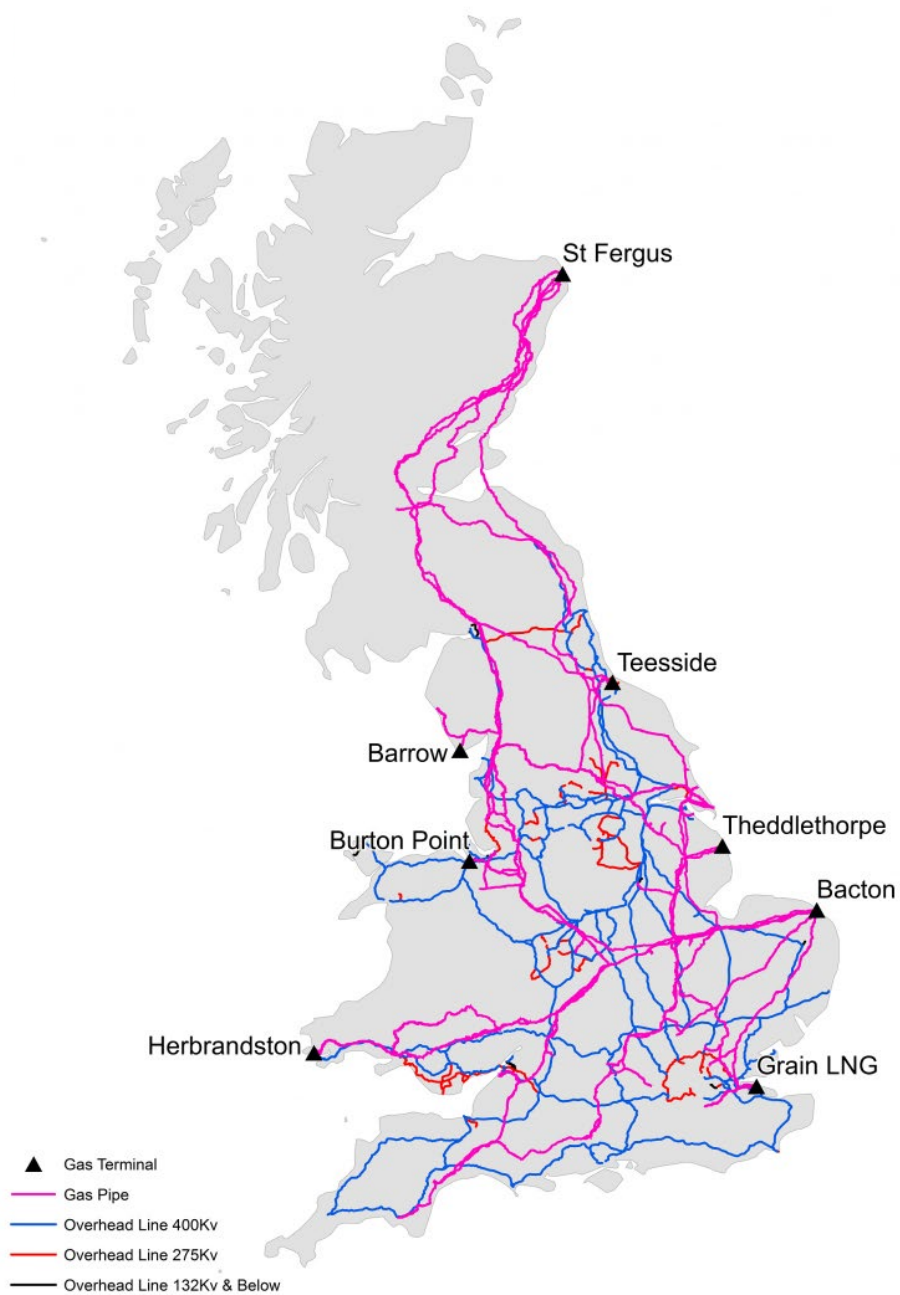
para capacidad. Las tarifas reguladas establecen los precios mínimos para infraestructura regulada pero las subastas pueden generar precios más altos para el uso de capacidad congestionada. Para evitar la sobre remuneración, los reguladores requieren que los ingresos recaudados por las subastas vayan a fondos dedicados a la financiación de infraestructura nueva, o los aplican a la reducción de las tarifas aplicables a otros puntos de la red. También se permite “Open seasons” con condiciones para asegurar no discriminación, y en algunos países se ha permitido la construcción de terminales de regasificación sin tarifas reguladas. Sin embargo, los usuarios de tales terminales pagan una tarifa de entrada a la red para la capacidad de inyectar y transportar su GNL regasificado.

1. Gran Bretaña

a. Principales características

49. El sistema de gas de Gran Bretaña es uno de los más antiguos y extensos en Europa. La Ilustración 1 muestra el sistema de transporte de gas (*National Transmission System* o NTS) y la Tabla 3 sus principales características.

ILUSTRACIÓN 1: ESQUEMA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS EN GRAN BRETAÑA³⁷



³⁷ *National Grid*, 2021. Disponible en: <https://www.nationalgrid.com/uk/gas-transmission/land-and-assets/network-route-maps>

TABLA 3: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS DE IRLANDA

Tema	Descripción
Regulación pertinente y remuneración a la inversión	Uniform Network Code (UNC). ³⁸ Regulatory Asset Base return (basado en costos) ³⁹
Puntos de Entrada	Cuenta con puntos de entrada de producción propia <i>offshore</i> , importaciones por ductos de Noruega y Europa continental, e importaciones de gas natural licuado (“GNL”) por medio de varias terminales de regasificación. ⁴⁰
Esquema Contratación de Capacidad	<i>Entry-Exit</i> .
Mecanismo de asignación de Capacidad	A través de mecanismos de subasta ⁴¹ en una variedad de ventanas temporales, desde diario hasta 15 años. Capacidad de entrada (Entry) puede ser firme o interrumpible. ⁴² Capacidad de salida (Exit) puede ser firme o fuera de pico (off-peak) ⁴³ Las reservas de capacidad se hacen por el sistema Gemini de Xoserve. ⁴⁴

³⁸ Uniform Network Code es el marco legal y comercial rige los acuerdos entre los transportistas de gas y los *shippers*. Más información disponible en: https://www.gasgovernance.co.uk/sites/default/files/ggf/page/2021-09/General%20%28Consolidated%2C%20printable%20version%29_0.pdf

³⁹ Ver nota de pie 34.

⁴⁰ Para mayor detalle sobre el sistema de transporte de Gran Bretaña, ver mapa en ENTSOG, disponible en: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-01/ENTSOG_CAP_2019_A0_1189x841_FULL_401.pdf

⁴¹ Para mayor detalle sobre contrataciones de capacidades de entrada y salida, ver National Grid, *Gas Transmission capacity guidelines*, marzo 2016 pp. 7-20. Disponible en <https://www.nationalgrid.com/uk/gas-transmission/document/80246/download>

⁴² La capacidad firme está garantizada financieramente y contractualmente. En cuanto a la interrumpible, el GRT, NGG puede retirarla si el sistema no puede proveerla en el día en cuestión. Ver National Grid, *Gas Transmission capacity guidelines*, marzo 2016 pp. 7-8. Disponible en <https://www.nationalgrid.com/uk/gas-transmission/document/80246/download>

⁴³ La capacidad *off-peak* se hace mediante una subasta diaria hecha por el GRT. Ver National Grid, *Gas Transmission capacity guidelines*, marzo 2016 pp. 8-9. Disponible en <https://www.nationalgrid.com/uk/gas-transmission/document/80246/download>

⁴⁴ Entre las funciones de Xoserve se incluyen operar UK Link, el sistema de TI que soporta la UNC, facturar los cargos de transporte, administrar el cambio de clientes y administrar y actualizar el registro de puntos de suministro. El sistema Gemini es utilizado para la Gestión de capacidad (capacidad de entrada y salida), Negociación de capacidad, Equilibrio comercial, Facturación (capacidad y equilibrio energético). La información está disponible para *shippers*, operadores del Sistema, La información en este sistema Ver <http://www.xoserve.com/systems/gemini/#a>

Tema	Descripción
Gestión de la información	Xoserve es responsable de proporcionar información a las empresas de transporte de gas e información sobre flujos de gas en toda la red. ⁴⁵
Esquema Tarifario	<i>Entry-Exit</i> . ⁴⁶
Mecanismo de determinación de tarifas	Costos Marginales de Largo Plazo.
Punto de balance y gestión de la congestión	Punto de Balance Nacional virtual (<i>National Balancing Point</i> o NBP). ⁴⁷ La congestión es manejada mediante el Capacity Allocation Mechanism. ⁴⁸
Gestor de la Red de Transporte	National Grid Gas (NGG). El sistema tarifario crea incentivos financieros para la operación eficiente del sistema por parte de NGG incluyendo la gestión de los desequilibrios provocados por desviaciones entre las cantidades nominadas para la inyección y consumo de gas y los flujos reales.
Vigilancia y control	El regulador del sistema OFGEM (<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>), el GRT denominado NGG, y Xoserve. ⁴⁹
Expansión de la red	NGG se encarga de la expansión de la red y cuenta con su propio Plan de Expansión, ⁵⁰ que toma en cuenta los resultados de subastas de capacidad. ⁵¹

⁴⁵ Ver nota a pie de página número 43.

⁴⁶ En 2020, el regulador OFGEM publicó la modificación de metodología de tarifas de transporte a una metodología por Estampilla. Para mayor información sobre esta decisión ver el documento UNC678, disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/amendments-gas-transmission-charging-regime-decision-and-final-impact-assessment-unc678abcdefghij>.

⁴⁷ Cada día se debe balancear tanto las entradas y salidas de los *shippers* así como la de los transportadores. Es la responsabilidad del OS mantener el balance físico de la molécula en el sistema. comprando/inyectando o vendiendo/sacando gas. Ver, *Gas balancing in selected European jurisdictions – March 2014*, pp. 7-8. Disponible en: <https://www.gasindustry.co.nz/publications/document/3615>
Para mayor detalle de cómo funciona el NBP, ver <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c90890b9-a0ad-4c07-ae58-0c12bbe5fe17>

⁴⁸ Para mayor detalle ver ¶45.

⁴⁹ Entre sus funciones se incluyen operar UK Link, el sistema de TI que soporta la UNC, facturar los cargos de transporte, administrar el cambio de clientes y administrar y actualizar el registro de puntos de suministro.

⁵⁰ National Grid, *Gas Market Plan*, 2019-2020. Disponible en: <https://www.nationalgrid.com/uk/gas-transmission/document/132471/download>

⁵¹ National Grid. *The Statement of the Gas transmission Transportation Charging Methodology*. Efectivo desde febrero 2021. Disponible en: <https://www.nationalgrid.com/uk/gas-transmission/document/134466/download>

Tema	Descripción
Vida útil regulatoria de la infraestructura	Actualmente es de 45 años, con una esperanza de la vida útil técnica de 60 años. ⁵²

b. Fortalezas y debilidades

50. Las principales fortalezas en los esquemas de contratación de capacidad y de estimación de tarifas son:
- Flexibilidad: aporta mayor liquidez al sistema, aumentando la competencia a nivel de suministro. Optimiza la liquidez del mercado y la contratación de capacidad en el mercado secundario, pues da la posibilidad a los *shippers* de contratar capacidad de entrada sin especificar un punto de salida. Facilita la compra y venta de gas de manera anónima, sin que una parte tenga que conocer la identidad de la contraparte, porque el sistema garantiza la entrega de todo el gas proveniente de todos los puntos de entrada al sistema.⁵³
 - Tarifas basadas en *Entry-Exit* pueden proporcionar señales efectivas para una inversión eficiente. Se pueden utilizar para señalar la congestión esperada en puntos de entrada y/o salida.
 - El sistema británico confirma que un esquema *Entry-Exit* es compatible con la utilización de contratos privados a largo plazo para la construcción de infraestructura nueva, como ha sido el caso con varias terminales de regasificación.
51. Las principales debilidades del sistema británico se refieren a la implementación de la metodología de determinación de tarifas basada en CMLP hasta 2020, que creaba dos problemas principales:
- Volatilidad en las tarifas de transporte. Para un punto determinado de entrada o de salida, puede cambiar la tarifa de manera significativa de año a año, dependiendo de las proyecciones futuras de congestión.
 - Los usuarios de infraestructuras nuevas no son siempre los que pagan los costes asociados, porque la metodología CMLP se actualiza cada año mirando exclusivamente al futuro. Por ejemplo, en un año determinado la metodología puede implicar tarifas altas en un punto congestionado porque se prevé la necesidad de una inversión costosa para

⁵² *The Economic Life of Energy Network Assets*, OFGEM, 2010. Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2010/11/2.-economic-life-of-energy-network-assets-cepa.pdf>

⁵³ Antes de implementar el esquema *Entry-Exit*, era importante para el comprador del gas saber de cuál punto de entrada provenía el gas ofertado, porque no todos los puntos eran igualmente fiables.

expandir la capacidad. Sin embargo, tan pronto se completa la inversión se recalcula el CMLP mirando nuevamente al futuro; si la inversión reciente elimina la necesidad de más inversiones, el CMLP puede pasar a ser cero. Eso puede provocar una bajada notable en la tarifa, y los costes hundidos de la inversión se acaban distribuyendo entre todos los consumidores del sistema, en lugar de financiarse exclusivamente por los consumidores que utilizan el punto relevante.

52. La Tabla 4 resume las principales fortalezas y debilidades descritas en los párrafos previos.

TABLA 4: FORTALEZAS Y DEBILIDADES DEL SISTEMA DE TARIFAS Y CAPACIDAD DE GRAN BRETAÑA

TEMA	FORTALEZAS	DEBILIDADES
Transporte	- NA	- NA
Congestión	- Elimina congestión contractual. - Cualquier agente puede transar gas. - Compatible con la utilización de contratos a largo plazo para financiar las terminales de regasificación.	- NA
Acceso a la Molécula	- El modelo de punto virtual (NBP) promueve el acceso a la molécula desde cualquier punto de salida.	- NA
Competencia	- El esquema <i>Entry-Exit</i> puede promover la competencia de suministro al homogenizar el costo en la red y que no depende de la distancia entre los puntos de entrada y salida. - La flexibilidad en el cambio de puntos de entrada y salida puede fomentar la competencia entre suministradores. ⁵⁴	- NA
Tarifas y Precios	- NA	- Volatilidad en los precios y en las señales cuando un punto del sistema se acerca al límite de capacidad y justo después de que se expande. ⁵⁵
Expansión en la Red	- NA	- No siempre hay señales apropiadas para la expansión de la red.

Fuentes y notas: Elaboración propia

NA = No Aplica

⁵⁴ En el Producto 1 discutimos como el comercio anónimo del EE fomenta la competencia. Una de las razones por las cuales Gran Bretaña implementó *Entry-Exit* se debe a que anteriormente tenían un sistema parecido al de punto a punto. Esto hacía que unos puntos fueran susceptibles a interrupciones. Al momento de comerciar gas, los *shippers* querían saber exactamente con quien estaban comerciando. Al introducir *Entry-Exit* todos los puntos son igualmente fiables – al comprador de gas le da igual el origen de este. Esto aumentó la liquidez del mercado.

⁵⁵ El Gran Bretaña, el regulador ha impuesto umbrales para asegurarse que la tarifa no cambie en más o menos un 20% por año.

2. Irlanda

a. Principales características

53. La Ilustración 1 muestra el sistema de transporte de gas de Irlanda y la Tabla 5 sus principales características. A pesar de tener varios puntos de entrada, durante muchos años la mayor parte de los flujos entraba por los gaseoductos submarinos que conectan el país con Gran Bretaña. En el interior se ve un anillo que fue completado hace aproximadamente 20 años. El anillo provocó una preferencia para un esquema estampilla, en parte porque lo hizo difícil medir de manera fiable los costes asociados a distintos puntos de consumo. Por otra parte, el gobierno tampoco quiso imponer costes notablemente más altos sobre los consumidores en zonas relativamente rurales del oeste. Sin embargo, el esquema estampilla se aplica solamente a las tarifas de salida, y los distintos puntos de entrada pueden tener distintas tarifas.

ILUSTRACIÓN 2: ESQUEMA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS EN DE IRLANDA⁵⁶



⁵⁶ *National Preventive Action Plan Gas 2018 – 2022 Ireland*, Comisión de Regulación de Utilidades, p.12.
Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/npap_ireland_2018_.pdf

TABLA 5: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS DE IRLANDA

Tema	Descripción
Regulación pertinente y remuneración a la inversión	Código de Operaciones de Transporte de Gas (COTG). ⁵⁷ Regulatory Asset Base return (basado en costos) ⁵⁸
Puntos de Entrada	Tres principales puntos de entrada: 1) Moffat, que es el punto de interconexión con el sistema de transporte de Gran Bretaña, 2) el campo de producción de Corrib, y 3) los campos de producción de Kinsale Head y Seven Heads ubicados al sur. ⁵⁹
Esquema Contratación de Capacidad	<i>Entry-Exit</i> . ⁶⁰
Mecanismo de asignación de Capacidad	Mercado primario y secundario. La capacidad transada en el mercado primario, firme o interrumpible, se asigna mediante subastas, ⁶¹ donde se determina un precio de reserva. ⁶² La capacidad secundaria ⁶³ se comercializa mediante acuerdos bilaterales con base en contraprestaciones acordadas. ⁶⁴
Gestión de información	El operador del sistema Gas Networks of Ireland publica toda la información en el portal <i>Data Transparency Portal</i> . ⁶⁵
Esquema Tarifario	<i>Entry-Exit</i> .

⁵⁷ Según numeral 6.1, Parte D “Capacidad”, Código de Operaciones de Transporte de Gas (COTG), los remitentes pueden transferir capacidad reservada de un punto a otro de la red; permitiéndoles contar con capacidad en otro punto sin tener que contratar capacidad en el segundo punto. Información disponible en: [https://www.gasnetworks.ie/corporate/gas-regulation/service-for-suppliers/code-of-operations/PART-C-\(CAPACITY\)-5.02.pdf](https://www.gasnetworks.ie/corporate/gas-regulation/service-for-suppliers/code-of-operations/PART-C-(CAPACITY)-5.02.pdf)

⁵⁸ Ver nota de pie 34.

⁵⁹ Ambos campos comparten la terminal de almacenamiento de Inch como el mismo punto de entrada.

⁶⁰ Conforme a lo establecido en el numeral 6.1, de la Parte D sobre “Capacidad”, del Código de Operaciones de Transporte de Gas (COTG), determina que los remitentes pueden transferir capacidad reservada de un punto a otro de la red; lo que permite a dichos remitentes contar con capacidad en otro punto sin tener que contratar nuevamente capacidad en el segundo punto.

⁶¹ El numeral 2, de la Parte D sobre “Capacidad” del COTG establece las diversas modalidades de subastas de capacidad, como subastas diarias, mensuales, trimestrales y anuales de capacidad.

⁶² Precio reserva (o mínimo) igual al valor de la tarifa regulada del punto de entrada o salida donde se pretende reservar capacidad.

⁶³ Los numerales 4, 5 y 9, de la Parte D sobre “Capacidad”, del COTG establece la posibilidad de comercializar y transferir capacidad en los puntos de entrada y salida del sistema.

⁶⁴ Numerales 4, 5 y 9, de la Parte D sobre “Capacidad”, del COTG.

⁶⁵ La información publicada en este portal incluye energía de punto de entrada, acciones de equilibrio, precio de desequilibrio, consumo de gas, datos de calidad del gas, cargos de programación, total de contracción mensual. Ver <https://www.gasnetworks.ie/corporate/gas-regulation/transparency-and-publicat/dashboard-reporting/>

Tema	Descripción
Mecanismo de determinación de tarifas	CMLP para los puntos de entrada ⁶⁶ - Con base en una modelación representativa de la red ⁶⁷ y una constante de expansión del sistema; ⁶⁸ se aproxima el CMLP entre cada entrada y salida de la red.
Punto de balance y gestión de la congestión	Irish Balancing Point (IBP). ⁶⁹ La congestión es manejada mediante el Capacity Allocation Mechanism. ⁷⁰
Gestor de la Red de Transporte	Gas Networks of Ireland (GNI). ⁷¹
Vigilancia y control	Se utiliza un sistema de control de supervisión, vigilancia y adquisición de datos (SCADA) para monitorear y controlar la red mediante el uso de unidades terminales remotas. ⁷²
Expansión de la red y mantenimiento	GNI realiza una evaluación de la demanda cada dos años. ⁷³ GNI está encargado de la operación y mantenimiento de la red. ⁷⁴
Vida útil regulatoria de la infraestructura	Desde 2017, la vida útil regulatoria para los gasoductos es de 50 años. ⁷⁵

b. Fortalezas y debilidades

59. Las principales fortalezas en los esquemas de contratación de capacidad y de tarifas en Irlanda son:

⁶⁶ *Gas Networks Ireland Transmission Tariffs and Allowed Revenue 2021/22*, Commission for Regulation of Utilities, Decision Paper, p. 11. Disponible en: <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2021/06/CRU21058-Gas-transmission-tariffs-Article-30-21-22-decision-paper.pdf>

⁶⁷ Basada en las distancias reales entre los puntos de entrada y salida del sistema.

⁶⁸ Es decir, una estimación del costo de construir capacidad adicional de gasoducto.

⁶⁹ Punto Virtual de Balance en Moffat: punto de interconexión de entrada y punto de salida con el sistema de transporte de Gran Bretaña. Información disponible en: https://www.gasgovernance.co.uk/sites/default/files/ggf/Joint%20TSO%20Moffat%20Arrangements%20Paper_070711.pdf y en [https://www.gasnetworks.ie/corporate/gas-regulation/service-for-suppliers/code-of-operations/PART-A-\(Definitions-Interpretation\)-\(final-clean\)-version-5.03-.pdf](https://www.gasnetworks.ie/corporate/gas-regulation/service-for-suppliers/code-of-operations/PART-A-(Definitions-Interpretation)-(final-clean)-version-5.03-.pdf)

⁷⁰ Para mayor detalle ver ¶45.

⁷¹ GNI es una empresa subsidiaria de Eiría, una empresa semi-estatal (con mitad de capital estatal) de infraestructura de transporte de agua y gas, operando en Irlanda.

⁷² *National Preventive Action Plan Gas 2018 – 2022 Ireland*, Comisión for Regulation of Utilities, p.14. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/npap_ireland_2018_.pdf

⁷³ La última revisión, completada en 2019, concluyó que no es necesario aumentar la capacidad, ya que existe suficiente capacidad no contratada para atender la demanda de los próximos dos años del sistema. Para mayor detalle ver <https://www.gasnetworks.ie/corporate/gas-regulation/regulatory-publications/gni-ndp-2019.pdf>

⁷⁴ Dentro de sus responsabilidades desarrollo e implementación de políticas / estándares de mantenimiento, supervisión de la red e identificación / especificación de los requisitos de mantenimiento. Ejecución de mantenimiento, reemplazo de activos

⁷⁵ *Gas Transmission Tariffs Article 30 Tariff Network Code Information 2019/20*, Commission for Regulation of Utilities. Disponible en: <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2019/09/CRU19111-Gas-Transmission-Tariffs-Article-30-Tariff-Network-Code-Information-1.pdf>

- a. Flexibilidad: permite cambiar fácilmente de proveedor, al cambiar de punto de entrada sin necesidad de contratar nueva capacidad de transporte. De particular utilidad para usuarios de alto consumo, por ejemplo, la demanda térmica que tiene incentivos para reservar directamente la capacidad de transporte requerida en el mercado.
 - b. Liquidez, participación y competencia. Las plantas térmicas tienen la posibilidad de comprar su gas directamente de un *hub*; esa opción ejerce disciplina competitiva sobre las comercializadoras que ofrecen suministrar a las plantas.
60. Las principales debilidades se relacionan con la aplicación de un esquema tarifario *Entry-Exit* basado en CMLP, pues:
- a. Tiene poco sentido instrumentar una metodología tarifaria en CMLP en un sistema de transporte que no tiene congestión física ni contractual.
 - b. Potencial de desincentivar la inversión. Durante más de una década, los importadores de gas de Gran Bretaña pagaban los costes de los gaseoductos que se extendían por debajo del mar de Irlanda. El regulador propuso un cambio a la metodología CMLP justo cuando un inversor privado propuso la construcción de una nueva terminal de regasificación que habría añadido un cuarto punto de entrada al sistema. La metodología CMLP acabó detectando la ausencia total de congestión, así que se propuso repartir los costes de los gaseoductos del mar de Irlanda entre todos los puntos de entrada, incluyendo el nuevo. El efecto fue suficiente para eliminar la ventaja competitiva de la terminal de regasificación, lo que provocó la cancelación del proyecto.
61. A continuación, se resumen las principales fortalezas y debilidades del sistema irlandés:

TABLA 6: FORTALEZAS Y DEBILIDADES DEL MODELO DE IRLANDA

TEMA	FORTALEZAS	DEBILIDADES
Transporte	- Flexibilidad de contratación de capacidad. - Posibilidad de cambiar puntos de provisión y diversificar fuentes de suministro. - Promueve participación de la demanda térmica.	- Menor capacidad técnica firme disponible.
Congestión	- El sistema no presenta señales de congestión contractual en el mediano plazo.	- NA
Acceso a la Molécula	- Sistema de contratación flexible que permite acceder a diversas fuentes de suministro.	- NA
Competencia	- El esquema Entry-Exit puede promover la competencia de suministro al homogenizar el costo en la red y que no dependa de la distancia entre punto de entrada y salida. - La flexibilidad en el cambio de puntos de entrada y salida puede fomentar la competencia entre suministradores.	- NA
Tarifas y Precios	- NA	- Tarifa basada en CMLP que no reflejan costos de la red y puede desincentivar la inversión.
Expansión en la Red	- NA	- El cambio al sistema CMLP provocó la cancelación de la construcción de una terminal nueva de regasificación.
Otros	- NA	- NA

Fuentes y notas: Elaboración propia

NA = No Aplica

3. España

a. Principales características

62. La Ilustración 3 muestra el sistema de transporte de gas en España y la Tabla 7 sus principales características.

ILUSTRACIÓN 3: ESQUEMA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS EN ESPAÑA⁷⁶



⁷⁶ Enagás, 2021. Disponible en: https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Transporte%20de%20Gas/Documentos/MapaInfraestructuras_web_ES.pdf

TABLA 7: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS DE ESPAÑA

Tema	Descripción
Regulación pertinente y remuneración a la inversión	Código del gas. ⁷⁷ Regulatory Asset Base return (basado en costos) ⁷⁸
Puntos de Entrada	La mayor parte del gas es importado a través de puntos de interconexión con Francia, África y Portugal, ⁷⁹ y a través de 7 plantas de regasificación de GNL distribuidas a lo largo de toda la costa. ⁸⁰
Esquema Contratación de Capacidad	<i>Entry-Exit</i> . ⁸¹
Mecanismo de asignación de Capacidad	Las transacciones de compra y venta de gas se realizan en el Mercado Organizado de Gas, con entrega física en el Punto Virtual de Balance. El mercado opera con dos tipos diferentes de negociación: subasta y mercado continuo. ⁸²

⁷⁷ Ministerio de la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Boletín Oficial del Estado. Última versión disponible en:

https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=130_Codigo_del_Gas&modo=2

⁷⁸ Ver nota de pie 34.

⁷⁹ España cuenta con seis puntos de conexión internacional: Tarifa desde Marruecos, Almería desde Argelia; dos con Portugal en Badajoz y Tuy; y dos con Francia en Irún y Larrau. Ver página de Enagás, disponible en: https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/Red_de_transporte/ConexionesInternacionales

⁸⁰ España es el país con el mayor número de terminales de regasificación y descarga de Europa (7 de 23 terminales). Disponible en: <https://www.euroxpress.es/noticias/espana-el-pais-de-la-ue-con-mas-terminales-de-gnl>

⁸¹ Como aparece en el informe *Leader in natural gas infrastructures*, Enagás, disponible en:

https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Transporte%20de%20Gas/Documentos/CAT_English.pdf.

Procedimiento disponible para su consulta en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es) y en la página web del GRT (www.enagas.es).

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre configura los puntos de entrada y salida, regulados en el Real Decreto 949/2001, como un Punto Virtual de Balance (PVB) que permite a los usuarios intercambiar sin ninguna restricción el gas introducido. La entrada al PVB “dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la transferencia de gas desde un punto de entrada a las redes de transporte y distribución hasta el Punto Virtual de Balance”. La salida del PVB “dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la transferencia de gas desde el Punto Virtual de Balance hasta un punto de salida de la red de transporte, exceptuando las plantas de regasificación”. Disponible en:

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18397>

⁸² Ver, *El mercado organizado de gas natural en España: situación y elementos relevantes en su desarrollo*, Antonio Erias Rey, MIBGAS S.A., 2017. Disponible en:

<https://www.enerclub.es/file/k77VHPJL9HmeyRTFYq8MuQ>

El mercado de transporte de gas natural en España está compuesto de un mercado mayorista y un mercado minorista. Ver *Situación actual del mercado mayorista de gas natural en España*, Instituto Vasco de Competitividad, Fundación Deusto, 2018, pp.34 y 41. Disponible en:

<https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orquestra/1608-situacion-mercado-mayorista-gas-natural-espana>

Tema	Descripción
Gestión de la información	Enagás se encarga de publicar mensualmente un boletín en el que incluye información sobre demanda, aprovisionamientos, infraestructuras y otros datos de interés en dicho mes. ⁸³
Esquema Tarifario	Por Estampilla hasta 2020. ⁸⁴
Mecanismo de determinación de tarifas	Estampillado
Punto de balance y gestión de la congestión	Punto Virtual de Balance. ⁸⁵ La congestión es manejada mediante el Capacity Allocation Mechanism. ⁸⁶
Gestor de la Red de Transporte	Enagás. ⁸⁷
Vigilancia y control	Enagás. ⁸⁸
Expansión de la red	El regulador, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es responsable de aprobar y autorizar las solicitudes de las

⁸³ Ver página web de Enagás, “Información General del Sistema Gasista”. Disponible en: https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/Seguimiento_del_Sistema_Gasista/Boletin_Estadistico_Gas

⁸⁴ Recientemente, España migró a una metodología de Distancia Ponderada por Capacidad (CWD). Ver *Impact assessment of the regulation 6/2020 of the national commission of markets and competition, establishing the methodology in the gas system concerning access tariffs related to the transmission network, local networks and LNG facilities*, julio de 2020, CNMC. Disponible en: <https://cnmc.es/sites/>.
Con la Circular 6/2020, de 22 de julio. En base a lo establecido en el artículo 8 del Reglamento (UE) nº. 2017/460. Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2017/072/L00029-00056.pdf>

⁸⁵ “Punto virtual de intercambio de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas”, Circular 2/2020, de 9 de enero, CNMC. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-682

⁸⁶ Para mayor detalle ver ¶45.

⁸⁷ Legalmente desde el año 2000, Enagás es el Gestor Técnico del Sistema Gasista (GTS) y tiene la responsabilidad de la operación y gestión de las redes de transporte de gas natural españolas, a la vez que debe mantener las condiciones óptimas para la operación normal del sistema. Información disponible en: https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/Publicaciones/Folleto%20Dispatching%20ESP_versi%C3%B3n%20web.pdf

⁸⁸ Es responsable de garantizar la seguridad del suministro de gas natural en España. Dichas labores de control y vigilancia son realizadas desde el Centro Principal de Control (CPC) o *Dispatching*, a la vez que dispone de un Centro de Control de Reserva (CCR) y un Centro de Control de Último Recurso (CCOUR). *Centro de Control del Sistema Gasista*, Enagás GTS. Disponible en: https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/Publicaciones/Folleto%20Dispatching%20ESP_versi%C3%B3n%20web.pdf

Tema	Descripción
	empresas, ⁸⁹ para expandir o modificar la capacidad. Cuando dichas solicitudes son aceptadas, se les asigna remuneración para el proyecto. ⁹⁰
Vida útil regulatoria de la infraestructura	Vida útil regulatoria de las instalaciones de gas (gasoductos) de 40 años ⁹¹ tras varias ampliaciones desde 2002. ⁹²

b. Fortalezas y debilidades

65. Las principales fortalezas que vemos en los esquemas de contratación de capacidad y de tarifas en España son:
- Simplicidad en el cálculo y aplicación de la tarifa de Estampilla
 - Promueve la competencia gas-gas: Esto es muy importante en el caso de España ya al no ser un país productor de gas, es más vulnerable a los precios internacionales.
 - Esquema de Entry-Exit de contratación flexible que permite cambiar los puntos de salida del gas.
 - El sistema ha permitido la construcción privada de terminales de regasificación. Diversos inversores han propuesto la construcción de terminales, han negociado el reconocimiento y recuperación de costes eficientes, y el sistema ha remunerado las inversiones dentro del esquema estampilla, con unos pagos separados a los propietarios de las plantas.
66. Las principales debilidades se derivan del esquema tarifario de Estampilla:
- Puede incentivar las derivaciones (bypass) ineficientes;⁹³

⁸⁹ Las propuestas de expansión deben estar sustentadas con análisis técnicos que demuestren que la demanda sustenta la expansión del sistema. Ver Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2001-17027>

⁹⁰ Artículo 33, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

⁹¹ Real Decreto-Ley 13/2014, de 3 de octubre. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-10059

⁹² *Los modelos retributivos de la actividad de transporte de gas*, Francisco de la Flor García, 2014. Disponible en: <http://www.enerclub.es/file/8G6UUelX8wFc6KV2OP1O1Q>

⁹³ Tal fue el caso en España con la planta de regasificación Bahía de Bizkaia Gas S.L. (BBG). Dicha planta se encuentra ubicada a 100 metros de la central de ciclo combinado de gas perteneciente a Bahía de Bizkaia Electricidad S.L. (BBE) y cuenta con conexión directa a la planta eléctrica. La proximidad a la planta regasificadora a la terminal generó el incentivo que esta optara por conectarse directamente y así evitar pagar una tarifa que claramente no reflejaría los costos de una infraestructura tan corta. Actualmente las metodologías de mitigación de este comportamiento son que el regulador obliga a todos a conectarse al sistema y pone sanciones si no lo hacen que se asemejan a las tarifas que no paga. Una segunda

- b. No arroja señales claras de congestión física;⁹⁴
- c. No promueve el desarrollo de puntos de entrada eficientes en costos dado que no hay señales de distancia;
- d. Puede generar subsidios cruzados.

67. En el 2019 se aprobó legislación que ha introducido subastas de capacidad en las terminales de regasificación a partir del 2020. Las subastas generan precios más altos para las terminales de GNL con más demanda, lo que alivia la congestión y crea señales para la futura expansión de la red. Se subastan: a) slots de carga y descarga para los buques de GNL en las terminales de regasificación, b) almacenamiento de GNL en los tanques, y c) un servicio de “licuefacción virtual” que permite un intercambio implícito entre el gas importado por gaseoducto con cantidades de GNL almacenado en tanques.

TABLA 8: FORTALEZAS Y DEBILIDADES DEL SISTEMA DE TARIFAS Y CAPACIDAD DEL SISTEMA ESPAÑOL

TEMA	FORTALEZAS	DEBILIDADES
Transporte	- Flexibilidad para cambiar los puntos de salida del gas.	- Menor capacidad técnica firme disponible.
Congestión	- NA	- Tarifas estampilla no siempre arroja señales apropiadas de congestión - Puede existir congestión. ⁹⁵
Acceso a la Molécula	- Facilita el acceso a la molécula ya que no hay señales de distancia.	- NA
Competencia	- Tarifas Estampilla promueven competencia a nivel suministro - Entry-Exit promueve competencia en comercialización.	- NA
Tarifas y Precios	- Facilidad en el cálculo e implementación.	- Tarifas por Estampilla no siempre reflejan los costos.

metodología de mitigación de este problema es el uso de tarifas especiales (menores) para usuarios muy grandes y cerca de los puntos de entrada. Estas se calculan de manera que se desincentiva el bypass.

⁹⁴ El esquema de Estampilla generaba problemas de congestión en la terminal de Cartagena debido a que su ubicación en el estrecho de Gibraltar, es más atractiva para los buques con GNL que la de Barcelona. Como la tarifa es la misma, no hay incentivos para cambiar el punto de entrada a Barcelona por lo que termina habiendo congestión en el punto de inyección de Cartagena.

⁹⁵ Esto se mitiga con el CAM tal como lo mencionamos anteriormente. España nunca ha tenido problemas importantes de congestión. A nivel europeo, normalmente la expansión es la herramienta para mitigar la congestión

TEMA	FORTALEZAS	DEBILIDADES
Expansión en la Red	- El sistema ha remunerado a distintos inversores privados que han construido terminales de regasificación.	- No promueve la determinación de puntos de entrada y salida eficientes en costos. - Promueve derivación (bypass) ineficiente de consumidores que están cerca de las fuentes de suministro.
Otros	- NA	- Puede generar subsidios cruzados.

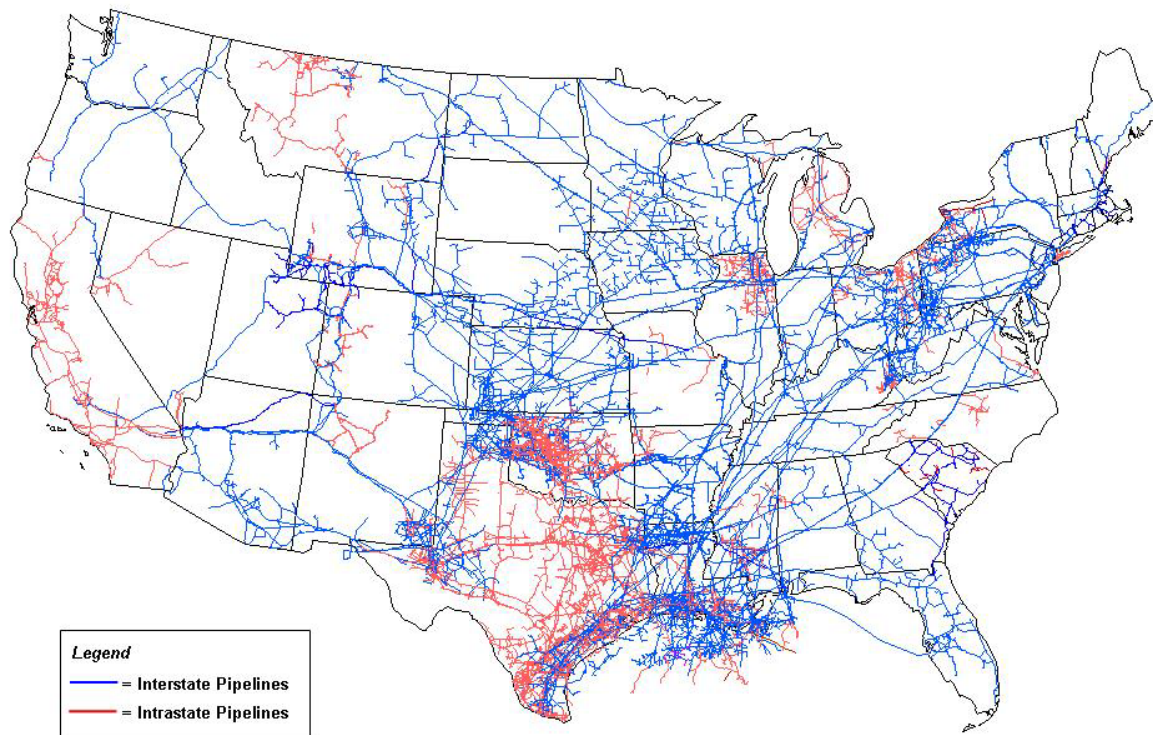
Fuentes y notas: Elaboración propia
NA = No Aplica

B. Estados Unidos

a. Principales características

68. La Ilustración 4 muestra el sistema de transporte de gas en EEUU y la Tabla 9 sus principales características.

ILUSTRACIÓN 4: ESQUEMA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS EN EEUU⁹⁶



⁹⁶ Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation System, 2009. Disponible en: https://www.eia.gov/naturalgas/archive/analysis_publications/ngpipeline/ngpipelines_map.html

TABLA 9: PRINCIPIALES CARACTERÍSTICAS SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS DE EEUU

Tema	Descripción
Regulación pertinente	Orden FERC 636. ⁹⁷ Orden 712 de la FERC. ⁹⁸ Manual de Tarifas de Costos de Servicio: ⁹⁹ a. Tarifas reguladas, ¹⁰⁰ b. Negociación bilateral, ¹⁰¹ c. Tarifa basada en el mercado. ¹⁰²
Puntos de Entrada	Sistema de transporte densamente enmallado y con múltiples puntos de entrada. ¹⁰³
Esquema Contratación de Capacidad	Punto a Punto con algo de flexibilidad.
Mecanismos de asignación de Capacidad	Mercado primario ¹⁰⁴ y mercado secundario donde se revende y contrata capacidad reservada en el mercado primario por periodos que van desde horas hasta la duración completa del contrato del mercado primario. ¹⁰⁵ Open Season. ¹⁰⁶

⁹⁷ La Orden FERC 636 sentó las bases de la estructura actual del mercado al separar el mercado de transporte del mercado de la molécula y exigir que los transportistas vendieran su capacidad a través de contratos a largo plazo. Dichos contratos son la principal fuente de ingreso de los transportistas. Anteriormente, los transportistas compraban gas a los productores en la boca del pozo, lo transportaban a los distribuidores minoristas y lo vendían a precio agregado.

⁹⁸ Este mecanismo se puede emplear en la contratación de capacidad nueva y existente.

⁹⁹ *The U.S. Gas Pipeline Transportation Market: An Introductory Guide with Research Questions for the Energy Transition*, enero 2021, Kristina Mohlin, EDF Economics Discussion Paper Series, p. 7. Disponible en: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3775725

¹⁰⁰ Tarifa determinada mediante la metodología Costo de Servicio que permite recuperar los costos de inversión, y de administración, operación y mantenimiento (AOM), más un retorno autorizado por la inversión efectuada. El transportador debe documentar ante el regulador los costos de inversión en infraestructura y AOM incurridos, para el análisis y eventual aprobación de la tarifa aplicable al tramo regulado correspondiente.

¹⁰¹ Tarifa acordada entre el transportador y el usuario de la capacidad.

¹⁰² Tarifa que aprueba el regulador cuando el transportista demuestra ausencia de poder de mercado en la ruta de transporte por ducto correspondiente.

¹⁰³ Estados Unidos cuenta con ductos interestatales e intraestatales de transporte de gas. El regulador federal, la FERC, regula los ductos interestatales que abarcan más del 71% de la longitud total del sistema. Con base en información de la *Energy Information Administration*, disponible en: https://www.eia.gov/naturalgas/archive/analysis_publications/ngpipeline/mileage.html

¹⁰⁴ En el mercado primario existen dos principales tipos de contratos: 1) de reserva de capacidad firme y 2) de reserva de capacidad interrumpible. Los principales agentes son los transportistas, como vendedores, y los comercializadores como compradores, que suministran gas a los usuarios residenciales.

¹⁰⁵ En el mercado secundario los comercializadores son los principales compradores y vendedores de capacidad. Cuentan con contratos de reserva de capacidad de transporte de largo plazo para hacer frente a sus obligaciones de suministro a usuarios residenciales de gas.

¹⁰⁶ Los *open season* representan uno de los principales mecanismos previstos para la asignación de capacidad nueva o existente. La FERC requiere que la capacidad se adjudique a los usuarios que más la valoran. No

Tema	Descripción
Gestión de la información	U.S. Energy Information Administration (eia) para consultar información de precios, consumo y producción de gas. ¹⁰⁷ Asimismo, el regulador federal (FERC) es la referencia primordial en materia de emisión de nuevas regulaciones y determinación de tarifas por el uso de la infraestructura. ¹⁰⁸
Esquema Tarifario	Tarifas por Distancia, con algunos tramos a los que se aplican cargos estampillados. ¹⁰⁹
Mecanismo de determinación de tarifas	Costo del servicio que refleja variaciones en los costos resultado de la distancia. ¹¹⁰
Punto de balance y gestión de la congestión	Varios puntos físicos por toda la red. En cuanto a la congestión, la regulación establece un mercado spot de venta de capacidad de transporte, sin regulación de precios máximos, que permite resolver temas de congestión en el corto plazo. ¹¹¹
Gestor de la Red de Transporte ¹¹²	Existen dos grupos según sus características y su finalidad: ¹¹³ - <i>Regional Transmission Organization</i> (RTO): administra la red de transmisión a nivel regional; - <i>Independent System Operator</i> (ISO): busca asegurar un acceso no discriminatorio a la red de transmisión,
Vigilancia y control	Varios centros de control. ¹¹⁴
Expansión de la red	La FERC aprueba las expansiones con base en un análisis de la necesidad de dicha infraestructura. Los desarrolladores, generalmente transportistas,

obstante, establece un precio máximo igual al valor de la tarifa regulada del tramo. Las ofertas se evalúan en base al precio ofrecido, el volumen de gas a transportar y la duración del contrato.

¹⁰⁷ La información transaccional y operativa está a cargo de los operadores regionales. Más información disponible en: https://www.eia.gov/about/mission_overview.php

¹⁰⁸ Más información disponible en: [Natural Gas | Federal Energy Regulatory Commission \(ferc.gov\)](https://www.ferc.gov/natural-gas)

¹⁰⁹ Energy Primer: A handbook for energy market basics, abril 2021, FERC, p. 23, disponible en: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/energy-primer-2020_Final.pdf

¹¹⁰ Existen importantes excepciones para las entregas físicas de gas de Punto a Punto (pueden cambiarse los puntos principales por alternativos) así como para los cargos por distancia (pueden existir cargos estampillados).

¹¹¹ *The U.S. Gas Pipeline Transportation Market: An Introductory Guide with Research Questions for the Energy Transition*, enero 2021, Kristina Mohlin, EDF Economics Discussion Paper Series, p. 17. Disponible en: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3775725

¹¹² ISO regulado por las Órdenes número 888/889 y RTO regulado por Orden número 2000. Disponible en: <https://www.ferc.gov/electric/power-sales-and-markets/rto-and-iso>

¹¹³ ISO regulado por las Órdenes número 888/889 y RTO regulado por Orden número 2000. Disponible en: <https://www.ferc.gov/electric/power-sales-and-markets/rto-and-iso>

¹¹⁴ Por ejemplo, el *Control Center* de Midland, Texas. Utilizan SCADA para monitorizar las operaciones, condiciones de transporte, empleo y contratación, así como protección del medioambiente. Disponible en: <https://www.plainsallamerican.com/sustainability/safety-environmental-stewardship/operational-safety/operational-control-center>

Tema	Descripción
	deben documentar dicha necesidad y aportar compromisos de reserva de capacidad por parte de comercializadores y grandes consumidores. ¹¹⁵
Vida útil regulatoria de la infraestructura	La vida útil para los ductos en Estados Unidos se estima habitualmente en un mínimo de 25 años ¹¹⁶ para cualquier instalación o infraestructura dedicada al almacenamiento y/o transmisión.

b. Fortalezas y debilidades

69. Las principales fortalezas que vemos en los esquemas de contratación de capacidad y de tarifas en los Estados Unidos son:
- La regulación del mercado spot secundario que promueve la liquidez y satisface la demanda de capacidad de transporte en el corto plazo de los agentes que más valoran dicha capacidad.
 - Sistema altamente interconectado y con diversidad de fuentes de suministro.
 - Existe un amplio acceso a la molécula, así como un nivel de infraestructura adecuado para promover la competencia a lo largo de toda la cadena de valor.
 - Mecanismo *open season*, previsto en la regulación que tiene el potencial de facilitar la contratación de nueva capacidad y promover la expansión de la red.
70. Las principales debilidades son:
- Poca flexibilidad del esquema Punto a Punto.
 - Tarifas basadas en distancia que no siempre reflejan los costos en un sistema enmallado con flujos bidireccionales.
 - Regulación que requiere de diversos ajustes para poder ofrecer mayor flexibilidad a los usuarios y transportistas del sistema.¹¹⁷

¹¹⁵ En mercados con una importante integración vertical entre comercialización y transporte, esta práctica puede derivar en el despliegue injustificado de infraestructura. Los comercializadores pueden comprometerse a reservar capacidad innecesaria en beneficio de los transportistas.

¹¹⁶ *Cost of Service Manual*. Disponible en: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/cost-of-service-manual.pdf>

¹¹⁷ El caso más notorio de lo anterior fue el ajuste realizado por la FERC otorgando la posibilidad a los usuarios de cambiar de punto de entrada y de salida del gas. Mediante la Orden 636 (disponible en: <https://www.ferc.gov/order-no-636-restructuring-pipeline-services>), la FERC determinó la posibilidad de cambiar de punto de entrada y salida para los usuarios, sin que éstos perdieran los derechos adquiridos para el uso de capacidad firme en su ruta principal. Las condiciones específicas para el cambio de los puntos, así como la remuneración de la capacidad originalmente reservada, se establece dentro de cada resolución tarifaria aprobada la FERC, varía de caso en caso y existen restricciones respecto a la ubicación

TABLA 10: fortalezas y debilidades del esquema estadounidense

TEMA	FORTALEZAS	DEBILIDADES
Transporte	- NA	- Inflexibilidad del esquema Punto a Punto. - Regulación cambiante para hacer frente a inflexibilidad de sistema Punto a Punto.
Congestión	- Regulación de precios del mercado secundario.	- NA
Acceso a la Molécula	- Diversidad de fuentes de suministro con distintas ubicaciones geográficas.	- NA
Competencia	- Sistema altamente interconectado que promueve la competencia a largo de la cadena de valor.	- NA
Tarifas y Precios	- NA	- Tarifa basada en distancia la cual no siempre refleja los costos en un sistema enmallado con flujos bi-direccionales.
Expansión en la Red	- Mecanismos como <i>open season</i> que facilitan la expansión de la red.	- NA
Otros	- NA	- NA

Fuentes y notas: Elaboración propia

NA = No Aplica

de los puntos alternativos para asegurar se encuentren relativamente próximos a los puntos principales. No obstante, dicha modificación hace que en la práctica la operación del sistema estadounidense se aproxime un tanto al de un esquema *Entry-Exit*.

VI. Aspectos comparables de los distintos sistemas con el sistema colombiano

71. La Tabla 11 resume nuestras principales conclusiones tras comparar los sistemas de Gran Bretaña, Irlanda, España y EEUU con el sistema en Colombia. Las filas hacen referencia a las principales debilidades identificadas en el mercado colombiano. Cada columna se refiere a uno de los países analizados. Una marca verde indica que si Colombia adoptara un esquema similar al del país indicado en la columna se facilitaría la resolución del problema al que hace referencia esa fila. Un aspa roja indica que el esquema del país en la columna no facilitaría la resolución del problema. Acompañamos las marcas verdes y las aspas rojas con breves explicaciones.

TABLA 11: ASPECTOS COMPARABLES Y VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN SU APLICACIÓN EN COLOMBIA

	País			
	Gran Bretaña	Irlanda	España	Estados Unidos
Contratación de Transporte	✓ - Esquema flexible ✓ - Aumenta liquidez y posibilita cambiar puntos de provisión y diversificar fuentes de suministro ✓ - Compatible con la utilización de contratos a largo plazo ✗ Menor capacidad técnica firme disponible	✓ - Esquema flexible ✓ - Aumenta liquidez y posibilita cambiar puntos de provisión y diversificar fuentes de suministro ✓ - Promueve participación de la demanda térmica - productores ✗ Menor capacidad técnica firme disponible	✓ Esquema flexible ✗ Menor capacidad técnica firme disponible	✗ - Poca flexibilidad ✗ - Regulación cambiante para hacer frente a inflexibilidad de sistema Punto a Punto
Congestión	✓ - Elimina congestión contractual ✓ - Cualquier agente puede intercambiar gas	✓ Ausencia de señales de congestión contractual en el medio plazo	✗ No arroja señales claras de congestión física / Posibilidad de congestión (Estampilla)	✓ Mercado secundario con señales de precio adecuadas para gestionar la congestión
Acceso a la Molécula	✓ - Contratación flexible ✓ - Acceso a diversas fuentes de suministro ✓ - Modelo de Punto Virtual de Balance (NBP)	✓ - Contratación flexible ✓ - Acceso a diversas fuentes de suministro ✓ - Modelo de Punto Virtual de Balance (IBP)	✓ Ausencia señales de distancia / Facilidad de acceso/ Modelo de Punto Virtual de Balance	✓ Diversidad de fuentes de suministro
Competencia	✓ - Esquema Entry-Exit que fomenta competencia en el mercado de productores y comercializadores ✓ - sistema altamente enmallado	✓ Esquema <i>Entry-Exit</i> que fomenta competencia en el mercado de productores y comercializadores	✓ - Tarifas promueven competencia en suministro (gas-gas) ✓ - Esquema <i>Entry-Exit</i> que fomenta competencia en el mercado de productores y comercializadores ✓ - Sistema altamente enmallado	✓ Sistema altamente enmallado
Tarifas y Precios	✗ Volatilidad de precios ante expansiones (CMLP)	✗ Tarifa basada en CMLP sin congestión ⇒ No refleja costos de la red / Desincentivo a la inversión / Volatilidad de precios ante expansiones	✓ Facilidad de cálculo e implementación (Estampilla) ✗ No reflejan costos	✗ Tarifa de distancia: no siempre refleja costos en un sistema enmallado
Expansión en la Red	✗ Usuarios nuevos de la infraestructura no siempre pagan los costos asociados a la misma	✗ El cambio al sistema CMLP provocó la cancelación de la construcción de una terminal nueva de regasificación / Usuarios nuevos de la infraestructura no siempre pagan los costos asociados a la misma	✓ Ha permitido la construcción privada de terminales de regasificación ✗ - Potencial <i>by-pass</i> ineficiente de consumidores cerca de fuentes de suministro ✗ - No promueve la determinación de puntos de entrada y salida eficientes en costos	✓ Mecanismos como <i>open season</i> que facilitan la expansión de la red

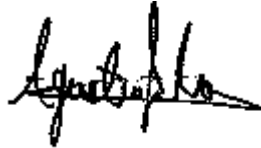
Fuente: Elaboración propia

VII. Firma de autores



Pedro Marín

1 diciembre 2021



Agustín Ross

1 diciembre 2021



Carlos Lapuerta

1 diciembre 2021

VIII. Anexos

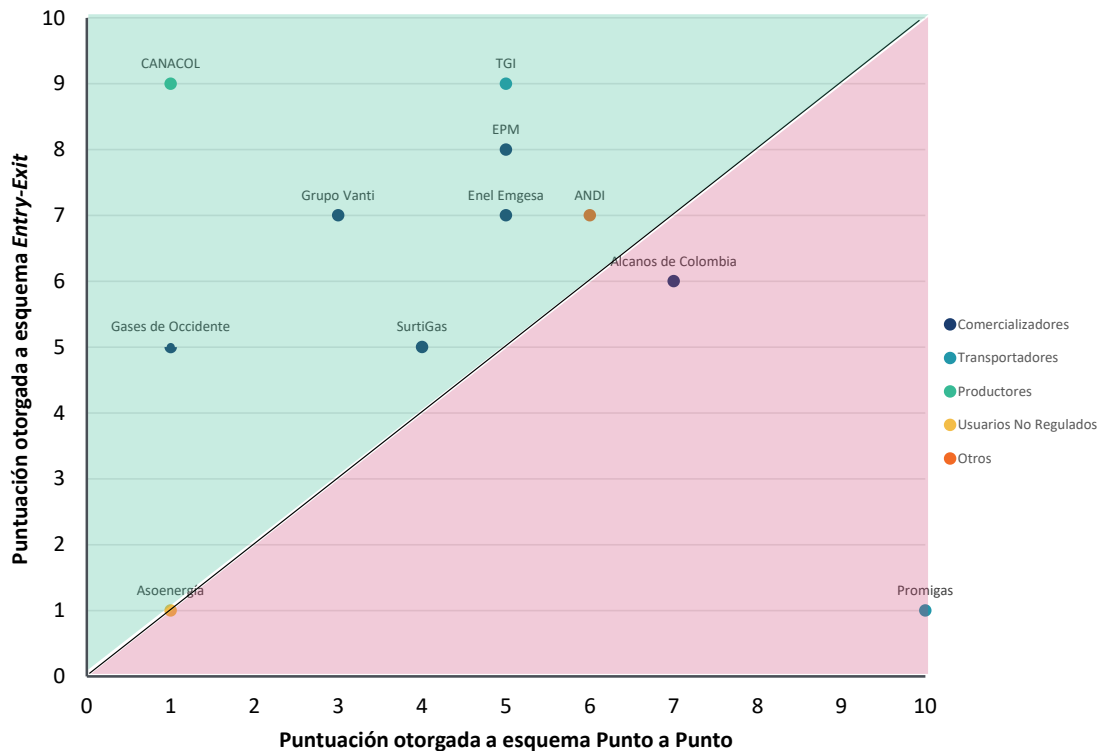
A. Percepción del mercado sobre las diferentes metodologías

72. Las ilustraciones en este Anexo comparan las calificaciones otorgadas por los agentes a las metodologías propuestas frente al esquema actual Punto a Punto para capacidad, y basado en Distancia para tarifas. Debe tenerse en cuenta que no todos los agentes participantes en el cuestionario proporcionaron una calificación numérica para las distintas opciones.

1. Tipo de Capacidad

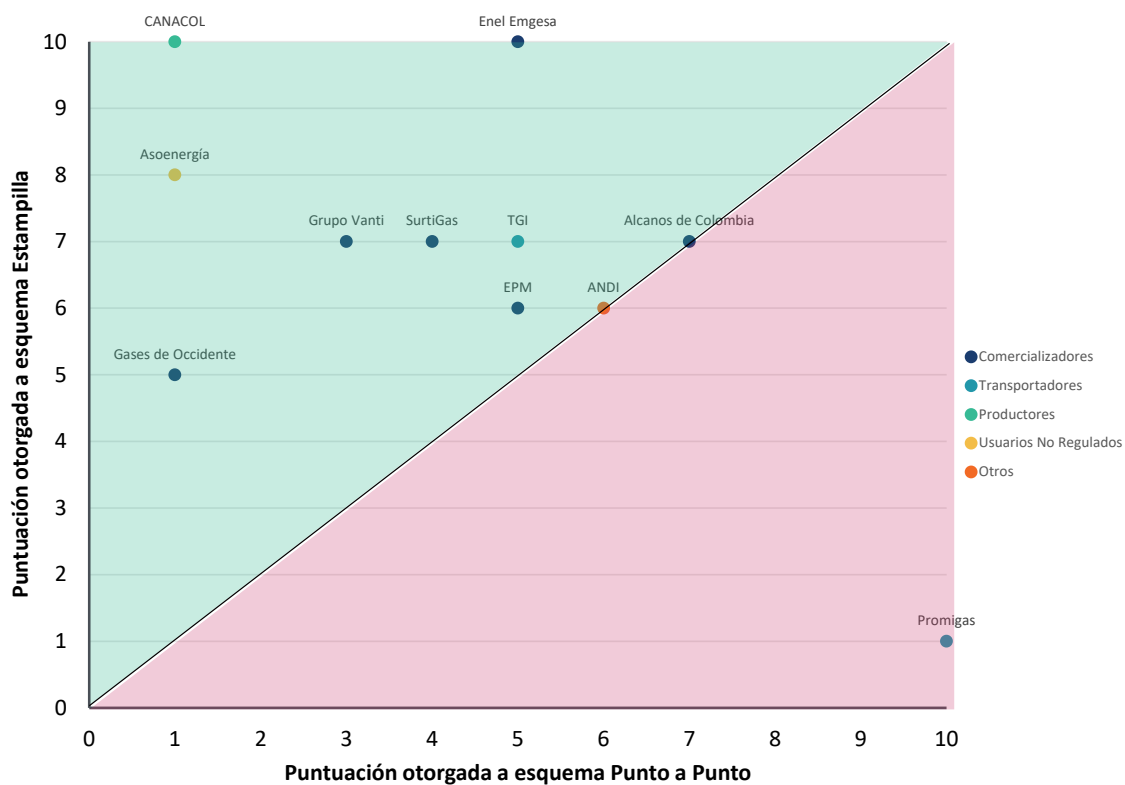
73. La Ilustración 5 compara las calificaciones otorgadas por los agentes del mercado al esquema de acceso a capacidad actual (Punto a Punto) con el esquema *Entry-Exit*. La Ilustración 6 hace el mismo ejercicio comparando el esquema Punto a Punto con el esquema Estampilla. El triángulo verde en las ilustraciones indica una preferencia por migrar a un nuevo sistema. De los resultados, podemos concluir que hay una clara preferencia a cambiar el esquema de asignación de capacidad de Punto a Punto ya sea a *Entry Exit* (Ilustración 5) o Estampilla (Ilustración 6).

ILUSTRACIÓN 5 PERCEPCIÓN DEL MERCADO – PUNTO A PUNTO VS. *ENTRY-EXIT*



Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los distintos agentes.

ILUSTRACIÓN 6: PERCEPCIÓN DEL MERCADO - PUNTO A PUNTO VS. ESTAMPILLA

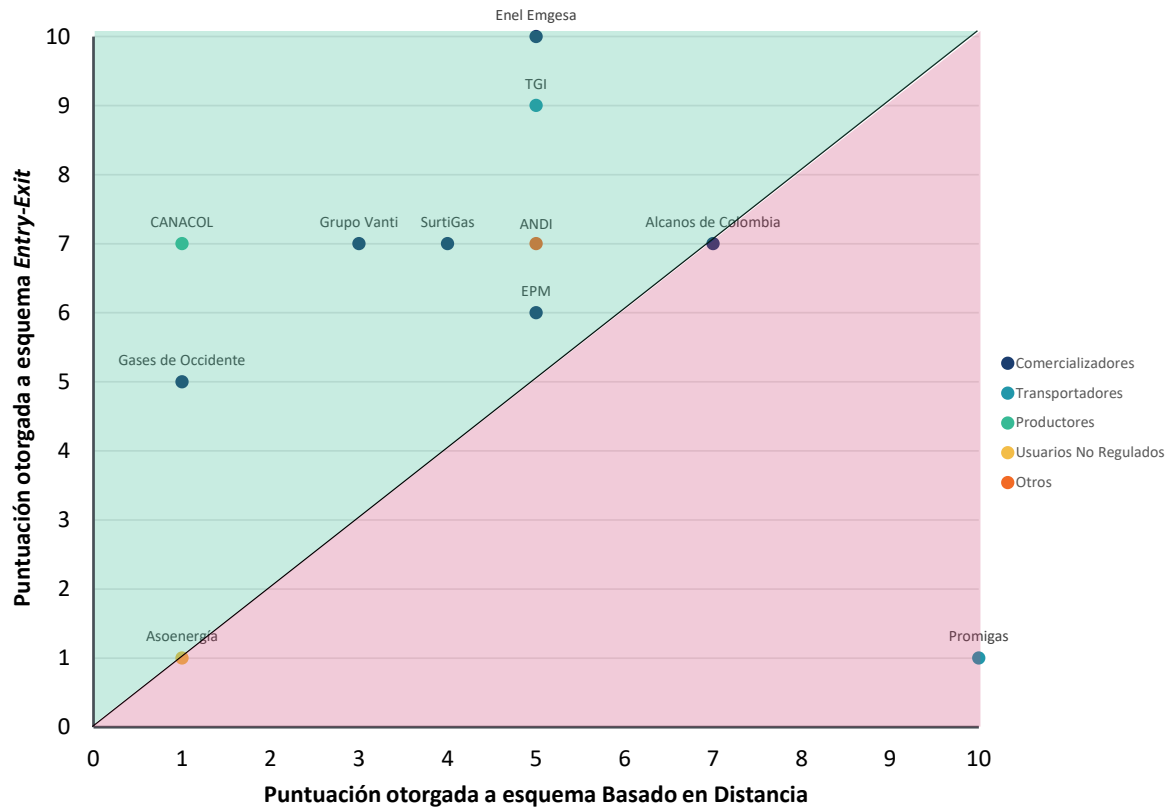


Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los distintos agentes.

2. Tipo de Tarifa

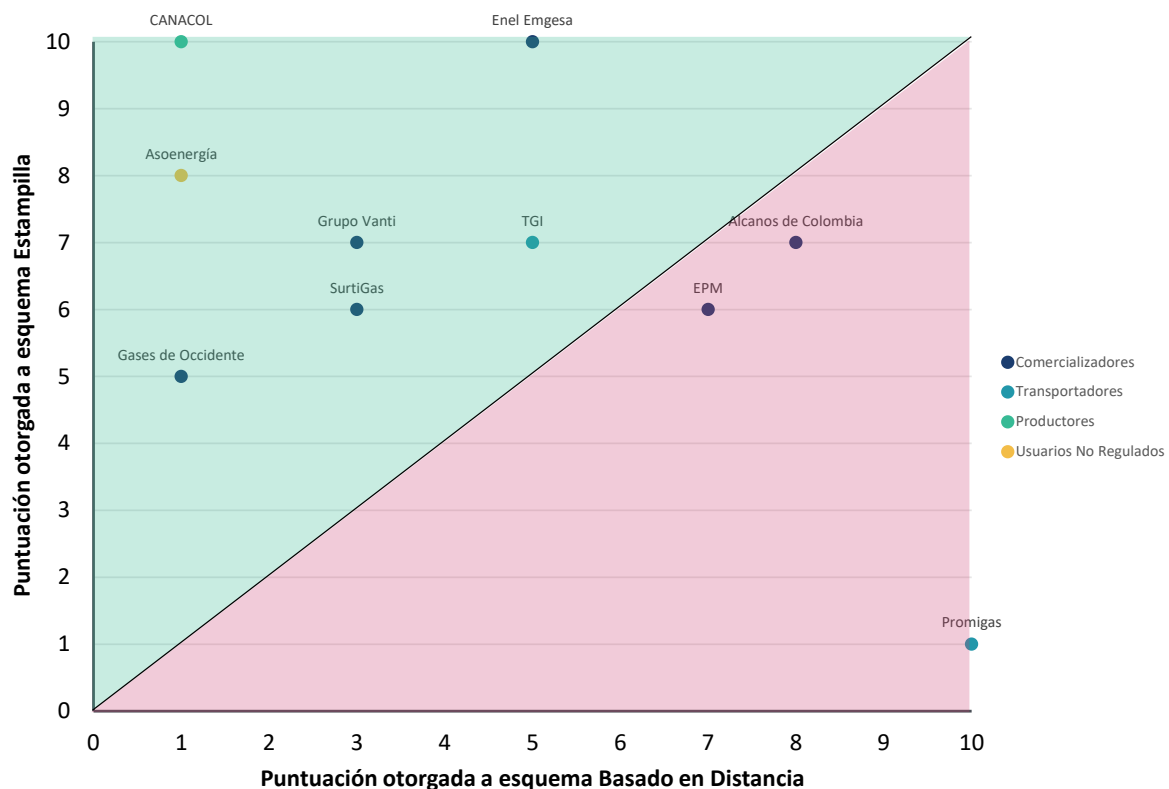
74. Si replicamos el ejercicio a los diferentes esquemas de tarifa, llegamos a la misma conclusión. Casi todos los agentes tienen una preferencia por migrar del esquema actual basado en cargos por Distancia a otro esquema, sea un esquema de *Entry-Exit*, en Ilustración 7, o un esquema de Estampilla, en Ilustración 8.

ILUSTRACIÓN 7: PERCEPCIÓN DEL MERCADO - DISTANCIA VS. ENTRY-EXIT



Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los distintos agentes.

ILUSTRACIÓN 8: PERCEPCIÓN DEL MERCADO - DISTANCIA VS. ESTAMPILLA



Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los distintos agentes.

B. Comparativa de precios de Gas entre Estados Unidos y Europa

75. El ducto de *Henry Hub* es el punto de fijación de precios para los futuros de gas natural en la Bolsa Mercantil de Nueva York. Se trata de un concepto importante de fijación de precios de equilibrio del mercado pues se basa en la oferta y la demanda real de gas natural como una *commodity* independiente, es decir, no está ligados a otras materias primas.
76. Otros mercados de gas natural, como el europeo, están fragmentados. Esto afecta a los precios de los *hubs* que a menudo están indexados al precio del petróleo.
En 2020, cerca del 80% del gas natural consumido en Europa contaba con un precio indexado en un 20% al petróleo.¹¹⁸
77. Además, EE. UU. es autosuficiente en gas y, en algunas áreas donde la infraestructura del gasoducto está poco desarrollada y hay insuficiente capacidad de exportación, hay un exceso

¹¹⁸ *Is Europe's gas and electricity price surge a one-off?*, Tagliapietra, S. and G. Zachmann, 2021. Disponible en: <https://www.bruegel.org/2021/09/is-europes-gas-and-electricity-price-surge-a-one-off/>

de gas natural y los precios son muy bajos.¹¹⁹ Estados Unidos tiene una gran ventaja de precio sobre Europa debido a su suministro interno de gas relativamente barato, procedente de la perforación de esquisto (*shale gas*), mientras que Europa debe importar la mayor parte del gas que consume.

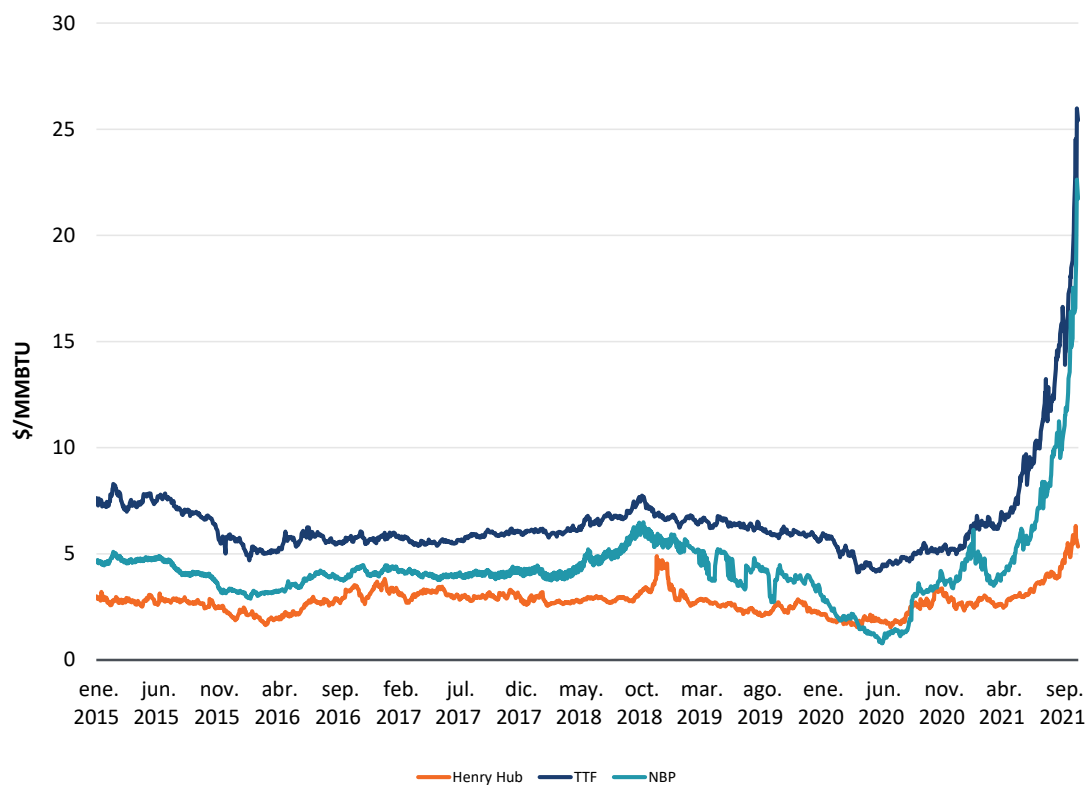
78. Europa es dependiente del gas natural importado de terceros países, principalmente Rusia. Actualmente, Europa se enfrenta a dos problemas fundamentales: falta de almacenamiento de gas natural antes del invierno y fuerte recuperación de la demanda, y una reducción del suministro procedente de Rusia.¹²⁰
79. Estados Unidos también ha sufrido una subida importante en los precios (Henry Hub) del gas natural. En el último año, se almacenó menos gas para los meses de invierno, desencadenando una falta de oferta para enfrentar una creciente demanda.¹²¹
80. La Ilustración 9 compara los precios de gas en EEUU (Henry Hub) y los precios en Europa (NBP en Reino Unido y Title Transfer Facility (TTF) en Holanda.

¹¹⁹ *Ireland 2050*. Disponible en: <http://ireland2050.ie/questions/do-we-pay-a-lot-for-our-gas-compared-to-the-rest-of-europe-and-globally/>

¹²⁰ *Gas prices rise on little evidence of increased Russian flows*, Financial Times, 2021. Disponible en: <https://www.ft.com/content/d2a68e15-3db4-45bb-9575-8aea3291d88f>

¹²¹ *Factors affecting natural gas prices*, U.S. Energy Information Administration (EIA), 2021. Disponible en: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/factors-affecting-natural-gas-prices.php>

ILUSTRACIÓN 9: GRÁFICA COMPARATIVA DE PRECIOS HISTÓRICO DE GAS



Fuente: Elaboración propia con información de Capital IQ.

Product 3 report

IPDO 012 2021

PREPARED BY

Carlos Lapuerta
Dan Harris

PREPARED FOR

CREG

07 DECEMBER 2021



NOTICE

- This report was prepared for CREG, in accordance with The Brattle Group's engagement terms, and is intended to be read and used as a whole and not in parts.
- The report reflects the analyses and opinions of the authors and does not necessarily reflect those of The Brattle Group's clients or other consultants.

© 2021 The Brattle Group

TABLE OF CONTENTS

Introduction	1
I. Description of the model.....	2
A. Main assumptions of the model	2
B. Step by step calculation of Entry – Exit tariffs	4
Identification of pipeline segments and routes	4
Distances for Routes	5
Capacity Weighted Distance Entry-Exit tariffs	6
I. Implementation roadmap and regulatory adjustments.....	7
C. Implementation	7
D. Commercialization of gas and capacity	12
E. Regulatory changes.....	14
Impacts	16

Introduction

1. As part of our work for the Energy and Gas Regulation Commission (“CREG”) we delivered a first report, Diagnosis of the Colombian Gas Transportation Market (“Product 1”). In Product 1, we determined the Strengths, Weaknesses and Opportunities of the Colombian gas Market. Product 1 informed the selection of an international benchmark to assess different Tariff and Capacity Allocation schemes and their suitability for the Colombian national gas transport system (“SNT”).
2. Produce 2 was a second report: Review of the International Experience and Definition of the Remuneration Models for Transportation Recommended for Colombia. The report recommended changing to an Entry-Exit system for both tariffs and capacity allocation.
3. This report is one of three main deliverables for Product 3. First was a presentation at a workshop for market participants. Second is the report itself, including a presentation (“Appendix A”) that serves as a high-level guide on the selected methodology, the model and the implications of an Entry-Exit methodology based on Capacity Weighted Distance (“CWD”). Third, we have also submitted the model (“Brattle Model”) used to estimate the new tariffs.
4. This report has three sections. Section I explains the implementation of the CWD methodology in the Brattle Model to determine potential new Entry-Exit tariffs.¹ Section II describes the roadmap for implementing such a system, including a description of how the commercialization of gas and capacity would work, and a summary of prospective regulatory changes. Section III assesses the impacts of the potential Entry-Exit tariffs on the main consumer groups in Colombia.

¹ Appendix A further compliments the description with snapshots of the model and mathematical description of the methodology.

I. Description of the model

5. We recommend the implementation of a flexible Entry – Exit capacity model, accompanied by a new set of Entry – Exit tariffs employing a Capacity Weighted Distance approach.² As discussed in “Producto 2”, the cost reflectivity and simplicity of this approach support our recommendation.
6. Our model is only a point of departure for assessment and refinement; the CREG must determine and approve a final tariff model. Subsequent versions of this model may contemplate different entry and/or exit points, and routes, depending on how the Colombian gas transportation evolves in the coming years. The current model allocates costs to each entry point to reflect the average distance between it and exit points, considering the total capacity on each route. The model works in the same way to allocate costs to each exit point, considering its average distance to entry points, and the capacity of each route. We have calculated the model with a 50/50 percent Entry – Exit split. That is, the total capacity booked at entry points would raise the same system revenue as the total capacity booked at exit points.
7. Section A states the main assumptions and inputs of the model. Section B describes our approach to identifying key segments and routes, the calculation of distances, the determination of the Capacity Weighted Distances and required revenues for each point and, finally, the determination of each Entry – Exit tariff.

A. Main assumptions of the model

8. The model calculates Entry-Exit tariffs for an expanded 2026 version of the current system. We assume that most of the developments and bi-directional flows contemplated in the Plan de Abastecimiento come into operation by 2026. Specifically, we consider the following developments:
 - a. The ‘Anillamiento’ (developed by private parties) for Jobo – Medellín. Regulated tariffs would not recover that investment, so we do not contemplate it within the model’s estimate of total system costs;³
 - b. Interconnection: In Ballena between coast and interior system, as stated in the Plan de Abastecimiento;

² In this section, we will describe the methodology and calculations *only* of the **tariff model**.

³ We anticipate that the assumption may prompt a minor underestimation of the tariffs.

- c. Bi-directional flows: Yumbo-Mariquita; Barranquilla-Ballena; Barranca – Ballena;
 - d. Buenaventura Entry Point: Including pipeline between Buenaventura – Yumbo;
9. Most information used in the model comes from publicly available sources. The model's main inputs are:⁴

a. System costs.

System costs come from two main sources: current 100% fixed - 0% variable regulated rates for existing segments in the system, and investment costs estimated for new developments and bi-directional flows reported in the Plan de Abastecimiento. The system's total required revenue comes from adding the required revenue for existing segments to the required revenue for new routes⁵.

The model estimates the required revenues for existing segments, multiplying the 100% fixed rates by the expected booked capacity for each segment. We apply an inflation factor to current rates, to derive projections for 2026.

We calculate the required revenues for planned routes taking the investment values⁶ reported in the Plan de Abastecimiento for new developments. The calculations assume a 15.02% allowed return on capital as established by the current regulation,⁷ and a 20-year regulatory useful life.

b. Technical capacity.

For existing segments and routes, we use technical capacity⁸ (CMMP) information reported by the Gestor del Mercado.⁹ Whenever technical capacity information is not available for a particular segment with the Gestor, we use information on CMMP reported in the tariff resolutions for the different operators published by CREG.

We assume that the technical capacity for existing routes will remain constant to 2026. We consider the technical capacity reported in the Plan de Abastecimiento for new routes and counter-flows for existing pipelines.

c. Booked capacity.

⁴ For a detailed understanding of the sources employed for each input, please refer to EE tariffs spreadsheet model also part of the "Producto 3" deliverable.

⁵ Contemplated in the Plan de Abastecimiento.

⁶ We assume investments reported in the Plan de Abastecimiento are nominal investment values.

⁷ Resolución CREG 126 2010 with current transport tariff methodology.

⁸ The "Capacidad Maxima de Mediano de Plazo" (CMMP) was used as the technical capacity for the different segments.

⁹ Information available in the following link: [J BEC - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia \(bmcbec.com.co\)](http://bmcbec.com.co)

We rely on information reported by el Gestor de Mercado and, if not available, we use the tariff resolutions published by CREG. We assume that booked capacity will remain constant as a percentage of technical capacity in 2026.

For new routes, we multiply their CMMP by the same average percentage that current booked capacity represents of the total technical capacity for existing routes.

d. Throughput volume or commodity demand.

We use information on throughput drawn directly from the Gestor del Mercado website, as well as in CREG's tariff resolution—if not available with the Gestor. For new routes, we apply the same average load factor as for all existing routes.¹⁰

e. Distance.

For existing routes, we rely on information on distances from CREG. For new routes, we rely on the Plan de Abastecimiento.¹¹

B. Step by step calculation of Entry – Exit tariffs

Identification of pipeline segments and routes

10. A first step is to identify pipeline segments of interest for the analysis. We focus on routes likely to be used in practice, mostly taking into account bigger cities and relevant entry and exit points, as well as bundling some exit points together. Not all combinations of points forming a route are possible, and the study does not consider all existing routes.
11. We assume the following combinations of entry to exit points:¹²
 - a. Ballena: supplies to all exit points
 - b. Buenaventura: supplies only to some exit points located in the interior of the country
 - c. Cusiana: supplies exit points located in the interior of the country
 - d. Gibraltar: supplies to all exit points
 - e. Mamonal: supplies to all exit points

¹⁰ We used this average load factor to ensure we would not have impossibly high load factors for new or existing routes.

¹¹ Whenever information was not available, we approximated the distance by using a similar route as a reference.

¹² See slide 10 in Appendix A.

12. With the aforementioned information, we construct a matrix where a “Yes” indicates those combinations of entry and exit points identified as possible and/or relevant routes.¹³ This matrix is the basis for the rest of our model.

Distances for Routes

13. For step 2, we calculate the distances for each of the routes selected in step 1.
14. We obtain the total distance per route, by aggregating the distances of each of the different segments included within a given route, as shown in the hypothetical example below.¹⁴

FIGURE 1. ROUTE DISTANCE EXAMPLE



Source: Elaborated by author. Not actual distances.

15. We design a matrix¹⁵ that allocates each pipeline segment to routes. For each route, we add up all the distances of its segments.

¹³ See slide 10 in Appendix A.

¹⁴ Actual calculated distances can be consulted in Brattle Model.

¹⁵ See Tab ‘Current tariffs for routes – MX’ in Appendix A.

Capacity Weighted Distance Entry-Exit tariffs

16. Next, we determine the new Entry-Exit tariffs by using a Capacity Weighted Distance approach. As mentioned above, we apply a 50:50 split between entry and exit points.
17. The Association for the Co-operation of European Regulators (“ACER”) has published guidelines for the methodology that we apply.¹⁶ Below we summarize the steps in the ACER guidelines:¹⁷
 - a. First, we calculate the percentage of technical entry (or exit) capacity at each point relative to the total technical entry (or exit) capacity of all points.
 - b. Second, for each entry point (or exit point), we calculate the Capacity Weighted Average Distance to all exit points (or entry points). The average distance is the product of multiplying the percentages mentioned by the technical capacity.
 - c. Third, we determine the weight of each entry point (or exit point) as the ratio between the product of its technical capacity with its average distance and the sums of such products for all entry points (or exit points).
 - d. Fourth, using the weights of each entry point, we allocate the required revenue for each point by multiplying the total revenue to be collected from all entry points by the weight of each entry point. The same applies to all exit points.
 - e. Finally, we determine tariffs by dividing the required revenue from a given point by its booked capacity.
18. The results of the methodology are the Entry – Exit capacity charges of the system, which aim to recover the system’s investment costs. We propose, however, a second volumetric charge for the recovery of O&M (or “AOM”) costs. We determine the volumetric charge as the sum of AOM required revenues for existing segments and new routes, divided by the system’s expected throughput.

¹⁶ Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Tariff Methodologies: Examples, July 2013, p.9.

¹⁷ See slides 13 and 14 of Appendix A for all of the equations associated to each step.

I. Implementation roadmap and regulatory adjustments

C. Implementation

19. Below we discuss the recommended steps for a transition to an Entry-Exit system, including the benefits of establishing a Transportation System Operator (“TSO”). We also describe how the commercialization of gas and capacity would work, and we conclude by discussion prospective modifications to the current regulation.

1. Engineering Study and System Constraints

20. The first step would be to commission an engineering study of an integrated and expanded SNT. The purpose of the study would be to understand where any physical constraints would affect the maximum capacity available as firm at each entry and exit point under an Entry-Exit system.
21. We have no basis to expect that a switch to Entry-Exit would imply a significant reduction to the capacity currently available as firm. In Europe some TSOs expressed concerns that the transition to an Entry-Exit system would reduce the available capacity. The concern was that the TSO would no longer know where gas might flow in the system. Users would no longer book gas transportation along specific point-to-point paths. Rather, each user would simply book entry capacity and/or exit capacity. The flow from an entry point to a given exit point may not even be physically possible.
22. However, these concerns turned out to be largely unfounded. Changing from a point-to-point system to an Entry-Exit system does not physically move the points, and does not move the locations of gas fields or gas sources, or consumers. The introduction of Entry-Exit can lead to some effects on flows as customers switch suppliers. But the physical flows in the gas pipeline networks have remained largely unchanged. We would therefore not expect changes in flows or reduced capacity from the introduction of an Entry-Exit system.
23. It is also important to appreciate how ‘swaps’ in a network address mismatches between contractual nominations and physical flows. For example, suppose that suppliers on the coastal pipeline signed a contract to supply 10 units of gas to customers in the interior, but the connection between the coastal and interior pipeline networks only had a capacity of 6. At the same time, producers in the interior sign contracts with customers on the coastal network. In this case, the network could honour all requests with an implicit swap, in which the gas from the interior producers physically supplies the interior customers. Similarly, gas

from the coastal producers would physically supply the coastal customers. The swap in this example would overcome the physical capacity constraint between the coastal and interior pipeline systems.

24. An engineering study could identify a consistent physical constraint in the system that swaps are unable to overcome. In that case, the constraint could justify dividing the system into two regional Entry-Exit systems, connected by the constrained point. For ease of exposition we refer to 'system 1' and 'system 2'. The connection point between the two systems would satisfy entry and exit functions for each system. For example, a user wishing to transport gas from system 1 to system 2 would book entry capacity in system 1, exit capacity from system 1 at the interconnection point, entry capacity to system 2 at the interconnection point, and then exit capacity in system 2.
25. Historically, Europe has plenty of examples of 'multi-zone' Entry-Exit systems. Examples include France and Germany. However, TSOs and users found that dividing Entry-Exit areas into multiple zones had a negative effect on trading liquidity, since each Entry-Exit zone had its own 'virtual' trading point or hub. Having multiple Entry-Exit zones divided up trading liquidity, so trading volumes struggled to achieve a 'critical mass'. Hence, over the last few years TSOs have made efforts to reduce the number of zones. The consolidation of zones has succeeded in promoting liquidity.
26. For example, France initially had four zones. They gradually merged, and the last two zones were the north and south. The French TSO recently invested to remove the bottleneck between the north and south parts of the pipeline system, so that the north and south zones could combine into a single French Entry-Exit system. Similarly, Germany started with over 20 zones, which eventually merged to form three, then two. Since October 2021, the zones have merged to form a single Entry-Exit zone, and hence a single hub, for all of Germany.
27. Accordingly, and based on the European experience, we recommend that a Colombian Entry-Exit system should rely on swaps as far as possible to address transmission constraints. If the engineering study identifies insurmountable physical constraints, then it would be advisable to consider investing to relieve these constraints, to create a single Colombian Entry-Exit system. A single national system will maximise the chance of developing a liquid Colombian trading hub.

2. Refinements to Entry-Exit Tariffs

28. Our existing model provides a point of departure for further study. Here we identify just one of several possible issues for consideration. The model suggests that the new system could raise the tariffs for a few specific exit points, which are currently close to entry points. The methodology produces such a result, because it considers each exit point's proximity to all

entry points in a unified Colombian system, even if the particular exit point would not likely use the system to bring gas from the most distant entry points. The interconnection of the independent pipeline systems will actually open up the possibility of importing gas from more distant points, which prompts an increase in the distance measured under the capacity-weighted distance methodology. The increase in the imputed distance raises the tariff. From one perspective, such a tariff increase is reasonable because the interconnection of the two systems provides access to more entry points in order to induce greater competition, which will reduce gas prices. No user at a particular exit point will want to see an increase in its tariff, but a reasonable user should welcome the prospect that competition reduces the price it would have to pay for the molecule itself.

29. Nevertheless, in Product 2 we noted that a postage stamp system could invite inefficient system bypass, from users who are close to sources of natural gas. They may have financial incentives to disconnect from the existing system to build their own infrastructure. The same issue arose in Great Britain, with its entry-exit tariffs based on long-run marginal costs. The regulator addressed the issue by implementing a special tariff known as the ‘short-haul commodity tariff’ for large users within a certain distance of major gas sources. A similar accommodation could be possible in Colombia.
30. An alternative way to address the issue would be to use another factor than capacity for calculating weighted average distances. For an exit point close to a major gas source, one could calculate the weighted average distance by considering that, for the vast majority of the time, the supplies would come from the closest major source, and that distant sources would likely only serve as back-up. The anticipated frequency of flows from different sources could set the weights for setting the exit tariff. However, this alternative approach has a disadvantage: it is difficult to estimate the frequency of future recourse to back-up. Once Colombia has the ability to import LNG from both the Caribbean and the Pacific coasts, experience suggests that there may be times when it is significantly cheaper to import LNG at one coast compared to the other, and the identity of the cheaper coast can also change as Asian and European LNG markets change. If the frequency of shifts in sources is difficult to predict, then it may be best simply to weight the capacities, and to address by-pass concerns separately. The issue is sufficiently complex as to warrant further study.

3. A Network Code

31. Another issue relates to the creation of a system wide ‘network code’. Experience indicates that different pipeline transportation owners tend to have different contracts with users. The balancing penalties, balancing period and nomination procedures may differ between the TGI and Promigas pipeline networks.

32. For a Colombia-wide EE system, we recommend introducing a single set of rules, terms and conditions for using any entry or exit point in the system. In other words, a 'network code'. The terms and conditions of the code would apply to all users. Inevitably, this process would involve consideration of how to adapt existing transportation contracts. Hence, we recommend prioritizing the prompt initiation of work on the development of a network code, likely based as far as possible on the existing transport contracts and rules.
33. A completed network code would form part of the contract for a user buying entry or exit capacity. With a network code, the contract for entry or exit capacity could be very short and simple, specifying simply the entry point where the user is buying capacity, the capacity price, and the duration of the agreement. The contract could then refer to the much longer network code that the user agrees to abide by as a part of the contract to buy entry or exit capacity.

4. Role of the TSO

34. The creation of an Entry-Exit system introduces a number of new operational issues that other countries address through the creation of a system-wide TSO. We recommend considering a TSO for Colombia.
35. An Entry-Exit system that covers two pipeline systems would create the need for financial transfers between pipeline owners. The money that a given pipeline collects from entry and exit charges could be more or less than the regulated revenues. Hence, one of the pipeline owners will likely collect more than its regulated revenues, and one will collect less. The one that collects more should transfer payments to the other pipeline that collects less, so that both end up earning no more or less than their regulated revenues.
36. It would be possible to arrange these transfers bilaterally between the current pipeline operators. However, this could give rise to issues. For example, one pipeline could face credit risk associated with the potential financial failure of the other pipeline. The pipelines that collected excess revenues could have an advantage if they retain the excess for a time before the transfer; it could be an implicit source of free working capital.
37. A TSO could overcome these issues. The TSO could collect all of the tariff revenues, and then allocate the collected revenues to the pipelines in accordance with their required revenues. If the State backed the TSO there would be little credit risk, and no pipeline would have any advantage or disadvantage with respect to working capital.
38. A second issue involves swaps, which we discussed earlier. It would be possible for separate pipelines to discuss between them operationally how to manage swaps. But the process

would be likely be easier for a TSO with an overview of capacity bookings and nominations for the entire system.

39. A third issue relates to balancing. A user is “balanced” if its injections into an entry point match its withdrawals at the exit point. However, if the entry point and exit points belong to different pipelines, then the two pipelines would need to communicate to one another to determine if the user is in balance. Bilateral communication is possible, but it could be simpler to have a single organisation manage the balancing process across the whole system. Having a single TSO would also help include trades into the balancing calculation. A user’s comprehensive balance position can include a) injections into the system, plus b) gas purchases within the system, minus c) gas sales within the system, and minus d) withdrawals at the exit point. If the TSO also had an over view of the trades performed, it would be in the best position to assess each user’s state of balance.
40. The most comprehensive role of a TSO involves balancing actions. If a TSO has a full picture of the balance positions of users, it can seek additional injections or withdrawals as necessary to retain system pressure. The alternative to the TSO would be to require the independent pipeline owners to sign Operational Balancing Agreements (OBAs) between them, to co-ordinate how each pipeline would react to changes in system pressure. The OBAs typically include rules for compensation if one system supplies gas to avoid unacceptably low pressure on the other. Experience indicates that OBAs can work; they apply at the borders between European TSOs. However, within a country, most governments have found it efficient to have a single TSO measure the balance positions of users within the system, and to manage the additional purchases or sales of gas necessary to maintain pressure. We recommend further study to determine the precise scope of functions for a future TSO in Colombia.
41. The CREG has essentially two choices for who could perform the role of the TSO. First, it could establish a completely new organisation to perform the role. Second, it could expand the current role of the Gestor del Mercado to include the TSO responsibilities.
42. Either way, the CREG would need to establish reasonable costs for the TSOs activities. It could launch a tender process, after defining the role of the TSO. If the Gestor del Mercado naturally has lower costs to perform the role, then it would win the tender.

5. Transition Strategy

43. As we highlight above, the cost of transporting gas from one point to another would change under an Entry-Exit system, relative to the current point-to-point system. For some routes, the change could be significant. One possibility would be for the CREG to manage the change by making a gradual transition to the new Entry-Exit tariffs.

44. On the one hand, a gradual transition – say over 4-5 years, could help users adjust to the new tariffs. On the other hand, we note that most of existing tariffs should decrease under an Entry-Exit scheme, since in 2026 the system will be able to collect money from new routes that do not yet exist. Clearly, users should not have an issue adapting to a lower cost of transport capacity.
45. On balance, we recommend that, at a later stage, CREG should carry out a market consultation to determine what system users would prefer, paying particular attention to users that are likely to experience an increase in costs.

6. Effect on Primary and Secondary Markets of capacity

46. A change to an Entry-Exit system would have very little effect on the functioning of the Primary and Secondary capacity markets, or Use It or Lose It (UIOLI) regulations. At present, users buy primary capacity for a given route, or trade capacity on that route. A key difference with an Entry-Exit system is that each user would have an option to book entry capacity without also booking exit capacity simultaneously. Similarly, users could sell capacity on the secondary market at a given entry point, without also selling the exit capacity or vice versa. More options would therefore exist in the primary market, and in the secondary market. In practice, as discussed below, certain large consumers find it attractive to buy and manage their own transportation capacity.
47. Similarly, the UIOLI rules would apply in the same way, but to entry (or exit) capacity rather than point-to-point capacity. The same rules and auction procedures could apply.

D. Commercialization of gas and capacity

48. As indicated above, an entry/exit system need not imply any significant change to the process of buying and selling gas or transportation capacity. However, it introduces new options. Large users may begin to buy and manage their own transportation capacity. That has proven the case in Ireland, where the largest users are power stations, and most have signed on to the network code as direct users of the system.
49. Prior to the introduction of entry/exit systems, the gas sales contracts with large users tended to bundle the provision of transportation service with the supply of the molecule. The gas sales contracts would have penalties for taking excessive or insufficient amounts of gas, relative to amounts nominated to the gas seller. Different gas sellers might offer contracts with different rules and different penalties.
50. Under an entry/exit system, some large users buy their own transportation capacity, make nominations to the TSO, and become directly responsible to the TSO for any imbalances

between the amounts nominated and the volumes of gas actually consumed. The imbalance rules in the network code therefore substitute for contractual provisions in the gas purchase contracts that the large users previously had with gas suppliers. The imbalance rules simplify competition for the large user, as the rules stay the same despite the potential change in the identity of the gas seller or the route along which the gas travels. The competition among alternative gas sellers therefore focuses more on the price of the gas molecule.

51. In an entry/exit system, gas producers and importers often purchase their own entry capacity, and absorb the costs of that capacity as part of the costs of doing business, and then sell gas inside the system to large users who manage their own exit capacity. They can also sell gas to commercializers, who buy and manage the exit capacity of smaller customers, and who purchase in bulk.
52. The switch to an entry/exit regime typically does not imply any significant change for the small user, who continues to sign contracts with commercializers that bundle together the provision of the transportation service with the purchase of the molecule.
53. In practice, the large users acquire two options under an entry/exit system. One option is to buy only exit capacity, often on a long-term basis coinciding with the anticipated lifetime of the plant. If the user only buys and manages exit capacity, it will purchase gas that is “inside” the pipeline network. Product 2 explained that entry/exit systems in fact encourage the anonymous trading of gas within a network. Large users sometimes conduct competitive tenders for their gas supplies; as the market gets more liquid, the large users become comfortable buying gas pursuant to standardised contracts on a short-term basis. Many power stations in Europe now buy gas directly on hubs.
54. A second option is for the larger user to buy both exit capacity and entry capacity at a specific point. In Ireland, the large power stations buy their own exit capacity, and several also buy entry capacity from the large undersea pipelines connecting Ireland with Great Britain. That allows the power stations to have access to the liquid gas hub known as the “National Balancing Point” or NBP in Great Britain. In Colombia, the equivalent phenomenon would be for a commercializer to buy a combination of exit capacity and import capacity at an LNG terminal, and to arrange directly for LNG imports.
55. As indicated above, an entry/exit system does not imply any change to UIOLI rules or congestion management. Similarly, it does not affect the instruments that the legal regime may utilize for expansion. European entry/exit systems have a menu of options for expanding the system. One involves a central planning process directed by the government, which identifies projects of broad interest, and typically constructs them pursuant to public tenders that lead to contracts with private construction companies. The network would then treat the costs of the construction contracts as investments to recover from regulated tariffs.

56. A second option involves negotiations between the government and private parties who propose specific projects. For example, a private party may propose to build a new regasification terminal, and persuade the government of the value of the project, perhaps by conducting an “open season” for the terminal. Satisfied by the need for the terminal, the government could agree to a long-term contract to pay for the new infrastructure, much like a long-term concession contract for a new toll road. The new terminal would join the pipeline network, and the costs of the concession contract would be one input along with others to determine the total revenues needed to recover the costs of the entire natural gas transportation network. The construction of the terminal would imply the establishment of a new entry point, with entry charges applying to all LNG that the terminal regassifies and injects into the pipeline system.
57. However, under the second option above, the entry charges applicable to the terminal itself and its entry point need not specifically recover the costs that the government incurs under the long-term concession contract. The Spanish system has permitted the private construction of an LNG terminal in Bilbao, whose costs contribute to total system costs. The specific costs of the Bilbao terminal do not affect the specific regulated tariffs for its use. Rather, for many years the regulated tariffs at all Spanish terminals have been identical under the Spanish “postage stamp” system despite their different costs.
58. A third option is to allow the construction of infrastructure that remains outside the regulated system, but that pays an entry or exit tariff for connecting to the system. In several European countries, private parties have proposed undersea pipelines that extend between countries, or have proposed new LNG regasification terminals, or new storage infrastructure, which secures exemptions from regulated tariffs. In such cases, the new infrastructure would imply the creation of a new entry or exit point, and sometimes both. For example, a new storage facility can be an exit point because it takes gas out of the pipeline network, and can also serve as an entry point because it reinjects gas into the network. If the new infrastructure itself remains outside the regulated system, then the associated entry or exit tariffs will only reflect the costs of transporting gas to and from the new point at which the infrastructure connects to the system. For example, some LNG terminals in Great Britain have secured exemptions from the regulated system. They must still pay entry tariffs for the gas injected into the pipeline network, but there are no regulated tariffs for their services of unloading LNG vessels, storing the LNG tanks, or regassifying the LNG.

E. Regulatory changes

59. Table 2 below summarises certain regulatory modifications necessary to implement the Entry-Exit tariff and capacity model proposed.

TABLE 1. PROPOSED MODIFICATIONS FOR THE ENTRY-EXIT TARIFF AND CAPACITY MODEL AND APPLICABLE REGULATORY CHANGES

Proposed modification	Affected regulation	Applicable regulatory changes
Tariff model		
Determine regulated tariffs for entry/exit points instead of routes	CREG 126 2010	Modify regulation to establish rates that will apply to entry and exit points. Specific entry and exit points may be included in the regulation and updated periodically.
Determine and describe the applicable CWD methodology.		Modify regulation and describe CWD approach. Determine and define the main inputs for the calculation. It is important to note it is not necessary to modify the way these inputs are determined to implement the Entry-Exit tariffs. ¹⁸
Modification of tariff structure		Modify regulation to implement a simplified tariff structure with two charges: one capacity charge for the recovery of fix costs ¹⁹ and a second volumetric charge for the recovery of variable costs. ²⁰
Capacity model		
Creation of a system-wide TSO	RUT	While not essential, this might help implement an Entry-Exit capacity model. The RUT could be modified to implement a single TSO that coordinates financial transfers, nominations, bookings and balancing issues.
Establish capacity bookings for entry/exit points instead of routes	RUT	Modify the RUT to specify capacity bookings will take place for entry/exit points

¹⁸ Required revenue, capacity (CMMP) and investment valuations and calculations are independent from the EE tariff approach.

¹⁹ Investment costs.

²⁰ AOM costs.

Determine new procedure for the selection of the TSO	CREG 055 2019	Considering the TSO will not only concentrate commercial information on the market, but will take care of transfers, balancing among other tasks, a new procedure for the selection of the TSO must be designed.
Implement capacity commercialization for entry/points instead of routes	CREG 185 2020	Modify regulation to determine market participants will trade, auction or negotiate capacity acquired for a given entry/exit point instead of for routes.

Impacts

60. We have analysed the potential impacts of the modifications of our recommendations and the expected changes to the SNT on the four main consumer groups of gas on Colombia; Residential, Industrial, Thermoelectric, and Refineries. The modifications entail both the migration to the recommended Entry-Exit tariff (based on CWD) and capacity allocation scheme, as well as the opportune implementation of the expected changes to the system.²¹ Appendix A²² contains the results detailing the change in tariffs for existing routes, once applied the CWD methodology.
61. From the graphs in Appendix A, we observe that almost all existing tariffs analyzed in the model observe a reduction. The reduction is mainly the result of the fact that the model assumes that in 2026 the SNT would have migrated to an interconnected system with additional routes, hence required revenue will also be recovered these.
62. Routes that would see an increase in tariffs are mainly those where entry and exit points are very close by. This is the inherent result of the distance weighting in the CWD methodology. For example, routes like Mamonal – Cartagena o Ballena – La Mami or those from La

²¹ As mentioned in Appendix A, the model assumes the construction of the Jobo-Medellín pipeline and the proper implementation of the Plan de Abastecimiento, including; a) the interconnection of the system; b) the construction and connection of the new Buenaventura regasification plant; c) the implemented bi-directionality and increase in capacity in some existing routes.

²² See Slides 24 to 29 of Appendix A.

Creciente would experience increases.²³ Mechanisms in order to deal with these issues and avoid any incentives for inefficient bypass are discussed previously.²⁴

63. Table 2 presents the summary of our preliminary assessment on the impact of the new estimated tariffs by consumer group by geographical area (coast vs interior). The results tables in Appendix A compare tariffs for routes in the system. In order to estimate the total tariff for a given route in the Entry Exit scheme you would just add the Entry tariff plus the Exit tariff.

²³ See slides 24, 26 and 29 of Appendix A.

²⁴ See ¶129 above.

TABLE 2. IMPACT ON DEMAND AND PRICES OF NATURAL GAS BY AREA IN COLOMBIA AND TYPE OF CONSUMER

Main Consumers	Area	
	Coast	Interior
Residential	- Market data shows that residential demand is approx. 20% in the coast and 80% in the interior.²⁵ - Residential transport tariffs for some routes in some cities such as Cartagena, Santa Marta and Barranquilla would see an increase.	- Tariffs for almost all routes from Ballena, Gibraltar and Cusiana to the interior would all reduce.²⁶ - Imported gas from Mamonal can now reach the interior. - The commissioning of the Buenaventura regasification plant would create new options for gas for cities south of Mariquita.
Industrial	- Some cities such as Barranquilla, Cartagena and Santa Marta observe an increase in tariffs. Market data shows industrial demand is only approx. 20% in the coast.²⁷ - The increase in transport tariffs could be offset by more competition in gas supply prices due to Entry-Exit scheme	- Interior market would be benefited as lower tariffs from the coast are observed. - New entry point from Buenaventura is also a factor in the decrease of tariffs and would also bring competitive gas prices to industrial cities like Cali - New pipeline from Jobo to Medellin would result in lower tariffs for industry here.
Thermoelectric	- Prices of gas could be expected to be slightly higher in some routes to plants close to in plants in very close to gas sources (e.g TEBSA) -	- Current installed capacity higher in interior approx. 56% but relatively lower natural gas demand approx. 30% - Demand could increase in interior as cheaper gas would be available due to lower transport tariffs to the interior of the country.
Refinery	- Refineries such as the one in Cartagena could experience similar impacts as those discussed for thermoelectric plants.	- We observe that overall gas transport tariffs to the Barrancabermeja refinery would be lower from all entry points.

Source: Own elaboration.

²⁵ 'Gestor del Mercado', Portal BI Gas.²⁶ The exceptions being Cusiana – Cogua; Cusiana – Apiay; and Cusiana – Usme and Cusiana – Sabana.²⁷ *Ibid.*

64. Finally, it is important to take into account that the shift to an Entry-Exit scheme could have effects in the current hoarding of capacity. The additional routes and entry points plus more successful results in the use it or lose it rules could result in lower capacity bookings. This could essentially have an impact in tariffs as lower capacity bookings would translate to higher tariffs.
65. As mentioned above²⁸ the migration to an Entry-Exit system would create the need for financial transfers between transporters. It is important to note that this would not have an effect in the total required remuneration of each transporter.

²⁸ See ¶¶35 and 36 above.