Comisión de Regulación de Energía y Gas

ANÁLISIS DE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL DESDE LA EXPEDICIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013 A LA FECHA Y SUS PERSPECTIVAS DE MEJORA

DOCUMENTO CREG-049
24-05-2021

CONTENIDO

I. ANTECEDENTES 6

1.1. ANTECEDENTES GENERALES 6
1.2. ANTECEDENTES NORMATIVOS 8
1.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO 20

II. ANÁLISIS SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO 22

2.1. CONSULTA SOBRE LA PERCEPCIÓN DE LOS ACTORES SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO 22
2.2. OTROS ANÁLISIS O APROXIMACIONES QUE SE ASOCIAN AL FUNCIONAMIENTO DE LA COMERCIALIZACIÓN DEL SUMINISTRO DE GAS. 34
2.3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO MAYORISTA Y SU ESTADO ACTUAL ... 49

III. CONCLUSIONES SOBRE LA PROBLEMÁTICA DEL MERCADO MAYORISTA 82

IV. ATENCION O FORMULACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA AFRONTAR LAS PROBLEMÁTICAS 89

V. PLAN DE TRABAJO TENTATIVO PARA ABORDAR LA REVISIÓN Y AJUSTES EN LA REGULACIÓN EN EL AÑO 2021 102

ANÁLISIS DE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL DESDE LA EXPEDICIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013 A LA FECHA, Y SUS PERSPECTIVAS DE MEJORA

El presente documento recoge de manera sintetizada un análisis de la evolución del mercado de comercialización mayorista del suministro de gas natural desde la Resolución CREG 089 de 2013, identificando sus antecedentes, objetivos propuestos, las problemáticas que actualmente se enfrentan, según la percepción de los agentes y análisis de la comisión, y la identificación de las causas que las originan.

Así mismo, presenta posibles acciones de mejora regulatoria que permitan aumentar la eficacia de los mecanismos de comercialización y de las modalidades contractuales que son utilizados en el Mercado Mayorista de gas natural en Colombia, tanto para el gas producido localmente como para el gas importado e incluye un plan de trabajo, todo con el fin de obtener retroalimentación a través de los comentarios, sugerencias y observaciones de las empresas comercializadoras, de los usuarios, de las autoridades y demás interesados en el citado mercado.

Con base en los análisis y los comentarios que se reciban la Comisión procederá a realizar los estudios que considere pertinentes con el fin de contar con propuestas regulatorias para consulta en orden a la expedición de disposiciones definitivas en esta materia.

I. ANTECEDENTES

1.1. ANTECEDENTES GENERALES

En el 2012, en aplicación del Decreto 2100 de 2011, surgió la necesidad de introducir reformas al sector de gas con el fin de incentivar el desarrollo de un mercado competitivo y transparente, así como promover un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas mediante la regulación de aspectos comerciales del mercado mayorista de gas.

En ese momento se hizo un diagnóstico detallado sobre el funcionamiento del mercado y se contrataron estudios con expertos internacionales con el fin de identificar opciones y alternativas para un mejor funcionamiento del mercado dado su crecimiento y los nuevos retos a los que se enfrentaba. Todos estos análisis se consignan en los documentos[1] que antecedieron la Resolución CREG 089 de 2013 en los cuales se evidenciaba que los siguientes problemas principales son los que afrontaba el mercado eran:

- Alta concentración del mercado y falta de competencia que permitiera la formación de precios eficientes
- Diversidad de tipos de contrato lo que conllevaba a poca liquidez de éstos
- Falta de transparencia y opacidad de información lo que llevaba a un mercado secundario ilíquido
- Falta de información para la toma de decisión de los agentes.
- Falta de reglas de comercialización necesarias dada la liberación de precios del gas de Guajira.

[1] Documento CREG 062 de 2012 y Documento CREG 063 de 2013

Como se mencionó anteriormente, con las disposiciones de política contenidas en el Decreto 2100 de 2011[2], el Gobierno Nacional estableció que se debían determinar los mecanismos y procedimientos de comercialización, las condiciones mínimas de los contratos de suministro y transporte y la gestión de la información operativa y comercial del sector.

Así mismo, en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014[3] se señaló la necesidad de contar con un agente idóneo y neutral responsable de la coordinación de los agentes que analizara, publicara toda la información del mercado, que administrara los mercados de corto plazo y que realizara otras funciones requeridas, todo lo cual determinó cambios en la comercialización del gas natural.

En atención a todo esto se inició una nueva etapa en el mercado de gas natural a través de la reglamentación de los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural, mediante la Resolución CREG 089 de 2013[4] y todas que se han expedido regulando esta materia, con la cual, en resumen, se definieron el mercado primario y el mercado secundario, los aspectos comerciales del mercado (modalidades contractuales, participantes, mecanismos para las transacciones), se estandarizaron los contratos del mercado primario y secundario y de corto plazo, se implementó el proceso úselo o véndalo y se definieron las funciones del gestor del mercado de gas.

Posteriormente, producto de su aplicación, se identificó la necesidad de introducir ajustes a dicha regulación. En este sentido, se compilo, modificó y derogó la Resolución CREG 089 de 2013 a través de la Resolución CREG 114 de 2017, introduciendo ajustes al mercado primario de suministro de gas en materia de:

(i) nuevas modalidades contractuales (productos C1 y C2),
(ii) separación de mecanismos de comercialización en el corto y en el largo plazo, y,
(iii) Se estableció un mecanismo para la reserva de cantidades firmes para la demanda regulada.

Los ajustes mencionados fueron incorporados con el objetivo de flexibilizar las modalidades contractuales de suministro de gas, generar mayor transparencia en la formación de precios y minimizar la dispersión de precios entre compradores con las mismas características que pudiere estar asociada a costos de búsqueda, información asimétrica y otras posibles fallas del mercado.

Otro cambio sustancial y reciente en las reglas de comercialización se dio en virtud de la expedición de la Resolución CREG 021 de 2019, dado que se identificó una problemática en el mercado secundario asociada a la falta de información operativa y comercial, a la poca

2 *"Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones."*

4 *"Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural"*

liquidez de este mercado y a la exigencia de una mayor flexibilización en los contratos para reducir los costos de transacción.

Para este efecto se introdujo dentro del mercado primario los contratos de suministro con firmeza condicionada y de opción de compra de gas, se dio una flexibilización en los plazos de los contratos bilaterales de largo plazo, así como una flexibilidad en los contratos de suministro de gas que se pacten en el mercado secundario en el sentido que pueden tener la duración que acuerden las partes, para los contratos de suministro de gas pactado en el secundario, se definió que se debía pactar el punto estándar de entrega, se incorporó un nuevo contrato con interrupciones el cual puede ser bilateral, con una negociación de 1 a 12 meses, Así mismo se efectuaron ajustes en relación con la recopilación de información en el suministro de gas en el mercado secundario.

La Comisión mediante las Resoluciones CREG 089 de 2013, 114 de 2017 y 021 de 2019, ha adoptado las medidas necesarias con el fin de regular los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, entendiendo por este, el conjunto de principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural, el cual comprende varios documentos sobre los temas del funcionamiento del sector gas natural, y adoptar las disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural, de tal forma que se asegure una oferta eficiente de este energético a nivel nacional para la atención del servicio público domiciliario. Más adelante en el presente documento, se presenta un análisis de seguimiento al cumplimiento de los objetivos de la regulación planteada.

Durante el año 2020 y, teniendo en cuenta la necesidad de hacer mejoras importantes en las reglas de comercialización de la capacidad de transporte, con el fin de implementar un esquema que permita una asignación eficiente y oportuna de la capacidad y contribuir a la formación eficiente de precios en el mercado secundario, la Comisión decidió, por temas de coherencia y claridad de la información para el mercado separar tanto las reglas de comercialización de suministro como las de transporte de gas natural.

En el caso de transporte se expidió la Resolución CREG 185 de 2020 “Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural” y en el caso de suministro se expidió la Resolución CREG 186 de 2020 la cual replica las disposiciones vigentes al respecto contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017 y en todas aquellas que la modificaron, adicionaron o sustituyeron.

En ese orden de ideas, la Comisión atendiendo la evolución del Mercado y a la identificación de los aspectos que requieren intervención regulatoria para un mejor funcionamiento y eficacia del Mercado Mayorista de gas natural, a continuación presenta su evaluación del mercado mayorista del suministro de gas con el propósito de continuar equilibrando las relaciones contractuales entre agentes, propender por una mayor eficiencia en la formación de precios, lograr mayores beneficios para los usuarios e incentivar el crecimiento de la demanda.

1.2. ANTECEDENTES NORMATIVOS

Las principales normas que aplican al mercado mayorista de gas se citan en el siguiente cuadro y las cuales se explican más adelante.

NORMA	DISPOSICIÓN	
Decreto 2100 de 2011 (Compilado Decreto 1073 de 2015)	Por el cual se establece mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones", expedido por el Ministerio de Minas y Energía.	
Decreto 1260 de 2013 (Compilado Decreto 1073 de 2015)	Por el cual se modifica la CREG, en este se establece aspectos relacionados con metodología de selección, remuneración y alcance de los servicios del Gestor del Mercado.	
Decreto 1750 de 2013 (Compilado Decreto 1073 de 2015)	Por la cual se establecen lineamientos sobre el mercado mayorista de gas y aspectos relacionados con la información a declarar por los participantes del mercado, alcance y forma de remunerar el Gestor del Mercado.	
Res. 089 de 2013	Se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación (compradores, vendedores, Mercado primario, secundario y OTMM), tipos de contratos, eventos eximentes, compensaciones, información al gestor)	
Res. 123 de 2013	Establece el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del reglamento de operación (obligaciones comercializadoras, obligaciones distribuidores, reglas para Liquidación y facturación del suministro, del transporte y de la distribución de gas natural, suspensión corte y reconexión de Usuarios, procedimiento para cambio de comercializador.	
Res. 114 de 2017	Se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones	
Res. 021 de 2019	Se modifica la Resolución CREG 114 de 2017 en especial en lo relacionado con el mercado secundario de suministro.	
Res. 080 de 2019	Establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades	
Medidas regulatorias transitorias emergencia económica/sanitaria	**Res. 042 de 2020**	Medidas transitorias en relación con la modificación por mutuo acuerdo de precios y cantidades de los contratos vigentes de suministro y transporte de gas suscritos conforme a lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017.
	Res. 068 de 2020	Información transaccional adicional a ser declarada por los participantes en el mercado mayorista prevista en el Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017. (OTMM).
	Res. 116 de 2020	Se propone medidas para la asignación de las cantidades de gas de contratos con interrupciones para la demanda térmica (en Circular 060-2020 se estableció que la normativa propuesta se analizará dentro de la revisión integral de las reglas de comercialización del suministro del mercado

		mayorista prevista en la Agenda Regulatoria de 2020).
	Res. 138 de 2020	Medidas en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de (PTDVF), y de (CIDVF) de gas natural, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017.
Res. 185 de 2020	Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural.	
Res. 186 de 2020	Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural.	

1.2.1. Decreto 2100 de 2011

Este decreto que posteriormente fue compilado en el Decreto 1073 de 2015, surgió de la necesidad de introducir reformas al sector gas en orden a incentivar el desarrollo oportuno de infraestructura de suministro y transporte de gas natural, contar con nuevas fuentes de suministro, promover una mayor confiabilidad y propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte.

En este decreto de forma general se dispone respecto de la comercialización mayorista de gas lo siguiente:

- Los Agentes que atiendan demanda esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con agentes que cuenten con respaldo físico.
- Los productores y los productores-comercializadores declararán al Ministerio de Minas y Energía - MME la Producción Total Disponible para la Venta - PTDV, la Producción comprometida - PC, el potencial de producción- PP de cada campo, y el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción.
- La CREG deberá, siguiendo los lineamientos del Artículo 13 del citado decreto, definir los mecanismos que permitan a los agentes que atiendan demanda esencial tener acceso a contratos de suministro y transporte de gas natural y definir la metodología para determinar los costos, los agentes beneficiados y los mecanismos y procedimientos de pago y establecer los mecanismos y procedimientos de comercialización total o parcial de la Producción Total Disponible para la Venta, PTDV y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta, CIDV buscando promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información suficiente y oportuna para los agentes.
- Así mismo, previó que, con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales, la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación.
- También especifica excepciones a la aplicación de los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas establecidos por la CREG para los campos menores, campos aislados, los campos en pruebas extensas o que aún no han declarado comercialidad y los yacimientos no convencionales, con el objeto de incentivar la toma la toma de decisiones de inversión en la etapa de evaluación de

dichas fuentes de producción de gas y avanzar a la etapa de desarrollo y explotación de las mismas, dadas sus particularidades para ser comercializadas. En estos casos se estableció que los Agentes comercializarán el gas en las condiciones que ellos definan, pero deberán sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación.

- Así mismo, determina que cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los acuerdos y protocolos operativos que se requieran.
- En este se aclara que la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.
- De igual manera se determina que la CREG debía evaluar la necesidad de implementar la prestación del servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural, con el objeto de propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural y, por ende, un mejor desempeño y coordinación entre los Agentes Operacionales.

1.2.2. Decreto 1260 DE 2013

Mediante este decreto (Compilado por el Decreto 1073 de 2015) se modifica la estructura de la CREG y se establecen aspectos relacionados con el gestor del mercado tales como que corresponde a la CREG establecer la metodología para seleccionar y remunerar los servicios del gestor del mercado de gas natural asegurando la neutralidad, la transparencia, la objetividad y la total independencia del prestador de los mismos, así como la experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. Así mismo, definir el alcance de los servicios a cargo del gestor del mercado de gas natural, responsable de facilitar las negociaciones y de recopilar y publicar información operativa y transaccional del mercado de gas natural.

1.2.3. Decreto 1710 DE 2013

A través del Decreto 1710 de 2013 (Compilado por el Decreto 1073 de 2015) y por el cual se establecen lineamientos sobre el mercado mayorista de gas a través del artículo 2 modificó el artículo 20 del Decreto 2100 de 2011 y dispuso que "(l)a CREG, en desarrollo de su función de expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural de que trata el literal c) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, establecerá el alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información, las reglas para la selección de este gestor y las condiciones de prestación de sus servicios. Estas reglas y condiciones deberán asegurar la neutralidad, transparencia, objetividad e independencia del gestor, así como su experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. Así mismo, la CREG determinará la forma y remuneración de los servicios del gestor". También dispuso que "(l)a CREG seleccionará al gestor del mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre concurrencia".

1.2.4. Resolución CREG 089 de 2013

La Resolución CREG 089 de 2013 "Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural", nació de la necesidad de adoptar medidas para la comercialización del gas, entre otros aspectos, por la decisión de liberar los precios del gas natural de Guajira, a través de la Resolución CREG 088 de 2013.

En este sentido y de forma general se definieron los aspectos comerciales del mercado cuyos objetivos y medidas se resumen a continuación:

PROBLEMAS A SOLUCIONAR	OBJETIVOS TRAZADOS POR LA REGULACIÓN	MEDIDAS
– Liberación de precios de gas sin reglas para su comercialización. – Concentración del mercado. – Poca liquidez. – Opacidad de la información.	– Adoptar medidas para promover la competencia y la formación de precios eficientes. – Adoptar medidas para promover la transparencia y la liquidez de los mercados secundarios y de corto plazo. – Contar con un agente responsable de la gestión de la información transaccional y operativa de los mercados.	– Definición del mercado primario y secundario. – Definición de aspectos comerciales del mercado (modalidades contractuales, participantes, mecanismos para las transacciones). – Estandarización de los contratos del mercado primario y secundario y de corto plazo, implementación del proceso úselo o véndalo por parte del gestor.

De igual manera, en orden a recopilar información con base en la cual los agentes del mercado pudieran tomar decisiones y facilitar las negociaciones entre los participantes de mercado y que, así mismo, el regulador contara con soporte para la toma de decisiones, se modificó la figura del gestor técnico del sistema nacional de transporte e implementó la figura del gestor del mercado responsable de la gestión de información transaccional y operativa de los mercados de gas natural, así como de la gestión de transacciones en dichos mercados.

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013 la Comisión estableció mecanismos precisos para la comercialización del gas y requisitos mínimos para los contratos.

Según esta regulación la comercialización de gas en el mercado primario (i.e., compras al productor-comercializador) se realizaba mediante negociaciones directas cuando la oferta agregada nacional, en al menos 3 de los 5 años siguientes al momento del análisis, es superior a la demanda agregada. Estas negociaciones se debían realizar cada año en un período definido por la Comisión y en contratos firmes, de firmeza condicionada y de opción de compra de gas de duración 1 año, 5 años y más de 5 años. En el contrato firme el vendedor garantizaba la cantidad contratada todo el tiempo, excepto bajo condiciones eximentes y en mantenimientos programados, y el comprador se comprometía a pagar toda la cantidad contratada. A partir de la entrada en vigor de esta regulación, en agosto de 2013, no se permitió negociar y suscribir contratos take or pay.

Ahora bien, cuando la demanda agregada superaba la oferta agregada, la negociación se adelantaría mediante subastas.

En esta regulación se establecieron dentro de los requisitos mínimos para los contratos los eventos eximentes de responsabilidad y duración permitida para suspensión del servicio por mantenimientos programados.

También se introdujo la figura del gestor del mercado que presta los servicios de recolección y de publicación de información y actúa como facilitador de transacciones en el mercado (e.g., ejecuta subastas).

En general, la regulación de la Resolución CREG 089 DE 2013 propendió por una formación eficiente de precios y por un desarrollo más dinámico del mercado secundario de gas.

En relación con el Gestor del Mercado, conforme al artículo 4 del Decreto 1260 y El Decreto 1710 de 2013 corresponde a la CREG establecer la metodología para seleccionar y remunerar los servicios de éste, asegurando la neutralidad, la transparencia, la objetividad y la total independencia del prestador de los mismos, así como la experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. También corresponde a la CREG definir el alcance de los servicios a cargo del gestor del mercado de gas natural, responsable de facilitar las negociaciones y de recopilar y publicar información operativa y transaccional del mercado de gas natural.

El Título II de la resolución en mención establece servicios a cargo del gestor del mercado, así como aspectos relativos a su selección y remuneración. En cuanto a la selección, se dispuso que con la periodicidad que determine la CREG, ésta adelantará un concurso público para seleccionar al gestor del mercado".

Sobre el particular la CREG expidió la Resolución 124 de 2013, por la cual se establecen las reglas para la selección del gestor del mercado de gas natural, las condiciones en que prestará sus servicios y su remuneración, como parte del reglamento de operación de gas natural, la cual fue modificada por las resoluciones CREG 200 de 2013, 012 de 2014 y 032 de 2014, se modificó la Resolución CREG 124 de 2013 y con la Resolución CREG 021 de 2014 se dio inicio al proceso de selección del gestor del mercado, a partir del 10 de marzo de 2014 y que concluyó con la expedición de la Resolución CREG 094 de 2014, en donde se escogió a la Bolsa Mercantil de Colombia como tal.

Ahora bien, respecto de los servicios del Gestor del Mercado se encuentran los siguientes:

- Diseño, puesta en funcionamiento y administración del BEC.
- Centralización de información transaccional y operativa.
- Gestión del mecanismo de subasta en el mercado primario de gas natural.
- Gestión de los mecanismos de comercialización del mercado secundario de gas natural.
- Gestión del mecanismo de subasta previsto para los contratos con interrupciones en el mercado mayorista de gas natural.
- Reporte de información para el seguimiento del mercado mayorista de gas natural.

Así mismo en la Resolución CREG 076 de 2020, en su Artículo 3 y como complemento de lo anterior se establecen los siguientes servicios a cargo del gestor del mercado, así:

- Centralizar la información transaccional y operativa del Mercado Mayorista de gas
- Promover y gestionar la comercialización del Mercado Mayorista de gas natural.
- Monitorear el Mercado Mayorista de gas natural.
- Asignar los servicios asociados a la Infraestructura de gas del Pacífico.

En este momento y después del proceso de selección el gestor actual es la Bolsa Mercantil de Colombia S.A.

1.2.5. Resolución CREG 123 de 2013

Con la expedición de la Resolución CREG 123 de 2013, Por la cual se establece el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural, se tuvo como objetivo adoptar el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural.

En la mencionada resolución se establecen el conjunto de disposiciones que regulan los derechos y obligaciones de los comercializadores, así como los derechos y obligaciones de los usuarios no regulados cuando participan directamente en el mercado mayorista de gas natural.

Así mismo establece, los requisitos para desarrollar la actividad de comercialización en el mercado mayorista de gas natural, se establecen las obligaciones generales del comercializador, las reglas que rigen la relación entre comercializadores y distribuidores, la Liquidación y facturación del suministro, del transporte y de la distribución de gas natural, reglas para la suspensión, corte, reconexión y reinstalación del servicio y reglas que determinan la relación entre comercializadores.

1.2.6. Resolución CREG 114 de 2017

Posteriormente, en el proceso de la revisión del diseño de la regulación, la Comisión expidió la Resolución CREG 114 de 2017 con la cual se ajustan algunos aspectos de la regulación de la comercialización, teniendo en cuenta comentarios de agentes sobre los productos disponibles los cuales no reflejaban las necesidades de los participantes de mercado, sobre la dispersión de precios entre compradores y también sobre la baja calidad, oportunidad y pertinencia de la información del mercado.

En su momento, la Comisión por su lado, consideró revisar aspectos de esta regulación relacionados con lo siguiente:

- Características de los productos disponibles que no se ajustan a las necesidades de los participantes del mercado
- Dispersión de precios entre compradores
- Calidad, oportunidad y pertinencia de la información del mercado

En concreto, los ajustes regulatorios realizados en la Resolución CREG 114 de 2017 obedecieron a la problemática antes señalada y las medidas adoptadas se resumen a continuación:

PROBLEMAS A SOLUCIONAR	OBJETIVOS TRAZADOS POR LA REGULACIÓN	MEDIDAS
– Productos que no se ajustan a las necesidades de los participantes del mercado. – Dispersión de precios entre compradores.	– Mejorar la eficiencia estática en la asignación de producto Mejorar la eficiencia en la gestión de riesgos de los agentes del mercado.	– Contratos estandarizados (C1 y C2) que se ajusten a las necesidades de cada tipo de demanda y permiten gestionar el riesgo de cantidades del productor. – Formación de precio pasiva para la demanda regulada.

– Falta de calidad, oportunidad y pertinencia de información del mercado.	– Hacer más transparente el proceso de formación de precios. – Favorecer las señales de eficiencia dinámica mediante un mecanismo de formación de precios	– Comercialización mediante subastas de los contratos a un año, simultaneas en las distintas fuentes, para cada tipo de contrato e incentivos para la competencia por parte de la oferta.

El producto C1 es un contrato de suministro de gas, diseñado para satisfacer la demanda de los participantes cuyos consumos diarios se caractericen por una alta variabilidad. Este producto se ofrecerá en la primera subasta, en la que podrán participar todos los compradores.

Las cantidades de gas pactadas en un contrato de suministro C1 se componen de una parte fija y una parte variable, las cuales están calibradas según el patrón de consumo de las plantas de generación termoeléctrica. Desde el punto de vista de las obligaciones del vendedor, tanto el gas de la parte fija como de la parte variable es exigible por parte del comprador, y por tanto debe gozar de respaldo físico de los vendedores.

Las obligaciones del comprador, con respecto a la parte fija y la parte variable difieren. La parte fija siempre debe ser pagada por el comprador indiferentemente de que sea consumida en su totalidad o no. La parte variable es una opción de compra que el comprador puede ejercer una vez haya consumido su parte fija y sólo para autoconsumo salvo en situaciones declaradas de escasez. Tanto las cantidades de la parte fija como de la variable se pagarán al mismo precio.

En resumen, la parte fija del C1 equivale a un contrato de gas firme, en tanto que la parte variable se asemeja a una opción de compra.

El producto C2 es un contrato de suministro de gas diseñado para satisfacer la demanda de los participantes cuyos consumos diarios se caractericen por una moderada variabilidad.

Las cantidades de gas pactadas en un contrato de suministro C2 se componen de una parte fija y una parte variable, esta última calibrada para ser aproximadamente el complemento de la parte variable de los contratos C1. Desde el punto de vista de las obligaciones del vendedor, tanto el gas de la parte fija como de la parte variable es exigible por parte del comprador y, por tanto, debe gozar de respaldo físico de los vendedores. Sin embargo, el gas de la parte variable deja de ser exigible en la medida que se solicite la parte variable de los contratos C1 que estén en cabeza del mismo vendedor. Por lo tanto, la parte variable de C2 puede ser respaldada con gas que también respalde la parte variable de contratos C1.

Las obligaciones del comprador, con respecto a la parte fija y la parte variable difieren. La parte fija siempre debe ser pagada por el comprador indiferentemente de que sea consumida en su totalidad o no. La parte variable de C2 disponible deberá ser pagada en su totalidad. Dicha disponibilidad únicamente dependerá de las solicitudes de la parte variable de los contratos C1. Tanto las cantidades de la parte fija como de la variable disponible se pagarán al mismo precio.

En resumen, la parte fija del C2 equivale a un contrato de gas firme, en tanto que la parte variable se asemeja a una opción de venta condicionada al ejercicio de la parte variable de los contratos C1 en cabeza del mismo vendedor.

Finalmente, en el evento que sus compradores le exijan gas de la parte variable de contratos C1, el vendedor deberá repartir la restricción de la parte variable de los contratos C2 de manera que corresponda a un mismo porcentaje en todos los contratos C2.

1.2.7. Resolución CREG 021 de 2019

Mediante la Resolución CREG 021 de 2019 se hicieron ajustes al mercado secundario, originados por problemas relacionados con información incompleta de todo lo que en el mercado se ejecuta, así como, con unos altos costos en las transacciones, originados en la rigidez de los contratos contemplados en la regulación en ese momento.

Se identificaron como causas de dicha problemática, la gestión de los desbalances operativos de gas natural por parte de los agentes, el diseño del mercado secundario y el nuevo diseño del mercado primario (la forma en que operan los contratos C1 y C2) y la dificultad para contrastar información operativa con la información comercial.

En este sentido, se generó la necesidad de ajustar el manejo de información referente al volumen de cantidades de excedentes y faltantes derivadas del mercado primario, para que los agentes acudan al mercado secundario y, propender por un mercado más transparente, que refleje el estado de todas y cada una de las transacciones que en él se realicen.

A continuación, se presenta la problemática a solucionar, los objetivos y las medidas adoptadas mediante la Resolución CREG 021 de 2019:

PROBLEMAS A SOLUCIONAR	OBJETIVOS TRAZADOS POR LA REGULACIÓN	MEDIDAS
– Poca liquidez del mercado secundario. – Falta de información del mercado secundario (operativa y comercial). – Falta flexibilización	– Reducir los costos de transacción para los participantes del mercado secundario. – Promover el uso del mercado secundario, con lo cual se espera tener una mayor liquidez en el mismo. – Poner a disposición de los agentes del mercado información que permita la toma de decisiones informadas. – Poner a disposición de las entidades de vigilancia y control información que permita el ejercicio de sus facultades de supervisión.	– Liberación de las duraciones de los contratos y las fechas de inicio y fin. – Posibilidad de negociar contratos con interrupciones en forma bilateral con la duración, fecha de inicio y terminación, acordada por las partes. – Reporte de información por parte de los agentes y publicación periódica de indicadores del mercado secundario por parte del gestor.

Después de haber adelantado el proceso regulatorio respectivo, la propuesta final se enmarca en lo siguiente:

- Se incorporan dentro del mercado primario, los contratos de suministro con firmeza condicionada y de opción de compra de gas, los cuales se habían retirado con lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017.
- Se dio una flexibilización en los plazos de los contratos bilaterales de largo plazo, dependiendo sí se atiende demanda regulada o no regulada.
- En el primero de los casos, deberán tener como fecha de inicio del suministro alguna de las dos siguientes fechas: el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa o el 1 de diciembre del año siguiente al del año de' la negociación. Como fecha de terminación del suministro deberá corresponder al 30 de noviembre del año que corresponda.
- En el segundo, deberán tener como fecha de inicio del suministro alguna de las dos siguientes fechas: i) cualquier momento del año comprendido entre el 1 de diciembre del año en que se realice la negociación directa y el 30 de junio del año inmediatamente siguiente o; ii) el 1 de diciembre del año siguiente al del año de la negociación. La fecha de terminación del suministro deberá corresponder al 30 de noviembre del año en que se cumpla el plazo del contrato.
- Se incorpora nuevamente en el mercado secundario el Contrato de Transporte con Firmeza Condicionada.
- Se da una flexibilidad en los contratos de suministro de gas que se pacten en el mercado secundario en el sentido que tendrán la duración que acuerden las partes, siempre y cuando su inicio sea en el año de gas de la negociación.
- Igual flexibilidad se da en los de transporte de gas, pero siempre y cuando la fecha del servicio inicie en el año en que se realizó el registro del contrato.
- Se dispone que, en los contratos de suministro de gas pactado en el secundario, exceptuando los contratos con interrupciones negociados de manera bilateral se deberá pactar el punto estándar de entrega, establecido en listado que la CREG adoptará por circular, los cuales tendrán unos indicadores de formación de precios, de acuerdo con una metodología que la entidad en mención debe adoptar.
- En el caso de los contratos con interrupciones negociados bilateralmente, las partes deberán pactar los puntos estándar de entrega los cuales deben corresponder en todo caso a los determinados por la CREG.
- Se incorpora un nuevo contrato con interrupciones el cual puede ser bilateral, con una negociación de 1 a 12 meses.
- Se efectúa un ajuste a la definición de punto de entrega de la energía al comprador, en el sentido que se debe indicar la fuente de suministro de la cual se contrató la cantidad de energía pactada en el contrato.
- Se efectúan ajustes en relación con la recopilación de información en el suministro de gas en el mercado secundario.
- Igualmente se establece una disposición en relación con los reportes del gestor del mercado a la CREG, en el sentido que ésta última los puede solicitar cuando lo quiera en relación con análisis del mercado mayorista de gas natural.

1.2.8. Resolución CREG 080 de 2019

En esta resolución se prevén normas, entre otras, respecto al libre acceso a mercados, tratamiento neutral a usuarios o prestadores con características análogas y condiciones de oferta, que buscan evitar comportamientos indeseados por parte de los agentes:

Esta resolución aplica a los agentes mencionados en los artículos 15 y 16 de la Ley 142 de 1994, o cualquier norma que los modifique, sustituya o complemente, que desarrollen las actividades propias de la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible y sus actividades complementarias.

Estas reglas también aplican a cualquier otra empresa que la CREG someta a su regulación en los términos del numeral 2 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, o cualquier norma que las modifique, sustituya o complemente.

Los agentes antes citados deben desarrollar sus actividades en cumplimiento de los principios y fines regulatorios establecidos en la Constitución Política y en la ley, para lo cual deben:

- Aplicar la regulación expedida por la CREG de manera diligente y honorable, atendiendo la finalidad para la cual fue expedida y en observancia de los principios generales del régimen de servicios públicos domiciliarios.
- En el entendimiento de la regulación debe primar el fondo sobre la forma, procurando la protección del usuario y el funcionamiento eficiente y transparente del mercado.
- Abstenerse de participar en actos, contratos o prácticas que tengan la capacidad, el propósito o el efecto de eludir los fines previstos en la regulación.
- Abstenerse de participar en actos, contratos o prácticas que tengan la capacidad, el propósito o el efecto de confundir o engañar a usuarios, a otros agentes del mercado o a las autoridades.
- Así mismo, deben cumplir los compromisos y declaraciones que realicen frente a terceros o frente al mercado en el marco de la prestación del servicio.
- De igual forma se establecen comportamientos que propenden por la transparencia del mercado, respecto de información para la toma de decisiones por parte de los usuarios, entrega y reporte de información, publicación de procedimientos y cobros no previstos en la regulación vigente
- Se establecen comportamientos que propenden por la independencia en la toma de decisiones por parte de los agentes como lo son los flujos de información y manejo de información centralizada sobre el mercado o la operación.
- Respecto de comportamientos en procura de los intereses de los usuarios ante el mercado, deben, emplear la debida diligencia en la gestión que realizan para la compra de energía eléctrica, de gas combustible o de capacidad de transporte de gas combustible, destinada a atender a los usuarios y consolidar al interior de la empresa una cultura de atención y respeto de los derechos de los usuarios que conforman la demanda atendida, igualmente manejo adecuado de conflictos de intereses que afecten a los usuarios y atención de los usuarios.
- Frente a comportamientos que propenden por el libre acceso a los bienes esenciales empleados para la organización y prestación de los servicios y el libre acceso a los mercados
- Para comportamientos que propenden por la competencia efectiva en el mercado se debe propender por el tratamiento neutral a usuarios o prestadores con características análogas, evitar subsidios cruzados, establecer condiciones de oferta de manera honorable y transparente.
- Finalmente, y frente a Comportamientos que propenden por la adecuada prestación del servicio público se debe buscar una adecuada gestión de riesgos, evitar distorsiones al funcionamiento eficiente del mercado, prevenir el riesgo en la prestación del servicio.

1.2.9. Medidas regulatorias transitorias adoptadas para mitigar los efectos de las medidas del Gobierno Nacional frente a la pandemia del Covid -19

Con la llegada de la Pandemia del COVID-19, declarada en el país y en el marco de la orden de aislamiento preventivo obligatorio expedida por el Gobierno Nacional en desarrollo del Estado de Emergencia Económica decretado mediante el Decreto 417 de 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, con el fin de mitigar los efectos de las problemáticas que enfrenta el país en virtud de dicha Pandemia en el sector de gas combustible, se expidió la Resolución CREG 042 de 2020 "Por la cual se toman medidas transitorias en relación con la modificación por mutuo acuerdo de precios y cantidades de los contratos vigentes de suministro y transporte de gas suscritos conforme a lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017"

Lo anterior, teniendo en cuenta que el hecho en mención produjo una reducción atípica de la demanda de gas natural además del efecto en la TRM por la sobre oferta de petróleo en el mercado a nivel mundial, afectando la ejecución de los contratos de suministro y transporte de gas natural y, ocasionando, además, problemas en inestabilidad en la operación estable de las fuentes de suministro los campos de producción y del Sistema Nacional de Transporte, SNT, lo cual repercutió en los costos del suministro y la operación del transporte de gas natural y, que se trasladan a la tarifa del usuario final y, que los choques socioeconómicos que están afectando la economía podían ocasionar el incumplimiento de las obligaciones contractuales a lo largo de la cadena que, en conjunto, podían incrementar los efectos negativos que la crisis tuvo en su momento sobre las actividades de la prestación del servicio público domiciliario de gas natural.

Las medidas adoptadas por la Comisión, mediante las resoluciones CREG 042 y 068 para enfrentar los desequilibrios del mercado, buscaron facilitar que las partes de los contratos vigentes de suministro y transporte de gas natural modificaran de mutuo acuerdo las condiciones de precios, cantidades de energía y capacidades de transporte a ser aplicadas en el período comprendido, entre el 2 de abril de 2020, fecha de entrada en vigencia de la Resolución, y el 30 de noviembre de 2020.

Así mismo, se expidió la Resolución CREG 138 de 2020, para permitir una mejor adaptación y manejo de la incertidumbre en el consumo de gas natural en el corto y mediano plazo y con las disposiciones propuestas, además: se buscó:

- Poner en conocimiento del público, las cantidades disponibles para la venta en firme de todas las fuentes de suministro a nivel nacional (PTDVF) y de importación (CIDVF), para que se puedan tomar decisiones mejor informadas con relación a la disponibilidad de gas y de gestión de suministro.
- Flexibilizar las condiciones que afectaban la negociación directa entre vendedores y compradores del mercado primario, para el suministro de gas natural durante el periodo comprendido entre finales de junio y noviembre 30 de 2020.
- Flexibilizar las condiciones que afectaban las negociaciones directas entre los agentes del mercado primario, de suministro de gas para el año de gas 2020-2021, con el fin de atender de manera más oportuna y para el plazo adecuado, a usuarios finales que presentan altas variaciones en su consumo, entre ellos, los generadores termoeléctricos. Lo anterior, propuesto de tal manera que dichos usuarios pudieran negociar contratos de suministro en las modalidades contractuales previstas para dicho tipo de demanda, y así cumplir oportunamente con el cronograma publicado en el Anexo 1 de la Resolución CREG 99 de 2020.

- Mejorar las condiciones de contratación de gas de corto plazo durante los años de gas 2020 y 2021 de la demanda con perfil variable.

1.2.10. Resolución CREG 185 de 2020

A través de esta resolución se establecen los mecanismos económicos en el mercado mayorista de asignación de la capacidad de transporte de gas natural en los mercados primario y secundario. Se incluyen disposiciones relacionadas con modalidades de contratos y participantes en el mercado primario de capacidad de transporte, requisitos mínimos de los contratos de transporte, comercialización de capacidad disponible primaria, asignación de capacidad firme asociada a proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural – PAG, negociación de contratos de transporte con interrupciones; modalidades y requisitos mínimos de contratos y participantes en el mercado secundario, procesos úselo o véndalo de capacidad de transporte, negociación de contratos de transporte con interrupciones; así como otras disposiciones relacionadas con los nuevos servicios a cargo del gestor del mercado.

1.2.11. Resolución CREG 186 de 2020

Teniendo en cuenta que las disposiciones relativas a la a la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural eran sustituidas y/o modificadas dentro de la Resolución CREG185 de 2020 y quedaban aparte de las de suministro la CREG, procedió a expedir la Resolución CREG 186 de 2020 donde se compilo las modificaciones realizadas hasta la fecha sobre la Resolución CREG 114 de 2017 (Resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019) y que corresponden al suministro de gas, esto de tal manera de la importancia para la Comisión que todas las resoluciones de carácter general puedan ser consultadas de forma tal que exista claridad sobre las disposiciones vigentes que rigen cada actividad, facilitando así el acceso y su entendimiento. Por esto en este documento al referirnos a la Resolución CREG 186 de 2020 también no referimos a la Resolución CREG 114 de 2017 y considerando que esta no modifico nada de la norma previa en relación con el suministro de gas.

1.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

De acuerdo con todos los mecanismos y procedimientos que la Comisión ha diseñado e implementado para la comercialización del gas natural en atención a la tarea encomendada en el Decreto 2100 de 2011 y sus modificatorias, el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural se sintetiza y se describe a continuación:

Figura 1. Mecanismos del mercado mayorista de suministro

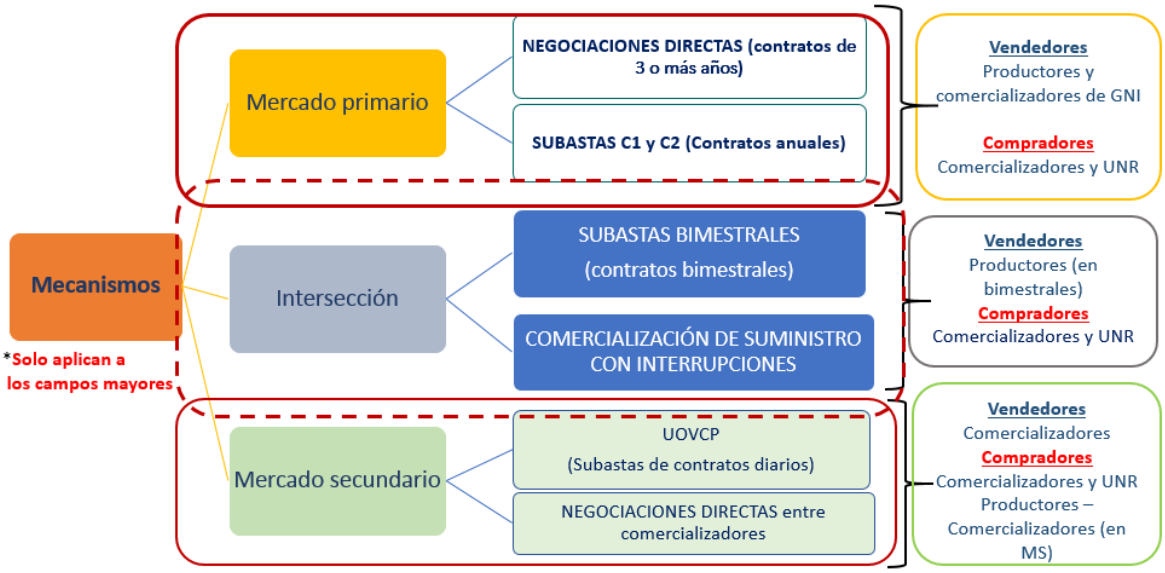


Figura 2. Tipos de contratos y Condiciones Mínimas

La estructura del mercado establecida por la regulación permite ordenar la comercialización y la asignación del suministro. Primero, permite la interacción entre la fuente primaria del gas y compradores de suministro de largo plazo, lo que facilita la consecución de los objetivos de largo plazo de la oferta y el aseguramiento de insumo de la demanda. Segundo, con el objeto de mejorar la asignación del suministro (de corto plazo) y mejorar la señal de precios, la estructura establece modalidades contractuales estándar, y mecanismos de comercialización de excedentes (mercado secundario y la intersección con el mercado primario).

Esta estructura marcada por la política pública dada por el Decreto en mención ha sido exitosa en el ordenamiento y la transparencia del mercado, mediante la estandarización de contratos y de la aplicación de mecanismos, los cuales han tenido costos y beneficios que se reflejan en la percepción de sus participantes y de terceros interesados.

De otro lado es importante mencionar que existen las operaciones finalizadas con usuarios no regulados las cuales se han identificado como otras transacciones del mercado mayorista-OTMM, cuya información se comenzó a recopilar a partir de la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013.

Así mismo, a través de la Resolución 068 de 2020 se estableció información transaccional adicional a ser declarada por los participantes en el mercado mayorista de gas natural y que corresponde a los contratos suscritos como resultado de las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios no regulados y que es necesaria para la toma de decisiones por parte del regulador, los usuarios y las autoridades.

II. ANÁLISIS SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

2.1. CONSULTA SOBRE LA PERCEPCIÓN DE LOS ACTORES SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

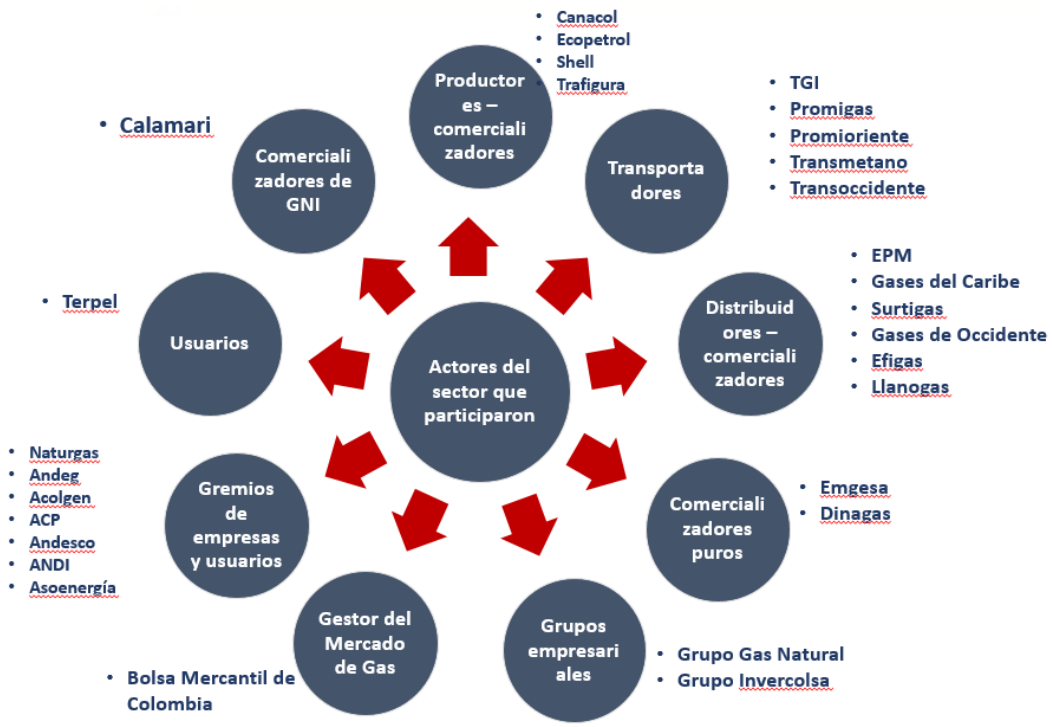
Con el propósito de identificar la percepción de los agentes sobre el funcionamiento del mercado mayorista y posibles mejoras regulatorias en pro de un desempeño más eficiente del mercado mayorista de gas natural, la Comisión consideró relevante establecer un diálogo abierto con los agentes de la cadena de prestación del servicio de gas natural y con las agremiaciones en que estos participan, (p.e., ACP, NATURGAS, ANDESCO, ANDEG, ACOLGEN, ANDI y ASOENERGÍA). En este sentido, a través de la Circular CREG 101 del 28 de diciembre de 2018, se solicitó a los participantes del mercado, usuarios, entidades de supervisión y de control y terceros interesados, comunicar los temas que, a su juicio, requerían ser mejorados, ajustados, modificados o incluidos en la revisión de la Resolución CREG 114 de 2017 y sus complementarias.

Adicionalmente, durante el primer semestre de 2019 se consideró pertinente sostener reuniones con participantes del mercado en lo que refiere a la comercialización mayorista, para entablar un diálogo abierto sobre la aplicación de la mencionada resolución, así como una exposición a profundidad de los comentarios recibidos en atención a la solicitud formulada y a fin de conocer sus experiencias en los aspectos comerciales y operativos de los mercados de suministro de gas.

A partir de dichas interacciones, fue posible profundizar la comprensión sobre los aspectos que manifestaron deberían ser ajustados o incluidos en la revisión de la Resolución CREG 114 de 2017 hoy Resolución CREG 186 de 2020.

A continuación, se muestran los agentes que participaron en el proceso de consulta organizado por esta Comisión y que manifestaron sus percepciones sobre el funcionamiento del mercado a través de respuesta a la solicitud formulada mediante la mencionada circular y/o en las reuniones sostenidas al efecto.

Figura 3. Participantes en los comentarios a través de la circular o reuniones con la Comisión



Conforme a las conclusiones alcanzadas en dichas reuniones y de la revisión de los comentarios, en este documento se plasman las percepciones de los agentes sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y con base en el análisis de estos, posteriormente se identifican las principales problemáticas y sus posibles alternativas de solución, las cuales se describen más adelante.

Es importante considerar que los comentarios recibidos y algunas de las reuniones realizadas con los agentes, se llevaron a cabo con anterioridad a la publicación de la Resolución CREG 021 de 2019, que como ya se mencionó, flexibilizó algunos de los mecanismos de comercialización en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario. Los principales ajustes realizados por dicha resolución respecto de mecanismos de comercialización fueron puestos en consulta y, por tanto, conocidas por los agentes y el público en general, desde el 18 de junio de 2018, mediante la Resolución de consulta CREG 072 de 2018.

Adicionalmente, es de recordar que, durante el desarrollo de estas actividades, el gobierno en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, lideró esfuerzos para la identificación de la situación actual del sector y sus tendencias a partir de las iniciativas como la Misión de Transformación Energética, cuyos resultados y recomendaciones son interés e insumos para el ejercicio de evaluación, planeación y diseño de la regulación del servicio público domiciliario de gas natural.

Adicionalmente, vale la pena mencionar que durante la emergencia económica de 2020 y atendiendo las recomendaciones y comentarios recibidos de los agentes sobre la necesidad

de flexibilización, los mismo fueron analizados y estructurados en disposiciones que permitieron atender las necesidades y requerimientos del mercado durante el periodo mencionado, como se mencionó en el numeral de antecedentes normativos de este documento. Esto a su vez, trajo como resultado el que se obtuviera información adicional que servirá de insumo para identificar de una manera más precisa los ajustes de la regulación que se plantean en este 2021.

Los comentarios expresados a la Comisión se agrupan por tipo de Participante del Mercado.

2.1.1. Productores – Comercializadores

Los productores-comercializadores expresaron su preocupación sobre varios aspectos que, en su concepto, limitan el desarrollo de la industria de gas natural. De acuerdo con estos actores, el estancamiento de esta industria se refleja en: la reducción de reservas, el estancamiento en la demanda de este combustible y, en general, en la incertidumbre sobre el abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo para la demanda nacional.

Los productores alertan sobre la reducción del 2.9% de las reservas de 2019 frente al año anterior[5]. Si bien en el país se han identificado varios proyectos de producción de gas a corto y mediano plazo, del 80 a 90% son recursos contingentes.

Lo anterior significa que la viabilidad de tales proyectos depende de las señales de mercado, en particular, de los precios a los cuales podrían comercializar su producción.

En este sentido, las preocupaciones de este segmento de la cadena se centran en:

- **Inflexibilidad en el proceso de contratación y en los tipos de contratos**

Los productores manifiestan que el hecho de que las negociaciones y posterior registro de contratos de suministro de largo plazo se deban realizar enmarcados en el cronograma de comercialización que expide anualmente la CREG, limita la posibilidad de atraer nuevos sectores de demanda, en particular, el sector vehicular e industrial. Lo anterior, porque en estos segmentos se compite con otros combustibles como el GLP, el Diesel o el carbón, cuya gestión comercial y logística es más flexible.

Así mismo, de acuerdo con estos agentes, los limitantes del gas natural para capturar nuevos mercados son consecuencia de la falta de competitividad por las tarifas de transporte, los requisitos y la excesiva intervención regulatoria en la comercialización mayorista y la falta de coordinación para permitir que nueva oferta se conecte al STN.

Manifiestan que el gas que se comercializa con mayor facilidad es el proveniente de los campos menores o aislados que están exentos de cumplir parcialmente con lo previsto en la Resolución CREG 114 de 2017, hoy Resolución CREG 186 de 2020, y que es con el que se está dinamizando el mercado.

Posibles oferentes de gas natural señalan que el proceso de comercialización no tiene en cuenta las características operativas de las fuentes de suministro, tales como las necesidades mínimas para sus procesos operativos.

También afirman que el mecanismo de negociación bilateral y, posteriormente las subastas C1 y C2, generan incertidumbres y riesgos operativos que no se pueden gestionar y que,

[5] Conforme a la información disponible a la fecha de elaboración de este documento, las reservas probadas cayeron 6.5% respecto a 2020.

por ende, los agentes terminan optando por no ofertar dichas cantidades, lo que implica una limitante en la cantidad de gas que potencialmente se podría comercializar en el mercado mayorista.

En el tema contractual proponen revisar con atención:

- Los límites al ejercicio de interrupciones del contrato con interrupciones para el vendedor, valga la redundancia, dadas las restricciones para la venta del gas no nominado en el corto plazo.
- En la negociación bilateral, identificar las herramientas mediante las que se pueda ejercer discriminación pero que esta no sea arbitraria.
- Planeación de la expansión del transporte en coordinación con las nuevas fuentes de abastecimiento de gas natural.
- Fricciones del mercado primario y secundario que limitan una operación óptima del STN y, por ende, limitan el desarrollo de la industria de gas natural.
- Elementos regulatorios de índole operativo que son obsoletos y que no corresponden con las realidades de la operación.

- **Limitación en la comercialización de gas debido a las fricciones contractuales en la compra y venta de capacidad de transporte en el mercado secundario, así como las inflexibilidades operativas en el Sistema Nacional de Transporte (SNT)**

Una de las grandes preocupaciones de los productores en cuanto al desarrollo del mercado de gas natural corresponde a los incentivos, remuneración y operación del transporte.

Respecto a los incentivos regulatorios y al esquema de remuneración de transporte, manifiestan que la señal de distancia en los cargos de transporte termina segmentando el mercado en dos regiones separadas, lo que imposibilita que las nuevas fuentes de suministro que se encuentran en la costa atlántica puedan acceder al mercado del interior del país.

Frente a la remuneración de las inversiones en la red de transporte comentan la necesidad de actualizar la metodología y los cargos actuales; revisar el que la remuneración de las nuevas inversiones permite que se realice antes de que la inversión y las obras se hayan realizado, por lo que los usuarios terminan pagando por una infraestructura que no existe; los agentes realizan swaps operativos para reducir sus costos de transporte y la sobrecontratación de los comercializadores que son distribuidores que atienden la demanda regulada y no regulada de grandes ciudades restringe operativamente el gas que se puede transportar, en la medida que dicha capacidad contratada y no utilizada no se libera para el mercado.

- **Altos costos de transacción en los mecanismos de comercialización de suministro y transporte de corto plazo**

Frente a los mecanismos de corto plazo los productores señalan la necesidad de que éstos sean sencillos y expeditos.

La prohibición de la participación en el mercado secundario de los productores genera pérdidas en eficiencia en la medida que hay disponibilidad de gas para atender demandas en el corto plazo que no se utiliza, y los comercializadores que son distribuidores "sobrecontratados" actúan como monopolistas en este mercado. En este sentido, afirman

que la participación del productor generaría mayor liquidez en el mercado secundario y, por ende, una mejora en eficiencia.

En cuanto a la iliquidez del mercado secundario indican que los comercializadores que son distribuidores tienen incentivos para "sobre-contratar" suministro y transporte, puesto que los costos asociados al contrato, sea o no utilizado el gas o la capacidad de transporte, son completamente cubiertos por la demanda regulada, lo que no solamente limita las oportunidades de transar gas o capacidad excedentaria en el mediano y corto plazo sino que, adicionalmente, es un mecanismo de barrera de entrada a comercializadores puros a los usuarios comerciales e industriales inmersos en la red de distribución.

Por lo anterior, manifiestan la necesidad de revisar la regulación aplicable, que se da a los distribuidores que son comercializadores de demanda regulada, a través del reconocimiento de la totalidad de los costos de los contratos de suministro y transporte de gas en las tarifas que trasladan a los usuarios regulados.

Finalmente, afirman que la multiplicidad de mecanismos de transacción de corto plazo implica que las instancias de negociación terminan compitiendo entre sí. Por lo anterior, se observa que las subastas C1 y C2 terminan siendo inoperantes.

- **Potenciales ventajas y daños de la integración vertical para el desarrollo de nuevas fuentes de suministro**

Uno de los temas que los productores de gas consideran importante de revisar son los límites a la integración vertical entre suministro y transporte, en la medida que los costos de coordinación de la cadena de suministro son elevados y, por ende, podrían optimizarse al interior de una misma empresa.

En el aspecto de la integración vertical, los productores señalan como pertinente estudiar un esquema regulatorio que permita incentivar a los transportadores y distribuidores a tener un acceso abierto a las redes y un tratamiento operativo neutral (sin discriminación arbitraria) a todos y reducir los costos de coordinación entre el suministro, transporte y distribución de cara al usuario final.

En el análisis de integración vertical, los productores proponen que se tenga en cuenta que, gracias a los avances tecnológicos, el gas natural puede ser transportado por medios diferentes a redes de gasoductos, como por ejemplo, comprimido o licuado por vía terrestre.

2.1.2. Comercializadores de Gas Natural Importado

Los comercializadores de gas importado consideran necesario flexibilizar el marco de comercialización para que puedan competir en el mercado local. El mercado internacional de gas es líquido, competitivo y flexible por lo que puede ser una nueva fuente de abastecimiento. Sin embargo, las reglas actuales de la comercialización requieren la negociación a precio fijo por períodos de suministro de largo plazo que no es cómo funciona el mercado internacional del gas.

De igual manera manifestaron los importadores que son comercializadores, que las diferentes alternativas de transporte pueden llegar a ser eficientes, donde el transporte por vía terrestre no es necesariamente una infraestructura monopólica como lo son los gasoductos. En este sentido, la integración entre el comercializador y el transportador (por vía terrestre) puede ser un medio para dinamizar la competencia y liquidez del mercado de gas, facilitar el desarrollo de nuevos sectores de consumo y robustecer el sistema de abastecimiento de gas local.

2.1.3. Transportadores

Los transportadores consideran que la industria de gas natural se encuentra en un estancamiento. Las demandas de mayor volumen de consumo, pero a su vez, las más elásticas como el sector industrial y transporte e incluso la generación térmica han migrado hacia otros combustibles, en la medida que su coordinación logística es más flexible y se acomoda a las necesidades de cada cliente.

En este sentido, reconocen que es preciso superar las dificultades comerciales y operativas para firmar contratos de suministro de gas y los consecuentes contratos de transporte que permitan llevar el gas natural hasta la demanda, en las condiciones que ésta requiera.

- **Planeación de la expansión del transporte en coordinación con las nuevas fuentes de abastecimiento de gas natural**

Desde este segmento de la cadena se afirma que es fundamental que toda la industria tenga información sobre el desarrollo de las reservas y su ubicación. Así como el desarrollo de nuevas fuentes de suministro conlleva cierto tiempo para su puesta en operación, la construcción y puesta en marcha de un gasoducto también requiere tiempo, por lo que es necesario que los transportadores y comercializadores que atienden a usuarios conozcan con antelación la cantidad de gas disponible en las reservas de cada fuente de suministro, para llevar a cabo las inversiones necesarias y realizar las gestiones comerciales correspondientes.

En esta medida, se manifiesta la necesidad de generar mecanismos mediante los que se pueda comercializar de forma simultánea el suministro con el transporte que permita desarrollar tanto la infraestructura de transporte como los campos de producción de gas o, la posibilidad de estampillar la conexión de campos menores dentro del valor del suministro dado que estos tubos son de producción y se utilizan para sacar el gas.

Sobre este particular, señalan estos agentes en relación con la definición de punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte, que ésta ya no es clara dado que el gas se está comercializando en puntos diferentes a donde se hace el traslado de custodia al transportador y con la posibilidad de que ya se esté estampillando la conexión de campos menores dentro del valor del gas.

- **Ajustes a los mercado primario y secundario que permitan una optimización de la operación y una reducción en los costos de transacción.**

Al igual que los productores, los transportadores afirman que los contratos de largo plazo contemplados en la regulación actual no son adecuados para la captura de nuevas demandas en la medida que existen clientes que requieren periodos particulares de ejecución de contratos, contratación anticipada del suministro y la posibilidad de contratar cantidades variables en el tiempo. De igual forma consideran que las fechas de cronograma no coinciden con las necesidades del mercado.

Otro de los elementos identificados por los transportadores es que la coordinación operativa no es óptima. En este sentido, proponen que los productores reporten información al transportador al terminar su ciclo de nominaciones y que los remitentes se acojan a los procesos definidos por el transportador.

Así mismo, los transportadores identifican dificultades de coordinación entre la firma de contratos de suministro con los de transporte e indican que una de las posibilidades de solución es equiparar las condiciones de comercialización de los campos normales a las de los campos menores, en la medida que la flexibilidad del marco regulatorio para estos últimos permite una conexión de demanda más fácil y, por ende, se logra una mejor utilización de los gasoductos.

Con respecto al mercado secundario, señalan que la falta de liquidez puede ser explicada, por un lado, por la poca información que fluye en dicho ámbito, así como por la falta de incentivos que tienen los agentes para poner a disposición tales capacidades, pues el valor que debe pagar al transportador por el esquema de pareja de cargos 80-20 es mayor al que pueden recuperar en el proceso de úselo o véndalo.

Otro de los fenómenos que observan en el mercado secundario es el desistimiento de operaciones que salen cazadas en las subastas. La no suscripción de los contratos resultantes de las subastas de corto plazo resulta de que las ofertas en estos mecanismos no son vinculantes ni tienen garantías de seriedad que reduzcan los riesgos en caso de desistimiento o incumplimiento. En este sentido, recomiendan estudiar la posibilidad de cambiar esta situación para que los compromisos adquiridos en las subastas sean ejecutados en la realidad.

- **Propuestas de mejora operativa.**

Sobre el aumento de capacidad, se manifiesta la necesidad de tener en cuenta la diferencia entre las zonas del país, dado que las decisiones sobre este aspecto son diferentes y, de acuerdo con la zona geográfica, identificando la infraestructura de la costa y del interior y argumentando que la misma depende de la cantidad de campos menores que estén localizados en cada zona.

De otro lado, señalan que en el interior la utilización de los gasoductos es baja y que el tiempo promedio ponderado de contratación no supera los 5 años, la razón principal es la declinación de los campos y que los remitentes no están consiguiendo gas en el largo plazo, lo cual es una amenaza para el transportador localizado en esa zona.

La metodología de remuneración de la actividad de transporte vigente y que se propone tiene remuneración a 20 años, pero esto genera incertidumbre de recuperación de las inversiones. En este sentido sugieren que las ampliaciones se puedan remunerar a 10 años y el factor de utilización se ajuste a este período[6].

Adicionalmente, manifiestan que existen condiciones asimétricas entre el transportador y otros agentes de la cadena (p.e., productores-comercializadores), dado que se puede hacer nueva infraestructura a través de figuras regulatorias como gasoductos de conexión y *open season,* pero no se pueden hacer ampliaciones por parte del transportador vía acuerdos privados.

Otro aspecto operativo que resaltan se relaciona con los desbalances, considerando que su interpretación no es precisa y resulta problemática en algunos casos.

[6] Al momento de realizarse esta discusión, las disposiciones de la metodología de remuneración de transporte, publicadas mediante la Resolución CREG 160 de 2020, no habían sido consultadas a los participantes del mercado y terceros interesados.

Finalmente, señalan problemas con la aplicación al tema del *bypass* en donde, en algunos casos, el distribuidor no permite que un usuario nuevo se conecte a un gasoducto de transporte por medio del transportador, dado su conflicto de interés como comercializador y, en cambio, el distribuidor si lo conecta no a la red de distribución sino directamente al SNT.

2.1.4. Comercializadores que son Distribuidores

Los distribuidores en su rol de comercializadores que atienden directamente a usuarios finales ven como una de las mayores limitantes al crecimiento del mercado, que los usuarios y los nuevos segmentos de demanda consideran que el gas natural no es un combustible confiable y competitivo.

De acuerdo con los comercializadores que son distribuidores, la percepción de riesgos en el abastecimiento son resultado de diferentes factores tales como la reglamentación de los mantenimientos, la desconexión entre la comercialización de suministro y la del transporte, las dificultades operativas y los altos costos de transacción del mercado secundario.

Adicionalmente, señalan que la reducción de demanda y la dificultad de conseguir nuevos usuarios está ligada a la formación de precios en boca de pozo, la multiplicidad de contratos y la señal de distancia en la tarifa de transporte, entre otros.

Por lo anterior, las preocupaciones de los comercializadores que son distribuidores se centran en la gestión de los riesgos de abastecimiento ocasionados por mantenimientos en el suministro o en el transporte, altos costos de transacción en el mercado secundario y contratación de largo plazo para nueva demanda y esquemas de comercialización simultáneos de venta suministro-transporte.

A continuación, se describen con más detalle las percepciones planteadas:

- **Mantenimientos y gestión de riesgos de abastecimiento**

Los comercializadores-distribuidores manifiestan su preocupación ante la frecuencia y duración de los mantenimientos programados en el suministro y en el transporte, así como el corto tiempo en el que esta información es conocida por estos agentes. Esta situación impacta negativamente la percepción que tienen los usuarios de la confiabilidad de este combustible y, por ende, deja de ser atractivo frente a sustitutos cercanos.

En este sentido cuentan que, de acuerdo a sondeos comerciales que han realizado, varios clientes industriales no creen que el gas sea un producto de confiabilidad, lo que a su vez repercute negativamente en el crecimiento de la demanda. En esto, consideran que mantenimientos que perduran 20 días representan una restricción significativa de demanda y tales acontecimientos no pueden ser gestionados por estos agentes en su rol de distribuidores ni tampoco en su rol de comercializadores.

De acuerdo con estos agentes, la señal regulatoria en cuanto a mantenimientos no es interpretada como un máximo o como un elemento susceptible de negociación, sino que se traslada directamente de los contratos de suministro y transporte por parte de los productores y transportadores, respectivamente.

Esta situación es un riesgo y alto costo para el usuario y para quien lo atiende, puesto que cuando se presentan mantenimientos prolongados las cantidades a racionar son de tal

magnitud que éstas no pueden conseguir en el mercado secundario o si se consiguen es a un alto costo.

Por lo anterior, proponen establecer un plan de confiabilidad y mejorar o centralizar las actividades de mantenimiento en la infraestructura de suministro y transporte, de tal forma que se minimice el impacto para la demanda. En este aspecto consideran fundamental que la información sobre mantenimientos se suministre con la debida antelación para que quienes atienden a usuarios finales tengan tiempo de gestionar la contingencia.

Otro de los aspectos que mencionan para revisar en el tema de los mantenimientos es la aceptación de mantenimientos como eventos de fuerza mayor en las instalaciones de los clientes, por parte de los productores y transportadores. Estos agentes manifiestan que una medida de esta naturaleza daría el mismo tratamiento tanto a la oferta como a la demanda.

- **Altos costos de transacción en el mercado secundario**

Los comercializadores que son distribuidores consideran que los incentivos regulatorios presentes en el esquema de comercialización limitan la posibilidad de que, mediante los mecanismos de corto plazo, tales como la subasta de úselo o véndalo, se asigne de forma eficiente el suministro y el trasporte que no se va a utilizar en la operación.

En este sentido señalan que en la subasta úselo o véndalo de corto plazo de transporte los precios de reserva no consideran los costos en los que incurre quien no utiliza la capacidad. Esta situación resulta en una asignación ineficiente. Por un lado, los posibles compradores no suscriben contratos con la expectativa de comprar en el corto plazo a un menor costo la capacidad de transporte y, por el otro, los posibles vendedores no están dispuestos a vender las capacidades excedentarias en los mercados de corto plazo, puesto que incurrirían en pérdidas.

Adicionalmente, se menciona que los procesos de corto plazo que centraliza el gestor del mercado representan una carga y costo operativo muy alto. Por lo anterior, proponen una simplificación y estandarización de procesos y contratos que permita reducir los costos de transacción y posibilite más transacciones a través de estos mecanismos.

En esta misma línea de propuestas, consideran como adecuado analizar alternativas sobre garantías y pólizas de seriedad de las ofertas que se presentan ante el Gestor del Mercado con el fin de garantizar que las transacciones que se cazan en los mecanismos de corto plazo se realicen. Esta propuesta es resultado de que, en la actualidad, el Gestor no tiene cómo formalizar los contratos que resultan de la subasta del úselo o véndalo, es decir, los agentes no se encuentran en la obligación de respaldar sus posturas en la subasta, por lo que terminan no suscribiéndose los contratos resultantes de este mecanismo.

Esta situación del mercado secundario perpetúa una situación de iliquidez y de poca competencia, en la medida que las transacciones no se realizan por mecanismos centralizados que permitan la mayor concurrencia tanto de oferta como demanda, sino que se circunscriben a relaciones bilaterales.

- **Contratación de largo plazo para nueva demanda y esquemas de comercialización simultáneos de venta suministro-transporte**

Con respecto al proceso de comercialización del mercado primario manifiestan que el grado de competencia es muy bajo y, por ende, la formación de precios no es eficiente. En los procesos de negociación bilateral, el productor tiene la capacidad de fijar las políticas de precio de forma anual, razón por la que no hay sobre la estrategia comercial, ni se pueden comparar los precios de gas año a año. Proponen evaluar si la discriminación de demanda por parte de productor es eficiente, siendo que este agente no es quien atiende directamente a los clientes.

Adicionalmente, encuentran pertinente revisar si la señal de distancia en las estampillas del sistema de transporte es adecuada, pues de acuerdo con estos agentes, este esquema segmenta el mercado y agrava la falta de competencia a la hora de comprar y vender gas. Adicionalmente, señalan que dificulta la entrada de nuevos campos de gas al sistema.

Como consecuencia de lo anterior, estos agentes observan una reducción importante del consumo en el segmento del GNV y una migración de los usuarios comerciales hacia el GLP. De igual forma, manifiestan un aumento en el riesgo de cartera en el mercado residencial, precisamente ocasionado por los altos precios de suministro.

Para subsanar esta situación proponen que el precio en boca de pozo sea único, reducir el número y formas de contrato, habilitar posibilidades para contratar cantidades diferentes firmes durante la vigencia del contrato, así como de unir los contratos de suministro y transporte, es decir, tener la posibilidad de comprar el gas ya no en boca de pozo, sino en puerta de ciudad.

2.1.5. Comercializadores Puros

Los comercializadores puros son aquellos agentes que gestionan la compra del suministro, transporte y el acceso a la red distribución para los usuarios finales[7]. Este tipo de agentes comentaron sobre los aspectos comerciales del mercado primario y del secundario, en particular, sobre las fricciones y límites que tienen para competir en igualdad de condiciones con el comercializador que es distribuidor, satisfacer las particularidades de sus clientes, garantizar un suministro continuo y la competitividad del gas frente a combustibles cercanos.

Loas aspectos comentados por estos agentes se presentan a continuación, así:

- **Desencuentro entre las condiciones de contratación y las necesidades de los clientes.**

En cuanto a los contratos de largo plazo, estos agentes señalan que la periodicidad de los contratos de largo plazo está en cabeza del productor y, por ende, los productos que se encuentran en las negociaciones bilaterales no permiten plazos diferentes a los ofertados. De igual forma, manifiestan que el volumen fijo del contrato en cada año no permite atender a clientes con demandas crecientes o con variaciones anuales. Por lo anterior, sugieren reducir el porcentaje de firmeza de los contratos CF95.

- **Coordinación suministro y transporte**

[7] Aunque marginalmente, los comercializadores puros también gestionan estos servicios a distribuidores-comercializadores.

Los comercializadores puros consideran que la competencia a nivel minorista se encuentra limitada por la desarticulación de la compra y venta del suministro y el transporte. En este sentido, señalan que su actuación en el mercado es marginal, como resultado de las dificultades para conseguir transporte en el corto plazo que coincida con los contratos de suministro.

- **Gestión del riesgo de abastecimiento**

De acuerdo con los comercializadores puros, el mercado secundario como herramienta para gestionar excedentes y faltantes de corto plazo no ha logrado concentrar la liquidez necesaria para que dicha gestión se haga de forma efectiva. En este sentido, se señala que no hay coincidencia de compra y venta en el corto plazo, en la medida que hay sobre contratación y no hay incentivos para que los excedentes, tanto de suministro como de transporte, se ofrezcan al mercado ya que los sobrecostos son trasladados al usuario.

Por lo anterior, manifiestan que los riesgos de suministro resultado de los mantenimientos y otros eventos deben ser trasladados al usuario, porque no son gestionables en el corto plazo. Esta situación se agrava teniendo en cuenta que los eventos eximentes del suministro están separados de los del transporte, por lo que, además del riesgo de no suministro al usuario final, se deben asumir costos que no son recuperables.

- **Competencia en la comercialización y competitividad del gas**

Los comercializadores puros comentan que, en los procesos de comercialización de gas en el mercado primario, los productores tienen la posibilidad de discriminar ofreciendo mejores precios a quienes demandan mayores volúmenes. Esta práctica beneficia a los comercializadores integrados (i.e., grupos empresariales) en la medida que son con quienes compiten directamente en el mercado no regulado.

Así mismo, afirman que cuando los clientes industriales con grandes consumos pueden ser conectados a la red de transporte, el distribuidor incumbente manifiesta que hace parte de su demanda proyectada y que, si no es conectado a la red de distribución, el mercado se afecta.

Para finalizar señalan que el atraso en las obras de infraestructura de transporte genera un riesgo importante, puesto que los contratos de suministro no pueden ejecutarse en la medida en que la infraestructura de transporte no está en funcionamiento.

2.1.6. Gremios-Asociaciones

Los comentarios y observaciones de los gremios son, en cierta medida, un resumen de las preocupaciones y propuestas expresadas por los distintos agentes de la cadena antes citados. En este sentido, los gremios consideran que la regulación del mercado no necesariamente soluciona las fallas del mismo, puede ser excesiva en algunos aspectos e insuficiente en otros.

Así, por ejemplo, una agremiación considera que la regulación es excesiva en la Costa Caribe, donde el mercado de suministro se encuentra en competencia, mas no soluciona los posibles problemas en las relaciones verticales y horizontales que existen y que limitan la competencia por el usuario final en los diferentes mercados. Proponen revisar las

disposiciones que regulan dichas relaciones y establecer una regulación diferencial Costa-resto del país.

En oposición, otra agremiación considera que se requieren disposiciones que faciliten la integración (vertical) con el objeto de reducir los costos de coordinación entre las distintas actividades de la cadena y armonizar mejor la regulación, de tal manera que permita una mayor cantidad de transacciones entre las dos regiones.

En general, las agremiaciones identifican la necesidad de contar con un suministro confiable de largo plazo, el cual no sólo incluya nuevas fuentes sino gestione mejor las necesidades de la demanda en sus diferentes tipos. En este aspecto, consideran que el actual esquema de comercialización no provee de incentivos suficientes para las inversiones de suministro y limitan la atención a nueva demanda.

Esta ausencia de incentivos la relacionan en tres aspectos a saber: el primero, es la estandarización de contratos, particularmente, la uniformidad de precios y cantidades que no acomoda perfiles escalonados en el tiempo, los cuales no permiten acomodar los cambios de la demanda a causa de la captura de nuevos clientes (v.g., el desarrollo de sistemas de transporte masivo), o la variabilidad del consumo diario (v.g., el perfil de consumo de las termoeléctricas y de los usuarios finales durante fines de semana)[8].

El segundo aspecto refiere a la duración de los contratos. Los gremios consideran que los contratos a largo plazo deben ser de una duración de uno o más años y no de uno y tres o más años como dispone hoy la regulación[9].

Y el tercer aspecto refiere a las condiciones de la comercialización del suministro menor a un año. Resaltan que, en la revisión de su regulación, la Comisión debe analizar:

- Los esquemas de subastas de contratos firmes bimestrales y de Úselo o Véndalo de Corto Plazo.
- La comercialización del suministro de gas contratado y no nominado, como puede ser el 5% del CF95. Esta revisión también debería incluir el análisis de los contratos con interrupciones, esto es, la posibilidad que una molécula de gas esté asociada a más de un contrato de este tipo.
- Los procesos de registro de contratos, los cuales son costosos en tiempo y otros recursos, incentivando a la realización de transacciones no registradas.
- La gestión de un esquema de garantías administrado por el Gestor del Mercado que permita reducir costos y el riesgo de contraparte.

Ahora bien, existen otros dos aspectos que estas asociaciones consideran relevantes a mencionar, uno de ellos corresponde a las condiciones contractuales de los eventos eximentes y de fuerza mayor, descritas en la Resolución CREG 114 de 2017 hoy Resolución CREG 186 de 2020. Las agremiaciones de la demanda consideran que dichas condiciones deben ser revisadas con el fin de equilibrar la relación de costos asociados a dichos eventos y que no se genere una situación discriminatoria que favorezca a los productores respecto a la demanda (p.e., industriales y comercializadores).

Otro aspecto que consideran necesario revisar, son las disposiciones regulatorias que pueden estar incentivando la contratación excesiva de gas para la atención de la demanda

[8] Los comentarios a la variabilidad de la demanda están asociados a las características de los contratos de opción de compra (OCG) y de firmeza condicionada (FC), los cuales tampoco acomodan las necesidades de la oferta.
[9] Algunos gremios resaltan la necesidad de tener contratos de suministro de siete o más años.

regulada, situación que reduce profundidad al mercado y puede afectar la formación de precios.

En relación con el transporte, los comentarios recibidos indican que existen aspectos asociados a la contratación y operación que consideran deben ser ajustados tal que se promueva un mayor desarrollo de los mercados de gas natural. Dentro de esos aspectos, una mayor coordinación entre el suministro y transporte es deseable, empezando desde la contratación de ambos servicios que es fundamental para contar efectivamente con el servicio domiciliario.

La revisión de la metodología de remuneración de la actividad de transporte es otro de los temas fundamentales a revisar por cuanto se cuenta con un atraso importante dentro de los ajustes a la regulación y determina los cargos a aprobar para los distintos tramos y sistemas de ductos que conforman el SNT. En esta revisión, plantean que la Comisión analice esquemas que involucren el uso de estampillas para la remuneración por el uso del SNT.

Asimismo, las agremiaciones resaltan la necesidad de revisar el reglamento único de transporte en lo que se refiere a las nominaciones y renominaciones, con el fin de responder mejor a sus necesidades y facilitar las transacciones de corto plazo.

Respecto a los mecanismos existentes de comercialización, los gremios sugieren a la CREG revisar los mecanismos de Úselo o Véndalo, de corto y largo plazo, con el objeto de facilitar la liberación de capacidad excedentaria y su respectiva contratación entre partes del mercado secundario.

Finalmente, resaltan la necesidad de mejorar los registros de información de esta actividad con el objeto de promover un mercado de balances por puntos de entrega, identificar la afectación de remitentes en los casos de desbalances y variaciones de salida, y la aplicación de compensaciones.

2.2. OTROS ANÁLISIS O APROXIMACIONES QUE SE ASOCIAN AL FUNCIONAMIENTO DE LA COMERCIALIZACIÓN DEL SUMINISTRO DE GAS.

2.2.1. Estudio de la Misión de Transformación Energética

Un elemento importante a considerar para el análisis de los ajustes a la comercialización mayorista de gas, corresponde al diagnóstico y conjunto de recomendaciones que la Misión de Transformación Energética – MTE realizó para el Ministerio de Minas y Energía para su eventual implementación, como resultado del Foco 2 "*El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda*", que evidentemente deberán tener en cuenta los prerrequisitos que las permitan habilitar.

Las propuestas parten del diagnóstico dado por los expertos de la misión en el marco de la Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. En donde se identificaron entre otros, los siguientes problemas:

"…..

- *El Balance de Oferta y Demanda de Gas Natural señala que se presentarán déficit de suministro en los próximos diez (10) años. La declinación de los grandes campos de gas con que contaba el país evidencia la necesidad de incrementar la oferta de este energético identificando alternativas que le den sostenibilidad de largo plazo al*

sector ya sea con la incorporación de recursos convencionales y/o no convencionales a la oferta doméstica, ya sea a través de importaciones.

- *Si bien existen reservas con posibilidad de entrada en el corto y mediano plazo con base en recursos contingentes y el eventual desarrollo de fuentes no convencionales (Shale Gas o Coalbed Methane), condicionar el abastecimiento de la demanda nacional a una oferta cuya incorporación afronta los riesgos inherentes al desarrollo de estas fuentes, que no se restringen al mero aval legal de este tipo de explotaciones, compromete el crecimiento del sector pudiendo causar la destrucción de demanda existente y restringir, como de hecho viene sucediendo, decisiones de inversión por parte de consumidores potenciales de este recurso.*

- *Así mismo, los escenarios de proyección de oferta y demanda con un horizonte de diez años (2019 – 2028), no tienen en cuenta que el país desde el 2006, destruyó gran parte de la demanda de gas del sector termoeléctrico, demanda cuya existencia permitió el desarrollo de los programas de masificación de gas que hicieron posible que en la actualidad, 9.598.716 usuarios finales se encuentren conectados a las redes de gas (Cierre Primer Trimestre de 2019). La reincorporación de este parque de generación como consumidores de esta fuente primaria de producción de electricidad debería ser un objetivo prioritario tanto para el sector de gas, como para el sector eléctrico, en la medida en que solventar esta situación favorecería a los consumidores de ambos sectores y coadyuvaría al incremento de la productividad del país.*

- *Se encuentra que la problemática actual que enfrenta el abastecimiento de gas, está asociada directamente con un enfoque errado de la política, el planeamiento y la regulación sectorial. El enfoque al que se hace referencia está asociado con la visualización del futuro del sector siempre basada en las perspectivas y expectativas de la producción doméstica y no en garantizarle a los consumidores finales, existentes y potenciales, que pueden contar con garantía de suministro en el mediano y largo plazo, con independencia del origen del mismo.*

- *Así mismo, este enfoque ha favorecido la consolidación de posiciones dominantes en el mercado y ha distorsionado la regulación sectorial, con un alto costo para los usuarios del servicio y un alto costo para el país en términos económicos y ambientales, siendo también recurrentes las alertas de racionamiento en el sector de gas y por ende en el sector eléctrico, o alertas de racionamiento en el sector eléctrico y por ende en el sector de gas, alerta esta última que se materializó durante el Fenómeno de El Niño 2009 – 2010.*

…..”

Una vez definidas las conclusiones de la Misión y los planteamientos formulados por quine la componen, la consultoría contratada por el Ministerio de Minas y Energía para definir los pasos a seguir para su implementación, estableció las propuestas finales las cuales se presentan en un resumen en temas que conciernen directa o indirectamente con la comercialización del suministro de gas natural en el Mercado Primario o en el Mercado Secundario, ya sea en el lado de la oferta o bien en el lado de la demanda.

Ahora bien, sobre las propuestas realizadas por la Misión se encuentran las siguientes relacionadas con el suministro de gas (interacción oferta – demanda):

- **Abastecimiento y Demanda:**

  - El requerimiento de incorporar, en la oferta doméstica, recursos convencionales y/o no convencionales, las importaciones de gas a través de plantas de regasificación, toda vez con los actuales pronósticos de la UPME en el mes de enero de 2024 se presentaría un déficit de gas.

  - De igual manera, se ve la necesidad de la ejecución de proyectos estratégicos de regasificación que, aunados a la producción doméstica, permitan la atención plena de la demanda actual y potencial de este energético.

  - Por otra parte, se plantea la entrada en operación de la planta de regasificación en la Costa Pacífica para diciembre 2022, de La Guajira para junio de 2023 con su ampliación a octubre de 2024 y la prórroga o sustitución de la Planta de El Cayao en noviembre de 2026.

  - De igual forma hacer ver que, a partir de una oferta suficiente, se puede implementar la contratación obligatoria de gas con un horizonte y un plazo de 10 años, donde la oferta estaría enfocada en suministro de gas nacional y en capacidad de regasificación de Gas Natural Importado-GNI.

  - Frente a ello, el mecanismo para asignar estos contratos podría ser tanto negociación bilateral como subasta, sin embargo, se recomienda la negociación bilateral (supervisada) debido a la existencia de un riesgo relevante de manipulación de la subasta (por ejemplo, debido a pocos participantes, barreras de entrada, etc.).

  - En todo caso, al menos hasta que el mercado de gas en Colombia gane suficiente liquidez, parece más conservador optar por un sistema de contratación bilateral, teniendo en cuenta incluso que esos contratos estarían razonablemente estandarizados (indexados con base en los precios que se registren en el hub virtual).

  - Respecto de los costos de la infraestructura de regasificación, los mismos serán asumidos por la demanda que se beneficia de la misma y cubiertos a través de contratos de reserva de capacidad de regasificación que suscriban agentes y/o usuarios con el horizonte de diez (10) años exigido.

  - Adicionalmente, se hace ver la necesidad de viabilizar la puesta en marcha del mercado de gas contingente, pues son múltiples los factores asociados con la viabilización de estas reservas, el cual debe estar acompañado de la ejecución de infraestructura de transporte prioritaria que permita la realización de reservas contingentes.

  - Se requiere establecer para los gasoductos de conexión la puesta en marcha en el mercado de gas de campos de vida útil menor a 10 años, con períodos de amortización de las inversiones más cortos.

  - Para garantizar una adecuada planeación y una mejor coordinación entre el suministro y el transporte, se manifiesta que se deben vincular a los productores, en

función de su capacidad de producción, al desarrollo de la infraestructura de transporte a través de señales tarifarias.

- Finalmente, proponen la reincorporación de las centrales termoeléctricas a gas existentes, en el mercado mayorista de electricidad, mediante la evaluación de un mecanismo a través del cual se les compensan los costos fijos de suministro y transporte en que deban incurrir para hacer uso del gas natural.

➢ **Régimen Plantas de Regasificación:**

- En relación con las plantas de regasificación y como se ve en el punto de abastecimiento y demanda, en la oferta doméstica es necesario incluir la importación de GNL a través de plantas de regasificación, por el déficit que se prevé para enero de 2024, conforme las actuales previsiones.

- Se observa la necesidad de incluir un Régimen de Acceso para las plantas del Pacífico y de la Guajira propuestas y para la planta de El Cayao, a partir de diciembre de 2026 en el caso de esta última, sin que se descarte el Régimen de Acceso Abierto con Exenciones. En el caso del Régimen de Acceso Abierto con Exenciones, aspecto que consideran la CREG debe definir los criterios aplicables para permitir tales exenciones.

- Con base en la figura del Régimen de Acceso Abierto con Exenciones los Productores-comercializadores que sean usuarios potenciales de gas por su integración vertical con el eslabón de refinación o el de la industria petroquímica, podrían eventualmente aspirar al desarrollo de estos proyectos.

- Recomiendan que la adjudicación de las convocatorias de la UPME, respecto de estos proyectos, se sujete a minimizar un CAPEX y un OPEX Anual que ofrecerían los proponentes (denominado Servicio Estándar Integrado de GNL), implícitos en la propuesta de Ingreso Anual con un horizonte de diez (10) años. La Rentabilidad sobre el CAPEX será la misma que defina la CREG para el Servicio de Transporte.

- Así mismo, la CREG deberá reglar el proceso de asignación y verificación anual de requerimientos de capacidad (noviembre de cada año), que no implica que usuarios existentes o potenciales de las facilidades de las plantas de regasificación puedan acceder o contratar cantidades adicionales de servicios a lo largo del año y por fuera del cronograma anual definido por el regulador.

- Se pone énfasis en que las reglas de asignación deben evitar el acaparamiento de capacidad de regasificación de las plantas.

- Finalmente, por concepto de los servicios que se presten y que excedan las condiciones del Servicio Estándar Integrado de GNL (condiciones que debe predefinir la UPME en los pliegos de la convocatoria), el desarrollador y/u operador podrá devengar ingresos adicionales aplicando las mismas tarifas por tipo de servicio adicional prestado.

➢ **Mercado de gas y comercialización de la producción**

- La propuesta en este tema se basa en establecer como prioridad el incremento de la liquidez en los mercados de las moléculas, lo que redunda en el número de agentes del mercado negociando el mismo bien, elevando así el nivel de competencia en el mercado y que aumenta la eficiencia en la coordinación de actividades. En la experiencia internacional, el modelo principal para facilitar la liquidez en el mercado de molécula es el hub virtual combinado con el sistema entrada-salida (metodología entry-exit).

- Con base en lo anterior, las propuestas giran en torno a la idea de implantar un mercado de gas basado en puntos de entrega virtuales, lo que requiere definir los puntos de entrega estándar a través de la definición de hubs virtuales.

- Por otra parte, el transporte será organizado de manera centralizada (common carriage), lo que significa que su remuneración no depende de la contratación sino de los ingresos reconocidos (Allowed Revenue), que serán pagados por los usuarios a través de las tarifas definidas por la regulación.

- Consecuentemente con la elección del sistema de transporte, el objetivo es la implementación de competencia mayorista y minorista, por lo que se supondrá un nivel mínimo de separación entre la distribución y la comercialización.

- Con relación a la Comercialización, con la incorporación al mercado de plantas de regasificación que permitirán la presencia de un número significativo de nuevos oferentes y la garantía de suministro, se propone que este mercado sea liberalizado, permitiendo la libre negociación de las partes mediante contratos bilaterales tanto para el gas doméstico como para el GNL importado a través de la infraestructura de regasificación. Este mercado deberá contar con un sistema de información robusto que facilite transacciones en el mercado secundario de gas natural.

- Proponen, eliminar las exoneraciones de contratación para consumo propio de instalaciones industriales pertenecientes al productor y esas cantidades deben estar limitadas al gas destinado a la reinyección de campos para optimizar la recuperación de reservas y la operación de estos.

- Se recomienda de manera particular que la modalidad take or pay, todavía vigente bajo otra denominación (Contratos Firmes o que Garantizan Firmeza), incluya cláusulas de compensación o reposición del gas no nominado, con plazos razonables, sin hacer una expropiación anticipada de derechos y la modalidad contractual denominada “Opción de Compra de Gas” debe ser sometida a vigilancia especial.

- Las transacciones del mercado secundario también deben ser libres, en donde los esquemas de “úselo o véndalo” no serían aplicables en el caso de suministro y debe ser el comprador quien tome la decisión de nominar las cantidades mínimas exigibles en los contratos, o postergar su consumo en el caso de los take or pay.

- Es así como, al existir flexibilidad en modalidades contractuales y en la proporción de pagos fijos en los contratos, la venta al secundario debe ser potestativa del comprador inicial en función de sus requerimientos de consumo y las condiciones económicas del mercado.

- La coordinación de las acciones del regulador y las entidades de vigilancia y control aparecen como un elemento central para enfrentar los desafíos de la industria colombiana de gas natural, puesto que aparte de descartar esfuerzos superpuestos, la coordinación institucional evitaría que se aborden los problemas relevantes de la industria por falta de comprensión de cómo actuar en ese tipo de situaciones.

- Manifiestan la relevancia de incentivar el desarrollo de proyectos de generación distribuida a gas, proyectos de cogeneración y distritos térmicos en las ciudades, así como el consumo de gas a nivel industrial (tanto en industrias existentes que en la actualidad no lo consumen, o lo han sustituido, como para proyectos industriales futuros), y de proyectos de movilidad.

Cabe mencionar que, dentro de las propuestas realizadas por la Misión, también se incluye la siguiente, que se relaciona con la coordinación de la operación bajo un nuevo esquema propuesto de Entrada - Salida, pero que también puede afectar la información operativa que relaciona el suministro con el transporte:

- Creación de un nuevo agente institucional, que se propone denominar Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento, que tendría como función, hacer la conexión entre el sistema de equilibrio o balance propuesto por la Misión y un centro virtual de transacciones por definir. Adicionalmente se propone que dicho Gestor Técnico, entre otros aspectos, elabore y proponga ante la UPME proyectos indicativos a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, realice las convocatorias públicas actualmente en cabeza de la UPME, presente ante la CREG los Pliegos Tarifarios para establecer las Tarifas Entrada-Salida en nombre de todos los transportadores, publique un boletín electrónico diario en el cual se transparenten todas las transacciones comerciales del día en el Mercado Primario y Secundario, las Inyecciones y Extracciones, la Utilización de la Capacidad, los Incidentes por Mantenimientos Programados y No Programados, así como cualquier oferta o demanda por capacidad en la infraestructura.

A continuación, se presenta un resumen de las medidas propuestas que conducirían directamente a revisar los mecanismos y procedimientos de comercialización en el mercado mayorista de gas. Vale la pena mencionar que de estas propuestas principales podrían derivarse otras secundarias que tendrían que desarrollarse.

	PROPUESTAS ESTUDIO DE TRANSFORMACIÓN ENÉRGETICA
Política pública y planeación	Oferta vs Demanda: Plantas de regasificación y Demanda Térmica
	Proyección de la demanda incluyendo la demanda térmica: Totalidad del parque termoeléctrico incorporada a la demanda sectorial
	Contratación de 10 años
	Reconocimiento plantas térmicas
	Régimen de nuevas plantas de regasificación Acceso Abierto o acceso abierto con exenciones.
	Gestor Técnico de transporte y almacenamiento.
Transporte	Pasar de metodología de remuneración de Contract Carriage a Common Carriage

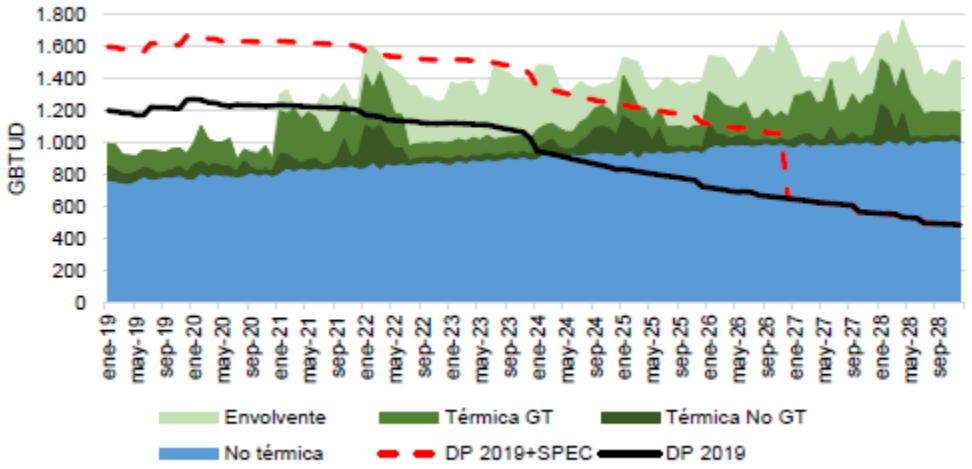
	Modelo Entry – Exit
	Almacenamiento e indicadores
Comercialización	Punto de entrega virtual: Mercado de gas basado en puntos de entrega virtuales
	Contratación a 10 años: Para cada año, estarían disponibles contratos de suministro y contratos de capacidad de regasificación de duración anual, para los próximos diez (10) años.
	Liberación / flexibilización en la contratación, modalidades y mecanismos de comercialización. • Compensaciones por gas no nominado. • Eliminación de las exoneraciones de contratación para consumo propio • Comercialización de paquetes de servicios
	Separación de actividades de comercialización y distribución

2.2.2. Balance entre el potencial de oferta y el potencial de demanda

Un aspecto relevante a considerar para la posible formulación de alternativas para la comercialización del suministro de gas, en relación con los lineamientos de la política energética, en particular respecto de los agentes que atienden demanda esencial es la obligación para dichos agentes de suscribir contratos con respaldo físico (firmes) y frente a los mecanismos de comercialización que dispone la CREG, debe ser establecido a partir del balance periódico que se realice entre las cantidades máximas disponibles para la venta en firme para un período determinado y las cantidades necesarias para atender la demanda total en el Mercado Mayorista en dicho período.

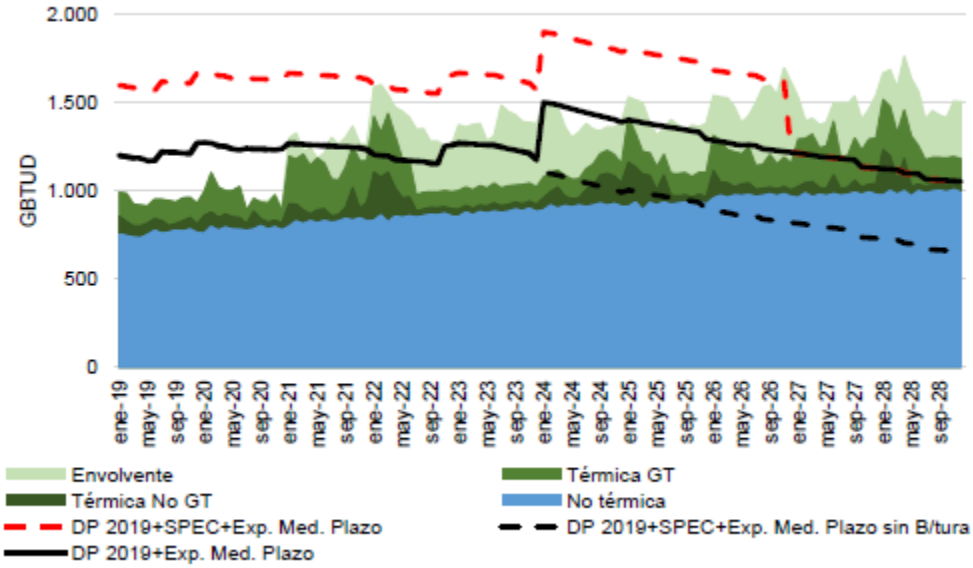
Para lo anterior se toma en consideración que la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, publicó en julio de 2020 el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el cual sirvió de soporte para la adopción del mencionado plan mediante expedición de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40304 de 15 de octubre de 2020. De ese estudio es necesario en este punto del documento considerar el balance físico de oferta y demanda que se prevé, para lo cual se incluyen las gráficas correspondientes al Balance 1 y el Balance 2, así:

Gráfica 3-1 Balance 1: Escenario de Oferta 1 y Escenario medio de proyección de demanda



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

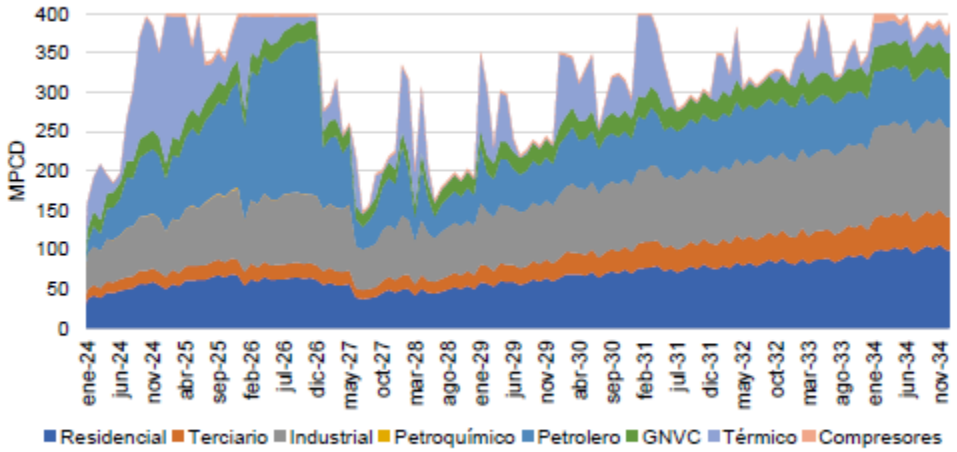
Gráfica 3-2 Balance 2: Escenario de oferta 2 y Escenario medio de Proyección de demanda



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

Adicionalmente, como parte del estudio en mención, se incluyó un análisis de la proyección de la demanda nacional que eventualmente debería ser atendida, ante el escenario de referencia de la oferta Balance 1 (escenario más probable), a partir de gas importado a través de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Para ello se toma una gráfica en donde se observa que hacen parte de esa eventual demanda todos los sectores de consumo de gas, incluyendo la demanda residencial y terciaria, entendiendo por esta última al sector de servicios, que se encarga de los objetos intangibles (bienes y servicios) destinados a satisfacer las necesidades de los demás sectores de la producción y de los consumidores, las cuales de alguna forma son Demanda Esencial, así:

Gráfica 9-10 Consumo sectorial de la planta de Buenaventura

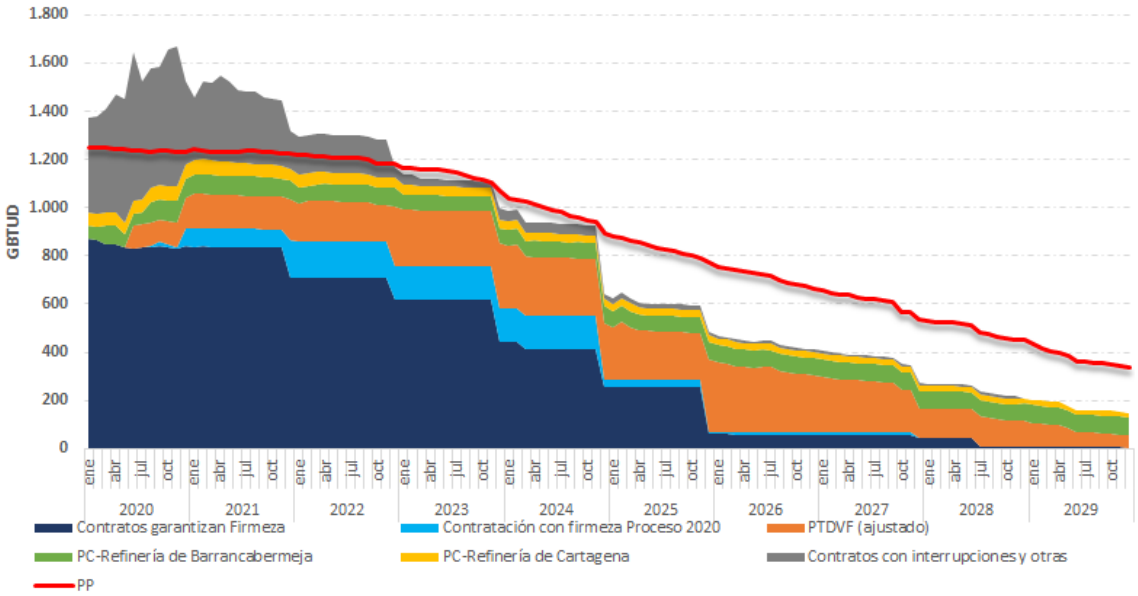


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Es importante notar que los escenarios de la UPME parten de balances físicos y no parten de los balances comerciales (contractuales o transaccionales). Esto quiere decir que en dicho balance físico se tienen en cuenta cantidades que se espera que puedan ser entregadas físicamente (potencial de producción) para su consumo, y no parten de cantidades que eventualmente puedan ser contratadas en firme para atender el consumo esperado. Esto es importante considerarlo porque, como se ha visto en el cuadro de comparación de energía contratada versus energía consumida, un porcentaje de contratación firme que está por encima de las cantidades que se esperan usar finalmente, especialmente en el caso de los consumos de usuarios industriales.

Del mismo modo se puede apreciar que las cantidades de potencial de producción no necesariamente se reflejan directamente en las cantidades disponibles para la venta en firme PTDVF, una vez restado del potencial de producción las cantidades de producción ya comprometida en contratos previamente suscritos y en autoconsumo de los productores. Lo anterior puede deberse a que el potencial de producción parte de un pronóstico de cantidades que considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. Por tanto, dicho potencial parte de valores que tiene un nivel de riesgo de ser comprometidos en su totalidad en contratos firmes.

De lo anterior se deriva que, desde el punto de vista comercial las cantidades firmes a contratar serán de mayor valor que las cantidades de demanda final mostradas en las gráficas presentada por el Estudio Técnico de la UPME y permite prever que una parte importante de la demanda a contratar del gas para abastecer la demanda nacional, podría provenir de fuentes de suministro que hoy en día no presentan cantidades disponibles para la venta mediante contratos en firme, o provenir del mencionado proyecto de infraestructura de importación de gas del Pacífico. La información contractual más reciente con la que cuenta el gestor del mercado, presenta el siguiente balance transaccional:



Fuente: Gestor del Mercado

Muy importante observar en la gráfica anterior que el Potencial de Producción físico PP no se refleja como cantidades que se presenten al mercado como potenciales para venta en firme PTDVF. Se observa la brecha a partir del año 2023 entre el PP y las cantidades que se encuentran previamente contratadas en firme, cantidades reservadas de consumo propio de los productores, de refinerías y la PTDVF.

No obstante, se pueden presentar o prever situaciones que no permitan contar con suficientes cantidades disponibles de gas nacional para la venta en firme para atender las necesidades de algunos períodos futuros de la demanda nacional de gas, como sugieren los análisis de la UPME y que la entrada en operación de la infraestructura de regasificación de gas del Pacífico se dé con posterioridad a esta eventual insuficiencia de gas (la Fecha de Puesta en Operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico estaría para junio de 2026 de acuerdo con la Resolución MME 40304 de 2020).

Es por ello que se considera necesario que la regulación complemente los mecanismos de comercialización y modalidades contractuales de gas, de modo que se prevean tanto eventuales situaciones o períodos en que las cantidades a vender en el Mercado Primario sean inferiores a las cantidades que desean o requieren comprar los agentes que atienden la demanda final, como la situación contraria, más aún cuando, como se explicó anteriormente, hay lineamientos de política y regulación que en particular afecta las exigencias de contratación para atender la demanda esencial y la demanda regulada en general y la necesidad de incluir mecanismos que permitan a los agentes que atiendan esta demanda tener acceso a los contratos de suministro como se establece en el Decreto 1073 de 2015.

2.2.3. Estudio para la introducción de reformas regulatorias en las disposiciones de usuarios no regulados.

Con el propósito de analizar y evaluar las disposiciones regulatorias del servicio público domiciliario de gas natural que aplican a los usuarios no regulados, con el objetivo de introducir reformas regulatorias respecto de los criterios y procedimientos para su

clasificación, así como para seguir promoviendo la competencia en la comercialización del gas que enfrentan en el mercado mayorista y según los mercados relevantes donde se encuentren ubicados", la Comisión contrato a la firma Econometría S.A.

En este estudio se encontró como problemática o barreras que afrontan los usuarios no regulados que en resumen son las siguientes y las cuales algunas son tratadas con mayor detalle en el numeral 2.3.5.1. de este documento.

- Existe una dificultad para que el Usuario no regulado pueda acceder al mercado primario dado que las reglas son complejas de entender.
- Hay altos niveles de intervención en el mercado primario y en el mercado secundario.
- La estandarización en el mercado primario puede no coincidir con necesidades de los usuarios no regulados
- En el mercado primario se observan indicios de elementos regulatorios que pueden estar afectando la seguridad jurídica
- En la regulación no hay un criterio claro para distinguir entre la comercialización en el mercado mayorista y minorista
- No se permite el acceso directo de los usuarios no regulados al mercado secundario.

En este sentido y con el fin de solucionar la problemática el consultor propone entre otras cosas:

- Reducir el límite de consumo a de los usuarios no regulados estableciendo condiciones generales del servicio, condiciones de acceso de uso de redes de transporte y distribución, condiciones técnicas de equipo de medida, condiciones de cambio de comercializador, entre otras.

- Desarrollar la posibilidad de que los UNR puedan agregar demanda para efectos de acceder al mercado internacional e importar gas.

- Dar mayor posibilidad de que los UNR accedan al mercado mayorista, a través de los distintos mercados que lo conforman, de manera que la posibilidad de optar por cualquiera de ellos, según sus necesidades y así mejorar su poder de negociación. La participación directa de los UNR en los distintos mercados sería deseable, teniendo en cuenta que cada mercado debería tener fines, características y responder a necesidades diferentes.

- Definir de forma clara los productos; los mecanismos y periodos de transacción, que deberían ser de largo plazo, así como la duración de los contratos. Si bien esto hace que el mercado pueda ser especializado y complejo, las reglas deberían ser claras, completas y de fácil comprensión para los participantes, especialmente los UNR.

- Establecer reglas para que los precios se formen atendiendo a los productos contratados y los riesgos asumidos por las partes, y se identifiquen, definan y prohíban discriminaciones de precios no justificadas, aplicables a las subastas y a la negociación directa, para evitar o controlar que se ejerza el poder de mercado.

- El mercado secundario debería tener dos enfoques: un mercado para establecer balances de cantidades entre agentes que compraron en el primario, o un mercado

para fraccionar cantidades y darles un valor agregado (coberturas más flexibles, transacción en moneda local, disminución sobre el riesgo de cantidades para la demanda, entre otras posibles).

- Permitir al Usuario No Regulado, UNR comprar en el Mercado Secundario, MS, dado que su limitación no tiene mayor fundamento.

- Las Otras Transacciones del Mercado Mayorista, OTMM, no deberían tener como fin ajuste de cantidades entre agentes, sino que debería ser un mercado para prestar servicios a usuarios finales. Por tanto, deben presentar condiciones transaccionales más flexibles y menos reguladas, donde es pertinente la inclusión de valores agregados a los productos, en cualquiera de las dimensiones que se requieran, tipo de producto, forma de transacción, duración, responsabilidades operativas a cargo del vendedor, agregación de transporte y suministros entre otros posibles, plazos de pago, coberturas más flexibles, como se observa en los contratos que los UNR reportan al Gestor como OTMM. Además, quienes venden en este mercado deberían ser comercializadores y de esas transacciones debe surgir un contrato de un servicio público domiciliario.

  Lo anterior, sin perjuicio de que la regulación pueda ocuparse de regular los aspectos mínimos de organización del mercado, como, p.ej., definir quiénes pueden actuar como comercializadores en ese tipo de transacciones; objetivos y fines de ese mercado; criterios mínimos de protección de los UNR; prácticas discriminatorias no justificadas; contenido mínimo de los contratos y modificación y terminación con justa causa; contenido mínimo de los contratos, así como la posibilidad de avanzar progresivamente hacia una estandarización de los productos, de acuerdo con las necesidades y la evolución de ese mercado.

  Esas reglas mínimas son necesarias para evitar prácticas que puedan llegar a desorganizar o afectar el adecuado funcionamiento y la eficiencia del Mercado Mayorista, del que hacen parte las OTMM.

- La diferenciación entre los fines a los que deben servir, las condiciones de transacción, productos, forma de pago, coberturas, moneda de transacción, riesgos, permitirían distinguir entre el MP, MS y las OTMM, y una discriminación justificada de precios. Y esas mismas razones ameritan que se permita la participación de los UNR en cada uno de esos mercados.

- Definición y determinación de la condición de usuario no regulado: El usuario no regulado es aquel que por su condición de consumo, iguala o supera el límite para ser considerado como tal, condición que debe ser verificada durante un periodo mínimo de seis meses en un año, los cuales no necesariamente deben ser consecutivos, debe ser de su voluntad el migrar al mercado no regulado, aplicar el procedimiento señalado más adelante, gestionar directa o indirectamente a través de un comercializador sus contratos de suministro y transporte, negociando libremente las condiciones de tales contratos.

- Establecer las reglas para medir el nivel consumo dado que esas reglas no existen en la regulación actual, dado que las establecidas en el artículo 77 de la Resolución

057 de 1996, a las que remite la definición actual, fueron derogadas por la Resolución 089 de 2013 (incorporada en la Res. 114 de 2017).

- Con el fin de promover la mayor participación de usuarios en el mercado no regulado se considera conveniente establecer reglas para que nuevos usuarios –usuarios que no tienen consumos históricos en la instalación legalizada, o usuarios con ampliación de capacidad de sus procesos industriales o comerciales, puedan acceder a la condición de UNR con proyecciones de consumo, sujetas a las mismas reglas establecidas para la medición del consumo, que deberán ser cumplidas dentro de los doce meses siguientes, para poder mantenerse en el mercado no regulado.

- Permitir a los usuarios el poder de decisión sobre el régimen aplicable de usuario regulado o no regulado, lo que puede aumentar su poder de negociación, principalmente, porque la decisión de acogerse al régimen no regulado estará determinada por las mejores condiciones económicas y de prestación del servicio que le ofrezca el prestador.

- Establecer reglas para determinar, el tránsito de los nuevos usuarios al mercado no regulado a partir de la vigencia de la regulación que modifique los límites; la pérdida de la calidad de no regulado por reducción del consumo; y las reglas para que un usuario pueda acceder nuevamente al mercado no regulado una vez que vuelva a alcanzar el nivel de consumo.

- Es conveniente que la regulación haga explícita la condición de comercializadores de energía que es propia de los generadores térmicos, y que regule su participación en el mercado mayorista bajo esa calidad y no como UNR, esto considerando que los análisis sobre la participación de los generadores térmicos en el MP y las OTMM permiten evidenciar que en esos segmentos participan principalmente UNR térmicos, quienes a su vez actúan como comercializadores de gas y que en la regulación, se observa dificultades para establecer cuándo los generadores térmicos actúan como comercializadores de gas o UNR, y si pueden actuar en el mercado mayorista manteniendo simultáneamente esas dos condiciones. Esa situación genera inseguridad jurídica y puede terminar afectando la organización y el funcionamiento adecuado del mercado mayorista.

- Establecer el procedimiento para ser considerado UNR tal como que el usuario haya cumplido el periodo mínimo de permanencia con el comercializador, presente niveles de consumo promedio diarios iguales o superiores a los propuestos, de ser necesario, el sistema de medida para que se ajuste a los requerimientos establecidos en la regulación, seleccionar al comercializador que lo va a atender y gestionar su contrato de suministro y transporte , registrarse ante el Gestor del Mercado y registrar los contratos de suministro y transporte, debe estar a paz y salvo con el comercializador y el transportador que le prestan el servicio

- Definir las circunstancias para la pérdida de la condición de usuario no regulado

- Mientras la CREG desarrolla la figura de prestador de última instancia, se debe aplicar lo señalado en el procedimiento para aquellas situaciones en que el usuario no regulado pierde tal calidad. De cualquier forma, las empresas comercializadoras

que atienden usuarios no regulados podrán proponer a la CREG esquemas de prestador de última instancia.

- Las dos fuerzas que conforman el mercado son la oferta y la demanda, por tanto, resulta fundamental que la demanda sepa dónde encontrar a la oferta y la oferta sepa dónde está la demanda, igualmente, si el mercado tiene algún grado de formalización, que las partes conozcan las reglas (registro, modalidades contractuales, formación de precios, otras). En la regulación de la CREG se prevé que los comercializadores deben disponer en su página web la lista de comercializadores que atienden en su mercado, la cual debe contener el contacto de los comercializadores, así las cosas, se propone:

- Que el Gestor del mercado tenga la lista de comercializadores clasificados por cada mercado en el cual transan, el tipo de usuario que atienden y las cantidades que está dispuesto a ofertar en las diferentes modalidades contractuales existentes, señalando las condiciones que requiere para su transacción y según las reglas del mercado, en que mercado se pondrían a disposición de los usuarios dichas cantidades. Este registro de oferentes puede ser voluntario para los comercializadores en un principio.
- Que el Gestor del Mercado disponga de un registro de usuarios no regulados, con la información que permita contactarlos, tales como ubicación, contactos. Este registro igualmente sería voluntario por parte de los usuarios.
- Que el GM desarrolle una herramienta que permita que la oferta ponga a disposición del mercado las cantidades que tiene disponibles en las diferentes modalidades contractuales, plazos e igualmente las necesidades de los UnR puedan ser públicas. En un contexto en el cual inclusive la plataforma del Gestor del mercado facilite las transacciones bilaterales y ponga en contacto de forma automática a las partes.
- Permitir en el mercado de suministro y trasporte la intermediación: lo cual requiere que en el mercado primario solo transen en calidad de vendedores los productores comercializadores y los comercializadores importadores y en calidad de compradores los comercializadores, los generadores y los usuarios no regulados y que quienes actúan en el mercado primario sólo puedan actuar en el mercado secundario como vendedores.
- En transporte los vendedores serían los transportadores y los compradores los comercializadores, los generadores y los usuarios no regulados, por tanto, no se vislumbra que se requieran ajustes del mercado primario.

- En el mercado secundario de suministro los vendedores serían los comercializadores que compraron en el mercado primario, y en calidad de compradores, los usuarios no regulados y los comercializadores que no van al mercado primario. Por tanto, se requeriría realizar estos ajustes en la regulación.

- No se encuentra razón para que los productores y los importadores comercializadores transen como compradores en el mercado secundario, por lo cual se recomienda a la CREG no permitir que vendan o compren en el mercado secundario.

- Permitir que en el mercado secundario se estructuren productos diferentes a los propuestos por el regulador, especialmente productos que reflejen la variación diaria

de los perfiles de consumo (día ordinario, día sábado, día domingo y festivo, por ejemplo) o productos que incluyan suministro y transporte.

- Definir que los usuarios no regulados y los generadores que transen en el mercado secundario en calidad de vendedores lo hagan a través de un comercializador o desarrollen explícitamente la labor de comercialización.

- Ampliar el concepto de comercialización, estableciendo, de considerarlo la industria, la conformación de productos que tengan diferentes grados de responsabilidad operativa (nominación, responsabilidad sobre excedentes, responsabilidad sobre el balance, entre otros posibles).

- Permitir que los comercializadores que atienden usuarios no regulados, incluyendo a los productores comercializadores, podrán establecer modalidades contractuales que consideren en un mismo contrato las estacionalidades propias de los días ordinarios, sábados, festivos y domingos, u otro tipo de estacionalidad de las cantidades: mensual, trimestral, semestral. Lo anterior sin detrimento de las condiciones requeridas para cada tipo de demanda.

2.2.4. Estudio para la definición de la formula tarifaria aplicable a usuario regulado

Adicional al estudio anterior, la Comisión contrato con Econometría S.A, un estudio que sirviera como insumo para establecer la fórmula tarifaria del costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados para el siguiente periodo tarifario. Sobre este análisis el consultor concluyo de forma resumida lo siguiente:

- Se tienen costos que ha asumido la demanda regulada, dado los niveles de contratación realizados por encima del consumo real de los mercados. Se ha garantizado la atención de la demanda. Sin embargo, se tienen diferencias significativas entre las compras y la demanda real. Se tienen costos asumidos por la demanda por este efecto estimados en USD 74 millones anuales.
- La interpretación de la CREG de lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 para asegurar la atención de suministro y transporte de la demanda esencial, extrapolado al total del mercado regulado y sujeto a la utilización de modalidades de compra de suministro con respaldo físico establecidas en la R. CREG 114/2017 (que ahora se recoge en la R. CREG 186/2020), no facilitan la modulación de compras de suministro acorde con las variaciones estacionales de las distribuidoras – comercializadoras.
- Si bien se permite la venta de excedentes, no son líquidos los mercados de corto plazo.
- Así se lleven los excedentes para venta, no es fácil transar estos suministros para la venta cuando se tienen grandes cantidades disponibles por parte de todos los agentes que atienden las mayores demandas. Si se permite más modalidades para que los agentes adquieran el suministro, este mercado secundario posiblemente se dinamice para que los agentes adquieran los faltantes para atender la demanda esencial.

- La información establecida para el reporte al SUI y para los informes del Gestor del Mercado, no permite la trazabilidad de todos los detalles de las transacciones, específicamente de los excedentes comprados por encima de la demanda real (con detalles diarios, mensualizados y anuales), sus costos y la parte de la cadena que de acuerdo con la regulación y el funcionamiento del mercado se está quedando con dichos excedentes.
- Lo que no se puede validar y verificar, resulta un riesgo para la demanda y definitivamente amerita que el Regulador CREG, junto con la SSPD y el Gestor del Mercado, evalúen cuáles datos y conceptos son necesarios para poder realizar la trazabilidad adecuada de esta información que permita validar la componente Gm que está siendo aplicada o será aplicada a los usuarios finales en cada mercado, incluso en tiempo real.

Las propuestas se concentran en las siguientes:

- Establecer otras modalidades de contratación para permitir a las empresas una mejor modulación de las compras de suministro garantizando el cubrimiento de la demanda esencial incluidos los días de consumo máximo y que se deje en libertad a las empresas para comprar las cantidades de energía en firme que se acerquen a la demanda real de sus usuarios
- Incentivos regulatorios para que los Comercializadores que son distribuidores realicen estimaciones cercanas a la demanda real
- Gestión periódica de los comercializadores a sus proyecciones anuales, mensuales, semanales y diarias, para identificar posibles excedentes y ponerlos en el mercado oportunamente, con la posibilidad de contratación de un porcentaje X de su demanda no esencial que es regulada a través de contratos que no necesariamente deber ser en firme, porcentaje este que podría determinarse para todo el mercado colombiano o incluso por agente
- Flexibilización contractual porcentaje de los contratos firmes CFX%
- Remunerar compras Spot
- Determinar un rango límite mensual de desfase, entre la demanda real y las compras realizadas, podría ser del [-5%, 5%], rango que corresponde en su definición a lo permitido en errores de proyección, de tal forma que:
    - Que no se traslade al usuario estos costos por los excedentes comprados por encima del error permitido.
    - Facilitar venta de excedentes y distribuir los beneficios como lo establece la R. CREG 137/2013
    - Adquirir con el procedimiento úselo o véndalo
    - Permitir el traslado en la tarifa de costos por estos suministros comprados por fuera del error a precio promedio ponderado de los contratos del Agente. (Incluye contratos interrumpibles u opciones que no cuenten con respaldo físico.

2.3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO MAYORISTA Y SU ESTADO ACTUAL

Conforme a sus objetivos y funciones, la Comisión expidió de la Resolución CREG 089 de 2013 y las resoluciones que la han modificado, adicionado y complementado como parte del marco regulatorio conocido como el Reglamento de Operación de Gas Natural, cuyas

disposiciones regulatorias organizan el mercado mayorista de gas natural. de tal manera que se proporcione un servicio público de gas natural eficiente y la formación de precios sea transparente. Como se ha mencionado, esta resolución fue modificada en múltiples oportunidades y ha sido sustituida en dos ocasiones: la primera mediante la Resolución CREG 114 de 2017 y la segunda mediante la resolución CREG 186 de 2020 en lo que tiene que ver con temas de suministro de gas natural y la Resolución CREG 185 de 2020 en lo que tiene que ver con transporte de gas natural. Con base en dichas disposiciones, el mercado mayorista ha tenido una evolución en pro de los objetivos planteados. Con base en la información del Sistema Electrónico de Gas, SEGAS y reportada por el Gestor del Mercado de Gas Natural, a continuación, se procede a mostrar cómo el Mercado Primario, el Mercado Secundario y la contratación inferior a un año y otros aspectos observados por el regulador, han evolucionado desde sus 2013 a la fecha.

Antes de dar paso a dicho análisis, es importante recordar que el Gestor del Mercado de gas natural recibe los participantes del mercado información transaccional y operativa desde el año 2015, la cual posteriormente, registra y publica de forma permanente a través del Boletín Electrónico Central -BEC. Ello ha permitido que los agentes cuenten con señales de precios para que, de forma informada, puedan tomar sus decisiones dando cumplimiento a uno de los objetivos planteados inicialmente para la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013.

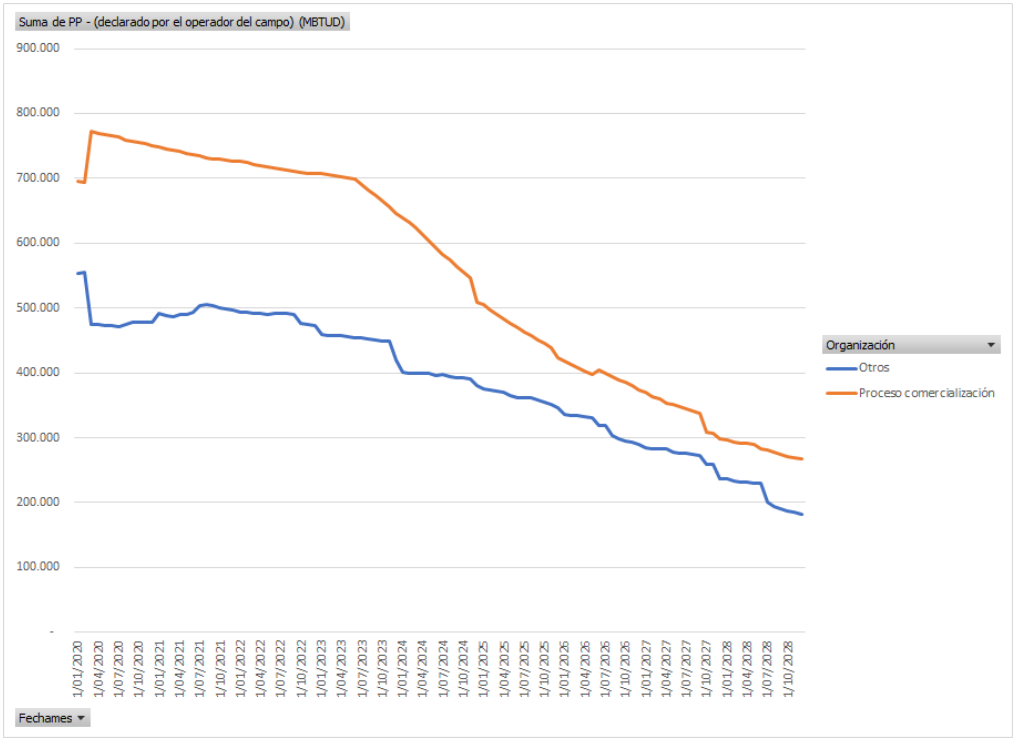
Es de anotar que teniendo en cuenta la relevancia del Gestor del Mercado de Gas Natural para el sector, mediante la Resolución CREG 076 de 2019 se ampliaron los servicios a ser prestados por éste, los cuales incluyen Centralizar la información transaccional y operativa del Mercado Mayorista de gas, promover y gestionar la comercialización del Mercado Mayorista de gas natural, monitorear el Mercado Mayorista de gas natural y asignar los servicios asociados a la Infraestructura de gas del Pacífico. Para esto debe presentar informes con análisis de las tendencias del mercado y sus perspectivas, el desarrollo de indicadores para el análisis del mercado, el desarrollo de nuevos productos y mecanismos, y, el mejoramiento de la gestión de la información, entre otros.

El análisis que a continuación se presenta utiliza primordialmente la información transaccional registrada en cada año.

2.3.1. Declaraciones de los productores (oferta de gas)

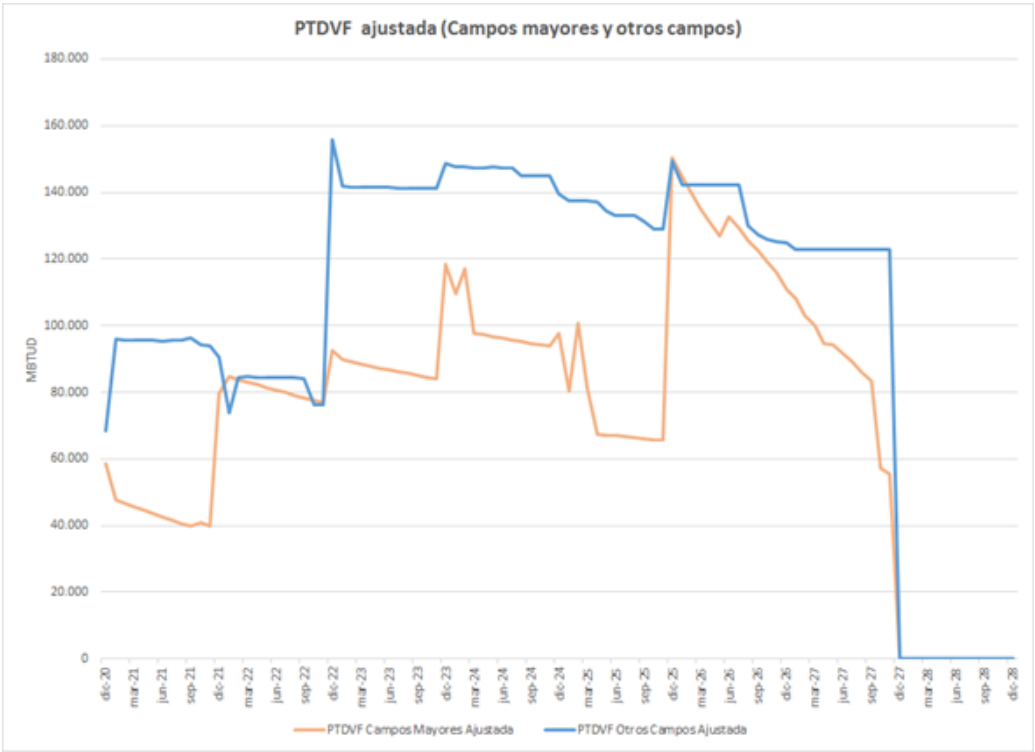
Mediante las gráficas que se presentan a continuación se observan las declaraciones realizadas por los productores. En estas se observa cómo actualmente la participación en el horizonte de 2020 – 2028, los campos de suministro exceptuados de los mecanismos de comercialización “Otros” participan en un rango del 39% al 45% del total del PP, porcentajes bastante significativos

Gráfico 1. Potencial de Producción – PP 2020-2028



Fuente: Gestor del mercado

Gráfico 2. Oferta de Producción Total disponible para la Venta en firme – PTDVF declarada en 2020



Fuente: Gestor del mercado

Así mismo, en la gráfica se observa cómo actualmente la participación en el horizonte de 2020 – 2028, de los campos de suministro exceptuados de los mecanismos de comercialización "Otros" participan en algunos años en porcentajes incluso superiores a los que ofrecen los campos sujetos a los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG. Esta gráfica es más significativa aún puesto que las cantidades PTDVF son las que realmente se esperan colocar para los contratos firmes de suministro de los próximos años.

2.3.2. Mercado primario

Como parte del mandato de la política pública dispuesto en el decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto Único Administrativo del Sector de Minas y Energía (i.e., decreto 1073 de 2015), las instancias de comercialización se discriminan en aquellos campos cuya comercialización de suministro les aplica los mecanismos dispuestos por esta Comisión, y aquellos que no están sujetos a los mismos pero sí al resto de disposiciones regulatorias (i.e., campos menores, aislados, yacimientos no convencionales, campos en pruebas extensas o que no han declarado comercialidad). Estos campos tienen su propia dinámica comercial cuya formación de precios depende de las condiciones de negociación directa entre partes.

En ese sentido, la comercialización primaria del suministro a través de los mecanismos de la Comisión ha sido limitada. La información centralizada por el Gestor del Mercado muestra que el 76.8% de las transacciones registradas ocurren en fuentes de suministro excepcionadas por la política pública, lo que implica que el porcentaje restante, es decir el 23.2% se da en las fuentes de suministro, que según la jerga del sector se denominan "campos mayores", donde se aplican los mecanismos de comercialización diseñados por la Comisión, pero donde se concentra también el 77.9% de la oferta de gas.

Actualmente con la información más reciente con la que cuenta el gestor del mercado, se muestra a continuación la participación en el potencial de producción y la participación en las cantidades disponibles para la venta en firme, de los campos de suministro sujetos de los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG, identificadas en la gráfica como "proceso comercialización" en el mercado primario y la participación de los campos que pueden tener negociaciones directas en cualquier momento del año, identificados en la gráfica como "Otros":

En todo caso, el mecanismo de comercialización más utilizado por las partes es la negociación bilateral directa entre productores-comercializadores y comercializadores que representan la demanda. En la tabla a continuación se puede observar (e inferir) estos hechos, la cual contiene el registro de contratos alcanzados en cada año.

Tabla 1. Total de contratos registrados por tipo de fuente de suministro y modalidad contractual, por año de comercialización

Campo / Modalidad contractual	Antes de 2013*	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Campo Aislado	**6**	**3**	**5**	**45**	**9**	**18**	**22**	**21**	**24**
Con Interrupciones	2	1	3	12	4	9	11	14	16
Firme	2	1	2	3	5	8	8	5	5
Firme al 95%						1	3	2	2

Campo / Modalidad contractual	Antes de 2013*	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Firmeza Condicionada				25					
Opción de Compra		1		3					1
Take or Pay	2			2					
Campo Mayor	**3**	**20**	**14**	**13**	**2**	**10**	**18**	**13**	**45**
C1							1		
C2							1		
Con Interrupciones	1		1	5					
Firme	1	19	9	7	2				1
Firme al 95%						10	16	13	30
Firmeza Condicionada			4	1					10
Opción de Compra									4
Take or Pay	1	1							
Campo Menor	**24**	**27**	**18**	**24**	**10**	**13**	**19**	**36**	**34**
C1							1		
Con Interrupciones	15	3	0	14	1	6	6	22	11
Firme	2	23	16	10	9	1	1		
Firme al 95%						6	11	14	23
Firmeza Condicionada			2						
Opción de Compra	1								
Opción de Compra Contra Exp	2								
Take or Pay	4	1							
Prueba Extensa				**4**	**61**	**12**	**6**	**7**	**8**
Con Interrupciones				1	3	3	2	1	1
Firme				3	58	9	2	2	0
Firme al 95%									3
Otras							2	4	4
Total general	**33**	**50**	**37**	**86**	**82**	**53**	**65**	**77**	**111**

*Nota: Las cifras anteriores a 2013 presentan un subregistro debido a la ausencia de un registro centralizado.
Fuente: Gestor del Mercado (BMC). Cálculos propios.

Dentro de las revisiones a la regulación dispuesta en la Resolución CREG 089 de 2013, se encuentra la Resolución CREG 114 de 2017[10], en la cual se establecieron dos cambios principalmente: el primero de ellos fue fijar la negociación directa como mecanismo único[11] para la contratación de suministro de largo plazo (i.e., 1, tres o más años)[12], donde los contratos de suministro firme al 95% (que remplazó el contrato firme) es el protagonista. El segundo cambio relevante es la implementación de las subastas de contratos de suministro C1 y C2. Respecto a estos dos cambios, la evidencia transaccional sugiere que el primero no generó cambios significativos en la contratación de largo plazo; el segundo no tuvo el

[10] Esta Resolución fue compilada junto con sus modificatorias mediante la Resolución CREG 186 de 2020.
[11] La Resolución CREG 089 de 2013 establecía en su artículo 25 que la comercialización de suministro en un año particular se realizaría mediante negociaciones directas o mediante subastas multi-producto, dependiendo del balance de los cinco años siguientes.
[12] Mediante esta resolución, se redujo la duración mínima de contratos de 5 a 3 años.

impacto esperado para el mercado ante la ausencia de aceptación por el mismo. Estos dos hechos se observan en la tabla anterior y de la relación entre precios que se describen a continuación.

Tabla 2. Precios promedio de contratos registrados durante un año, por tipo de fuente de suministro y modalidad contractual (USD/MBTUD)

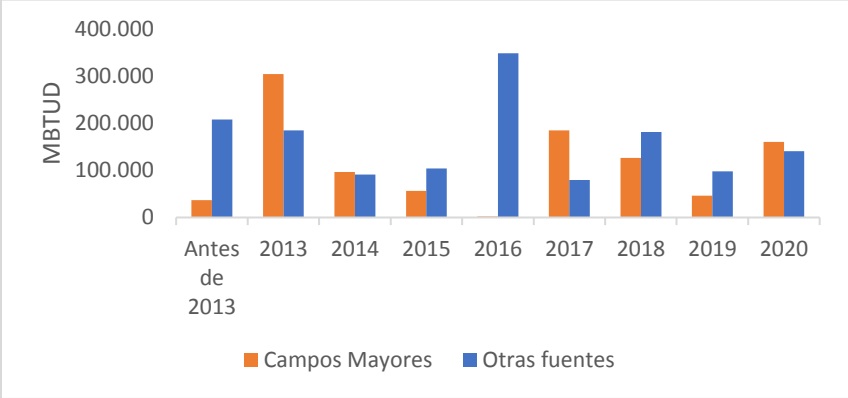
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuentes sujetas a los mecanismos CREG								
Firme	3.64	3.62	5.36	3.70				4.80
Firmeza Condicionada		2.08	3.19					3.20
Opción de Compra								6.29
Con Interrupciones		3.03	3.59					
Contingencia								
Take or Pay	2.10							
Otros								
Firme al 95%					3.77	3.86	5.44	4.85
Otras fuentes de suministro								
Firme	5.69	4.11	5.68	4.94	4.11	3.94	4.59	3.99
Firmeza Condicionada		3.02	2.63					
Opción de Compra			6.15					6.29
Con Interrupciones	4.65	3.55	4.65	4.80	3.60	5.62	3.83	3.90
Contingencia								
Take or Pay	4.38		3.05					
Otras						2.86	5.34	3.46
C1						4.95		
C2								
Firme al 95%					3.04	4.60	5.05	4.95

Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

En términos de energía contratada anualmente, la participación de los campos sujetos a los mecanismos de comercialización de la Comisión se establece en 40% en promedio, excluida la energía en contratos de suministro con interrupciones (ver Gráfico 3), y siendo mayoritariamente en contratos firmes o firmes al 95%. Este tipo de contratación se observa también en el resto de campos. En la tabla a continuación se muestran los resultados por tipo de contrato para 2020[13].

[13] La composición de la contratación depende año a año, conforme a la duración de los contratos que se encuentren vigentes. Así las cosas, la información de 2020 sugiere la participación por modalidades contractuales.

Gráfico 3. Energía de contratada en firme anualmente por tipo de ca



Fuente: Gestor del Mercado (BMC). Cálculos propios.

Tabla 3. Energía contratada en 2020 por tipo de fuente de suministro y modalidad contractual

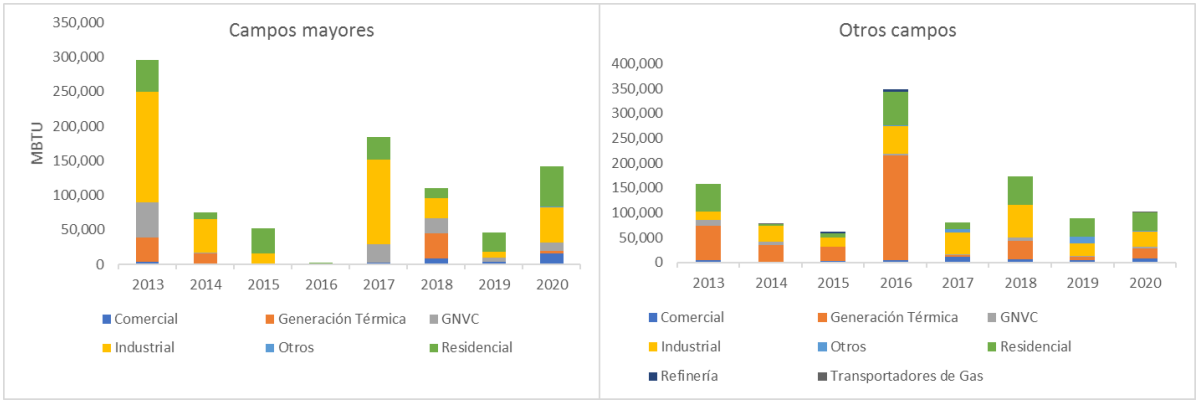
Modalidad Contractual	Campos Mayores		Otras Fuentes		Total MBTU
	MBTU	% Total	MBTU	% Total	
Con Interrupciones	0	0.0	54,237	100.0	54,237
Firme	1,500	3.2	45,018	96.8	46,518
Firme al 95%	139,950	71.0	57,254	29.0	197,204
Firmeza Condicionada	8,001	100.0	0	0.0	8,001
Opción de Compra	10,569	53.4	9,210	46.6	19,779
Otras		0.0	38,500	100.0	38,500

Fuente: Gestor del Mercado (BMC). Cálculos CREG.

En lo que respecta a los contratos firmes o firmes al 95%, se observa que los distintos segmentos de la demanda (v.g., residencial, industrial, térmica) adquieren sus necesidades de gas en estos campos de forma complementaria. En años de fin de vigencia de contratos de largo plazo, compradores acuden a los campos sujetos a los mecanismos de la CREG y, en los años de vigencia de dichos contratos, adquieren su gas en los campos excepcionados por la política pública[14].

[14] Como se ha mencionado, las fuentes excepcionadas por la política pública son aquellas que se clasificación como yacimientos no convencionales, campos menores, aislados y en pruebas extensas o que no han declarado su comercialidad. Conforme a la información disponible de estos campos, se destacan las fuentes de Floreña, Cupiagua Sur, Arjona, Apiay, Clarinete, Cantagallo, entre otros.

Gráfico 4. Energía contratada en modalidad firme o firme al 95% por tipo de campo

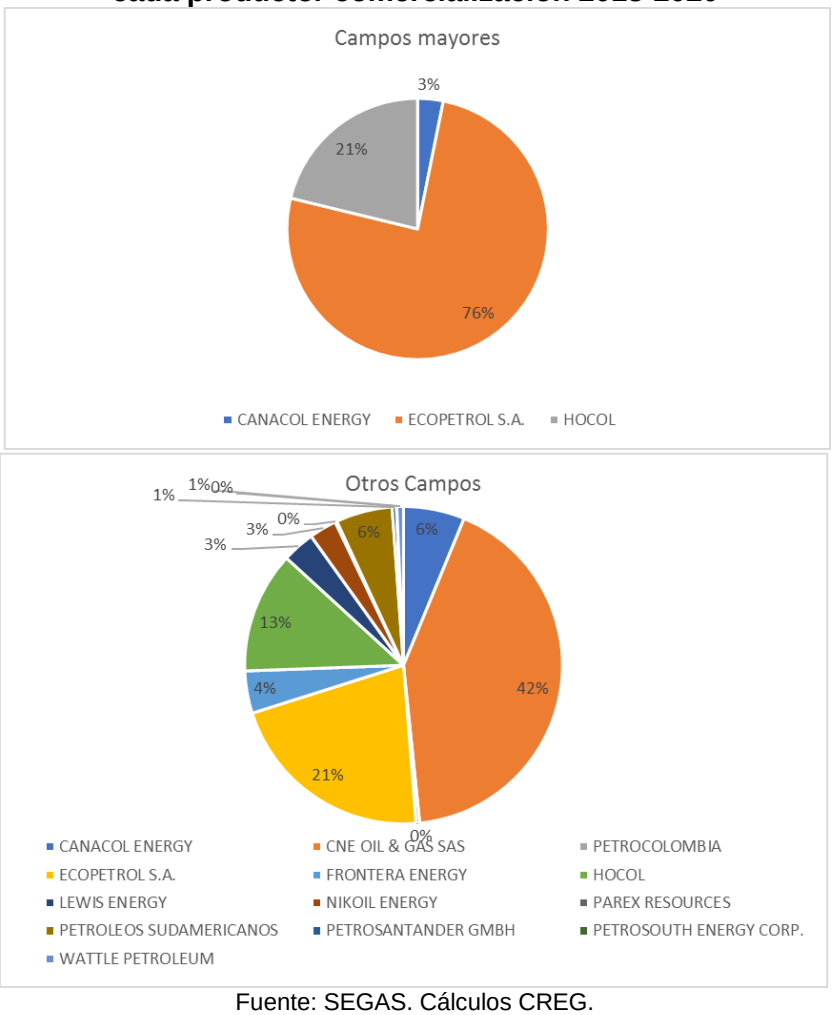


Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

En lo que respecta a los vendedores, son pocas las fuentes que están sujetas a los mecanismos de comercialización. En este sentido, tan sólo cuatro productores-comercializadores colocaron su suministro de gas en contratos firmes mediante las reglas de la CREG desde 2013[15], siendo el de mayor participación, Ecopetrol[16]. En las fuentes no sujetas a los mecanismos CREG, hay una mayor participación de otros vendedores. Un aspecto importante de resaltar en la comercialización de las fuentes "Campos Mayores" es el hecho que en la región Caribe tan sólo hay dos productores comercializadores (Canacol y Hocol), mientras que, en el interior, está Ecopetrol.

[15] Desde 2019, la operación de Chevron Petroleum Company fue adquirida por Hocol S.A.
[16] El contrato de asociación de Equión con Ecopetrol, para la explotación de Cupiagua, finalizó en 2016.

Gráfico 5. Porcentaje promedio de participación de la energía firme contratada de cada productor comercialización 2013-2020



Fuente: SEGAS. Cálculos CREG.

La presencia de menos oferentes en el interior respecto al Caribe implica patrones distintos de mercado. En este sentido, se hace necesario un análisis clasificando las fuentes de suministro de acuerdo con su localización geográfica. Una comparación de los patrones de contratación se muestra a continuación.

Gráfico 6. Contratos de suministro firme por duración y región (cantidad contratada anualmente)

Fuente: SEGAS. Cálculos CREG.

De estas graficas se encuentra que la comercialización de la región interior se realiza principalmente, en contratos de duración mayor a tres años mientras que la contratación de la Costa Caribe se realiza en plazos menores. Esto se refleja en el nivel de precios, los cuales son relativamente mayores en los contratos de la Costa respecto a los del Interior. Es de resaltar que no se observa una correlación negativa clara entre precios y cantidades de energía, esto explicado por ser resultado de una negociación directa entre los productores-comercializadores y los compradores del mercado primario.

Otra posible explicación resulta de la composición de la demanda. En este sentido, el sistema Caribe goza de una mayor participación de la térmicas en la contratación en firme, aun en presencia de la planta de regasificación. Respecto a los precios, se encuentra que hay una menor variación entre ellos sin importar la duración de los contratos[17]. En el gráfico siguiente, se observa que es la participación térmica la que determina en mayor proporción los precios promedio.

[17] La dispersión de precios (i.e., desviación estándar) es de 1.04.

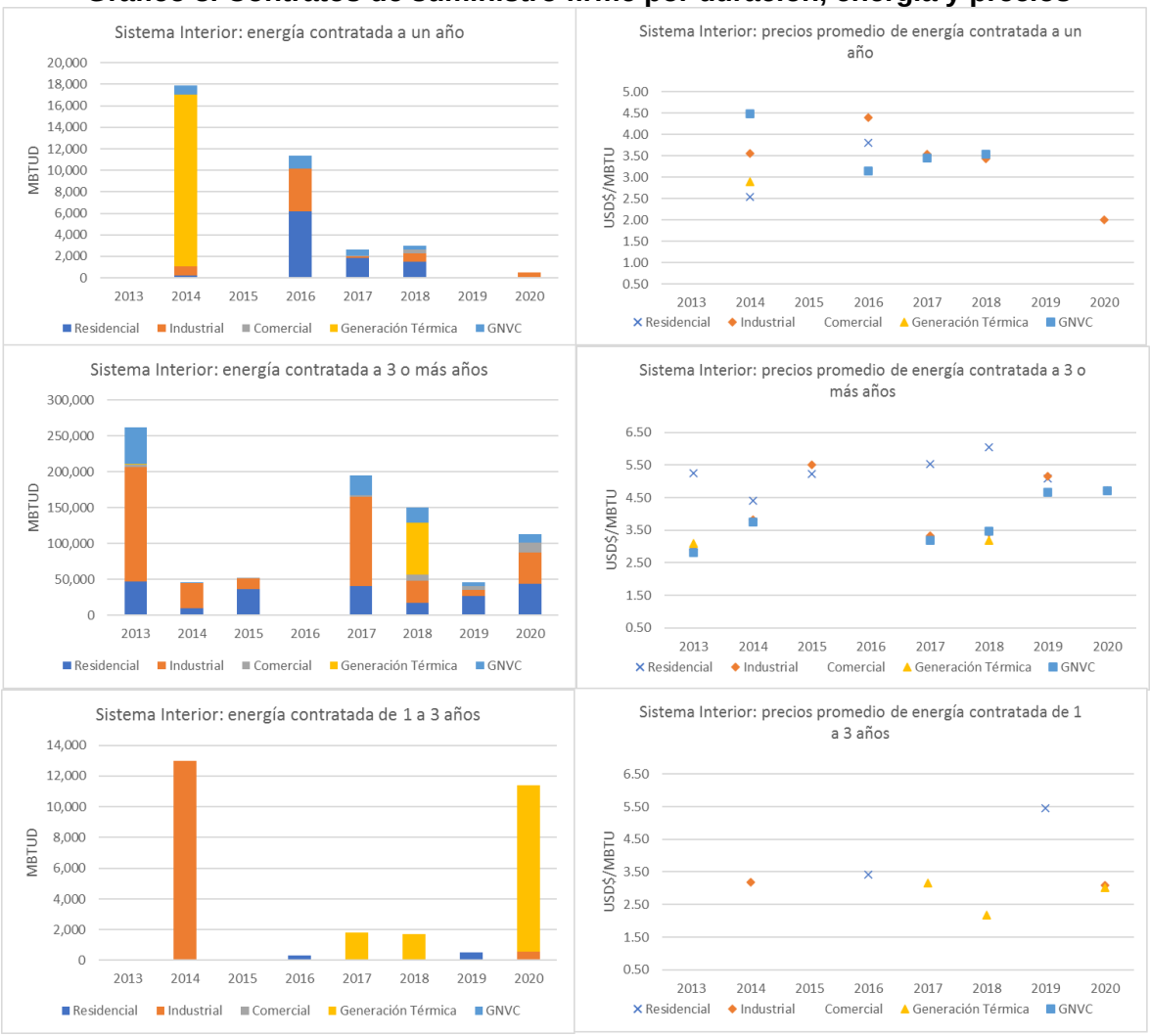
Gráfico 7. Contratos de suministro firme por duración, energía y precios

Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

Al interior del país, la participación de la demanda térmica es notoria. Sin embargo, es el sector industrial el de mayor participación, particularmente, en contratos con duración mayor a un año. En el gráfico a continuación se observa este hecho. En este sentido, y al observarse una demanda más diversificada, la variación de precios es mayor[18].

[18] La dispersión de precios en el interior del país (i.e., desviación estándar) es 1.22.

Gráfico 8. Contratos de suministro firme por duración, energía y precios



Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

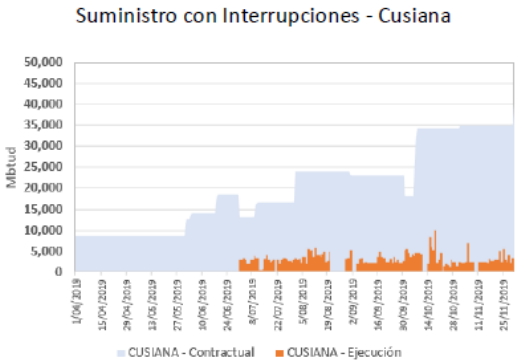
2.3.3. Mercado secundario y la contratación menor a un año

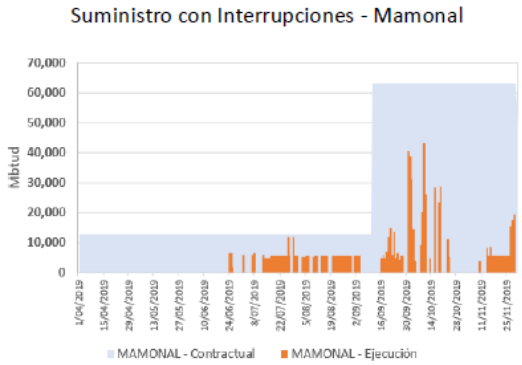
El mercado secundario, o mercado de segundas transacciones tiene como uno de sus objetos, balancear las necesidades de corto plazo con los excedentes de los contratos vigentes de los compradores del mercado primario que existan para esos momentos. En este sentido, la Resolución CREG 089 de 2013, así como las resoluciones que la han modificado y sustituido, como son las resoluciones CREG 114 de 2017, 021 de 2019 y 186 de 2020[19], establecieron las disposiciones que reglamentan el mecanismo de úselo o véndalo de corto plazo y de la subasta de suministro con interrupciones, donde la primera se ofrece la energía no nominada contratada principalmente de las fuentes sujetas a los mecanismos de comercialización del mercado primario.

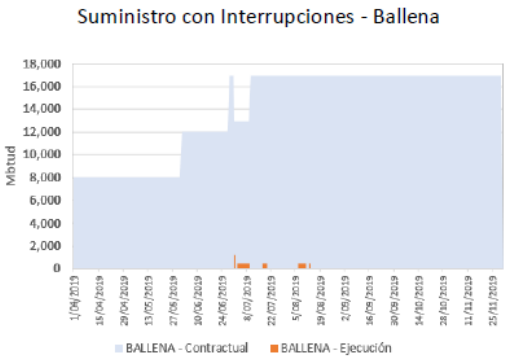
[19] Durante 2020, y como resultado de una necesidad de flexibilizar las condiciones contractuales, la Comisión expidió la Resolución CREG 042 de ese año que, junto a sus modificatorias, permitieron la renegociación de precios y cantidades entre las partes de los contratos vigentes. Los resultados de dichas negociaciones se aplicaron entre abril y noviembre de 2020.

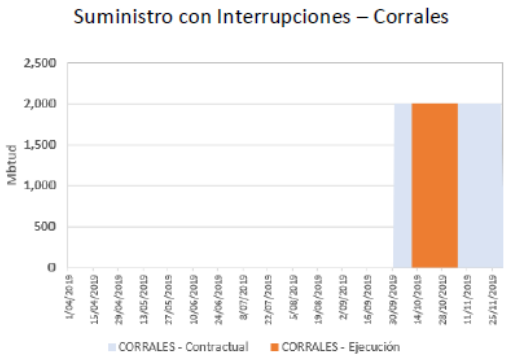
Respecto de las subastas de contratos de suministro con interrupciones, su efectividad medida en cantidades nominadas ha sido baja como se puede apreciar en las siguientes gráficas para todos los sectores de consumo principal (generación termoeléctrica, demanda industrial, demanda regulada, demanda de GNVC):

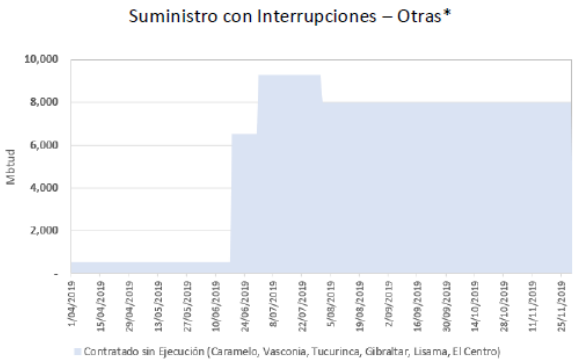
Gráfico 9. Contratos de suministro con interrupciones











Fuente: Gestor del Mercado

Al respecto vale mencionar que actualmente la regulación prevé que se pueda ofrecer suministro de gas mediante la modalidad de contrato con interrupciones de varias maneras, a saber:

- Mediante negociaciones directas en el mercado primario con vendedores de gas que provenga de campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad, de campos menores o de yacimientos no convencionales.

- Mediante negociaciones directas en el mercado secundario con comercializadores que han comprado gas en firme en el mercado primario o en el mercado secundario y que lo desean vender por presentar excedentes.

- Mediante subastas mensuales en las que pueden participar como vendedores los comercializadores, los usuarios no regulados y los vendedores del mercado primario.

Es de destacar que estos contratos sólo se ejecutan cuando la cantidad de gas es nominada por el comprador y autorizada por el vendedor. En este sentido, la comercialización de suministro de gas mediante en esta modalidad no surte los efectos deseados dado que ni para la parte oferente ni para la parte contratante existe certeza de ejecución dada alguna condición contractual.

Esta falta de certeza en la posibilidad de ejecución tiene otra consecuencia no deseada. Conforme a información del gestor del mercado, se ha observado para algunos campos de producción que las cantidades agregadas de suministro de gas contratado bajo cualquier modalidad (con garantía de firmeza o con interrupciones), superan los potenciales disponibles para la venta para ese período, reportados al Ministerio de Minas y Energía en sus declaraciones de producción. Es decir, se puede esperar que, ante esta situación de cantidades contratadas que superan las cantidades disponibles para la venta, haya contratos con interrupciones surgidos mediante negociaciones directas con los vendedores del mercado primario cuyos compradores pueden eventualmente solicitar su ejecución simultáneamente, lo cual no es posible ejecutar por las cantidades realmente disponibles para entrega lo que, finalmente, implica que es el mismo vendedor quien decide a qué comprador de todos los que solicitaron ejecución, se despacha el gas disponible en ese momento.

Una explicación plausible del uso de esta modalidad contractual cuya ejecución es poco transparente es que es un mecanismo útil para el vendedor en el sentido de que amplía las posibilidades de venta en un determinado momento. Dicho de otra manera, al disponer de varios contratos de suministro con interrupciones vigente, minimiza el riesgo de no ejecución (i.e., no venta) de cantidades disponibles y, a la vez, aumenta la probabilidad de ejecución de aquel contrato que le represente mayor beneficio en caso de darse la solicitud de dos o más contratantes. Esto, por tanto, reduce la transparencia en las reglas de ejecución para los compradores. Por supuesto, lo mismo puede predicarse de la situación para el vendedor, en el sentido de que los compradores pueden firmar varios contratos con interrupciones con varios vendedores (en el evento de que existan) para atender su limitada demanda, de modo que también puede reducir los riesgos de no ejecución (i.e., no venta) a la vez que aumenta la posibilidad de ejecutar aquel que le represente un menor costo.

De acuerdo con lo anterior, puede haber cantidades de gas negociadas mediante contratos con interrupciones que han aumentado el potencial de no ser ejecutados. Esto afecta el nivel de riesgo asumido por ambas partes, generando una señal de precios que, en parte, obedece a la misma contratación de cantidades que se realiza, incluso superando el Potencial de producción declarado por los participantes del mercado.

En cuanto a que esta situación se presente con los vendedores del Mercado Secundario respecto de las cantidades ofrecidas en la modalidad de contratos de suministro con interrupciones, en el documento CREG D-063 de 2013, que sirvió de soporte a la Resolución CREG 089 de 2013, se señaló lo siguiente en respuesta dada al Subnumeral 5 del Numeral 2.6.3, que se debe estar cumpliendo (se extrae del texto):

> La cantidad que ofrezca cada comprador de gas del mercado primario no podrá ser superior a la cantidad de que disponga dicho comprador a través de contratos en firme. En todo caso, la cantidad ofrecida deberá corresponder a la cantidad que el comprador del mercado primario no prevea utilizar durante el respectivo mes. El incumplimiento de estas medidas podrá ser considerado por la autoridad competente como práctica contraria a la libre competencia.

Es decir, las cantidades ofrecidas para la venta mediante contratos con interrupciones por cada comprador del mercado primario no pueden ser superiores a las cantidades que dispongan estos compradores a través de contratos de suministro en firme y deben corresponder a la cantidad que no prevean utilizar durante el respectivo mes. Lo anterior partiendo de que actualmente, con las modificaciones establecidas en la Resolución CREG 021 de 2019, la duración de los contratos de suministro con interrupciones ya no es sólo de un mes, sino que puede ser hasta de doce meses.

En relación con el mecanismo de úselo o véndalo de corto plazo, el mismo no muestra los resultados esperados. En particular, se observa que, si bien se han aplicado de manera regular y conforme a lo dispuesto en el marco regulatorio del mercado mayorista de suministro, la adjudicación de energía y consecuente registro de contratos, es baja. En esto, se observa un alto número de desistimientos por parte de los participantes del mecanismo por diversas razones (p.e., garantías, cantidades comprometidas no comercializables). En el cuadro a continuación se muestra una estadística al respecto.

Tabla 4. Estadística de los procesos Úselo o Véndalo de Corto Plazo en Suministro

Comportamiento general de las subastas de suministro Úselo o Véndalo de Corto Plazo - Suministro

	UVCP - Suministro					
	2015	2016	2017	2018	2019[51]	Total
No. Subastas	345	366	365	365	334	**1,775**
No. Puntos de entrega Ofertados	1277	1555	1271	1019	720	**5,842**
No. Adjudicaciones	48	37	12	56	4	**157**
No. de Contratos Resultantes de Adjudicaciones	76	57	12	70	4	**219**
No. Contratos Registrados	17	21	2	58	1	**99**
Desistimientos (Sin Registro)	59	36	10	12	3	**120**
Desistimientos (%) respecto al número de registros	78%	63%	83%	17%	75%	**55%**
Cantidad Ofertada Agregada (MBTU)	2,829,652	9,946,252	12,903,552	3,141,932	805,277	**29,626,665**
Cantidad Adjudicada	67.027	16.036	1.469	19.668	828	105.028

[51] Información con corte al 30 de noviembre de 2019.

Fuente: Gestor del Mercado.

En lo que respecta a los precios y cantidades de energía contratadas, son los sectores de consumo no regulado del sistema Interior los que demandan estos excedentes diarios. Los precios promedio de estas transacciones diarias, no supera los USD$3 por MBTU.

Tabla 5. Cantidad total de energía contratada por año de comercialización (MBTU)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sistema Caribe						
GNVC		204				
Sistema Interior						
Comercial		1,525		720		210
Gen. Térmica	2,629	567			600	
GNVC	169	2,996		1,017		508
Industrial	1,641	674		15,910		873
Otros	63					
Residencial	999		135	419		

Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

Tabla 6. Precios promedio por año de comercialización (USD$/MBTU)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sistema Caribe						
GNVC						
Sistema Interior						
Comercial		2.13		2.70		3.00
Gen. Térmica	2.78	2.70			2.90	
GNVC	2.54	1.81		1.99		
Industrial	2.55			2.63		
Otros	2.80					
Residencial	2.27		2.50	1.68		

Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

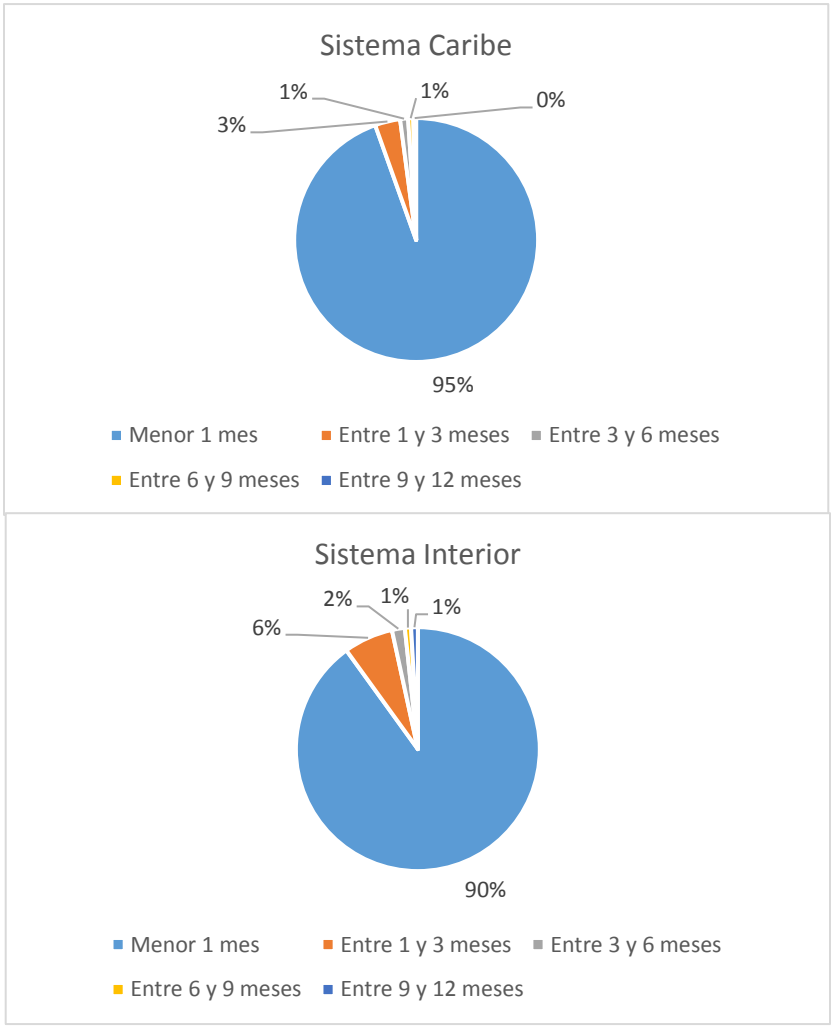
Un tercer mecanismo de comercialización, en particular de contratos firmes de duración menor a un año, son las subastas bimestrales reglamentadas mediante la Resolución CREG 136 de 2014, modificada por la Resolución CREG 005 de 2017. En estos mecanismos participan como vendedores los comercializadores, usuarios no regulados y los productores-comercializadores; son compradores los usuarios no regulados, productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores. Este mecanismo no ha sido efectivo para la asignación de excedentes de gas dada entre otras razones al bajo interés de la demanda en participar en estas subastas, lo que resulta en que a la fecha sólo se han firmado siete contratos.

La falta de un uso efectivo de estos mecanismos muestra que los participantes están ajustando sus posiciones de oferta y demanda a través de otros mecanismos o procesos de comercialización. En este sentido, es necesario revisar dos instancias de la

comercialización. La primera de ellas es la contratación en las fuentes excluidas de la aplicación de los mecanismos de comercialización vigentes; la segunda instancia, son las transacciones realizadas entre comercializadores y usuarios no regulados, establecidas como *Otras Transacciones del Mercado Mayorista* (OTMM).

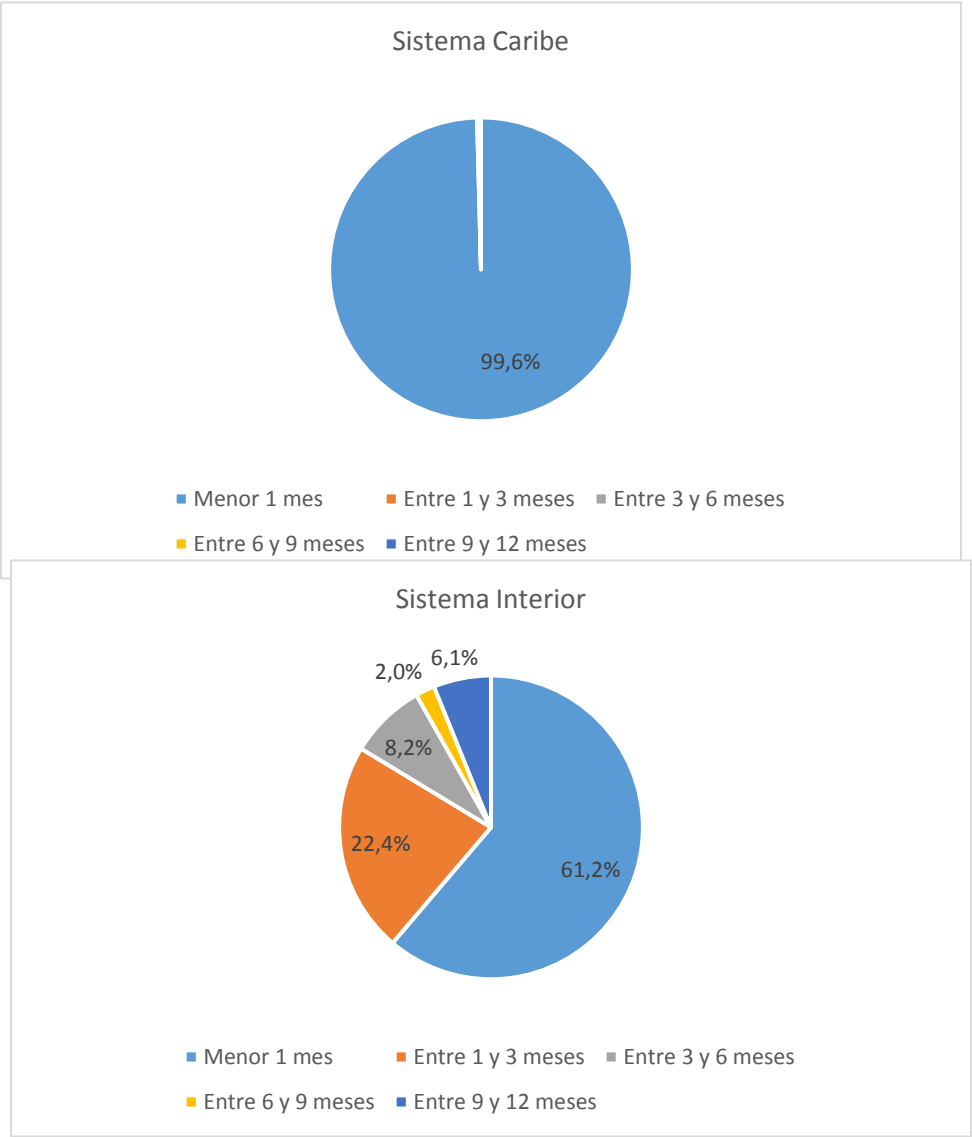
En lo que respecta a transacciones de los campos que no aplican los mecanismos de comercialización dispuestos por la Comisión, atendiendo lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, los vendedores son productores-comercializadores. La mayoría de los contratos registrados entre 2014 hasta 2020 es menor a un mes, indiferente de la modalidad contractual. En particular, el gráfico siguiente muestra esta situación para el año 2020, donde el 95% (90%) de los contratos del sistema Caribe (Interior) tienen una duración inferior a un mes. Esta situación similar a la que se observa en los contratos transados entre comercializadores y usuarios no regulados, transacciones clasificadas como OTMM, donde el 99.6% de ellos, en el sistema Caribe, tienen una duración menor a un mes, aunque es más diversificado en el sistema Interior (**Gráfico 11**).

Gráfico 10. Composición de contratos registrados en 2020 por duración – campos exentos de la aplicación de mecanismos CREG



Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

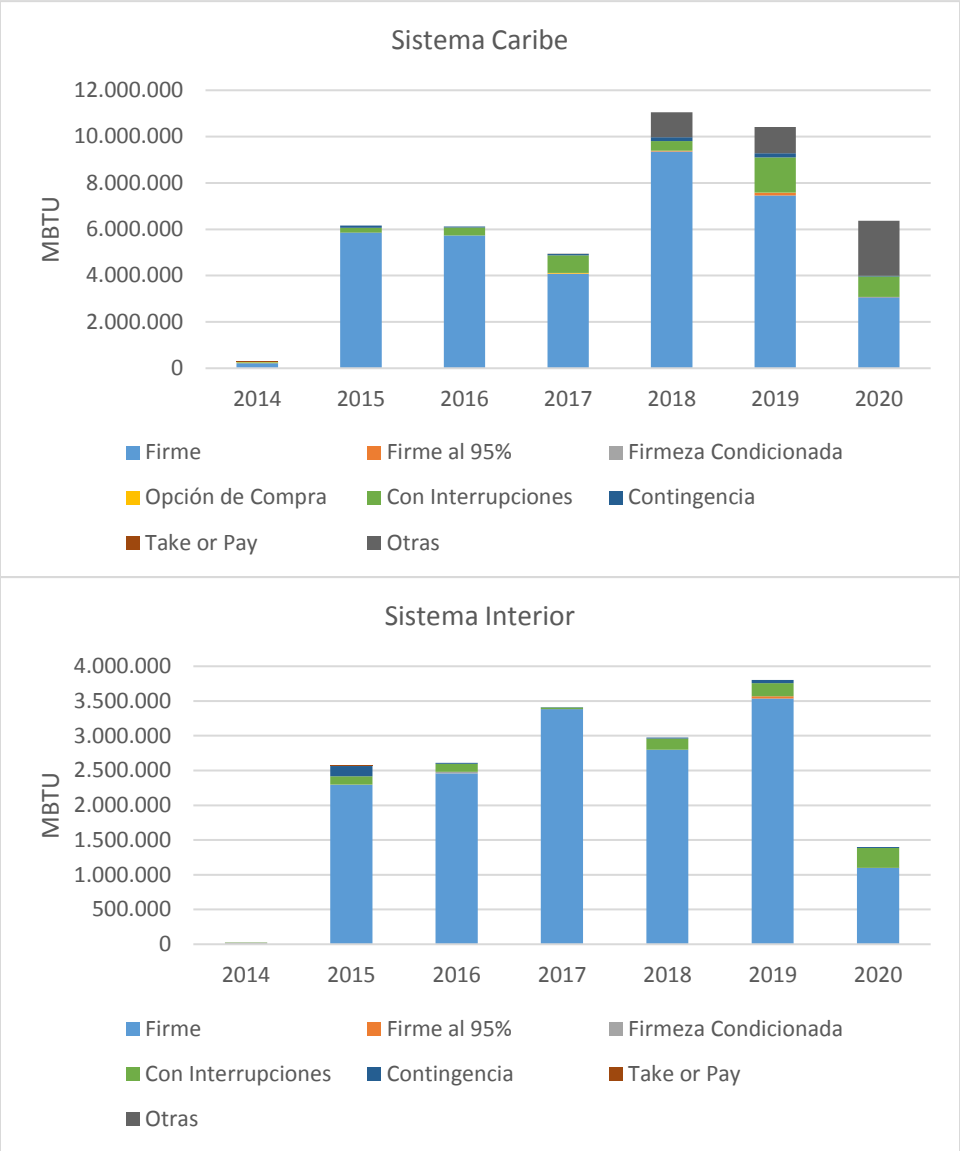
Gráfico 11. Composición de contratos registrados en 2020 por duración – OTMM



Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

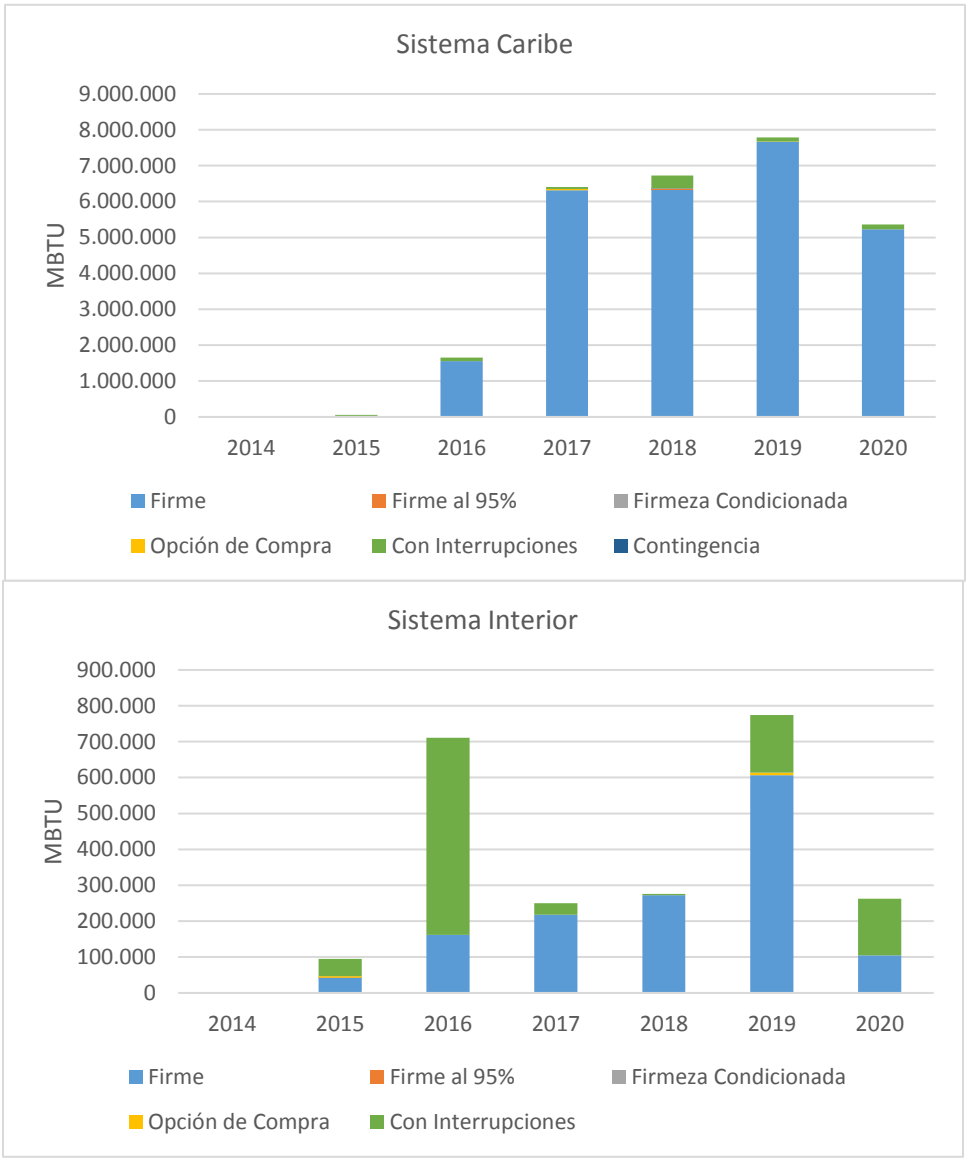
En relación con la modalidad contractual, y tal como ocurre en el mercado primario, la mayoría de las transacciones de corto plazo se dan en contratos de suministro firme o en contratos de suministro con interrupciones, sin importar que las mismas se realicen con productores-comercializadores o con comercializadores. En este sentido las cifras registradas en el gestor del mercado muestran un uso frecuente de estas instancias comerciales mencionadas, en cantidades significativas. En el **Gráfico 12** y el **Gráfico 13** se muestran los comportamientos desde 2014 de las cantidades contratadas de productores-comercializadores de campos exentos de los mecanismos de comercialización de la CREG y de las operaciones del OTMM. De estos gráficos se puede observar la caída de este tipo de contratación en 2020 por cuenta de la Covid-19.

Gráfico 12. Cantidades contratadas con duración menor a 1 año – campos exentos de la aplicación de mecanismos CREG



Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

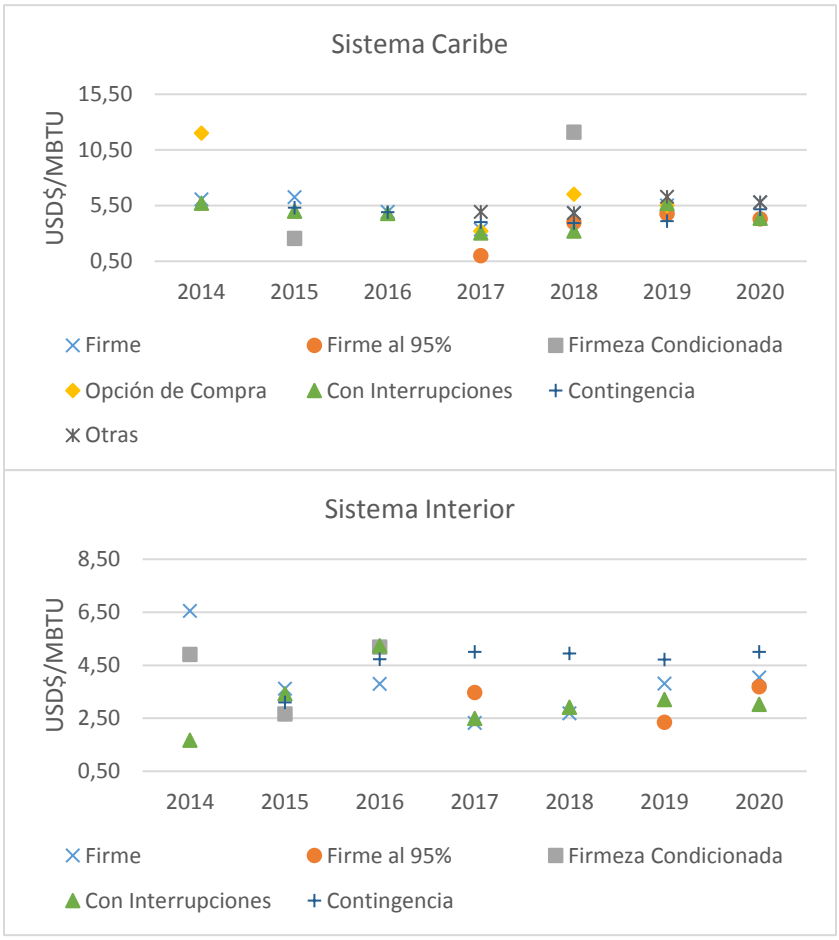
Gráfico 13. Cantidades registradas con duración menor a un año – OTMM



Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

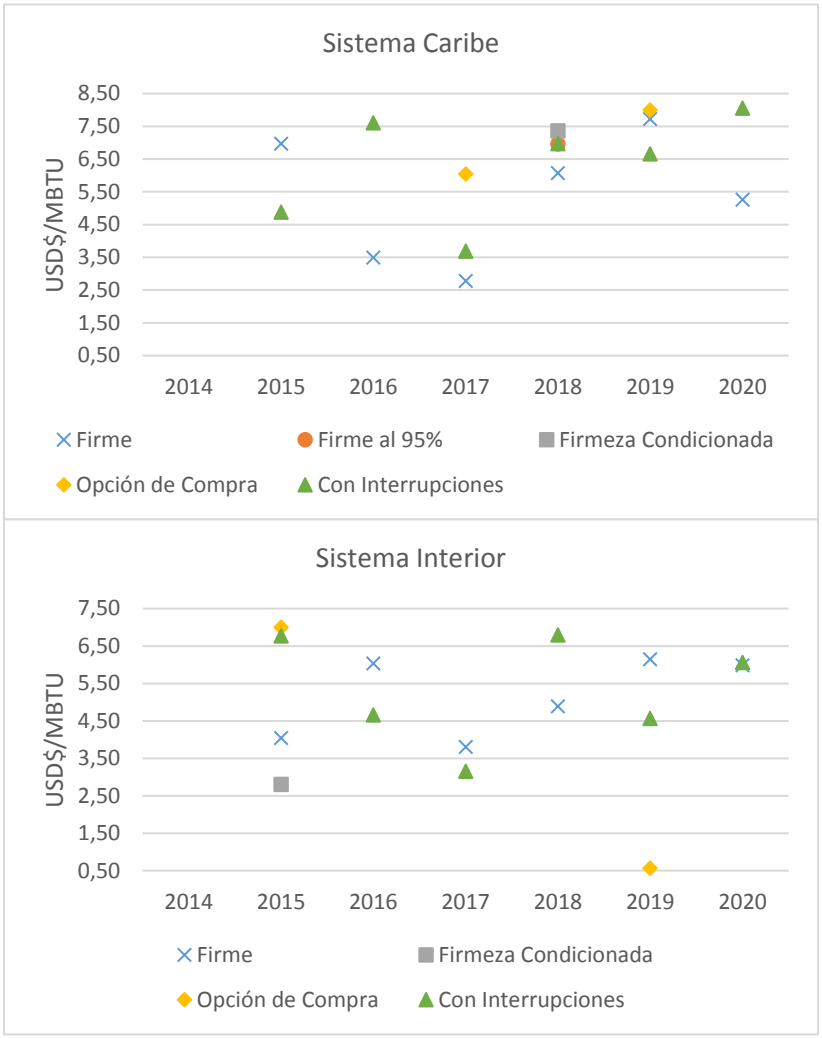
En lo que respecta a los precios, la comercialización de suministro muestra una menor dispersión respecto a las operaciones OTMM a lo largo del periodo de análisis. Así mismo, los niveles de precios del suministro transado con productores-comercializadores son inferiores que los observados en las OTMM, un resultado natural cuando se comparan los procesos sin y con intermediación comercial. En el **Gráfico 14** y el **Gráfico 15** se muestran estos resultados por sistema y año. Es de notar que estos niveles no guardan relación con el nivel de contratación, lo que conlleva a concluir que responde es por la disponibilidad máxima a pagar de la demanda.

Gráfico 14. Precios promedio de contratos con duración menor a 1 año – campos exentos de la aplicación de mecanismos CREG



Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

Gráfico 15. Precios promedio de contratos con duración menor a un año – OTMM



Fuente: Gestor del Mercado. Cálculos CREG.

2.3.4. Comparación de la energía contratada con respecto a la entregada o tomada.

Una situación importante que se evidencia en los registros, y que afecta los análisis, y la vigilancia y control, es la diferencia de cantidades entre las estadísticas de energía contratada y la energía entregada. A continuación, se presenta por sector de consumo, una comparación entre estas cantidades, donde los contratos de suministro con garantía de firmeza incluyen las modalidades Firme[20], Take or Pay, CF95, Opción de compra de gas - OCG, Firmeza Condicionada - FC, Contingencia, OCG contra exportaciones, C1 y C2.

[20] Los valores de las tablas incluyen las cantidades contratadas resultantes de las subastas bimestrales.

Tabla 7. Contratación vigente con garantía de firmeza (MBTUD)

Sector de consumo	enero 2015 a noviembre 2015	diciembre 2015 a noviembre 2016	diciembre 2016 a noviembre 2017	diciembre 2017 a noviembre 2018	diciembre 2018 a noviembre 2019
Industrial	313.393	326.496	317.753	334.420	361.554
Generación Térmica	273.782	254.654	218.724	215.987	171.563
Residencial	188.933	215.748	204.089	195.958	184.772
GNVC	76.180	70.689	70.667	68.874	70.899
Comercial	27.736	22.515	17.524	14.023	38.423
Refinería	2.263	3.315	8.214	18.488	7.379
Otros	1.497	1.198	7.028	6.000	6.074
Transporte de Gas	164	164	164	164	164
Petroquímica					
Total	**883.948**	**894.779**	**844.163**	**853.914**	**840.828**

Fuente: Gestor del Mercado.

Tabla 8. Energía entregada (MBTUD)

Sector de consumo	enero 2015 a noviembre 2015	diciembre 2015 a noviembre 2016	diciembre 2016 a noviembre 2017	diciembre 2017 a noviembre 2018	diciembre 2018 a noviembre 2019
Industrial	243.434	239.177	240.074	272.079	277.380
Generación Térmica	270.554	246.966	185.839	223.237	181.281
Residencial	219.546	214.391	209.707	152.101	161.589
GNVC	89.031	81.710	60.023	44.805	45.070
Comercial	22.088	31.570	18.878	24.157	27.800
Refinería	67.126	85.408	94.487	165.695	189.711
Otros	2.337	2.913	4.817	1.488	9
Transporte de Gas					
Petroquímica	0	0	0	0	57
Total	**914.116**	**902.135**	**813.825**	**883.562**	**882.897**

Fuente: Gestor del Mercado.

Tabla 9. Diferencias entren energía contratada y entregada (MBTUD)

Sector de consumo	enero 2015 a noviembre 2015	diciembre 2015 a noviembre 2016	diciembre 2016 a noviembre 2017	diciembre 2017 a noviembre 2018	diciembre 2018 a noviembre 2019
Industrial	69.959	87.319	77.679	62.341	84.174
	22%	27%	24%	19%	23%
Generación Térmica	3.228	7.688	32.885	-7.250	-9.718
	1%	3%	15%	-3%	-6%
Residencial	-30.613	1.357	-5.618	43.857	23.183
	-16%	1%	-3%	22%	13%
GNVC	-12.851	-11.021	10.644	24.069	25.829
	-17%	-16%	15%	35%	36%
Comercial	5.648	-9.055	-1.354	-10.134	10.623
	20%	-40%	-8%	-72%	28%
Refinería	-64.863	-82.093	-86.273	-147.207	-182.332
Otros	-840	-1.715	2.211	4.512	6.065
	-56%	-143%	31%	75%	100%
Transporte de Gas	164	164	164	164	164
	100%	100%	100%	100%	100%
Petroquímica	0	0	0	0	-57
Total con Refinería	**-30.168**	**-7.356**	**30.338**	**-29.648**	**-42.069**
	-3%	**-1%**	**4%**	**-3%**	**-5%**
Total sin Refinería	**34.695**	**74.737**	**116.611**	**117.559**	**140.263**
	4%	**8%**	**14%**	**13%**	**16%**

Las diferencias encontradas pueden deberse a distintas razones. La primera razón natural de la diferencia es que hay cantidades de contratación mayores a las que se finalmente utilizan los usuarios, puesto que los usuarios se “cubren” contratando cantidades un poco superiores a las expectativas de consumo final, de modo tal que tengan asegurado el suministro y no asuman el riesgo de que las cantidades contratadas les resulten insuficientes y afecten sus procesos. Ciertamente el utilizarse la modalidad de contratación CF95 que sirve para ese propósito, implica que, como resultado, pueda haber por lo menos un 5% de cantidades contratadas que finalmente no son nominadas sobre las que no existe obligación de pago por parte de los compradores a los vendedores.

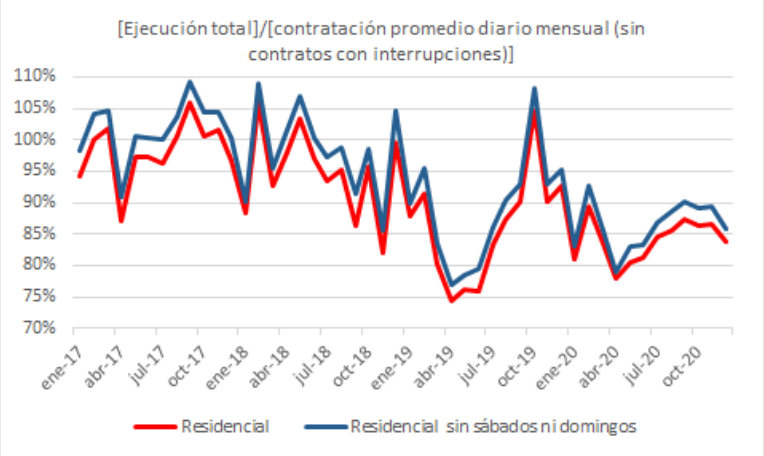
Por otro lado, se debe tener en cuenta la imposibilidad de cuantificar e incluir dentro de la medición de contratación de energía con garantía de firmeza, las cantidades que se esperan consumir del suministro con interrupciones, las cuales no están incluidas en la tabla de contratación con garantía de firmeza. Sin embargo, las cantidades finalmente entregadas surgen del cumplimiento de contratos firmes y de contratos con interrupciones, lo que lleva a pensar que el porcentaje de diferencia entre las cantidades contratadas y las entregadas pueda ser mayor al presentado en la tabla.

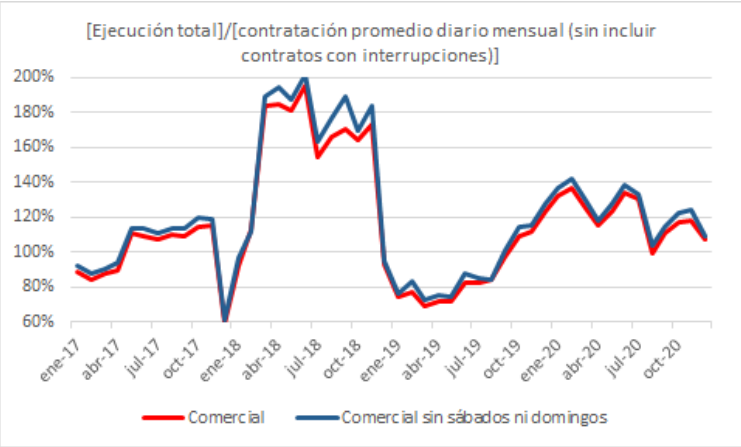
Una segunda razón corresponde a la ausencia de registro del autoconsumo previsto de la energía para Refinería, cuyo abastecimiento principal está contenido en la previsión de Potencial Comprometido – PC del productor, razón por la cual no aparecen en la tabla de "Contratación vigente con garantía de firmeza".

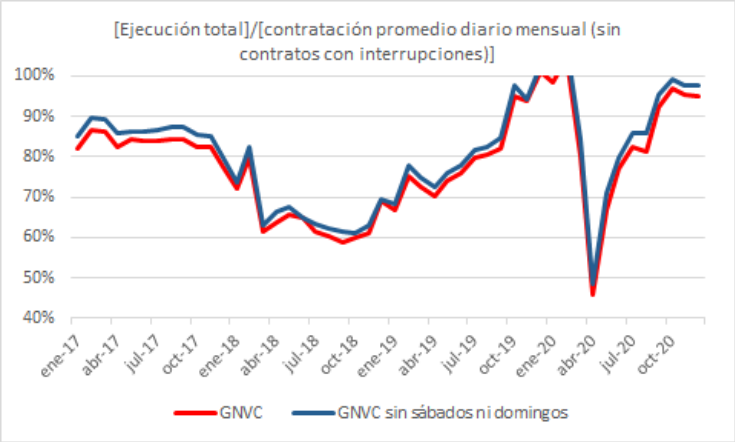
Un tercera y última razón a considerar como causa de estas diferencias es la ausencia de una trazabilidad entre un contrato entre compradores y vendedores del primario y los contratos que resulten del mismo en instancias posteriores de la comercialización. Esto es relevante en la medida que se desee llevar una correcta contabilidad de las cantidades de energía de gas contratadas y que se entregan a usuarios finales del servicio público domiciliario de gas natural.

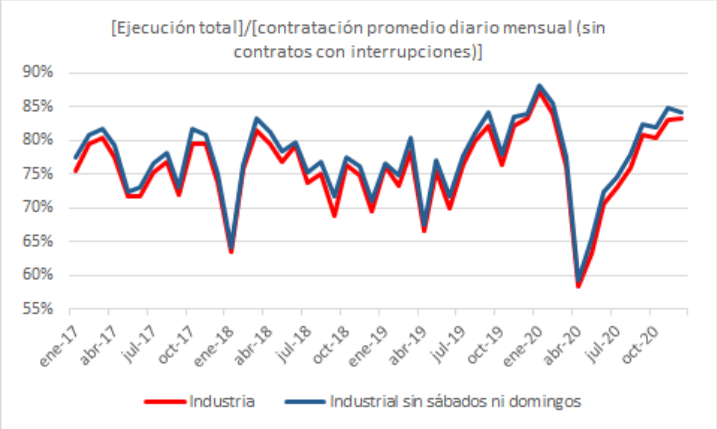
De igual manera a continuación, se presentan las gráficas que muestran para el período enero 2017 a diciembre 2020, la comparación de la energía promedio diaria mensual inyectada al SNT por sector de consumo reportado al gestor del mercado, y la energía contratada para ese mismo sector de consumo, mediante los tipos de contratos, excepto los contratos con interrupciones. La energía inyectada puede darse por un compromiso de contrato en firme o por uno de contrato con interrupciones, por lo que hay meses en que el porcentaje puede superar el 100%.

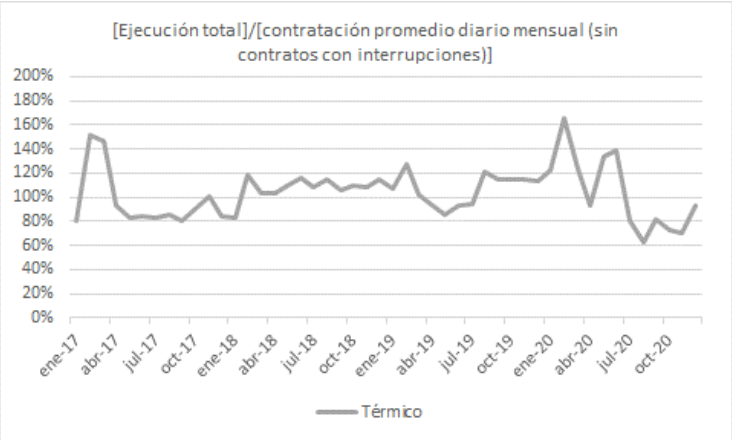
Gráfico 16. Ejecución de los contratos por tipo de demanda




[Ejecución total]/[contratación promedio diario mensual (sin incluir contratos con interrupciones)]
200%
180%
160%
140%
120%
100%
80%
60%
ene-17
abr-17
jul-17
oct-17
ene-18
abr-18
jul-18
oct-18
ene-19
abr-19
jul-19
oct-19
ene-20
abr-20
jul-20
oct-20
Comercial
Comercial sin sábados ni domingos

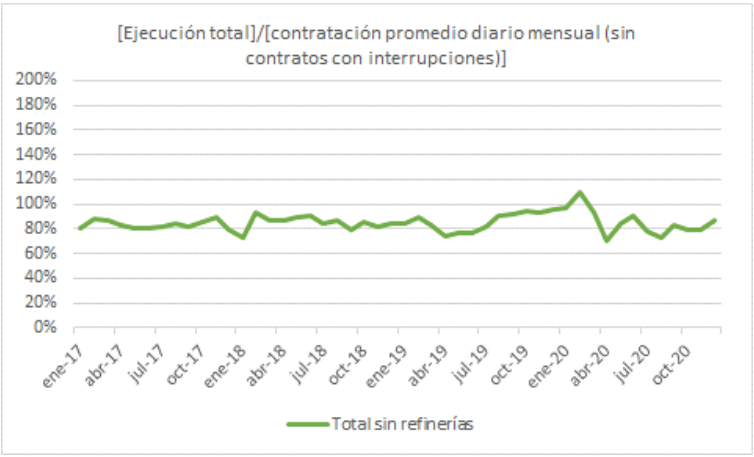

[Ejecución total]/[contratación promedio diario mensual (sin contratos con interrupciones)]
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
ene-17
abr-17
jul-17
oct-17
ene-18
abr-18
jul-18
oct-18
ene-19
abr-19
jul-19
oct-19
ene-20
abr-20
jul-20
oct-20
GNVC
GNVC sin sábados ni domingos


[Ejecución total]/[contratación promedio diario mensual (sin contratos con interrupciones)]
90%
85%
80%
75%
70%
65%
60%
55%
ene-17
abr-17
jul-17
oct-17
ene-18
abr-18
jul-18
oct-18
ene-19
abr-19
jul-19
oct-19
ene-20
abr-20
jul-20
oct-20
Industria
Industrial sin sábados ni domingos



Fuente: Gestor del Mercado.

Gráfico 17. Ejecución de los contratos total



Fuente: Gestor del Mercado.

De estas gráficas se observa que los sectores residencial y comercial han mantenido la ejecución de sus contratos por encima del 100% durante este periodo exceptuando los meses de abril a julio de 2019 y de enero a abril del 2020. Por lo cual no presentan una sobrecontratación tan alta como si se evidencia para el sector industrial, en donde se observa que la ejecución de sus contratos ha estado por debajo del 100% sin nunca llegar a este porcentaje.

2.3.5. Otros aspectos observados por el regulador

2.3.5.1. Otras Transacciones del Mercado Mayorista, OTMM

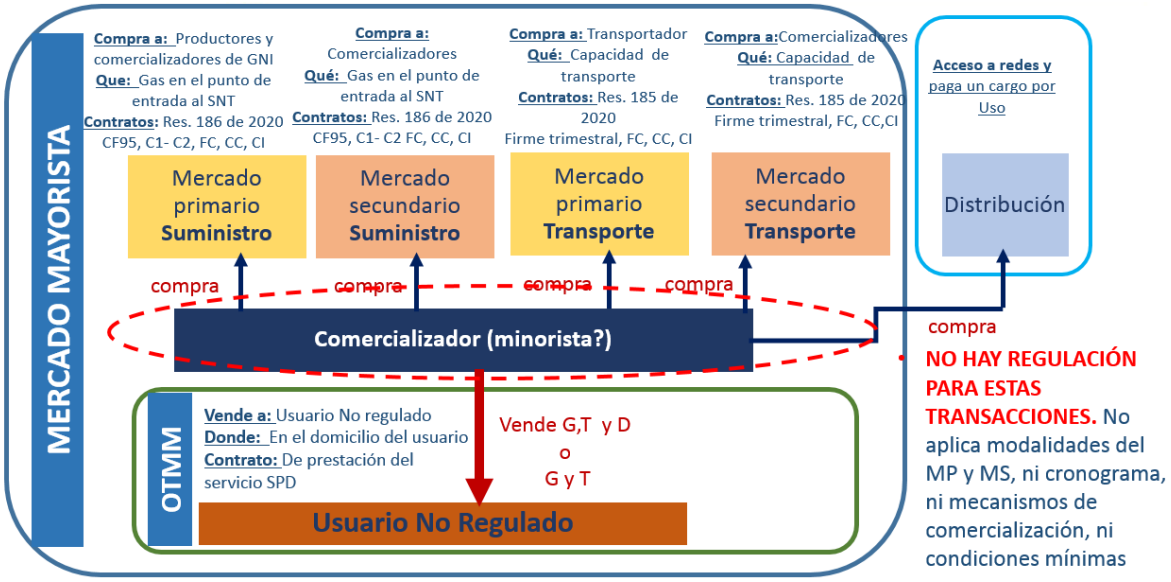
Los usuarios no regulados -UNR- pueden comprar su energía en el mercado primario o pueden hacerlo mediante comercializadores, intermediarios que se constituyen en compradores del mercado primario para vender energía posteriormente a otros usuarios. En esto, el UNR puede además constituirse o ejercer actividades como comercializador, rol que le permite participar en el mercado secundario como tal. Esta flexibilidad en su

participación como comprador o como vendedor, le facilita la gestión de riesgos asociados con sus excedentes o faltantes de gas que se generan por cuenta de la estandarización de contratos (i.e., perfiles de consumo). Dentro de los sectores de consumo que se constituyen como usuarios no regulados, se destacan los generadores termoeléctricos quienes dan mayor uso de sus dos roles.

Ahora bien, cuando el usuario no regulado contrata mediante un comercializador, es posible que compre el suministro para entrega en el punto de entrada al SNT, el transporte y la distribución por separado, o, en conjunto (y en un mismo contrato) para entrega en el mismo punto de su domicilio. En este último caso, donde el contrato de prestación del servicio público domiciliario lleva inmerso la remuneración de las tres actividades además de aquella asociada a toda la logística necesaria para la prestación efectiva del servicio, la relación deja de ser del mercado mayorista para constituirse como una transacción dentro del esquema de comercialización *retail* o comercialización minorista.

Es de mencionar que los comercializadores como participantes de los mercados de gas, están obligados por las disposiciones regulatorias a reportar información contenida en los contratos que suscriben con usuarios no regulados, conforme con lo establecido en el numeral 3 "*Información de otras transacciones en el mercado mayorista"-OTMM* del Anexo 2 "*Información transaccional y operativa*" de la resolución CREG 114 de 2017 hoy 186 de 2020. Esta declaración permite hacer un seguimiento de la información contractual, el cual es necesario para introducir ajustes regulatorios que sean pertinentes, además de una adecuada vigilancia y control. En este sentido, las relaciones contractuales registradas de estas transacciones se pueden describir conforme al esquema siguiente:

Figura 4. Funcionamiento de las OTMM desde el punto de vista del comercializador minorista



En relación con estas transacciones, la firma Econometría Consultores S.A., empresa que elaboró el estudio para la Comisión en el año 2020, analiza y evalúa las disposiciones regulatorias que aplican a los usuarios regulados y no regulados encontrando que estas relaciones a través de comercializadores son más atractivas para los usuarios no regulados dado que los mecanismos de negociación son libres y pueden gestionar de mejor manera

sus necesidades en comparación con el mercado mayorista en donde estos mecanismos y productos de negociación están regulados[21]. Este hecho se ve reflejado en la participación de los UNR en el mercado primario (ver tabla siguiente) y del análisis de los volúmenes de transacciones y de energía, los cuales muestran una mayor participación de los UNR transando a través del comercializador que en el Mercado primario. En esto, para el 2019, mientras en las OTMM se contrató una cantidad total de 205'610.073 MBTU, en el mercado primario se contrataron 58.862.116 MBTD.

Tabla 10. Participación de usuarios no regulados en el mercado primario

COMERCIAL	GENERACIÓN TÉRMICA	GNVC	INDUSTRIAL	OTROS	PETROQUÍMICA	REFINERÍA
1	9	2	4	3	1	2

Fuente: Econometría Consultores S.A.

Conforme a la regulación vigente, los hallazgos del consultor respecto a las transacciones que se realizan por fuera del mercado primario y secundario, entre UNR y comercializadores, se resumen de la siguiente manera:

Son vendedores en estas transacciones:

- Comercializadores que son Distribuidores de gas natural,
- Comercializadores independientes o que no tienen integrada la actividad de distribución,
- Generadores de energía eléctrica térmica e hidroeléctrica.
- Generadores de energía térmica.
- Comercializadores de GNVC.

- Las condiciones de comercialización son libres. Para estas transacciones no aplican las modalidades contractuales y los procedimientos de negociación establecidos para el mercado primario y el mercado secundario.
- Los precios de venta del gas y los márgenes de comercialización se acuerdan libremente entre las partes.
- Los precios o tarifas de transporte y distribución se sujetan a los cargos regulados, según las metodologías tarifarias aprobadas por la CREG para esas actividades.
- Los comercializadores deben registrarse ante el Gestor del Mercado y reportar al mercado la información de los contratos, relativa a número del contrato, fecha de suscripción, nombre de las partes, tipo de demanda, nombre del usuario, la cantidad contratada, y su ubicación –conectado al SNT o a un sistema de distribución-, punto de salida, mercado relevante, cantidad de energía contratada, expresada en MBTUD, precio de la energía a entregar en el domicilio del usuario, expresado en dólares a la fecha de suscripción, inicio y terminación del contrato, garantías, plazo para el pago y la demás información que determine la CREG.

[21] Sobre todos los análisis desarrollados por Econometría Consultores S.A., el consultor concluye que aunque en el MP los UNR pueden comprar el gas y la capacidad de transporte directamente a los productores-comercializadores y a los transportadores, deben gestionar su consumo a través de modalidades de contratación estandarizadas, sujetos a una sola modalidad por contrato, con duraciones predeterminadas y procesos de negociación regulados, en cuanto a su oportunidad, procedimientos, modalidades y plazos contractuales.

De sus análisis, las conclusiones del consultor son las siguientes:

(I) Al margen de su naturaleza o actividad económica que realicen, todos los vendedores actúan bajo el rol de comercializadores de gas.

(II) En términos generales, en los contratos se expresa que el comprador es un usuario final o consumidor del gas.

(III) Con respecto a los contratos revisados, el consultor encontró que las partes de los mismos declaran estar negociando en el mercado mayorista.

En un pequeño número de contratos observó que las partes califican el contrato como una operación del mercado minorista. Dichas transacciones corresponden principalmente al suministro con interrupciones que hace un generador térmico de cantidades que tiene contratadas y que vende para el consumo de UNR (p.e., térmico).

Igualmente, en un par de casos, el consultor encontró el entendimiento del comercializador y el UNR en el sentido de que están contratando suministro y capacidad de transporte “para el mercado secundario”. Sin embargo, el clausulado permite entender razonablemente que el gas está destinado al consumo del usuario final.

(IV) Sobre los procedimientos o mecanismos de negociación, concluyó que las partes tienen distintas maneras de negociar directamente. Dichas negociaciones se pueden dar en el marco de la renovación de contratos, a partir de condiciones contractuales preliminares, una oferta mercantil, entre otros.

En cuanto a los aspectos que comprende la negociación, el consultor concluyó que los distribuidores-comercializadores tienen definidas unas condiciones generales –cláusulas predispuestas- que regulan integralmente el servicio. La negociación se centra principalmente en el tipo de servicio ofrecido, cantidades, precios, plazo y garantías. Observó, además, un tratamiento simétrico a los UNR en los aspectos regulados, en las condiciones generales. Sin embargo, en algunos casos, observó que existen condiciones incluidas en el mismo cuerpo del documento contractual, que pueden variar en los contratos que celebra el comercializador con distintos usuarios.

En esto, el consultor encontró como parte de las condiciones de precio la liquidación y facturación en moneda nacional.

Como regla general, los contratos se firman el día antes o el mismo día acordado para el inicio de la ejecución. Esto se aplica en términos generales, sin consideración al plazo o duración del contrato.

(V) En los contratos analizados se observan una gran variedad de productos:

- Suministro de gas en boca de pozo o punto de entrada al SNT y en las modalidades firme, interrumpible y ocasional.
- Suministro de capacidad de transporte de gas natural. Se contrata en las modalidades firme o interrumpible.

- Suministro de gas y capacidad de transporte hasta la instalación del UNR. Generalmente, el suministro incluye unas cantidades firmes y otras interrumpibles.
- Suministro de gas y capacidad de transporte de gas natural hasta la instalación del UNR, con comercialización. El suministro y transporte también incluye las modalidades firme -principalmente pague lo contratado-, e interrumpible.
- Suministro del servicio de gas al UNR. Generalmente son celebrados por empresas distribuidoras comercializadoras y comercializadores independientes de gas natural.
- Comercialización de suministro de gas. El comercializador se obliga a realizar la actividad de intermediación del suministro de gas; el UNR paga el gas al vendedor y un margen por ese servicio al comercializador que hace la intermediación.
- Comercialización de capacidad de transporte de gas. Tiene como objeto que el comercializador realice la actividad de intermediación del suministro de la capacidad de transporte gas, a cambio de un precio. El comercializador se encarga de recibir la cantidad de gas autorizada en el punto de entrada.
- Contrato de acceso a la red de distribución. contrato celebrado entre un distribuidor y un UNR con el objeto de regular el acceso y uso de una determinada capacidad de la red de distribución. Otros servicios.

Conforme con los hallazgos y conclusiones del estudio mencionado, y de los análisis por parte de esta Comisión, se observa una ausencia de criterios y reglas claras para las relaciones comerciales entre comercializadores y los usuarios no regulados que están siendo categorizadas como OTMM. Esto afecta la comprensión de los participantes del mercado respecto a si son transacciones del mercado primario, del mercado secundario o son de naturaleza retail. Como consecuencia, se concluye que existe una necesidad de revisar estas transacciones y sus efectos sobre las relaciones comerciales del mercado mayorista y minorista de gas natural, así como las relaciones de la cadena del servicio.

Cabe destacar que el estudio realizado por Econometría Consultores S.A. cobija aspectos adicionales que afectan las relaciones comerciales de los usuarios no regulados, luego, sus conclusiones tienen un carácter sistémico.

2.3.5.2. Comercialización del gas natural proveniente de nuevos proyectos en áreas de costa fuera

Algunos productores han manifestado que se tienen importantes planes de desarrollo de proyectos de gas natural costa fuera y solicitan contemplar una mayor flexibilidad para la comercialización del gas proveniente de estas áreas dadas las características de estos proyectos, que implican altos niveles inversión antes, durante y después de su ejecución.

En este sentido han hecho mención de que se evalúe la posibilidad de permitir la comercialización conjunta de este gas sin sujetarla a la autorización previa contemplada en la Resolución CREG 093 de 2006. Asimismo, que se extienda a 5 años el plazo establecido de 3 años para la comercialización directa en cualquier momento del año, del desarrollo de nuevos campos de producción de gas natural proveniente de explotación offshore.

Evidentemente los enormes niveles de inversión necesarios y las condiciones que se deben cumplir para lograr el cierre financiero, técnico, comercial, ambiental de estos recursos

provenientes de la costa fuera y lograr la comercialidad de los hallazgos, requieren mayor flexibilidad que la que se requiere para los hallazgos en tierra firme.

2.4. OBJETIVOS TRAZADOS POR EL REGULADOR FRENTE AL ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

Para hacer una medición integral del cumplimiento de objetivos de la Resolución CREG 089 de 2013, 114 de 2017, 021 de 2019 contenidas en la Resolución CREG 186 de 2020, se requería contar con un plazo de maduración mayor por parte de los agentes, dado que las mismas no cuentan con el tiempo suficiente de ejecución pues han sifo ajustadas y además han sido distorsionadas respecto del funcionamiento normal del mercado, dados los efectos de la Pandemia de la COVID-19.

Aunque el Anexo 1 "*Información transaccional y operativa*" de la Resolución CREG 186 de 2020 contiene en su numeral 7 indicadores de seguimiento del mercado primario que sirven para evaluar el progreso periódico de cantidades contratadas y precios principalmente, dichos indicadores han arrojado unos resultados que en todo caso toca analizar con el fin de poder obtener la medición del cumplimiento de los objetivos que han llevado a la regulación actual.

Sin embargo, con el análisis de las percepciones y los datos se puede concluir sobre este aspecto que los objetivos de la regulación deben ser los que en un inicio se han definido y que no es necesario entrar a modificarlos. No obstante, es cierto que existen problemas que amenazan los objetivos trazados por el regulador los cuales requieren un análisis y, eventualmente, su ajuste regulatorio.

Por ejemplo, el objetivo trazado de promover la competencia y la formación de precios, presuntamente se está comprometiendo en la medida en que los agentes no encuentran la manera de negociar sus excedentes de manera eficiente en el corto plazo ya sea porque los mecanismos dispuestos en la regulación elevan los costos de transacción o simplemente porque los agentes prefieren no negociarlos para no incurrir en posibles pérdidas, como lo afirmaron los transportadores y distribuidores.

Este objetivo también se ve afectado por la rigidez o poca flexibilidad que se percibe en el proceso de comercialización a través de los mecanismos y tipos de contratos.

De igual manera el objetivo de promover la transparencia y la liquidez de los mercados secundarios y de corto plazo podría verse afectado por la falta de información en tiempo real y forma oportuna que permita la toma de decisiones a los agentes y por la poca concurrencia dado que se basa en relaciones bilaterales y no en mecanismos centralizados como lo precisan los distribuidores-comercializadores.

Así mismo, la limitación para conseguir el suministro y transporte para los usuarios regulados como lo señala los distribuidores - comercializadores, hace que el objetivo de hacer más transparente la formación de precios se vea distorsionado.

La sensación de que se exige un gran volumen de información a los agentes cuyo valor agregado, oportunidad o ausencia de información operativa no cumple con las necesidades del mercado, perjudica el objetivo de poner a disposición de los agentes del mercado información que permita la toma de decisiones.

En este sentido serán objeto de revisión por parte de la Comisión aspectos relacionados con la flexibilización y ajuste de los mecanismos de comercialización, entre otros, dado el impacto que tienen sobre el cumplimiento de los objetivos trazados inicialmente.

III. CONCLUSIONES SOBRE EL ANÁLISIS DEL MERCDO MAYORISTA

De acuerdo con las percepciones de los agentes y los análisis de la Comisión se concluye lo siguiente:

- No es posible determinar de manera objetiva el desempeño del funcionamiento del mercado mayorista de suministro en términos de liquidez, formación de precios eficientes y de información suficiente a los participantes.

- Medir objetivamente la eficacia de las medidas adoptadas por la Comisión no es factible dado que no se establecieron indicadores y metas para su evaluación en las regulaciones expedidas. Por ello los análisis se fundamentan en los comentarios, reuniones y percepciones no solo de los Agentes sino del Grupo de analistas de la Comisión.

- Si bien se puede reconocer que existe un mercado mayorista más organizado y más transparente al que había antes de la expedición del Decreto 2100/2011, todavía persisten deficiencias que deben ser abordadas por la Comisión para optimizar la colocación de una mayor oferta de gas, persistir en una formación de precios más eficiente y asegurar la contratación con respaldo Físico para la Demanda Esencial.

- Se tiene la percepción de que se han repetido los objetivos a lo largo del tiempo y que las disposiciones adoptadas por la Comisión no han podido darle una solución integral para el correcto funcionamiento del mercado mayorista.

- Aunque se han resuelto varios aspectos, se han revelado otros inconvenientes, los cuales no se habían presentado o visualizado inicialmente y, es por esto que, se tienen apreciaciones de los agentes en relación con un mercado inflexible, inoperante y una información que no es oportuna.

- Existe rigidez en los mecanismos y en los tipos de contratos definidos en la regulación que no se adaptan a las necesidades de la demanda y a la dinámica requerida del mercado.

- Actualmente no se cuenta con la información de las cantidades de gas natural enajenadas, entregadas, y facturadas, en los diferentes Puntos de Medición del Sistema (Puntos de Entrega, Puntos de Venta, Puntos de Entrada del SNT, Puntos de Salida del SNT, lo que impide conocer los balances reales del sistema y compromete la transparencia del mercado.

- No hay mecanismos dentro de la regulación de la comercialización mayorista que ante insuficiencia de oferta permitan priorizar la demanda regulada quedando en cabeza de los productores-Comercializadores la asignación del gas en estos casos.

- En el mercado primario participan principalmente como compradores los termoeléctricos. La regulación carece de productos más ajustados a las realidades y variaciones de consumo para este tipo de agentes;

- La regulación no ha hecho distinción entre UNR Industriales de aquellos que son UNR- Termoelécricos para la incorporación de mecanismos y productos en el Mercado Mayorista. Lo anterior conduce a que dichos UNR-Termoeléctricos sean más vendedores que compradores en el Mercado.

- Las transacciones OTMM son más atractivas para los UNR Industriales como compradores dado que los mecanismos de negociación son libres y pueden gestionar de mejor manera sus necesidades en comparación con el mercado primario y/o secundario. Dicho aspecto distorsiona la funcionalidad y/o pertinencia de los mecanismos diseñados por la Comisión en el mercado primario y secundario para este tipo de Usuarios.

- El tratamiento de excepcionalidad otorgado por el Gobierno Nacional para la comercialización del suministro a algunos campos de producción genera la percepción de inequidad y desventajas de algunos participantes del mercado frente a la promoción de la competencia.

- La comercialización de suministro firme de gas natural proveniente de fuentes de suministro exceptuadas de los mecanismos de comercialización, está adquiriendo mayor relevancia para todos los segmentos de la demanda.

IV. RESUMEN DE LA PROBLEMÁTICA

Las problemáticas identificadas a lo largo de este documento se han concretado en 19 puntos los cuales se han clasificado en temas del: (i) mercado primario, (ii) transporte de gas, (iii) mercado secundario y (iv) temas transversales, operativos y otros. Estos se presentan en la siguiente figura y se describen a continuación:

Figura 5. Problemática identificada

De la problemática identificada se concluye lo siguiente:

- **Inflexibilidad en el proceso de contratación, los mecanismos y en los tipos de contratos**

  - Esta problemática se concluye por los comentarios de los agentes en donde se argumenta que los plazos establecidos para la comercialización resultan muy rígidos y no se ajustan al comportamiento real de la oferta y de la demanda.

  - Así mismo, las negociaciones y posterior registro de contratos de suministro de largo plazo enmarcados en el cronograma de comercialización son pocos flexibles para atraer nuevos sectores de demanda.

  - Para algunos comercializadores y Usuarios No Regulados, incluidos los generadores termoeléctricos, se tienen determinados ciclos de la demanda final o de autoconsumo en el año que no corresponden a un valor constante durante el mismo año.

  - La multiplicidad de mecanismos de transacción de corto plazo implica que las instancias de negociación terminan compitiendo entre sí.

  - Los plazos para la contratación, productos y precios fijos suman riesgos a la operación de algunos agentes.

- **Venta del gas por parte del productor en punto diferente de la boca de pozo**

  - Venta de gas por parte de los productores en punto diferente a boca de pozo, haciéndolo de manera integrada con la actividad de transporte, incrementando el poder de mercado, restringiendo la competencia e impidiendo el uso de la capacidad de transporte por la cual la demanda ya se encuentra pagando.

  - Indefinición de los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte Puntos de Venta del Mercado Primario), dado que el gas se está comercializando en puntos diferentes a aquél donde se hace el traslado de custodia al transportador y con la posibilidad de que se esté incluyendo en transporte dentro del valor del G.

- **Reglas de comercialización diferenciales entre campos de producción**

Conforme a las apreciaciones de los agentes, así como se pudo identificar en el numeral de Evolución del Mercado Mayorista y su estado actual, el 76.8% de las transacciones registradas ocurren en fuentes de suministro discriminadas por la política pública donde no se aplican los mecanismos de comercialización y por esto se establece como una problemática este aspecto:

- Las excepciones que tienen estas fuentes, como no tener la obligación de declarar y vender su producción dentro del proceso de comercialización, hacen que tengan

ventajas frente a las fuentes sujetas a los mecanismos de comercialización regulados.

- La flexibilidad del marco regulatorio para las fuentes exceptuadas puede permitir para estos una conexión de la demanda más fácil y una mejor utilización de los gasoductos en contraposición a los campos mayores, en donde hay dificultades de coordinación entre la firma de contratos de suministro y los de transporte.

- **Desconocimiento de las necesidades de la demanda**

  - Esquema de comercialización favorable para demandas que son predecibles, que tienen asegurada su continuidad y que son tomadoras de precio y, desfavorable para el tipo de demanda que presenta menos predictibilidad.

  - Los contratos de largo plazo contemplados actualmente no son adecuados para la captura de nuevas demandas en la medida que existen clientes que requieren diferentes tiempos duración de los contratos, otros plazos de anticipación de contratación del suministro y la posibilidad de contratar cantidades variables en el tiempo.

  - Teniendo excedentes de gas natural, el productor no puede colocarlos ante necesidades de la demanda.

  - Los contratos C1 y C2 no son adecuados para las necesidades de generación y, en general, para atender las necesidades de la demanda de perfil variable.

  - Los agentes sustentan que las fechas de cronograma no coinciden con las necesidades del mercado.

- **Cantidades disponibles para los contratos con interrupciones y su asignación**

  - Existen cantidades que no se colocan en el mercado y que podrían comercializarse a través de contratos con interrupciones.

  - Los contratos con interrupciones tienen muy baja ejecución.

  - Los vendedores como compradores no cuentan con reglas claras para la asignación de las cantidades de los contratos con interrupciones, de tal manera que se garantice la neutralidad y no discriminación.

- **Información asimétrica entre productores y otros participantes del mercado**

  - Libertad de los productores en la determinación y revelación de las cantidades de gas a vender en el mercado, así como en las cantidades que se descuentan para su autoconsumo, lo que permite generar señales de escasez y, como consecuencia, que la demanda no se pueda contratar de una manera eficiente.

  - No se produce suficiente información al mercado de manera oportuna, lo cual afecta de manera importante las decisiones que se realizan aguas abajo de la cadena.

- Inconsistencias entre lo declarado por los productores en la PTDVF y la comercialización real del gas.

➢ **Falta de información operativa y en tiempo real**

- Dado el rol y los servicios prestados por el gestor del mercado, no se cuenta con información en tiempo real y/o en línea de la medición de las cantidades entregadas y vendidas en los diferentes puntos del Sistema Nacional de Transporte desde los puntos de entrada hasta las estaciones de Regulación en Puerta de Ciudad-City-Gates, ni tampoco se cuenta con balances de cantidades entre éstas y los usuarios finales en los Mercados relevantes de distribución que se atienden, y de otra información relevante correspondiente a precios asociados a dichos puntos de entrega y venta, entre otros aspectos operativos y comerciales del mercado.

- Se requiere centralizar la información de nominaciones y renominaciones en cabeza del Gestor del Mercado mediante integraciones a las plataformas de los productores y transportadores que permitan, por un lado, eliminar la posibilidad del error humano y contar con mayor certeza sobre la disponibilidad efectiva de cantidades/capacidades para las subastas de corto plazo.

➢ **Falta de opciones que incluyan suministro y transporte**

- No se conoce con antelación el desarrollo de las reservas y su ubicación. Así mismo, existe un desconocimiento acerca del desarrollo de nuevas fuentes de suministro, hecho que aumenta el tiempo para la planeación, la construcción y la puesta en operación de infraestructura de transporte.

- Para el desarrollo tanto la infraestructura de transporte como de los campos de producción de gas se requieren mecanismos para comercializar de forma simultánea el suministro con el transporte.

➢ **Desventaja en la comercialización del gas natural importado frente al gas nacional**

- La importación de GNL está en desventaja, ya que no existen reglas diferenciales que se les aplique respecto con la producción nacional y las demás ofertas de gas doméstico, lo cual no permite que el gas importado compita adecuadamente para la atención de la demanda.

➢ **Atrasos en el desarrollo de infraestructura para el aumento de la capacidad de transporte**

- Se requiere el desarrollo de nueva infraestructura o ampliaciones que permitan llevar eficientemente el producto a los centros de consumos, para lo cual se necesita mayor celeridad en la adopción de los planes de abastecimiento y en las señales de la nueva metodología de remuneración de transporte.

➢ **Acaparamiento de capacidad de transporte.**

- Situaciones de gas atrapado en campo y por consiguiente demanda no cubierta por efecto del acaparamiento de capacidad de transporte y que da señales de escasez

de esta capacidad. Para este problema que fue identificado, la Comisión realizó los análisis y se establecieron medidas a través de la Resolución CREG 185 de 2020 y por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural, con lo cual se espera la liberación de esta capacidad que es contratada y no utilizada.

- **Altos costos de transacción del mercado secundario**

  - Incentivos regulatorios presentes en el esquema de comercialización limitan la posibilidad de que, mediante los mecanismos de corto plazo, tales como la Subasta de Úselo o Véndalo se asigne de forma eficiente el suministro y el trasporte que no se va a utilizar en la operación.

  - En la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de transporte los precios de reserva no consideran los costos en los que incurre quien no utiliza la capacidad. Esta situación resulta en una asignación ineficiente. Por un lado, los posibles compradores no suscriben contratos con la expectativa de comprar en el corto plazo a un menor costo la capacidad de transporte y, por el otro, los posibles vendedores no están dispuestos a vender las capacidades excedentarias en los mercados de corto plazo, puesto que incurrirían en pérdidas. Este aspecto fue contemplado en la Resolución CREG 185 de 2020, antes mencionada.

- **Bajos incentivos para que los agentes pongan sus excedentes en el mercado**

  - Limitaciones en las oportunidades de transar gas o capacidad excedentaria en el mediano y corto plazo por la no colocación de los excedentes en el mercado y dado al incentivo que los costos asociados al contrato, sea o no utilizado, son cubiertos por la demanda regulada.

- **Iliquidez e insuficiencia del mercado secundario**

  - Las opciones del mercado de corto plazo son limitadas, particularmente, porque los productos permitidos por la regulación no son flexibles en relación con las condiciones de precios, de cantidades, duración y fecha de inicio.

  - Variedad de productos que resultan ser inflexibles en fechas de inicio y duración y que complejizan las contrataciones y, en particular, las operaciones productivas de los compradores.

  - El mecanismo de úselo o véndalo de corto plazo no es efectivo para la colocación de los excedentes de gas, en parte, por la dificultad de la correcta identificación de los mismos. Pocas de las transacciones se concretan en contratos de gas.

- **Mantenimientos programados como eventos eximentes limitan confiabilidad del servicio.**

  - Mantenimientos que perduran por 20 días representan una restricción significativa de demanda.

- La señal regulatoria en cuanto a mantenimientos se traslada directamente a los contratos de suministro y transporte y no es interpretada como un máximo o como un elemento susceptible de negociación.

- Cuando se presentan mantenimientos prolongados, las cantidades a racionar son de tal magnitud, que éstas no se pueden conseguir en el mercado secundario.

- La duración permisible para suspensiones del servicio de suministro y transporte es diferente a pesar de que las interrupciones del productor impiden físicamente ejecutar el contrato de transporte y viceversa.

- Falta mayor gestión para desarrollar un procedimiento que permita mejorar la coordinación entre el Productor y Transportador a fin de lograr eficiencias buscando realizar los mantenimientos de manera simultánea.

- La demanda se ve obligada a asumir costos de gas y/o transporte que realmente no utiliza cuando se presentan mantenimientos.

- Condición inequitativa para el aviso de las suspensiones por mantenimientos programados.

- Ausencia de alternativas por parte del comercializador para gestionar los mantenimientos programados de los usuarios no regulados.

- **Desbalances de gas ajenos al comportamiento de la demanda**

  - El periodo de balance definido en la regulación de cinco días, no se ajusta totalmente al comportamiento de la demanda lo cual influye en que el comercializador pueda gestionar adecuadamente los desbalances en que incurre.

- **Asimetría entre las libertades en la contratación de Otras transacciones del mercado (OTMM) y los mecanismos regulados del mercado mayorista.**

  - Falta claridad de las otras transacciones del mercado mayorista en relación con su papel dentro del mercado, las obligaciones entre los agentes, las condiciones de contratación que las cobijan y la frontera con la actividad de comercialización minorista.

- **Otros temas**

  - Indexación de precios

    - Falta de claridad y simplificación en el mecanismo de indexación de precios de suministro.

  - Fórmula tarifaria

    - Revisión de los incentivos que se podrían estar dando en a la fórmula tarifaria con la cual se define el costo de prestación del servicio de gas, para la sobrecontratación por parte de los comercializadores que atienden demanda

esencial y dejando los excedentes de suministro y capacidad de transporte sin utilizar.

- Integración Vertical

    - Se requiere alineación con los análisis de límites de integración vertical y participación de mercado en las actividades que conforman las cadenas de valor de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible.

- Reglas de comportamiento

    - Necesidad de reglas claras de comportamiento, adicionales a las establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019, que eviten comportamientos que tengan por objeto o efecto el abuso de posición dominante y se asegure un esquema de mercado eficiente, transparente, neutral y confiable pero que permitan una menor intervención en la definición de reglas específicas, que den mayor flexibilidad y libertad a los agentes y al mercado para que se organicen, en todo caso asegurando la tranquilidad tanto al regulador como a los participantes del mercado respecto a que los procesos comerciales estén enmarcados en los principios de transparencia, neutralidad, eficiencia y confiabilidad.

V. ATENCIÓN O FORMULACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA AFRONTAR LAS PROBLEMÁTICAS

Para abordar algunas de las problemáticas identificadas en el numeral anterior, se plantean a continuación posibles alternativas y propuestas, las cuales se señalan y se espera un desarrollo más profundo una vez se expida la regulación o se contraten los estudios al respecto. Es importante indicar que hay problemáticas que aún no tengan identificadas posibles soluciones, pero que al ser ya están reconocidas serán objeto de análisis posteriores.

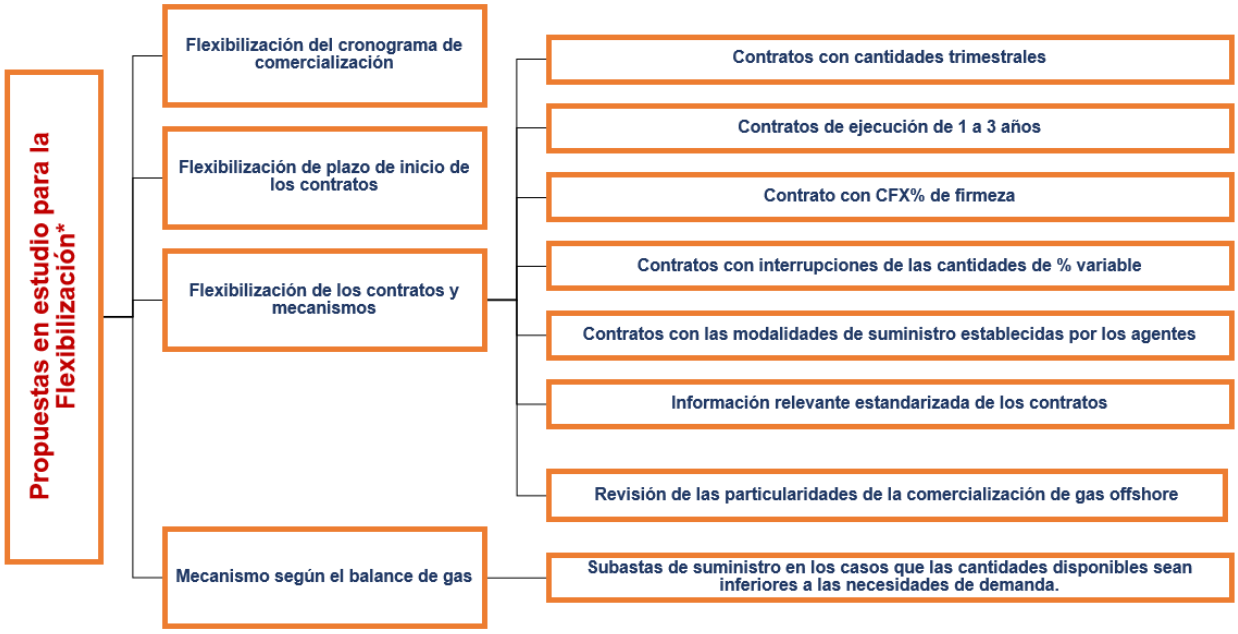
Adicionalmente vale la pena mencionar que para la problemática identificada por los agentes en relación con la actividad de transporte se han tomado medidas a partir de la expedición de la Resolución CREG 185 de 2020 y con la cual se expidieron las nuevas reglas de comercialización de capacidad de transporte, las cuales tienen como propósito evitar el acaparamiento de la capacidad. Así mismo, se adelantan todos los aspectos necesarios para la expedición de forma definitiva de la metodología de remuneración de esta actividad.

Figura 6. Propuestas a considerar en el ajuste de la regulación de la comercialización mayorista de gas

5.1. PROPUESTAS PARA LA PROBLEMÁTICA INFLEXIBILIDAD EN EL PROCESO DE CONTRATACIÓN, LOS MECANISMOS Y EN LOS TIPOS DE CONTRATOS

Específicamente, respecto de esta problemática se han identificado propuestas para la flexibilización del cronograma de comercialización, el plazo de inicio de los contratos y la flexibilización de los contratos el cual incluye una serie de alternativas que se describen a continuación:

Figura 7. Alternativas y propuestas para la Inflexibilidad en el proceso de contratación, mecanismos y tipos de contratos.



5.1.1. Flexibilización del cronograma de comercialización

El cronograma de comercialización busca darle un orden al funcionamiento eficiente del mercado mayorista, equilibrar las posiciones de negociación entre la oferta y la demanda, y hacer más claro para todos los agentes las cantidades de gas que se encuentran disponibles en el mercado para los contratos anuales y de largo plazo. Ahora bien, considerar flexibilizaciones en este aspecto debe permitir en todo caso, la realización periódica de balances nacionales de las cantidades disponibles de oferta y las cantidades requeridas por la demanda para la contratación del suministro futuro, y a partir de los resultados de dichos balances periódicos el desarrollo, bien sea de negociaciones directas o de otros mecanismos como el de subastas para aquellos períodos en que la oferta es menor a la demanda.

En este sentido, se propone una flexibilización intermedia que logre alcanzar un mayor equilibrio entre las ventajas que ofrece el contar con un cronograma predeterminado y la necesidad de flexibilizarlo de manera que haya más períodos de negociación en el año. Para ello se propone un esquema de negociación similar al establecido para la comercialización de la capacidad de transporte en la Resolución CREG 185 de 2020, de manera que adicionalmente se puedan negociar simultáneamente tanto el suministro como la capacidad de transporte, ya sea mediante negociaciones directas o, dado el caso de oferta insuficiente para los períodos de suministro futuros, mediante subastas.

5.1.2. Flexibilización de los plazos de inicio de los contratos

5.1.2.1. Contratación en el Mercado Primario mediante negociaciones directas de contratos que garantizan firmeza, con plazo para inicio de suministro de entre 1 y 3 años, para cualquier duración mayor a 1 año

Una alternativa para flexibilizar la contratación de nueva demanda es la de permitir el inicio de los contratos con un horizonte mayor a un (1) año respecto del registro del contrato, cuyo consumo pueda iniciarse en dicho período.

Para esto, se podría permitir en el Mercado Primario la suscripción de contratos más flexibles y con las siguientes condiciones:

- Con garantía de firmeza, en las modalidades establecidas
- Mediante negociación directa, siempre y cuando las cantidades disponibles para la venta superen o iguales las cantidades requeridas por la demanda
- Inicio del suministro en el momento que pacten las partes, en todo caso si el consumo no se inicia dentro de los dos (2) años siguientes al registro se deberá dar por terminado el contrato o se podrá actualizar con uno nuevo.
- Término de suministro mínimo de tres (3) años para los contratos cuyo consumo se inicia dentro de los dos (2) años siguientes al registro
- El precio del gas al momento de iniciar el suministro deberá corresponder al precio pactado por las partes al momento de la suscripción del contrato.
- Las ecuaciones establecidas en la regulación para la actualización de los precios de los contratos se aplicarían, tanto a los precios resultantes de las negociaciones directas como a los de la asignación mediante subasta, dado el caso en que haya períodos de oferta insuficiente.

5.1.3. Flexibilización de los contratos

5.1.3.1. Contratación en el Mercado Primario mediante negociaciones directas en contratos que garantizan firmeza de cantidades variables trimestrales

Considerando que existen comercializadores y Usuarios No Regulados, incluidos los generadores termoeléctricos, que pueden tener determinados ciclos de la demanda final o de autoconsumo en el año que no corresponden a un valor constante durante el mismo y, con el fin de hacerlo concordante con lo establecido en las reglas de comercialización de capacidad de transporte, se considera como propuesta alternativa la contratación de cantidades variables trimestrales. Para esto se propone:

Permitir en el Mercado Primario la suscripción de contratos con las siguientes condiciones:

- Duración de los contratos será como mínimo de un (1) Trimestre Estándar y como máximo diez (10) años.
- Con garantía de firmeza, en las modalidades establecidas de suministro
- Mediante negociación directa siempre y cuando las cantidades disponibles para la venta superen o iguales las cantidades requeridas por la demanda

- Cantidades que pueden ser idénticas en cada trimestre de ejecución del contrato o variables; pero entre cada uno de los meses de cada trimestre no podrán variar las cantidades del gas.
- El precio del gas deberá ser igual para todos los trimestres de suministro cuando resulte de negociaciones directas.
- Inicio del suministro puede ocurrir en cualesquiera de los primeros días calendario de los 12 primeros Trimestres Estándar.
- Los contratos deberán terminarse en el último día calendario de un Trimestre Estándar.
- Las ecuaciones para la actualización de los precios de los contratos se aplicarán a los precios resultantes de las negociaciones directas y de la asignación mediante subasta.
- Para efectos de determinar la duración permisible para suspensiones del servicio en los contratos se estudiará y analizará, para cada Trimestre Estándar de duración del contrato, la cuarta parte de la duración máxima establecida en el Artículo 12 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Esta alternativa también facilita, además, la participación de la CIDVF provenientes de la planta de regasificación o de otros recursos de importación que eventualmente se presenten, quienes han comentado su limitación comercial para obtener precios favorables en el mercado internacional para plazos superiores a 1 año.

5.1.3.2. Contratación en el Mercado Primario mediante negociaciones directas de contratos con plazo de ejecución de uno (1) o más años

Actualmente, la regulación permite en las negociaciones directas del Mercado Primario sujetas a las reglas de comercialización de la Comisión, que la duración de los contratos que garantizan firmeza (CF95, OCG y CFC) sea, como mínimo, de 3 años. Teniendo en cuenta las necesidades de la demanda, durante la pandemia se permitió mediante la Resolución CREG 138 de 2020, para el período de suministro 2020 – 2021, la suscripción de contratos CF95, OCG y CFC de, como mínimo, un año de duración. Con el fin de dar opciones a la demanda para periodos de un (1) año o más, se propone que esta medida se mantenga en el tiempo.

Esta alternativa también permite facilitar la participación de CIDVF provenientes de la planta de regasificación, o de otros recursos de importación que eventualmente se presenten, quienes han comentado su limitación comercial para obtener precios favorables en el mercado internacional para plazos superiores a 1 año.

Para esto se contempla permitir en el Mercado Primario la suscripción de contratos con las siguientes condiciones:

- Modalidades CF95, OCG y CFC
- Mediante negociación directa, siempre y cuando las cantidades disponibles para la venta superen o iguales las cantidades requeridas por la demanda
- Duración de uno (1) o más años

5.1.3.3. Contratación en el Mercado Primario mediante negociaciones directas de contratos firmes con pago mínimo fijo de X%

Actualmente la regulación permite la suscripción de contratos de suministro denominados CF95, en el que la parte compradora paga como mínimo el 95% de la cantidad firme contratada, así no lo nomine, pero tiene la opción de nominar hasta un 100% de la cantidad contratada, caso en el cual el vendedor debe atender el suministro y el comprador debe pagar esa cantidad adicional.

Considerando que hay agentes y/o usuarios finales que presentan consumos de cantidades variables a lo largo del año de gas y que pueden presentarse variaciones en la demanda final, que pueden llegar a ser de más del 5%, se propone como una alternativa suscribir contratos CFX, adicionales a los CF95, donde el X refleja el porcentaje de pago mínimo del contrato firme, con el X en todo caso igual o superior a 80%. Lo anterior con el objetivo de permitir un mejor equilibrio de cantidades fijas que, a pesar de resultar eventualmente en un mayor precio por el riesgo adicional de demanda que asume e productor, permitan obtener una mayor eficiencia en la disponibilidad, suministro y consumo final de gas.

En este sentido se permitiría que los vendedores del Mercado Primario puedan vender cantidades firmes CFX en las mismas condiciones de obligación de suministro y obligación de pago establecidas para los contratos CF95, solo que en vez del ser 95 el porcentaje de pago mínimo fijo, puede ser otro el porcentaje, como mínimo 80%.

Ahora bien, es muy importante observar que esta alternativa reduce la estandarización de los contratos. Esto conlleva a contemplar eventuales situaciones que se deben considerar a pesar de la mayor flexibilidad que le puede servir a usuarios finales que presentan consumos muy variables en el tiempo.

Un caso previsible se presenta cuando las cantidades disponibles para la venta en firme de los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado son inferiores a las cantidades requeridas para atender la demanda. Esta alternativa CFX reduce aún más las cantidades disponibles para la venta en firme dado el caso de un valor X cada vez menor, agravando la insuficiencia de oferta de gas en aquellos períodos trimestrales/anuales donde ya el balance nacional muestra dicha insuficiencia.

Adicionalmente, el uso de diferentes porcentajes en CFX dificulta la efectividad de las subastas cuando sea necesario acudir a la asignación de cantidades mediante dicho esquema. Finalmente, la posibilidad de suscribir contratos CFX con el porcentaje de X cada vez menor, resulta en menor participación de nuevos compradores, por el atrapamiento de cantidades firmes que pueden resultar de dichos porcentajes.

Esta alternativa se complementaría con la alternativa que se expone en el siguiente numeral.

5.1.3.4. Contratación en el Mercado Primario mediante suministro con interrupciones de las cantidades del porcentaje variable de los contratos CF95

Actualmente la regulación no ha establecido ningún mecanismo mediante el cual la parte variable no nominada por el comprador de los contratos CF95, pueda ser ofrecida por el

vendedor al resto de participantes del Mercado Mayorista. Ello lleva a pensar que el precio pactado en este tipo de contratos toma en consideración esa situación o riesgo de demanda que asume el vendedor y lo mitiga mediante un mayor precio.

Adicionalmente, dado el caso de Usuarios No Regulados o comercializadores que requieran atender consumos de gas en niveles superiores a los contratados en firme, no contarían con ese gas en el mercado que podría ser de mucha utilidad, más cuando se trata de grandes cantidades de gas que hoy en día están contratadas mediante la modalidad CF95. Esta medida sería de mayor impacto visto el caso de reducir el X de pago mínimo de los contratos CF.

Como ya se ha mencionado previamente, los comercializadores de gas tienen varias herramientas muy flexibles para la venta de sus excedentes en el Mercado Secundario, con las que no cuentan los Usuarios No Regulados y los mismos productores – comercializadores. Estas eventuales cantidades no nominadas por los compradores de los contratos CF95 o CFX propuestos, podrían ser ofrecidas por los vendedores del Mercado Primario en las subastas de contratos con interrupciones, sometidas a las mismas reglas de participación que actualmente existen (la oferta de precio y de cantidades se coloca después de la oferta más alta que presenten los comercializadores y Usuarios No Regulados).

La alternativa entonces sería permitir que los vendedores del Mercado Primario puedan vender las cantidades variables (adicionales al porcentaje X de pago mínimo) no nominadas de los contratos CF95 u otros que se establezcan, con las siguientes condiciones:

- En subastas mensuales de contratos con interrupciones
- Duración de los contratos: un mes
- Reglas de participación en la subasta de contratos con interrupciones idénticas a las existentes

5.1.3.5. Contratos con modalidades de suministro establecidas por los agentes en negociaciones directas del Mercado Primario

Teniendo en cuenta que se han establecido las reglas de comportamiento mediante la Resolución CREG 080 de 2019 y que la Comisión considera importante una mayor participación de los agentes en la construcción de la regulación de las actividades y autonomía en el desarrollo de mecanismos de comercialización, particularmente en el sector eléctrico, se contempla como una alternativa que los agentes propongan a la Comisión modalidades de suministro en el Mercado Primario a través de contratos que, en cualquier caso, deberán propender por la liquidez del Mercado Primario y del Secundario y deberán incluir los requisitos mínimos de los contratos de suministro, tal como están establecidos en el Capítulo II de la Resolución CREG 186 de 2020.

Dado que se presente el caso, se seguiría el mismo procedimiento que surte una propuesta regulatoria, en el sentido de que se estudiaría por la CREG la propuesta, se harían los ajustes que se consideren pertinentes para ser publicada posteriormente como una propuesta para comentarios de los agentes y de los interesados en general.

5.1.3.6. Información relevante y estandarizada del contenido de los contratos

Actualmente se registra información transaccional de los contratos del mercado primario, del mercado secundario y de las denominadas "Otras Transacciones en el Mercado Mayorista" (que más adelante se menciona en una propuesta), de acuerdo con las condiciones establecidas para los contratos de suministro, en el Anexo 1 "*Información transaccional y operativa*" de la Resolución CREG 186 de 2020 y aquéllas que la modifican.

Se considera necesario, en pro de contar con información de calidad que requiere el Gestor del Mercado, que los contratos contengan una ficha contentiva que establezca las condiciones esenciales y particulares que contiene el contrato, tales como:

- Nombre del Vendedor
- Nombre del Comprador
- Objeto
- Fuente de suministro.
- Condición de la fuente de suministro (campo menor, campo en pruebas extensas, campo aislado, yacimiento no convencional, campo en desarrollo, planta de regasificación, otras fuentes)
- Punto de entrada y salida al SNT
- Punto de entrega
- Cantidad de energía contratada
- Precio
- Garantía
- Valor de la garantía
- Fecha de inicio del suministro
- Fecha de terminación del suministro
- Fecha de suscripción
- Sector de Destino
- Cuenta para pagos
- Notificaciones
- Cláusula compromisoria
- Moneda de pago
- Referencia para conversión de moneda de pago en caso de que esta sea diferente a pesos.

5.1.3.7. Mecanismos insuficientes para el aseguramiento del gas de la demanda regulada

Balances nacionales de oferta - demanda

Se propone como alternativa a la situación actual de comercialización en el mercado primario de gas, en que primero se avanzan negociaciones directas entre los productores-comercializadores y los comercializadores/usuarios no regulados, establecer por parte del gestor del mercado balances nacionales periódicos de oferta – demanda de gas con el fin de conocer si la oferta total en firme de gas nacional y de gas importado es suficiente para atender las necesidades de la demanda nacional para suministro en periodos futuros, o no. Actualmente dichos balances se realizan directamente por parte de los agentes vendedores en el mercado primario, sin que el gestor del mercado conozca o pueda realizar un balance inicial.

El balance como ya se mencionó anteriormente, es necesario con el fin de establecer si hay o no hay necesidad del uso de subastas para el suministro en períodos futuros en que la oferta es menor que la demanda. Adicionalmente, el balance es necesario con el fin de establecer las cantidades de la Demanda Esencial a priorizar, dado el caso de balances negativos (oferta menor que demanda) en periodos futuros de suministro.

Para realizar el balance se requiere de puntos de balance. Se propone como opción para ello el uso de cada uno de los puntos de entrada al SNT, que pueden agregar uno o varios campos de producción y uno o varios vendedores, para lo cual es muy importante tener en consideración por parte de los agentes, los plazos y efectos esperados de los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40304 de 2020 publicada por dicho Ministerio. En el caso de campos de suministro aislados, que no están conectados al SNT, se usaría la información del campo de suministro para realizar el balance nacional.

Mecanismos complementarios de comercialización

Como ya se mencionó previamente la regulación debe contener mecanismos que permitan a los agentes que atiendan a la demanda esencial y regulada, tener acceso a los contratos de suministro de gas natural con Respaldo Físico. Se considera necesario fortalecer el mecanismo de acceso a dichos contratos, sobre todo en el caso en que las cantidades de gas disponibles para la venta en firme sean menores a las cantidades de gas requeridas para atender la demanda total esencial y regulada de gas en uno o varios períodos de suministro futuro. Más aún cuando particularmente, como se mencionó previamente, en el Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019 – 2028 publicado por la UPME, se encuentran en los escenarios de abastecimiento de referencia, períodos futuros en el que el abastecimiento con las fuentes nacionales y capacidad actual de venta en firme de gas importado no es suficiente para atender las necesidades de la demanda nacional.

Es por ello que se plantea, como complemento a los mecanismos actuales, la realización de subastas de suministro de gas para aquellos períodos en los que, en un horizonte de 10 años, las cantidades disponibles para la venta en firme de los productores-comercializadores nacionales y de gas importado sean inferiores a las cantidades requeridas por la demanda nacional para esos mismos períodos. Dada dicha situación se establece un esquema de priorización del gas disponible para la venta en firme, para atender la demanda esencial y regulada.

La anterior propuesta se complementaría adicionalmente, de manera que los campos de suministro exceptuados de los mecanismos de comercialización establezcan sus propias medidas para que a los agentes que atienden demanda esencial y regulada se les garantice acceso y puedan suscribir contratos firmes con dichas fuentes, ante una insuficiencia en el balance de gas nacional e importado.

5.1.3.8. Mecanismos para la comercialización de gas costa fuera (off shore)

En este punto la propuesta considera autorizar la Comercialización Conjunta de gas proveniente de proyectos offshore en aguas profundas en general, sin necesidad de la actuación administrativa particular previa que se establece en la Resolución CREG 093 de 2006, bajo el supuesto inicial de que la producción de gas natural proveniente de dichos recursos es necesaria para garantizar la seguridad en el suministro y que la Comercialización Independiente de la producción de gas natural en estos proyectos, no

hace factible la ejecución de las inversiones requeridas para desarrollar el potencial de las reservas.

5.2. PROPUESTAS PARA LA PROBLEMÁTICA REGLAS DE COMERCIALIZACIÓN DIFERENCIALES ENTRE CAMPOS DE PRODUCCIÓN

5.2.1. Declaraciones de todos los campos de suministro

Como se mencionó anteriormente, se propone la realización de balances periódicos de oferta versus demanda, con el fin de establecer el mecanismo de comercialización a utilizar para el suministro en el Mercado Primario. Para ello es necesario conocer las cantidades disponibles para la venta en firme de toda la producción del gas nacional y de gas importado, pues de otro modo el balance no es posible hacerlo completo. Ello no significa que dado un resultado de balance en que se encuentran períodos futuros con una oferta insuficiente para atender la demanda, todas las fuentes de suministro deben seguir los mecanismos de comercialización de subasta que se propone establecer, pues hay unos tipos de campos de producción que se encuentran excluidos, por el Decreto 1073 de 2015, del uso obligatorio de los mecanismos de comercialización establecidos por la CREG.

Adicionalmente, no sólo se hace necesario poner en conocimiento de los agentes interesados en la compra de gas en el Mercado Primario la totalidad de las cantidades disponibles de la producción nacional de gas e importada con características de firmeza, sino que también es necesario, para efectos de seguimiento del Gestor del Mercado, conocer dichas cantidades con el fin de proceder al registro de los contratos de cualquier fuente de producción y/o importación, que impliquen el compromiso de suministro de gas en firme. Igualmente, es de gran importancia para la Comisión conocer, a través del Gestor del Mercado, la información concerniente a dichas cantidades, en función del seguimiento de las medidas que se establecen en pro de un mejor funcionamiento del Mercado Mayorista.

En este sentido, la Resolución CREG 138 de 2020 estableció unas obligaciones a los vendedores del Mercado Primario respecto de la declaración de PTDVF de todas las fuentes de suministro nacional para el año de gas 2020 – 2021 y se señalaron las excepciones a dicha obligación, considerando el nivel de conocimiento esperado de dicho potencial. Se propone como alternativa establecer de manera permanente la medida establecida en dicha Resolución.

Los vendedores del Mercado Primario con esta propuesta, declararían al Gestor del Mercado la oferta de PTDVF u oferta de CIDVF, en las siguientes condiciones:

- En las fechas establecidas en el cronograma de comercialización que publique la Comisión, para cada año de gas
- La oferta de PTDVF o CIDVF deberá ser igual o inferior al valor vigente de la PTDV o CIDV, según corresponda
- La no declaración al Gestor del Mercado dentro del plazo señalado llevará a que no se acepte el registro de contratos de dichas fuentes por parte del Gestor del Mercado

Puesto que se proponen excepciones a la información a entregar, el balance que se propone hacer periódicamente debe considerar un margen de diferencia entre la oferta y la demanda, pues no contará realmente con el 100% de la información de la oferta total

disponible. Es por ello que se plantea en el balance periódico un margen del 3% de diferencia aceptable entre las cantidades de oferta disponible y las cantidades de la demanda a atender. Es decir, que si en el balance se obtiene un período de suministro (trimestral o anual dependiendo de la alternativa finalmente definida) en el que la oferta nacional es mayor al 97% de la demanda nacional, en ese caso se pueden realizar negociaciones directas sin necesidad de realizarse las subastas que se proponen con priorización de la Demanda Esencial.

5.3. PROPUESTAS PARA LA PROBLEMÁTICA DE CANTIDADES DISPONIBLES PARA LOS CONTRATOS CON INTERRUPCIONES Y SU ASIGNACIÓN

Para esto se propone:

- Contratos de suministro con interrupciones
- Aplica para negociaciones directas o subastas mensuales.
- Aplica para los vendedores del mercado primario.
- Aplica para cualquier tipo de fuente de suministro (campo menor, campo en pruebas extensas, campo aislado, yacimiento no convencional, campo en desarrollo, planta de regasificación, otras fuentes).
- Las cantidades ofrecidas pueden superar, en forma agregada, las cantidades que resultan para una fuente de suministro de la resta a la PTDV declarada al Ministerio, de las cantidades ya previamente comprometidas mediante contratos con garantía de firmeza, para el período para el que se ofrece el gas con interrupciones.
- Los agentes aplicarán, en el caso de nominaciones de suministro para atender la generación termoeléctrica del Sistema Interconectado Nacional, los siguientes criterios de asignación:

    - El agente vendedor tendrá en cuenta en la asignación la prioridad para aquellas plantas de generación despachadas por seguridad del sistema.
    - Posteriormente, las plantas que tengan generación programada en el despacho económico programado, conforme a lo informado por el Centro Nacional de Despacho antes del cierre de las nominaciones del mercado de gas natural y hasta por una cantidad que se determinará como el menor valor entre la cantidad de gas contratado bajo esta modalidad y aquella cantidad que le permita cumplir con la generación programada.
    - Se organizarán las plantas que no cuenten con respaldo de sus Obligaciones de Energía Firme con Gas Natural Importado y posteriormente, las plantas que cuenten con capacidad de regasificación de Gas Natural Importado
    - El Centro Nacional de Despacho Eléctrico, CND, indicará cuál de la generación programada se requiere por seguridad del Sistema y el orden de mérito de las plantas térmicas que pueden operar con gas natural, resultante de los precios ofertados, de menor a mayor valor, sin que ello implique informar dichos precios.

- Los Productores y Productores – Comercializadores deberán establecer, de manera conjunta, el procedimiento de asignación dentro del proceso de nominaciones con base en las condiciones anteriores.

Propuesta alternativa:

En las negociaciones directas y subastas en que participen ofertas de suministro de los vendedores del Mercado Primario, en cualquier condición de producción de una fuente de suministro, las cantidades ofrecidas para contratos con interrupciones no pueden superar, en forma agregada, las cantidades que resultan de la resta a la PTDV declarada al Ministerio, de las cantidades ya previamente comprometidas mediante contratos con garantía de firmeza para el período para el que se ofrece el gas con interrupciones.

El Gestor del Mercado hará la verificación de dicha restricción antes de la realización de las subastas mensuales o al momento en que los agentes registren el contrato con interrupciones negociado en forma directa y, en caso de no cumplirse la condición anteriormente señalada, no podrá aceptarse su oferta o su registro respectivamente.

5.4. PROPUESTAS PARA LA PROBLEMÁTICA DE FALTA DE INFORMACIÓN OPERATIVA EN TIEMPO REAL

La medición en tiempo real está relacionada con las cantidades (volumen y energía) que se realiza en los puntos de entrega donde se enajena la propiedad del gas y/o los puntos de transferencia de custodia (puntos de entrada y/o Puntos de salida) en los sistemas de transporte, y, en los puntos de transferencia donde se conectan los transportadores entre sí. Así las cosas, dichos datos reposan en los Boletines Electrónicos de Operación, BEO y poseen una limitada divulgación al mercado.

La alternativa que se plantea es que el Gestor del Mercado disponga de la información resultante del procesamiento de las mediciones en tiempo real de las cantidades de gas en los puntos de venta, puntos de entrada, puntos de salida y puntos de transferencia del Sistema Nacional de Transporte y realice un balance diario con base en dichas mediciones, que pueda ser cotejado contra la información transaccional con la que cuenta el gestor del mercado. Esta replicación permitirá tener precisión en la información que conlleva la toma de decisiones de índole comercial y operativa.

5.5. PROPUESTAS PARA LA PROBLEMÁTICA DE INSUFICIENCIA DEL MERCADO SECUNDARIO

5.5.1. Transparencia en la información de la nominación y uso final del gas natural)

Respecto de contar con información suficiente que sirva de soporte para identificar situaciones que pueden considerarse de incumplimiento a la regulación vigente, particularmente, en lo que tiene que ver con la información previa necesaria para llevar a cabo las subastas diarias denominadas Úselo o Véndalo de Corto Plazo, UOVCP, se considera necesario establecer información de condiciones de nominación diaria que permitan conocer si se están colocando para la venta en la subasta cantidades nominadas por los comercializadores o los usuarios no regulados, que realmente no serán utilizadas por los usuarios.

Para lo anterior, el Gestor del Mercado debe contar con la información que le permita hacer el balance necesario de consumo de cada agente o Usuario No Regulado, entre lo que nómina y lo que finalmente se consume. Asimismo, el Gestor del Mercado deberá recopilar la información necesaria para que la Comisión establezca el conjunto de puntos estándar

de entrega del gas, considerando los puntos de venta, los puntos de entrada, los puntos de salida y los de transferencia mencionados anteriormente y la metodología para calcular los indicadores de formación de precios en esos puntos. La propuesta contempla que:

- Los vendedores del Mercado Secundario deberán informar al Gestor del Mercado, en el momento del registro de los contratos de venta los Puntos de Entrega (Puntos de Venta del gas) de cada uno de los contratos de venta en el Mercado Secundario, así como, los Puntos de Entrada y salida del sistema de transporte, si dicha intermediación involucra transporte, así como toda aquella información que requiera el Gestor para establecer el conjunto de puntos estándar de entrega del gas y la metodología para calcular los indicadores de formación de precios en esos puntos.

- Los vendedores del Mercado Secundario deberán informar al Gestor del Mercado, en el momento del registro de los contratos de venta en firme del Mercado Secundario, el contrato o los contratos del Mercado Primario que respaldan las cantidades vendidas en los contratos del Mercado Secundario que se están registrando.

- El comprador del mercado primario (comercializador/usuario no regulado), quien es el encargado de las nominación diaria de suministro al productor – comercializador, deberá declarar al Gestor del Mercado diariamente, en caso que la nominación esté destinada a consumos de terceros, el número de operación del contrato del mercado secundario o de otras transacciones del mercado mayorista; en caso de que la nominación este destinada a consumos de su propia demanda, el número de operación asignado al contrato del mercado primario. Se desagregará por sector de consumo. La misma declaración se deberá realizar al gestor del mercado dado el caso de presentarse renominaciones de suministro de gas.

5.6. PROPUESTAS PARA LA PROBLEMÁTICA DE INFORMACIÓN ASIMÉTRICA ENTRE PRODUCTORES Y OTROS PARTICIPANTES DEL MERCADO

5.6.1. Requisitos de registro de contratos para autoconsumo de los productores

Se considera necesario el registro ante el Gestor del Mercado de los contratos de suministro de gas para autoconsumo de los productores, particularmente, para el uso en sus refinerías, con el fin de facilitar las transacciones de venta en el Mercado Mayorista que, eventualmente, surjan de cantidades excedentarias de ese gas de autoconsumo. Lo anterior debe cumplirse así el contrato o los contratos de gas de autoconsumo con las refinerías no se hayan transado dentro de las reglas establecidas por la Comisión para las compras en el Mercado Mayorista.

Ciertamente la participación del productor en el Mercado Mayorista con estos eventuales excedentes de autoconsumo destinados a las refinerías podría darse, bien sea como productor – comercializador (quien actúa como vendedor en los contratos) o como Usuario No Regulado (la refinería es quien actúa como comprador en los contratos). Esto no debe permitirse simultáneamente, solamente podría participar en su papel de productor – comercializador para la venta de eventuales excedentes de producción disponibles, pues el usuario no regulado no adquirió el contrato a través del Mercado Primario.

Para esto, los productores de gas deberán registrar ante el Gestor del Mercado, en el plazo señalado para ello, la información transaccional y operativa de las cantidades de gas de autoconsumo contratadas para atender el suministro de sus refinerías, que se especifica en el Numeral 1.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 186 de 2020.

5.7. PROPUESTAS PARA LA PROBLEMÁTICA DE TRANSACCIONES ENTRE COMERCIALIZADORES Y USUARIOS NO REGULADOS

Las relaciones comerciales entre comercializadores y usuarios no regulados, clasificadas como Otras Transacciones del Mercado Mayorista, deben ser estudiadas de manera sistémica con el fin de comprender los efectos que tienen sobre el mercado mayorista, las transacciones retail y, en general, sobre el servicio público domiciliario. Así las cosas, se propone, a partir de análisis adicionales de esta Comisión, revisar y establecer criterios y reglas aplicables a los usuarios no regulados.

Para ello, y utilizando como base el estudio realizado por Econometría Consultores S.A., publicado mediante la Circular CREG 128 de 2020, se propone revisar y compilar la regulación aplicable a estos usuarios, modificando a la baja los límites de consumos y estableciendo reglas específicas para la comercialización de suministro y capacidad de transporte, con entrega en el domicilio del usuario y no necesariamente en algún punto del sistema nacional de transporte. Así mismo, se propone como parte de este desarrollo regulatorio, revisar los derechos y deberes de estos usuarios.

VI. PLAN DE TRABAJO TENTATIVO PARA ABORDAR LA REVISIÓN Y AJUSTES EN LA REGULACIÓN EN EL AÑO 2021

Con base en el análisis efectuado y en la priorización de las problemáticas a resolver, la Comisión se propone avocar las soluciones así:

Figura 8. Productos del año 2021 que consideran la comercialización mayorista de gas

Para el año 2021 se tiene dispuesto trabajar en 4 frentes:

- Resolución de ajustes a los mecanismos de comercialización establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020 - Resolución de consulta y definitiva. Esta es una primera resolución en donde se ajustarán los temas relativos a la Flexibilización del cronograma, flexibilización tipos de contratos, flexibilización de mecanismos, disposiciones sobre las declaraciones de los campos en igualdad, mecanismos para la comercialización de contratos con interrupciones y su asignación, entre otros.

- Resolución de disposiciones para Usuario No Regulado y reglas para las hoy denominadas Otras transacciones del mercado mayorista – OTMMM – Resolución de consulta y definitiva. En esta se espera establecer los nuevos límites para usuario no regulado, las disposiciones para pasar de Usuario regulado a no regulado y definir las nuevas reglas para las Otras transacciones del mercado mayorista – OTMM.

- Resolución de la definición de la fórmula tarifaria de gas combustible por redes de tubería aplicable a usuario regulado – CU - Resolución de consulta y definitiva y que incluye las reglas para el traslado de cantidades y precio de suministro de gas, así como los incentivos para la puesta de excedentes de compras de gas al mercado.

- Finalmente, se iniciará la contratación de estudios necesarios los cuales se han identificado por parte de la Comisión y otros que surjan de los comentarios que se reciban al presente documento. Dentro de los que se han identificado y se iniciará proceso de contratación están:

    - Consultoría para 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.

    - Estudio para la definición de reglas, tipos de contratos, plazos y procedimientos para la comercialización de suministro de gas natural para la atención específica de la demanda eléctrica.

    - Estudio para establecer alternativas para la actualización de la indexación de los precios de los contratos de suministro

    - Estudio para definir indicadores para monitorear el mercado y cumplimiento de los objetivos propuestos.

El cronograma planteado para estos frentes de trabajo se muestra en la siguiente figura:

Figura 9. Cronograma de trabajo para el año 2021 en relación con la comercialización de suministro de gas.