



**MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO  
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

RESOLUCIÓN NÚMERO 12785 DE 2020

(02/04/2020)

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. 19-295247

**VERSIÓN ÚNICA**

**EL SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

En ejercicio de sus facultades legales, y en especial las previstas en la Ley 155 de 1959, la Ley 1340 de 2009 y el numeral 15 del artículo 3 del Decreto 4886 de 2011, y

**CONSIDERANDO:**

**PRIMERO:** Que el artículo 4 de la Ley 155 de 1959, modificado por el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009 dispone que:

*“Artículo 4. (Modificado por el artículo 9, Ley 1340 de 2009). Las empresas que se dediquen a la misma actividad económica o participen en la misma cadena de valor y que cumplan con las siguientes condiciones, estarán obligadas a informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre las operaciones que proyecten llevar a cabo para efectos de fusionarse, consolidarse, adquirir el control o integrarse cualquiera sea la forma jurídica de la operación proyectada:*

*Las empresas que se dediquen a la misma actividad económica o participen en la misma cadena de valor y que cumplan con las siguientes condiciones, estarán obligadas a informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre las operaciones que proyecten llevar a cabo para efectos de fusionarse, consolidarse, adquirir el control o integrarse cualquiera sea la forma jurídica de la operación proyectada:*

*1. Cuando, en conjunto o individualmente consideradas, hayan tenido durante el año fiscal anterior a la operación proyectada ingresos operacionales superiores al monto que, en salarios mínimos legales mensuales vigentes, haya establecido la Superintendencia de Industria y Comercio o;*

*2. Cuando al finalizar el año fiscal anterior a la operación proyectada tuviesen, en conjunto o individualmente consideradas, activos totales superiores al monto que, en salarios mínimos legales mensuales vigentes, haya establecido la Superintendencia de Industria y Comercio.*

*En los eventos en que los interesados cumplan con algunas de las dos condiciones anteriores pero en conjunto cuenten con menos del 20% del mercado relevante, se entenderá autorizada la operación. Para este último caso se deberá únicamente notificar a la Superintendencia de Industria y Comercio de esta operación.*

*(...)”.*

**SEGUNDO:** Que de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Ley 155 de 1959, modificado por el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, mediante comunicación radicada con el No. 19-295247-0 del 18 de diciembre de 2019<sup>1</sup>, **HOCOL S.A.** (en adelante, **HOCOL**) y **CHEVRON**

<sup>1</sup> Folios 1 al 72 del Cuaderno Público No. 1 y Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente. Entiéndase que en el presente acto administrativo cuando se hace referencia al “Expediente”, el mismo corresponde al radicado con el No. 19-295247.

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

**PETROLEUM COMPANY** (en adelante, **CHEVRON**), informaron a esta Entidad la intención de realizar una operación de integración empresarial, a través de la cual, **HOCOL** adquiriría el 100% del interés de **CHEVRON** en el contrato de asociación que tiene con **ECOPETROL S.A.** (en adelante, **ECOPETROL**), representado en el 43% de los campos de gas de Chuchupa y Ballena ubicados en el departamento de La Guajira.

**TERCERO:** Que en cumplimiento de lo previsto en el artículo 156 del Decreto 19 de 2012, en el numeral 2 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009 y en el numeral 2.3.2 de la Resolución No. 10930 de 2015, mediante oficio radicado con el No. 19-295247-1 del 23 de diciembre de 2019<sup>2</sup>, se ordenó la publicación del inicio del procedimiento de autorización de la operación presentada, en la página web de esta Superintendencia<sup>3</sup>.

**CUARTO:** Que dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la publicación del inicio del procedimiento de autorización de la operación en la página web de esta Superintendencia, plazo señalado en el numeral 2 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, no se recibieron observaciones ni comentarios de terceros en relación con la operación proyectada.

**QUINTO:** Que en ejercicio de las facultades previstas en el artículo 8 y el numeral 4 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, esta Superintendencia formuló solicitud de concepto a la **COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS** (en adelante, **CREG**), al **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA** (en adelante, **MINMINAS**), y a la **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS** (en adelante, **SSPD**). Las entidades aportaron la información entre el 2 y el 13 de marzo de 2020.

**SEXTO:** Que dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la presentación de la información de la operación proyectada, y de conformidad con lo dispuesto en el numeral 3 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, esta Superintendencia consideró procedente dar paso al estudio de fondo de la operación proyectada. Así, mediante comunicación radicada con el No. 19-295247-2 y No. 19-295247-3 del 2 de febrero de 2020<sup>4</sup>, se le informó a **CHEVRON** y **HOCOL** que se daba paso a la segunda etapa del trámite presentado y requirió la información correspondiente a dicha etapa. Mediante oficio radicado con el No. 19-295247-7 del 25 de febrero de 2020, las compañías allegaron la información solicitada por esta Superintendencia.

**SÉPTIMO:** Que mediante comunicación radicada con el No. 19-295247-9 y No. 19-295247-10 del 27 de febrero de 2020, esta Superintendencia formuló requerimiento de información a las **INTERVINIENTES**. Las empresas requeridas aportaron la información el **3 de marzo de 2020**.

**OCTAVO:** Que de acuerdo con lo ordenado en el artículo 4 del Decreto 491 del 28 de marzo de 2020, la notificación o comunicación de los actos administrativos se realizará por medios electrónicos, a la dirección electrónica que aparezca informada por los solicitantes del procedimiento administrativo. Lo anterior, hasta tanto permanezca vigente la Emergencia Sanitaria declarada por el Ministerio de Salud y de la Protección Social, con ocasión de la enfermedad coronavirus COVID-19.

**NOVENO:** Que de acuerdo con el parágrafo tercero del artículo 1 de la Resolución No. 12169 del 31 de marzo de 2020, no se suspenden términos para aquellas solicitudes de autorización de integraciones empresariales en curso, respecto de las cuales se haya recopilado toda la información necesaria para que el Superintendente de Industria y Comercio adopte la correspondiente decisión final, en los términos de la Ley 1340 de 2009.

<sup>2</sup> Folios 75 y 76 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

<sup>3</sup> Disponible en: <http://www.sic.gov.co/integraciones-inicio-autorizacion>. Consulta 3 de marzo de 2020.

<sup>4</sup> Folio 77 al 81 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

**DÉCIMO:** Que una vez hechas las anteriores consideraciones y dentro del término previsto en el numeral 5 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, este Despacho procede a pronunciarse respecto de la operación de integración informada, en los siguientes términos:

### 10.1. INTERVINIENTES EN LA OPERACIÓN DE INTEGRACIÓN

#### 10.1.1. HOCOL S.A.

**HOCOL** es una sucursal de la sociedad extranjera **HOCOL PETROLEUM LIMITED** (en adelante, **HPL**), identificada con el NIT No. 860.072.134-7, domiciliada en Bogotá D.C. Fue constituida mediante Escritura Pública No. 1552 en la Notaria 11 de Bogotá el 15 de octubre de 1979 e inscrita el 18 de octubre del mismo año con el No. 76345 del Libro IX del respectivo Registro Mercantil<sup>5</sup>.

**HOCOL** se dedica a la exploración y explotación de petróleo y gas, actividades que se identifican con los códigos de Clasificación Internacional Industrial Uniforme (en adelante CIIU): 0610, extracción de petróleo crudo; y 0620, extracción de gas natural.

El único accionista de **HOCOL** (y de **HPL**) es **ECOPETROL S.A.** (en adelante, **ECOPETROL**).

Las principales cuentas financieras de **HOCOL**, a diciembre 31 de 2018, se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla No. 1**  
**Cuentas financieras HOCOL**  
(31 diciembre 2018)

CUENTA	VALOR (\$COP)
Activos	2.336.468.064.000
Ingresos operacionales	1.430.128.312.000

Fuente: Aparte público, folio 72 (CD) del Cuaderno Reservado Intervinientes No. 1 del Expediente.

#### 10.1.2. ECOPETROL S.A.

**ECOPETROL**, sociedad de economía mixta con participación mayoritaria del Estado colombiano, identificada con el NIT No. 899.999.068-1, domiciliada en Bogotá D.C., y constituida el 7 de julio de 2003 mediante Escritura Pública No. 0002931<sup>6</sup>.

**ECOPETROL** se dedica principalmente a la exploración y explotación de hidrocarburos, entre ellos petróleo y gas, al igual que en la refinación de combustibles para ser comercializado como mayorista en el mercado colombiano y extranjero. Sus actividades se relacionan con los códigos CIIU: 0610 y 0620.

El principal accionista de **ECOPETROL** es el Estado colombiano con una participación del 88,49%.

**Tabla No. 2**  
**Composición accionaria ECOPETROL**

ACCIONISTAS	ACCIONES	% ACCIONES
ACCIONISTAS ENTIDADES ESTATALES	36.384.788.417	88,49%
OTROS	4.731.899.631	11,51%
<b>TOTAL</b>	<b>41.116.688.048</b>	<b>100%</b>

Fuente: Página web de **ECOPETROL S.A.** Consultado el 3 de enero de 2020.

Las principales cuentas financieras de **ECOPETROL**, a diciembre 31 de 2018, se presentan en la siguiente tabla:

<sup>5</sup> Folio 43 del Cuaderno Público Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>6</sup> Consultado en: <https://www.rues.org.co/>, el 3 de enero de 2020.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

**Tabla No. 3**  
**Cuentas financieras ECOPETROL**  
(31 diciembre 2018)

CUENTA	VALOR (\$COP)
Activos	126.240.620.000.000
Ingresos operacionales	67.819.935.000.000

Fuente: Aparte público, folio 72 (CD) del Cuaderno Reservado Intervinientes No. 1 del Expediente.

### 10.1.3. CHEVRON PETROLEUM COMPANY

**CHEVRON** es una sociedad identificada con el NIT No. 860.005.223-9, domiciliada en Bogotá, constituida mediante Escritura Pública No. 1689 en la Notaria 5 de Bogotá, el 9 de diciembre de 1926 e inscrita el 15 de diciembre del mismo año en el juzgado 3 de Bogotá con el No. 198<sup>7</sup>.

**CHEVRON** se dedica a la la exploración, explotación, transporte, refinación, elaboración, compra, importación, distribución mayorista y minorista, y venta de hidrocarburos y sus derivados, lubricantes y grasas. Sus actividades se relacionan con los códigos CIU: 4661, comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y productos conexos; 0620, extracción de gas natural; y 3290, otras industrias manufactureras n.c.p.

**CHEVRON** pertenece al grupo empresarial de **CHEVRON GLOBAL ENERGY**, siendo esta la única propietaria de la sucursal en Colombia.

Las principales cuentas financieras de **CHEVRON**, a diciembre 31 de 2018, se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla No. 4**  
**Cuentas financieras CHEVRON**  
(31 diciembre 2018)

CUENTA	VALOR (\$COP)
Activos	1.299.100.000.000
Ingresos operacionales	3.576.040.000.000

Fuente: Aparte público, folio 72 (CD) del Cuaderno Reservado Intervinientes No. 1 del Expediente.

### 10.2. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN

La operación proyectada fue informada por **HOCOL** y **CHEVRON** en los siguientes términos:

*"[L]a intención de Hocol en adquirir el 100% del interés de Chevron en el Contrato de Asociación de Guajira que tiene con Ecopetrol. Este interés de Chevron representa el 43% de los campos Ballena y Chuchupa. Así las cosas, de aprobarse la operación proyectada, la posición contractual de Chevron sería asumida en su integridad por Hocol, quien quedaría con un interés del 43% y Ecopetrol mantendría el 57% que tiene en el Contrato de Asociación"<sup>8</sup>.*

### 10.3. DEBER DE INTEGRACIÓN PREVIA DE LA INTEGRACIÓN

El régimen de control previo o *ex ante* de integraciones empresariales busca evaluar los efectos económicos que se producirían como resultado de una integración de dos o más agentes en el mercado, con el fin de evitar que se presente una restricción indebida de la competencia y en consecuencia se reduzca el bienestar de los consumidores.

<sup>7</sup> Folio 49 del Cuaderno Público Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>8</sup> Aparte público, folio 17 Reverso del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

Al aplicar dicho régimen, esta Entidad debe evaluar si los efectos en el mercado originados en virtud de una integración ameritan su objeción, su autorización sujeta al cumplimiento de condiciones encaminadas a preservar la competencia en el mercado, o su autorización pura y simple.

El artículo 4 de la Ley 155 de 1959, modificado por el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, establece que las empresas que proyecten llevar a cabo operaciones para efectos de adquirir el control de una o varias empresas, cualquiera sea la forma jurídica con la cual se manifieste, tendrán el deber de informarlas previamente a esta Superintendencia, siempre que se cumplan los siguientes dos supuestos:

- *Supuesto subjetivo*: cuando las empresas intervinientes se dediquen a la misma actividad económica o participen en la misma cadena de valor.
- *Supuesto objetivo*: cuando en conjunto o individualmente consideradas, las empresas intervinientes superen el monto establecido para ingresos operacionales o para activos totales, para el año anterior a la operación.

En consecuencia, las empresas que pretendan llevar a cabo un proceso de integración empresarial, en cualquiera de sus formas jurídicas, y cuya situación se enmarque en los supuestos previstos en el artículo 4 de la Ley 155 de 1959, modificado por artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, deberán informar previamente la operación a esta Superintendencia.

#### 10.3.1. Supuesto subjetivo

En el caso particular, **HOCOL** y **CHEVRON**, desarrollan coincidentemente la actividad de producción y venta de gas natural en el mercado mayorista primario.

En este sentido, se encuentra verificado el supuesto subjetivo consagrado en el artículo 4 de la Ley 155 de 1959, modificado por el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009.

#### 10.3.2. Supuesto objetivo

De acuerdo con lo previsto en la Resolución No. 93503 del 27 de diciembre de 2018<sup>9</sup>, la Superintendencia de Industria y Comercio fijó en **SESENTA MIL SALARIOS MÍNIMOS MENSUALES LEGALES VIGENTES** (60.000 SMMLV) los ingresos operacionales y activos totales que se tendrán en cuenta para efectos de lo previsto en el artículo 4 de la Ley 155 de 1959, modificado por el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009.

Por su parte, el Decreto 2451 del 27 de diciembre de 2018 fijó el salario mínimo legal mensual a partir del 1 de enero de 2019 en **OCHOCIENTOS VEINTIOCHO MIL CIENTO DIECISÉIS** pesos (\$828.116). Por lo anterior, el valor mínimo de activos totales o ingresos operacionales para que una operación informada durante el 2019 cumpla con el supuesto objetivo, corresponde a **CUARENTA Y NUEVE MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y SEIS MILLONES NOVECIENTOS SESENTA MIL PESOS** (\$49.686.960.000). Los anteriores valores serán los aplicables a la presente operación, teniendo en cuenta que la solicitud de pre-evaluación se radicó ante esta Entidad el 18 de diciembre de 2019.

Según la información presentada en el numeral 8.1 de la presente resolución, **HOCOL**, **CHEVRON** y **ECOPETROL** (en adelante y de manera conjunta, **INTERVINIENTES**) contaban conjuntamente con activos totales por valor de COP\$ 126.240.620.000.000, e ingresos operacionales por valor de COP \$67.819.935.000.000.

<sup>9</sup> A partir del 1 de enero de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2019.

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

En razón de lo anterior, este Despacho encuentra que tanto los activos totales como los ingresos operacionales de las **INTERVINIENTES**, conjuntamente considerados, superan el umbral establecido (\$49.686.960.000). Así, se da cumplimiento al supuesto objetivo contemplado en el artículo 4 de la Ley 155 de 1959, modificado por el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009.

### **10.3.3. Configuración del deber de información previa de la integración**

Con la verificación de los supuestos subjetivo y objetivo, se encuentra configurado el deber de informar ante esta Superintendencia la operación proyectada, de manera previa a su ejecución.

### **10.4. DEFINICIÓN DEL MERCADO RELEVANTE**

La definición del mercado relevante para el análisis de una operación de integración es primordial para identificar el escenario en el que las fuerzas competitivas tienen lugar. Además, permite calcular las cuotas de cada competidor, pues para esto es necesario contar con una aproximación del tamaño total del mercado. Por lo anterior, el mercado relevante es un marco de referencia para analizar los efectos sobre la competencia de una operación de integración<sup>10</sup>.

La participación de mercado de las empresas intervinientes en la operación de integración, así como la de sus competidores, resultan una herramienta fundamental para detectar posibles efectos restrictivos de la competencia que pudieran derivarse de la misma, pues dicho indicador guarda relación con el poder de mercado que tiene cada oferente.

Al determinar el mercado relevante es necesario definir el mercado de producto y el mercado geográfico; de tal forma que puedan establecerse los efectos de una integración entre dos o más de los competidores.

En la definición del mercado de producto debe tenerse presente la sustituibilidad al nivel de la demanda, pues deben identificarse aquellos productos (si los hay) hacia los cuales los consumidores pudieran desviar su demanda en caso de un incremento en los precios o una reducción en la calidad de los productos por parte de un determinado oferente.

Si bien algunas autoridades de competencia en otras jurisdicciones tienen en cuenta la sustituibilidad de la oferta al momento de definir el mercado relevante, esta Superintendencia toma en consideración dicho concepto en caso de requerir un análisis de barreras de entrada y competencia potencial.

Con la dimensión geográfica del mercado relevante, se busca reconocer el área de influencia que tienen las empresas intervinientes en la operación de integración, pues si enfrentaran alguna barrera que impida o dificulte que sus productos lleguen a alguna zona determinada, deberá entenderse que en dicha área no son competidores activos. Es decir, el análisis de competencia debe limitarse a las zonas en las cuales las empresas intervinientes ejercen una competencia efectiva, pues sería dicha condición la que podría verse afectada con la operación.

En definitiva, el mercado relevante permite determinar los bienes y servicios entre los que puede desarrollarse una competencia efectiva, así como el ámbito geográfico dentro del cual se ofrecen y se intercambian, analizando la sustituibilidad entre los productos ofrecidos y demandados.

---

<sup>10</sup> Para lograr una adecuada definición del mercado relevante, esta Superintendencia se apoyará en los lineamientos diseñados por la Red Internacional de la Competencia (ICN, por sus siglas en inglés). Ver ICN Merger Working Group: Investigation and Analysis Subgroup, "ICN Merger Guidelines Workbook" (documento preparado para la Quinta Reunión Anual del ICN, Ciudad del Cabo, Sudáfrica, 16 de abril, 2006). Disponible al público en el siguiente enlace: [https://www.internationalcompetitionnetwork.org/wp-content/uploads/2018/05/MWG\\_MergerGuidelinesWorkbook.pdf](https://www.internationalcompetitionnetwork.org/wp-content/uploads/2018/05/MWG_MergerGuidelinesWorkbook.pdf). Consulta 05 de marzo de 2020.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

Acorde con lo anterior, se procederá a definir el mercado relevante involucrado en la operación proyectada, delimitando primero el mercado de producto y, luego, el mercado geográfico, así como la relación de sustituibilidad entre los distintos productos ofrecidos y demandados.

#### 10.4.1. Mercado de producto

De acuerdo con la información obrante en el Expediente, las **INTERVINIENTES** participan de manera coincidente en la **venta de gas natural en el mercado mayorista primario**.

A continuación, esta Superintendencia presentará la descripción del gas natural, especificando sus características y usos, así como la descripción de la cadena de valor de la industria de gas natural en Colombia y su demanda en el país por sector de consumo. Adicionalmente, se revisará la venta de gas natural específicamente en el mercado mayorista primario, así como su respectiva regulación. Lo anterior, teniendo en cuenta que las **INTERVINIENTES** al tener la condición de productores-comercializadores, únicamente pueden comercializar gas en el mercado primario.

Así lo define la **CREG** en el artículo 3 de la Resolución No. 114 de 2017:

*“**Productor-comercializador:** es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo, en un punto de entrada al SNT o en un punto de SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Puede comprar gas en el mercado secundario, sin ser considerado un comercializador. El productor-comercializador no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996”.*

##### 10.4.1.1. Características y usos del gas natural

De acuerdo con la **CREG**, el gas natural se define de la siguiente manera:

*“Es una mezcla de gases de gran poder calorífico que se formó en las entrañas de la tierra a través de los años. El principal componente de esta mezcla es el metano. Los demás componentes, en pequeñas cantidades, son otros gases como el etanol, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y vapor de agua, principalmente.*

*Se puede medir en unidades de volumen (metros cúbicos m<sup>3</sup> o pies cúbicos ft<sup>3</sup> o de energía (kilovatio hora kWh o unidades caloríficas BTU<sup>m</sup><sup>1</sup>).*

Este gas se forma cuando varias capas de plantas en descomposición y materia animal se exponen a calor intenso y presión bajo la superficie de la tierra durante millones de años. Por su naturaleza, el gas natural constituye una importante fuente de energía fósil liberada por su combustión, la cual se extrae, bien sea de yacimientos independientes (gas no asociado), o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado a otros hidrocarburos y gases)<sup>12</sup>.

El gas natural puede ser empleado para la generación de energía, procesos industriales<sup>13</sup>,

<sup>11</sup> Disponible en: <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/gas-natural/que-es/que-es-gas>. Consulta: 23 de enero de 2020.

<sup>12</sup> Aparte público, folio 22 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>13</sup> **Sector industrial:** es utilizado como combustible (por ejemplo, hornos, secadores y calderas) y en subsectores como alimentación, textil, acero, vidrio, cerámica y fundiciones de metales.

**Sector petroquímico:** es utilizado también como materia prima para obtener productos que son insumos en otras cadenas productivas.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

combustible vehicular y uso residencial<sup>14</sup>, entre otros<sup>15</sup>.

#### 10.4.1.2. Cadena de valor del gas natural

De acuerdo con información de la **CREG**<sup>16</sup>, la cadena del sector de gas natural está compuesta por cuatro (4) actividades principales a saber: **(i) la producción**, correspondiente a la obtención del gas extraído de los yacimientos y el respectivo suministro a grades usuarios como industrias, termoeléctricas y distribuidores de gas natural; **(ii) el transporte**, que es una actividad relacionada con la movilización de gas natural a través del conjunto de gasoductos que conforman el Sistema Nacional de Transporte (SNT), a cambio del pago de la tarifa correspondiente; **(iii) la distribución**, que corresponde a la prestación del servicio público domiciliario de gas a través de redes de tubería, es decir, que el distribuidor recibe el gas en las estaciones de puerta de ciudad y lo conduce por medio de su red hasta el consumidor final, y **(iv) la comercialización**, la cual hace referencia a la compra de grandes cantidades de gas para posteriormente ser vendido a los usuarios o a otras empresas del sector.

Para que un agente del mercado participe como **distribuidor** y pueda llevar el gas natural desde la puerta de la ciudad hasta el usuario final, es necesario e indispensable que cuente con una red de tuberías en la región en donde se presta dicho servicio<sup>17</sup>. Así, considerando el alto costo de la inversión inicial para la implementación de dicha red, resulta más eficiente que un solo agente cuente con ella y pueda abastecer la totalidad del territorio y no que nuevos competidores tengan que invertir en nuevas redes<sup>18</sup>. Por esto, la misma regulación establece que la distribución "(...) es considerada un monopolio natural y en consecuencia es eficiente que solo exista un distribuidor en cada mercado relevante (...) "<sup>19</sup>.

Es así que la **CREG** ha definido los mercados relevantes de distribución de gas natural en el país<sup>20</sup> y le ha asignado a cada uno un distribuidor<sup>21</sup>. Cabe aclarar que los distribuidores designados por la **CREG** gozan de exclusividad para el suministro de gas natural en la región que les corresponde. Su remuneración está reglamentada mediante la Resolución **CREG** No. 011 de 2003.

#### 10.4.1.3. Demanda de gas natural en Colombia

De acuerdo con el artículo 2 de la Resolución No. 007 de 2000 de la **CREG**, en la demanda de gas natural se encuentran dos (2) tipos de usuarios a saber: **(i) usuario regulado**; y **(ii) usuario no regulado**.

<sup>14</sup> Se utiliza para poner en funcionamiento gasodomésticos de uso diario para cocción, calefacción, secadoras y calentadores de agua.

<sup>15</sup> Aparte público, folio 25 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>16</sup> Ver: <https://www.creg.gov.co/servicio-al-ciudadano/preguntas-frecuentes/gas-natural>. Consulta: 23 de enero de 2020.

<sup>17</sup> Resolución **CREG** No. 011 de 2003. Artículo 4: "(...) [e]l Mercado Relevante de Distribución podrá ser como mínimo un municipio o podrá estar conformado por un grupo de municipios".

<sup>18</sup> Resolución **SIC** No. 78937 (2016). Superintendencia de Industria y Comercio. Por la cual se aprueba la operación de integración entre **ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.** y **ENERGÍA DE GAS S.A.S.** Versión pública, p. 9.

<sup>19</sup> Resolución **CREG** No. 083 de 2007, Anexo, Considerando No. 4.

<sup>20</sup> Resolución **CREG** No. 011 de 2003. Artículo 2: "MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN: Conjunto de usuarios pertenecientes a un municipio o a un grupo de municipios, para el cual la CREG establece cargos por uso del Sistema de Distribución al cual están conectados".

<sup>21</sup> Cabe aclarar, que existen algunas excepciones a esta generalidad, toda vez que en algunos municipios opera más de una empresa de gas natural. Resolución **SIC** No. 78937 (2016). *Op. Cit.* p, 10.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

El **usuario regulado**, hace referencia a:

*“(…) [U]n consumidor de hasta 500.000 pcd<sup>22</sup>, o su equivalente en m3 hasta el 31 de diciembre del año 2001; de hasta 300.000 pcd o su equivalente en m3 hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de hasta 100.000 pcd o su equivalente en m3 a partir de enero 1o. del año 2005, (…). Para todos los efectos un Usuario Regulado es un Pequeño Consumidor”.*

Por el contrario, el **usuario no regulado** es:

*“(…) [U]n consumidor de más de 500.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2001; de más de 300.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de más de 100.000 pcd a partir de enero 1o. del año 2005, (…). Para todos los efectos un Usuario No Regulado es un Gran Consumidor”.*

Adicionalmente, es importante mencionar que el **usuario regulado** solo puede adquirir el gas a través de un distribuidor; por el contrario, el **usuario no regulado** puede adquirir el gas de cualquiera de los agentes que realizan la actividad de comercialización, incluso, pueden llegar a suscribir contratos de transporte y pagar de manera independiente el valor de la distribución<sup>23</sup>.

En Colombia, para el periodo (noviembre de 2018 a noviembre de 2019), respecto a la demanda de gas natural, se encontró que el 76,5% del total de la demanda, fue realizado por **usuarios no regulados** y el 23,5% por **usuarios regulados**<sup>24</sup>.

De otra parte, se observa que en Colombia la demanda de gas natural puede ser desagregada en diversos sectores de consumo, los cuales pueden ser agrupados de la siguiente manera: a) industrial – combustibles; b) industrial – petroquímicos; c) termoeléctrico; d) doméstico y comercial; y e) transporte<sup>25</sup>:

*“a) Industrial – combustibles: se emplea en equipos como hornos, secadores y calderas. En las industrias de cerámicas, metales y otras donde se requieran hornos, el aprovechamiento energético y el ahorro en el consumo son notorios cuando se utiliza el gas natural. Es utilizado además en refinerías, industrias del vidrio, minas de ferroníquel, industria alimenticia, hierro y acero, pulpa y papel e industria textil, entre otros.*

*b) Industrial – petroquímicos: es utilizado en las industrias que requieren metano (principal componente del gas natural) en sus procesos. Algunos subproductos del metano son: monóxido de carbono, hidrógeno, metanol, ácido acético, anhídrido acético, entre otros.*

*c) Termoeléctrico: aprovechan la energía calórica generada por la combustión del gas transformándola en energía eléctrica, a través de turbinas o motores de combustión interna. En Colombia, esta generación de energía se realiza básicamente por plantas hídricas y térmicas. Cabe mencionar que las plantas que utilizan el gas natural como fuente de energía generan menos emisiones en comparación con aquellas que utilizan carbón.*

*d) Doméstico y comercial: en general, el uso de gas natural en este segmento, se concentra en la cocción de alimentos, calefacción de agua, calentadores de ambiente, secadoras de ropa, entre otros instrumentos.*

<sup>22</sup> PCD es una unidad de mediada que corresponde a “Pies Cúbicos Diarios”. Disponible en: [http://sie.energia.gob.mx/docs/cat\\_nomenclatura\\_es.pdf](http://sie.energia.gob.mx/docs/cat_nomenclatura_es.pdf). Consulta: 23 de enero de 2020.

<sup>23</sup> Resolución **SIC** No. 78937 (2016). *Op. Cit.*, p. 10.

<sup>24</sup> Cálculos **GTIE** con base en información de **CONCENTRA INTELIGENCIA DE ENERGÍA**. *Demanda de Gas Natural en Colombia: Total nacional*. Volumen consumo (GBTUD). Total demanda: 12.642 GBTUD. Periodo noviembre de 2018 a noviembre de 2019, p. 2. Disponible en: [https://concentra.co/productos/demanda/demanda-de-gas/public/11P\\_Demanda+de+Gas+-+Nacional\\_2019-11-01.pdf](https://concentra.co/productos/demanda/demanda-de-gas/public/11P_Demanda+de+Gas+-+Nacional_2019-11-01.pdf). Consulta: 23 de enero de 2020.

<sup>25</sup> Resolución **SIC** No. 78937 (2016). *Op. Cit.*, p. 11.

Por la cual se aprueba una operación de integración

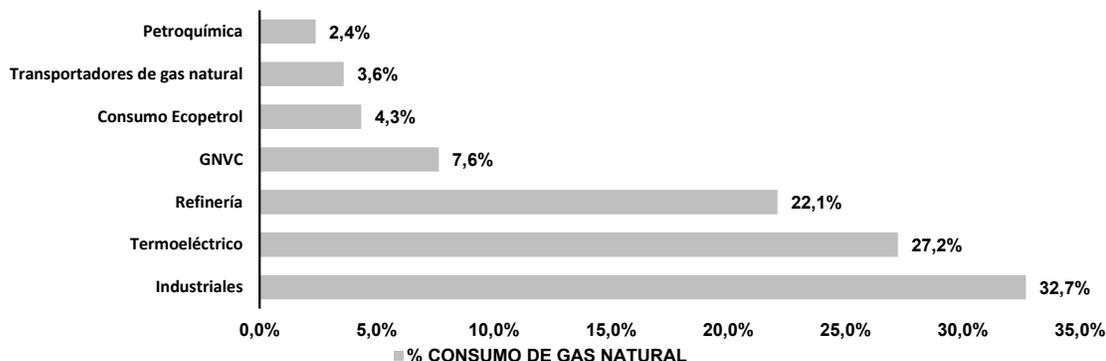
Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

e) Transporte: el GNCV se ha venido utilizando como combustible en el sector automotor desde hace algunos años, considerando que es más ecológico, económico, seguro y eficiente”.

A continuación, se ilustra en los Gráficos Nos. 1 y 2 la demanda de gas natural desagregada por sector de consumo (niveles desagregados) para cada tipo de usuario (regulado y no regulado), en el período noviembre de 2018 a noviembre de 2019.

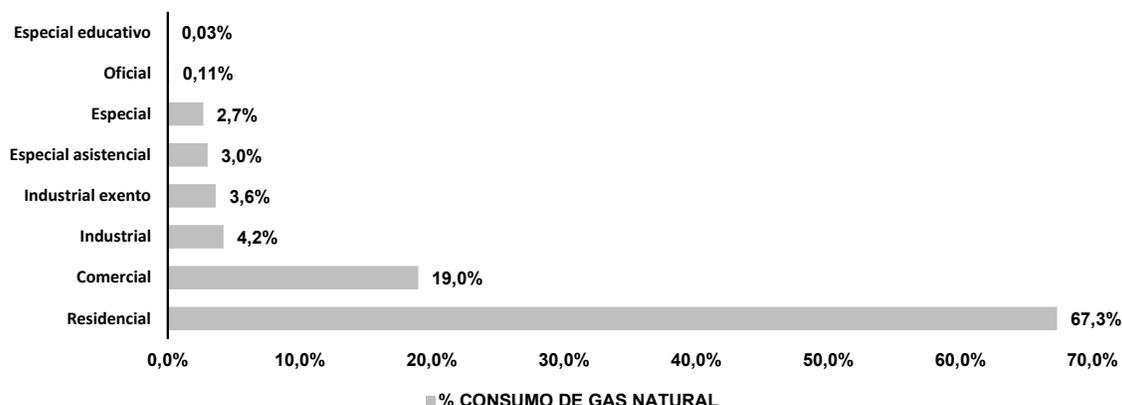
**Gráfica No. 1**  
**Demanda nacional no regulada de gas natural**  
(Noviembre de 2018 a noviembre de 2019)



Fuente: Elaboración GTIE-SIC<sup>26</sup>. Información de **CONCENTRA INTELIGENCIA DE ENERGÍA**, *Op. Cit.*, p. 3.

En la Gráfica No. 1 se observa que, en la demanda nacional del sector no regulado, el principal consumo de gas natural se presenta en los sectores industrial, termoeléctrico y refinería, quienes abarcan una participación de aproximadamente 82%.

**Gráfica No. 2**  
**Demanda nacional regulada de gas natural**  
(Noviembre de 2018 a noviembre de 2019)



Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de **CONCENTRA INTELIGENCIA DE ENERGÍA**, *Op. Cit.*, ps. 4 y 5.

En cuanto a la demanda nacional regulada de gas natural, como se observa en la Gráfica No. 2, el principal consumo se presenta en el sector residencial, seguido del sector comercial, con participaciones de 67,3% y 19% respectivamente, abarcando en conjunto más del 80% del total demandado en el país, en el período analizado.

Finalmente, considerando que en el caso objeto de estudio, las **INTERVINIENTES** venden

<sup>26</sup> Grupo de Trabajo de Integraciones Empresariales de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

únicamente de manera coincidente gas natural en el mercado mayorista primario, acto seguido este Despacho profundizará en dicho mercado.

#### 10.4.1.4. Mercado mayorista de gas natural

En primer lugar, es importante aclarar que la **CREG** (en Resolución No. 114 de 2017), estableció que el mercado mayorista de gas natural se divide en primario y secundario, de conformidad con las siguientes definiciones:

**“Artículo 3. Definiciones.** Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994, los decretos del Gobierno Nacional y las resoluciones de la CREG.

(...)

**Mercado primario:** es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

**Mercado secundario:** mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de esta Resolución”.

La Resolución **CREG** No. 114 de 2017 también definió los agentes que pueden participar en los mercados primario y secundario de gas natural, como compradores y vendedores, así:

**“Artículo 17. Vendedores de gas natural.** Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado son los únicos participantes del mercado que podrán vender gas natural en el mercado primario (...).

**Artículo 18. Compradores de gas natural.** Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado primario (...).

[...]

**Artículo 34. Vendedores de gas natural.** Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán vender gas natural en el mercado secundario (...).

**Artículo 35. Compradores de gas natural.** Los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores son los únicos participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el mercado secundario” (subrayado fuera de texto)”.

En la siguiente tabla, se resume lo dispuesto por la **CREG** en relación con los agentes participantes en los mercados primario y secundario de gas natural.

Tabla No. 5  
Agentes de compra y venta en los mercados primario y secundario de gas natural

	MERCADO PRIMARIO	MERCADO SECUNDARIO
VENDEDORES	Productores-comercializadores	Comercializadores
	Comercializadores de gas importado	Usuarios no regulados
COMPRADORES	Comercializadores	Productores-comercializadores
	Usuarios no regulados	Comercializadores de gas importado
		Comercializadores

Fuente: Elaboración **GTIE-SIC**. Con información de la Resolución **CREG** No. 114 de 2017.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

Sin embargo, considerando que las **INTERVINIENTES** son productores-comercializadores, en la presente operación de integración, únicamente será analizado el **mercado mayorista primario** de gas natural. Lo anterior, teniendo en cuenta que la regulación les impide participar como oferentes en el mercado secundario.

Por otro lado, las **INTERVINIENTES** señalan que si bien el gas natural puede ser empleado para la generación de energía, procesos industriales, combustible vehicular y uso residenciales, entre otros, y que la regulación lo divide según su destinatario en usuarios regulados y no regulados, lo cierto es que **HOCOL, CHEVRON y ECOPETROL**, al estar catalogados como **productores-comercializadores**, únicamente pueden ofrecer el gas natural en el mercado mayorista primario a comercializadores (revendedores del gas) y usuarios no regulados (grandes consumidores)<sup>27</sup>.

#### 10.4.1.5. Sustituibilidad de la demanda

La sustituibilidad desde el punto de vista de la demanda puede analizarse vía características, usos y precios similares entre el producto objeto de estudio y sus posibles sustitutos. Estas variables le permiten al comprador tomar decisiones informadas para satisfacer sus necesidades de consumo.

En primer lugar, es importante indicar que el Gas Natural es un combustible utilizado para la generación de energía, procesos industriales, combustible vehicular y uso residencial, entre otros, razón por la cual, desde el punto de vista de sus usos y dada su propiedad calórica, este producto puede llegar a ser sustituido por el gas Licuado de Petróleo (GLP) u otros combustibles. No obstante, en decisiones anteriores<sup>28</sup> esta Superintendencia concluyó que, pese a que existe la posibilidad de sustituir el Gas Natural por otros combustibles, lo cierto es que sería necesario efectuar una conversión en el sistema de instalado, ya que la infraestructura requerida varía para cada uno de los combustibles.

Es así que, esta Superintendencia concluye que el mercado de Gas Natural debe ser analizado como un mercado en sí mismo.

#### 10.4.1.6. Regulación en la contratación del gas en el mercado mayorista primario

De acuerdo con la Resolución **CREG** No. 114 de 2017 (artículo 9) la venta de gas en el mercado primario no se puede realizar con cualquier tipo de contratación, por el contrario, existen algunas modalidades de contrato permitidas que varían en función del tipo de campo. Si bien es cierto que cada empresa define sus políticas de precios de acuerdo con sus lineamientos corporativos, estas no pueden dejar de lado las condiciones vigentes de regulación en el país<sup>29</sup>.

Los tipos de contratos permitidos en la venta de gas en el mercado mayorista primario son los siguientes:

*“Contrato con interrupciones, CI: contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.*

*Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX: contrato escrito en el*

<sup>27</sup> Aparte público, folio 25 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>28</sup> Integración **CHILCO – PROGAS** (2012). Estudio Económico radicado con el No. 12-36488-3 el 15 de mayo de 2012, mediante el cual se aprueba la operación de integración entre **CHILCO DISTRIBUIDORA DE GAS Y ENERGÍA S.A.S. E.S.P.**, **INVERSIONES PROGAS S.A.**, **INDUSTRIAS PROVEEDORAS DE GAS S.A. E.S.P.**, y **GASES DE GIRARDOT S.A. E.S.P.**, ps. 12 y 13 (versión pública).

<sup>29</sup> Aparte público, folio 4 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, que está comprometida para exportaciones, durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

**Contrato de opción de compra de transporte, OCT:** contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

**Contrato de suministro de contingencia, CSC:** contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.

**Contrato de suministro C1:** contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, con un componente fijo equivalente a un porcentaje de la cantidad máxima y un derecho del comprador a ejercer el porcentaje restante únicamente para su consumo y no para reventa. Corresponde a suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

**Contrato de suministro C2:** contrato escrito en el que el vendedor ofrece el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, en el que se garantiza una parte fija, porcentaje de la cantidad máxima, y la cantidad correspondiente al porcentaje restante se considera firme siempre y cuando exista la disponibilidad por la no ejecución de las opciones de contratos de suministro C1. Corresponde a suministro sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico, de acuerdo con las condiciones establecidas en la presente resolución.

**Contrato de suministro firme al 95%, CF95:** contrato escrito en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual mínimo el 95% de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

**Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT:** contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

**Contrato de transporte de contingencia, CTC:** contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

**Contrato firme o que garantiza firmeza, CF:** contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> Artículo 3, Resolución CREG No. 114 de 2017.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

Es importante señalar que para la venta de gas natural por parte de productores-comercializadores, el primer criterio que se debe considerar es el tamaño de campo. Al respecto, de acuerdo con el artículo 2 del decreto 2100 de 2011, los campos se dividen en mayores (producen más de 30 millones de pies cúbicos por día (MPCD) y menores (producción igual o menor a 30 MPCD).

A continuación, se explican los diferentes mecanismos de contratación por tipo de campo:

#### (i) Negociación de gas proveniente de campos mayores

Específicamente, el artículo 25 de la Resolución **CREG** No. 114 de 2017, establece que en los casos no previstos en el artículo 22<sup>31</sup> de dicha Resolución, los vendedores y compradores podrán pactar directamente el suministro de gas natural, dentro del plazo que establezca la **CREG**, únicamente mediante **contratos de suministro firme CF<sub>95</sub>**, cuya duración sea de tres (3) o más años.

Así, las **INTERVINIENTES** manifiestan que los productores-comercializadores cuyo gas proviene de campos mayores están obligados a intentar, en primer lugar, la venta por medio de **contratos de suministro firme al 95% (CF<sub>95</sub>)** de plazo igual o superior a tres (3) años.

Para tal fin, en el artículo 25 de la Resolución No. 114 de 2017, se establece que la **CREG** es la encargada de fijar anualmente el cronograma de toda la comercialización para el respectivo año, donde se establece la fecha en que el productor-comercializador debe declarar su oferta de Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF) al **Gestor del Mercado**<sup>32</sup> (Bolsa Mercantil de Colombia). Posteriormente, el Gestor del Mercado publica las ofertas disponibles, de

<sup>31</sup> "**Artículo 22. Negociación directa en cualquier momento del año.** Los vendedores y compradores (...) podrán negociar directamente el suministro de gas natural, en cualquier momento del año, en los casos señalados a continuación.

1. Los productores – comercializadores solo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:
  - a) Cuando, provenga de las siguientes fuentes de producción:
    - i. Campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.
    - ii. **Campos menores.**
    - iii. Yacimientos no convencionales.
  - b) Cuando provenga de un campo aislado (...).
  - c) Cuando provenga del desarrollo de un campo de producción de gas natural (...).
  - d) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de opción de compra contra exportaciones (...).
  - e) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.
2. Los comercializadores de gas importado sólo podrán comercializar gas natural mediante negociaciones directas, en cualquier momento del año, en los siguientes casos:
  - a) Cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico (...)
  - b) Cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia.

(...)"

<sup>32</sup> "**Artículo 3. Definiciones.**

(...)

**Gestor del mercado:** responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario, en los términos establecidos en esta Resolución.

(...)"

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

forma tal, que oferentes y compradores puedan realizar las negociaciones directas de los contratos CF<sub>95</sub> de largo plazo.

Ahora bien, si los productores-comercializadores, una vez cumplido lo anterior, cuentan con volúmenes remanentes para la venta, estos podrán ofrecer el remanente y negociar sobre este, contratos de suministro de gas con duración de un año, tal como lo establece el artículo 26<sup>33</sup> de la Resolución 114 de 2017. Lo anterior, a través de los siguientes mecanismos de **reserva** y **subasta**, los cuales operan secuencialmente<sup>34</sup>:

- a) **Reserva de cantidades a usuarios regulados:** antes de las subastas, los comercializadores que atiendan usuarios regulados podrán solicitar una reserva de gas para la vigencia entre el 1 de diciembre del año que comercializa y 30 de noviembre del año siguiente. Este gas será exclusivamente para la atención de usuarios regulados del comercializador que solicita la reserva.

En términos generales, el procedimiento es el siguiente:

- El comercializador deberá solicitar las cantidades requeridas al Gestor del Mercado e indicar el campo de suministro del cual requieren dichas cantidades.
  - El Gestor, con base en la información reportada por vendedores (PTDVF) y la información de negociación de contratos a largo plazo, determinará las cantidades remanentes y definirá las cantidades a reservar por cada vendedor y campo.
  - Vendedor y comercializador suscribirán contratos CF<sub>95</sub> por las cantidades efectivamente reservadas y a un precio que se determina de acuerdo con la fórmula contenida en la Resolución **CREG** No. 114 de 2017 y que se compone de precios de cierre de subastas C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub>.
- b) **Subastas:** se llevan a cabo bajo la modalidad denominada “reloj ascendente” y se adjudican contratos C<sub>1</sub><sup>35</sup> y C<sub>2</sub><sup>36</sup>. Se inicia con subasta de contratos C<sub>1</sub> y una vez finalizada esta etapa, el Gestor del Mercado publica el precio de adjudicación para cada fuente y determina y publica las cantidades que cada vendedor debe ofrecer mediante contratos C<sub>2</sub>. Los vendedores deberán enviar el texto de los contratos C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub> a más tardar un mes antes del inicio de la subasta C<sub>1</sub> y el administrador de la subasta los publicará a fin de que se siga el procedimiento fijado en la Resolución **CREG** No. 114 de 2017.

## (ii) Negociación de gas proveniente de campos menores

<sup>33</sup> **Artículo 26. Negociación de contratos de un año.** En los casos no previstos en los Artículo 22 y Artículo 25 de esta Resolución, los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 17 y 18 de esta Resolución podrán negociar contratos de suministro de gas natural con duración de un (1) año, solo a través de los mecanismos establecidos en el presente artículo.

- A. Reserva de cantidades a usuarios regulados (...).
- B. Procedimiento de subastas (...).
- C. Condiciones de los productos (...).
- (...).

<sup>34</sup> Folio 5 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>35</sup> Vendedor garantiza una cantidad máxima de gas natural, con un componente firme 30% y 70% variable que solo se podrá ofrecer para consumo propio y no reventa. Literal C, artículo 26 de la Resolución No. 114 de 2017.

<sup>36</sup> Vendedor ofrece suministro de una cantidad máxima de gas, que se compone desde 75% firme y 25% como opción de venta por el productor-comercializador o el comercializador de gas importado. La entrega del 25% solo se podrá restringir por la ejecución de partes variables de contratos C<sub>1</sub> vendidas por el mismo productor-comercializador o el comercializador de gas importado. Literal C, artículo 26 de la Resolución No. 114 de 2017.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

A diferencia de lo que ocurre en los campos mayores, los productores-comercializadores de gas proveniente de campos menores pueden realizar **negociaciones directas en cualquier momento del año**, tal y como lo definen los artículos 22 y 23 de la Resolución **CREG** 114 de 2017, siempre y cuando los contratos que celebren sean de aquellos señalados como permitidos en la regulación.

De otra parte, en cuanto a la negociación de **contratos de suministro interrumpibles**<sup>37</sup>, la Resolución **CREG** 114 de 2017 permite la negociación directa siempre que el gas provenga de campos en pruebas extensas, campos menores o yacimientos no convencionales. En estos casos las partes pueden negociarlos directamente y determinar libre y directamente su duración, así como las fechas de inicio y terminación. Por el contrario, si el gas proviene de fuentes diferentes a las mencionadas anteriormente, los compradores y vendedores solo podrán negociar estos contratos a través de subastas mensuales sobre cerrado, con duración mensual<sup>38</sup>.

Finalmente, es importante mencionar que en la venta de gas natural en el mercado mayorista primario, además de los productores-comercializadores, actúan como vendedores aquellos agentes que comercializan gas importado. Al respecto, el artículo 22 de la Resolución **CREG** No. 114 de 2017, señala que dichos agentes pueden realizar **negociaciones directas de gas en cualquier momento del año**, únicamente en dos (2) casos: **(i)** cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico; y **(ii)** cuando se ofrezca mediante la modalidad de contrato de suministro de contingencia. En caso contrario, deberán ceñirse a lo reglamentado por la **CREG** en los artículos 25 y 26 de la Resolución No. 114 de 2017 y cumplir el respectivo procedimiento.

#### 10.4.1.7. Conclusión del mercado producto

De acuerdo con lo expuesto en los numerales anteriores, esta Superintendencia determina que el mercado producto para efectos del análisis de la operación de integración, corresponde al gas natural en el mercado mayorista primario.

#### 10.4.2. Mercado geográfico

Para la determinación del mercado geográfico es necesario identificar todas las zonas donde las **INTERVINIENTES** tengan presencia con los productos evaluados y donde las condiciones de competencia sean similares.

Al respecto, las **INTERVINIENTES** manifiestan que, pese a que existen cifras consolidadas a nivel nacional acerca del mercado de gas, lo cierto es que, la realidad comercial denota la existencia de dos (2) mercados delimitados geográficamente: **(i)** uno en la Costa Norte; y **(ii)** otro en el Interior.

Lo anterior, tiene fundamento en la ubicación geográfica de los campos de producción y su entrega en boca de pozo, así como en las ramificaciones y dirección en que operan los gasoductos. Cabe mencionar que, si bien, el gasoducto Ballena – Barranca (propiedad de **TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL – TGI**) une la Costa Norte con el Interior, a la fecha solamente está habilitado para transportar gas desde La Guajira hacia el interior y no en sentido contrario.

Adicionalmente, pese a que existe una cantidad de gas menor de la Costa Norte que ingresa al interior, el uso principal que tiene este gasoducto es destinar gas de Ecopetrol, proveniente de los campos de Ballena y Chuchupa, para la operación de la refinería de Barrancabermeja.

<sup>37</sup> No existe compromiso de continuidad en la entrega o recibo del suministro de gas y donde el servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes en cualquier momento. Folio 6 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

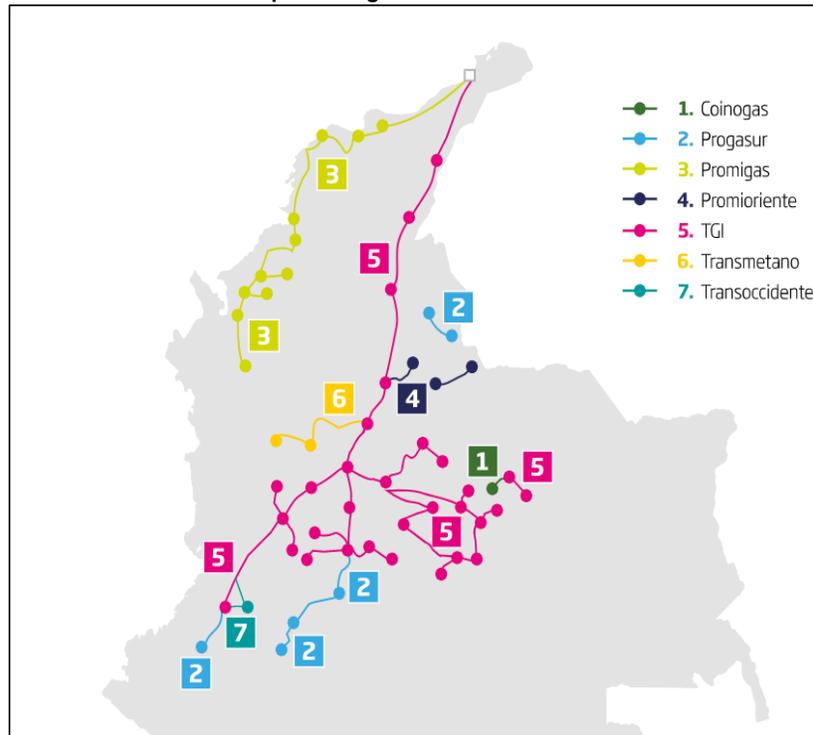
<sup>38</sup> Aparte público, folio 6 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

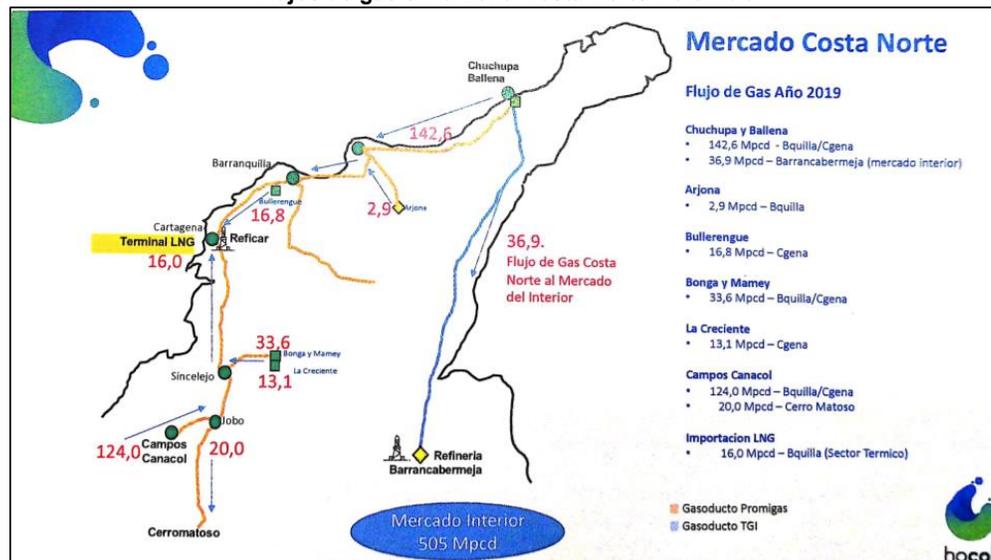
VERSIÓN ÚNICA

Diagrama No. 1  
Red de transporte de gas natural en Colombia - 2018



Fuente: Promigas S.A. E.S.P. (en adelante, PROMIGAS)<sup>39</sup>.

Diagrama No. 2  
Flujos de gas en la Zona Costa Norte Colombia



Fuente: Aparte público, folio 101 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

En este sentido, las **INTERVINIENTES** consideran que existe una independencia entre el mercado de la Costa Norte y el mercado del Interior del país, en razón a lo siguiente:

<sup>39</sup> Disponible en:

<http://www.promigas.com/En/News/Documents/INFORME%20GAS%20NATURAL%20COLOMBIA%202018.pdf>.

Consulta: 6 de marzo de 2020.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

*"(...) (i) al mercado de la Costa Norte no ingresa gas natural del interior; (ii) la realidad operacional del gasoducto de TGI es que desde su construcción en los años 90's ha sido única y exclusivamente para transportar el gas hacia el interior del país y no en el sentido Interior-Costa Norte; y (iii) el mercado del Interior, si bien recibe algunos volúmenes de gas proveniente de los campos de La Guajira (excluyendo el gas de autoconsumo de la refinería de Ecopetrol ya mencionado), su principal fuente de abastecimiento son los campos del mismo Interior, por lo que el gas de la Costa Norte no tiene una participación importante en ese mercado y las cantidades que entran son marginales"<sup>40</sup>.*

Según lo señalado, resulta claro para esta Superintendencia que las condiciones de competencia no son comparables entre la red de gasoductos que abastece a la Costa Atlántica del país, y la red que atiende la demanda del Interior. Así, la comercialización de gas natural en Colombia se da en dos mercados geográficos independientes: **Costa Norte** e **Interior**.

Dicho lo anterior, y dado que los campos objeto de la operación (Chuchupa y Ballena) se encuentran ubicados en La Guajira, el área geográfica donde se debe enmarcar el análisis de competencia corresponde a la **Costa Norte**.

Para la delimitación precisa de la zona denominada "Costa Norte", esta Superintendencia se basará en el área señalada por **CONCENTRA INTELIGENCIA EN ENERGÍA**, la cual incluye los siguientes departamentos: Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre<sup>41</sup>.

#### 10.4.3. Conclusión del mercado relevante

Esta Superintendencia concluye que el mercado relevante para efectos del análisis de la operación de integración, corresponde al de **venta de gas natural en el mercado mayorista primario en la zona Costa Norte**.

#### 10.5. ANÁLISIS DE MERCADO RELEVANTE

Una vez definido el mercado relevante que se vería afectado por la operación proyectada, esta Superintendencia efectuará un análisis de la situación actual de los campos afectados (Chuchupa y Ballena), así como de la estructura del mercado mayorista primario de gas en la zona Costa Norte, evidenciando sus principales competidores y sus respectivas cuotas de participación. De igual forma, se analizará el rol que juega la planta regasificadora de Gas Natural Licuado -GNL (Sociedad Portuaria El Cayao – Planta SPEC).

Específicamente se presentará la siguiente información:

- (i) Situación actual del mercado de gas natural en Colombia, posibles desfases entre oferta y demanda y su efecto en el precio, además de las posibles implicaciones con la operación de una planta como la de SPEC.
- (ii) Situación actual y Producción Potencial de los campos de Chuchupa y Ballena, especificando los contratos de suministro de consumo interno (suscritos por las compañías con terceros), así como el gas destinado para autoconsumo (refinerías de Cartagena y Barrancabermeja).
- (iii) Estructura del mercado mayorista primario de gas en la zona Costa Norte, con base en las declaraciones de Potencial de Producción presentadas en 2019 al **MINMINAS**, por los

<sup>40</sup> Aparte público, folios 3 y 4 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>41</sup> **CONCENTRA INTELIGENCIA EN ENERGÍA**. Declaración de Producción de Gas Natural 2018, p. 5. Disponible en: <https://concentra.co/informe/declaracion-de-produccion/public/Declaracion+de+Produccion+de+Gas+Natural+2018.pdf>. Consulta: 10 de marzo de 2020.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

productores-comercializadores y actualizadas en diciembre de ese mismo año. La información será presentada por campos.

- (iv) Estructura del mercado mayorista primario de gas en la zona Coste Norte, con base en la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV). Un escenario, donde se consideran los compromisos adquiridos por las compañías y se analiza la oferta de gas real disponible para la venta.

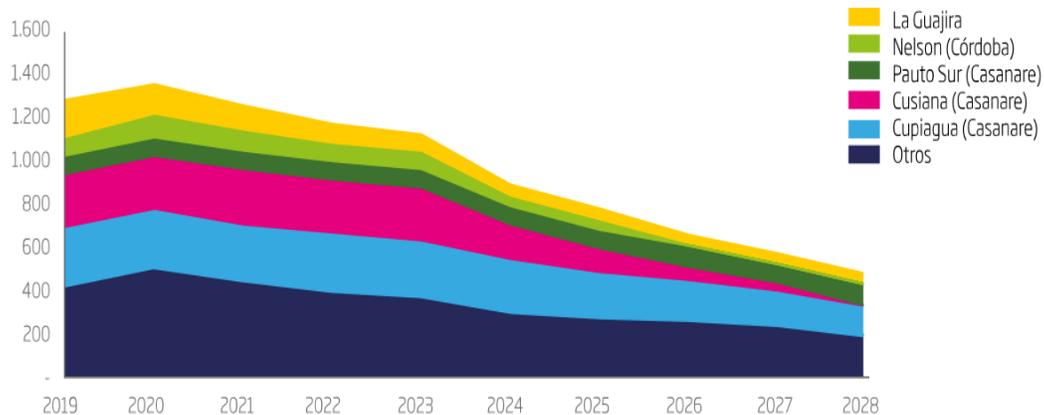
### 10.5.1. Situación actual del mercado de gas natural en Colombia

Sin pérdida de generalidad en cuanto a la definición de mercado relevante ya establecido, la situación del gas en Colombia debe analizarse en línea con la situación nacional, especialmente a lo que refiere a: (i) la caída en la extracción de gas en Colombia, (ii) el desfase entre oferta y demanda de gas, (iii) el efecto en el precio del gas, y (iv) la entrada en operación de la Planta SPEC.

#### (i) Caída en la extracción de gas en Colombia

A partir de los estudios de mercado aportados por **HOCOL** y **CHEVRON**, y de actores del mercado como **PROMIGAS** y **MINMINAS**, se demuestra la marcada reducción en la extracción de gas, no solo en los campos de Chuchupa y Ballena, sino en todos los campos de gas del país. Precisamente, la siguiente gráfica señala esta tendencia.

**Gráfica No. 3**  
Proyección de oferta de gas natural en Colombia en Mpcd<sup>42</sup>  
(2019 - 2028)



Fuente: Información de **PROMIGAS**.

Como muestra el anterior gráfico, la declinación de la oferta de gas empezará en el año 2020, donde de acuerdo con las proyecciones, Colombia alcanzará el máximo de producción posible con un valor cercano a 1.400 Mpcd. Para 2028, se espera que el país solo llegue a extraer 600 Mpcd representando una reducción del 57% en el periodo analizado<sup>43</sup>.

Otro punto a rescatar del anterior gráfico es el hecho de que los campos localizados en La Guajira dejarán de tener una proporción importante en la oferta nacional de gas para el 2028, aumentando la influencia de los campos localizados en Casanare para el aprovisionamiento de gas en el país, y en menor medida de los campos de Córdoba (Nelson y Clarinete) en lo que respecta a mercados en la Costa Norte.

<sup>42</sup> **Mpcd**: millones de pies cúbicos diarios.

<sup>43</sup> Aparte público, folio 12 Reverso del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

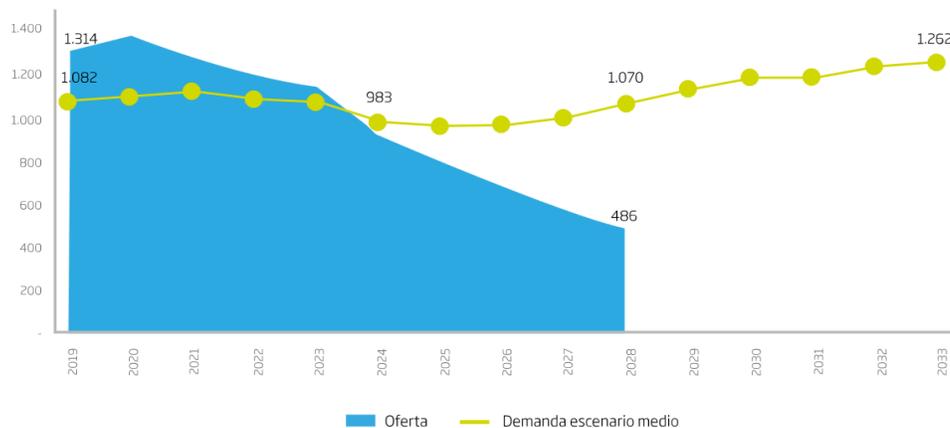
VERSIÓN ÚNICA

## (ii) Desfase entre oferta y demanda

Acompañado de la reducción de la oferta de gas natural, se encuentra un aumento sostenido de la demanda a través de los rubros tratados en el numeral 9.4.1.3 de esta Resolución.

De acuerdo con reportes de **PROMIGAS**<sup>44</sup>, la oferta interna de gas natural será suficiente para cubrir la demanda hasta el año 2023. Siendo así, a partir de 2024 se proyecta que la oferta nacional no cubrirá toda la demanda del país haciendo inevitable un desfase entre oferta y demanda. Lo anterior se puede apreciar en la siguiente gráfica.

**Gráfica No. 4**  
**Balance de oferta y demanda de gas natural en Colombia en Mpcd**  
(2019 - 2028)



Fuente: Información de **PROMIGAS**.

## (iii) Aumento en el precio del gas

Ahora bien, con el desfase de oferta y demanda de gas natural en Colombia, la consecuencia natural será un incremento de los precios haciendo inevitable la búsqueda de nuevos oferentes de gas en el exterior, a través de la importación de GNL. Lo anterior incidirá en el precio del gas en el país, en la medida en que se debe adaptar la infraestructura actual para la comercialización del posible gas importado. Este fenómeno ha sido bien analizado por distintos actores del sector gasífero<sup>45</sup>.

## (iv) Operación de la planta regasificadora de GNL

Ante la posibilidad de importación de gas en Colombia, el país ya cuenta con una planta para hacer posible las transformaciones físicas necesarias para comercializar GNL traído del exterior. Dicha instalación es la planta regasificadora operada por la Sociedad Portuaria El Cayao, ubicada en la ciudad de Cartagena en el departamento de Bolívar.

<sup>44</sup> Disponible en: <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/02.aspx>. Consulta: 25 de marzo de 2020.

<sup>45</sup> **FORBES COLOMBIA**. Gas natural subirá de precio en Colombia por falta de reservas. Disponible en: <https://forbes.co/2020/01/09/economia-y-finanzas/gas-natural-subira-de-precio-en-colombia-por-falta-de-reservas/>. Consulta: 23 de marzo de 2020.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

La Planta SPEC, que entró en operación en el año 2016, permite la recepción de GNL a altas presiones, el cual es regasificado en la planta, de tal forma que se puede inyectar al sistema para hacer llegar a los puntos de consumo<sup>46</sup>.

Tal como lo indica **PROMIGAS**, este nuevo suministro de gas significa un nuevo frente competitivo para los campos de gas del país, especialmente de la Zona Norte, en la medida de que ofrece la oportunidad de desplazar la demanda casi de inmediato<sup>47</sup>. De acuerdo con notas de prensa, la Planta SPEC tendría una capacidad de 400 Mpcd<sup>48</sup>, una capacidad de inyección equivalente al 104,7% del gas natural consumido en la Costa Caribe<sup>49</sup>.

Al respecto, las **INTERVINIENTES** mencionan que “es de esperarse que para el futuro próximo la planta de regasificación entre a ser parte de la oferta en proporciones progresivamente mayores, pues los campos de la Costa Norte se encuentran en declinación, siendo ese un factor que no afecta a la mencionada planta”<sup>50</sup>.

Cabe anotar, que adicional a la Planta SPEC de Cartagena, se tiene proyectada una planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura, que podría significar un nuevo frente de oferta para el abastecimiento de gas en el país<sup>51</sup>.

#### 10.5.2. Situación actual y producción potencial de los campos de Chuchupa y Ballena

La exploración, explotación y comercialización de gas en el departamento de La Guajira a través de los campos de Chuchupa y Ballena se origina con el contrato de asociación Guajira, suscrito por la entonces **TEXAS PETROLEUM COMPANY** (ahora **CHEVRON**) y **ECOPETROL** en 1974, en la que se concedió la operación del campo a la primera empresa<sup>52</sup>. Este contrato, actualmente vigente, sufrió una extensión entre las partes en 2004 hasta el límite económico y de capacidad de extracción de los campos referenciados.

Actualmente, la producción del campo presenta una notable reducción, punto que se evidencia con las proyecciones reportadas en las declaraciones de producción por campo exigidas por **MINMINAS**, con una reducción aproximada del 75% para el potencial de producción de gas entre enero de 2019 y diciembre de 2028 para los dos campos considerados en conjunto. El siguiente gráfico evidencia esta tendencia.

<sup>46</sup> Aparte público, folio 14 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>47</sup> *Id.*

<sup>48</sup> **SEMANA**. Conozca la primera regasificadora de Colombia. Disponible en: <https://www.semana.com/contenidos-editoriales/infraestructura-la-transformacion-de-un-pais/articulo/la-primera-regasificadora-de-colombia/563132>. Consulta: 23 de marzo de 2020.

<sup>49</sup> Aparte público, folio 14 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>50</sup> Aparte público, folio 14 Reverso del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

<sup>51</sup> **UPME**. Planta de Regasificación en el Pacífico Colombiano. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Planta-Regasificacion-pacifico-Colombiano.aspx>. Consulta: 25 de marzo de 2020.

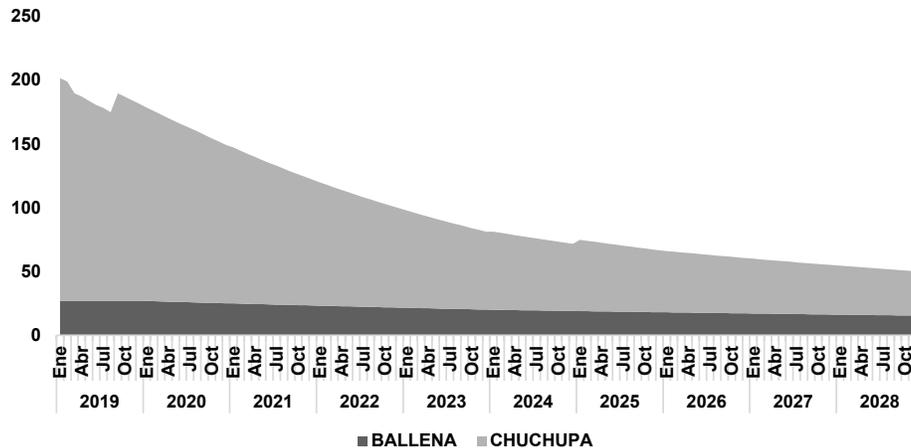
<sup>52</sup> Aparte público, folio 7 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

**Gráfica No. 5**  
**Potencial de Producción declarado por el Operador de los campos de Chuchupa y Ballena. Cifras en GBTUD<sup>53</sup>.**  
 (Enero de 2019 a diciembre de 2028)



Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de MINMINAS.

Por esta última razón, fue que el campo de Ballena dejó de ser catalogado como mayor en 2019 debido a la declinación en su producción a niveles inferiores a 30 MBCD<sup>54</sup> conforme al artículo 2 del Decreto 2100 de 2011, generando condiciones de negociación distintas, a diferencia de las que se imponen en el campo Chuchupa que aún mantiene la categorización de mayor. Estas condiciones de negociación del gas están descritas en el numeral 10.4.1.6 de esta resolución.

Por otro lado, sumada a la caída de la producción, debe considerarse el destino del gas extraído en ambos campos: (i) gas disponible para la venta en el mercado primario, (ii) gas comprometido por contratos de suministro interno suscrito por las compañías o al Estado colombiano<sup>55</sup>, y (iii) gas comprometido para la operación de la **REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA** y la **REFINERÍA DE CARTAGENA**, dada la importancia estratégica tanto del campo de Chuchupa como de Ballena debido a la participación de **ECOPETROL**.

En la Gráfica No. 6, referente al Campo Chuchupa, se evidencia que el compromiso de gas por contratos de suministro a terceros acabó en 2019, mientras el gas destinado a las refinerías anteriormente citadas se mantiene durante todo el periodo de la proyección. Estas tendencias, al igual que la producción destinada para venta (PTDV) y al compromiso con el Estado, deben analizarse bajo la premisa de la continua disminución de la producción de gas en el campo citado.

<sup>53</sup> GBTUD: Giga British Thermal Unit.

<sup>54</sup> Aparte público, folio 4 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

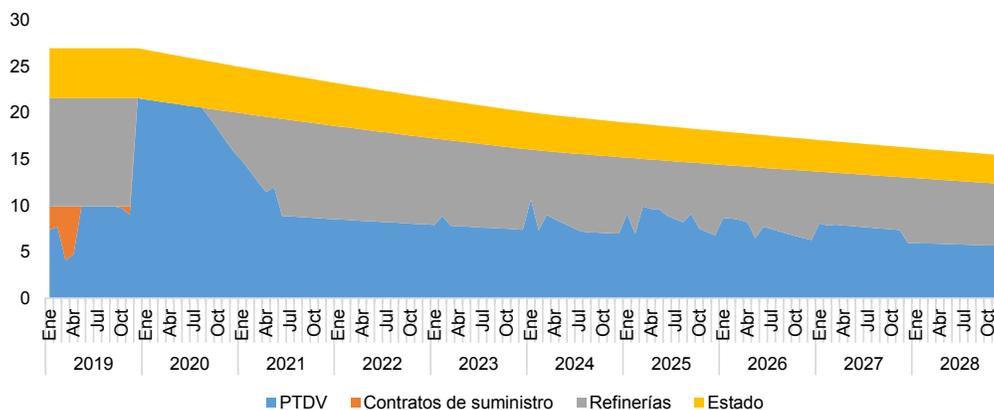
<sup>55</sup> Entiéndase que el compromiso de los accionistas de un campo de Gas con el Estado se refleja en regalías.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

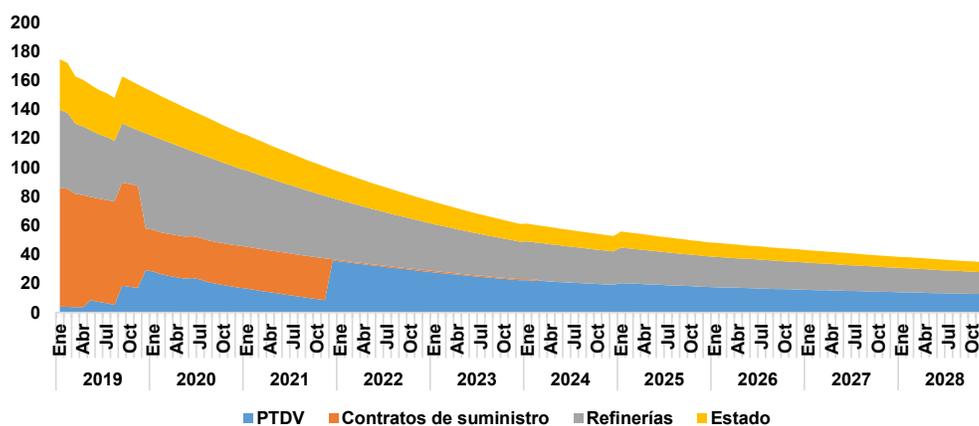
**Gráfica No. 6**  
Destino de producción declarada por el Operador del campo de Chuchupa. Cifras en GBTUD.  
(Enero de 2019 a diciembre de 2028)



Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de MINMINAS.

En cuanto a la situación del campo Ballena, descrita en la siguiente gráfica, se destaca la finalización de contratos de suministro a terceros entre 2021 y 2024; lo anterior, en tanto **CHEVRON** celebró contratos a uno y tres años en los que comprometió gas entre diciembre de 2019 y noviembre de 2021<sup>56</sup>.

**Gráfica No. 7**  
Destino de producción declarada por el Operador del campo de Ballena. Cifras en GBTUD.  
(Enero de 2019 a diciembre de 2028)



Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de MINMINAS

Como complemento del análisis anterior, gracias a la Declaración de Producción de los campos, es posible determinar el porcentaje de gas promedio destinado a cada rubro, información resumida en la siguiente tabla.

<sup>56</sup> Aparte público, folio 8 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

**Tabla No. 6**  
**Porcentaje de gas destinado a cada rubro en campos de Ballena y Chuchupa**  
 (Enero de 2019 a diciembre de 2028)

DESTINO	BALLENA	CHUCHUPA
PTDV	44,5%	23,7%
Contratos de suministro	0,7%	16,0%
Refinerías	34,8%	40,3%
Estado	20,0%	20,0%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de MINMINAS.

De aquí se destaca que, en promedio, menos de la mitad del gas extraído es destinado a la venta fuera de los contratos de suministro establecidos con terceros. Más importante, es evidenciar que un significativo porcentaje de ese gas, 34,8% en Ballena y 40,3% en Chuchupa, es destinado a la operación de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja. Esto se explica en la medida en que **ECOPETROL**, como accionista mayoritario de ambos campos, destina la porción de la producción que le pertenece a autoconsumo en esas refinerías.

Cabe anotar que para el caso de la refinería de Cartagena, este autoconsumo está autorizado por **MINMINAS**. Para la refinería de Barrancabermeja, en la medida en que se trata de una instalación de propiedad de **ECOPETROL**, el autoconsumo no requiere de autorización previa<sup>57</sup>.

### 10.5.3. Cuotas de participación

Para el cálculo de las cuotas de participación en el mercado relevante afectado por la operación, se tuvieron en cuenta dos escenarios en la medida que se pretende capturar tanto la participación de los campos de Chuchupa y Ballena como el de las empresas en la zona Norte.

#### 10.5.3.1. Competidores

Teniendo como objetivo el cálculo de las participaciones de mercado, se realizó el seguimiento de cada campo de la zona Norte con su respectiva senda proyectada de producción y sus accionistas. La Tabla No. 7 resume esta información, recolectada gracias a las Declaraciones de Producción alojadas en la página web de **MINMINAS**.

**Tabla No. 7**  
**Campos de gas y sus accionistas en la zona Costa Norte**

EMPRESA	CAMPO
CARRAO ENERGY S.A.	MONO ARAÑA*
CHEVRON PETROLEUM COMPANY	BALLENA*
	CHUCHUPA*
CNE OIL & GAS SAS	CLARINETE
	OBOE
	PANDERETA
DRUMMOND LTD	LA LOMA
DUTMY S.A. SUCURSAL COLOMBIA	EL DIFÍCIL*
EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	TOTUMAL
ECOPETROL S.A.	BALLENA*
	CHUCHUPA*
FRONTERA ENERGY COLOMBIA	CAPURE

<sup>57</sup> Aparte público, folio 7 Reverso del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

EMPRESA	CAMPO
	COTORRA
	LA CRECIENTE
	MANAMO
	PEDERNALITO
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	ARIANNA
	BREVA
	CAÑAFLECHA
	CAÑAHUATE
	KATANA
	NELSON CIENAGA DE ORO
	NELSON PORQUERO
	NISPERO
	PALMER
	TORONJA
TROMBON	
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	CHUIRA
HOCOL S. A	ARJONA
	BONGA
	BULLERENGUE*
	CICUCO
	MAMEY
LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	BULLERENGUE*
	CARAMELO
	LA ESTANCIA
	TOPOSI
PETRÓLEOS SUD AMERICANOS SUCURSAL COLOMBIA	EL DIFICIL*
TEXCIAN OIL & GAS S.A S.C	COMPAE
VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION S.A.S.	MONO ARAÑA*

Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de MINMINAS. \*El campo en cuestión posee dos o más accionistas.

Cabe aclarar que esta lista podría no incluir campos que dada su ínfima extracción de gas, resultan insignificantes en el cálculo de participaciones de mercado. Esta aclaración se traslada a los accionistas, que aunque pueden participar en la operación de un campo, estos podrían no tener ningún tipo de producción, por lo que se ignoran para la estimación final.

Se recalca, que a pesar de que la participación de la Planta SPEC puede resultar significativa para reconstruir el mercado relevante identificado, este Despacho encuentra que la imposibilidad de determinar su capacidad real implica su no inclusión en los cálculos respectivos, por lo que los valores presentados en esta resolución pueden estar sobreestimados. Como se refirió en el inciso (iv) del numeral 10.5.1, este potencial de producción solo se llega a encontrar en notas de prensa o comunicados de los actores involucrados en la gestión de la planta regasificadora.

Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a mostrar la estructura del mercado relevante y los escenarios propuestos para el cálculo de las participaciones de mercado.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

### 10.5.3.2. Estructura del mercado mayorista primario de gas en la zona Costa Norte, con base en el PP

En este primer escenario se estructuró el mercado mayorista primario de gas en la zona Costa Norte por cada campo con base en las declaraciones de PP<sup>58</sup> presentadas en 2019 al **MINMINAS**. Dadas las características de medición del PP, esta variable se convierte en un estimador factible para el cálculo de la participación de mercado por campo, permitiendo evidenciar la influencia del campo Chuchupa y del campo Ballena en la red de gas del mercado de la zona Costa Norte.

En este sentido, la siguiente tabla muestra las cuotas de mercado de los distintos campos de gas en la zona Costa Norte para el periodo comprendido entre 2019 y 2028.

**Tabla No. 8**  
**Cuotas de mercado por campo de gas en la zona Costa Norte. Proyección de acuerdo con el promedio anual del PP de la Declaración de Producción de MINMINAS.**  
(2019 - 2028)

PP CAMPO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>CHUCHUPA</b>	<b>34,85%</b>	<b>26,92%</b>	<b>23,64%</b>	<b>21,60%</b>	<b>18,30%</b>	<b>23,54%</b>	<b>24,31%</b>	<b>26,54%</b>	<b>26,05%</b>	<b>25,72%</b>
NELSON CIENAGA DE ORO	13,05%	13,02%	14,55%	17,83%	21,25%	13,65%	14,08%	0,00%	0,00%	0,00%
CLARINETE	10,67%	14,40%	15,75%	17,46%	17,57%	18,32%	18,11%	25,52%	30,36%	33,59%
<b>BALLENA</b>	<b>5,90%</b>	<b>5,07%</b>	<b>5,19%</b>	<b>5,58%</b>	<b>5,58%</b>	<b>8,09%</b>	<b>8,64%</b>	<b>10,21%</b>	<b>10,65%</b>	<b>11,17%</b>
MAMEY	5,80%	5,22%	5,24%	6,06%	6,53%	6,61%	6,41%	6,81%	6,38%	6,02%
EL DIFICIL	4,76%	4,54%	5,35%	6,20%	6,63%	9,35%	8,31%	8,58%	7,42%	7,14%
LA CRECIENTE	3,37%	2,30%	1,43%	1,16%	0,87%	0,91%	0,67%	0,52%	0,32%	0,14%
BULLERENGUE	3,28%	2,93%	3,22%	3,73%	3,68%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
NELSON PORQUERO	3,08%	5,50%	4,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PANDERETA	2,97%	7,20%	7,52%	8,44%	8,11%	5,67%	6,67%	8,17%	8,86%	9,81%
TROMBON	1,83%	1,95%	2,15%	0,07%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TORONJA	1,70%	1,52%	1,67%	1,81%	0,93%	0,70%	0,12%	0,00%	0,00%	0,00%
NISPERO	1,29%	1,02%	0,71%	0,40%	0,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PALMER	1,26%	1,46%	1,65%	3,19%	2,65%	3,18%	3,50%	4,46%	4,90%	5,42%
CAÑAHUATE	1,16%	1,90%	2,06%	1,83%	1,06%	0,56%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
OBOE	1,15%	1,06%	1,24%	1,55%	3,08%	4,77%	5,26%	6,63%	3,33%	0,00%
BONGA	1,08%	0,83%	0,80%	0,81%	0,77%	1,04%	1,03%	1,12%	1,08%	0,37%
OTROS (19)	2,81%	3,17%	3,59%	2,27%	2,95%	3,62%	2,88%	1,43%	0,65%	0,61%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>									

Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de MINMINAS.

De la tabla anterior se evidencia el liderazgo del campo Chuchupa en cuanto a la extracción de gas del mercado relevante identificado, posición que mantendrá hasta 2026, momento en el cual asumirá el liderazgo de la zona Costa Norte el campo de Clarinete ubicado en el departamento de Córdoba.

Por otro lado, para el 2019 el campo Ballena se ubicaba en el cuarto puesto en cuanto a la extracción de gas en esa zona del país. A diferencia del campo Chuchupa, Ballena aumentaría su influencia en la zona hasta alcanzar el tercer puesto por producción ante el posible cierre del campo Nelson Ciénaga de Oro. Es necesario aclarar que todas estas cifras se comportan en el escenario de la continua declinación de extracción de gas en el país, situación que no exonera a los campos de la zona Costa Norte.

<sup>58</sup> **DECRETO 2100 DE 2011.** "Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado - PP: Pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado". Disponible en: <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1399597>. Consulta: 26 de marzo de 2020.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

En agregado, los campos de Chuchupa y Ballena para el 2019 tenían una participación conjunta del 40,75%, cuota que llegará a un mínimo del 23,87% en el 2023, para llegar al 36,9% al final de la proyección en 2028.

### 10.5.3.3. Estructura del mercado mayorista primario de gas en la zona Costa Norte, con base en la PTDV

En el segundo escenario se estructuró el mercado mayorista primario de gas en la zona Costa Norte por cada productor-comercializador con base en las declaraciones de Producción Total Disponible para la Venta (PTDV)<sup>59</sup> presentadas en 2019 al **MINMINAS**. Dadas las propiedades de la PTDV, esta variable presenta un escenario adecuado para el cálculo de la participación de mercado por empresa, dado que muestran realmente los compromisos adquiridos por las compañías y la oferta real de gas propensa a negociación por los canales previstos.

Cabe mencionar que para el análisis de esta estimación, la PTDV captura la participación accionaria de cada empresa en cada campo de la zona estudiada, por lo que ya estaría incluyendo, por ejemplo, la distinta participación en el Campo Chuchupa y en el Campo Ballena por parte de **CHEVRON** y **ECOPETROL**. En este sentido, la siguiente tabla muestra las cuotas de mercado de las distintas empresas en la zona Costa Norte para el periodo comprendido entre 2019 y 2028.

**Tabla No. 9**  
**Cuotas de mercado por empresa en la zona Costa Norte. Proyección de acuerdo con el promedio anual de la PTDV de la Declaración de Producción de MINMINAS.**  
(2019 - 2028)

RAZÓN SOCIAL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CNE OIL & GAS SAS	34,30%	36,44%	21,32%	17,61%	37,52%	40,43%	41,96%	59,31%	61,34%	56,70%
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	23,85%	18,50%	37,80%	39,29%	34,58%	27,93%	25,90%	4,79%	4,25%	7,08%
CHEVRON PETROLEUM COMPANY	22,96%	17,99%	16,63%	25,38%	15,54%	16,58%	17,18%	20,16%	19,71%	17,72%
ECOPETROL S.A.	12,94%	8,89%	3,54%	1,51%	0,97%	1,40%	2,22%	2,16%	2,67%	1,12%
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP	2,38%	7,00%	5,07%	2,96%	1,54%	1,30%	0,96%	0,78%	0,46%	0,19%
PETRÓLEOS SUD AMERICANOS	2,31%	7,26%	10,17%	8,61%	6,40%	8,03%	7,66%	8,32%	7,05%	6,06%
DUTMY S.A. SUCURSAL COLOMBIA	1,25%	3,91%	5,48%	4,63%	3,44%	4,32%	4,13%	4,48%	3,80%	3,27%
HOCOL S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,72%	7,86%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>									

Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de **MINMINAS**.

Con esta tabla se evidencia el liderazgo de **CNE OIL & GAS S.A.S.** en toda la proyección presentada, seguido de **GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA**, quien ocupa el segundo lugar hasta el 2025. Es importante mencionar que dichas compañías hacen parte del Grupo Empresarial **Canacol**, donde su empresa matriz es **CANACOL ENERGY LTD** (en adelante, **CANACOL**)<sup>60</sup>, reforzando así el liderazgo en dicho mercado.

De otro lado, se observa una participación importante, más no mayoritaria, por parte de **CHEVRON** gracias a su participación en los Campos Chuchupa y Ballena, que de acuerdo con la Declaración de Producción de **MINMINAS**, es la única participación de esta interviniente en la zona Costa Norte.

<sup>59</sup> **DECRETO 2100 DE 2011. "Producción Total Disponible para la Venta - PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas".** Disponible en: <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1399597>. Consulta: 26 de marzo de 2020.

<sup>60</sup> Canacol Energy Ltd. (2019). Ver: <https://www.canacolenergy.com/i/pdf/fs/CNE-AIF-2018.pdf>. Consulta: 28 de marzo de 2020. P. 14.

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

De acuerdo con la proyección, **CHEVRON** contaba en 2019 con una participación del 22,96%, con un máximo de 25,38% en 2022 por el aumento de importancia del campo Chuchupa, seguido de una disminución hasta llegar a un 17,72% del mercado para el 2028.

Por su parte, **HOCOL** cuenta con una participación residual en gran parte de la senda de proyección. Esto se debe a que la participación de **HOCOL** se aloja en campos con una producción pequeña, que solo empieza a mostrar una cuota de mercado importante a partir de 2027 paralelo a la reducción de otros campos más grandes de la zona, tales como Chuchupa y Ballena.

En este sentido, en cuanto a participación agregada de **CHEVRON** y **HOCOL**, bajo el escenario de que la participación de **CHEVRON** en el análisis solo cubre su propiedad en los campos de Chuchupa y Ballena objeto de la presente operación, estas empresas contarían con una cuota de mercado conjunta del 22,96% en 2019.

#### 10.6. EFECTOS DE LA OPERACIÓN

Para el caso objeto de estudio, la operación proyectada tendría efectos horizontales, toda vez que las **INTERVINIENTES** se encuentran coinciden en la actividad de venta de gas natural en el mercado mayorista primario, en la zona Costa Norte del país.

En primer lugar, al revisar la estructura del mercado por campo, con base en las declaraciones de **PP** presentadas en 2019 al **MINMINAS** por los productores-comercializadores, se evidencia el liderazgo del campo Chuchupa en la zona Costa Norte hasta el año 2026, momento en el cual dicho liderazgo sería asumido por el campo de Clarinete ubicado en el departamento de Córdoba.

Si bien los campos objeto de la operación (principalmente Chuchupa), denotan importancia en la zona Costa Norte, de acuerdo con el **PP** declarado por las empresas, lo cierto es que, en el mercado de extracción de gas en Colombia, se evidencia una declinación progresiva de los campos de gas del país. En promedio, se proyecta una reducción en la oferta de gas de aproximadamente 57% en el periodo declarado.

Adicionalmente, los reportes de **PROMIGAS** indican que la oferta interna de gas natural será suficiente para cubrir la demanda únicamente hasta el año 2023. Situación que generará a partir del 2024 un desfase entre oferta y demanda de gas.

En este sentido, pese a la importancia del campo Chuchupa en la zona Costa Norte, no se puede perder de vista la dinámica propia del mercado de gas en Colombia, que proyecta un declive de todos los campos de gas del país.

De otra parte, si se revisa la estructura del mercado relevante por empresa, con base en la **PTDV**, se observa que la participación agregada de **CHEVRON** y **HOCOL** sería de 22,96% en 2019, con un promedio de 19,84% para el periodo proyectado. Un escenario que exhibe la realidad de la oferta de gas en la zona Costa Norte, ya que considera los compromisos adquiridos por las compañías y analiza la oferta de gas real disponible para la venta.

Respecto a dicho escenario es importante mencionar lo siguiente:

(i) En el mercado de gas natural de la zona Costa Norte, **CANACOL**, quien incluye las empresas **CNE OIL & GAS S.A.S.** y **GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA**, cuenta con una **PTDV** significativa a lo largo de la proyección, correspondiente a un promedio de 63% para el periodo de 2019 a 2028.

(ii) En promedio, el 49% del **PP** de **CHEVRON** en los campos de Chuchupa y Ballena se encuentra comprometido hasta el año 2021. Si bien, se esperaría que a partir del 2022 la compañía incrementara su participación respecto a la oferta de gas real disponible para la venta (pues no

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

tiene compromisos adquiridos), lo cierto es que el declive de la producción de los campos de gas en el país, afectaría dicha participación.

(iii) **HOCOL** cuenta con una participación residual en la mayoría de la senda de proyección, gracias a que su participación se aloja en campos con una producción pequeña y a que gran parte de su oferta ya está comprometida.

Así, con el perfeccionamiento de la operación, **HOCOL** no tendría un incremento significativo en su PTDV. Si bien, adquirirá el 43% del interés en los campos de Chuchupa y Ballena, como ya se explicó anteriormente, hasta el 2021 gran parte de la oferta de gas ya se encuentra comprometida. Adicionalmente, se espera una reducción en el potencial de producción de dichos campos, en aproximadamente 41% para el campo Ballena y 77% para el campo Chuchupa (periodo 2019 a 2028).

En conclusión, la baja disponibilidad de gas que existe para comercializar, debido al declive en la producción y a los compromisos suscritos con terceros, genera que las condiciones de mercado prácticamente no se modifiquen y que **HOCOL**, con la operación proyectada, sustituya a **CHEVRON** en la administración de los contratos ya suscritos en el corto plazo. Es así que, en términos generales, las condiciones de competencia no se modificarían en forma sustancial con el perfeccionamiento de la operación.

Ahora bien, para esta Superintendencia si genera preocupación, el hecho de que **HOCOL** haga parte del Grupo Empresarial de **ECOPETROL** y que este último tenga el 57% del interés en los campos de Chuchupa y Ballena. Así, con el perfeccionamiento de la operación, se esperaría que el 100% del interés de los campos de Chuchupa y Ballena, quede en cabeza de un mismo Grupo Empresarial.

No obstante, las **INTERVINIENTES** precisan en el documento de pre-evaluación, que si bien **HOCOL** forma parte del Grupo Empresarial de **ECOPETROL**, cada empresa se comporta en forma independiente dentro del mercado de comercialización de gas natural, ya que tienen limitantes regulatorios que impiden su comercialización conjunta, tal y como lo dispone el artículo 2 de la Resolución **CREG** No. 093 de 2006:

*“A partir de la vigencia de la presente Resolución, los socios de un campo productor o de un contrato deberán comercializar independientemente el gas natural producido conjuntamente. Excepcionalmente, la CREG podrá autorizar la Comercialización Conjunta con base en los criterios señalados en el artículo 3 de la presente resolución”.*

Artículo que fue modificado por el artículo 20 de la Resolución **CREG** No. 095 de 2008, para efectos de incluir un párrafo que dispone que *“se exceptúa de autorización cuando la comercialización del gas natural se realice a través de Subastas originadas en vendedores”.*

En este punto, es importante mencionar la respuesta de la **CREG** a la solicitud de concepto técnico efectuado por esta Superintendencia, donde se manifiesta lo siguiente:

*“Esta Comisión en primera instancia encuentra pertinente señalar que, de acuerdo con la información consignada en el Certificado de Existencia y Representación Legal de Hocol S.A., esta empresa pertenece desde el año 2009 al Grupo Empresarial ECOPETROL. En tal sentido, la operación de concentración descrita en la comunicación de la SIC, daría lugar al control (directo e indirecto) del 100% del interés que se deriva del Contrato de Asociación en referencia, en cabeza de ECOPETROL S.A.*

*De otra parte, en ejercicio de las funciones legalmente asignadas a esta Comisión, específicamente, la prevista en el Literal a) del numeral 74.1 del Artículo 74 de la Ley 142 de 1994, la CREG ha regulado la comercialización de la producción de gas natural proveniente los contratos de explotación de hidrocarburos con el fin de prevenir las prácticas discriminatorias o restrictivas de la competencia, así como las situaciones de abuso de posición dominante.*

Por la cual se aprueba una operación de integración

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

(...)

Por otro lado mediante la Resolución CREG 093 de 2006 se buscó promover un ambiente más competitivo, incrementando el número de agentes comercializadores, así como lograr que cada productor comercialice la producción de su propiedad.

(...)

En la mencionada resolución 093 de 206 (sic), se define Comercialización Conjunta como: “Comercialización Conjunta: Se presenta cuando previa autorización de la CREG, **dos o más agentes** comercializan gas natural conjuntamente de manera que los autorizados **conforman un solo vendedor**”. (...) Dicha Resolución no hace mención alguna a la situación que se puede presentar en el caso particular de que un socio en la explotación de un campo de producción de gas tenga posición de control sobre una empresa que adquiere la participación del otro socio en la explotación del mismo campo.

En este caso, se debe estudiar con mayor detenimiento que, aunque no se solicite a la CREG una Comercialización Conjunta, es posible que se esté conformando un solo vendedor, ante el hecho de que exista una posición de control de uno de los socios sobre el otro.

En este caso, se llama la atención respecto a que, aunque no se solicite a la CREG una autorización (sic) Comercialización Conjunta, es posible que se esté conformando un solo vendedor, antes el hecho de que existía una posición de control de uno de los socios sobre el otro, situación que no está considerada en la regulación actual (...)”<sup>61</sup>.

Por lo tanto, esta Comisión deja claro en su concepto que la regulación actual no hace mención alguna a la situación particular de que “un socio en la explotación de un campo de producción de gas tenga posición de control sobre una empresa que adquiere la participación del otro socio en la explotación del mismo campo”. Situación que aplica al caso analizado, considerando que **ECOPETROL**, quien cuenta con el 57% del interés en los campos de Chuchupa y Ballena, controla indirectamente a **HOCOL**, empresa que pretende adquirir el 43% del interés en dichos campos que está en cabeza de **CHEVRON**.

En este orden de ideas, el escenario más restrictivo que se tendría en la operación objeto de análisis, sería que el 100% del interés de los campos de Chuchupa y Ballena, quede en cabeza de un mismo Grupo Empresarial (**ECOPETROL**).

De ser así, la participación de PTDV en la zona Costa Norte del país, luego del perfeccionamiento de la operación, quedaría distribuida de la siguiente forma:

**Tabla No. 10**  
**Cuotas de mercado por empresa en la zona Costa Norte. PTDV.**  
(2019 - 2028)

RAZÓN SOCIAL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CNE OIL & GAS SAS	34,3%	36,4%	21,3%	17,6%	37,5%	40,4%	42,0%	59,3%	61,3%	56,7%
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	23,9%	18,5%	37,8%	39,3%	34,6%	27,9%	25,9%	4,8%	4,3%	7,1%
<b>TOTAL CANACOL</b>	<b>58,2%</b>	<b>54,9%</b>	<b>59,1%</b>	<b>56,9%</b>	<b>72,1%</b>	<b>68,4%</b>	<b>67,9%</b>	<b>64,1%</b>	<b>65,6%</b>	<b>63,8%</b>
CHEVRON PETROLEUM COMPANY	23,0%	18,0%	16,6%	25,4%	15,5%	16,6%	17,2%	20,2%	19,7%	17,7%
ECOPETROL S.A.	12,9%	8,9%	3,5%	1,5%	1,0%	1,4%	2,2%	2,2%	2,7%	1,1%
HOCOL S.A.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	7,9%
<b>TOTAL INTERVINIENTES</b>	<b>35,9%</b>	<b>26,9%</b>	<b>20,2%</b>	<b>26,9%</b>	<b>16,5%</b>	<b>18,0%</b>	<b>19,4%</b>	<b>22,3%</b>	<b>23,1%</b>	<b>26,7%</b>
Otros	5,9%	18,2%	20,7%	16,2%	11,4%	13,7%	12,8%	13,6%	11,3%	9,5%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>									

Fuente: Elaboración GTIE-SIC. Información de MINMINAS.

<sup>61</sup> Consecutivo 13 del Cuaderno Público No.1 del Expediente.

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

Bajo este escenario, se observa que **CANACOL** seguiría siendo el líder del mercado de gas en la zona Costa Norte del país y las **INTERVINIENTES (CHEVRÓN, HOCOL y ECOPETROL)**, ocuparían el segundo lugar con una participación promedio de 23,6% para el periodo de 2019 a 2028.

Si se revisa específicamente la participación de **ECOPETROL**, se observa que dicha compañía a pesar de tener un interés de 57% en los campos de Chuchupa y Ballena, siendo Chuchupa uno de los campos con mayor PP en la zona Costa Norte, su oferta de gas real disponible es incluso menor que la de **CHEVRON**, quien tiene un interés de 43% en dichos campos. La anterior situación obedece a que para el periodo de 2019 a 2028, en promedio el 73% del PP de gas que tiene Ecopetrol en el campo de Chuchupa y el 62% del PP que tiene en el campo de Ballena, es destinado para las refinerías de Cartagena (principalmente) y Barrancabermeja.

Por lo tanto, esta Superintendencia considera que las condiciones de competencia no se verían afectadas sustancialmente, en caso de que **HOCOL y ECOPETROL** actuaran de manera conjunta en la comercialización de gas natural en la zona Costa Norte.

Finalmente, sumado a los anteriores argumentos, no se puede desconocer la presión competitiva que ejerce la planta regasificadora de GNL, la SPEC, quien representa una opción de sustituibilidad frente al gas natural de producción nacional, siendo una fuente inmediata de suministro de gas con la que cuenta el país en caso de desabastecimiento.

#### 10.7. CONCLUSIONES

Evaluada la información aportada por las **INTERVINIENTES** en relación con la operación objeto de estudio, esta Superintendencia encontró lo siguiente:

- La operación proyectada corresponde a la adquisición, por parte de **HOCOL**, del interés accionario de **CHEVRON** sobre los campos de gas de Chuchupa y Ballena localizados en el departamento de La Guajira. La posición contractual de **CHEVRON** sería asumida por **HOCOL**, quien quedaría con un 43% del Contrato de Asociación que actualmente tiene **CHEVRON** junto con **ECOPETROL**.
- El mercado relevante para efectos del análisis de la operación proyectada corresponde al de **venta de gas natural en el mercado mayorista primario en la zona Costa Norte**.
- En el mercado relevante definido existe un agente líder (**CANACOL**), quien cuenta con una participación de 63% en promedio para el periodo de 2019 a 2028. Por su parte, **HOCOL**, al adquirir el interés de **CHEVRON** en los campos de Chuchupa y Ballena, tendría una participación conjunta de 22,96% en 2019, con un promedio del 19,84% para el periodo de la proyección. Participaciones medidas en términos de PTDV.
- En caso de que **HOCOL y ECOPETROL** actúen de manera conjunta, luego del perfeccionamiento de la operación, las condiciones de competencia no se verían afectadas sustancialmente, en razón a que gran parte del PP de **ECOPETROL** es destinado para las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.
- La puesta en funcionamiento de una planta regasificadora en el mercado de gas natural en la Costa Atlántica, permitiría descongestionar la demanda lo cual trae beneficios para los consumidores y para el mercado como un todo.

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

Según lo expuesto a lo largo del presente acto administrativo, este Despacho concluye que la operación proyectada, en los términos en los que fue presentada, no representa un riesgo para las condiciones actuales de competencia en los mercados involucrados.

En mérito de lo expuesto en este documento, este Despacho:

**RESUELVE:**

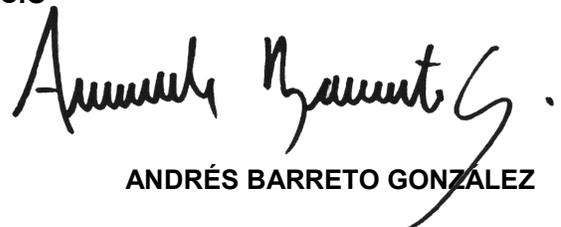
**ARTÍCULO 1º: AUTORIZAR** la operación de integración propuesta entre **HOCOL S.A.** y **CHEVRON PETROLEUM COMPANY**, en los términos en que fue presentada.

**ARTÍCULO 2º: ORDENAR** la notificación de la presente Resolución a la dirección electrónica que aparezca informada por **HOCOL S.A.**, y **CHEVRON PETROLEUM COMPANY**, de acuerdo con lo dispuesto en el aparte considerativo de este acto administrativo, entregándoles copia de la misma en su versión reservada e informándoles que contra el presente acto procede recurso de reposición, el cual podrá presentarse dentro de los diez (10) días siguientes a su notificación.

**NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá D.C., a los 02/04/2020

**EL SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO**



ANDRÉS BARRETO GONZALEZ

Elaboró: D. Rodríguez / S. Espinosa  
Revisó: C. Liévano  
Aprobó: J.P. Herrera

*Por la cual se aprueba una operación de integración*

Rad. No. 19-295247

VERSIÓN ÚNICA

**NOTIFICAR:**

**HOCOL S.A.**

NIT. 860.072.134-7

Apoderado

Doctor:

**JORGE JAECKEL K.**

C.C. 80.410.552 de Usaquén

T.P. 64.720 del C.S de la J.

[Jjaeckel@jaeckelmontoya.com](mailto:jjaeckel@jaeckelmontoya.com)

**CHEVRON PETROLEUM COMPANY**

NIT. 860.005.223-9

Apoderada

Doctora:

**MARÍA CAROLINA PARDO CUELLAR**

C.C. 52.000.874 de Bogotá D.C.

T.P. 78.079 del C.S. de la J.

[carolina.pardo@bakermckenzie.com](mailto:carolina.pardo@bakermckenzie.com)

Evalúe el servicio de la Superintendencia de Industria y Comercio siguiendo el siguiente enlace:

