

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

**86113-059-05**

**ESTUDIO SECTORIAL  
VIABILIDAD DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE  
REGASIFICACIÓN EN LA COSTA PACÍFICA**

**Contenido**

INTRODUCCIÓN.....	3
Marco y enfoque del estudio.....	5
<b>1. EL SECTOR GAS NATURAL EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL.....</b>	<b>8</b>
<b>2. DESARROLLO DEL SECTOR GAS NATURAL EN COLOMBIA.....</b>	<b>11</b>
<b>2.1 Institucionalidad.....</b>	<b>11</b>
<b>2.1.1 Características del escenario de acción del sector gas natural.....</b>	<b>14</b>
<b>2.1.2 Posiciones y acciones de la institucionalidad.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1.3 Control.....</b>	<b>17</b>
<b>2.2 Sector gas natural en Colombia.....</b>	<b>19</b>
<b>2.2.1 Oferta de gas natural.....</b>	<b>22</b>
<b>2.2.2 Demanda de gas natural.....</b>	<b>23</b>
<b>2.3 Estado actual del sector gas natural.....</b>	<b>24</b>
<b>2.3.1 Declaración de producción de gas natural 2018 – 2027.....</b>	<b>25</b>
<b>2.4 El Gas Natural en los Planes Nacionales de Desarrollo período 2010-2022.....</b>	<b>29</b>
<b>2.4.1 Planes, programas y proyectos.....</b>	<b>30</b>
<b>2.4.2 Avance de la exploración.....</b>	<b>31</b>
<b>2.4.3 Desarrollo de los activos de flexibilidad de importación.....</b>	<b>34</b>
<b>2.4.3.1 Planta de regasificación de la Costa Atlántica.....</b>	<b>37</b>
<b>2.4.3.2 Regasificadora de la Costa Pacífica.....</b>	<b>43</b>
<b>2.4.3.3 Aspectos normativos del activo de flexibilidad de la Costa Pacífica.....</b>	<b>44</b>
<b>2.4.3.4 Viabilidad del activo de flexibilidad de la Costa Pacífica.....</b>	<b>50</b>
<b>2.5 El Gas Natural en la Agenda 2030.....</b>	<b>55</b>
<b>2.5.1. Objetivo de Desarrollo Sostenible -Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.....</b>	<b>55</b>

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

<b>3. PERSPECTIVAS DEL SECTOR GAS NATURAL</b> .....	57
<b>3.1 Off Shore</b> .....	59
<b>3.2 On Shore</b> .....	59
Conclusiones .....	60
Bibliografía .....	63

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

**86113-059-05**

**ESTUDIO SECTORIAL**  
**VIABILIDAD DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE**  
**REGASIFICACIÓN EN LA COSTA PACÍFICA**  
**¿Perdió Colombia la autosuficiencia en gas natural?**

*Elaborado por:*

*José Ospina Castillo – William Javier Murcia Acevedo –*

*Rosa Esther De La Rosa Julio – Olga Liliana López Rodríguez*

*Fecha: [13/06/2019, 19/07/2019, 09/09/2019 y 10/09/2019],*

*Ubicación: Datos (E:)ilopez/DES MINAS Y ENERGÍA*

*Revisión #1: Miguel Pinzón Salcedo – P.E. 04*

*Fecha de la revisión: [20/06/2019]*

*Revisión #2: Iván López Dávila – Director de Estudios Sectoriales Minas y Energía*

*Fecha: [15/07/2019, 30/08/2019, 09/09/2019 y 11/09/2019]*

*Revisión #3: Ricardo Rodríguez Yee – Contralor Delegado Sectorial*

*Fecha: [20/08/2019 y 11/09/2019]*

*Fecha de liberación: 01/10/2019*

## **INTRODUCCIÓN**

La garantía del debido abastecimiento de gas natural ha sido una preocupación del Gobierno Nacional el cual se ampara en los estudios realizados por las entidades del Sector de Minas y Energía, en los que se estima pertinente contar con activos de flexibilidad para la importación, es así como en el Plan Indicativo de Abastecimiento de 2015 se incorpora la posibilidad de garantizar el abastecimiento mediante la construcción de la infraestructura necesaria para la importación de gas natural mediante plantas de regasificación: una en la Costa Atlántica y otra en la Costa Pacífica al sur del país.

Desde el año 2010 el país ha venido afrontando dificultades para garantizar el debido abastecimiento de GN a los sectores consumidores,

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

principalmente industrial e vehicular los cuales sustentaron sus expectativas en la política de masificación que muestra un éxito en el sector residencial al contar hoy en día con aproximadamente 10 millones de hogares colombianos en su gran mayoría en los estratos 1 y 2, razón por la cual la Contraloría General de la República – CGR, a través de Dirección de Estudios Sectoriales de Minas y Energía ha considerado relevante realizar un estudio sectorial sobre el balance oferta-demanda de este combustible y determinar con base en la proyección de un posible escenario de pérdida de autosuficiencia, la pertinencia o no de la construcción de la segunda regasificadora en la Costa Pacífica.

En el estudio se analiza el desenvolvimiento del sector, de la siguiente manera:

En el Título 1 se reseña brevemente el contexto internacional del gas natural, en aspectos tales como distribución de las reservas, principales productores y consumidores de este energético y el estado del sector en Latinoamérica.

El Título 2 presenta un análisis detallado del contexto nacional del sector gas natural, evaluando el comportamiento de las reservas, la producción y la demanda en el periodo de 1997 a 2018 y basados en la declaración de producción que los agentes reportan al Ministerio de Minas y Energía con un horizonte de 10 años se analiza la perspectiva real de la PTDV<sup>1</sup>. Además, se evaluarán las expectativas frente a los publicitados nuevos hallazgos; todo este análisis para determinar el estado real del sector y sus posibilidades, lo cual nos ayudará a responder el

---

<sup>1</sup> PTDV: Producción Total Disponible para la Venta

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

interrogante formulado para este trabajo, las hipótesis planteadas y así determinar la viabilidad de la planta de regasificación que se piensa construir en la Costa Pacífica.

Así mismo se dedica un subtítulo para hablar del desempeño institucional y la política de abastecimiento en los Planes Nacionales de Desarrollo desde el 2010 hasta el 2022.

Como aspecto importante en este título se analiza la experiencia en la adjudicación y construcción de la planta regasificadora de la Costa Atlántica como lecciones aprendidas, y el avance en la adjudicación y viabilidad de la Regasificadora del Pacífico.

La evaluación anterior nos conduce a responder la pregunta en la que motiva la realización del presente el estudio ¿Perdió Colombia el autoabastecimiento de gas natural?

Finalmente, en el Título 3, se presenta la perspectiva del sector gas natural en el corto y mediano plazo y es esta evaluación la que en definitiva nos permite expresar con solvencia la respuesta a la pregunta planteada.

### ***Marco y enfoque del estudio***

El gas natural es una mezcla de gases compuesta principalmente de metano, que puede llegar a representar hasta un 95% y pequeñas cantidades variables de nitrógeno, etano, dióxido de carbono, agua y otros elementos. En la naturaleza se encuentra de dos formas: libre o asociado a yacimientos de petróleo o carbón. El gas libre, lo constituyen depósitos o reservorios netamente de gas como ocurre con las grandes

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

fuentes de la Costa Atlántica colombiana en los yacimientos de Chuchupa, Ballena y Riohacha y el gas asociado se encuentra en yacimientos mezclado con petróleo, tal y como sucede con los yacimientos de Cusiana, Cupiagua y Apiay; también es posible encontrarlo asociado en yacimientos carboníferos como los que explora la empresa Drummond en la cuenca carbonífera del departamento del Cesar.

El proyecto de construcción de la Regasificadora del Pacífico se encuentra determinado como Objeto de Seguimiento Sectorial – OSS, registrado en el Plan de Acción de la Contraloría 2019, por ser un proyecto de importancia nacional contemplado en los últimos planes de desarrollo desde el 2010 hasta el 2022, en una política de aseguramiento del abastecimiento de Gas Natural – GN a todos los sectores.

Dentro del objetivo de diversificar la matriz energética del país la política fue de masificación con gas natural y este representa en la actualidad el 25% de la canasta. Dicha política se transformó en una de aseguramiento de abastecimiento de Gas Natural – GN, como consecuencia de la declinación sostenida de las reservas que lleva a proponer la infraestructura necesaria para la importación de gas natural.

En primer momento se construye la facilidad de la Costa Atlántica y se tiene en curso el proyecto de construcción de la Regasificadora del Pacífico, el cual se ha contemplado en los últimos tres (3) planes nacionales de desarrollo, 2010 – 2022, y la CGR lo ha identificado y seleccionado como un Objeto de Seguimiento Sectorial – OSS, para ser evaluado en desarrollo del Plan de Acción 2019 Control Fiscal Macro CMA

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

a cargo de la Dirección de Estudios sectoriales de la Contraloría Delegada para el sector Minas y Energía.

Así mismo, este proyecto contribuye al cumplimiento de la agenda 2030 de Naciones Unidas, respecto al Objetivo de Desarrollo Sostenible – (ODS) definido en el numeral 7 que busca “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”.

Estos ODS son el producto de un consenso general entre las naciones integrantes y fueron establecidos con el propósito de alcanzar niveles mínimos que garanticen la prosperidad, el bienestar de las personas y la conservación del ambiente. Estos cuentan con unos indicadores para medir el avance en el cumplimiento de las metas señaladas.

Con estos ODS se pretende mejorar la calidad de vida de las personas, lo cual guarda sustento en una economía que tiene como enfoque al ser humano, tal como lo dice Amartya Sen (2005)<sup>2</sup>, quien es propulsor del concepto de desarrollo como libertad, en el que la pobreza y la falta de oportunidades económicas se constituyen en obstáculos para el ejercicio de libertades fundamentales. Bajo esta concepción, el desarrollo significa entonces expandir la libertad de los seres humanos. El crecimiento por sí solo no garantiza el desarrollo, sino que debe ir acompañado de políticas que integren este desarrollo en la vida diaria de las personas<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Nuevo examen de la desigualdad, Sen. A 1999

<sup>3</sup> Amartya Sen – 1999 1992 Nuevo examen de la desigualdad, versión de Ana María Bravo, Madrid, Alianza Editorial

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Aunque el gas natural es un hidrocarburo de naturaleza fósil tiene la ventaja que al ser utilizado como combustible, la producción de emisiones es baja en partículas contaminantes por lo cual es considerado un combustible limpio; además por su costo, se propone su uso en los hogares como sustituto del consumo de combustibles líquidos en la cocción de alimentos, lo que genera beneficios tanto en la conservación del medio ambiente como en la salud de las personas.

El estudio propone como hipótesis de la evaluación y análisis los siguientes planteamientos, los cuales serán objeto de verificación y validación durante el desarrollo del mismo:

1. *Frente a los nuevos hallazgos off shore, on shore y los desarrollos de infraestructura para gestionar el GN atrapado, el Gobierno Nacional garantiza la oferta para satisfacer la demanda y llevar al sector un crecimiento sostenido.*

2. *"Los volúmenes de gas que aporte la nueva regasificadora en la Costa Pacífica permiten el desarrollo sostenido del sector.*

3. *Al sumar los volúmenes de importación que traería la nueva planta y los de producción interna el sistema estaría sobredimensionado, lo cual no es eficiente ni económico".*

## **1. EI SECTOR GAS NATURAL EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL**

La matriz energética mundial está compuesta fundamentalmente por el petróleo como primer combustible con una participación del 34%,

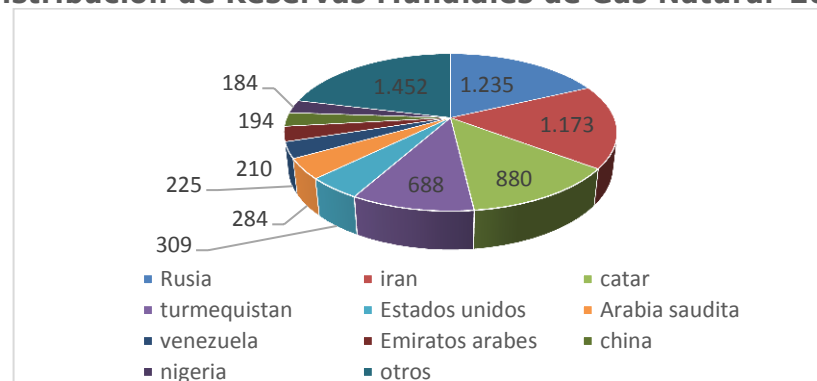


DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

seguida del carbón, que a pesar de la política de reducción de partículas de CO<sub>2</sub>, mantiene el segundo lugar con el 28%, presentando una disminución de 1.3% en el último quinquenio. El gas natural registra una participación del 23% y es el combustible que presenta el mayor dinamismo de crecimiento en los últimos años. Completa esta matriz la hidroelectricidad con un 7%, la energía nuclear en 4% y las renovables con el 2%; estas últimas con un crecimiento de 14.6% en promedio anual<sup>4</sup>.

A 2017, las reservas mundiales de gas natural estaban calculadas en 6.832 Tpc<sup>5</sup>, sobresaliendo países como Rusia, con 1.235 Tpc, Irán con 1173 y Catar 880. En el siguiente gráfico se muestra la distribución de reservas por zonas geográficas, señalando que el 41% se encuentra en Oriente Medio, el 32% en Europa y Eurasia y regiones como Asia Pacífico, África, Norteamérica, Sur y Centro América completan el escenario con el 27% restante. Ver Gráfico 1.

**Gráfico 1**  
**Distribución de Reservas Mundiales de Gas Natural-2017**



Fuente: Informe del Sector Gas Natural 2018 - Promigas. Edición XIX Pág. 24

<sup>4</sup> Tomado del informe del Sector Gas Natural 2018- Promigas. Edición XIX Pág. 24

<sup>5</sup> Unidad de volumen equivalentes a 1 Terapié cúbico

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

En relación con la producción mundial de gas natural se encuentra que en 2017 alcanzó los 356 Gpcd<sup>6</sup>, siendo Estados Unidos el mayor productor con 71 Gpcd, seguido de Rusia con 61Gpcd, lo que significa que entre los dos produjeron el 37% del total de producción global de gas. Ver Cuadro 1.

**Cuadro 1**  
**Producción Mundial de Gas Natural**  
**2013-2017**

<b>País</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>EE. UU</b>	63	68	72	70	71
<b>Rusia</b>	59	57	57	57	61
<b>Irán</b>	16	18	19	20	22
<b>Catar</b>	16	16	17	17	17
<b>Canadá</b>	15	15	16	17	17
<b>China</b>	12	13	13	13	14
<b>Noruega</b>	10	10	11	11	12
<b>Australia</b>	6	6	7	9	11
<b>Arabia Saudita</b>	9	9	10	10	11
<b>Argelia</b>	8	8	8	9	9
<b>Otros</b>	112	112	112	109	111
<b>Total</b>	<b>327</b>	<b>333</b>	<b>341</b>	<b>343</b>	<b>356</b>

Fuente: Tomado del informe del Sector Gas Natural 2018- Promigas. Edición XIX Pág. 25.

Colombia se encuentra en la zona Sur y Centro América, en donde las reservas de gas ascienden a 290 Tpc y según el factor reservas/producción (R/P) alcanzan para 58 años<sup>7</sup>, siendo Venezuela el país con las mayores reservas de la región con 225 Tpc que representa el 78% de toda el área, seguido del Perú con el 5%, 15 Tpc y Colombia figura con 4 Tpc, lo que representa menos del 2%. En cuanto a producción, Venezuela se presenta como el mayor productor de gas natural en la región, al alcanzar en 2017 una producción de 3.6 Gpcd;

<sup>6</sup> Unidad de volumen equivalente a 1 Gigapié cubico diario

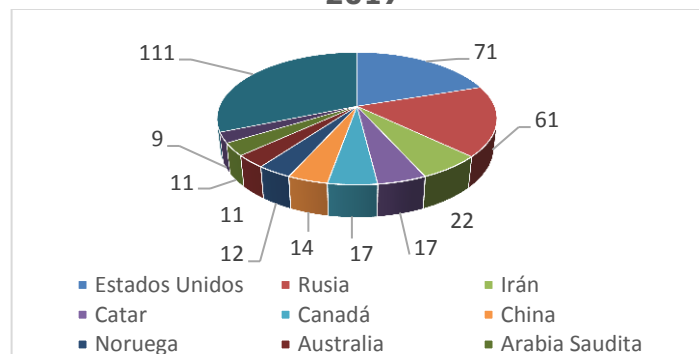
<sup>7</sup> Datos estadísticos reportados por British Petroleum Statistical review of world energy 2017 - Upme: Informe del sector gas 2018 - Promigas

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Trinidad y Tobago producen 3.3 Gpcd y Perú 1.3 Gpcd, Colombia se halla en medio de ellos con 2.3 Gpcd.

Los volúmenes de reservas de los anteriores países deben ser objeto de análisis a tener en cuenta en caso que Colombia requiera importar gas natural, pues constituyen potenciales de fuentes de abastecimiento debido a su proximidad, sin excluir la oferta del Golfo de México, donde Estados Unidos es el mayor oferente. Ver Gráfico 2.

**Gráfico 2**  
**Producción Mundial de Gas Natural - GPCD**  
**2017**



Fuente: informe del Sector Gas Natural 2018- Promigas. Edición XIX Pág. 25

## 2. DESARROLLO DEL SECTOR GAS NATURAL EN COLOMBIA

El desarrollo del sector gas natural en Colombia se abordará en primer lugar teniendo en cuenta su organización y evolución institucional, mediante la identificación y determinación de roles, las características del escenario de acción; las posiciones y acciones institucionales y el nivel de control:

### 2.1 Institucionalidad

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

La estrecha relación y comunicación entre los actores y sus roles ya sean institucionales u operacionales incide fundamentalmente en el buen desarrollo y éxito de los proyectos.

Lo anterior hace referencia a que la integración del conocimiento y las experiencias de las diferentes unidades institucionales se deben debatir abiertamente en un dialogo común para afinarlas y llegar al objetivo esperado.

El marco teórico propuesto por Ostrom Elinor en su modelo de "Análisis y Desarrollo Institucional – ADI", ayuda a determinar el enfoque de la evaluación y análisis del sector gas frente a la construcción de la planta de regasificación en la Costa Pacífica dentro de la política de aseguramiento del abastecimiento de gas natural, a partir de que en las relaciones organizativas: *"El comportamiento en cualquier situación particular puede depender de resultados obtenidos en otra situación"*<sup>8</sup> Para el caso, según lo proyectado por la UPME, en sus escenarios de mediano y largo plazo, se estima que la pérdida de abastecimiento de gas natural se dará hacia 2021 y en el diseño de un plan de contingencia esta se trasladaría al 2023, creando cierta incertidumbre en el avance de los publicitados proyectos Orca, Kronos, Purple Angel y Gorgon y el consecuente incremento de reservas.

Así entonces, de acuerdo con el modelo metodológico propuesto es posible identificar de la organización del sector del Gas Natural -GN unos actores bien definidos tanto en el marco institucional, donde existen instituciones con roles de rector de política, regulador y supervisor; como

---

<sup>8</sup> Ostrom, E., (2013). Comprender la diversidad institucional

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

en el nivel operativo donde actúan agentes relacionados con actividades encaminadas a la producción, oferta y la prestación del servicio y finalmente los usuarios o consumidores finales:

- Ministerio de Minas y Energía, formulador de la política minero energética del país, es el encargado de proyectar la política de masificación y aseguramiento del abastecimiento de gas natural.
- Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, entidad adscrita al MME tiene a su cargo la planeación del sector y como objeto concreto el de planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros energéticos.
  - Comisión de Regulación de Energía y Gas, tiene a su cargo la regulación del sector, es una entidad eminentemente técnica que tiene como objetivo regular las actividades del sector para lograr un punto de equilibrio entre las empresas prestadoras de los servicios y los usuarios.
  - Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD, vigila el cumplimiento de la regulación en la prestación del servicio público.

En el análisis de las relaciones y decisiones que se toman al interior de la institucionalidad, las palabras modelo, marco o teoría operan como sinónimos y consisten en el conjunto anidado de conceptos teóricos que varían desde los supuestos de tipo más general hasta los más detallados.

Bajo el modelo, los participantes se entienden como las entidades capaces de tomar decisiones en una determinada posición o rol y que tienen la capacidad de elegir acciones de un conjunto de alternativas disponible. Así

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

mismo el escenario donde se exponen las diferentes posiciones que asumen los participantes y sus resultados consensuados se denomina la *Arena de acción*<sup>9</sup>.

Otro aspecto que tiene en cuenta el modelo es el nivel de control que tiene un participante para generar la acción y su resultado potencial.

Este modelo tiene la particularidad de emplear para el análisis de una situación tres (3) componentes, a saber: i) las reglas; ii) las condiciones biofísicas y materiales de los recursos y iii) los atributos de la comunidad; señalando que se logra mayor precisión en el análisis cuando se analizan por separado los resultados materiales y luego el valor que los participantes asignan a esos resultados (Amaya, M. 2015)<sup>10</sup>.

Las reglas, las condiciones biofísicas y materiales de los recursos y los atributos de la comunidad son componentes de la *situación de acción*, entendiéndose esta como el escenario en el cual existe un conjunto de situaciones importantes o dilemas sociales que son objeto de estudio.

### **2.1.1 Características del escenario de acción del sector gas natural**

El escenario de acción del estudio se enmarca en el sector de hidrocarburos, específicamente dentro de los planes nacionales de desarrollo – PND, de 2010 al 2022; periodo en el cual se registra una declinación natural de los campos productores que asociada con un relativo nivel constante de producción termina por generar una sostenida disminución de

---

<sup>9</sup> Comprender la diversidad institucional, Ostrom, E, 2018

<sup>10</sup> Ventura, M, (2015), Elinor Ostrom, Comprender la diversidad institucional. Revista argumentos No 77, enero abril de 2015, Universidad Autónoma de México

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

las reservas de gas natural, lo cual dio pie a que el Gobierno Nacional cambiara la política de masificación a una que busca garantizar el abastecimiento. Para ello decide reorganizar el sector gas, en especial el mercado mayorista (Decreto 2100 de 2011), establece un impulso a las tareas de exploración, explotación y pide que se efectúen los criterios que considere necesarios con el fin de desarrollar los proyectos que permitan realizar la importación de gas en caso de presentarse un escenario de pérdida de autosuficiencia.

Tareas que fueron asignadas a las entidades del sector especializadas, es así que al ente de planeación, la UPME, le fue encargado el desarrollo del plan de abastecimiento de gas y a la CREG la formulación de los criterios, todo esto en ejercicio de sus competencias, empoderamientos, manejo de la información y poder de decisión para generar la acción que condujeran al resultado esperado.

### **2.1.2 Posiciones y acciones de la institucionalidad**

El MME, como rector de la política, encomienda al participante encargado de la planeación, la UPME, la elaboración de un plan de abastecimiento de gas natural con un horizonte de 10 años y a la CREG, en su rol de regulador, definir los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos que desarrollen infraestructura de importación.

Las tareas encomendadas tanto a la CREG como a la UPME; requerían de un mutuo conocimiento y coordinación institucional, situación que no se

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

surtió con la debida oportunidad lo que ocasionó que se extendiera el tiempo de elaboración de los criterios. La UPME debía establecer la necesidad de respaldo de generación eléctrica para determinar la capacidad de la planta de regasificación; aspecto que ayudaría a la elaboración de los criterios y estos debían alimentar el plan de abastecimiento que elaboraría la UPME.

Para la ejecución del proyecto de Regasificación del Atlántico las actividades antes mencionadas debían estar implementadas y ejecutadas antes del siguiente periodo de sequía que se presentaría en el 2015.

Los criterios fueron dados a conocer mediante la Resolución de Consulta CREG 054 del 8 de junio de 2012, pero la propuesta no tuvo acogida entre los potenciales inversionistas por lo que la entidad propuso al sector termoeléctrico ser su propio abastecedor de los volúmenes de gas que demandaban para la generación eléctrica, incentivándolos con acciones, tales como, la opción de ofertar energía en firme con contratos de suministro de gas natural importado y acceder con la infraestructura de importación al reconocimiento de *Cargo por Confiabilidad*, esquema con el cual se busca asegurar el suministro de energía en el largo plazo, a precios eficientes, mediante la existencia de Obligaciones de Energía Firme, respaldadas por activos de generación capaces de producir energía durante épocas en que se presentan condiciones críticas de abastecimiento (escasez).

La CREG diseñó un esquema para que las actividades tales como, la importación, comercialización, operadores, constructores, clientes e inversionistas fueran ejecutadas independiente por agentes diferentes y ninguno podía participar en varias a la vez.



## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Aparte de lo anterior, propuso o estableció la remuneración del proyecto, hasta un 50%, a través de la figura de ingreso regulado que consiste en financiar hasta el 50% del proyecto en un periodo de 10 años en dólares, valor que se reunirá vía factura de los usuarios del sector eléctrico. Finalmente se terminó asignando esta remuneración, con los resultados de la convocatoria adelantada por el grupo térmico sin conocer lo propuesto por el adjudicado ya que esto lo debía evaluar el grupo térmico y enviar a la CREG el valor operacional del seleccionado.

Aun así, la gestión realizada por ambas entidades no permitió que el desarrollo del proceso se cumpliera dentro de los términos establecidos ya que se esperaba que la planta debía estar operando a comienzos de 2015 con el fin de atender la demanda del sector eléctrico durante la época de sequía la cual se presentó a finales de 2015. Se adujo que los atrasos se debieron al trámite de la licencia ambiental y la consulta a comunidades.

Pero la falta de coordinación de estas entidades es patente en el nuevo proceso de selección del inversionista que se encargará de la construcción, operación y mantenimiento de la Regasificadora del Pacífico. En este caso, la CREG debe establecer el mecanismo o esquema de remuneración con el cual se reconocerá y pagará la inversión realizada, para lo cual requiere que la UPME brinde la información relacionada con los usuarios de la demanda, siendo evidente para la CGR que dicha información aún no la ha reportado la UPME, encontrándose este proceso aún sin definir.

### **2.1.3 Control**

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Se entiende como control la potestad de un integrante para tomar una acción que influirá sobre los otros participantes para obtener el resultado esperado.

El nivel de control que ejerce el MME, sobre sus entidades adscritas la UPME, ANH y la CREG presenta debilidades por cuanto en el empoderamiento de su conocimiento se maneja información que no es procesada oportunamente y compartida para el logro de un objetivo determinado. Tal es el caso del cálculo de reservas de gas natural, ya que el MME mediante la Resolución 181704 de 2011, determinó la metodología para establecer las reservas de gas natural, denominada índice de abastecimiento de gas natural y la ANH efectúa el cálculo de los años de reserva de gas con un indicador conocido como R/P<sup>11</sup>.

Además, en los medios de comunicación se registra información que no es del conocimiento de todos los participantes en especial del MME; ejemplo, la publicación del diario La República el día martes 14 de mayo de 2019 en <https://www.larepublica.co/economia/las-reservas-de-gas-en-colombia-solo-alcanzan-para-98-anos-2861577>. El presidente de la ANH, Luis Miguel Morelli, manifestó al citado diario: *que el Gobierno evalúa hacer un procedimiento de adjudicación de áreas de exploración de gas, que esté listo antes de acabar el año. Morelli recordó que, además, para 2019 el plan es finalizar con 20 contratos con petroleras, que se adicionen a los nueve que se esperan para los próximos meses. Así, habría inversiones por*

---

<sup>11</sup> R/P es un indicador que calcula las reservas probadas sobre la producción y el resultado indica el número de años que faltan para que estas se agoten. El índice de abastecimiento persigue el mismo fin, pero para su cálculo se emplean un poco de las reservas posibles y unas constantes lo cual infla el indicador en unos años más. Los métodos son diferentes.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

*US\$3.000 millones en el sector.* Indagando en el MME sobre este particular expresan desconocer lo anterior.

Estas debilidades en el control y coordinación ocasionan retrasos en la entrada de operación de los proyectos que para el caso de la planta regasificadora y aunado a la ocurrencia simultánea de un escenario de pérdida de auto suficiencia generaría un déficit en el balance oferta demanda con sus consecuentes implicaciones en el precio del gas natural y las tarifas de energía eléctrica, afectando a los usuarios más vulnerables. Obsérvese que inicialmente se contempló que la planta de regasificación de la Costa Pacífica debería entrar en operación hacia el 2021, época en la cual se prevé la ocurrencia de un escenario de pérdida de autosuficiencia y ahora se considera como nueva fecha de entrada en operación el año 2023.

Como quiera que la institucionalidad debe actuar coordinadamente, interrelacionando su conocimiento, empoderamiento y autoridad, la CGR considera que se presentan deficiencias marcadas tal y como lo señalamos, donde el resultado final no se logra con los fines esperados causando mayores costos y serios contratiempos en la prestación del servicio y no ayudando al cumplimiento de los objetivos y resultados esperados de la política.

## **2.2 Sector gas natural en Colombia**

El sector inicia su desarrollo en la última década del siglo pasado (1990) en especial cuando se certifica la magnitud del hallazgo en la Costa Atlántica con el cual el Gobierno Nacional se propone fomentar y masificar el uso del Gas Natural, objetivo que se formalizó en los documentos 2571/91,

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

2646/93, 3190/02 y 3244/03 del Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES.

Tal política incentivó el uso y consumo del Gas Natural – GN, en todos los sectores de la economía, en especial en el sector residencial, que en la actualidad cuenta con cerca de diez (10) millones de hogares, en su mayoría de los estratos 1 y 2; así mismo, los sectores industriales y vehicular encontraron en dicha política un punto de apoyo para proyectar su crecimiento.

Caso especial es el sector termoeléctrico, que cedió espacio de crecimiento en beneficio de los demás sectores, al representar el 59.59% de la demanda de gas natural en el año 1998 para registrar un 34% al 2010 y llegar a solo el 20% en el 2017. Sin embargo, como este sector se constituyó en garantía de confiabilidad y respaldo de la generación hidráulica en épocas de sequía, cuando las fuentes de este sistema se ven agotadas sustancialmente, es llamado a cumplir sus Obligaciones de Energía en Firme – OEF acudiendo a fuentes de gas que por factores de precio y características como combustible limpio favorece la operación de estas plantas , tanto en sus costos operacionales como en el aspecto de emisiones de GEI, contrario a lo que sucede con los combustibles líquidos.

Cabe señalar que desde el año 2010 la oferta de gas natural no satisface la demanda total del país, a pesar del desarrollo de la segunda gran fuente ubicada en los Llanos Orientales denominada Cusiana; se aduce que el principal problema es la falta de desarrollo de infraestructura de transporte y almacenamiento en puntos estratégicos y la falta de

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

coordinación en los despachos por el sistema de transporte de gas natural – SNTGN.

En el diagnóstico presentado en el PND 2010 – 2014, se comienza a evidenciar una declinación de las reservas de gas natural ante el no hallazgo de nuevas fuentes, como se registra en el Cuadro 2.

**Cuadro 2**  
**RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN**  
**COLOMBIA 2000 – 2018**

<b>AÑO</b>	<b>TOTAL RESERVAS (GPC)</b>	<b>RESERVAS PROBADAS (GPC)</b>	<b>RESERVAS NO PROBADAS (GPC)</b>
2000	6.188		
2001	7.489		
2002	7.187		
2003	6.688		
2004	7.212		
2005	7.527		
2006	7.349		
2007	7.084	3.746	3.338
2008	7.277	4.384	2.893
2009	8.460	4.737	3.723
2010	7.058	5.405	1.653
2011	6.630	5.463	1.167
2012	7.030	5.727	1.310
2013	6.408	5.508	900
2014	5.915	4.759	1.156
2015	5.443	4.361	1.082
2016	5.321	4.024	1.297
2017	5.206	3.896	1.310
2018		3.782	

Fuente: 2000 - 2007 Ecopetrol; 2008 - 2018 ANH

Como se puede observar en el Cuadro 2, durante el periodo 2010 - 2012 las reservas probadas tienen un relativo aumento como consecuencia de una revaluación de las reservas no probadas y la incorporación de pequeños

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

hallazgos, pero a partir de 2013 su declinación es sostenida hasta alcanzar en 2018 los 3.782 Gpc, el mismo nivel de reservas de 2007 de 3.746 Gpc.

### **2.2.1 Oferta de gas natural**

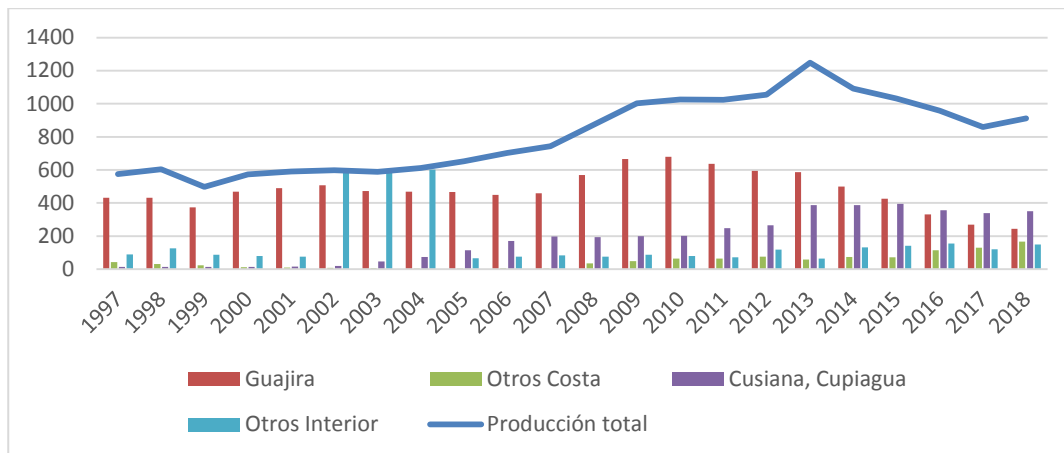
La oferta de gas natural en Colombia presenta un máximo de 1.249 Mpcd en el año 2013, en donde los campos de La Guajira aportaron 586 Mpcd, el 47% de la oferta y los campos Cusiana - Cupiagua incorporaron 388 Mpcd, el 31%. El 22% restante corresponde a los otros campos de la Costa y el Interior. Para el año 2018 se observa que la oferta se redujo a 912 Mpcd, el 27%, en donde La Guajira solo aporta 245 Mpcd, 58% menos que en 2013, mientras que Cusiana - Cupiagua aportan 350 Mpcd.

Analizando el comportamiento al año 2018 se encuentra que La Guajira aporta el 27% del total mientras que Cusiana alcanza un 38% y otros campos el 35%.

Se evidencia que la oferta de La Guajira viene en una declinación sostenida ya que en 2010 aportó el 66%, en el 2013 el 47% y en el 2018 el 27%; situación que se encuentra estrechamente relacionada con el agotamiento progresivo de las reservas de los campos ubicados en esta región. Gráfico 3.

**Gráfico 3**  
**Oferta de gas natural por fuentes 1997 -2018**

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES



Fuente: Información tomada del Sistema de información de petróleo y gas - SIPG; procesado CGR.

### 2.2.2 Demanda de gas natural

Para efectos de análisis, la demanda de gas natural se divide en dos grandes sectores, la demanda no eléctrica (refinería, petroquímico, industrial, doméstico y vehicular) y la demanda eléctrica.

En Colombia la demanda se encuentra supeditada a la oferta dado que no se han desarrollado sistemas de almacenamiento. La demanda eléctrica tiene ciclos en los que tiene que respaldar la generación hidráulica con gas natural, estresando la demanda no eléctrica. En el gráfico 4 se observa que la demanda total declina desde el año 2014 cuando se usaron 972 Mpcd y en el 2017 se usó 812 Mpcd, evidenciando un repunte en el año 2018 cuando se situó en 987 Mpcd.

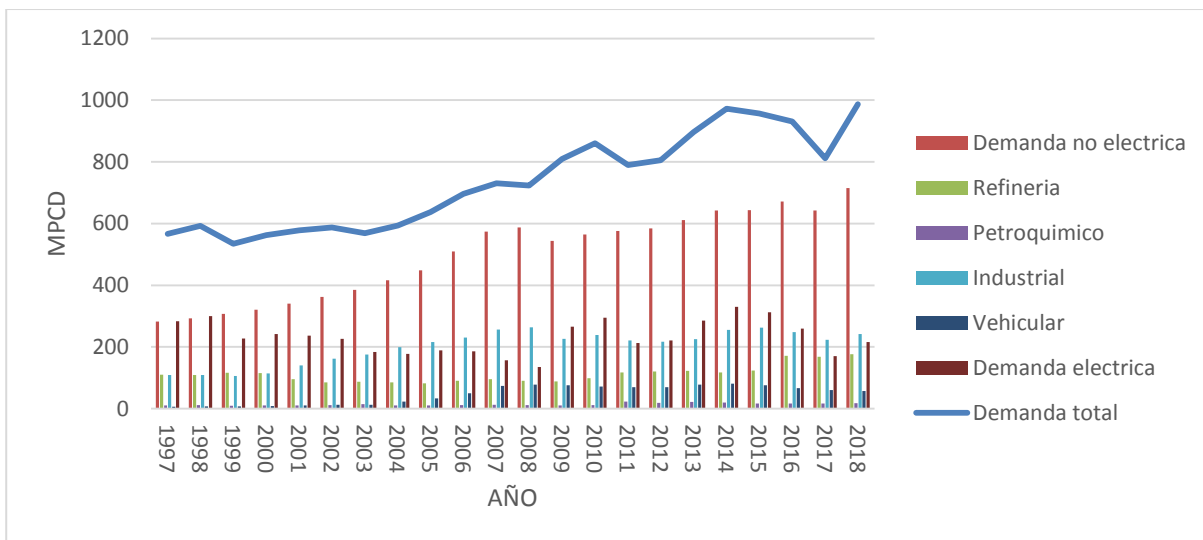
Los sectores no eléctricos y el eléctrico se reparten la demanda en una proporción del 65% contra el 35% aproximadamente entre los años 2010 y 2015. A partir del 2016 la participación del sector eléctrico baja debido a la facilidad de operar con gas importado de la regasificadora de Cartagena, la

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

cual entra en operación en ese año; aun así, este sector participa de la demanda en un 21.8% en el año 2018<sup>12</sup>.

Para el periodo 2016 - 2017 la demanda del sector no eléctrico, presenta una pequeña declinación en todos los subsectores con excepción del sector doméstico la cual presenta una demanda estable. Para el periodo 2017 - 2018 la demanda total se incrementa en un 5% al situarse en 987 Mpcd distribuida en los sectores no eléctricos con 771.3 Mpcd<sup>13</sup> con un crecimiento del 11% con respecto al año 2017 cuando demandó 642 Mpcd y el sector eléctrico 215.7 Mpcd presentando un incremento del 26% cuando en el 2017 demandó 170 MPCD.

**Gráfico 4**  
**Demanda de gas natural 1997 -2018**



Fuente: Información tomada del Sistema de información de petróleo y gas - SIPG; procesado CGR

## 2.3 Estado actual del sector gas natural

<sup>12</sup> Datos tomados de concentra inteligencia de negocios 2018

<sup>13</sup> Cifras de la revista GAS Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2018 – CONCENTRA, Pág. 66



## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

La información básica para determinar el estado actual de la producción de gas natural del país se obtiene mediante la declaración de producción, instrumento diseñado para que los agentes productores reporten de manera obligatoria al Ministerio de Minas y Energía la información exigida en cumplimiento del Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía 1073 de 2015 y las directrices impartidas por el ministerio mediante circulares e instructivos.

La declaración de producción contiene información sobre Potencial de Producción – PP, Producción Total Disponible para la Venta -PTDV y Producción Comprometida de un Productor –PC, para cada campo de gas natural o punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte – SNT, la cual se debe presentar desagregada mensualmente y con un horizonte de 10 años.

### **2.3.1 Declaración de producción de gas natural 2018 – 2027**

Mediante Resolución 31133 del 27 de abril de 2018 del MME, se publicó la Declaración de Producción realizada por los Productores - Comercializadores de gas natural y Comercializadores de Gas Importado para el periodo 2018-2027, de conformidad con las directrices impartidas para el reporte en la Circular 31001 del 7 de febrero de 2018 del MME. En esta declaración reportan 40 operadores la producción de 209 campos productores.

- Aspectos relevantes de la declaración:

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Para el año de 2019 la PTDV es de 1400 Gbtu, donde sobresale la producción de los Llanos Orientales con los campos de Cusiana, Cupiagua Pauto y Floreña, con un aporte de 600 Gbtud, la región del Magdalena Medio aporta 400 Gbtud, con campos tales como Nelson Ciénaga de Oro, Pandereta y El Difícil; la región de La Guajira aporta 200 Gbtud con sus campos Ballena, Chuchupa y Gibraltar y los otros 200 Gbtud son aportados por pequeños campos.

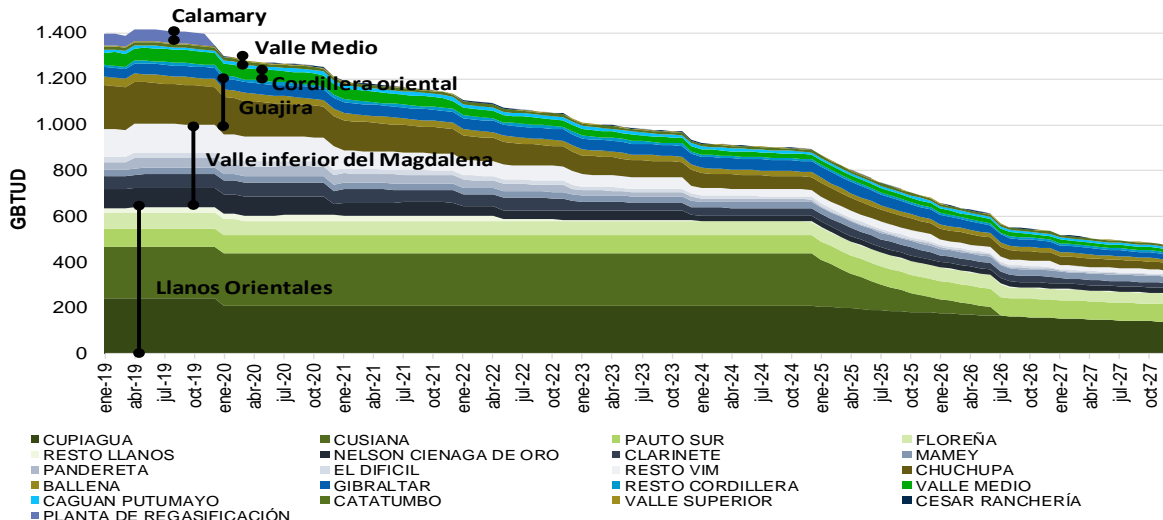
En cuanto al comportamiento de la producción en el periodo de 2019 a 2027 se observa que el campo Ballena, que en la actualidad aporta 160 GBTUD y que viene en declinación desde 2014, en el 2021 aportará 110 GBTUD y en el 2027 su aporte será marginal lo que a su vez implica que el aporte regional disminuirá hasta en un 70%. Así mismo para los campos Cupiagua y Cusiana se observa que este último en el año 2026 ya no aportará y Cupiagua habrá disminuido a 100 Gbtud, lo cual es indicativo de que esta cuenca dejará de suministrar el 80% de lo que aporta actualmente. Por último, la región del Valle Inferior del Magdalena en el año 2027 aportará 100 Gbtud, lo cual indica que habrá disminuido su producción en un 70%.

En resumen, con los campos activos y pozos productores que existen y los que se encuentran en desarrollo, hacia el año 2027 la PTDV será de 450 Gbtud, el 68% menos del nivel de producción actual, que alcanza los 1400 Gbtud.

Es de anotar que **en esta cifra** se incorpora el volumen de gas importado que la regasificadora de la Costa Atlántica suministra a la PTDV y que es del orden de 50 Gbtud. Ver Gráfico 5.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

**Gráfico 5**  
**Declaración de Producción 2018-2027**



Fuente: Tomado de la presentación de la UPME para la CGR, abril de 2019

El Gráfico 6, nos ilustra el comportamiento de la demanda de los usuarios de gas en los diferentes sectores en un horizonte de 2019 al 2032, observándose que el crecimiento de los sectores es muy pequeño, incluso insignificante, como lo podemos ver en el sector residencial. La Upme argumenta que este sector ya alcanzó su mayor crecimiento al lograr un cubrimiento superior al 90%, sin embargo, la CGR ve que regiones como Nariño, Cauca, Putumayo, Caquetá y Choco aún no alcanzan ese nivel de cobertura.

Los sectores industriales, petrolero y vehicular tienen un crecimiento moderado dentro de los rangos históricos, pero el caso del sector vehicular es preocupante toda vez que la aspiración de acompañar a los sistemas masivos de transporte de las grandes ciudades con gas natural no contaría con el suministro necesario, como lo indica la Proyección del grafico 6 la cual tiene un horizonte hasta el 2032 llenando

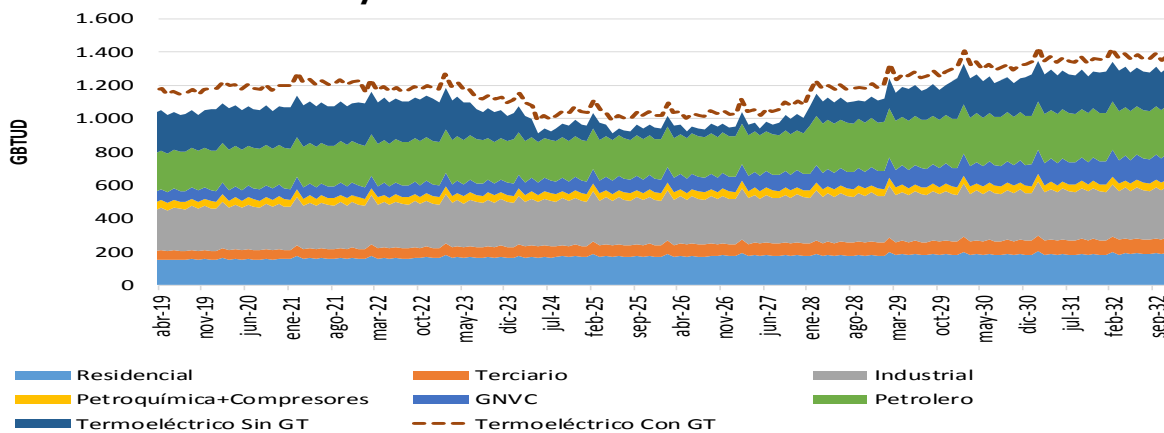
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

de incertidumbre al sector, especialmente en el caso de la ciudad de Bogotá.

Por su parte el sector termoeléctrico, que en la actualidad le es permitido acceder al cargo por confiabilidad al operar con gas importado, tiene un consumo de gas natural que alcanza los 215.7 GBTUD en 2018 y se contraerá de 2023 hasta 2027.

En resumen, no se vislumbra en el largo plazo un crecimiento de la demanda, ya que en el 2032 se usarán 1.000 GBTU, los mismos que se están consumiendo en 2019, y cabe resaltar que es de esperar que se presenten periodos de crecimiento negativo, como se observa en el Gráfico 6.

**Gráfico 6**  
**Proyección de la demanda actualizada 2018**

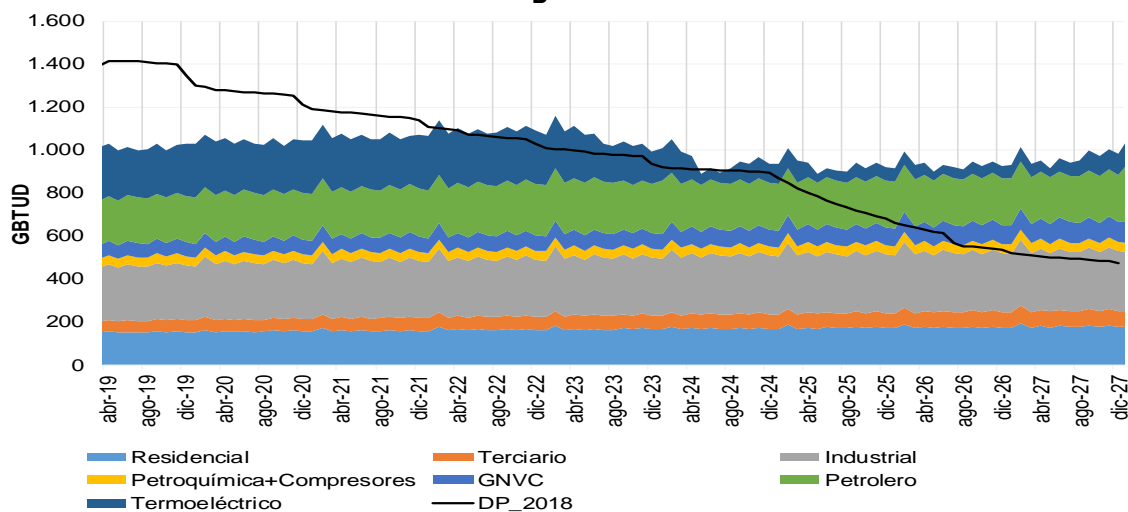


Fuente: Tomado de la presentación de la UPME para la CGR, abril de 2019

Efectuando el balance de producción - demanda, con el crecimiento antes mencionado y la producción declarada de los campos en desarrollo es posible observar que hacia el año 2021 el país no estará en condiciones de asumir la demanda de los diferentes sectores, y que a partir de abril del 2022 el balance será deficitario para la oferta. Gráfico 7

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

**Gráfico 7**  
**Balance de gas natural 2018-2027**



Fuente: Tomado de la presentación de la UPME para la CGR, abril de 2019

## 2.4 El Gas Natural en los Planes Nacionales de Desarrollo período 2010-2022

Desde el año 2010 el Gobierno Nacional en el diagnóstico del sector gas de los planes nacionales de desarrollo ha evidenciado el agotamiento progresivo de las grandes fuentes de gas y es así como en el PND 2010 – 2014 menciona las dificultades para atender la demanda, en especial la del sector termoeléctrico durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño debido al bajo nivel de precipitaciones presentadas en el ciclo hidrológico. Aunque en este plan no se admitió el agotamiento de las reservas como causa fundamental del desabastecimiento, sino que se argumentó como causa principal el atraso en el desarrollo de la infraestructura de transporte y las deficiencias en la organización del mercado, el Gobierno Nacional se propuso reorganizar el mercado de gas natural, incentivar las actividades de exploración y explotación y establecer lineamientos para asegurar el abastecimiento con gas importado.

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Con los resultados de las actividades desarrolladas en PND 2010-2014, en los siguientes planes 2014- 2018 y 2018- 2022 se dio continuidad a la política de aseguramiento del abastecimiento proponiendo la construcción de la infraestructura necesaria para la importación de gas natural, incentivar las actividades de exploración y explotación, en especial en yacimientos no convencionales. Es de anotar que en el actual plan, el indicador de reservas probadas de gas presenta una meta para el cuatrienio de 3.8 TPC, volumen que es igual al que se registra en la actualidad y que viene en descenso. Quiere decir lo anterior que las expectativas dan solo para mantener el volumen de reservas.

### **2.4.1 Planes, programas y proyectos**

Durante la ejecución del PND 2010 – 2014 se reorganizó el sector del gas natural con el Decreto 2100 de 2011 en los aspectos de comercialización y producción, el deber de los agentes productores de rendir declaración de producción y la tarea de realizar el plan de abastecimiento de gas natural con un horizonte de 10 años. Mientras, se elabora un plan transitorio de obligatorio cumplimiento con los proyectos necesarios para el abastecimiento, se crea la figura del gestor del mercado de gas natural el cual tiene el deber de recopilar la información del sector y su publicación, además administrará una plataforma en donde se visualiza en tiempo real las transacciones del mercado, se establecerán las necesidades de infraestructura para la importación de gas natural y además, se creará un indicador que señale el avance en el consumo de reservas.

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

En los planes 2014 – 2018 y 2018 – 2022 se propone construir tres (3) plantas de regasificación, conectar los pozos de gas atrapado al sistema nacional y seguir incentivando las labores de exploración y explotación.

Todo lo anterior, con el fin de garantizar el abastecimiento de gas natural y, sin embargo, aún después de 10 años de llevar a cabo estas actividades el país está ad portas de no cumplir el objetivo.

### **2.4.2 Avance de la exploración**

Las actividades de exploración y explotación de gas natural efectuadas en el marco de los últimos tres (3) PND, 2010 – 2022, no registran resultados alentadores por cuanto el proceso para adicionar reservas se va desarrollando según las expectativas de negocio de las diferentes compañías, en donde es determinante el tamaño de los hallazgos para la evaluación financiera y económica que lleve a considerar la conveniencia de la explotación. En entrevista y documentos aportados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH se tiene establecido el proceso de la siguiente manera:<sup>14</sup>

1. Alistamiento de áreas o bloques para ofertar por parte de la Agencia. El cual requiere de un tiempo aproximado de 2 años, desde el momento en que se decide ofertarlo.

Este alistamiento incluye las actividades y costos que debe asumir el adjudicado en la fase primaria de exploración.

---

<sup>14</sup> Textual como lo expresa la ANH en presentación Contraloría

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

2. Una vez adjudicado el bloque mediante *Procedimiento de Selección "Procedimiento Competitivo Permanente - PCP"*, el oferente seleccionado tiene la obligación de realizar la inversión acordada contractualmente para la primera etapa de exploración y cuenta con un plazo de 2 a 4 meses para presentar el plan de trabajo (Programa Exploratorio Mínimo) e inversión.

La etapa de exploración contempla los siguientes pasos:

- Exploración fase primaria o programa exploratorio mínimo, con una duración de tres años, cuyo resultado solo indicará la posibilidad de hallazgo de un yacimiento mediante *Aviso de descubrimiento*.

Según el resultado de esta etapa, el operador seleccionado decide si continúa con el proyecto o devuelve el bloque o parte del mismo.

- Fase de evaluación exploratoria con una duración de tres años, en donde se trata de establecer la certeza y el volumen preliminar del hallazgo.

En esta etapa el operador está en condiciones de realizar y presentar la *Declaración de Comercialidad* del hallazgo, donde decide continuar o devolver el bloque; si decide continuar pasa a la siguiente fase.

- Propone e inicia la construcción de la facilidad para extraer el gas natural del campo, para lo cual cuenta con un tiempo mínimo de 3 años.



## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

La adición del hallazgo a las reservas por parte de ANH se da cuando se inyecta el primer volumen de producción al sistema de transporte de gas natural.<sup>15</sup>

En 2016, como resultado de la implementación del PND 2014 – 2018, el Gobierno Nacional anunció el descubrimiento de yacimientos de gas natural en los bloques off shore de la Costa Atlántica, en los pozos denominados Orca al norte de la Costa Atlántica y Kronos y Purple Ángel en el sur de la misma. Estos hallazgos se surtieron en la etapa primaria de exploración y dados los resultados el operador del bloque ha pasado a la etapa de evaluación, para la cual dispone de tres años, y de acuerdo a los resultados de las evaluaciones técnico-económicas dará aviso de comercialidad e iniciará la etapa de desarrollo, proponiendo y construyendo las facilidades de infraestructura para su comercialización; etapa que puede llevar entre 4 y 5 años.

Cabe mencionar que en la última etapa de desarrollo de los campos off shore mencionados estos deberán conectarse al STN, para lo cual se hace necesario construir la infraestructura para conducir el gas de los nuevos hallazgos a este sistema. Sin embargo, al revisar el Plan Transitorio de Abastecimiento de gas del año 2016 se observa que estos proyectos no se tienen en cuenta, en razón que aún no se han surtido las etapas que permitan tomar la decisión de declarar la comerciabilidad, momento en el cual deberá definirse la necesidad de adelantarlos. Ahora bien, se debe considerar que al decidir realizarlos, estos demandarán un considerable tiempo para su planeación, convocatoria y ejecución, proceso que no está libre de demoras por el trámite de obtención de

---

<sup>15</sup> Textual ANH en presentación a la Contraloría

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

licencia ambiental y de consulta previa a las comunidades, procesos que por experiencia, demandan tiempos y esfuerzos, que han retrasado significativamente muchos proyectos de interés nacional.

De todo lo anterior se puede afirmar que el aumento de las reservas creada con la expectativa de hallazgos off shore de la Costa Atlántica no se verá reflejado en el mediano plazo, pues estos proyectos tardarán en caso de culminar con éxito, entre 7 y 10, mientras tanto el país deberá afrontar la pérdida de autosuficiencia de gas natural mediante la importación del producto.

Como resultado de la evaluación realizada se puede afirmar que la hipótesis planteada "*Frente a los nuevos hallazgos off shore, on shore y los desarrollos de infraestructura para gestionar el GN atrapado, el Gobierno Nacional garantiza la oferta para satisfacer la demanda y llevar al sector un crecimiento sostenido*", la evaluación realizada nos permite establecer que la incertidumbre en los resultados de los proyectos de exploración a corto y mediano plazo no asegura que el país mantenga su autosuficiencia a tal punto que se favorezca ese crecimiento.

#### **2.4.3 Desarrollo de los activos de flexibilidad de importación**

Previo al análisis sobre los activos de flexibilidad de importación en el sector gas natural, es necesario realizar una contextualización sobre lo que los académicos entienden como *flexibilidad de activos*.

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

De acuerdo con Romero 2007,<sup>16</sup> en lo que refiere a la teoría de la inversión cuyo objeto de estudio es el acervo de reglas en las que los agentes justifican las decisiones para adquirir activos reales o de derechos sobre éstos, que se manifiesta en el criterio con el cual se toma la decisión de adquirir activos reales basado a partir del valor en el cual la tasa de descuento se iguala con el costo en que se incurrió al adquirir el activo con el valor presente de lo que se espera recibir como generación del mismo. Es lo que Keynes denominaba la eficiencia marginal del capital, entendida como el vínculo dinámico al interactuar entre el pasado y presente, ambos conocidos, y el futuro condicionado por un alea o grado de incertidumbre; sobre el que actúan no solamente condiciones objetivas de selección entre el consumo presente y futuro sino además la incidencia de factores subjetivos que dificultan la posibilidad de determinar con precisión una valoración basada solamente en herramientas matemáticas.

A pesar de tal percepción, la teoría de la inversión desarrolló y consolidó el "método de flujo de caja descontado como herramienta para evaluar las decisiones de inversión, incorporando premisas en la determinación del "escenario esperado" o "normativo", lo que le ha generado críticas e innovaciones. Ahora bien, en el caso concreto, el

---

<sup>16</sup> Romero M, Camilo (2007) *Los determinantes de flexibilidad de activos reales y la pertinencia de las opciones reales* Artículo del proyecto de investigación Opciones reales: el método, sus limitaciones y potenciales Profesor Investigador. Miembro del Observatorio de Economía y Operaciones Numéricas, Odeon. Facultad de Finanzas, Gobierno y Relaciones Internacionales Universidad Externado de Colombia. Recuperado en: [https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiImM-2\\_\\_DiAhUEwIkKHbxnDGcQFjABegQIARAC&url=https%3A%2F%2Frevistas.uexternado.edu.co%2Findex.php%2Fodeon%2Farticle%2Fdownload%2F2653%2F2301%2F&usg=AOvVaw1TIRIXFm9OSCBGMi5aSdGG](https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiImM-2__DiAhUEwIkKHbxnDGcQFjABegQIARAC&url=https%3A%2F%2Frevistas.uexternado.edu.co%2Findex.php%2Fodeon%2Farticle%2Fdownload%2F2653%2F2301%2F&usg=AOvVaw1TIRIXFm9OSCBGMi5aSdGG)

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Decreto 2100 de 2011 en su artículo 18 asigna a la CREG establecer los criterios de confiabilidad que permitan asegurar el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijar las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que presenten los Agentes Operacionales. Así mismo, el Decreto 2345 de 2015, en su artículo 2.2.2.2.29, le impone a la CREG expedir los criterios para definir los proyectos del Plan de Abastecimiento de GN, que en primera instancia, podrán ser desarrollados por un agente como complemento de su infraestructura existente y aquellos que se pueden realizar exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos.

Para cumplir inicialmente con este objetivo la CREG se apoyó en el marco de un convenio suscrito entre la ANH – FEN, dentro del cual se efectuó un estudio elaborado con la firma ITANSUCA – FREYRE y ASOCIADOS denominado: *Determinación y Valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de mercados relevantes de distribución y comercialización*. Una vez analizada la propuesta del estudio se expidió la Resolución de Consulta CREG 054 del 8 de junio de 2012, mediante la cual se aprobaron los siguientes proyectos de inversión en confiabilidad para el período de transición:

- *Planta de regasificación y almacenamiento en tierra con una capacidad de vaporización de 400 MPCD con un tanque de almacenamiento de 160,000 m<sup>3</sup>. Punto de inyección (Cartagena, Bolívar).*

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- *Terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit) en la costa Pacífica con capacidad de almacenamiento de 160.000 m<sup>3</sup> y capacidad de vaporización de 262 MPCD.*
- *Gasoducto conectado al STN en Yumbo (Valle) (125 km y 24 pulgadas)*

Estos proyectos son incorporados en el Plan Indicativo de Abastecimiento de 2014 y permitieron avanzar en la infraestructura de regasificación de la Costa Atlántica, y con el Plan Transitorio de Abastecimiento 2016 se avanza en lo correspondiente a la Planta de Regasificación de la Costa Pacífica.

#### **2.4.3.1 Planta de regasificación de la Costa Atlántica**

Con los criterios definidos en la Resolución 054 de 2012 la CREG abrió la consulta para vincular la inversión privada en el desarrollo del primer proyecto, consulta que en principio no tuvo acogida por parte de los operadores. Ante la necesidad de contar con gas para la operación de las termoeléctricas durante el fenómeno de El Niño, la CREG propuso que este sector se abasteciera con gas importado y accediera al reconocimiento del Cargo de Confiabilidad con una parte de la infraestructura construida para tal fin. Para ello creo un esquema de operación donde confluyen agentes importadores, clientes, inversionistas y operadores de la planta de regasificación, además de establecer el esquema de retribución con el que se garantizaría el retorno de la inversión.

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Tanto el esquema como las condiciones fue acogido por una parte del sector termoeléctrico, que se organizó como grupo empresarial para dar inicio a la construcción de la planta regasificadora en la Ciudad de Cartagena, la cual entró a operar en diciembre de 2016 un año después de lo previsto, no sin antes surtir una serie de inconvenientes que aun hoy se discuten, tales como la forma de remuneración y la toma de la regasificadora en arriendo.

Como se vio anteriormente dicha planta fue propuesta para atender la demanda de las plantas termoeléctricas, especialmente concebida como respaldo de la generación hidroeléctrica durante las épocas de sequía o baja hidrología que se registran como consecuencia del fenómeno de El Niño y para ello se asociaron como Grupo Térmico las empresas TEBSA, Termocandelaria y Termoflores (Celsia), quienes posteriormente conformaron la Empresa Calamari SA ESP, la cual es la encargada de la comercialización del gas natural importado.

En documento CREG – 008 de 7 de marzo de 2014 *“Aprobación del ingreso regulado total de carácter transitorio al grupo de generadores térmicos (GT),* se ilustra el método señalado por la CREG para asignar el cargo regulado, donde destacan los siguientes aspectos:

- Con la opción de una unidad de almacenamiento y regasificación flotante (FSRU) establece el Capex y el Opex con Niño y sin Niño y determina que un proyecto con estas características costaría US\$ 389,3 millones y que su valor anual corresponde a US\$70,4 millones con un umbral de más o menos el 30%.

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- El GT encargado de realizar la contratación reportó a la CREG que la propuesta seleccionada por ellos presentó un valor anual de US\$ 81,5 millones, monto que supera lo calculado inicialmente por la CREG en un 15% pero que se ajusta al umbral. En resumen, el valor del proyecto presentado tiene un costo mayor al calculado por la CREG. Llama la atención de la CGR que finalmente los inversionistas del proyecto tomaron en arriendo el barco regasificador (unidad de almacenamiento con la opción FSRU incluido) en un periodo de 10 años.

Esta planta debe atender prioritariamente las necesidades del GT, dado que ellos acceden al cargo por confiabilidad operando con gas natural importado con el fin de estar en condiciones de generar al momento de ser llamado.

La obligación de suministrar el combustible necesario para la generación de respaldo no fue atendida debidamente los días 27 y 28 de agosto de 2018 tal y como se registra en el informe de eventos de XM de la siguiente forma:

- El Comité de mantenimiento e intervenciones - COMI en sus seguimientos del día 15 y 22 de agosto de 2018, indagó al operador de la regasificadora - Calamari sobre la disponibilidad de la planta para el suministro de gas, obteniendo como respuesta que no hay ningún tipo de afectación de la disponibilidad de la planta, situación que es ratificada para el periodo del 24 de agosto desde las 00:00 horas, hasta el 28 de agosto a las 23:59, a pesar de las actividades de mantenimiento que se estaban realizando.

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- El 27 de agosto a las 12:27 horas se declara indisponible Termoflores 4, por cuanto la estación regasificadora no suministra el combustible – GNI y la indisponibilidad de la planta de regasificación irá hasta las 24:00 del mismo día.

Lo anterior origina traumatismos en la normal operación del sistema eléctrico el cual adopta medidas contingentes tales como racionamientos programados y traslados de carga de una zona a otra así como restricción de demanda.

- El día 28 de agosto se declaran indisponibles, Candelaria 1 y 2, desde las 10:29 horas y Flores 1 y 4 desde las 10:02 horas; todas ellas por falta de combustible – GNI, la planta reporta que estará indisponible hasta las 24:00 horas del mismo día.

Esta situación generó los mismos traumatismos del día 27, los cuales fueron solucionados con un plan de contingencia para no afectar totalmente la demanda eléctrica de la zona Caribe.

El 4 de mayo de 2019 la planta regasificadora no suministra gas natural debido a labores de mantenimiento, presentándose una situación de indisponibilidad de la totalidad de su capacidad (400 MPCD), evento que se encuentra documentado en la sesión del COMI del 3 de mayo.

Realizando seguimiento a la operación de las plantas térmicas del grupo, se requirió al operador XM<sup>17</sup> las características de operación de estas generadoras cuando son llamadas a suministrar la energía en firme,

---

<sup>17</sup> Expertos de mercados, operadores del Sistema Interconectado Nacional y Administradores del Mercado de Energía Mayorista.



DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

a lo cual responden que antes de comenzar la operación del día siguiente se efectúa un COMI con el fin de conocer las restricciones si las hay por parte de los generadores que deben entrar a operar; así mismo, indican que en este comité cada generadora debe reportar la procedencia del combustible a utilizar.

En el Cuadro 3 se muestran los consumos de las plantas Termoeléctrica de Barranquilla - TEBSA, Termocandelaria y Termoflores durante los años 2018 y 2019 (Agosto 30), elaborados con base en la información suministrada por XM, observando la CGR que este grupo térmico ha utilizado el 19% de gas importado para la generación de energía eléctrica en el año 2018 y un porcentaje similar en el 2019, empleando combustibles de origen nacional en cerca de un 80%.

Teniendo en cuenta que la planta regasificadora de la Costa Atlántica se concibió como una alternativa para abastecer al GT en épocas de escasez, llama la atención de la CGR que el GT se esté proveyendo de gas natural nacional cuando la oferta ha venido disminuyendo para todos los sectores que consumen este combustible.

**Cuadro 3**  
**Consumo de Combustibles de las Plantas del Grupo Térmico**  
**2018-2019 en Millones de BTU**

<b>TIPO DE COMBUSTIBLE</b>	<b>PLANTA</b>	<b>CONSUMO 2018</b>	<b>CONSUMO 2019</b>	<b>CONSUMO TOTAL</b>
ACPM (FUEL OIL #2)	FLORES 4B	48,11	3,36	51,47
	TERMOCANDELARIA 1	23169		23169
	TERMOCANDELARIA 2	40209		40209
<b>Total ACPM (FUEL OIL #2)</b>		<b>63426,11</b>	<b>3,36</b>	<b>63429,47</b>
FUEL OIL (FUEL OIL #6)	BARRANQUILLA 3	17494,1575		17494,1575
	BARRANQUILLA 4	11951,8486		11951,8486

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

<b>Total FUEL OIL (FUEL OIL #6)</b>		<b>29446,0061</b>		<b>29446,0061</b>
GAS NATURAL	BARRANQUILLA 3	256887,5011	50409,0774	307296,5785
	BARRANQUILLA 4	61463,9324	15329,6104	76793,5428
	TEBSAB	3155252,049	1401645,376	4556897,425
	TERMOCANDELARIA 1	1625552,714	496834	2122386,714
	TERMOCANDELARIA 2	1725204	1084050	2809254
	<b>Total GAS NATURAL</b>	<b>6824360,197</b>	<b>3048268,063</b>	<b>9872628,26</b>
GAS NATURAL IMPORTADO	BARRANQUILLA 3	208879,6539	5416,2903	214295,9442
	BARRANQUILLA 4	151784,7897	6779,7094	158564,4991
	FLORES 1	944640,48	297183,51	1241823,99
	FLORES 4B	3562343,36	1839857,25	5402200,61
	TEBSAB	4546115,819	2778223,76	7324339,579
	TERMOCANDELARIA 1	502331,4713	25002	527333,4713
	TERMOCANDELARIA 2	449701	30087	479788
	<b>Total GAS NATURAL IMPORTADO</b>	<b>10365796,57</b>	<b>4982549,52</b>	<b>15348346,09</b>
GAS NATURAL LA CRECIENTE	BARRANQUILLA 3	366373,4037	294845,8729	661219,2766
	BARRANQUILLA 4	194928,7834	87206,0939	282134,8773
	TEBSAB	28723148,89	16551673,15	45274822,04
<b>Total GAS NATURAL LA CRECIENTE</b>	<b>29284451,08</b>	<b>16933725,12</b>	<b>46218176,2</b>	
OPCIÓN DE COMPRA DE GAS	FLORES 1	3113956,31	1010663,49	4124619,8
	FLORES 4B	5201679,65	2429402,99	7631082,64
<b>Total OPCIÓN DE COMPRA DE GAS</b>	<b>8315635,96</b>	<b>3440066,48</b>	<b>11755702,44</b>	
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>54883115,93</b>	<b>28404612,54</b>	<b>83287728,47</b>	

Fuente: Datos suministrados por XM procesados CGR

Lo anterior, presiona aún más la escasez elevando notoriamente el precio del combustible nacional, en especial el gas utilizado en el sector residencial que aunque es subsidiado, el usuario de este sector lo resiente y el Estado debe realizar mayores asignaciones para cubrir los subsidios.

El uso del combustible nacional pone en entredicho el fin fundamental de la planta regasificadora, y el concepto de cargo por confiabilidad usando gas importado y el ingreso regulado que remunera la

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

infraestructura, el cual es asumido por todos los usuarios del sector eléctrico.

Además, el incumplimiento e indisponibilidad de la planta regasificadora para suministrar el combustible, sigue cuestionando su razón de ser y capacidad de almacenamiento y regasificación, además no se explica por qué la regulación les permite destinar un porcentaje para entregar el GNI a usos diferentes al de las plantas térmicas.

Llama la atención de la CGR el hecho que ante la situación presentada se siga accediendo al cargo por confiabilidad y al ingreso regulado en estos periodos.

#### **2.4.3.2 Regasificadora de la Costa Pacífica**

La regasificadora del pacifico se concibió inicialmente para atender el sector no eléctrico y cubrir la demanda de la población ubicada al sur del país, la cual por estar alejada de las principales fuentes de abastecimiento aun no cuentan con este servicio. El proyecto se incluye en el PND 2018 – 2022 y se da un impulso a su construcción al declararlo de interés nacional. El MME asigna a la UPME la responsabilidad de seleccionar el inversionista que se encargue de su materialización a través de un mecanismo abierto y competitivo. Aquí se observa que esta entidad en su planeación estima que la planta debe ser de 400 Mpcd a diferencia de lo establecido inicialmente en los criterios de la CREG que señalaban una capacidad de regasificación de 262 MPCD y una capacidad de almacenamiento de 160.000 M<sup>3</sup>. El proyecto sugerido por la Upme debe contener lo siguiente:

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- Planta de regasificación de 400 Mpcd sobre un buque
- Capacidad de almacenamiento de 170.000 m<sup>3</sup>
- Conexión del gasoducto al SNT en Yumbo (Valle) (125 km)

#### **2.4.3.3 Aspectos normativos del activo de flexibilidad de la Costa Pacífica**

En su evolución normativa y el seguimiento a la política establecida tanto el término confiabilidad como el de seguridad de abastecimiento, han sido plasmados en documentos, estudios y reglamentación por parte de los diferentes organismos involucrados en el desarrollo del sector; así se concibió en el Decreto 1073 de 2015 y el PND 2014 – 2018 en su estrategia de expansión y consolidación del aseguramiento del abastecimiento como la confiabilidad. Este decreto es adicionado con el Decreto 2345 de 2015, que impone lineamientos en busca de aumentar la seguridad del abastecimiento y la confiabilidad del gas natural en Colombia.

El proceso establecido es claro en dejar en cabeza de la UPME la escogencia del adjudicatario, previo proceso de selección, lo que se hará en audiencia pública y la decisión será formalizada mediante resolución que expedirá esta entidad, de conformidad a lo previsto en la Resolución 107 del 24 de julio de 2017 que en su artículo 14 establece que el proceso de selección no implica que la convocatoria genere o asigne la competencia para la consolidación de una relación contractual por sí sola, toda vez que es de recordar que esta entidad funge como adscrita al

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Ministerio de Minas y Energía y con un objetivo entre otros el de apoyar la función del MME.

Así que su competencia para el caso en concreto se encuentra amparada en la delegación que se le otorga sobre ese proceso que concluye con la selección del adjudicatario de los proyectos, ya que el postulado general recae en la competencia que tiene el MME dada en el Decreto 1141 de 1999 que en su artículo 2° numeral 22 prevé: 22. Celebrar los contratos especiales para la gestión de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, con sujeción a lo previsto en el Título II, Capítulo II, de la Ley 142 de 1994, en cuanto dicha competencia no esté asignada a otra autoridad; es de recordar que el coste de la nueva infraestructura de regasificación será repercutido en el precio final que pagarán los consumidores finales.

En el marco de la Constitución y la Ley y en orden a la jerarquía de la normatividad se tiene que la continuación del ejercicio de la función reglamentaria por parte del ejecutivo, se manifiesta a través del Decreto 1073 de 2015, "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía", siendo esta norma la que establece que las autoridades competentes cuenten con elementos para la adopción oportuna de las decisiones necesarias para garantizar el abastecimiento nacional de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas, lo anterior se observa en:

*Artículo 2.2.2.2.28. Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el*

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

*Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un período de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos 2.2.2.2.19, 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.21 y el párrafo 1 del artículo 2.2.2.2.37 de este Decreto, los costos de racionamiento y la información de las cantidades de gas importadas y/o exportadas. Este plan será adoptado a la brevedad y actualizado anualmente.*

*Parágrafo 1°. El Plan de Abastecimiento de Gas Natural busca asegurar que las obras requeridas para garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento se ejecuten y entren en operación de manera oportuna. Este Plan no restringe la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar ampliaciones o expansiones en el SNT previo cumplimiento de la normatividad vigente.*

*Parágrafo 2°. El Ministerio de Minas y Energía establecerá los lineamientos que deberá contener el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.*

*Parágrafo transitorio. En el lapso comprendido entre la expedición del presente decreto y la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía podrá adoptar un Plan Transitorio de Abastecimiento, en el cual se incluyan los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo.*

La importancia y la relación con el tema de este capítulo se concreta en que la decisión de la construcción del proyecto regasificadora del Pacífico, tiene su origen legal en el Decreto 2345 de 2015, que en su articulado determina lo siguiente:

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

*Artículo 5°. El Artículo 2.2.2.2.29 del Capítulo II – Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural del Título II del Sector de Gas, será del siguiente tenor:*

*"Artículo 2.2.2.2.29. Inversiones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. La CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:*

*1. Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos. En caso de que los primeros de los proyectos mencionados no sean desarrollados por el agente, los mismos deberán ser desarrollados como resultado de la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos.*

*2. Condiciones para la aplicación de mecanismos abiertos y competitivos. En el caso de los proyectos que no sean de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, los mecanismos abiertos y competitivos que diseñe la CREG deberán revelar la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de los referidos mecanismos.*

*3. Obligaciones de los agentes que, en primera instancia, pueden desarrollar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural como complemento de su infraestructura existente para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas obligaciones contemplarán, entre otros, mecanismos para manifestar su interés y los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.*

*4. Obligaciones de los agentes a los que se les asigne la construcción y operación de los proyectos mediante mecanismos abiertos y competitivos, para garantizar su entrada en operación oportuna. Estas*

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

*obligaciones contemplarán, entre otros, los mecanismos de cubrimiento y de auditoría a que haya lugar.*

*5. Metodologías de remuneración. En el caso de proyectos de confiabilidad y/o seguridad de abastecimiento, estas metodologías tendrán en cuenta el costo de racionamiento de cada uno de ellos, así como otras variables técnicas que determine la CREG en el ejercicio de sus funciones. La mencionada metodología podrá considerar la remuneración de los activos de confiabilidad mediante cargos fijos y variables.*

*Todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios. Ningún usuario deberá pagar un costo superior a su costo de racionamiento.*

*Parágrafo. La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo”.*

En consecuencia, de lo establecido en el Decreto 2345 de 2015 y compilado en el 1073, la UPME elabora en noviembre de 2016 el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural que en su Capítulo 8 consagra la confiabilidad, como una de las soluciones al problema de desabastecimiento, y en el numeral 8.2 relaciona las obras propuestas para el aumento de la confiabilidad del sistema y específicamente señalando el proyecto de Regasificación del Pacífico, numeral 8.2.1.

Además, El Artículo 5 del Decreto 2345 delega en la CREG la expedición de la regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, la definición de los mecanismos necesarios para el desarrollo de los proyectos por los transportadores o



#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

por mecanismos abiertos y competitivos, la metodología de remuneración y las obligaciones de los agentes en la ejecución de proyectos.

El Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural es adoptado por medio de la Resolución 40006 de 2017 del MME que en su artículo 1° contempla el proyecto, Construcción planta de regasificación del Pacífico, con proyección de entrada en operación a enero de 2021.

La CREG mediante Resolución 107 de 2017, establece los procedimientos a seguir para ejecutar los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural y en la Resolución 152 de 2017 establece los procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución de los proyectos. Es de resaltar que el artículo 5° de ésta última es modificada por la Resolución 202 de 2017, determinando quienes pueden participar en el proceso de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico e incluye las definiciones de importador directo de gas licuado, y de agente importador o comercializador de gas importado.

La CREG pone en consulta a conocimiento público la Resolución No. 046 de 2018, la cual incorpora nuevas definiciones de beneficiario real del proyecto siendo más laxa que la anterior regla que de tajo impedía que una empresa participara en el proceso de selección si dentro de su objeto social tuviera como actividad la producción y comercialización, distribución, distribución o comercialización o comercialización de gas natural en Colombia o comercialización de gas importado, pasando a permitirlo si y solo sí, su participación directa o indirecta es superior al 25 % del capital social de la empresa sea matriz, filial o subordinada y a su vez se incluye en esa imposibilidad de participar en el proceso de

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

selección en caso de que exista contrato, convenio o cualquier otra forma de participación de conformidad a lo estipulado en el artículo 260 y siguientes del Código de Comercio, o que ejerza el control de una empresa que tenga como actividad de producción o producción comercialización, que sea agente importador de gas o que actúe como comercializador de gas importado, eventos estos bajo las respectivas regulaciones para cada caso dadas en su orden en el Decreto 2100 de 2011 y Resolución CREG 114 de 2017. Es de resaltar que en la Resolución 046 del 2018 se excluyó de la imposibilidad a participar a las empresas que dentro de la cadena tengan o ejerzan la actividad de distribución.

#### **2.4.3.4 Viabilidad del activo de flexibilidad de la Costa Pacífica**

En las Bases del PND 2014 – 2018, el Gobierno Nacional dispuso que, para asegurar el abastecimiento futuro del gas natural, se hacía necesaria la construcción de plantas de regasificación que permitan la importación del *combustible*. Adicionalmente, estableció que se adoptarían medidas regulatorias para promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, mediante el uso de mecanismos de competencia, que deberían ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario.<sup>18</sup>

Mediante el Decreto 2345 de 2015 se establecen los lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de gas natural, en tal sentido define estos dos criterios de la siguiente manera:

---

<sup>18</sup> Departamento Nacional de Planeación, DNP (2015). Bases del PND 2014-2018 Todos por un Nuevo país

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

**Confiabilidad:** capacidad del sistema de producción transporte, almacenamiento y distribución de gas natural *de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en infraestructura.*

**Seguridad de abastecimiento:** *capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.*

Posteriormente, el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016, incorporó la construcción de la Regasificadora del Pacífico y agrega los beneficios que esta aportaría tanto al sector termoeléctrico como a los otros sectores de la demanda, además estima que el valor del proyecto en el 2015 hubiera sido de US\$ 761 millones (planta de regasificación, gasoducto y estaciones de compresión) y que este valor se incrementará en US\$ 89,6 millones en el periodo 2013 al año 2021.

Dicho proyecto busca garantizar la seguridad y confiabilidad del abastecimiento de gas natural en el corto plazo y mediano plazo, teniendo en cuenta los limitantes de la producción interna, la declinación de los principales campos con oferta firme, las expectativas de off shore anteriormente analizadas y el lento desarrollo y maduración de los proyectos de infraestructura de conexión al SNT de gas natural.

La UPME se encuentra adelantando la convocatoria para adjudicar la construcción de la Regasificadora del Pacífico en los términos de competencia señalados en el marco jurídico implementado para tal fin.

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Uno de los puntos más complejos de este proceso, es la definición y determinación de la demanda beneficiaria de esta obra, que representa a los usuarios que deben remunerar la construcción y puesta en operación de este activo.

Dentro de los *Documentos de Selección del Inversionista*, se exige la presentación de la propuesta económica que debe contener los siguientes ítems: i) una relación de los *costos de preconstrucción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios, licencias ambientales y términos para su trámite y demás permisos o coordinaciones interinstitucionales) y de construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto)*; ii) *el costo de conexiones al sistema de transporte y estaciones de transferencia de custodia que se requieran*; iii) *el costo de oportunidad del capital invertido*; iv) *los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la administración, operación y mantenimiento AOM<sup>19</sup>*, y que sirve para que se calcule un Ingreso Anual Esperado -IAE Ofertado, estas anualidades se traen a un valor presente (VPN) con una tasa de descuento establecida en la Res. CREG 107/17<sup>20</sup>.

---

<sup>19</sup> Con base en el mecanismo de valoración de inversiones y evaluación de AOM previsto en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas natural la CREG determinará el valor eficiente de la inversión y de los gastos de AOM correspondientes a cada proyecto declarado por el transportador incumbente.

<sup>20</sup> El proponente, con la presentación de su oferta, acepta que el IAE remunera la totalidad de las inversiones y gastos AOM correspondientes al respectivo proyecto, incluyendo los gastos de combustible o energía asociada a la operación de estaciones de compresión u otra infraestructura y la reposición de activos que componen el proyecto cuando sea necesario. Por tal razón asumirá la responsabilidad y el riesgo inherentes a la ejecución y explotación del proyecto. En caso de que el proyecto sea puesto en operación en fecha diferente a la Fecha de Puesta en Operación Comercial FPO o a la FPO ajustada según lo establecido en el **iError! No se encuentra el origen de la referencia.** de la presente Resolución, la CREG ajustará la Resolución mediante la cual hizo oficial la remuneración del proyecto con el fin de tener en cuenta la situación que se presente.

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

El proponente que presente el VPN menor será el adjudicatario. Igualmente, la Resolución 107 reglamenta que la CREG debe expedir una resolución mediante la cual se oficialice los siguientes aspectos: la remuneración del adjudicatario del proyecto; el ingreso que recibirá el agente en cada uno de los años del período de pagos en pesos constantes y el porcentaje que recibirá en dólares y que no será superior al 42%; la porción del IAE a recaudar en cada sistema de transporte cuando haya beneficiarios del proyecto en más de un sistema de transporte; el porcentaje para asignar a cada sistema de transporte los recursos provenientes de la ejecución de garantías de cumplimiento; los transportadores responsables del recaudo del IAE y los beneficiarios del proyecto quienes finalmente remunerarán la inversión de manera proporcional al servicio que la planta les preste.

Para los efectos el IAE se convierte en mensualidades que serán pagadas al adjudicatario una vez se declare la fecha de puesta en operación (FPO) y se cobrará a los usuarios como parte de la actividad de transporte de gas natural. Igualmente se establece que *la facturación y recaudo del IAE estará a cargo de los transportadores responsables de los sistemas de transporte que sean utilizados por remitentes beneficiarios de proyectos ejecutados mediante procesos de selección, según los beneficiarios que establezca la UPME, quienes facturarán mensualmente a cada remitente de su sistema de transporte y para todos los proyectos ejecutados mediante proceso de selección (Art. 19 de la Res.107/17).*

A pesar que este proyecto se viene planeando desde el 2010, al día de hoy aún no hay claridad en algunos aspectos, tales como la demanda que atenderá la planta a fin de establecer el valor de la remuneración,

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

definición que actualmente mantiene al proyecto en *stand by* y el cronograma establecido por la UPME que aún no se ha modificado y que con el avance logrado hasta la fecha hace previsible su incumplimiento.

Teniendo en cuenta la situación actual del sector gas natural y sus expectativas sobre el balance oferta - demanda en el mediano y largo plazo, se observa que el país requiere de esta infraestructura de respaldo para asegurar el abastecimiento en los términos de seguridad y confiabilidad definidos, con el valor agregado de aumentar la cobertura en todos los sectores económicos en el sur del país.

Frente a la hipótesis definida como *"Los volúmenes de gas que aporte la nueva regasificadora en la Costa Pacífica permiten el desarrollo sostenido del sector"* se puede evidenciar que la construcción y puesta en operación de la planta regasificadora en la Costa Pacífica aportará a incrementar la seguridad y confiabilidad al estado actual del sector y que en caso de no materializarse el proyecto el país debe prepararse para afrontar las eventualidades y consecuencias derivadas de la pérdida de autosuficiencia que han sido señaladas en los escenarios evaluados.

Además, frente a la hipótesis que hace referencia a que: *Al sumar los volúmenes de importación que traería la nueva planta y los de producción interna el sistema estaría sobredimensionado, lo cual no es eficiente ni económico*, se encuentra que la planta regasificadora del Pacífico constituye un activo necesario el cual ayudará a cubrir el déficit de la oferta en caso de ocurrir la pérdida de autosuficiencia con el fin de garantizar la seguridad y la disponibilidad del combustible para abastecer la demanda en términos del Decreto 2345 de 2015 y esta no sobredimensionara la oferta.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

## **2.5 El Gas Natural en la Agenda 2030**

### **2.5.1. Objetivo de Desarrollo Sostenible -*Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos***

Colombia posee una matriz energética altamente sana, en donde la generación de energía es hidráulica en cerca del 70% y el 30% restante corresponde a generación térmica (13% gas natural, 7% combustibles líquidos, 9% carbón) y un 1% fuentes no convencionales de energía renovable – (eólica, solar, biomasa).

Por sus características propias y ser un energético de amplio consumo en el país, el gas natural está llamado a ser el combustible de transición a utilizar en cumplimiento de compromisos internacionales de uso de energías limpias para el cuidado del medio ambiente, hasta tanto se desarrolle y masifiquen las energías renovables, cuya participación es bastante reducida en estos momentos.

La Agenda 2030 de Naciones Unidas es definida, por el organismo multilateral, como un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que así mismo tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia. En tal sentido los Estados miembros aprobaron la Agenda 2030 mediante resolución, del 25 de septiembre de 2015, en la que reconocen que el mayor desafío del mundo actual es la erradicación de la pobreza y el hambre, afirmando que su logro constituye requisito indispensable para el desarrollo sostenible.

En la Agenda se establecen 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible – ODS, que conllevan el cumplimiento de 169 metas, durante los siguientes

## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

15 años, que conjugan de manera equilibrada e integrada las tres dimensiones del desarrollo sostenible -económica, social y ambiental-, con el compromiso de los Estados miembros de movilizar los medios necesarios para su implementación, centrándose fundamentalmente en las necesidades de los más pobres y vulnerables, y considerando la protección del planeta contra la degradación como medio para garantizar el derecho de las generaciones futuras a satisfacer sus necesidades<sup>21</sup>

En el ODS 7 se define el compromiso de *Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos*, para que al 2030 se garantice el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos, estableciendo dos indicadores, uno de los cuales se medirá como proporción de la población cuya fuente primaria de energía son los combustibles y tecnologías limpias.

Para la implementación de los ODS en Colombia y después de 3 años de asumido el compromiso, se emitió el Documento Conpes 3918 del 15 de marzo de 2018, definiendo la estrategia, metas trazadoras y seguimiento a las mismas, con la observación que la línea base y metas 2018 serían ajustadas con los resultados del censo realizado por el DANE en 2018.

Como quiera que solo ha transcurrido un año desde que se adopta la estrategia de implementación de los ODS, es temprano para evaluar el comportamiento de los indicadores, pero es preciso anotar que a la fecha se presentan dificultades con el abastecimiento de gas natural y los procesos para incorporar energías renovables a la matriz energética

---

<sup>21</sup> Naciones Unidas (2015), *Resolución aprobada por la Asamblea General el 25 de septiembre de 2015*. Págs. 1-2. Recuperado en: [https://unctad.org/meetings/es/SessionalDocuments/ares70d1\\_es.pdf](https://unctad.org/meetings/es/SessionalDocuments/ares70d1_es.pdf)



## DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

avanzan muy lentamente. Sin embargo, el MME tiene la aspiración de llevar la participación de estas energías al 10% de la matriz energética en el cuatrienio 2018 – 2022.

### **3. PERSPECTIVAS DEL SECTOR GAS NATURAL**

Las reservas de gas natural en el país vienen presentando una declinación sostenida desde el año 2012 donde se situaron en 5,7 TPC, gracias a una revaluación de las reservas posibles, en la actualidad se hallan en 3,8 TPC. Por su parte, la oferta de gas natural ha venido creciendo sostenidamente hasta el año 2013 en la cual registró su pico más alto del orden de 1.292 MPCD para iniciar un declive que en el 2018 llegó a 912 MPCD <sup>22</sup>, la demanda presenta una declinación desde el 2014 cuando se situó en 972 MPCD y en el 2017 en 812 MPCD.

Teniendo en cuenta que a las reservas de gas natural no se ha adicionado hallazgos importantes, el incremento de la producción para incrementar la oferta conllevará al agotamiento de las mismas, aspecto que es claro en los escenarios evaluados.

Dado que el sector termoeléctrico respalda la generación hidráulica en tiempo de sequía y que el combustible preferido para generar es el gas natural por su costo, cuando este sector es requerido para generar la demanda no ha atendido debidamente este requerimiento por falta de desarrollo en producción e infraestructura, problema que no será

---

<sup>22</sup> Tomado de las cifras estadísticas del sistema de información de petróleo y gas  
<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Produccion/tabid/81/language/es-CO/Default.aspx>

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

revaluado en los campos de la Guajira por cuanto sus reservas están en declinación.

Además, a pesar de que los termo generadores de la Costa Atlántica poseen una facilidad de importación de gas natural, estos aun consumen una porción significativa de la oferta nacional que alcanza los 170 MPCD, el 20% del total<sup>23</sup>.

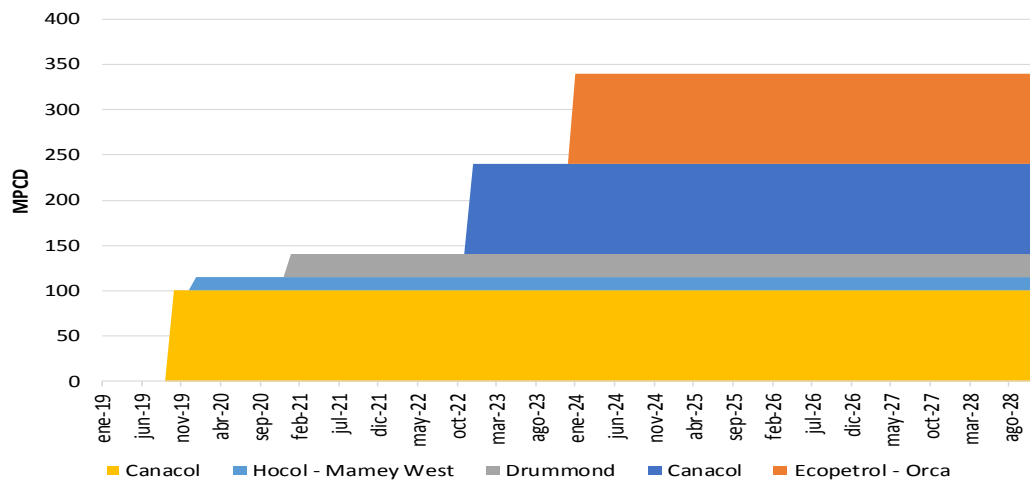
Tal y como lo ha planteado el Gobierno Nacional, tanto en su diagnóstico como en las proyecciones del sector, mientras las reservas de gas continúen en declinación, la producción se mantenga en aumento sin ninguna perspectiva de adicionar nuevas y significativas reservas en el corto y mediano plazo Colombia perderá su autoabastecimiento a partir de 2021. Por tal motivo, y teniendo en cuenta que el cronograma para construir la infraestructura necesaria para importar gas por la Costa Pacífica se encuentra retrasado, se está elaborando un plan de contingencia que contempla la realización de acciones y actividades para sortear esta situación que consisten en:

### **Gráfico 8** **Expectativas de oferta a corto y mediano plazo**

---

<sup>23</sup> Información tomada del SIPG, estadísticas gas natural demanda

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES



Fuente: Tomado de la presentación de la UPME para la CGR, abril de 2019

### 3.1 Off Shore

Desarrollar en el menor tiempo posible el pozo de Orca en el norte de la Costa Atlántica pese a su bajo volumen de reservas entre 0.5 y un 1 TPC, esto se hace porque se requeriría menor tiempo para efectuar la conexión al STNGN y si no tiene contratiempo debe estar operando en enero de 2024 y aportaría 100 MPCD al sistema.

### 3.2 On Shore

Como el más sobresaliente tenemos a la empresa Canacol que opera en el valle medio del Magdalena y estaría en condiciones de aportar 100 MPCD en octubre de 2019 y otros 100 MPCD en diciembre de 2022.

Llama la atención que Drummond, empresa que es conocida por ser una explotadora de carbón, ofrecería 25 MPCD proveniente de los yacimientos de carbón que explota; gas conocido como CBM o gas

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

metano asociado con el carbón. En tal caso el cronograma de la pérdida de autoabastecimiento se correría hacia el año 2023.

Sin embargo, la CGR observó que los proyectos necesarios para la conexión al SNTGN que debe ejecutar el gobierno no fueron incorporados en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, los cuales requerirán de consensos, planeación y ejecución, actividades que demandan tiempo y por tanto alargan la posibilidad de llegar a materializarse.

El Gobierno Nacional se alista para asignar, durante lo que resta de 2019, 20 bloques de exploración Off shore en aguas profundas con el fin de reactivar las actividades de exploración y explotación. Los estudios de sísmica efectuados por la ANH indican posibles yacimientos de petróleo, pero como la zona se ha caracterizado por los yacimientos de gas natural estos no se descartan, de todas formas, es la primera etapa de la exploración-explotación proceso que se detalló anteriormente y según su evolución si es exitoso puede durar hasta 15 años para consolidar un hallazgo.

### **Conclusiones**

Desde el año 2012 las reservas de gas natural presentan una declinación progresiva y sostenida. La oferta de gas natural en Colombia presentó un máximo de 1249 Mpcd en el año 2013 y para el año 2018 se redujo a 912 Mpcd, el 27% menos

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

En el periodo 2019 - 2032 según la Declaración de producción disponible para la venta el crecimiento de la demanda es 0 ya que en el 2019 se usarán 1000 GBTU los mismos que en 2032, con unos periodos de crecimiento negativo

El balance de la producción y la demanda indica que en el año 2021 la producción declarada de los campos no estará en condiciones de asumir la demanda de los diferentes sectores con el crecimiento 0, situación que se acentuará a partir de abril de 2022 en el cual la producción iniciará un ciclo deficitario

En el PND 2018 -2022, no se vislumbra un aumento de las reservas ya que el señalado para el cuatreno es de 3.8 TPC, volumen que es igual al que se registra en la actualidad

Los resultados de los proyectos de exploración off shore y on shore a corto y mediano plazo han surtido la etapa primaria de exploración y se encuentran en evaluación, esto no asegura que el país será autosuficiente a tal punto que se favorezca un crecimiento sostenido de los diferentes sectores que utilizan este combustible

Las expectativas del off shore de la Costa Atlántica no se ven en el mediano plazo, estas tardarán en su mejor gestión entre 7 y 10 años si son exitosas y mientras tanto el país deberá afrontar la pérdida de autosuficiencia de gas natural con producto importado

La CGR observa que los proyectos necesarios para la conexión al SNT de gas natural que debe ejecutar el gobierno ante los posibles hallazgos off shore no fueron incorporados en el plan transitorio de abastecimiento de gas

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

natural, los cuales requerirán de consensos, planeación y ejecución, actividades que demandan tiempo

Con los pozos que existen hoy y los que se hallan en desarrollo, hacia el año 2027 la PTDV será de 450 GBTU, el 68% menos de lo que alcanza hoy.

A mediano plazo Colombia perderá su autoabastecimiento a partir de 2021.

La regasificadora del Pacífico se viene planeando desde el 2010, al día de hoy aún no hay claridad en algunos aspectos, tales como la demanda que atenderá la planta a fin de establecer la remuneración, aspecto que mantiene el proyecto en stand by y el desarrollo del cronograma establecido por la UPME para la entrada en operación no se ha modificado y con lo avanzado al día de hoy no se dará cumplimiento a este hito

La situación actual del sector gas natural y sus expectativas de oferta y demanda indican que el país requiere de esta infraestructura de respaldo para atender la demanda en términos de seguridad y confiabilidad con el valor agregado de aumentar la cobertura en todos los sectores de la economía en el sur del país

La Regasificadora del Pacífico no sobredimensionará la oferta para atender la demanda, por cuanto su utilidad estará dada por la capacidad de responder a la demanda en un momento crítico.

La planta de regasificación de Cartagena entró a operar en diciembre de 2016 un año después de lo previsto, no sin antes surtir una serie de inconvenientes que aún hoy se discuten, tales como la forma de remuneración y la toma de la regasificadora en arriendo.

#### DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Las tareas encomendadas a la CREG y la UPME, tales como la elaboración del Plan de abastecimiento de gas natural – y la formulación de los criterios para el abastecimiento de gas natural importado, establecidos en el Decreto 2100 de 2011; requerían de su mutuo conocimiento y coordinación, lo cual no se surtió con la debida oportunidad.

La falta de coordinación de estas entidades es patente en el nuevo proceso para la selección del inversionista de la Regasificadora del Pacífico, donde se observa que la CREG debe establecer cómo será la remuneración de la inversión para lo cual requiere que la UPME le informe quienes serán los usuarios de la demanda y esta información aún no ha sido reportada por la UPME, encontrándose este proceso aún sin definir.

El nivel de control entre el MME, UPME y CREG presenta deficiencias por cuanto en la actualidad el MME estableció una metodología para el cálculo de las reservas de gas natural denominada índice de abastecimiento de gas natural mediante la Resolución 181704 de 2011 y la ANH efectúa el cálculo de los años de reserva de gas con un indicador conocido como R/P.

Ecopetrol es el mayor productor y oferente de gas natural en el país. De los 649 GBTUD que oferta, toma el 23% (230) para su consumo en refinerías, generación y petroquímica, dejando finalmente 470 GBTUD.

#### **Bibliografía**

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2018). Reglamento de comercialización de gas natural . Bogotá, Colombia.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Congreso. (2010 - 2014). Plan Nacional de Desarrollo. *Ley 1450 de 2011*. Bogotá, Colombia.

Congreso. (2014 - 2018). Plan Nacional de Desarrollo . *Ley 1753 de 2015*. Bogotá, Colombia .

Congreso. (2015). *Ley 1753. Plan Nacional de Desarrollo -PND*. Bogota .

Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (1991). Documento CONPES 2571. *Programa para la masificación del consumo de gas* . Colombia .

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPÚBLICA. (2015). *Anaálisis y evaluación del Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018*. Bogotá.

Departamento Nacional de planeación - DNP. (2014 - 2018). Plan Nacional de desarrollo. *"todos por un nuevo país"*. Colombia .

Departamento Nacional de Planeación . (2018 - 2022). *Bases Plan Nacional de Desarrollo "Pacto por Colombia pacto por la equidad"*. Bogotá, Colombia.

Elinor, O. (2015). *Comprender la diversidad institucional*. Mexico: Fondo de Cultura economica.

Ministerio de Minas y Energia - MME. (2011). Decreto 2100. *Aseguramiento del abastecimiento de gas natural*. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energia - MME. (2015). Decreto Único reglamentario del sector Minas y Energia 1073.. Bogotá, Colombia.



DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Ostrom, E. (2013). *Comprender la diversidad institucional* . México: Fondo de cultura económica .

Promigas . (2018). *Informe del sector gas natural* . Bogotá: Edición XIX.

Sen, A. (1999). *Nuevo examen de la desigualdad*. Madrid: Alianza.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). *Plan transitorio de abastecimiento de gas natural* . Bogotá .

Ventura, M. d. (2015). *Elinor Ostrom Comprender la diversidad institucional* (Vols. año 28 N° 77 enero - abril de 2015). México: Universidad Autónoma de México.