

PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL-2016



SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

REPUBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



Jorge Alberto Valencia Marin
DIRECTOR GENERAL

SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

Beatriz Herrera Jaime - Subdirectora

Jaime Fernando Andrade Mahecha
Jorge Enrique Fonseca Aguirre
Hector Herando Herrera Florez
Germán Orlando León Duarte
Sandra Johana Leyva Rolon
Alfonso Segura López
Grigory Ibrahim Massy Sanchez
Andrés Eduardo Popayan Pineda
Yurani Puertas Gonzalez
Carlos Felipe Rojas Paez
Juan Camilo Torres Ortíz

SUBDIRECCIÓN DE DEMANDA

SUBDIRECCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA

Bogotá D.C – Colombia
Abril de 2016

Tabla de contenido

Lista de gráficas.....	6
Lista de Tablas	8
Introducción	9
1 Marco de política y regulatorio	11
1.1 Marco de política del Plan Abastecimiento de Gas Natural	11
1.2 Regulación	13
2 Oferta de Gas Natural	16
2.1 Reservas de gas natural	16
2.2 Producción de gas natural.....	18
2.3 Declaración de producción de gas natural.....	18
2.4 Escenarios de oferta de gas natural	23
3 Escenarios de Demanda de Gas Natural.....	27
3.1 Marco de Referencia	27
3.2 Consumo de gas natural	29
3.3 Estimación de demanda de gas natural.....	32
3.3.1 Sector Residencial	32
3.3.2 Sector Comercial.....	35
3.3.3 Sector Petroquímico.....	36
3.3.4 Sector Industrial	38
3.3.5 Sector Transporte	40
3.3.6 Sector Termoeléctrico	41
3.3.7 ECOPETROL.....	47
3.4 Proyección demanda gas natural nacional	48
4 Balance de gas natural Gas Natural	53
4.1 Balance oferta demanda combinando todos los escenarios	53
4.2 Balance regional	59
5 Proyección de Precios de Gas Natural	63
5.1 Precios Internacionales	66
5.2 Supuestos y metodología de proyección	68
5.2.1 Supuestos de Mercado:	68
5.2.2 Supuestos de Precios	68
5.2.3 Escenarios	69
5.3 Resultados de la estimación (2015 – 2035).....	74
6 Transporte gas natural	76
6.1 Modelo para el balance nodal de gas natural.	76
6.1.1 Distribución nodal de la oferta.	76
6.1.2 Distribución nodal de la demanda	78
6.1.3 Descripción del sistema de transporte y del modelo utilizado.....	81
6.2 Resultados del modelo de transporte de gas natural.....	83

6.2.1	Gasoducto Jobo - Cartagena	84
6.2.2	Gasoducto Ballena - Cartagena	86
6.2.3	Gasoducto El Porvenir - Vasconia.....	88
6.2.4	Gasoducto Cusiana - Apiay.....	90
6.2.5	Gasoducto Mariquita - Gualanday	90
6.2.6	Gasoductos Buenaventura – Cali y Cali – Vasconia.....	92
6.2.7	Otras obras de infraestructura posteriores al año 2025.	94
7	Confiabilidad.....	95
7.1	Metodología del plan del 2015.	95
7.2	Tramos con requerimiento de confiabilidad	102
8	Financiero	105
9	Implicaciones ambientales del gas natural	106
9.1	Gas natural y medio ambiente.....	106
9.2	El gas natural en los compromisos ambientales.....	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 2-1: Evolución reservas gas natural	16
Gráfica 2-2: Comportamiento reservas gas natural	17
Gráfica 2-3: Producción gas natural	18
Gráfica 2-4: Declaración de Producción de gas natural Resolución MME31132 de 2016.....	19
Gráfica 2-5: Declaración de producción de gas natural.	20
Gráfica 2-6: Declaracion de produccion por cuenca 2016-2025	21
Gráfica 2-7: Comparación declaración de producción de gas natural 2013-2016	23
Gráfica 2-8: Cantidades importadas disponibles para la venta.	24
Gráfica 2-9: Producción de reservas Vs declaración de producción 2016	25
Gráfica 2-10: Escenarios de oferta de gas natural.....	25
Gráfica 2-11: Regionalización de oferta escenario bajo.....	26
Gráfica 3-1: PIB.....	27
Gráfica 3-2: Población	28
Gráfica 3-3: Crecimiento mensual del consumo de gas natural	29
Gráfica 3-4: Consumo regional.....	30
Gráfica 3-5: Generación de electricidad por fuente.....	31
Gráfica 3-6: Crecimiento de cobertura de gas natural	33
Gráfica 3-7: Escenarios de demanda nacional de gas natural sector residencial.....	34
Gráfica 3-8: Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio.	34
Gráfica 3-9: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector comercial.....	35
Gráfica 3-10: Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.	36
Gráfica 3-11: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico	37
Gráfica 3-12: Proyección regional de demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.	37
Gráfica 3-13: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector industrial.....	39
Gráfica 3-14: Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio.	39
Gráfica 3-15: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector transporte.....	40
Gráfica 3-16: Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte, escenario medio.	41
Gráfica 3-17: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico ..	44
Gráfica 3-18: Proyección regional de demanda de gas natural sector termoeléctrico, escenario medio.	45
Gráfica 3-19: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico, evolución mensual.....	46
Gráfica 3-20: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector Petrolero	47
Gráfica 3-21: Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.	48
Gráfica 3-22: Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio.....	49

Gráfica 3-23: Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio.	50
Gráfica 3-24: Proyección sectorial de demanda de gas natural mensual, escenario medio.	51
Gráfica 3-25: Escenarios de demanda nacional de gas natural.....	52
Gráfica 3-26: Escenarios de demanda nacional de gas natural mensual.....	52
Gráfica 4-1: Balance oferta demanda de gas natural combinando los escenarios.....	54
Gráfica 4-2: Balance oferta demanda de gas natural combinando los escenarios región de Costa	55
Gráfica 4-3: Balance oferta demanda de gas natural combinando los escenarios región de Interior	56
Gráfica 4-4: Balance oferta demanda de gas natural combinando escenarios con El Niño	57
Gráfica 4-5: Balance oferta demanda gas natural combinando los escenarios con El Niño región Costa.....	58
Gráfica 4-6: Balance oferta demanda gas natural combinando los escenarios con Niño región Costa.....	58
Gráfica 4-7: Balance nacional oferta demanda de gas natural.....	60
Gráfica 4-8: Balance gas natural costa.....	60
Gráfica 4-9: Balance gas natural interior	61
Gráfica 4-10: Balance gas natural zonas aisladas.....	61
Gráfica 5-1: Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y Promedio Nacional	64
Gráfica 5-2: Contratación por Sector de Consumo	65
Gráfica 5-3: Precios Internacionales del Gas Natural	67
Gráfica 5-4: Rutas marítimas de plantas de licuefacción a nivel mundial a puerto de Cartagena	71
Gráfica 5-5: Precio FOB Trinidad y Tobago (Histórico).....	72
Gráfica 5-6: Precio CIF Colombia – Trinidad y Tobago.....	73
Gráfica 5-7: Precio GNL en Colombia (2016 – 2035)	74
Gráfica 5-8: Escenarios Precios Interior (2016 – 2035)	75
Gráfica 6-1: Modelo geográfico de análisis del sistema de transporte de gas natural.....	80
Gráfica 6-2 :Estimación de déficit en los tramos del sistema nacional de interconectado de transporte de gas natural.....	83
Gráfica 6-3: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Jobo – Cartagena.	84
Gráfica 6-4: Proyección de flujo en el tramo Jobo-Sahagún (Córdoba)	85
Gráfica 6-5 :Proyección de flujo en el tramo Sincelejo - Cartagena	85
Gráfica 6-6: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Ballena – Cartagena	86
Gráfica 6-7: Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-Cartagena.....	87
Gráfica 6-8: Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-Ciénaga (Magdalena)	87
Gráfica 6-9: Requerimientos de infraestructura gasoductos El Porvenir – Vasconia y El Porvenir- Apiay	88
Gráfica 6-10: Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo El Porvenir – Miraflores	89
Gráfica 6-11: Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo La Belleza- Vasconia	89

Gráfica 6-12: Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo El Porvenir - Apiay	90
Gráfica 6-13: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Ibagué.	91
Gráfica 6-14: Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday.....	91
Gráfica 6-15: Requerimientos de infraestructura de los gasoductos Buenaventura-Cali y Cali-Vasconia	92
Gráfica 6-16: Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Cali.....	93
Gráfica 6-17: Proyección de flujo de gas natural entre Cali y Cerrito.	94
Gráfica 7-1: Mapa de la red de gasoductos tenida en cuenta en el análisis.....	100
Gráfica 7-2: Flujos comprometidos por fallas de la red. Se especificó para cada tramo. En este momento se tiene el sistema actual.....	101
Gráfica 7-3: Reducción del flujo comprometido cuando se insertan a la red los ductos del Jobo hasta Bogotá. Izquierda, flujo comprometido sin obras, Derecha, ídem con las obras	103
Gráfica 7-4: Curva de desabastecimiento. Efecto del anillado.	104
Gráfica 9-1: Factores de emisión combustibles colombianos	107
Gráfica 9-2: Compromiso Colombia Reducción Emisiones 2030. ¡Error! Marcador no definido.	

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1: Principales resoluciones de gas natural.....	14
Tabla 2-1: Distribución de los campos de producción según cuencas.	22
Tabla 6-1: Distribución nodal de la oferta de gas natural (Promedio 2015, preliminar)	77
Tabla 6-2: Distribución nodal de la demanda de gas natural (promedio 2015, preliminar)	78
Tabla 6-3 :Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, julio de 2014.	82
Tabla 7-1 Indisponibilidades de los elementos	96

INTRODUCCION

El sector energético colombiano vive en la actualidad una coyuntura delicada motivada por diversos factores, entre los que se destaca la ocurrencia del Fenómeno de El Niño, catalogado como uno de los más fuerte de los que se tienen registros en Colombia; un descenso de la actividad exploratoria de hidrocarburos, lo mismo que sus reservas; unos precios internos altos de electricidad y gas natural en los mercados de corto plazo, influenciados por la coyuntura hidrológica y la exigencia sobre el parque de generación; y una percepción de escasez de recursos energéticos, particularmente de gas natural de corto y mediano plazo, que se ha apoderado de agentes, usuarios, e instituciones.

Algunos de los elementos arriba mencionados son ciertos y otros no, y son éstos últimos los que generan la mayor incertidumbre y desvirtúan los grandes avances y desarrollos del sector energético hacia la consecución de los objetivos de crecimiento económico con equidad social y mejoramiento ambiental.

En la última década importantes cambios en el régimen institucional y en aspectos de la regulación de los diversos mercados energéticos han permitido ir dando respuestas adecuadas para lograr un grado satisfactorio de inversiones, y grandes esfuerzos se han realizado para reducir la vulnerabilidad del sector energético, con aumento de su confiabilidad, además de ir adaptándose a circunstancias cambiantes del contexto interno y externo, para encaminar la matriz energética en el largo plazo hacia el aseguramiento de la atención de la demanda y máxima contribución del sector energético al desarrollo nacional, ajustando los desequilibrios parciales en mercados específicos.

No obstante, ciertos aspectos requieren modificaciones a la luz de varios factores conexos como: el cambio en el contexto internacional en materia de precios de la energía que genera nuevas oportunidades, pero también grandes desafíos; las situaciones planteadas por los agentes del mercado durante el último Fenómeno de El Niño respecto a la eficacia, costo y oportunidad de la forma en que ha funcionado el Cargo por Confiabilidad para garantizar en forma simultánea el suministro eléctrico y de gas natural; los problemas relacionados con la coordinación de los mercados de gas y electricidad, así como la coordinación de la expansión de la oferta de gas en campos con la de la capacidad de transporte.

Las particularidades de la demanda de gas natural, especialmente para generación de electricidad, donde esta fuente energética opera como garantía de confiabilidad del sector eléctrico en épocas de sequía, especialmente cuando se produce el Fenómeno de El Niño, ha implicado formas contractuales entre productores de gas, transportadores y generadores eléctricos, que distorsionan los propios principios del mercado de gas que impiden una expansión concertada de la oferta de gas, pero también de la oferta de generación eléctrica.

Para algunos agentes, el sector de gas natural contiene un complicación de suficiencia y de seguridad, es decir, de confiabilidad en situaciones críticas, las cuales, a pesar de ser puntuales y esporádicas, afectan el desarrollo del sector. Adicionalmente, la ausencia de una oferta económica en firme para el sector térmico, vincula la confiabilidad del sector eléctrico con la del

sector de gas natural, dificultad que se ha agudizado en los últimos años, debido al aumento del consumo de gas natural en los otros sectores.

Por otra parte, el sector de gas ha soportado también alto grado de vulnerabilidad ante interrupciones de elementos del sistema, y como el mismo es radial, además de disponer de una oferta regionalizada y que ha ido disminuyendo con el tiempo, las indisponibilidades de suministro o de transporte tienen serias consecuencias sobre el conjunto de los usuarios de consumo.

Los atrapamientos de gas natural son, sin duda, una de las grandes dificultades en momentos de máximo estrés del sistema de abastecimiento, y en oportunidades las decisiones de expansión de la infraestructura de transporte no han sido suficientes para corresponder a las exigencias del mercado.

Estas dificultades han dado paso a la promulgación del Decreto 2345 de 2015 y de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 400052 de 2016, con los cuales el Gobierno Nacional pretende identificar las acciones necesarias para garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo, y la confiabilidad en la prestación del servicio ante fallas en la infraestructura, mediante el desarrollo de obras de confiabilidad de carácter prioritario y la promoción de la expansión oportuna del Sistema Nacional de Transporte, para lo cual la regulación viene trabajando en la implementación de un marco regulatorio que permita desarrollar tales obras.

Este esfuerzo que debe implementarse de manera conjunta entre los diferentes agentes del sector de gas, permitirá aliviar las presiones generadas por la situación de estreches vivida en periodos anteriores como consecuencia de la percepción de escasez del recurso para los diferentes sectores de consumo. Lo anterior vislumbra un futuro más prometedor y mejor estructurado para afrontar los retos que se avecinan para el sector.

El Plan de Abastecimiento de Gas Natural aquí presentado, constituye un instrumento de planeación que proporciona una evaluación de mayor rigor sobre disponibilidad y demanda de gas natural en el corto y mediano plazo, brindando certidumbre sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión.

Este análisis precisa la realización de proyectos estimados como estratégicos, para garantizar un desarrollo óptimo del sistema de transporte, bien sea por aumento de capacidad o desarrollo de nueva capacidad, cierre de mallas o redundancias. Igualmente, propone proyectos de suministro para que la demanda pueda ser atendida de forma eficiente y segura para contribuir al desarrollo de un sector que genere competitividad al país y propicie bienestar económico y social.

1 MARCO DE POLITICA Y REGULATORIO

En esta sección se enuncia el contexto normativo colombiano que rige la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se detalla la regulación aplicable a las distintas actividades que se desarrollan para la comercialización de esta fuente.

1.1 Marco de política del Plan Abastecimiento de Gas Natural

De acuerdo con el Artículo 365 del Capítulo 5 de la Constitución Política de Colombia, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Así mismo, el Estado mantiene la regulación, control y vigilancia de los servicios públicos, en procura de garantizar el mejoramiento continuo en la prestación de dichos servicios y la satisfacción del interés social.

La Ley 142 de 1994 señala que la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos domiciliarios esenciales y el Estado intervendrá en la prestación de los mismos para garantizar, entre otras, la calidad del bien y su disposición final, para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua e ininterrumpida. Igualmente, establece que es competencia privativa de la Nación planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.

En 2011 se expide el Decreto 2100 “Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”, el cual establece en su artículo 5 que los agentes que atienden demanda esencial están obligados a contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico.

La misma norma señala que, con base en los estudios elaborados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG- y la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME-, el Ministerio de Minas y Energía determina: i) la conveniencia de incentivar la importación de gas natural y el desarrollo de nuevas fuentes de suministro, ii) la necesidad de establecer instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de gas natural.

En mayo de 2015, se promulga el Decreto 1073 “Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía” el cual compila normas reglamentarias preexistentes y se contrae a la normatividad vigente al momento de su expedición, en el artículo 2.2.2.28 señala que, con el objeto de orientar decisiones de los agentes y que las autoridades competentes cuenten con elementos para la adopción oportuna de las decisiones necesarias para garantizar el abastecimiento nacional gas natural en el corto, mediano y largo plazo, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un plan indicativo abastecimiento de gas natural para un período de (10) años, el cual tendrá en cuenta la información en cuanto a oferta de gas natural y bajo los lineamientos establecidos por el mismo Ministerio.

Por otra parte, en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 se dispone que, como parte de la estrategia de expansión y consolidación del mercado de gas combustible mediante el

aseguramiento del abastecimiento y la confiabilidad, se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del Sistema Nacional de Transporte mediante el uso de mecanismos de competencia. Que dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME cuando su planeación indicativa lleve a identificar expansiones con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar dichas expansiones tras la aplicación de herramientas regulatorias definidas por la CREG.

Posteriormente, el Decreto 2345 de diciembre 3 de 2015 adicionó al Decreto 1073 de 2015 lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y la seguridad de abastecimiento de gas natural, y agregó las siguientes definiciones:

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

Y sobre el plan de abastecimiento de gas natural señaló que *“Con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un plan de abastecimiento de gas natural para un periodo de diez (10) años, el cual deberá tener en cuenta, entre otros, la información de reservas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el consumo propio de gas natural de los productores, la declaración de producción de gas natural, las cantidades de gas exportadas e importadas y los costos de racionamiento”*.

De igual forma señala que el Ministerio de Minas y Energía establecerá los lineamientos que deberá contener el plan.

Bajo este contexto, se expide la Resolución MME 40052 de 2016, donde se indican los elementos mínimos que deberán tenerse en cuenta para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, los cuales se listan a continuación:

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

Adicionalmente, en el estudio técnico se tendrán en cuenta las obras con un beneficio superior a su costo, que sean requeridas para incorporar oportunamente volúmenes adicionales de gas natural al Sistema Nacional de Transporte -SNT- o a los sistemas aislados.

A través de la Resolución 400052 de 2016 y lo dispuesto en el Decreto 2345 de 2015, el Gobierno Nacional pretende identificar las acciones necesarias para garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo y la confiabilidad en la prestación del servicio ante fallas en la infraestructura. Por otra parte, el Decreto 2345 de 2015, señala que la CREG deberá expedir la siguiente regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural:

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

En todo caso, la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos señalados anteriormente serán responsabilidad de la UPME, tal como se estableció en el Decreto 2345 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía.

1.2 Regulación

La regulación ha buscado legitimar los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994: i) garantizar la calidad del bien objeto del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, ii) la ampliación permanente de la cobertura, iii) la prestación continua e ininterrumpida, iv) la prestación eficiente, v) la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante.

Con esto se pretende, llegar con el servicio de gas natural al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

Desde el año 2012 se ha expedido una regulación orientada especialmente a asegurar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, mecanismos de negociación que promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la definición de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

La Tabla 1-1 resume por actividad y temática, la principal normativa vigente del sector del gas natural.

Tabla 1-1: Principales resoluciones de gas natural

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica	
Producción	Índice de abastecimiento y límite a las exportaciones: Res. MinMinas 181704 de 2011 Res. MinMinas 72472 de 2013	Precio punto de entrada al SNT: Res. CREG 088 de 2013 Costo oportunidad gas dejado de exportar: Res. CREG 041 de 2013	Res. CREG 147 de 2015		
	Reglamento de comercialización: Res. CREG 089 de 2013 Res. CREG 123 de 2013 Res. CREG 122 de 2013 Res. CREG 130 de 2013 Res. CREG 151 de 2013 Res. CREG 204 de 2013 Res. CREG 089 de 2014 Res. CREG 122 de 2014	Ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad: Res. CREG 062 de 2013 Res. CREG 152 de 2013 Res. CREG 022 de 2014 Res. CREG 183 de 2014.			
	Gestor del mercado: Res. CREG 123 de 2013 Res. CREG 150 de 2013 Res. CREG 200 de 2013 Res. CREG 021 de 2014 Res. CREG 090 de 2014 Res. CREG 021 de 2014 Res. CREG 094 de 2014	Mecanismos de cobertura en las subastas Res. CREG 065 de 2015. Res. CREG 170 de 2015.			
	Restricciones a la integración vertical: Res. CREG 057 de 1996	Precios de suministro: Res. CREG 183 de 2014. Res. CREG 017 de 2015. Res. CREG 105 de 2015.			
	Opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad:				

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
	Res. CREG 106 de 2011 Res. CREG 025 de 2014 Plan de abastecimiento de gas natural: Resolución MME 40052 de 2016 Declaración de Producción Resolución MME 40052 de 2016			
Transporte	Reglamento Único de Transporte: Res. CREG 071 de 1999 (RUT) Res. CREG 084 de 2000 Res. CREG 102 de 2001 Res. CREG 014 de 2003 Res. CREG 054 de 2007 Res. CREG 033, 041, 077 y 154 de 2008 Res. CREG 130, 131 y 187 de 2009 Res. CREG 169 y 171 de 2011 Res. CREG 078 de 2013 Res. CREG 126 de 2013	Costo transporte por ductos: Res. CREG 126 de 2010 Res. CREG 047 de 2014 Costo transporte terrestre de gas natural comprimido: Res. CREG 008 de 2005		
Distribución	Código de distribución de gas combustible: Res. CREG 067 de 1995 Res. CREG 127 de 2013	Fórmulas tarifarias distribución gas por red de tubería: Res. CREG 137 de 2013 Res. CREG 138 de 2013 Y sus modificaciones: Res. CREG 183 de 2013 Res. CREG 184 de 2013 Res. CREG 205 de 2013 Res. CREG 008 de 2014 Cargos de distribución y comercialización: Res. CREG 202 de 2013	Res. CREG 100 de 2013	Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Res. 90902 de 2013 Revisiones periódicas de instalaciones internas: Res. CREG 059 de 2012

Fuente: CREG, UPME

2 OFERTA DE GAS NATURAL

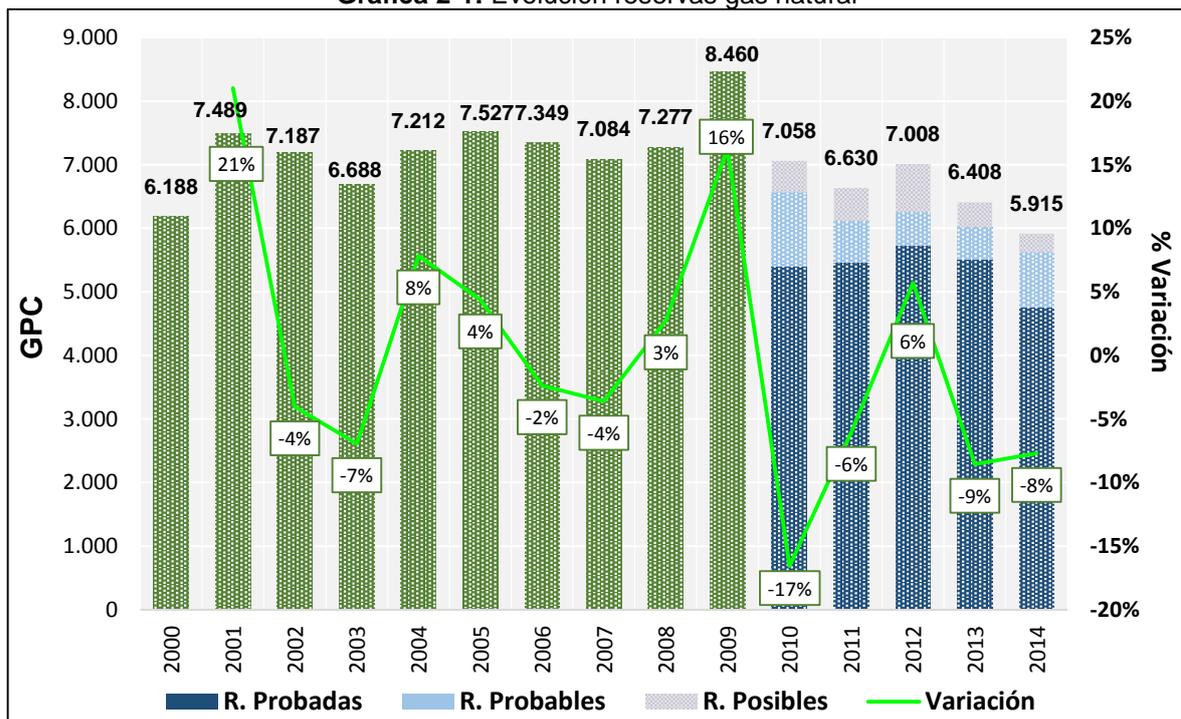
En esta sección se presenta una evolución de las reservas de gas natural y su disponibilidad de corto y mediano plazo, a partir de la información más actualizada posible.

2.1 Reservas de gas natural

En general las reservas son clasificadas, según el nivel de certidumbre asociado a las proyecciones y son categorizadas con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme con su estado de desarrollo y producción. Por tanto las reservas están compuestas por reservas probadas, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación, mientras las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras.

Las reservas totales de gas natural a diciembre 31 de 2014, conforme con la información suministrada por la ANH, están compuestas por las reservas probadas, probables y posibles y en total alcanzaron los 5.914,96 GPC¹. Las primeras lograron un volumen de 4.758,51 GPC, las reservas probables llegaron a 866,41 GPC y las posibles fueron de 290,03 GPC.

Gráfica 2-1: Evolución reservas gas natural



Fuente: ANH

En la Gráfica 2-1 se observa la evolución de las reservas totales de gas natural en el país, en volumen y en tasa de variación. En el último quinquenio, el país ha reclasificado reservas, dándose un nivel de incorporación neto de reservas de gas natural con registros negativos,

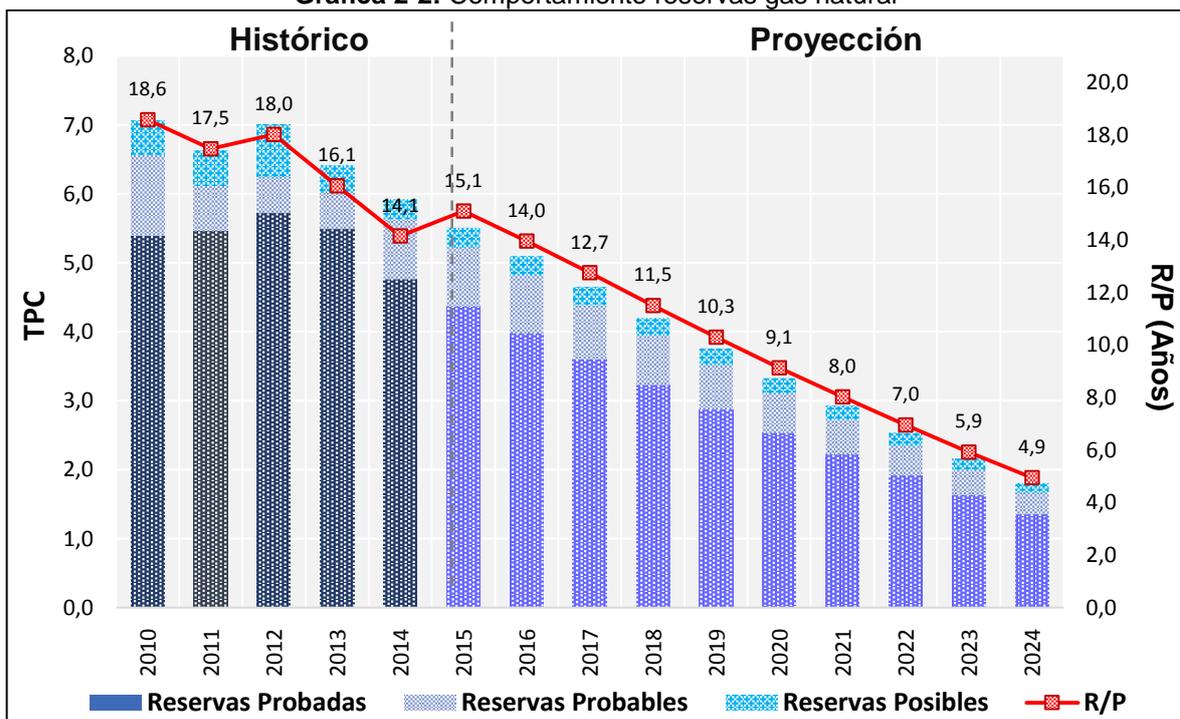
¹ GPC: Giga pie cúbico

exceptuando el año 2012 en el cual se incrementaron en 6% las reservas con respecto al año 2011.

En 2013 ocurrió una disminución del 9% frente al año inmediatamente anterior, y entre el 2013 y el 2014 se presentó una reducción del 8%, pasando de valores totales de 6.40 GPC en el 2013 a 5.91 GPC en el 2014. Estas cifras muestran una constante disminución, al tiempo que la actividad exploratoria decayó en 2015, principalmente por los bajos precios de los hidrocarburos y la crisis que se desató en las grandes empresas petroleras ante esta coyuntura de precios.

Las reservas probadas remanentes están concentradas en tres cuencas principalmente, Llanos Orientales que comprende el 58% de las totales, la Guajira que contiene el 23% y le siguen en su orden Valle Inferior con 12% y Valle Medio con 2,5%. Las reservas probables y posibles, se localizan mayoritariamente en las mismas tres cuencas donde se concentraron las probadas; la mayor cantidad de reservas probables se presenta en la cuenca de la Guajira y equivalen a 35,7%, en tanto que las posibles se reparten entre el Valle Interior con 47,7% y 39,3% en Llanos Orientales.

Gráfica 2-2: Comportamiento reservas gas natural



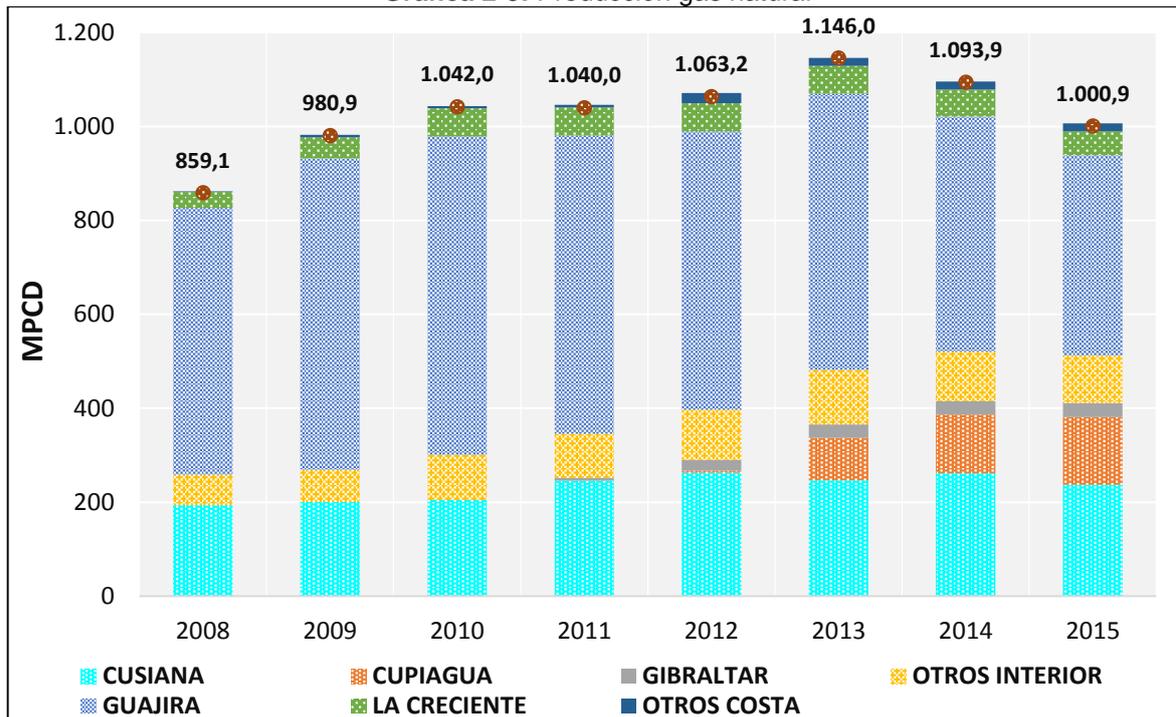
Fuente: ANH

La Gráfica 2-2 presenta la distribución de las reservas probadas, probables y posibles. Los valores de los años 2010 al 2014 corresponden a las reservas certificadas y reportadas a la ANH. Desde 2015 en adelante corresponde a las reservas de 2014, descontando los volúmenes que las empresas operadoras de los campos esperan producir, y no incluye incorporación de reservas nuevas. Para el año 2014, se calcula una relación reservas producción de 14 años y si se mantiene durante el periodo de análisis la tasa de producción del año 2014, la relación reservas producción se reduce a 5 años en el 2024.

2.2 Producción de gas natural

La producción de gas natural ha venido disminuyendo. Es así como en el año 2013 el país mantuvo una producción promedio de 1.146 MPCD, siendo la mayor producción diaria realizada en los últimos 8 años, y en el año 2014 se presentó una disminución en el promedio diario de 4,54%, lo que significó niveles de 1,094 MPCD. Para 2015 la disminución fue del 8,5%, significando una producción próxima a los 1.000 MPCD promedio de gas natural en el país.

Gráfica 2-3: Producción gas natural



Fuente: CONCENTRA

En el 2014 el 81,07% de los 1.094 MPCD de producción de gas natural en Colombia provino de los campos Cupiagua y Cusiana en los Llanos Orientales, y Ballena y Chuchupa en La Guajira. En el año 2015 este porcentaje se mantuvo en el 80,7%, y el suministro restante fue aportado por campos pequeños ubicados tanto en el interior del país como en la Región Caribe.

La producción de gas natural ha venido disminuyendo. Es así como en el año 2013 el país mantuvo una producción promedio de 1.146 MPCD, siendo la mayor producción diaria realizada en los últimos 8 años, y en el año 2014 se presentó una disminución en el promedio diario de 4,54%, lo que significó niveles de 1,094 MPCD. Para 2015 la disminución fue del 8,5%, significando una producción próxima a los 1.000 MPCD promedio de gas natural en el país.

Gráfica 2-3 se puede observar como los campos Cusiana y Cupiagua han ido aumentando sus aportes. En el año 2015 contribuyeron con el 38,1% de la oferta Nacional frente al 42,6% aportado por La Guajira, el cual ha ido disminuyendo de manera sostenida.

2.3 Declaración de producción de gas natural

La declaración de producción certificada por los agentes y publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución Minminas 31132 de marzo 30 de 2016, conforme con lo

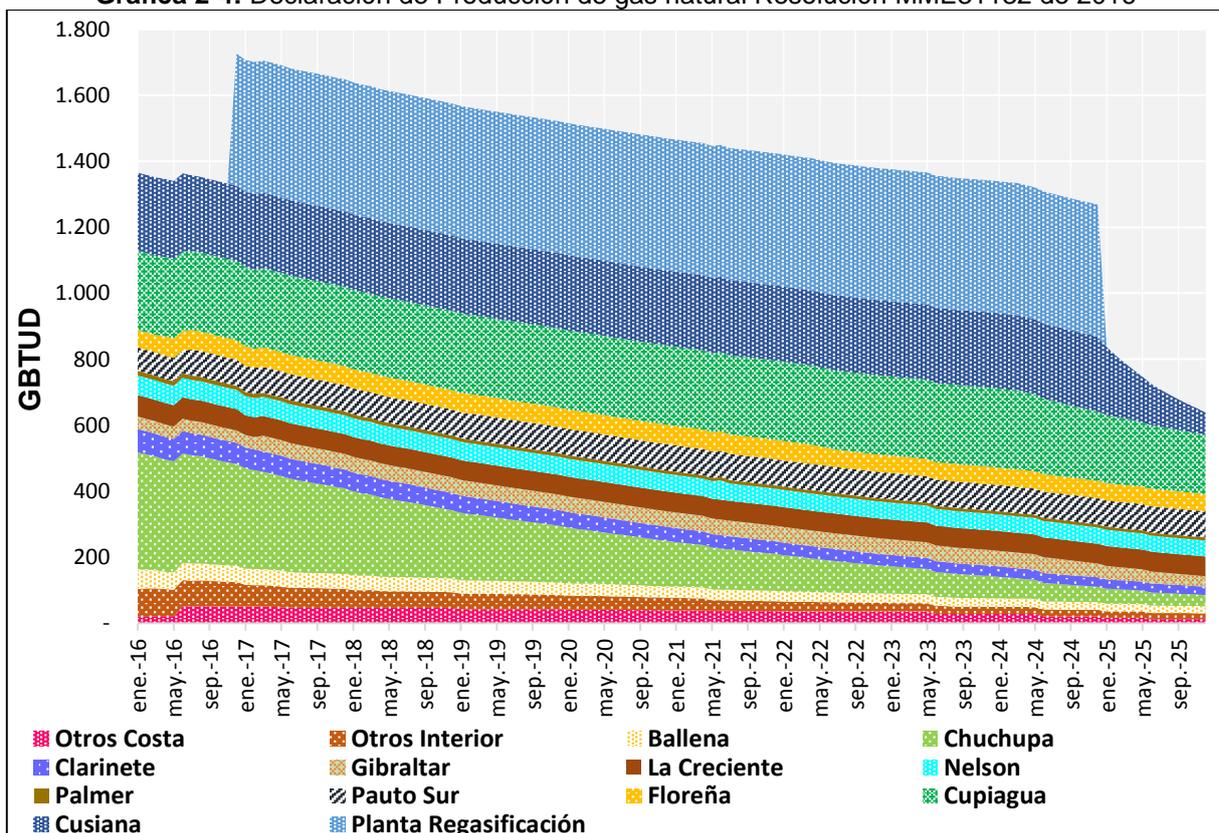
definido en el Decreto 2100 de 2011, esta compuesta por el potencial de producción (PP), el gas de operación del campo y las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV). Así mismo, el potencial de producción (PP) incluye la producción total disponible para la venta y la producción comprometida; y excluye el gas de operación del campo.

La producción total disponible para la venta es el volumen de gas que un productor estima que tendrá disponible para la venta bajo cualquier modalidad, y la producción comprometida son los volúmenes que un productor tiene comprometidos para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, más las exportaciones y el gas de las refinerías.

Adicionalmente, aparte del potencial de producción, los operadores de los campos reportan el gas de operación y las cantidades importadas disponibles para la venta.

La oferta base corresponde con el potencial de producción reportado, y las importaciones de Venezuela se tienen en cuenta en los escenarios de oferta que más adelante se definen, por lo que no están incluidos en la Gráfica 2-4.

Gráfica 2-4: Declaración de Producción de gas natural Resolución MME31132 de 2016



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

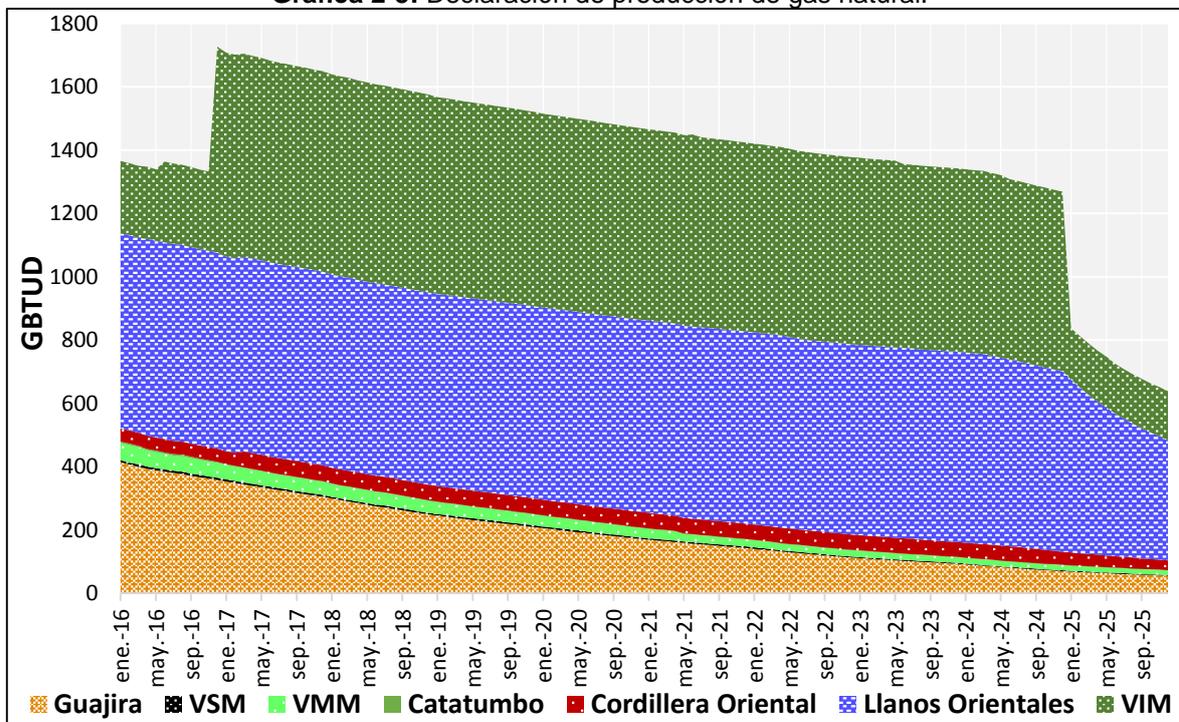
En la Gráfica 2-4 se presenta la declaración de producción de gas natural por campo para los próximos diez años, la cual, como ya se había mencionado, es considerada la oferta base para la elaboración de los análisis. En ésta es notable el aporte de numerosos campos con bajas contribuciones, algunos de los cuales no están interconectados al Sistema Nacional de Transporte, debido a su distancia geográfica y volúmenes bajos, lo que puede hacer

financieramente inviable la construcción de líneas de transporte para evacuar dicho gas. Sin embargo, en la gráfica no se incluyen los nombres de campos para los que declararon en los 10 años valores de cero.

La principal oferta proviene de los campos de la cuenca de los Llanos Orientales, esencialmente Cusiana, Cupiagua y Floreña, campos para los que se proyecta para el año 2016 una participación del 39% de la oferta total nacional, porcentaje que va aumentando año a año a una tasa del 5% aproximadamente, hasta alcanzar una participación del 56% en el año 2024 y del 51% en el 2025, año en el que el campo Cusiana inicia una de fuerte declinación, tal como se puede observar en la Gráfica 2-5.

Los campos de la cuenca de La Guajira (Chuchupa, Ballena) participan con el 28% de la oferta nacional en el año 2016, participación que se reduce al 20% en el año 2019, al 15% en el 2021 y al 9% al final del periodo de análisis.

Gráfica 2-5: Declaración de producción de gas natural.

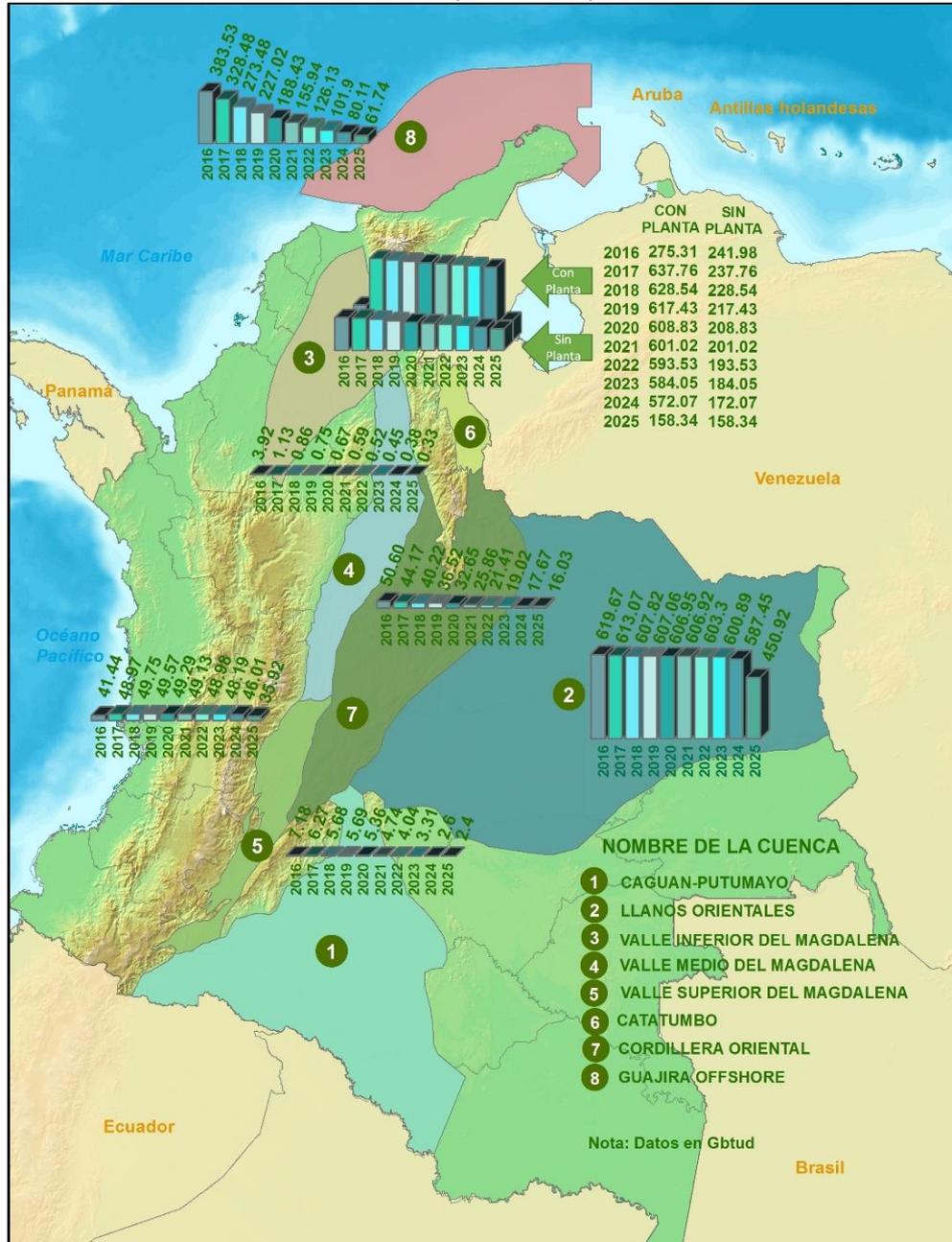


Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

Durante los último años, la cuenca del Valle Inferior del Magdalena ha venido teniendo una importante participación en la oferta total nacional, gracias al aumento de producción de los campos La Creciente, Nelson y el Difícil y a la entrada del campo Clarinete. Adicionalmente en la declaración de producción de 2016, la empresa CALAMARI LNG S.A. E.S.P. informó sobre la disponibilidad de 400 GBTUD de gas natural importado a través de la planta ubicada en Mamonal-Cartagena desde diciembre de 2016 hasta diciembre de 2024, lo cual permite que la cuenca del Valle Inferior del Magdalena participe con el 38% de la oferta total nacional hacia diciembre de 2016, alcanzando valores del 45% a finales de 2024.

El resto de la oferta está dada por volúmenes menores, provenientes en parte de la cuenca de los Llanos Orientales, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Cordillera Oriental.

Gráfica 2-6: Declaracion de produccion por cuenca 2016-2025



Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

En la Gráfica 2-5 se presenta la declaración de producción agregada por cuenca sedimentaria: Guajira, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo, Cordillera Oriental, Llanos Orientales y Valle Inferior del Magdalena. Los campos de la cuenca Caguan-Putumayo no declaran potencial de producción de gas natural

En la Gráfica 2-6 se observa que la oferta de gas natural se soporta principalmente en los campos de los Llanos Orientales (Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, otros Llanos), de La Guajira (Chuchupa, Ballena y Riohacha) y, La Creciente, Clarinete, Nelson, Palmer, El Difícil, entre otros, ubicados en el Valle Inferior del Magdalena, así como en otros campos pequeños ubicados en las demás cuencas del país.

La cuenca de La Guajira presenta una fuerte declinación, proceso que de alguna forma es contrarrestado por la oferta de las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Inferior del Magdalena. No obstante, para el año 2025 además del ya mencionada descenso de los campos de La Guajira, se suma el campo Cusiana que inicia su proceso natural de depletación, por lo cual la importación se constituye en la alternativa prioritaria en caso de no incorporar nuevas reservas de gas natural.

La Tabla 2-1 resume los campos de producción que hacen parte de cada una de las cuencas sedimentarias que hoy aportan gas natural a la oferta nacional.

Tabla 2-1: Distribución de los campos de producción según cuencas.

CUENCA	CAMPOS DE PRODUCCIÓN
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua
Guajira	Ballena, Chuchupa
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro, Cupiagua, Cusiana, Floreña, Kananaskis, La Casona, La Estancia, La Punta, Pauto Sur, Ramiriqui, Santo Domingo centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte, Vigía y Vigía sur.
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Bonga, Bullerengue, Caña Flecha, Cicuco, Clarinete, EL Difícil, Katana, La Creciente, Mamey, Nelson, Palmer, Pedernalito.
Valle Medio del Magdalena	Caramelo, Compae, Corazón, Corazón 9, Corazón West, Corazón West C, La Cira Infanta, La Salina, Liebre, Lisama, Ilanito, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Toposi, Toqui Toqui y Yarigui Cantagallo.
Valle Superior del Magdalena	Arrayan, Dina Terciario, La Cañada Norte, La Hochoa, Mana, Matachin Norte y Sur, Rio Opia, Santa Clara

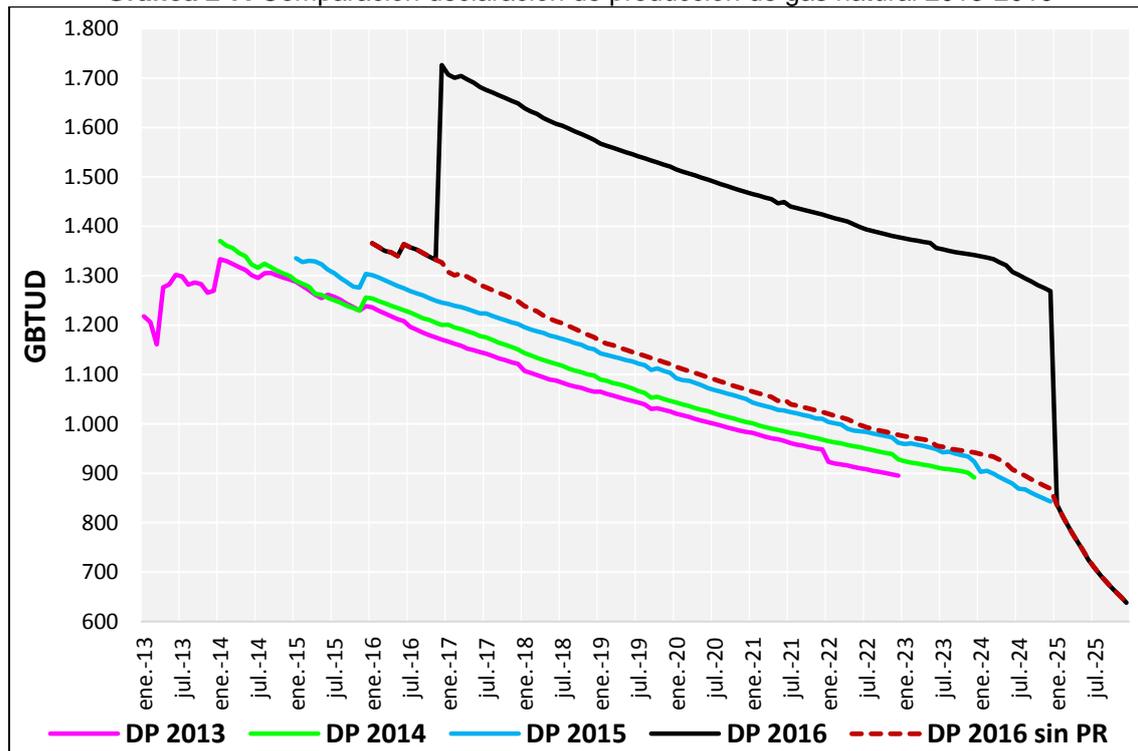
Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

De acuerdo con esta información de la producción declarada, la máxima capacidad de producción con oferta nacional ocurrió en enero de 2016, mes en el que se dispuso de 1.365,69 GBTU, la cual, al sumarla a la oferta adicional que se incorpora al entrar en operación la planta de regasificación en la Costa Atlántica en diciembre de 2016, llevaría a una disponibilidad de aproximadamente 1.726,47 GBTUD.

Contrastando la declaración de producción del año 2016 con la correspondiente a 2015, se aprecia un incremento promedio de 76 GBTUD, lo que equivale a un 5% adicional de oferta nacional. Este aumento se concentra en las cuencas de los Valle Inferior del Magdalena y Llanos Orientales, sobresaliendo, como ya se mencionó, el aumento en la oferta de los campos localizados en el Valle Inferior del Magdalena, que además de compensar la declinación de los campos de La Guajira, permite un aumento en la oferta total nacional.

En la Gráfica 2-7 se observan los valores declarados por los operadores de los campos al Ministerio de Minas y Energía, desde el año 2013 hasta el año 2016. Comparando las curvas de oferta se identifican leves incrementos con una tendencia similar sin cambios importantes en el inmediato futuro, lo que refleja la poca respuesta a las acciones exploratorias, y se percibe que esos incrementos pueden obedecer a la reclasificación de reservas de gas natural que se ha dado en el país en los últimos años.

Gráfica 2-7: Comparación declaración de producción de gas natural 2013-2016



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Igualmente, en los último años se han anunciado descubrimientos de gas natural en bloques costa afuera, como son los casos de los pozos Orca-1, en el bloque Tayrona (aguas de La Guajira) y Kronos en el bloque Fuerte Norte, cerca del Golfo de Morrosquillo, también en el Caribe, sin disponer de un potencial real que permita cuantificar los volumen de gas natural. Además, por estar localizados en aguas profundas y ultraprofundas, en caso de materializarse las reservas, su desarrollo y puesta en funcionamiento puede tomar por lo menos unos seis años.

Por tal razón, la oferta declarada en 2016, no muestra hallazgos, salvo los logrados en el Valle Interferir del Magdalena, que si bien no son de gran magnitud su aporte supera los 80 GBTUD, permitiendo desplazar la curva en el tiempo. Sobresale la oferta proveniente de la planta de regasificación que motiva la diferencia.

2.4 Escenarios de oferta de gas natural

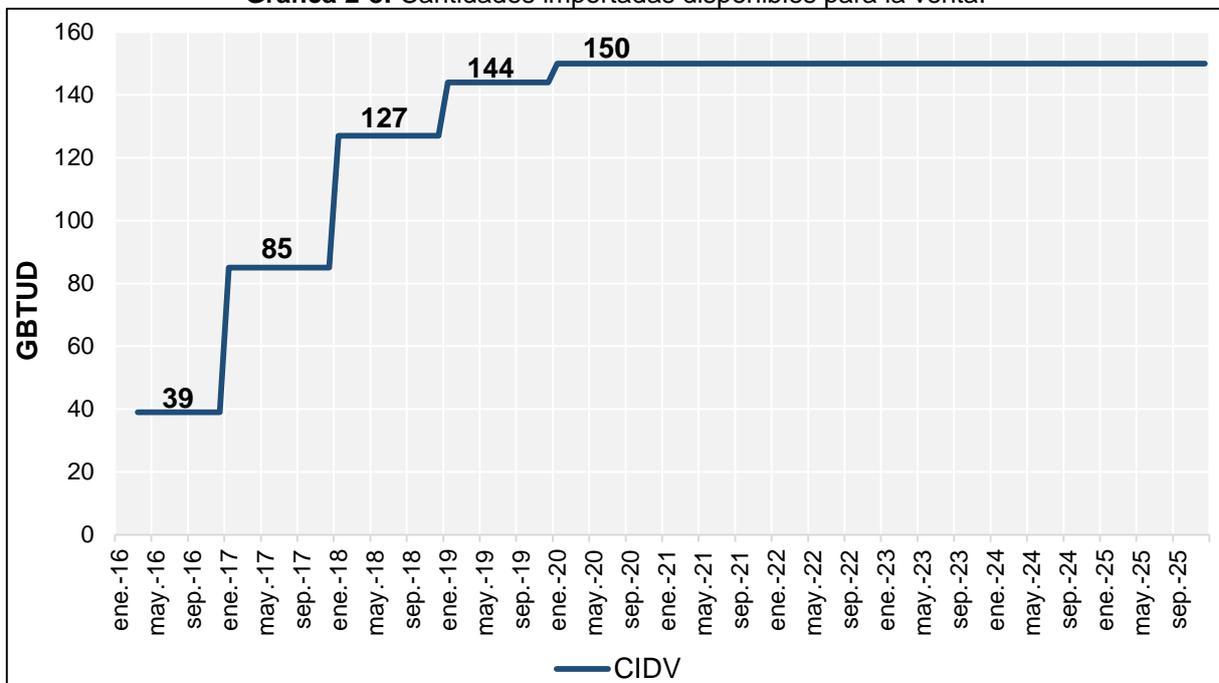
La declaración de producción certificada por los agentes en marzo de 2016, es considerada como la oferta base para la realización de los balances y a partir de ésta se han definido dos escenarios

que incluyen la importación de Venezuela y el resultado de incorporación de reservas probables, posibles y nuevos recursos.

Escenario bajo: Declaración de producción de 2016 (Resolución Minminas 31132 de marzo 30 de 2016). Corresponde a la declaración de producción de 2016 y considera los aportes de la planta de regasificación, descontando aquellos volúmenes provenientes de campos apartados más o menos a 200 Km de la red troncal y cuyos volúmenes son inferiores a 2 GBTUD. El valor descontado por éstas condiciones es inferior al 0.4% de la oferta total nacional y no alcanza volúmenes mayores a 6 GBTUD.

Escenario medio: Escenario bajo + importaciones de Venezuela, toma como punto de partida el escenario bajo y se suman las cantidades importadas vía gasoducto desde Venezuela y que fueron declaradas por ECOPEPETROL que van desde 39 GBTUD hasta 150 GBTUD tal como se observa en la Gráfica 2-8.

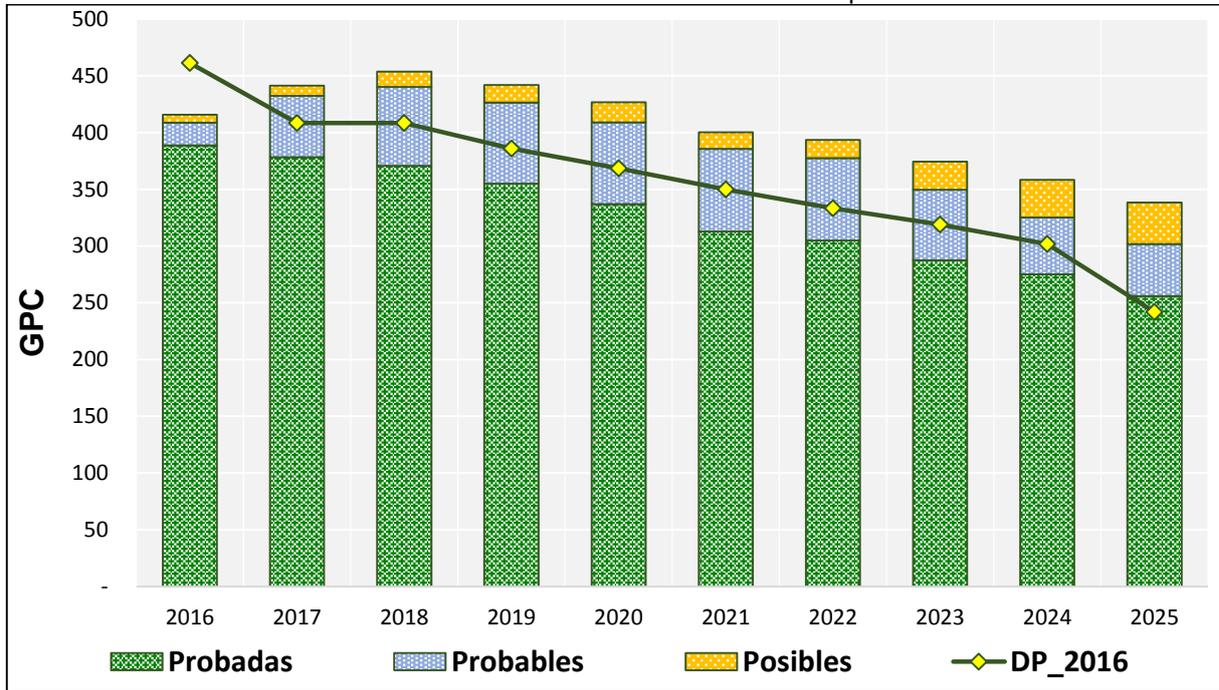
Gráfica 2-8: Cantidades importadas disponibles para la venta.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol.

Escenario alto: Escenario medio + Desarrollo reservas probables y reservas posibles, y la incorporación de nuevos recursos, tanto convencionales como no convencionales. Éste escenario está conformado por el escenario medio, adicionado por una fracción de las reservas probables y posibles. Para este escenario se supone que se incorpora el 50% de la diferencia entre la curva de producción de reservas totales informada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a corte 31 de diciembre de 2014, y la declaración de producción de 2016 (área por encima de la curva de declaración en la Gráfica 2-9).

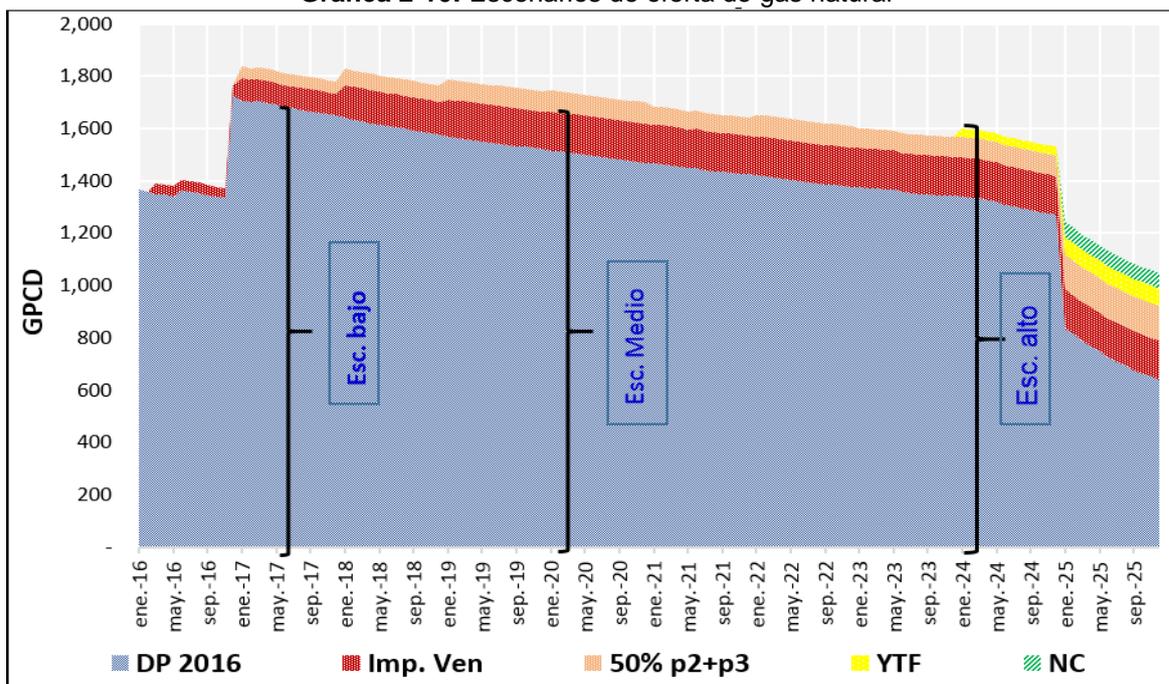
Gráfica 2-9: Producción de reservas Vs declaración de producción 2016



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, ANH, UPME

Además se supone la incorporación de gas natural proveniente de recursos “yet to find” a partir de enero de 2024, ubicados en bloques costa afuera y de recursos no convencionales provenientes de carbón (CBM) a partir de enero de 2025 en la cuenca de Cesar Ranchería. En la Gráfica 2-10 se observan los tres escenarios.

Gráfica 2-10: Escenarios de oferta de gas natural



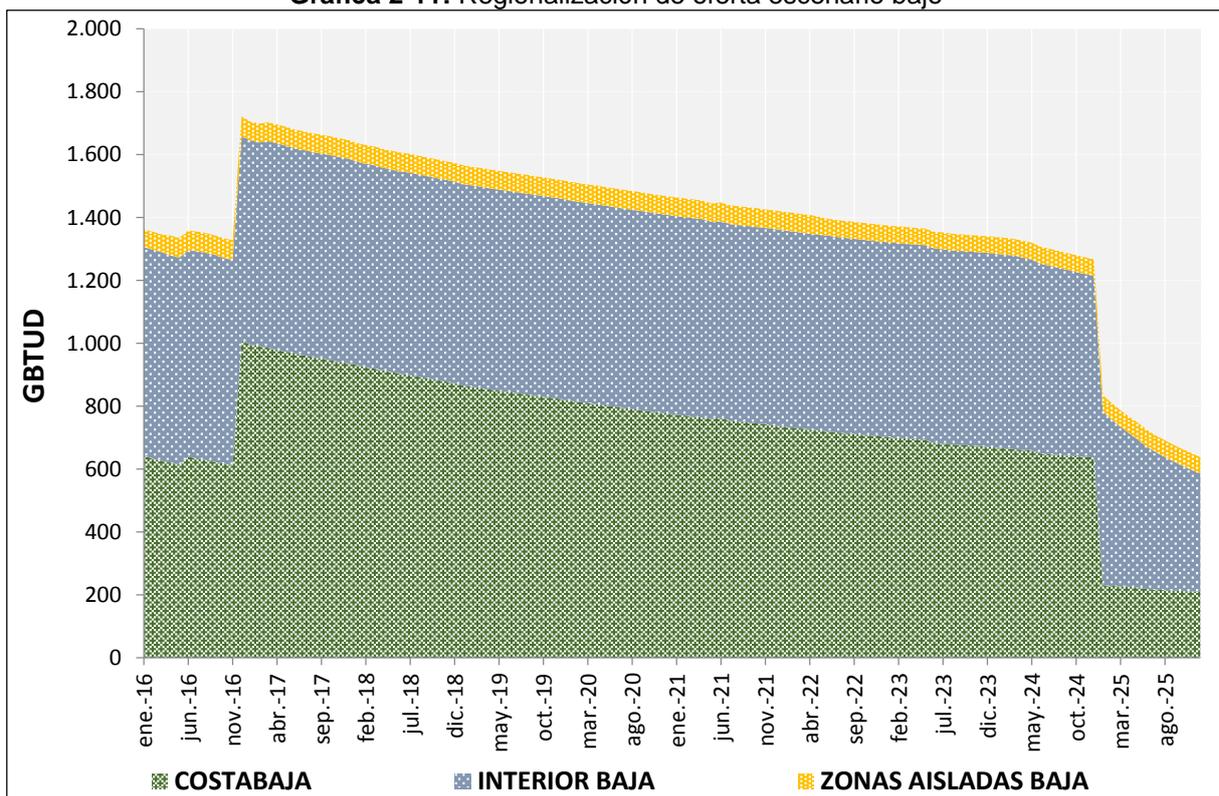
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, ANH, UPME

Para efecto de análisis cada uno de los escenarios fue segmentado espacialmente, en tanto se tiene una mejor comprensión por razón del elemento transporte, que define la cantidad de gas que puede ser destinada a atender la demanda, independientemente de los volúmenes que pueda producir, cada campo y declarado a Ministerio.

Así entonces, se dispone de tres regiones en cada escenario de oferta que consideran a: i) Costa, ii) Interior del país y iii) Zonas aisladas. El en capítulo de balance se presentan los resultados al contrastar la oferta y la demanda con criterio regional, pues las diferencias entre cada una de estas son importantes

La Gráfica 2-11 presenta la regionalización de la oferta del escenario bajo. Es claro que el volumen de gas natural de las zonas aisladas es mínimo frente a los aporte de Costa e Interior, su importancia radica en que son cantidades de atiende demanda localizada. En esta clasificación se consideran dos sistemas: el de Casanare conformado fundamentalmente por el campo Floreña y el de Norte de Santander constituido por los aportes de los campos del Catatumbo (Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú)

Gráfica 2-11: Regionalización de oferta escenario bajo



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, ANH, UPME

3 ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS NATURAL

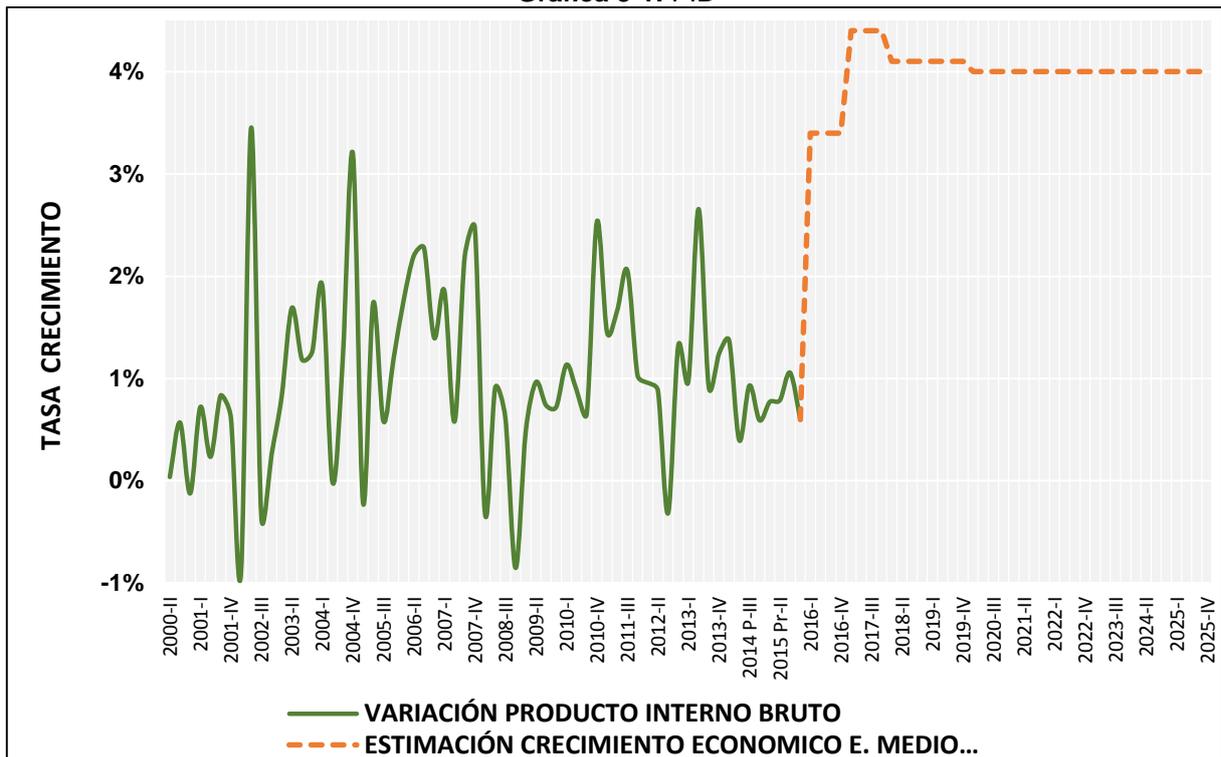
Este capítulo contiene la evolución del consumo sectorial y regional de Gas Natural y la estimación de escenarios futuros de demanda, a la luz de supuestos de las distintas variables que definen el comportamiento de los distintos usuarios.

3.1 Marco de Referencia

Para realizar la estimación de demanda de gas natural en el periodo 2016-2024 se establece como marco de referencia el crecimiento de la economía colombiana, la evolución de población y otros indicadores tanto exógenos como endógenos que incluyen los últimos acontecimientos que afectan el desempeño macroeconómico de nuestro país.

Como se puede observar en la Gráfica 3-1, el crecimiento económico colombiano ha venido mostrando ciclos, y supone un no retorno a la bonanza del período anterior a la crisis financiera mundial, con un posterior retorno al crecimiento sostenido, que es consistente con la tasa media de largo plazo registrada en las casi dos últimas décadas y las mejoras esperadas en el desempeño de la economía.

Gráfica 3-1: PIB



Fuente: DANE, DNP

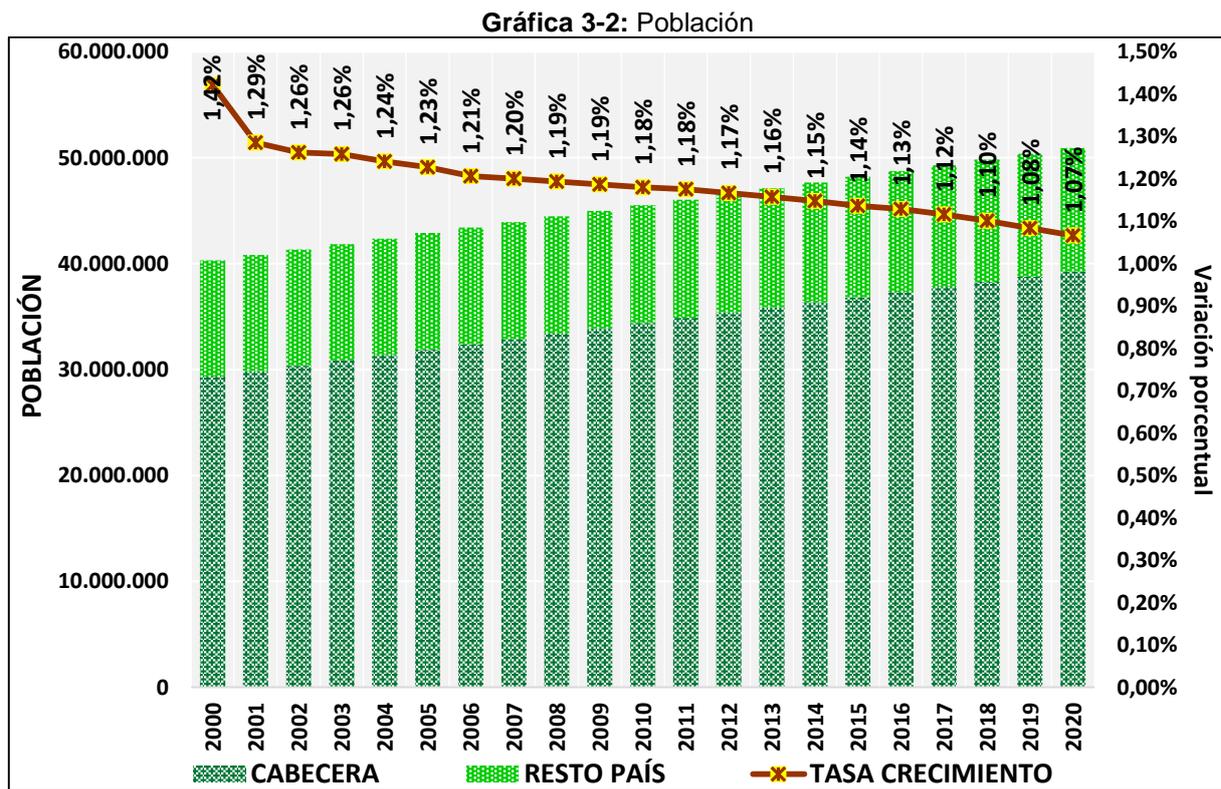
Durante 2015 las cifras mostraron crecimientos por encima del 3%, sobresaliendo el desempeño de los sectores agrícola (4,8), construcción (4,3%), financiero (4,2%) industria (4,1%), en tanto que el transporte han perdido dinámica de crecimiento con relación a 2014. Destacable el comportamiento de la industria que, luego de muchos periodos de crecimiento negativo, presenta una recuperación que muestra el esfuerzo del sector.

De otra parte, el bajo nivel que presentan las tasas de interés (en términos históricos), oscilando en un rango de 10% - 12% anual, viene estimulado el crecimiento de la demanda interna, pese a su atenuación por el impacto generado en la caída de los precios del petróleo y el carbón. Ello muestra también un desempeño satisfactoria estabilidad en la estabilidad laboral.

No obstante, el buen desempeño económico, nuestro país enfrenta algunas amenazas que eventualmente pueden comprometer los resultados alcanzados, entre los que se tiene la devaluación del peso, el incremento en la inflación anual y el déficit en cuenta corriente, que al finalizar 2015, se ubicaría en 6% del PIB.

En cuanto a la previsión de crecimiento económico de 2016 se aprecia mayor optimismo y la meta oficial de crecimiento es de 3,5%, en tanto que para 2017 se aproxime de nuevo a su nivel potencial de 4,4%.

En lo concerniente a tamaño y composición de la población se tomaron las estimaciones del DANE basadas en hipótesis del comportamiento demográfico con fundamento en el censo 2005. La Gráfica 3-2 presenta la estimación de la población colombiana de largo plazo.



Con el objeto de delimitar el mercado regional en función de la infraestructura de transporte de gas actual y la prevista, se estimó la población de cada municipio servido con gas natural y el número de hogares en esos municipios considerando el resultado agregado a nivel de regiones como el total potencial y muy próximo al total urbano según cruces de información del SUI y del Censo de 2005.

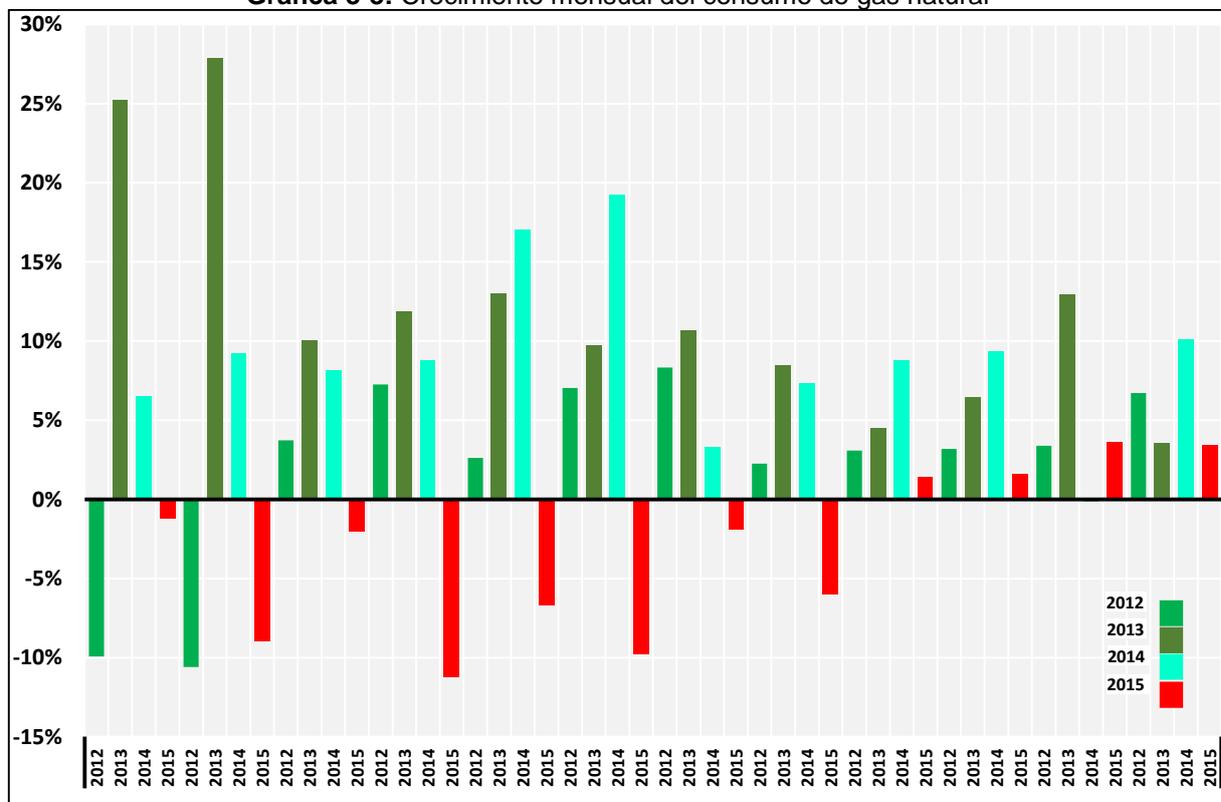
3.2 Consumo de gas natural

Al cierre de 2015, las estadísticas mostraron que en promedio durante el año se consumieron 1.030 GBTUD, mostrando un comportamiento decreciente frente al 2014 de 3,2 puntos porcentuales, cuyo origen es la disminución del consumo para generación termoeléctrica, la cual se redujo en 4,7% frente al año 2014, así como por un menor consumo en el sector transporte, que se contrajo 14,2%. Por su parte, el sector comercial presentó una disminución del 14,7% y la industria se redujo en 4,1%. Los sectores que mostraron dinamismo fueron en su orden, la refinación y ECOPEPETROL con 7,7% y 0,18% de crecimiento respectivamente.

En la Gráfica 3-3, se puede observar las variaciones negativas de consumo en los ocho primeros meses de 2015, comparadas con los mismos meses de los últimos cuatro años y solo desde septiembre la tendencia cambia, consecuencia de la intensificación del fenómeno de El Niño, que exigió del sistema máxima disponibilidad, pero sin alcanzar los suministros logrados en 2014.

El mejor desempeño en el consumo de gas natural entre septiembre y diciembre de 2015 originó un incremento de 4,1% en la demanda no regulada frente al promedio de los demás meses del mismo año, contrario a lo ocurrido con lo consumido por los usuarios regulados, que disminuyó un 3,9%, caso que resulta lógico, pues con la presencia del Fenómeno de El Niño y el mejoramiento de la economía del último trimestre, sin ampliación en la capacidad de transporte, no existía posibilidades para aumentar la disponibilidad de gas.

Gráfica 3-3: Crecimiento mensual del consumo de gas natural

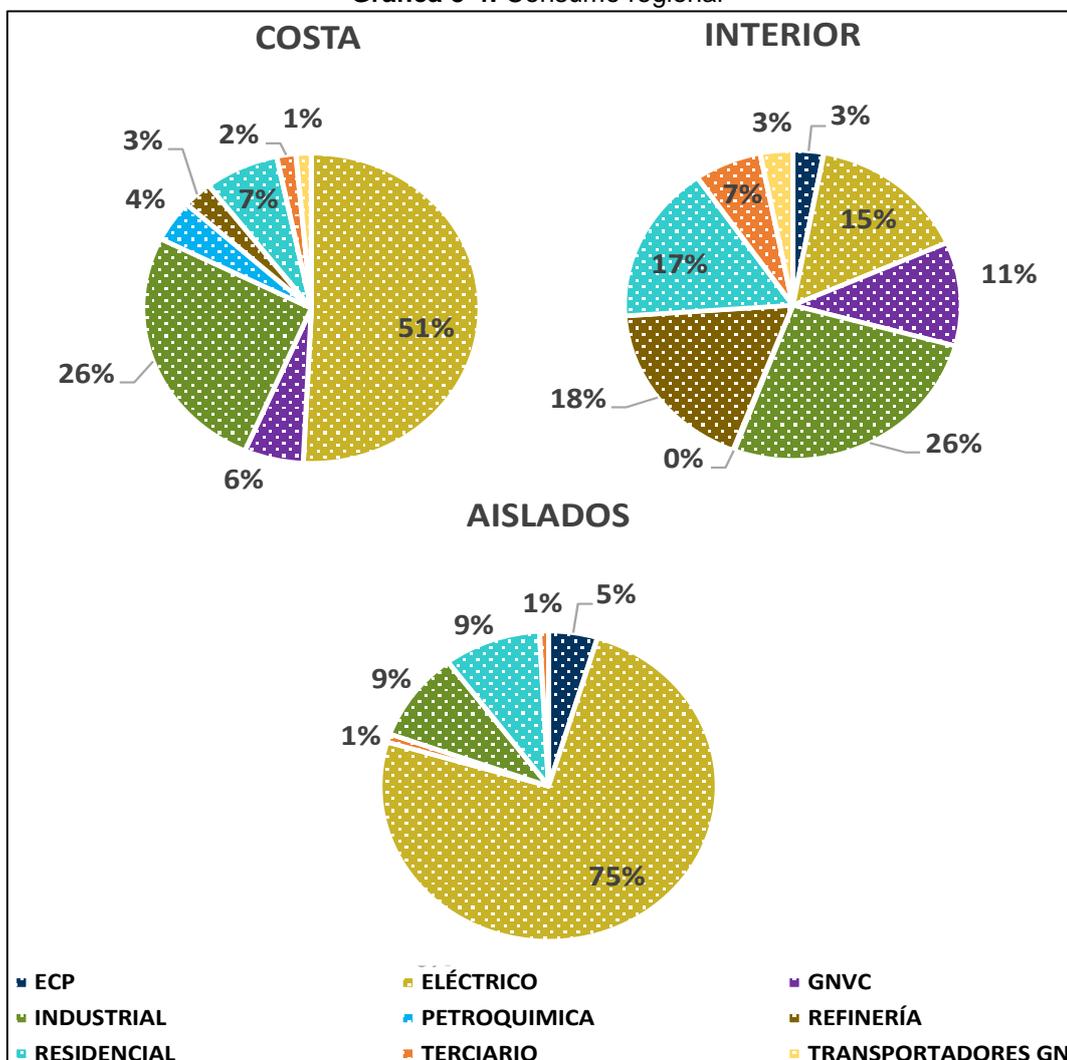


Fuente: UPME, con información de Concentra, 2015.

A nivel nacional, el sector termoeléctrico (el de mayor consumo) representó alrededor del 31,5% de la demanda total, seguido por el industrial que alcanzó una participación de 25,6% y las residencias que lograron el 12,7%. Los sectores de menor participación relativa fueron en su orden la petroquímica con 1,7% y ECOPEPETROL con 2%.

Para efecto de análisis se consideró el consumo de manera regional, destacándose el comportamiento del Interior, pues el consumo de gas natural para generación eléctrica creció 16% frente a 2014, además del consumo de ECOPEPETROL y de refinería que mantuvieron su dinámica. Entre tanto, la Región Caribe, en el neto, registró tasa de crecimiento negativo, promovida por un descenso en el consumo de la gran mayoría de los sectores, y solo los sectores residencial y refinería mostraron incrementos frente al año 2014. La Gráfica 3-4 muestra la participación relativa del consumo por región, en el año 2015.

Gráfica 3-4: Consumo regional



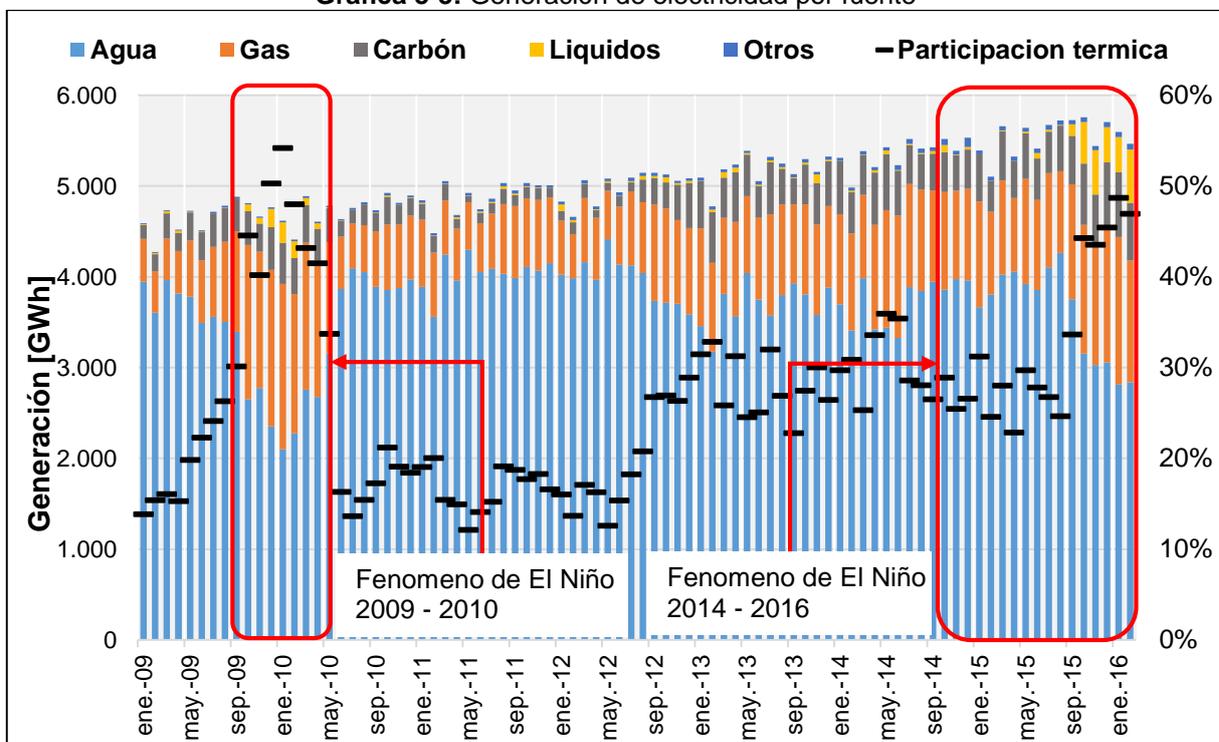
Fuente: UPME, CONCENTRA, PROMIGAS

Tanto en la Región Caribe como en la zona Aislada, el consumo de gas para generación representó la mayor proporción de consumo, mientras que el Interior estuvo dominado por el consumo industrial, aun cuando la estructura de uso en dicha región (Interior) está bastante diversificada, pues se aprecia una contribución equilibrada de los distintos sectores de consumo. Cabe mencionar que el sector denominado ECP, incluye la demanda que la empresa utiliza para generación de electricidad y otros consumos en los campos de producción de hidrocarburos del Oriente colombiano.

Dada la presencia del Fenómeno de El Niño en 2015, y por ende la necesidad de generar electricidad con plantas termoeléctricas, el consumo creció de forma importante en el Interior, no así en la Costa, pero se aportó al sistema eléctrico energía de las termoeléctricas, logrando superar el 50% de la generación total durante varios días del período, situación que no es menor, toda vez que la capacidad instalada térmica representa el 29,5% de la total, equivalente a 4.871,9 MW, y de los cuales 1.931,5 utilizan gas natural como fuente primaria, 1.592 MW emplean combustibles líquidos y 1.348 operan con carbón.

De manera particular, las centrales térmicas a gas han participado hasta con cerca del 40% de la oferta de electricidad y las de carbón con más del 12% de la electricidad entregada al sistema durante periodos específicos. Igualmente se nota que en los meses en que ha ocurrido el Fenómeno de El Niño, se nota participación importante en la oferta de electricidad de las unidades térmicas operadas con líquidos. La Gráfica 3-5 registra la importancia de esta generación en particular en el periodo comprendido entre el mes de octubre de 2015 y los primeros meses de 2016.

Gráfica 3-5: Generación de electricidad por fuente



Fuente: XM, UPME, CONCENTRA

3.3 Estimación de demanda de gas natural

La estimación de demanda total de gas natural del país se realizó a partir de las proyecciones individuales de este energético en los distintos sectores de consumo y que comprenden al residencial, el comercial (terciario), industrial, petroquímico, petrolero (ECP), transporte (GNV) y termoeléctrico. La prospectiva de cada uno de estos sectores tiene su propia metodología, debido a las características que cada cual tiene y los resultados se presentan con resolución mensual.

Igualmente se realizó un análisis espacial y se distribuyó el país en siete regiones, las cuales obedecen a particularidades socioeconómicas y de localización de la red de transporte. Dichas regiones son: Centro, Costa, CQR, Noreste, Noroeste, Suroeste y Tolima grande.

Los principales supuestos que determinaron el escenario base de proyección de gas natural hacen referencia a; el escenario PIB de mediano plazo publicado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y por el Departamento Nacional de Planeación –DNP, mostrado en la Gráfica 3-1, ; la estimación de crecimiento de la población definida por el DANE, presentada en la Gráfica 3-2, y por la aplicación de precios de los diferentes energéticos que son sustituibles entre sí, utilizando en los casos en que fue necesario la regulación definida para cada uno de ellos.

Es importante resaltar que precios elevados en los distintos segmentos de la cadena de comercialización de gas, pueden originar un proceso de caída en la demanda.

En las siguientes secciones se presentan los resultados de la proyección de demanda de gas natural para cada uno de los diferentes sectores de consumo, con los cuales posteriormente se construirá el balance de gas natural, tanto nacional como regional.

3.3.1 Sector Residencial

En la actualidad el servicio de gas natural cubre a más de 7,9 millones de hogares², y mantiene un consumo promedio relativamente estable por hogar que se aproxima a los 13 m³ mensuales, en las diferentes zonas. En consecuencia, el aumento de demanda depende del crecimiento demográfico y del incremento en la cobertura en cada uno de los mercados evaluados y que en este caso hace referencia a las siete zonas establecidas. La proyección del número de hogares fue tomada de las proyecciones realizadas por DANE con base en censo de 2005.

Para modelar el crecimiento de las conexiones residenciales, se utilizó una función logística, cuyos parámetros se calcularon mediante algoritmos genéticos³. La estimación de demanda de las diferentes regiones consideró modelos de Vectores de Corrección del Error -VEC-, en los que se relaciona la serie de demanda de gas natural con las series del precio de suministro del gas

² Cobertura Gas Combustible Diciembre 2015. Ministerio de Minas y Energía. En línea: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1157884/4_Coberturas+gas+combustible-Dic2015_GN+%281%29.pdf/467b08cf-a2aa-47e3-ae29-7030321c887e

³ Proyección Demanda Gas Natural. Revisión Diciembre 2015. UPME. En línea: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Gas_Natural_Diciembre%202015.pdf

de La Guajira, el precio de suministro promedio del GLP (valores históricos y proyectados) y la cobertura del servicio de gas natural⁴.

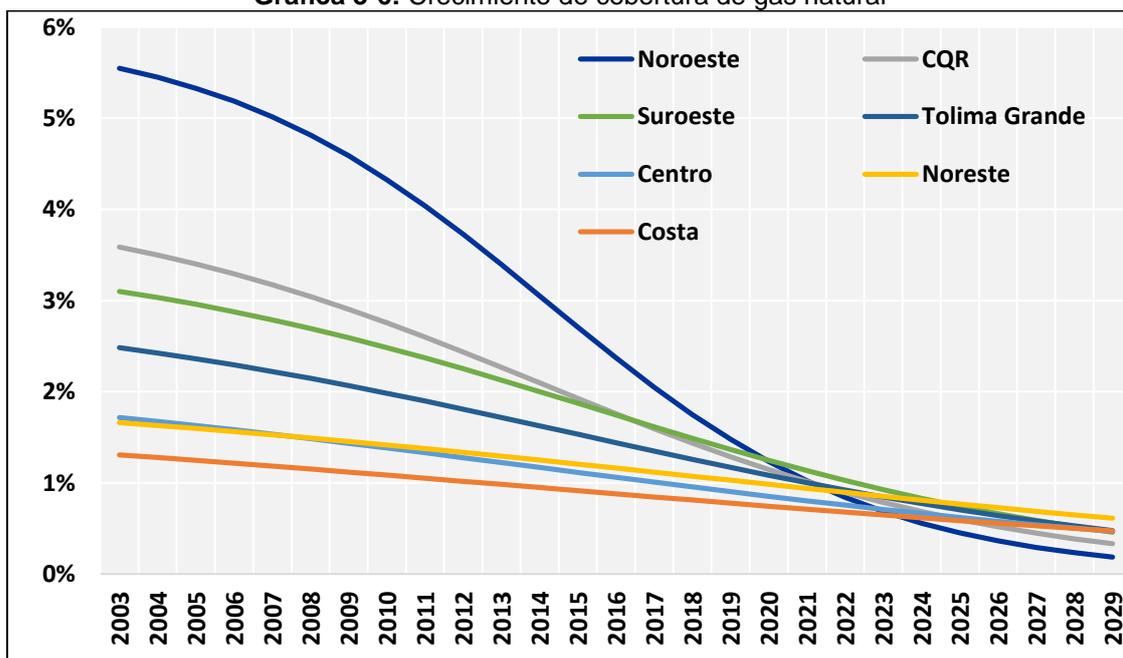
Las series de precios se originan en la Unidad, mientras que la serie histórica de cobertura son los datos suministrados por el Ministerio de Minas y Energía, a diferencia de las revisiones anteriores en las cuales se utilizó la serie histórica publicada por el SUI.

En la Gráfica 3-6 se presenta el crecimiento potencial de cobertura regional, cuyos resultados indican que las mayores tasas de crecimiento se presentan en las zonas de Noroeste, CQR y Suroeste, en tanto que, la Región Costa ya está alcanzando su nivel de saturación con lo cual el crecimiento de usuarios es bajo, al igual que en Noreste.

Durante 2015, Noroeste fue la segunda región con mayor crecimiento de la demanda, mostrando un 6,2% del total. La región Noreste, a pesar de ser una de las de menor crecimiento en cuanto a cobertura del servicio, aumentó su demanda de 2014 a 2015 en 7,7 puntos porcentuales.

En el escenario medio, los resultados de la estimación indican una tasa de crecimiento del sector residencial de 3,2%, lideradas por el crecimiento en consumo y cobertura en regiones como Centro, Noroeste y Suroeste.

Gráfica 3-6: Crecimiento de cobertura de gas natural

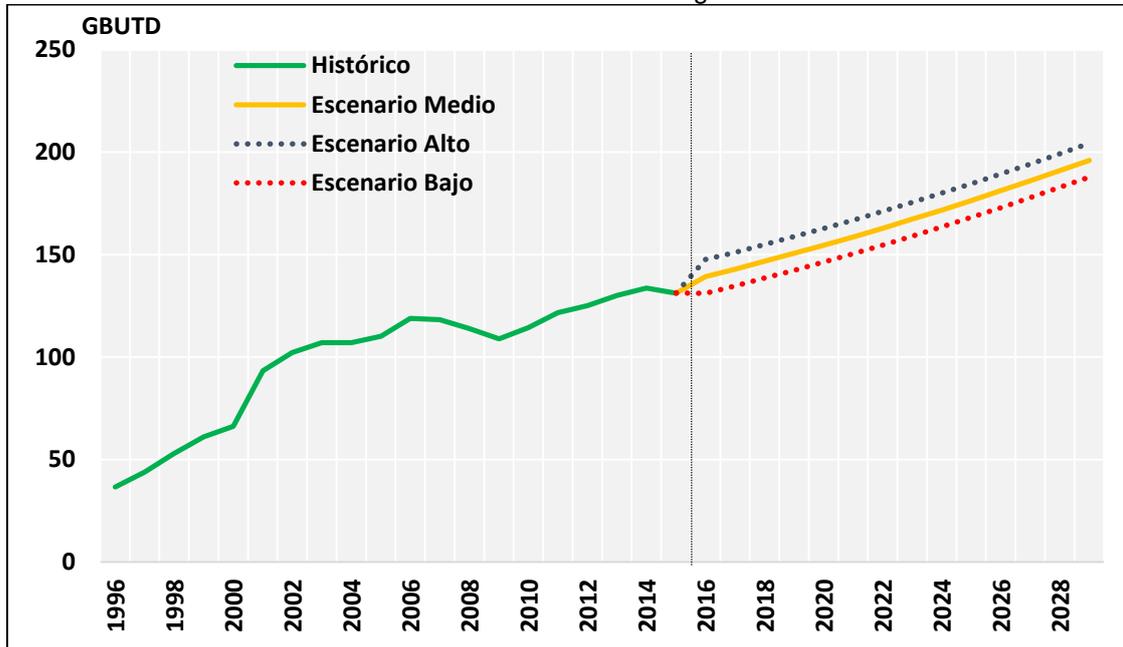


Fuente: UPME

La Gráfica 3-7 presenta los resultados de la estimación del escenario medio y se consideran adicionalmente dos escenarios alto y bajo, los cuales fueron contruidos a partir del escenario medio con un intervalo de confianza correspondiente al 95%.

⁴ UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea: http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

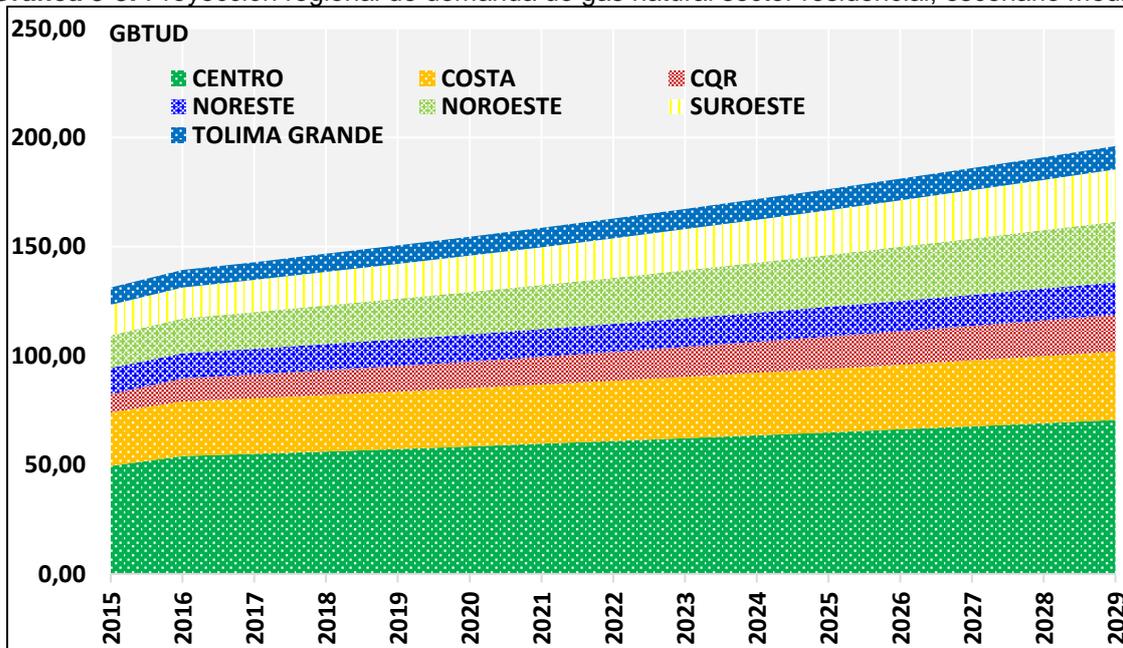
Gráfica 3-7: Escenarios de demanda nacional de gas natural sector residencial



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

La proyección de largo plazo de gas natural por regiones para del sector residencial se muestra en la Gráfica 3-8. La región que seguirá teniendo el mayor consumo de gas natural es Centro, con una tasa de crecimiento promedio anual de 2,2%. Por su parte la región Noroeste es la que presenta mayor crecimiento con tasas promedio anuales de 4,9%, permaneciendo en el tercer lugar de consumo en el sector residencial.

Gráfica 3-8: Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio.



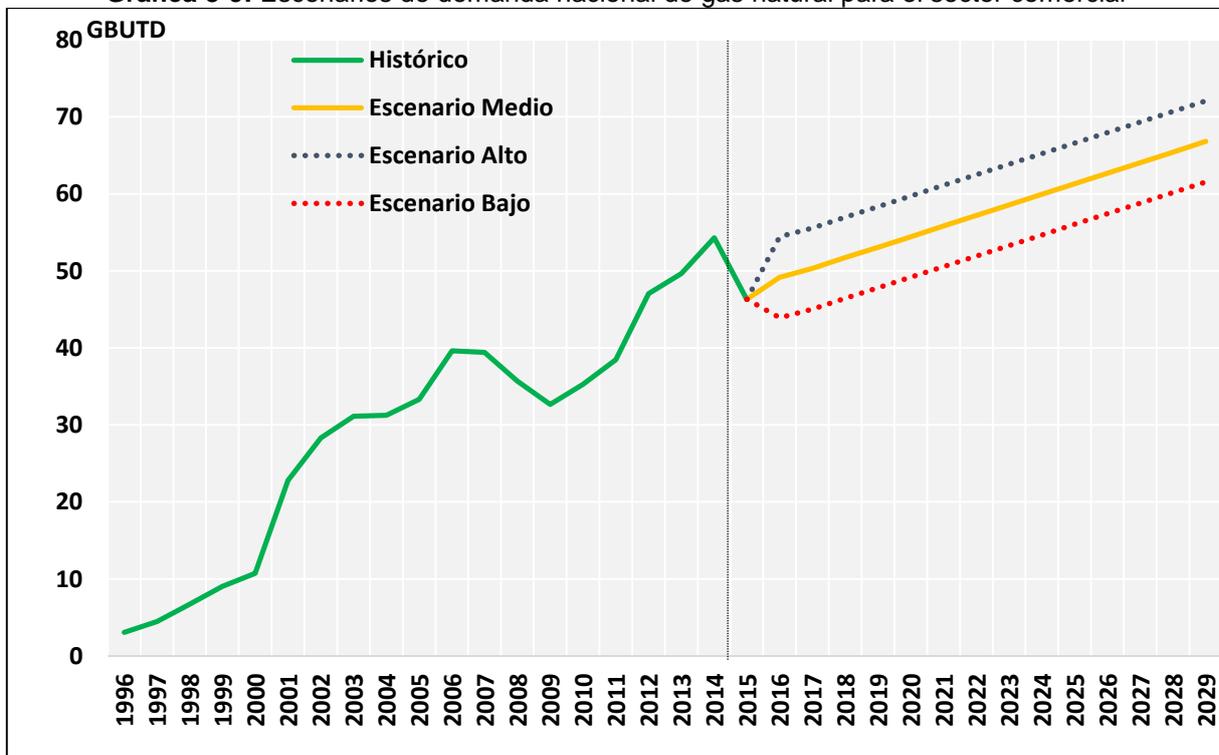
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

3.3.2 Sector Comercial

Por años se consideró que la demanda de gas natural en el sector comercial o terciario crecía a tasas muy parecidas a las del sector residencial. Sin embargo, durante 2015 el consumo de gas natural en este sector presentó una disminución de 14,7% con respecto al 2014, en virtud de que en cinco de las siete regiones de consumo se registraron decrecimientos de más del 10%, mientras que el eje cafetero (región CQR) y el Tolima grande presentaron crecimientos positivos de la misma magnitud, pero tan solo representan el 9% de la demanda.

La proyección de demanda del sector comercial se modeló mediante vectores de corrección del error, VEC, en los que se relacionó la demanda de cada región con los precios de suministro del gas natural de la Guajira y los precios promedio de suministro del GLP⁵. La Gráfica 3-9 muestra los resultados de la estimación de demanda de gas natural en el sector comercial del escenario medio y de los dos escenarios construidos con un nivel de confianza del 95%.

Gráfica 3-9: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector comercial



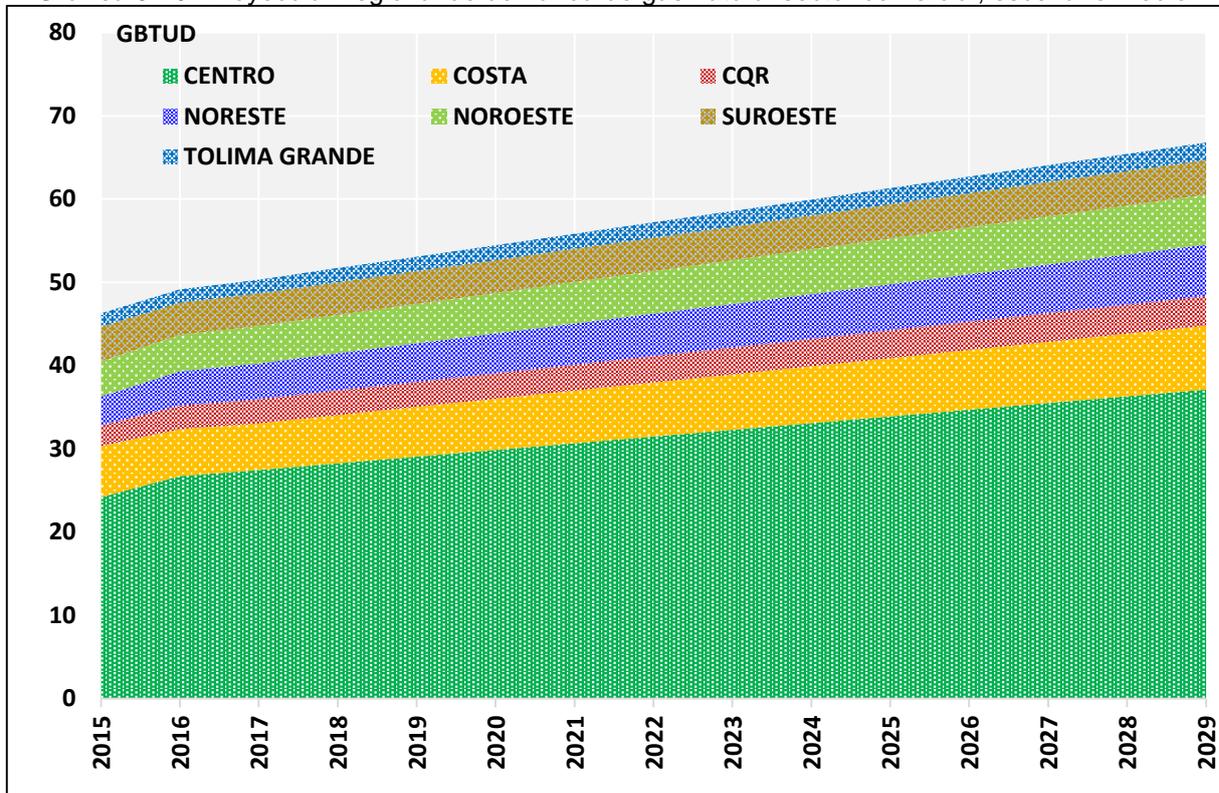
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

La demanda comercial regional Gráfica 3-10 considera una tasa de crecimiento anual promedio de 2,48% entre 2015 y 2029. Las regiones con mayor dinamismo son Noreste y Centro, con 3,4% y 2,65% respectivamente. La región de mayor contribución corresponde a Centro, con casi el

⁵ UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea: http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

50% del total del sector, seguida de Costa. Las demás regiones muestran una contribución pequeña.

Gráfica 3-10: Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

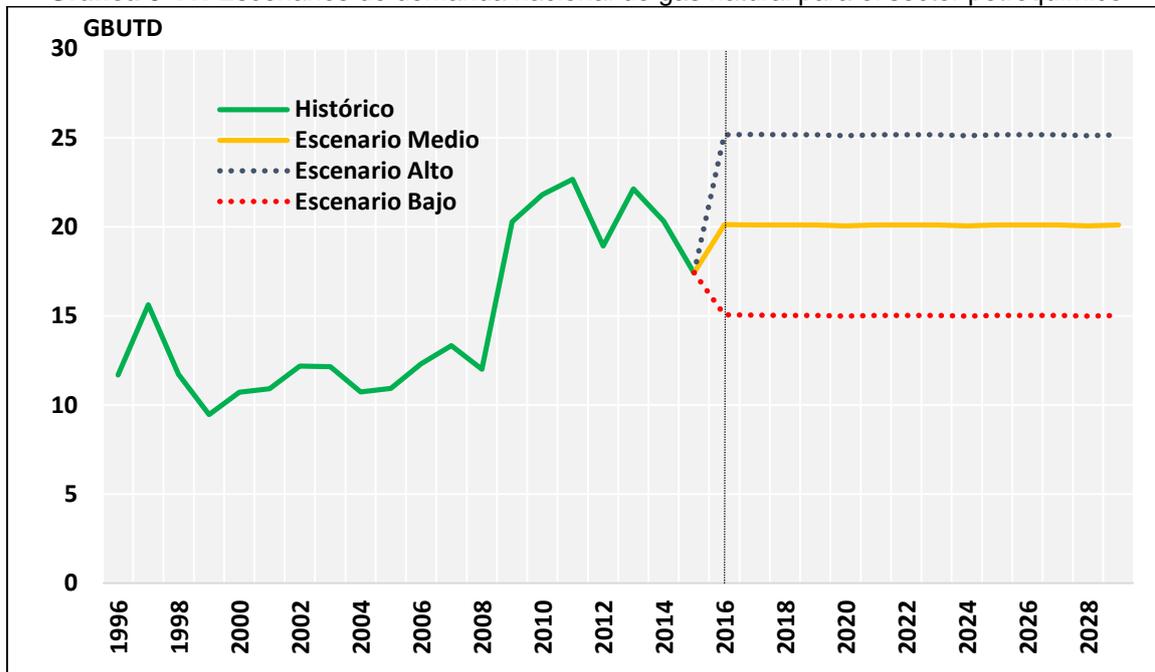
3.3.3 Sector Petroquímico

La demanda de gas natural del sector petroquímico está concentrada en dos regiones: Costa y Noroeste, con una participación de 95% y 5% respectivamente. Comparando los años 2014 y 2015, la demanda del sector disminuyó en un 14,2%, debido principalmente a un decrecimiento del índice de producción real del sector de químicos básicos, que a final de 2015 resultó ser de -4,6%⁶ en la Costa Atlántica.

El modelo utilizado para la proyección de demanda de gas natural como materia prima es el de vectores de corrección del error –VEC–, en el que se relaciona la demanda de gas natural del sector con variables como el precio de suministro de gas natural de La Guajira y el Índice de Producción Real reportado para las empresas que fabrican productos químicos básicos. La Gráfica 3-11 consigna los resultados de la estimación de demanda del escenario medio y los construidos con los intervalos de confianza del 95%.

⁶ Banco de la República Colombia. (11 de Septiembre de 2015). *Boletín Económico Regional Costa Caribe*. Obtenido de Banco de la República Web site: http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/ber_costacaribe_tri4_2015.pdf

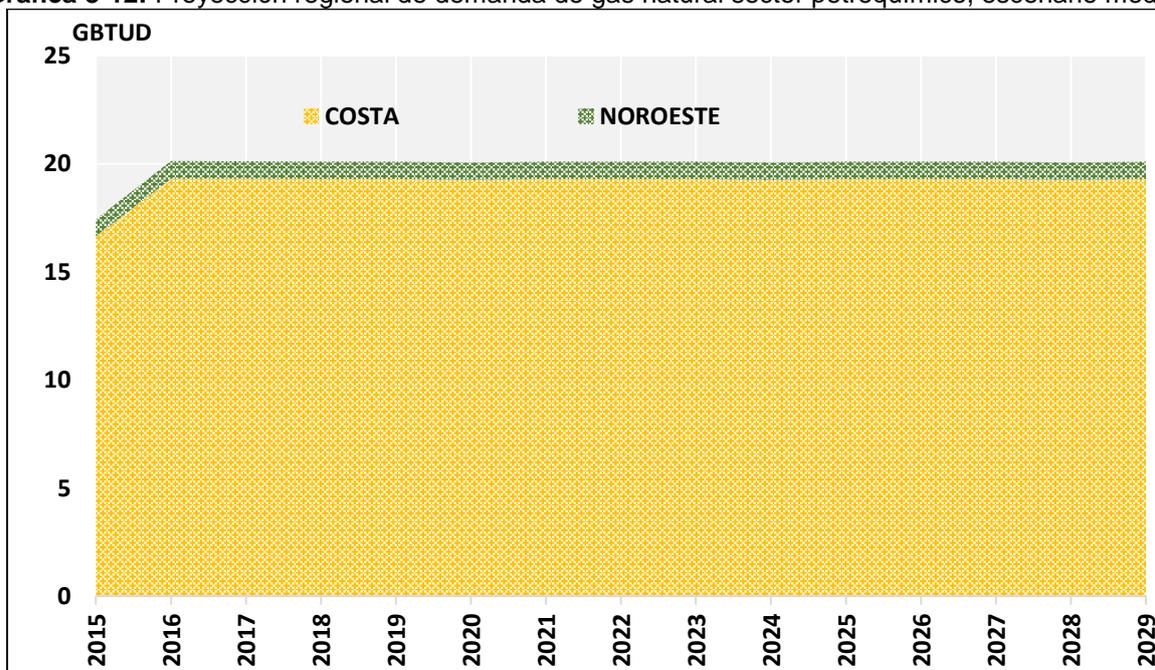
Gráfica 3-11: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Banco de la República, 2015.

En la Gráfica 3-12, se presentan los resultados de la estimación de demanda de gas natural con destino a la petroquímica, la cual parece mantenerse en alrededor de 20 GBUTD. Hasta el momento no se tiene conocimiento de entrada de nuevos proyectos que permitan aumento de la demanda.

Gráfica 3-12: Proyección regional de demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Banco de la República, 2015.

3.3.4 Sector Industrial

El gas natural es uno de los principales energéticos utilizados por el sector industrial, y dentro de la estructura de consumo de 2015 este sector ocupó el segundo lugar, con una participación de 28%, precedido por el sector eléctrico. En ese mismo año, este fue uno de los sectores que mostró tasas de decrecimiento, pasando en promedio de 275 GBTUD en 2014 a 263 GBTUD, lo que representa una disminución del 4,1%.

Pese a la recuperación económica del país hacia final de año, el gas natural consumido por el sector no fue suficiente para superar lo ocurrido en 2014, aún cuando la industria creció un 3,5% durante el cuarto trimestre, incluso por encima del crecimiento promedio de toda la economía durante 2015, e implicando un mayor consumo de gas natural por el sector productivo durante dicho trimestre,.

Por otra parte, en los últimos trimestres se observó una aceleración en el ritmo de crecimiento del país que pasó de crecer 2,9% en el primer semestre a 3,2% en la segunda mitad del año, lo que motivó que por primera vez en ocho años que la industria creciera por encima del promedio de la economía.

La dinámica industrial se ha venido acelerando: cayó 1,8 y 0,2 en el primer y segundo trimestres del año, mientras que en el tercero creció 3,2 y en el cuarto trimestre 4,0%. Sin embargo, esto no fue suficiente para incrementar el consumo de gas natural y lograr tasas de crecimiento positiva frente a 2014, pues consumo en regiones como Costa, Suroeste y Noreste, disminuyó en 13,1%, 10% y 13,7% respectivamente, como consecuencia de bajos crecimientos en sus índices de producción real.

La proyección de demanda del sector industrial fue modelada mediante vectores de corrección del error –VEC-, en los que se relacionó la demanda nacional del sector con el precio del gas natural de La Guajira, el precio del carbón como sustituto en procesos de calentamiento y el PIB proyectado del sector Industrial⁷. La proyección del PIB trimestral es realizada en la Unidad.

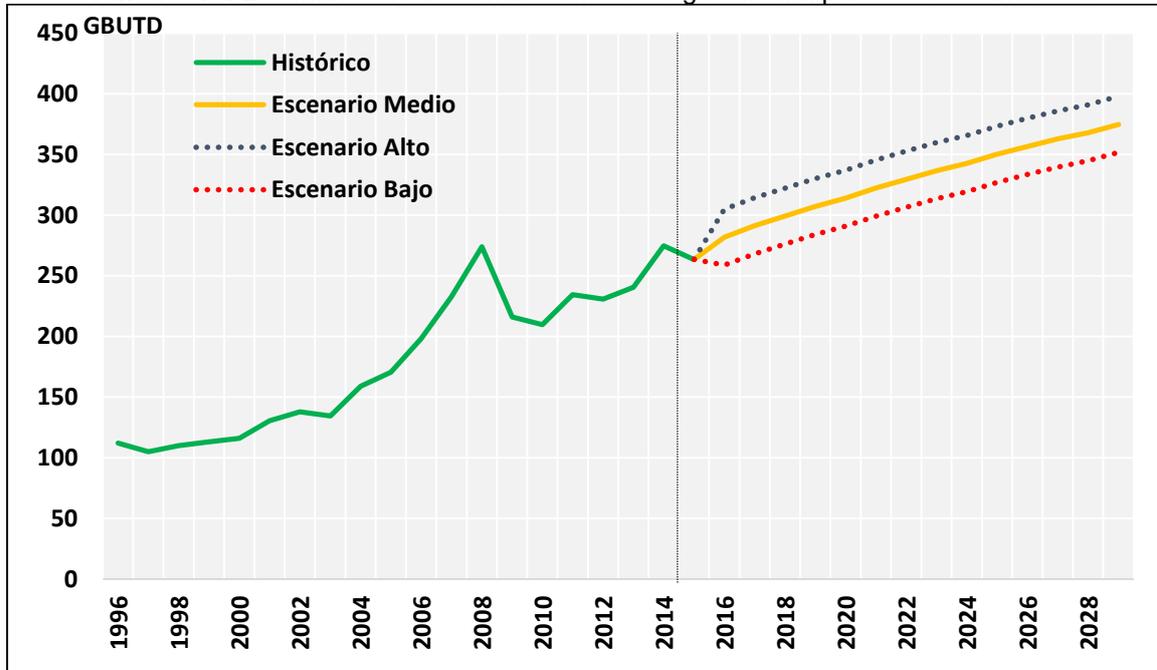
La demanda proyectada en el escenario medio para el período 2015 – 2029 (Gráfica 3-13) presenta un crecimiento medio anual de 2,3% durante el horizonte de análisis, pasando de 262,3 GBTUD en 2015 a 374,6 GBTUD en 2029 con un aumento de la demanda de en 111, 3 GBTUD. Igualmente se muestra los intervalos de confianza de 95%, como escenarios alto y bajo para este ejercicio de proyección. En comparación con revisiones anteriores, se proyecta un crecimiento menor del consumo de gas natural de la industria, debido al bajo crecimiento proyectado de la economía del sector y a la desaceleración que presentó en 2014 y el bajo crecimiento de 2015.

Regionalmente, Centro y Costa se mantienen como las de mayor participación relativa, llegando a 60% al final del período de estimación, pese a que las tasas de crecimiento medio solo alcanzan 2,4% y 1,7% promedio año, crecimiento que es superado por el de regiones como Noreste,

⁷ UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea:
http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

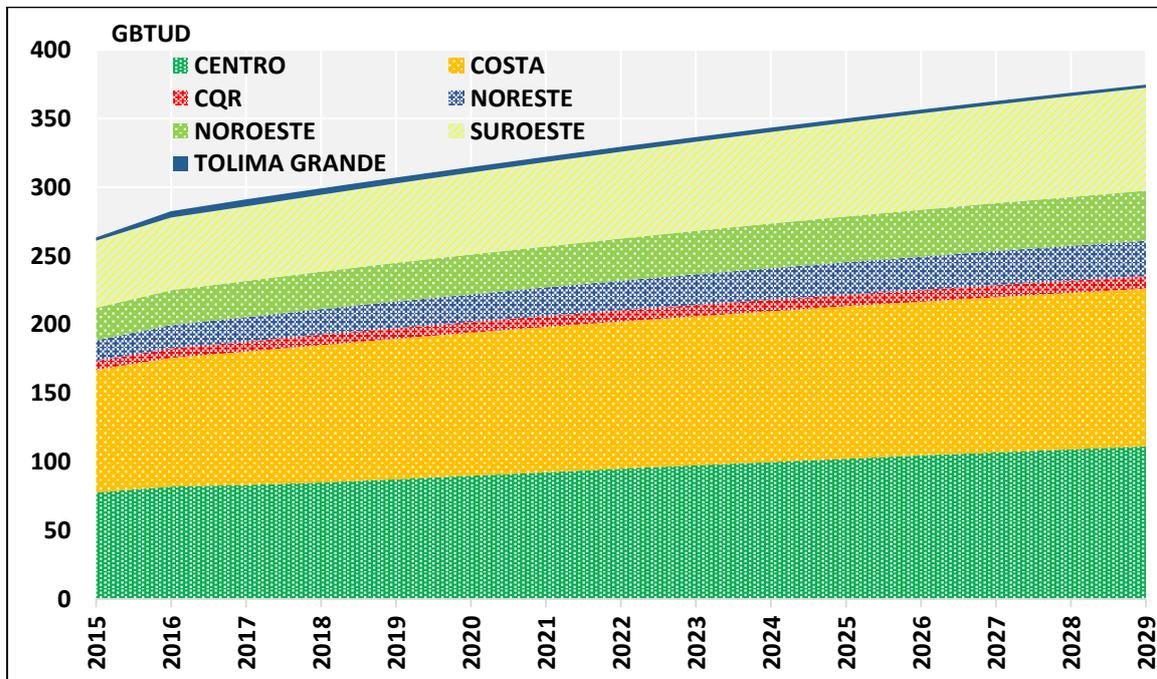
Suroeste y Noroeste, que detentan valores de 3,8%, 2,9% y 2,8% respectivamente, pero con contribuciones pequeñas, tanto al inicio como al final del horizonte de la proyección, tal y como se muestra en la Gráfica 3-14.

Gráfica 3-13: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector industrial



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 3-14: Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

3.3.5 Sector Transporte

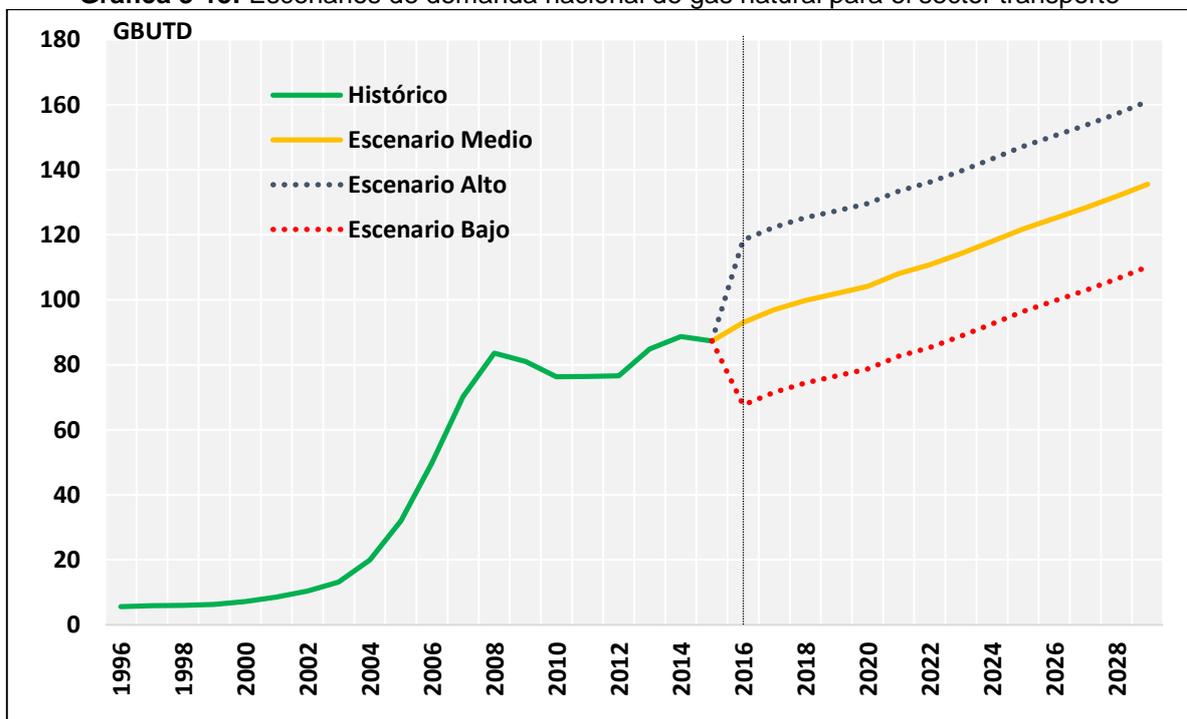
La estimación de demanda de gas natural como combustible para vehículos se realizó mediante un modelo analítico denominado ENPEP⁸ el cual simula la operación de sistema energéticos, donde los requerimientos energéticos son explicados por variables de crecimiento económico nacional y regional, y pueden ser atendidos por diferentes energéticos según sean sustituibles. La proyección se basa en un modelo de movilidad de pasajeros y carga.

En este modelo se incluyen las proyecciones de precios de los diferentes energéticos, las proyecciones de producción de combustibles, los planes de oxigenación de gasolina y ACPM, los planes de transporte masivo con diferentes alternativas de combustible, entre otras variables. Los datos presentados corresponden a la revisión del mes de diciembre de 2015.

Al finalizar 2015, el consumo promedio llegó a 87 GBUTD, registrando una reducción del 1,4% frente a 2014, la cual es explicada por un menor consumo en las regiones del Interior del país, cuya pérdida fue de 6 puntos porcentuales con relación al 2014. Solo la región de la Costa mostró resultados positivos creciendo 14% al pasar de 19 GBUTD a 21 GBUTD.

El escenario medio crecerá al 3,2% al pasar de 87 GBUTD en 2015 a 135 GBUTD en 2029, tal como se muestra en la Gráfica 3-15, como en los demás sectores se presenta escenarios alto y bajo definidos por un intervalo de confianza del 95%.

Gráfica 3-15: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector transporte

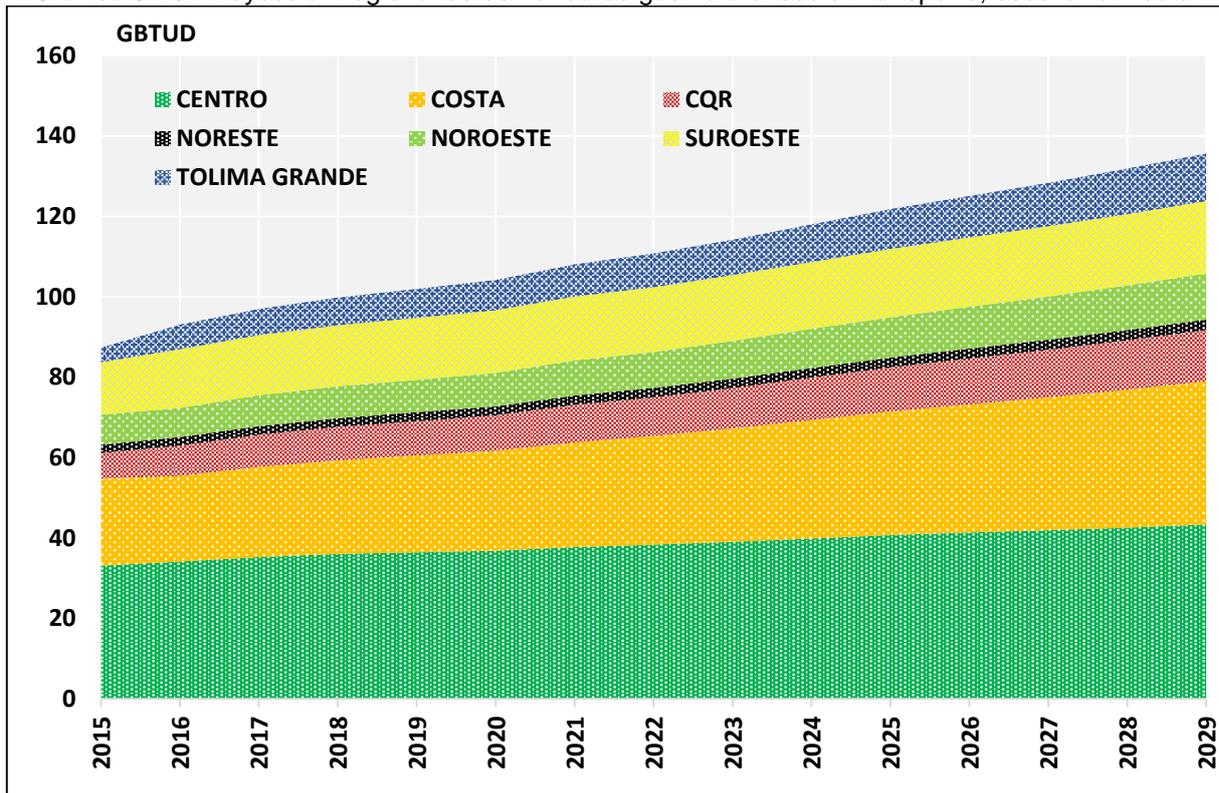


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

⁸ Energy and Power Evaluation Programme. Argonne National Laboratory

Regionalmente se estima que Tolima Grande, Noroeste y CQR serán las de mayor creciente con 5,1%, 4,6% y 4,5%, correspondientemente, mientras que Noroeste, Suroeste y Centro muestran los menores crecimientos con 1,7%, 1,8% y 2,1% respectivamente. No obstante la región Centro será la de mayor participación relativa en todo el horizonte de análisis, seguida de Costa, como se aprecia en la Gráfica 3-16.

Gráfica 3-16: Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol, 2015.

3.3.6 Sector Termoeléctrico

El cálculo de la demanda de gas natural del sector termoeléctrico depende principalmente de los aportes hidrológicos, así como de la senda de expansión en el largo plazo, con su correspondiente desarrollo tecnológico. En este sentido, para la proyección de gas natural para generación se formulan varios escenarios, los cuales tienen una relación directa con el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029, el cual fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40095 del 01 de febrero de 2016.

Para determinar la demanda de gas en este sector de consumo, se utiliza el modelo energético Stochastic Dual Dynamic Programming –SDDP–, el cual pronostica la operación del Sistema Interconectado Nacional, el costo marginal del sistema y la generación por tecnología, junto con los respectivos consumos de combustible asociados a cada tecnología de generación.

Todo lo anterior en función de la proyección de demanda de energía eléctrica, los escenarios de expansión del parque generador, los costos de combustible utilizados para la generación de energía, los costos de operación y administración de cada una de las unidades generadoras, la

disponibilidad de combustibles, las series hidrológicas de velocidad del viento y radiación solar históricas y proyectadas, la política de utilización de los embalses, entre otras variables.

El consumo de Gas calculado por el SDDP no tiene en cuenta las limitaciones físicas y naturales de la red de transmisión de energía eléctrica, es decir, se asume un despacho uninodal, con un único nodo de generación y demanda. Así mismo, el modelo no contempla condiciones de mercado. Es por estas razones que se deben determinar los requerimientos de combustible para las generaciones de seguridad⁹, las cuales están asociadas a las restricciones de cada una de las áreas y sub-áreas eléctricas del sistema. Para ello se utiliza la herramienta de simulación eléctrica DIGSILENT.

Adicionalmente, se debe establecer para cada una de las plantas de generación, el valor de consumo de combustibles en una etapa o instante de tiempo determinado, el cual es el máximo valor por unidad entre el consumo establecido por el SDDP, y el cálculo que está relacionado con los requerimientos de seguridad de la red eléctrica, es decir:

$$CG_{total_t} = \sum_{j=1}^n CG_{t,j}$$

$$CG_{t,j} = \max \left(CG_{SDDP_{t,j}}, CG_{restricción_{t,j}} \right) \cdot (1 + k)$$

$$CG_{SDDP_{t,j}} = \frac{1}{E} \cdot \left(\sum_{i=1}^E CG_{SDDP_{t,j,i}} \right)$$

Donde:

t: Es la etapa del horizonte de estudio. Para este caso mes o semana, dependiendo de la simulación.

CG_{total_t} : Es el consumo total de Gas Natural del sector termoeléctrico en la etapa t.

j: Índice relacionado a la planta termoeléctrica que es objeto de análisis.

$CG_{t,j}$: Es el consumo de Gas natural de la planta termoeléctrica j en el la etapa t.

n: Es el número total de plantas térmicas en el sistema.

$CG_{SDDP_{t,j}}$: Es el consumo de Gas natural de la planta j en la etapa t, proyectado por el modelo energético SDDP bajo un despacho uninodal.

$CG_{restricción_{t,j}}$: Es el consumo de Gas natural de la planta j en la etapa t, proyectado por el modelo eléctrico DIGSILENT, considerando las limitaciones físicas de la red de transmisión y sub-transmisión del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

k: Es el porcentaje adicional de consumo de combustible, que está relacionado a los arranques y paradas de cada una de las plantas de generación.

⁹ La Generación de seguridad es la potencia mínima que se debe garantizar en un área o sub-área eléctrica en un instante de tiempo, de tal manera que las contingencias más críticas en dicha zona no ocasionen violaciones en el Sistema Interconectado Nacional-SIN, es decir, inestabilidad de tensión, angular o de frecuencia, y niveles de carga superiores a los valores nominales en los principales elementos del sistema

E: Es el número total de escenarios de Largo Plazo simulados.

i: Índice asociado al escenario de largo plazo que es objeto de estudio.

$CG_{SDDP,t,j,i}$: Es el consumo de Gas natural de la planta j en la etapa t para el escenario i del Plan de Expansión, proyectado por el modelo energético SDDP bajo un despacho uninodal.

Es importante mencionar que se hicieron dos clases de simulaciones energéticas en el SDDP:

Simulación corto plazo

- Determinística con resolución semanal
- Horizonte de corto plazo (enero 2016-diciembre 2018).
- Hidrología tipo fenómeno de “El Niño” entre enero y junio del año 2016, y de allí en adelante se considera neutralidad.
- Demanda alta de la UPME revisión de enero de 2016 hasta junio del mismo año, para luego contemplar el escenario medio.
- Contratos de suministro de Gas Natural hasta diciembre del año 2017. Después se asume disponibilidad infinita.
- Se consideran los mínimos técnicos individuales de cada embalse declarados para el cálculo del Cargo por Confiabilidad (Nivel de Embalse Probabilístico-NEP)
- Restricción agregada de embalse a través de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, la cual refleja el nivel mínimo requerido en el SIN para garantizar la operación de las centrales hidroeléctricas.

Simulación largo plazo

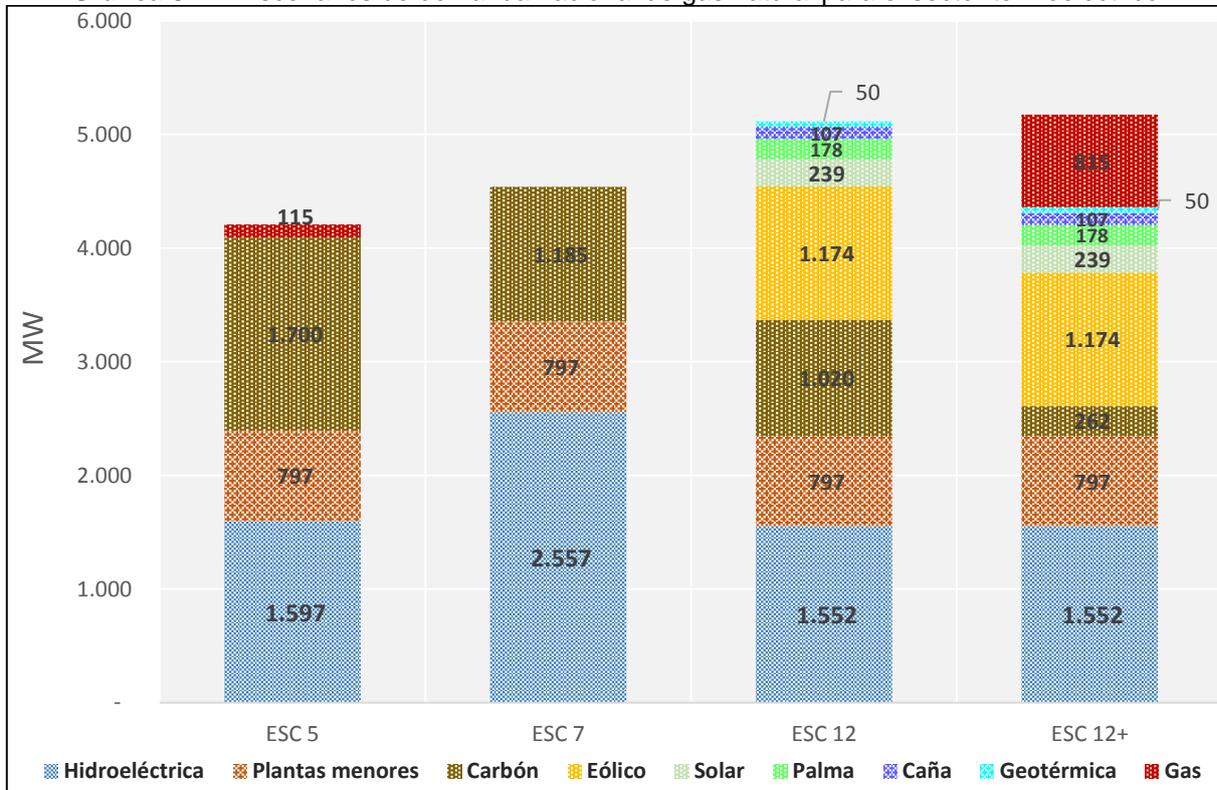
- Determinística con resolución mensual (etapa).
- Horizonte de largo plazo (enero 2019-diciembre 2030).
- Dos casos respecto a los aportes hidrológicos esperados. El primero contempla la hidrología de los fenómenos de El Niño de los periodos octubre 2014–marzo 2016 y marzo 1998-junio 1998, que remplazarían los aportes esperados en los periodos octubre 2019-junio 2021 y octubre 2024-junio 2026, respectivamente. El segundo tiene en cuenta los mismos aportes críticos de los fenómenos antes referenciados, que remplazarían esta vez los aportes de los periodos octubre 2021-junio 2023 y octubre 2026-junio 2028, respectivamente. Para ambos escenarios hidrológicos durante el resto del horizonte se tienen en cuenta los aportes promedios históricos.
- Escenario alto de la proyección de demanda eléctrica, revisión octubre 2015.
- Cuatro (4) casos de expansión del parque generador (escenarios 5, 7 y 12 del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029), y un escenario adicional denominado 12+.
- Se consideran los mínimos técnicos individuales de cada embalse declarados para el cálculo del Cargo por Confiabilidad (Nivel de Embalse Probabilístico-NEP)
- Restricción agregada de embalse a través de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, la cual refleja el nivel mínimo requerido en el SIN para garantizar la operación de las centrales hidroeléctricas.
- Disponibilidad infinita de Gas Natural.

Como parte del ejercicio de modelamiento prospectivo, la UPME estudió y definió en el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029 ocho (8) posibles escenarios para la matriz energética de generación, con base en la dotación de recursos naturales, el registro de proyectos de generación y las solicitudes de conexión, encontrando que se requieren entre 4.208 y 6.675 megavatios de expansión para la próxima década, adicionales a los ya definidos mediante el Cargo por Confiabilidad. Estos escenarios consideran las intenciones que manifiestan los agentes en el desarrollo de proyectos, así como los potenciales recursos energéticos (hídrico, gas, carbón, biomásas, solar, geotérmico, etc.) del país.

De los escenarios formulados, para la proyección de la demanda de gas natural se tuvieron en cuenta tres (3), los escenarios 5, 7 y 12, destacándose este último con la mayor resiliencia hidráulica, entendida como la capacidad de adaptación ante eventos hidrológicos extremos, el buen comportamiento en cuanto a bajos costos de generación (costo marginal de la demanda), los menores requerimientos de capital y uno de los más bajos factores de emisión de gases efecto invernadero.

A partir del escenario 12 se construyó uno nuevo denominado 12+, el cual se diferencia del original en su composición térmica, contemplando más plantas térmicas que utilizan el gas natural como combustible principal. La mezcla tecnológica de los escenarios para la capacidad adicional a la definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad se muestra en la Gráfica 3-17.

Gráfica 3-17: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico

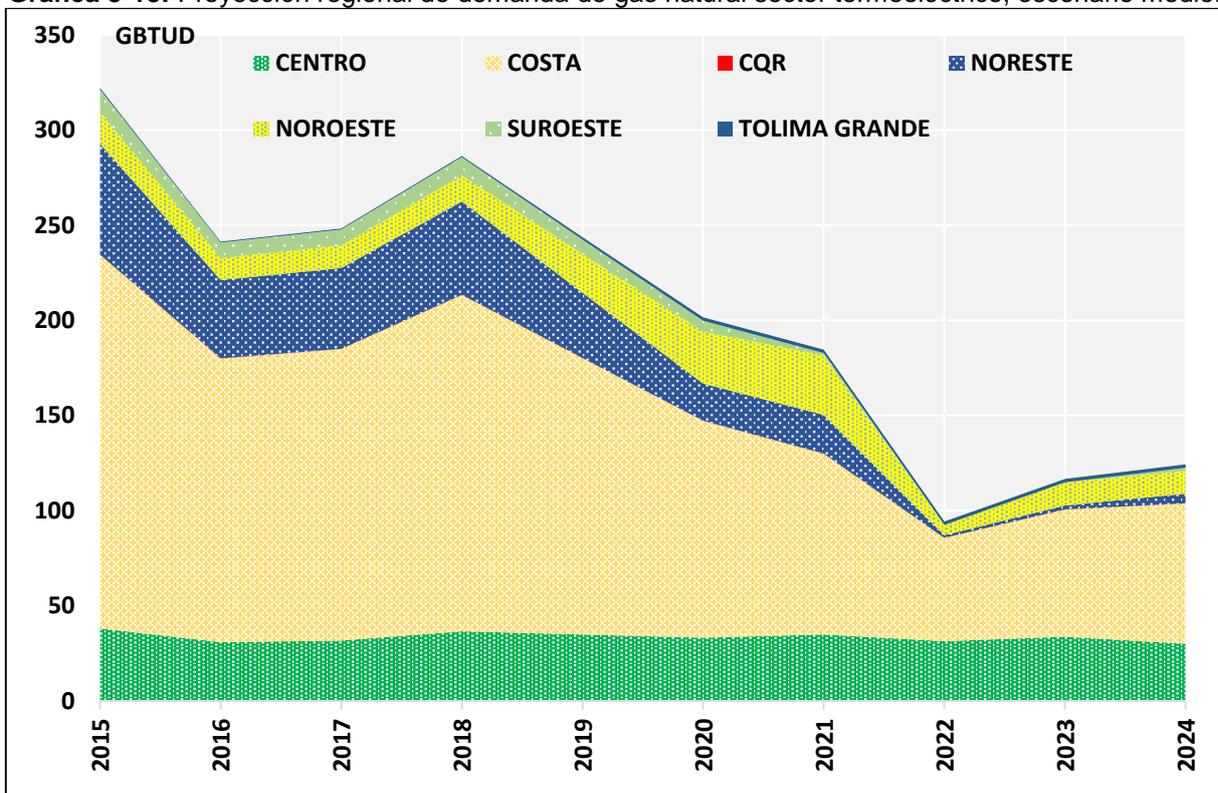


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol, 2015.

Igualmente, se simuló ocurrencia de Fenómenos de El Niño, tomando de la simulación del SDDP las hidrologías más severas. Esto es, las cuatro series que tenían la energía afluente menor. Con esto se pretende forzar el sistema de gas ante contingencias tipo El Niño. Es de resaltar el efecto de la entrada de la Línea de Transmisión de Cerromatoso-Chinú-Copey, que alivia carga al sistema hacia el 2019.

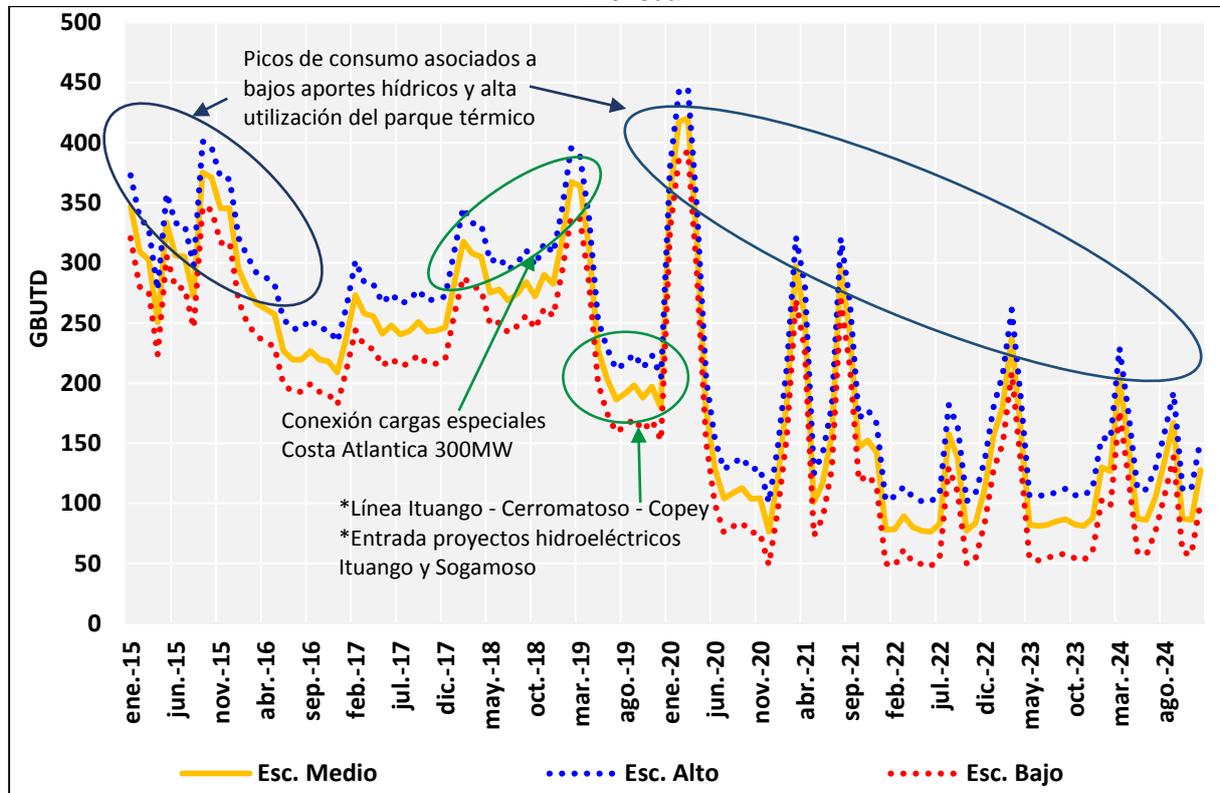
Lo anterior, debido a la dependencia de la generación eléctrica de la hidrología y la incertidumbre de ésta última que implica una banda de posibilidades de consumo de gas natural para este sector. Tal banda de posibilidades es aún mayor si se considera que sobre la expansión futura de largo plazo de la capacidad de generación eléctrica tampoco se tiene certidumbre. En general, la incertidumbre propia de la planeación del sistema eléctrico se traslada a la planeación del sistema de gas natural.

Gráfica 3-18: Proyección regional de demanda de gas natural sector termoeléctrico, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 3-19: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico, evolución mensual



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol, 2015.

De la Gráfica 3-17, la Gráfica 3-18 y la Gráfica 3-19 se puede concluir:

- Que la demanda de Gas Natural para el sector termoeléctrico seguirá aumentando entre los años 2016 a 2018, principalmente por el incremento de las generaciones de seguridad, en particular en la Región Caribe. Lo anterior específicamente en los departamentos de Atlántico y Bolívar, todo ello para evitar que contingencias locales en los Sistemas Regionales de Transporte, al igual que la pérdida de uno de los circuitos a nivel de 500 kV que interconecta la Costa Atlántica con el interior del país, ocasionen desatención de demanda. Asimismo, se observan necesidades de Gas en el área Nordeste en menor proporción, particularmente en el departamento del Casanare, ellas relacionadas a un despacho permanente de Termoyopal para el soporte de tensión en la red eléctrica del Operador de Red Enerca.
- Se aprecia un pico de consumo en el año 2018, que corresponde a la generación de seguridad que se debería programar para soportar nuevas cargas de aproximadamente 300MW en la Costa Atlántica, asociadas a proyectos mineros y sociedades portuarias que implican un aumento en el consumo de aproximadamente 83 GBTUD.
- En el año 2019 se proyecta una fuerte caída en el consumo de Gas Natural para la generación eléctrica, de aproximadamente 211 GBTUD, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos como Ituango y Porvenir, así como por la entrada en servicio del

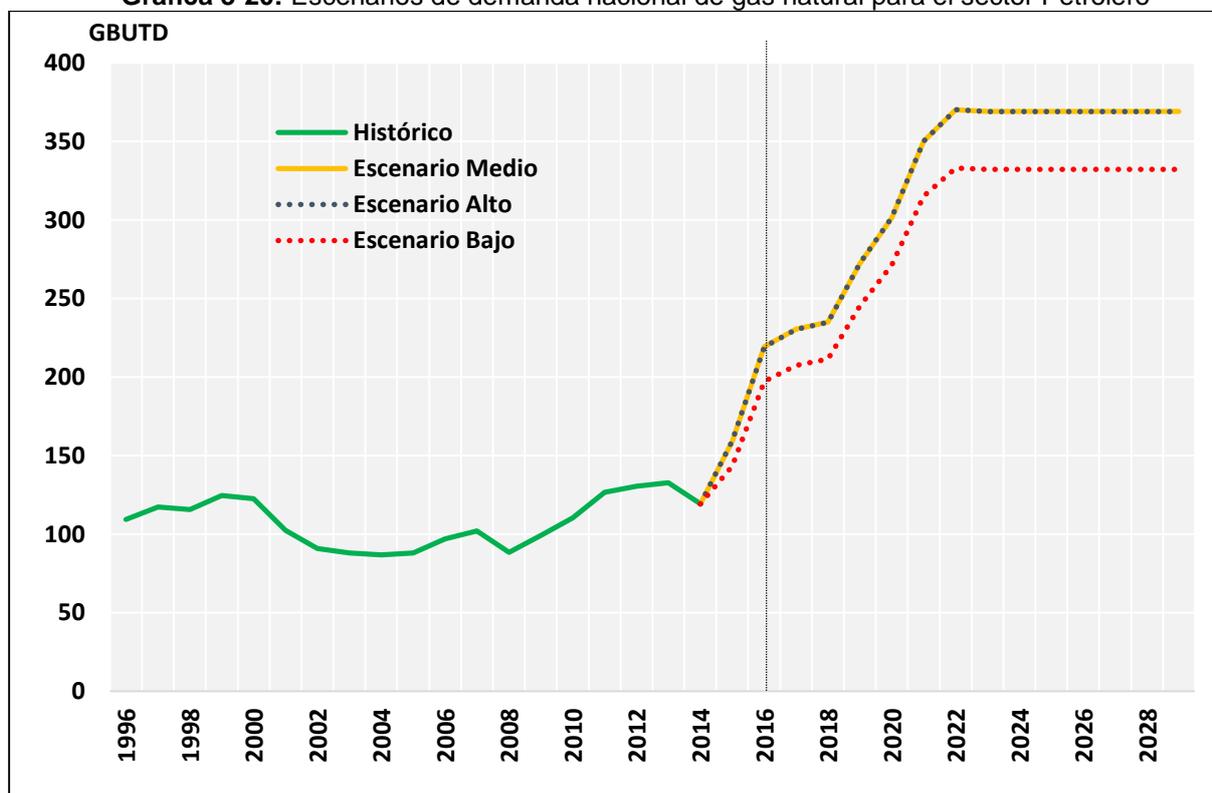
corredor en 500 kV Ituango – Cerromatoso – Chinú – Copey, que disminuye de manera significativa la generación de seguridad en el área Caribe.

3.3.7 ECOPETROL

Las cifras correspondientes a la demanda de gas natural del sector petrolero corresponden a los consumos de las refinerías de ECOPETROL ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja, y a otros consumos de la misma compañía en la región Centro destinados a la generación de electricidad. Tal información fue suministrada por la empresa (en mayo de 2015) de acuerdo a las expectativas de ampliación de las refinerías y la entrada en operación de los proyectos de generación

Los escenarios alto y medio corresponden a los máximos consumos esperados en cada una de las instalaciones y usos, mientras que el escenario Bajo corresponde al 90% del máximo consumo esperado, información mostrada en la Gráfica 3-20.

Gráfica 3-20: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector Petrolero



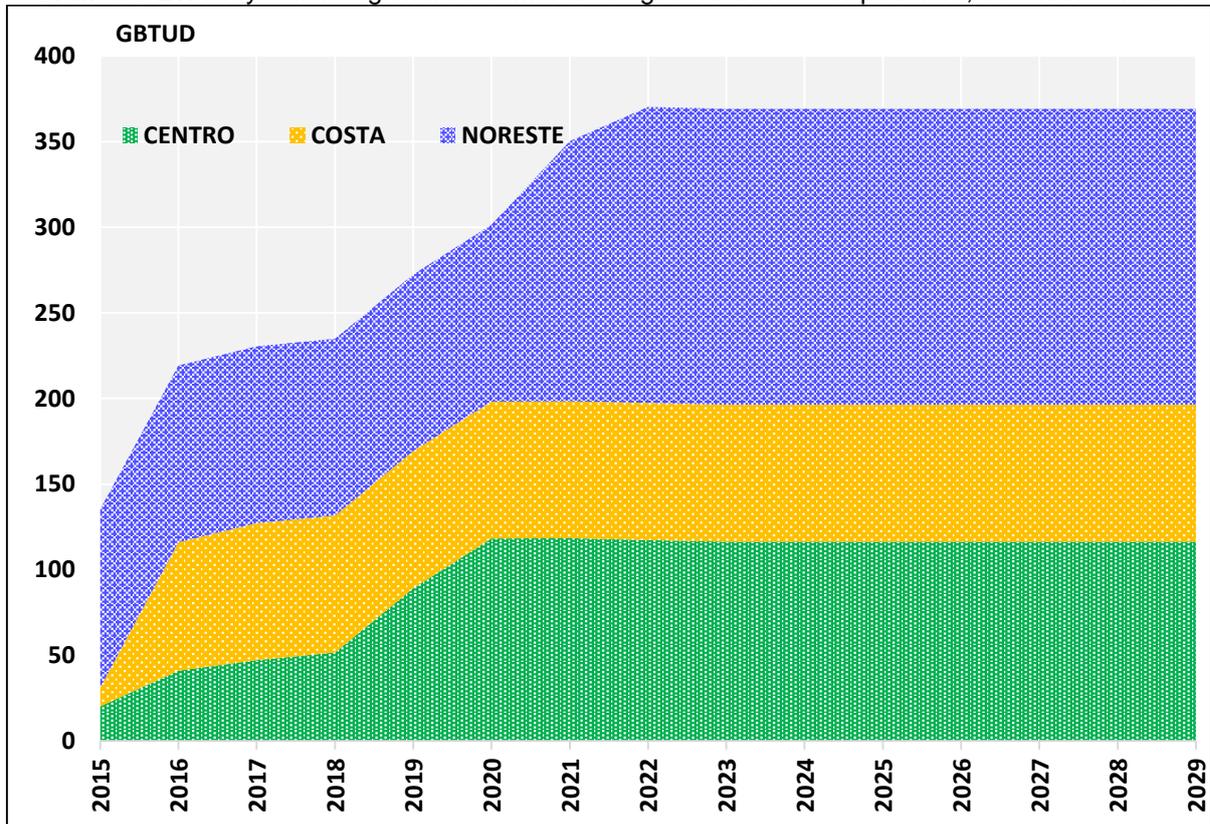
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la estimación de la demanda de ECOPETROL se observan 3 escalones definidos por los siguientes eventos como se observa en la Gráfica 3-21:

- Ampliación refinería de Cartagena. Aumento de 15 GBTUD a 85 GBTUD en la región Costa.
- Proyecto Integral de Energía en los Llanos (Casanare). Proyecto de autogeneración de 700MW. Aumenta la demanda de 20 a 118 GBTUD en la región Centro en el año 2020.

- Ampliación refinería Barrancabermeja. Aumento de 100 GBTUD a 152 GBTUD en la región Noreste, en 2021 y a 172,8 GBTUD en 2022.

Gráfica 3-21: Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

3.4 Proyección demanda gas natural nacional

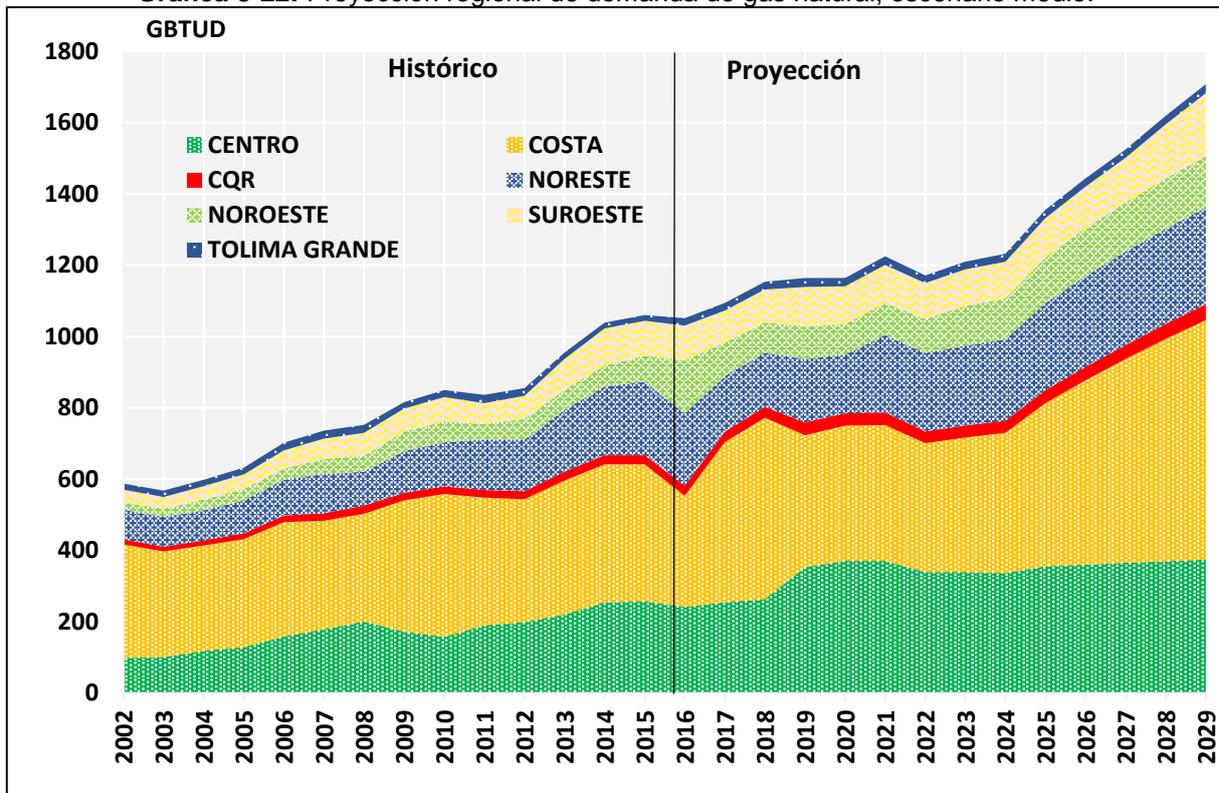
A nivel nacional, se estima que la demanda de gas natural en el escenario medio alcanzará un crecimiento promedio año de 3,5% entre 2015 y 2029, pasando de 1.060 GBTUD a 1.707 GBTUD, impulsada por el crecimiento económico, aumento de población y sustitución de algunos energéticos menos eficientes por gas natural, en cumplimiento de las recomendaciones ambientales de la reunión de París de año 2015. Cabe señalar que los valores reportados no incluyen el gas utilizado en la compresión para la operación de transporte y que alcanza cerca de 25 GBTUD

El crecimiento de las regiones está determinado por las características y actividades económicas que se desarrollan en las mismas. La Región Costa mantiene la mayor participación relativa a lo largo de la estimación, seguida por las regiones de Centro y Noroeste. En la Gráfica 3-22 se aprecia como en la región Noreste, después del año 2020, la demanda aumenta en un 34% como consecuencia de la ampliación de la refinería de Barrancabermeja.

También se puede observar que entre los años 2018 y 2019 hay una variación importante en la región Costa, resultado del aumento en generaciones de seguridad, de la conexión de nuevas cargas en 2018 y de la entrada de líneas de transmisión de electricidad desde el interior en 2019.

Ahora bien, Noroeste presenta la mayor tasa de crecimiento en el horizonte de proyección, con valores que oscilan en el 5% luego la Región Costa, con un crecimiento promedio año de 4,1%, y CQR con 4%. Por su parte, las regiones de menores tasas se consideran Centro y Noreste, que representan casi la mitad de las de mayor incremento.

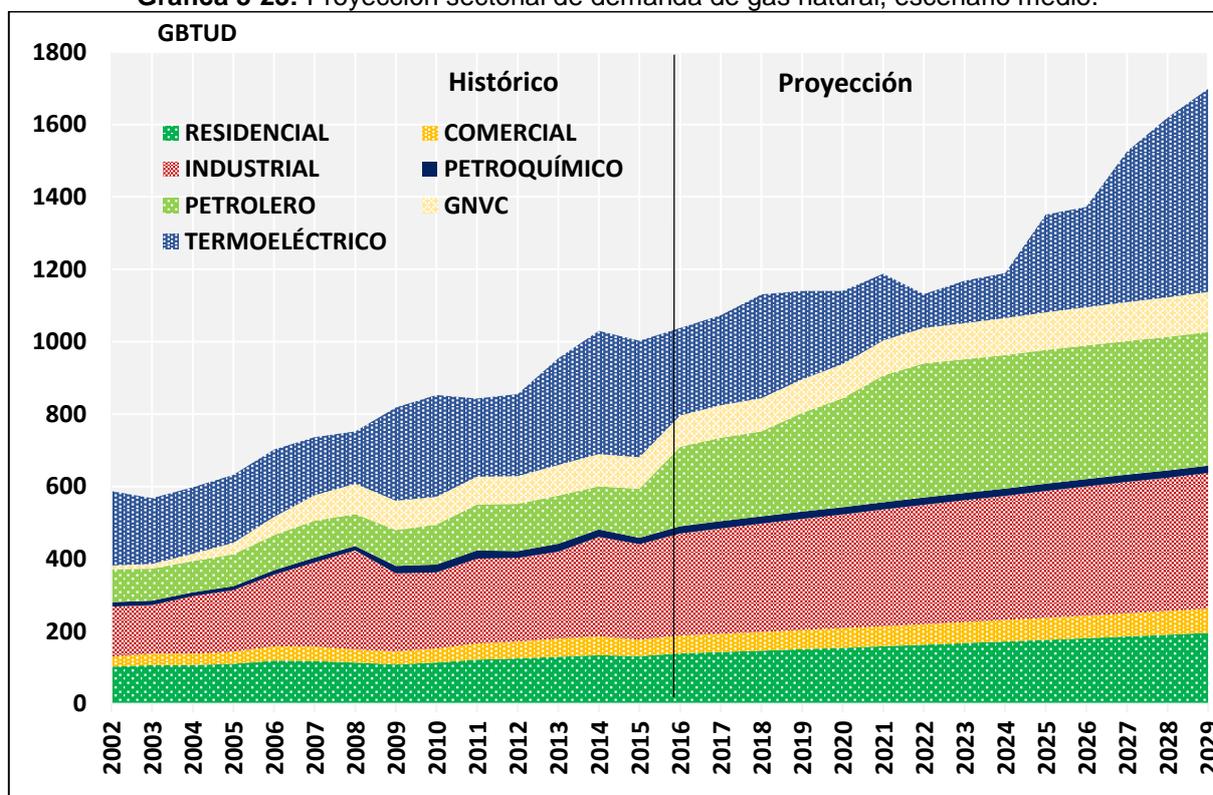
Gráfica 3-22: Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

De los siete sectores analizados, se proyecta un crecimiento en el residencial de 23,9% en nueve años de análisis, es decir, 2,4% promedio año, mientras que el comercial lo hace a 2,2%, y el industrial al 2,2% en los mismos nueve años. Los sectores de transporte (GNVC) y ECOPETROL son los de mayor tasa de crecimiento medio anual, con 3,2% y 13,9% respectivamente. Además, en los sectores termoeléctrico y ECOPETROL, se proyectan cambios estructurales propios de la dinámica y proyectos que presentan en su operación. En la Gráfica 3-23 se presentan las estimaciones de demanda sectorial de gas natural correspondiente al escenario medio.

Gráfica 3-23: Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

El sector que presenta un mayor aumento en sus consumos es ECOPEPETROL o petrolero el cual pasa de 135,37 GBTUD en 2015 a 369,12 GBTUD en el año 2029. Dicho aumento responde al desarrollo de proyectos de la compañía como las ampliaciones de sus refinerías y la autogeneración de energía en la zona de los Llanos Orientales¹⁰, como ya se mencionó. Con este crecimiento, ECOPEPETROL tendría una participación del 22% del mercado de gas natural (actualmente representa el 13%).

El sector termoeléctrico muestra variabilidad que depende de fenómenos atmosféricos (períodos secos) y aumentos de carga en zonas con restricciones de transporte de electricidad y hacen que al final del periodo de proyección aumente la demanda de gas natural para responder a las necesidades del Sistema Interconectado Nacional, SIN. No obstante en el periodo 2022 - 2025 se proyecta una menor demanda de gas natural originada en la entradas de proyectos de generación y de infraestructura de transporte que reducirán los requerimientos de gas natural para la generación eléctrica.

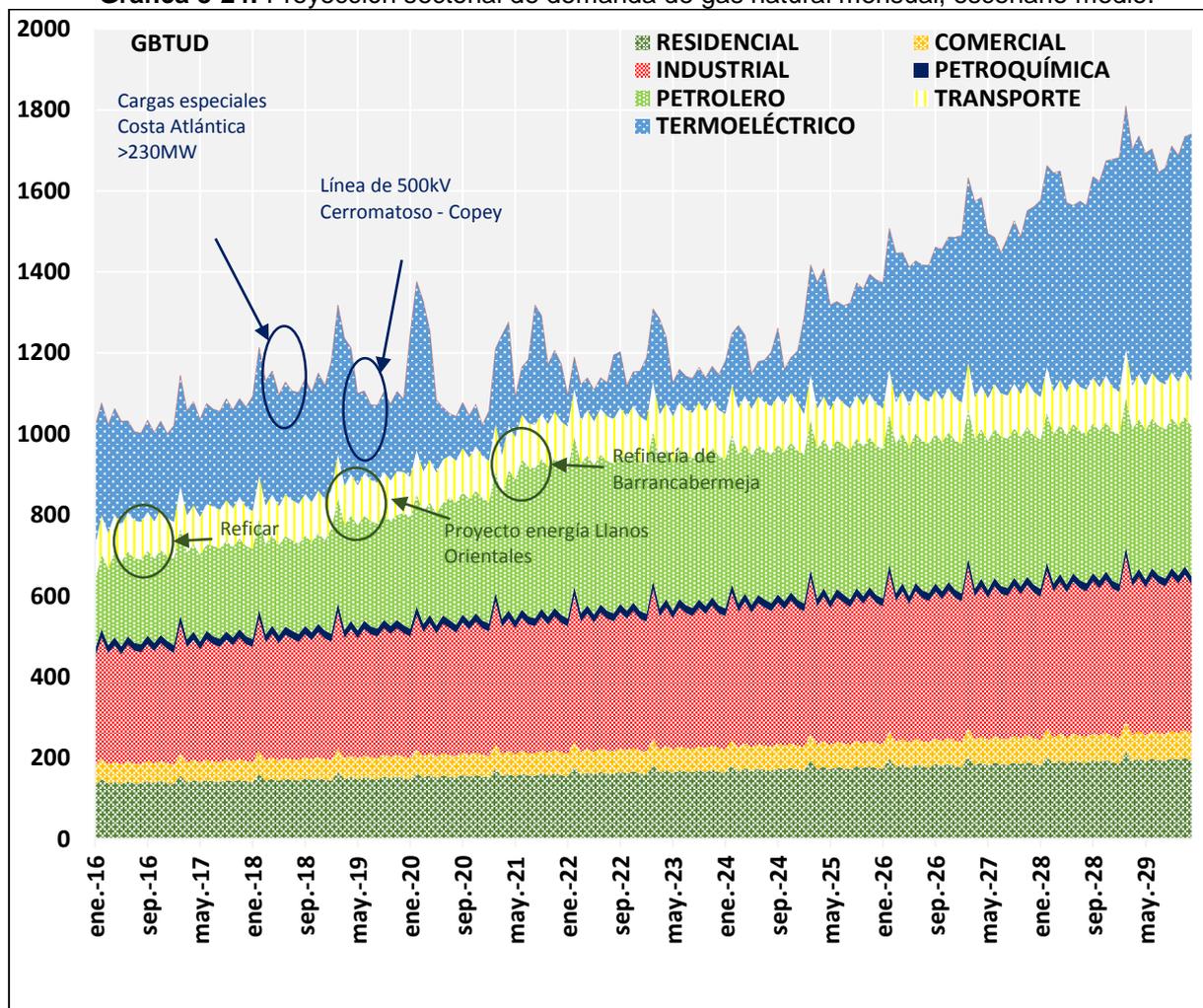
Por su parte el sector industrial muestra una tendencia creciente, con tasas moderadas de crecimiento, que en términos absolutos lo ubica como uno de los tres sectores de mayor consumo de gas natural en nuestro país.

¹⁰ La proyección de ECOPEPETROL utiliza la información oficial más reciente que la compañía entregó a la UPME en mayo 2015.

Una característica fundamental del consumo de gas natural en Colombia está asociada con la volatilidad de la demanda frente a fenómenos climáticos como El Niño. Mientras que la demanda promedio muestra una estructura diversificada, ella puede ser muy volátil ante requerimientos de las centrales térmicas en períodos secos, cuando el volumen útil de los embalses se reduce significativamente. Información que es presentada en la Gráfica 3-24.

En tal sentido y para determinar la verdadera magnitud de la demanda de cada uno de los sectores, para efecto de los requerimientos de infraestructura, o frente a una oferta inflexible para la demanda del sector termoeléctrico-eje de la confiabilidad del sector eléctrico ante fenómenos climáticos extremos, necesariamente reduce la oferta disponible para satisfacer otras demandas que podrían ser firmes, la estimación se presenta con resolución mensual.

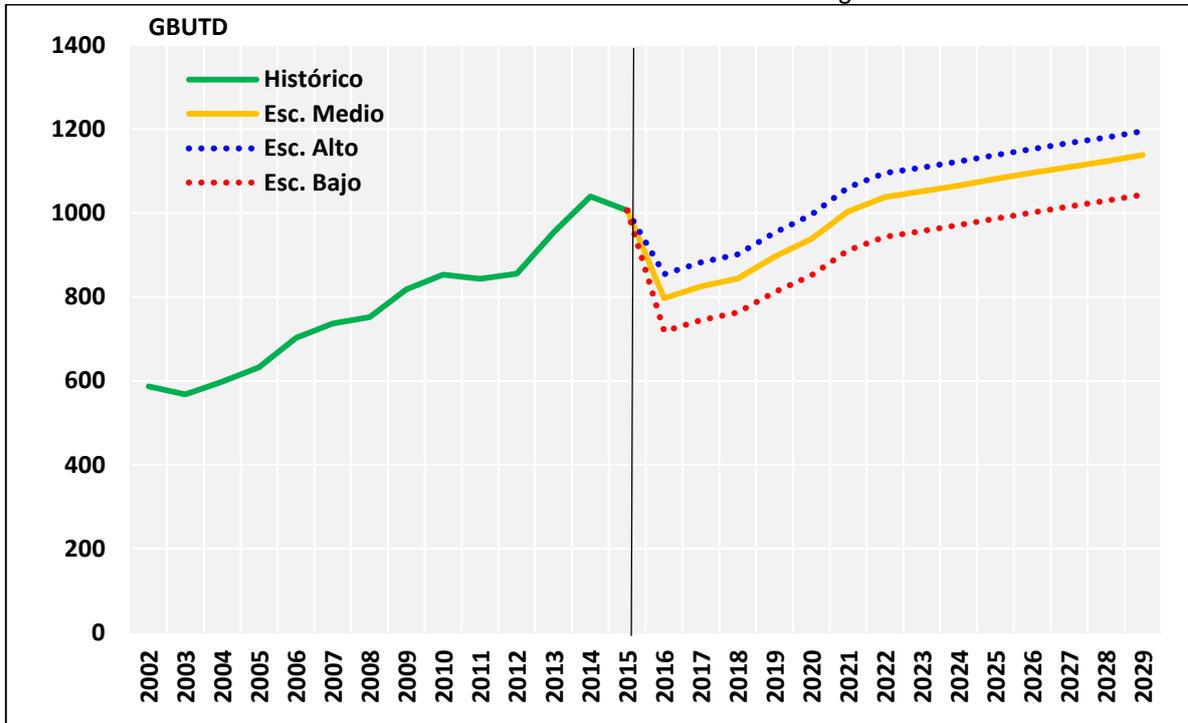
Gráfica 3-24: Proyección sectorial de demanda de gas natural mensual, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

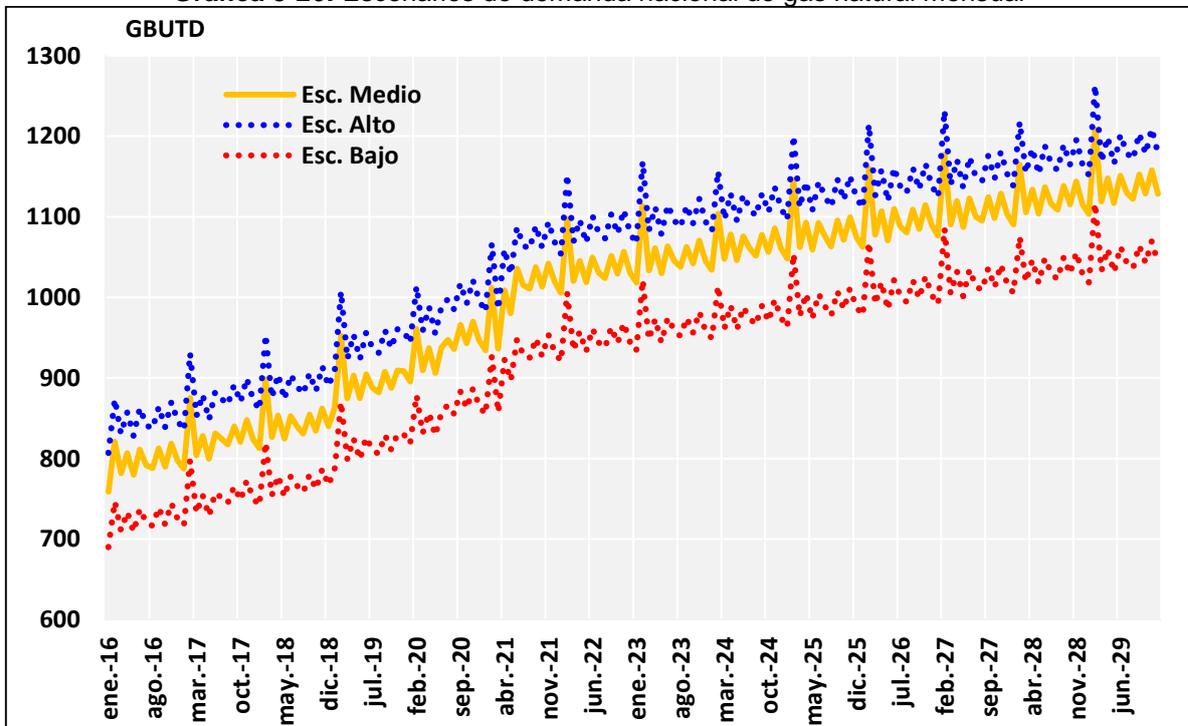
Por último, se presenta la evolución proyectada de la demanda de gas natural para los escenarios alto, medio y bajo, tanto para una frecuencia anual como con resolución mensual en la Gráfica 3-25 y en la Gráfica 3-26.

Gráfica 3-25: Escenarios de demanda nacional de gas natural



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Gráfica 3-26: Escenarios de demanda nacional de gas natural mensual



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

4 BALANCE DE GAS NATURAL

Con el propósito de garantizar la continuidad del abastecimiento y atender las demandas previstas en los escenarios más probables, se plantean distintos escenarios, tanto de oferta como de demanda, con el propósito de llegar a un diagnóstico respecto a la situación actual y futura de abastecimiento, pues es claro que el abastecimiento de gas natural podría tornarse crítico bajo algunos escenarios.

Como se mencionó en los capítulos de oferta y demanda, se realizaron distintas hipótesis para cada uno de los escenarios planteados, ello por cuanto es necesario tener en cuenta que la oferta puede provenir de distintas localizaciones, lo que obviamente afecta requerimientos de infraestructura y de confiabilidad futura del sistema integrado de abastecimiento. Debe recordarse que los escenarios de oferta son el resultado de la declaración de productores al Ministerio de Minas y Energía efectuada en marzo de 2016, y los de demanda corresponden a un análisis de la UPME con la información más reciente de las todas las variables económicas, técnicas y de precios.

4.1 Balance oferta demanda combinando todos los escenarios

En este acápite se analizan solo los escenarios de oferta y demanda de gas natural, sin considerar el sistema de transporte, a fin de determinar posibles déficits de suministro y estimar la magnitud de los mismos, los cuales pueden ser cubiertos mediante esquemas adicionales que robustezca el sistema, cuando oferta interna resulte insuficiente.

Es posible que la insuficiencia pueda provenir tanto de dificultades en el mercado -en términos de asignaciones de cantidades a usuarios que no requerirán el gas contratado, mientras que otros pueden no hallar cantidades disponibles para su contratación-, como de una insuficiencia de oferta originada en una imposibilidad real de producir el gas demandado en el tiempo oportuno. Mientras que el primer tipo de restricción es manejable mediante mecanismos regulatorios, el segundo tipo no sólo requiere de dicha regulación, sino que puede depender de factores geológicos cuya incertidumbre es necesario considerar.

Así, la finalidad de este capítulo es la determinación del grado de desabastecimiento sin importar cual es la razón, aun cuando el análisis necesariamente se incline hacia la cuantificación de la insuficiencia de oferta en términos físicos y no contractuales. Ocurre sin embargo, que todos los escenarios incluyen presunciones de comportamiento futuro de los actores, cuyo grado de probabilidad de ocurrencia contiene incertidumbres.

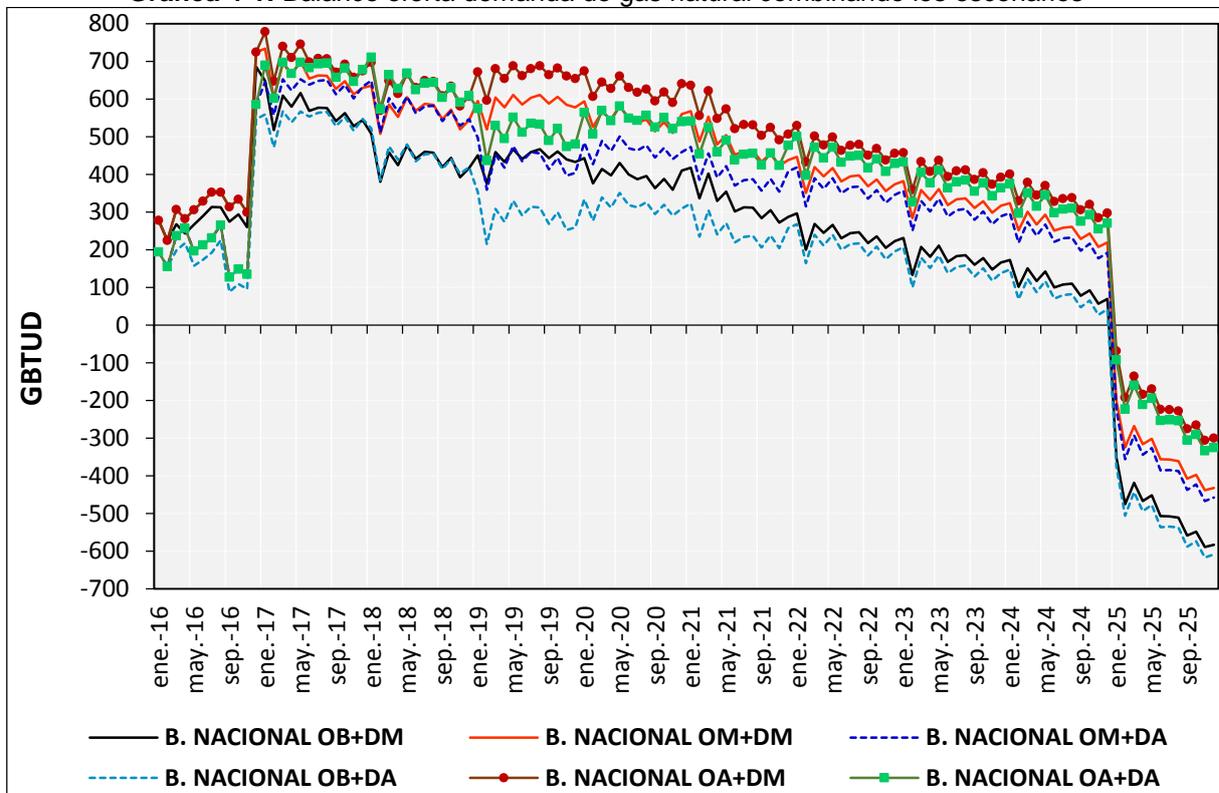
Pese a que el análisis se puede realizar para el largo plazo, la situación del corto-mediano plazo es sin duda la más crítica, dado que es, la que ofrece una mayor certidumbre de resultados, al tiempo que presenta los menores plazos para la toma de decisiones, particularmente de inversión.

Una de las principales dificultades para abordar la cuantificación del déficit posible de oferta de gas natural que satisfaga los requerimientos totales de la demanda, hace referencia a la multiplicidad de escenarios que se deben considerar tanto desde el punto de vista de la oferta como de la demanda, los cuales deben plantear diferentes situaciones de futuros posibles. Sin

embargo, para realizar los análisis de expansión de infraestructura de transporte y de confiabilidad, se toman en cuenta los mandatos regulatorios establecidos, como se verá más adelante en los capítulos de transporte y confiabilidad.

Al contrastar los diversos escenarios de oferta y demanda nacional y una combinación de los mismos, se puede observar una diversa gama de resultados de excedentes en la mayoría de los escenarios de demanda nacional y déficit de diversa magnitud después del año 2024 en todos los conjuntos de combinatorias de escenarios. Cabe mencionar que la demanda para generación de electricidad considera condiciones de operación normal sin la presencia de fenómenos de El Niño. La Gráfica 4-1 presenta los resultados de fusionar los tres escenarios de oferta y dos de demanda.

Gráfica 4-1: Balance oferta demanda de gas natural combinando los escenarios¹¹



Fuente: MME, UPME, AGENTES.

Es evidente que al combinar escenarios de oferta baja y demanda media o alta se alcanzan los máximos de insuficiencia después de 2024. Por el contrario, los mayores excedentes se logran con demanda baja y oferta alta, reiterando que este análisis solo se limita a balances de energía y no considera el impacto que genera la infraestructura de transporte, que será evaluado posteriormente. También se recalca que las consideraciones de oferta y demanda se

¹¹ OB: oferta baja, OA: oferta alta, OM: oferta media, DM: demanda media, DA: demanda alta

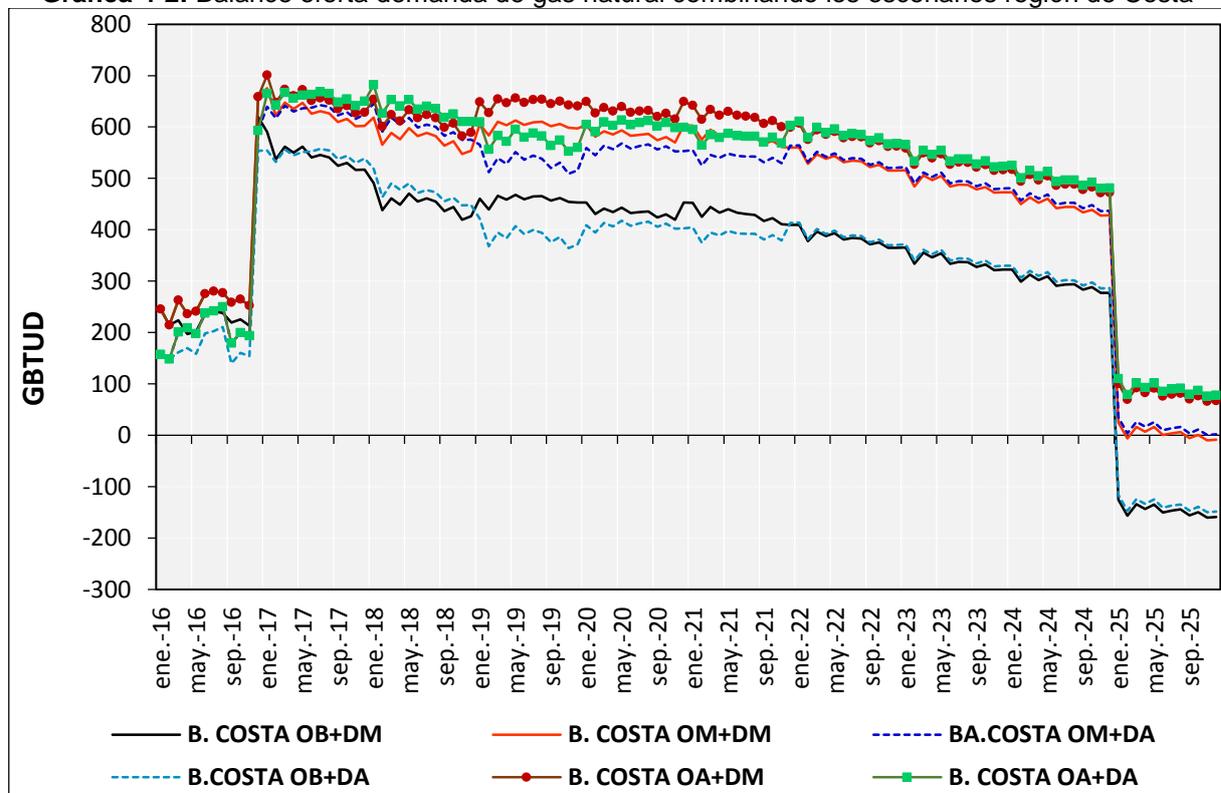
presumieron independientes, pues no existe correlación evidente entre los sectores que consumen el gas y las reservas existentes.

Nótese que la dimensión de los requerimientos de oferta después de 2024 está ubicado entre los 280 GBTUD y los 620 GBTUD, estos indica que el esquema adicional de suministro puede estar el cercano los 460 GBTUD utilizando un promedio simple de todas las combinaciones realizadas. Sin embargo, mayor precisión se tendrá una vez evaluada la disponibilidad de redes para la movilización del gas.

Regionalmente, la situación no es muy distinta, en la Costa Atlántica se presenten una tendencia similar al resultado obtenido a nivel nacional, puesto que en su oferta está incluida la planta de regasificación que origina la presencia de excedentes hasta finalizar 2024, fecha en la cual no se dispondría de dicha oferta, pues la declaración de producción entregada al Ministerio de Minas y Energía, en abril de este 2016, solo contempla suministro de la planta hasta diciembre de 2024. Los resultados son presentados en la Gráfica 4-2.

La combinación de escenario donde la oferta corresponde a la declaración de producción, muestra resultados con excedentes importantes, pero con magnitudes inferiores frente a los demás resultados. La dimensión del déficit después de 2024, estaría cercana a los 200 GBTUD. Utilizando un promedio simple de los resultados el déficit varía considerablemente y la magnitud se aproxima a los 30 GBTUD.

Gráfica 4-2: Balance oferta demanda de gas natural combinando los escenarios región de Costa



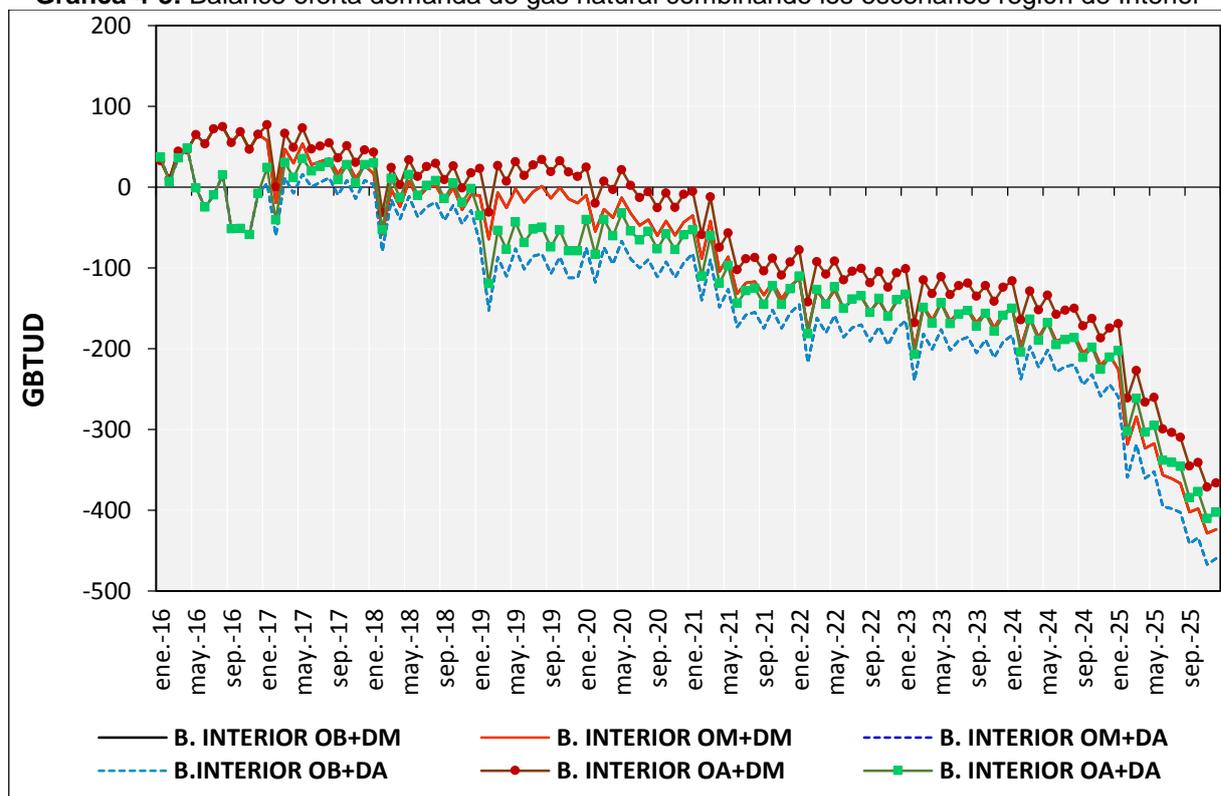
Fuente: MME, UPME, AGENTES

En el Interior del país, la situación es totalmente distinta, a las presentadas tanto para el orden nacional como para Costa, pues se presenta déficit en todas las posibilidades del conjunto de escenarios examinados desde 2020, en virtud de que la región es deficitaria, por los escasos hallazgos de gas natural en los últimos años y la declinación normal de los yacimientos de campos maduros. Esto aunado a un consumo importante en los distintos sectores socioeconómicos. Puntualmente, el resultado del balance con oferta baja y demanda media presenta insuficiencia desde febrero de 2017.

Los escenarios de oferta baja y media son iguales para esta región, debido a que en el escenario medio se considera las importaciones de gas natural desde Venezuela, las cuales forman parte del suministro de la Costa.

La magnitud del déficit alcanza los 450 GBTUD al finalizar el 2025, que se reduce a 400 si se utiliza un promedio simple de todos los resultados de balance oferta demanda de los escenarios combinados. La Gráfica 4-3 presenta los resultados de balance en el caso del Interior.

Gráfica 4-3: Balance oferta demanda de gas natural combinando los escenarios región de Interior



Fuente: MME, UPME, AGENTES

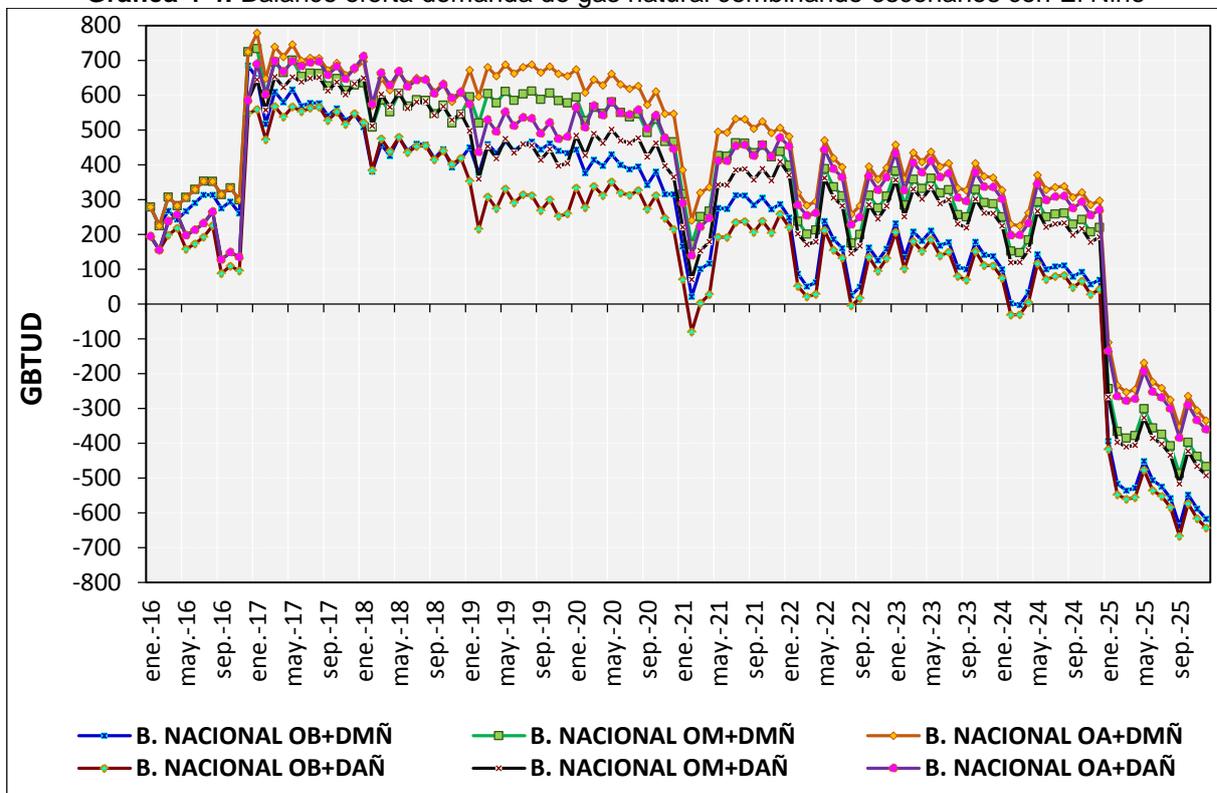
Una mirada rápida da cuenta de la necesidad de suministro de gran magnitud para esta Región en proporción creciente, pues se espera que la demanda de gas natural en el Interior en la mayoría de los sectores de consumo siga con tasas de crecimiento positivo y superiores a las de la Región de la Costa.

Otro de los análisis aquí efectuados hace relación a la combinatoria de escenarios considerando la ocurrencia de fenómenos de El Niño, con lo cual se evalúa la capacidad de abastecimiento del

sistema y proporciona los primeros indicios de la trayectoria a seguir, pues el sistema se somete al estrés que implica unas condiciones de operación extremas y donde es crítica la atención de la demanda. Se precisa que la infraestructura de transporte (variable definitiva para la atención de la demanda) no se considera en las hipótesis planteadas en esta sección. Tales escenarios serán evaluados en detalle en los capítulos correspondiente a transporte y confiabilidad.

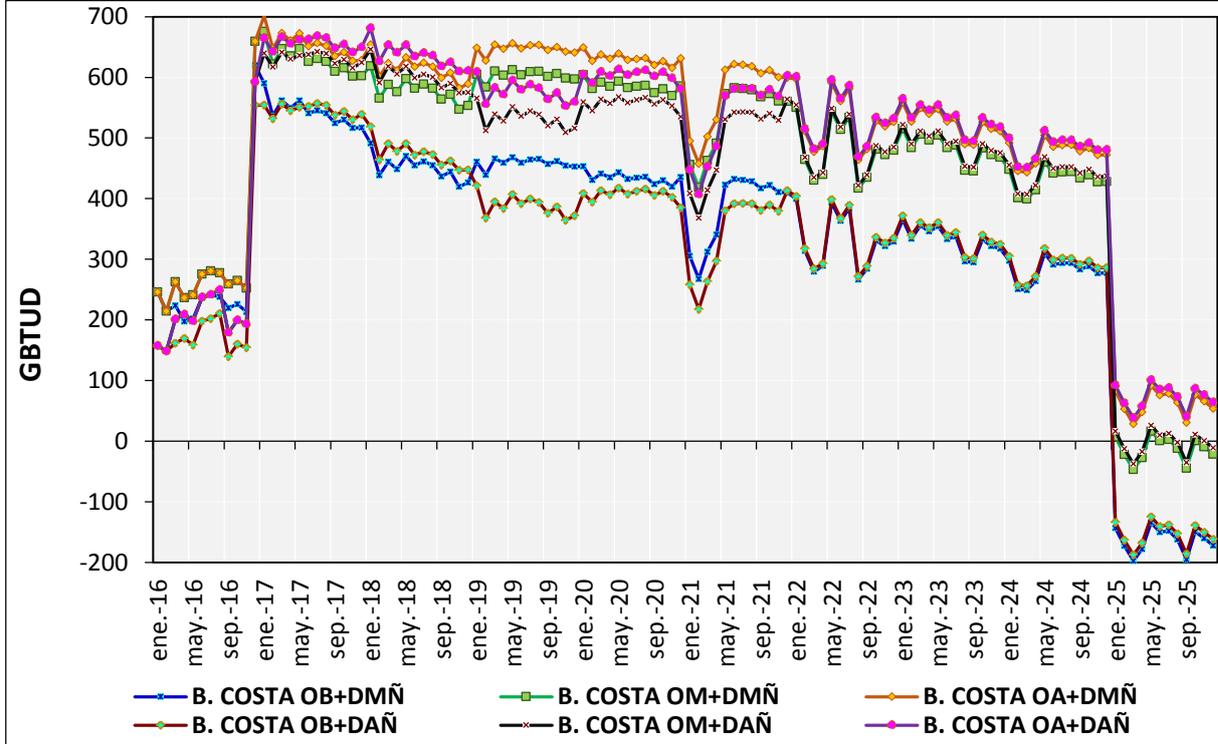
Para superar la incertidumbre asociada con el momento de inicio del próximo Fenómeno de El Niño, se considerará su efecto como si ocurriera en cada uno de los años entre el 2019 y 2025. Si bien no existe un patrón que permita identificar la periodicidad e intensidad del Fenómeno de El Niño, estadísticamente es posible determinar que en promedio se presenta cada 3 o 4 años. Sin embargo, cada evento tiene características diferentes en cuanto a intensidad y duración. La Gráfica 4-4, Gráfica 4-5 y Gráfica 4-6 representan tal situación a nivel nacional y regional.

Gráfica 4-4: Balance oferta demanda de gas natural combinando escenarios con El Niño



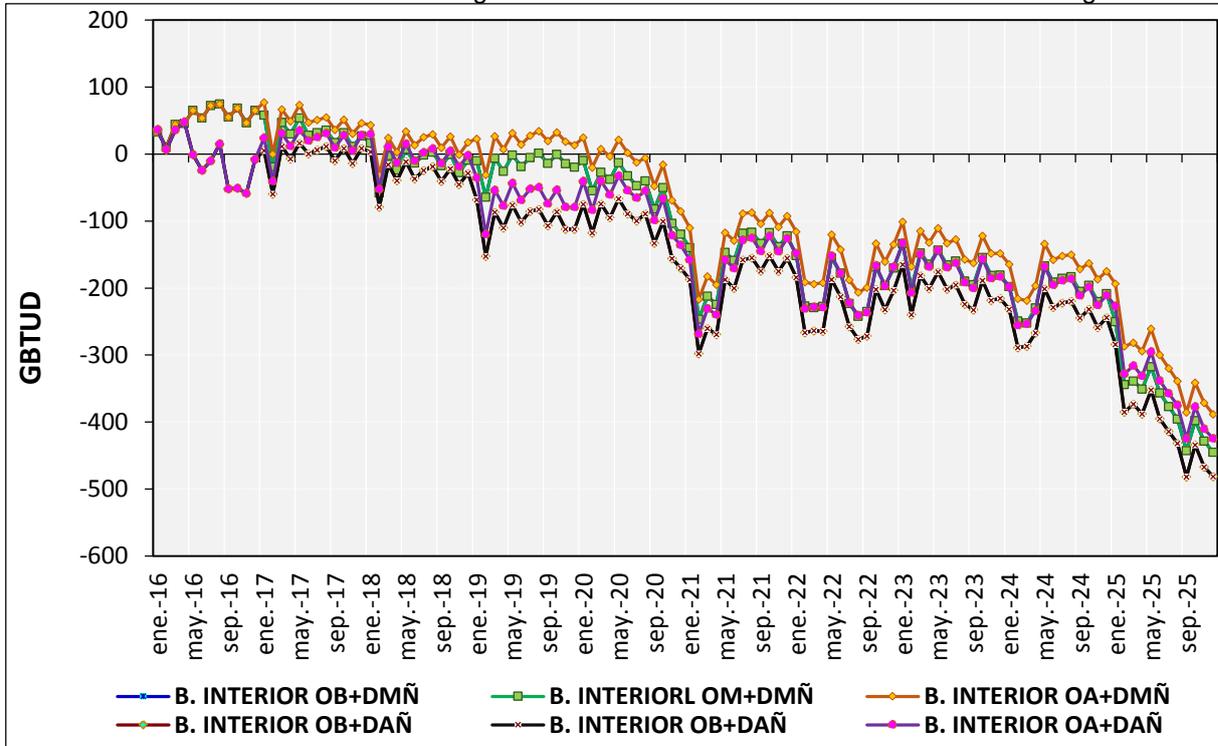
Fuente: MME, UPME, NOA, AGENTES

Gráfica 4-5: Balance oferta demanda gas natural combinando los escenarios con El Niño región Costa



Fuente: MME, UPME, NOA, AGENTES

Gráfica 4-6: Balance oferta demanda gas natural combinando los escenarios con Niño región Costa



Fuente: MME, UPME, NOA, AGENTES

Considerando la ocurrencia de fenómenos El Niño, los resultados de balance de las distintas combinaciones de escenarios de oferta y demanda cambian frente a los resultados obtenidos en condiciones climáticas normales. A nivel nacional se observan déficits esporádicos que se tornan importantes después de 2024. Igual situación ocurre en la Costa, en donde el desequilibrio entre la oferta y la demanda se presenta desde enero de 2025.

La situación de abastecimiento de gas natural en el Interior del país muestra un estado crítico desde el inicio del análisis. En el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia, el déficit se registra desde diciembre de 2017, así que cualquier Fenómeno de El Niño que se presente después de 2017, incrementa la necesidad de oferta adicional para atender la demanda.

En términos generales, la situación de abastecimiento se mantiene hasta finales del año 2024, y posteriormente se requiere de un aumento significativo de la disponibilidad de gas natural para suplir las necesidades crecientes de la demanda. Por ello, a continuación se presenta un análisis un poco más fino, pues como se vio en el capítulo de oferta, existen cantidades de gas natural que se encuentran en regiones apartadas que, si bien atienden demanda, no se encuentran interconectados al Sistema Nacional, con lo cual la situación de abastecimiento tiene otra perspectiva.

4.2 Balance regional

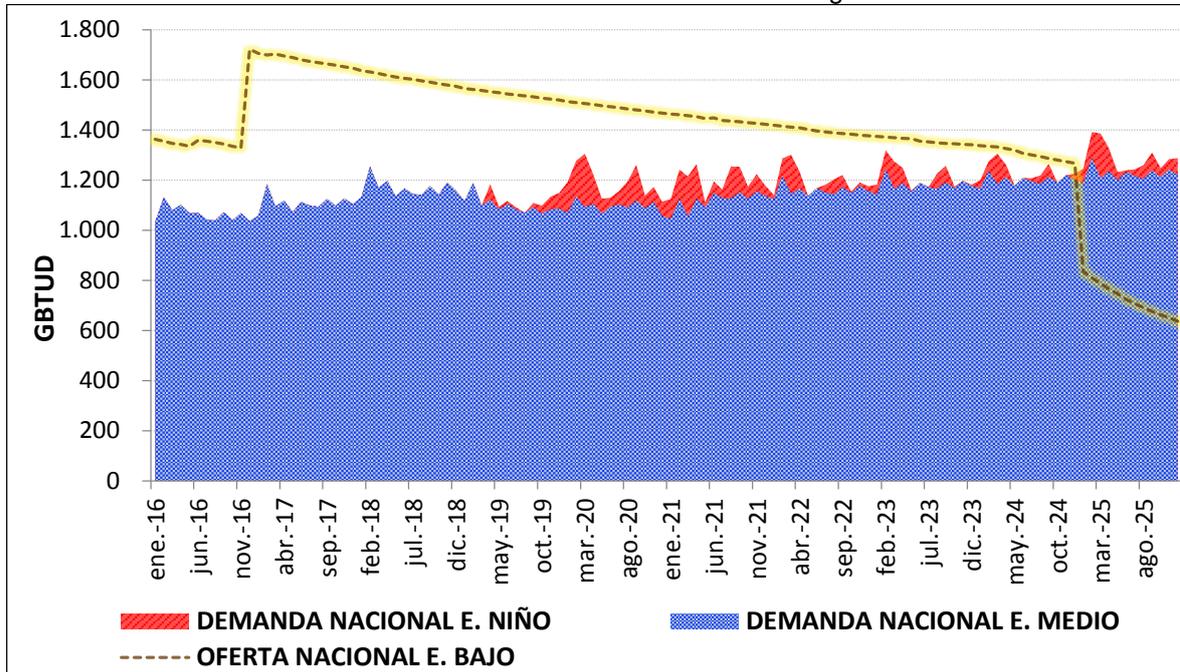
En esta sección se agrupó la oferta y la demanda en tres regiones, de acuerdo con la información de disponibilidad de la oferta proporcionada por productores e importadores y en cuanto a demanda se efectuaron los análisis para establecer los requerimientos futuros de las tres áreas. Se consideró a la Costa, al Interior y a las Zonas Aisladas, las cuales hacían parte de la zona del Interior en el análisis del numeral 4.1.

Se siguen considerando los mismos escenarios de oferta y demanda y se busca identificar situaciones de desabastecimiento, para establecer posibilidades de solución en el periodo del análisis y un poco más lejos del horizonte que implica este estudio. A continuación se presenta en la Gráfica 4-7 el balance energético oferta demanda en el ámbito nacional.

Confirma la gráfica lo que se viene mencionando sobre la necesidad de un sistema de oferta adicional desde 2025, dada la interrupción de suministro desde la planta de regasificación en diciembre del 2024. Se desataca en esta circunstancia que durante el año 2016 se tendrán excedentes de manera agregada que solo pueden ser analizados a la luz de la infraestructura de transporte existente que pueda movilizar efectivamente todo el gas natural declarado por los agentes.

Teniendo en cuenta la segmentación de la oferta se presenta a continuación el balance para las tres regiones consideradas en esta sección. Los resultados de contrastar la oferta baja y los escenarios de demanda media con El Niño y sin El Niño indican excedentes en la Costa Atlántica hasta finalizar 2024, en tanto la región del Interior presenta desbalance permanente desde principio del año 2017 que se intensifica en enero de 2025.

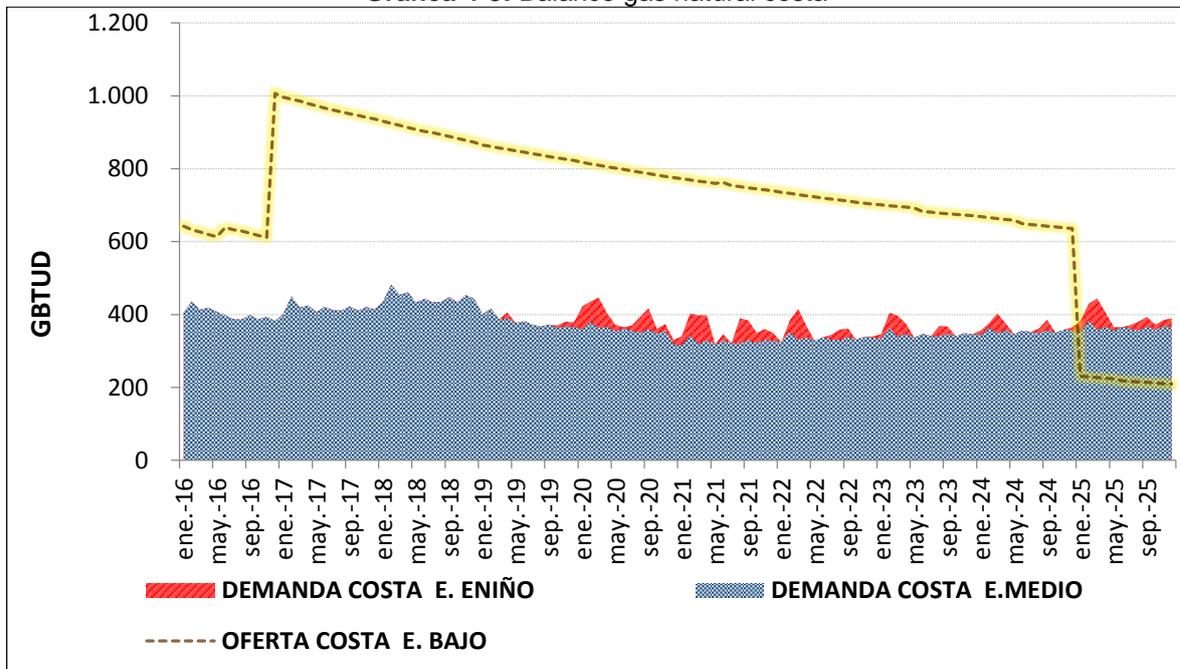
Gráfica 4-7: Balance nacional oferta demanda de gas natural



Fuente: MME, UPME, AGENTES

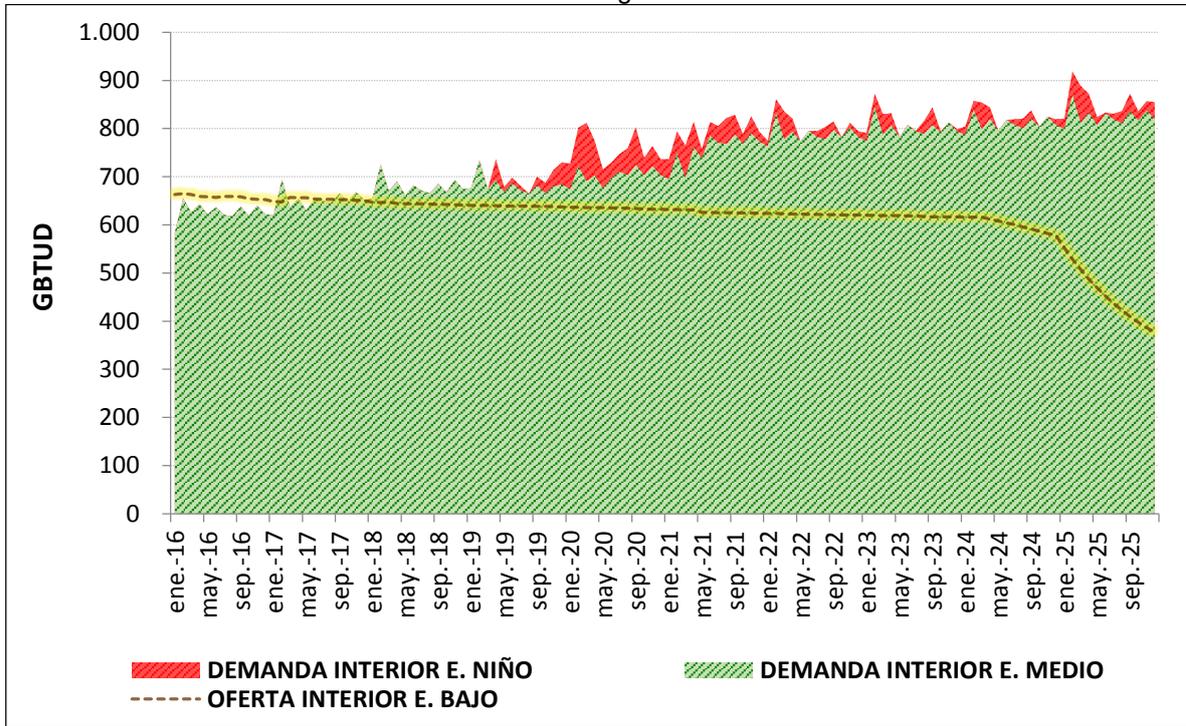
La Zona Aislada que comprende fundamentalmente la oferta de Norte de Santander y la porción de Casanare no interconectada y en demanda incluye a Cúcuta y Yopal y sus áreas aledañas, muestra un balance completamente distinto. La Gráfica 4-8, la Gráfica 4-9 y la Gráfica 4-10 muestran los resultados de la evaluación efectuada.

Gráfica 4-8: Balance gas natural costa



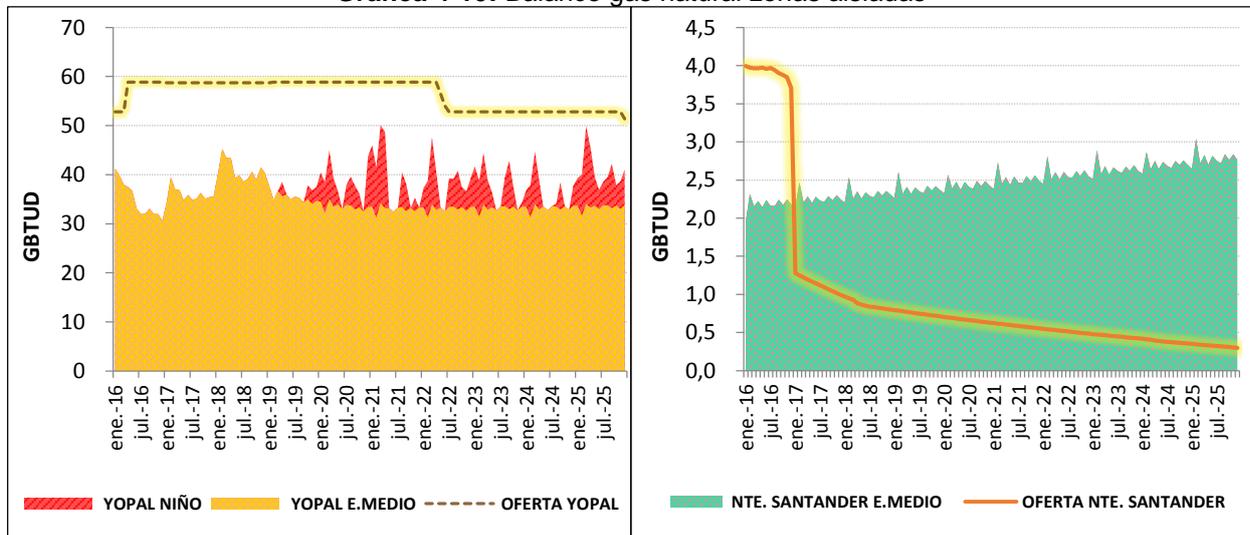
Fuente: MME, UPME, AGENTES

Gráfica 4-9: Balance gas natural interior



Fuente: MME, UPME, AGENTES

Gráfica 4-10: Balance gas natural zonas aisladas



Fuente: MME, UPME, AGENTES

Si bien Yopal presenta excedentes, la región de Cúcuta es deficitaria y, por su ubicación geográfica y niveles de demanda bajos, debe contar con esquemas supletorios de abastecimiento con tecnologías GNC o micro-GNL para balancear el sistema, pues la oferta de esa región muestra una declinación drástica.

En términos globales, el balance resultante muestra que la demanda de gas natural crece anualmente, mientras que la oferta disminuye aún con la planta de regasificación en el Atlántico, lo que implica una demanda creciente de gas natural de importación.

5 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL

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

Así, en el segundo semestre de 2013, el promedio nacional de las negociaciones bilaterales alcanzó un ponderado de 3,8 USD/MBTU, mostrando un comportamiento muy parecido al precio del Henry Hub comercializado en Estados Unidos, y cuyo resultado suscitó una disminución del precio al usuario final en un porcentaje cercano al 20% del componente de producción (G) en la fórmula tarifaria.

Posteriormente, en el año 2014 la demanda mostró un incremento importante, en particular la generación térmica en razón a la expectativa de la presencia del Fenómeno de El Niño para finales del mismo año y comienzos del 2015. Con esta percepción, los precios del gas natural en el proceso de negociación bilateral de octubre de 2014 llegaron en promedio a 3,4 USD/MBTU para el gas de Cusiana y Cupiagua y de 5,4 USD/MBTU para el gas Guajira, lo que permitió un promedio ponderado nacional de 4,74 USD/MBTU, valor que presentó un crecimiento notable correspondiente del 24% frente a la negociación de 2013.

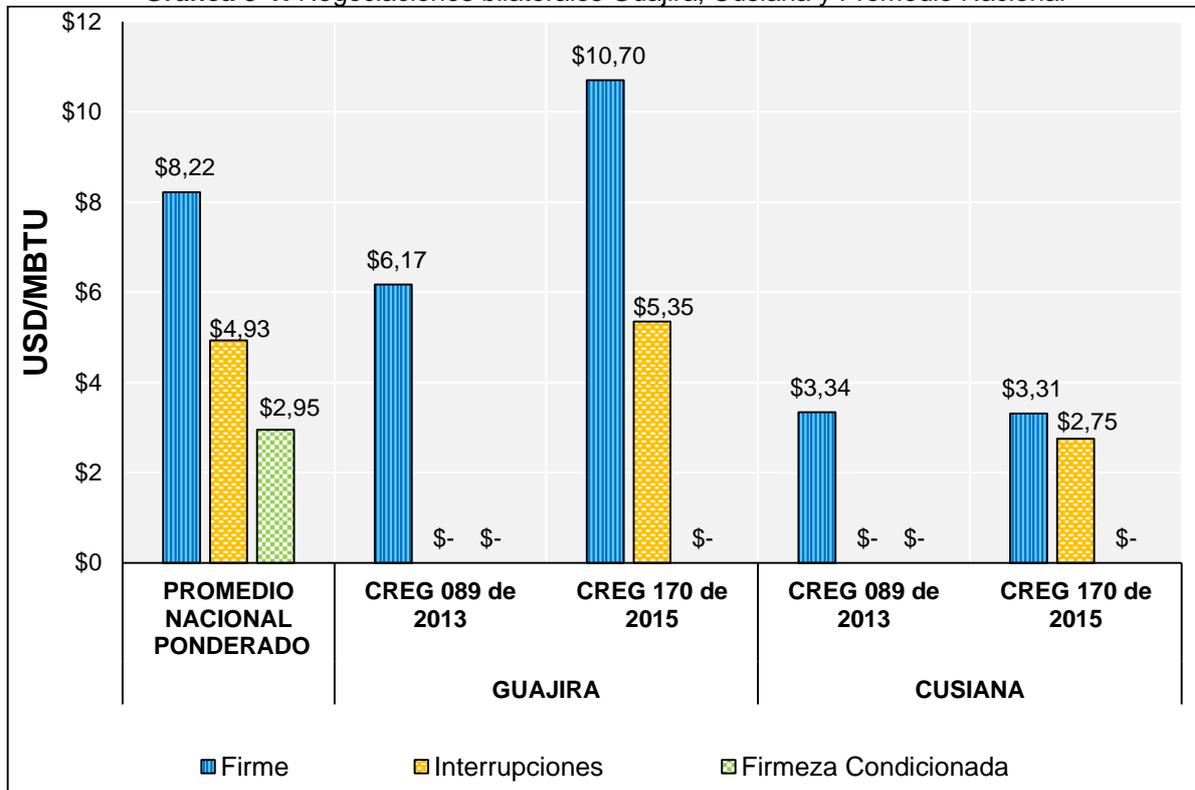
A mediados de 2015 se intensificó el Fenómeno El Niño, y era evidente la necesidad de gas natural para generación térmica. Por tal razón, la CREG emitió adicionalmente la Resolución 170 de octubre 2015, en virtud de la manifestación de algunos productores-comercializadores de gas natural de ajustar las declaraciones de producción totales disponibles para la venta en firme (PTDVF) y de las cantidades importadas disponibles para la venta en firme (CIDVF), realizada al Ministerio de Minas y Energía en mayo de 2015. Para algunos de los actores del mercado, era necesario flexibilizar los mecanismos de comercialización de gas y poder negociar contratos de suministro por un período inferior a un año.

Con las modificaciones realizadas, el proceso de comercialización del mercado primario (mercado donde los productores-comercializadores transportadores y comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural y servicio de transporte) se desarrolló, según los mandatos de la CREG y los resultados de las negociaciones bilaterales, entre octubre y noviembre de 2015 alcanzando un promedio ponderado nacional de 8,22 USD/MBTU para contratos en firme, 4,93 USD/MBTU para contratos con interrupciones y 2,95 USD/MBTU para los contratos de firmeza condicionada. Es decir que a 2014 se presentó un aumento del 73%, para el caso de los contratos en firme.

En resumen, se adelantaron negociaciones bajo la Resolución CREG 089 de 2013 y 170 de 2015 cuyos resultados indican que para el gas del campo Guajira se produjo un incremento de 13%, ya que el precio pasó de 5,45 USD/MBTU a 6,17 USD/MBTU. Para el caso del campo Cupiagua se presenta un incremento de 26% pues el precio pasó de 3,45 USD/MBTU a 4,35 USD/MBTU y en Cusiana se alcanzó una disminución de 3%, pasando de 3,4 USD/MBTU a 3,34 USD/MBTU.

Por ser los campos Guajira y Cusiana los utilizados en el análisis de la proyección de precios de gas natural de largo plazo, en la Gráfica 5-1 se ilustran los resultados particulares, para estos dos campos y se toman como representativos.

Gráfica 5-1: Negociaciones bilaterales Guajira, Cusiana y Promedio Nacional



Fuente: Gestor del Mercado BMC

La Gráfica 5-2 muestra los resultados de los volúmenes transados en el proceso de negociación en el año 2015. Se destaca las cantidades transadas en el corto plazo.

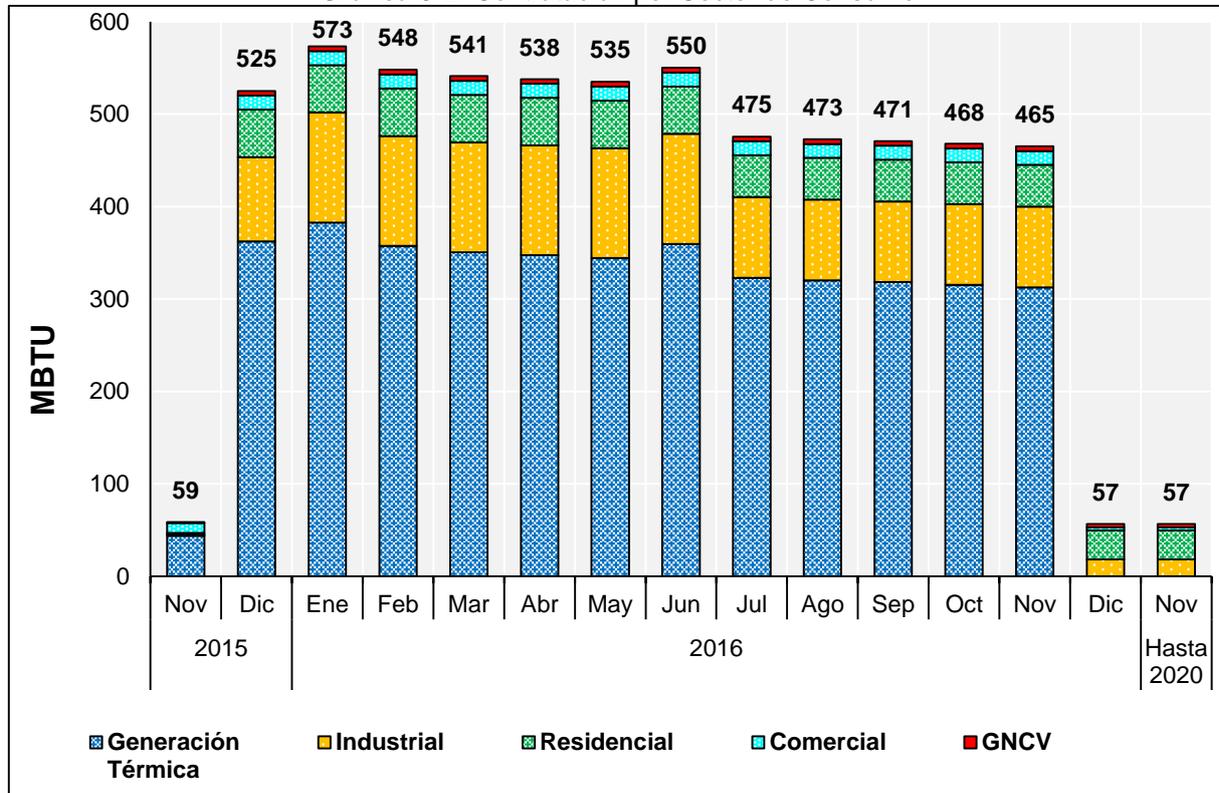
Los resultados señalan que la contratación promedio del gas Guajira, entre diciembre 2015 y noviembre 2016, llegó 362,6 GBTUD de los cuales, en promedio, 305,1 GBTUD se contrataron bajo la modalidad interrumpible. Por otro lado, el 84% del total fue destinado a la atención de la generación térmica, seguido por el 11,5% para la demanda industrial, 3,9% para la demanda residencial y, por último, se contrata para atender demanda GNVC y Comercial el 0,1% y el 0,5% respectivamente.

En cuanto al gas de Cupiagua, la contratación promedio para el primer año fue de 79,3 GBTUD, de los cuales 22,9 GBTUD fueron interrumpibles. El 39% del total que se contrató se destina para la atención de la demanda residencial, el 24% para la demanda industrial, el 16% para la demanda comercial, el 14% para generación térmica y el 6% para la atención de la demanda de GNV.

Del gas proveniente del campo Cusiana se contrataron en total 71,4 GBTUD, de los cuales 41 GBTUD fueron interrumpibles, y de estos un 47% fue dirigido para la atención de la demanda

térmica, un 44% para la demanda industrial, un 8% para el sector residencial y un 0,4% para el sector comercial

Gráfica 5-2: Contratación por Sector de Consumo



Fuente: Gestor del Mercado BMC

En el caso de La Creciente, se contrataron 31 GBTUD de enero 2016 a diciembre 2016 bajo la modalidad en firme. El 85% se destinó para la atención de la demanda industrial y el 15 % restante para el sector térmico.

Como el gas es garantía de la declaración de confiabilidad en el sector eléctrico, su demanda para producir energía eléctrica creció de manera importante desde el mes de septiembre de 2015 -sin que ello signifique que durante los primeros meses de ese año el consumo registrado hubiese sido menor- exigiendo del sistema de abastecimiento de gas natural la máxima operación para atender el sector eléctrico.

Como en el anterior Fenómeno de El Niño (2009-2010), la mayor generación térmica provino de las plantas térmicas a gas, ocasionando una señal de escasez de gas natural que debe finalizar cuando se normalice el régimen de lluvias y los embalses se recuperen, señal que obedece a la ausencia de una oferta comercial suficiente para suplir la demanda variable de largo plazo en el sector térmico.

Lo anterior no se debe a que no exista el hidrocarburo, ya que son muchos los elementos para que esto ocurra, como por ejemplo, la insuficiencia en transporte, la baja contratación de los agentes generadores o suponer que con gas secundario o con OCG se disponía de la oferta suficiente para atender los requerimientos de generación.

Para el ejercicio de proyección del precio del gas natural de largo plazo que a continuación se presenta, se toma como punto de partida el resultado obtenido en la negociación del año 2015 y con las condiciones iniciales de la Resolución CREG 089 de 2013, bajo la consideración de que la Resolución CREG 170 de 2015 es un caso exógeno que se dio como resultado del Fenómeno de El Niño y por ello su contratación es de solo un año. Por lo anterior, entre los meses de noviembre de 2015 y octubre de 2016 se consideran precios para Guajira de 6,17 USD/MBTU y Cusiana de 3,34 USD/MBTU, afectado por los deflatores correspondientes.

El supuesto básico en la determinación de los precios es la evolución hacia la paridad de importación, teniendo en cuenta el balance nacional de mediano y largo plazo, construido con la mejor información disponible en el momento del análisis. Este supuesto no significa que se reduzcan las actividades de exploración de hidrocarburos, ni que todo el gas nacional se vaya a transar a estos precios, pues el gobierno continúa con su propósito de aumentar las reservas y la producción para garantizar la atención de la demanda interna y la continuidad de las exportaciones. Sin embargo, se analiza como un escenario ácido de precios.

5.1 Precios Internacionales

El mercado mundial de GNL viene soportando cambios importantes después de lo ocurrido en Fukushima. Las primeras manifestaciones se dieron por una mayor oferta de GNL frente a la demanda en la cuenca del Pacífico debido al uso del recurso nuclear para la generación de electricidad. Luego vino la caída del precio del petróleo en el segundo semestre de 2014, así como una menor demanda de energéticos en China por la desaceleración económica permitiendo, en términos generales, que la cuenca del Pacífico disponga de excedentes importantes de GNL y por ende de unos menores precios para este energético.

Así mismo, nuevos suministros se prevén que ingresen al mercado mundial entre 2015 y 2016, y años posteriores, con lo cual se espera que aumente considerablemente la liquidez del mercado, lo que impacta directamente los precios. También se percibe que las oportunidades de arbitraje entre las cuencas del Atlántico y Pacífico descendan con lo cual es factible que a largo plazo se presente una convergencia en los precios.

En términos generales, se puede decir que existe una alta incertidumbre en torno a lo que puede pasar a corto y mediano plazo. En el largo plazo, el comercio internacional de GNL se estima positivo, debido a que son muchos los países emergentes que tienen dentro de sus planes construir plantas de regasificación para el manejo de GNL.

Como es sabido, la fijación de los precios de GNL depende más de factores locales y regionales que de eventos globales, por ello se tienen distintos marcadores así:

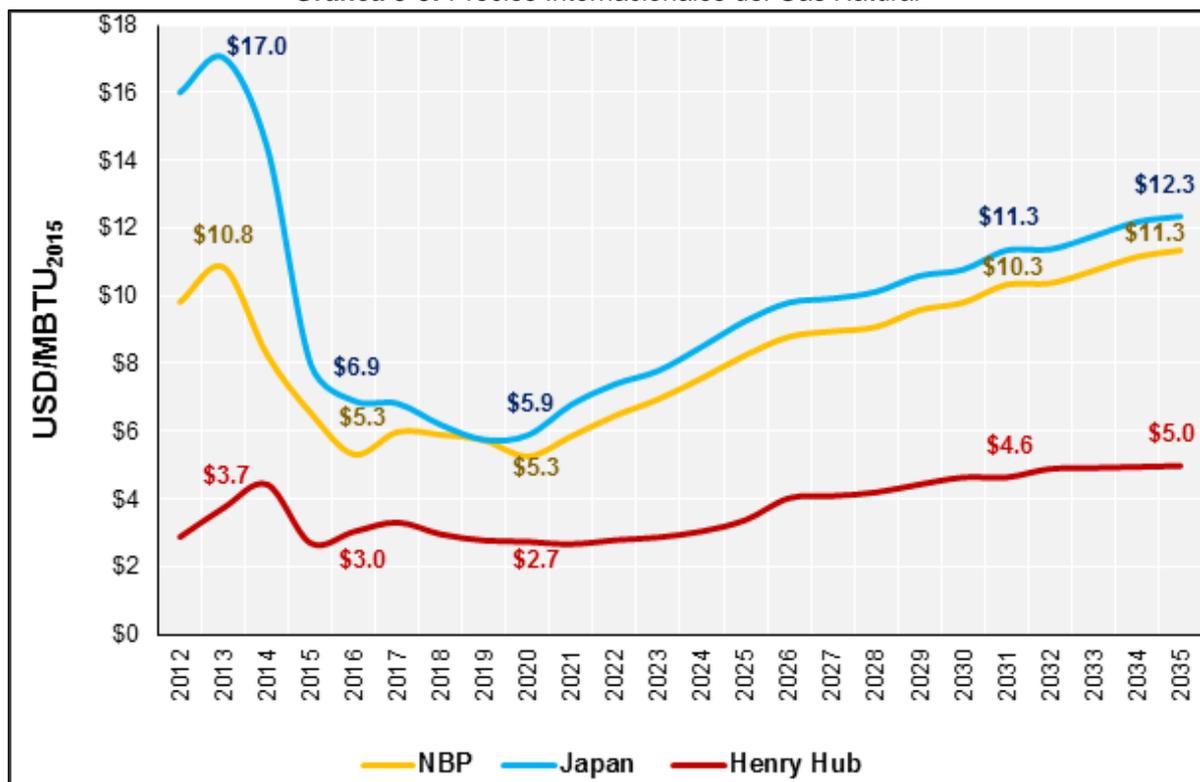
- El JKM, que sirve para tranzar los precios spot del gas natural (GNL) en Corea y principalmente en Japón, el cual está vinculado con los precios del petróleo y desde junio de 2014 a la fecha ha mostrado una reducción cercana al 52%.
- El NBP, es el marcador del precio spot de gas natural en Inglaterra. Se establece con base en la relación entre la oferta y la demanda de gas y también viene presentado un descenso continuo que ha sido cercano al 31% entre junio de 2014 y enero de 2016.

- El Henry Hub (HH), es el marcador de precio de gas natural en Norteamérica. Al igual que el NBP, el Henry Hub se establece con base en la relación entre oferta y demanda y su reducción en los últimos 18 meses se acerca al 50%.

Para los mercados Asiático y Europeo, tanto el JKM como el NBP representan un índice para los importadores, ya que son mercados que históricamente han sido los más representativos en la opción de compra de este combustible al no ser potenciales productores. En ambos casos, y por incrementos en su demanda para ambos mercados, los precios a comienzo de 2014 se encontraban en sus máximos históricos, alcanzando valores de 17 USD/MBTU para el JKM y de 10,8 USD/MBTU para el NBP.

Por virtud de los factores antes mencionados, se presentaron reducciones notables, llegando a 6,9 USD/MBTU para el JKM y de 5,3 USD/MBTU para el NBP a enero de 2016. La estabilidad de estos índices se prevé en el corto plazo y hasta el año 2020, año en el cual comienzan a recuperarse los precios, hasta los 12,3 USD/MBTU para el JKM y de 11,3 USD/MBTU para el NBP.

Gráfica 5-3: Precios Internacionales del Gas Natural



Fuente: Wood Mackenzie y cálculos propios.

Por el contrario, en el caso de Estados Unidos como potencial exportador, el índice Henry Hub representa un mercado sin los costos de licuefacción, transporte y regasificación, que requiere la cadena del GNL. En la Gráfica 5-3 se muestran los precios del GNL (JKM y NBP) y del gas natural en Estados Unidos (Henry Hub), del cual se espera que entre al mercado del GNL en el presente año con una prima adicional por exportación, un costo de transporte por gasoducto

hasta la fuente de exportación y unos costos de licuefacción y transporte a los diferentes mercados importadores.

5.2 Supuestos y metodología de proyección

La elaboración de la estimación de precios requiere de la definición de parámetros de entrada en los modelos, valores sobre los cuales se asumen comportamientos futuros que deben ser entendidos como cifras de referencia que emplean los modelos para definir los probables “futuros energéticos”.

Estos parámetros, conocidos como “supuestos de proyección”, de ninguna manera son mandatorios ni deben ser entendidos como políticas establecidas. Dado el alto grado de incertidumbre, se establecerán franjas o rangos sobre los diferentes supuestos para incrementar la probabilidad de que los valores futuros estén incluidos dentro de los análisis realizados durante el proceso de la planeación.

Para el desarrollo de este trabajo se revisó toda la información disponible, tanto nacional como internacional, a diciembre de 2015, así como el reporte del Gestor del Mercado de Gas Natural denominado: “Informe contratación proceso de comercialización 2015”. A continuación se definen los supuestos para la estimación del precio de gas natural.

5.2.1 Supuestos de Mercado:

- Entrada en funcionamiento de la planta de regasificación en diciembre de 2016 y por tanto inicio de importaciones de gas natural, según los reportes de distintos agentes y considerando un año de retraso.
- La entrada de las importaciones, con índices internacionales de GNL, afectará de manera directa el mercado nacional de gas natural, teniendo un impacto cada vez mayor, en la medida en que las importaciones tengan más peso sobre la oferta nacional. Se estima un precio paridad importación para el mercado de la Costa y un precio compuesto para el Interior.
- El peso de las importaciones sobre la oferta total se toma del balance oferta-demanda del presente documento, donde se muestra la necesidad de importación de gas en el corto plazo por suministro insuficiente, en la medida en que la oferta nacional se reduce para los próximos años.

5.2.2 Supuestos de Precios

- Según la Resolución CREG 089 de 2013, se llevaron a cabo las negociaciones bilaterales en el año 2015 y se estableció el precio de los contratos en firme, los cuales se toman como semilla para las proyecciones presentadas en este documento. Estos valores se toman para cada una de las dos fuentes principales de producción (Guajira y Cusiana), la primera representando el mercado de la Costa y la segunda representando el mercado del Interior. La información es tomada del Informe Contratación Proceso de Comercialización 2015 Gerencia Mercado De Gas.
- Los precios del gas nacional de las fuentes Guajira y Cusiana se indexan con el índice Henry Hub, que representa el mercado de la Costa del Golfo.

- El precio internacional se calculó mediante la metodología Net-back, partiendo de la fuente de exportación, que en este caso se consideró a Trinidad y Tobago, principal punto de interés para Colombia por los excedentes de corto plazo de que dispone, y porque suministra GNL a los principales mercados (Asia, Europa y América). A los precios CIF (Cost Insurance and Freight), en los distintos puntos de entrega se les excluyó el costo de transporte marítimo, obteniendo los precios FOB en Trinidad y Tobago, para los diferentes mercados.
- A partir de un promedio del precio en planta de licuefacción en Trinidad y Tobago se obtuvo el precio CIF para Colombia, es decir, el precio FOB de Trinidad y Tobago más el costo de transporte marítimo al puerto de Cartagena, al cual se le adiciona el costo de regasificación.
- Los precios de la Costa se obtienen tomando como base los precios internacionales y los precios del interior se calculan mediante un precio compuesto que parte de los precios nacionales y de los internacionales, ajustados por su participación en la atención total de la demanda nacional, considerado de la siguiente forma:

$$P_C = P_I * \frac{V_I}{D} + P_N * \frac{V_N}{D}; \quad \text{siendo } V_I + V_N = D$$

Donde:

P_C = Precio compuesto
 P_I = Precio Internacional
 P_N = Precio Nacional
 V_I = Volumen Importado
 V_N = Volumen Nacional
 D = Demanda Total

- Se define como corto plazo el periodo de enero de 2016 a diciembre de 2017, y como largo plazo de enero de 2018 a diciembre de 2035.
- Dentro del análisis se excluye el uso del Henry Hub como driver de la estimación, debido al alto costo que este marcador tiene y que considera gas sin la cadena de valor de GNL que lo hace inviable para Suramérica. Además, teniendo en cuenta que la mayoría del gas de Estados Unidos proviene de formaciones de *shale gas*, requieren altas rentabilidades por los costos de exploración.
- Los precios en este documento son presentados en términos reales de 31 de diciembre de 2015. Los precios son ajustados con los comportamientos de las proyecciones presentadas por Wood Mackenzie en Diciembre de 2015 y los precios históricos de las negociaciones de GNL presentadas por la fuente Argus.

5.2.3 Escenarios

Se consideran tres escenarios (alto, medio y bajo) para representar las posibles trayectorias futuras con la mayor apertura posible ante la incertidumbre de los mercados internacionales y las negociaciones bilaterales. A continuación, se especifican los supuestos para los precios de la Costa e Interior, con base en hipótesis de mercado y los precios detallados anteriormente. Estos supuestos fueron resultado de discusiones con el objetivo de representar de la mejor manera los posibles precios futuros.

A. Precios de la Costa

Para la Costa, se considera que los precios están afectados en mayor medida por los índices internacionales, debido a la ubicación de la planta de regasificación en Cartagena y su mayor incidencia en el suministro de los usuarios de la región. Toda vez que la planta puede tener excedentes, éstos podrían ser puestos al servicio de los sectores de consumo distintos al térmico

Escenario Alto: Para estimar el precio del gas natural en la Costa se aplicó la metodología Net-back al gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado Asiático, el cual dio como resultado 5,82 USD/MBTU en diciembre de 2015. Este valor fue indexado con la estimación de largo plazo del JKM. Posteriormente se adicionó un costo de transporte desde Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena calculado en 0,18 USD/MBTU y el costo de regasificación de 0,4 USD/MBTU, obteniéndose un valor total de 6,40 USD/MBTU.

Escenario Medio: En este escenario, se utiliza el análisis Net-back del gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado suramericano cuyo valor promedio en diciembre de 2015 llegó a 5,47 USD/MBTU y posteriormente se le sumó el costo de transporte de Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena de 0,18 USD/MBTU y la regasificación de 0,4 USD/MBTU, acumulando un total de 6,05 USD/MBTU.

Para la estimación de largo plazo, se aplicó al valor base del gas natural en Trinidad y Tobago las tasas de crecimiento del mercado NBP, establecidas en la proyección de largo plazo realizada por el consultor Wood Mackenzie.

Escenario Bajo: En este escenario, se empleó como semilla el resultado del Net-back, del GNL de Trinidad y Tobago puesto en el mercado de Londres, cuyo valor en diciembre de 2015 estaba en los 4,94 USD/MBTU. Este valor se indexó con las tasas de crecimiento del marcador NBP de Europa definidas en las estimaciones de largo plazo de consultor Wood Mackenzie. Luego se le adicionó el costo de transporte desde Trinidad y Tobago hasta el puerto de Cartagena y se sumó el costo de la regasificación, cuyo valor final fue 5,52 USD/MBTU.

Los escenarios medio y bajo, se indexaron con las tasas de crecimiento del índice NBP, siendo que Europa es el importador más importante de Trinidad y Tobago, por ende, el principal competidor del GNL para América Latina y en estricto sentido para las importaciones nacionales. El escenario alto adoptó las tasas de crecimiento del JKM.

B. Precios del Interior

Los escenarios del interior están afectados en mayor medida por los precios nacionales debido a la distancia entre este mercado y la ubicación de la planta de regasificación en Cartagena, que como consecuencia generaría altos costos de transporte por gasoducto. Lo anterior hace menos competitiva esta opción a nivel financiero, pero en el momento en el que el gas del Interior no sea suficiente para abastecer su demanda y llegado el caso de no incorporar nuevas reservas, se daría paso a un nuevo esquema de gas importado, transformando el precio en un valor compuesto afectado por los porcentajes de importación sobre la demanda total a atender.

Escenario Alto: En la medida que se presentan importaciones, el precio nacional del interior dado inicialmente por las negociaciones bilaterales, se indexa con el precio Henry Hub del

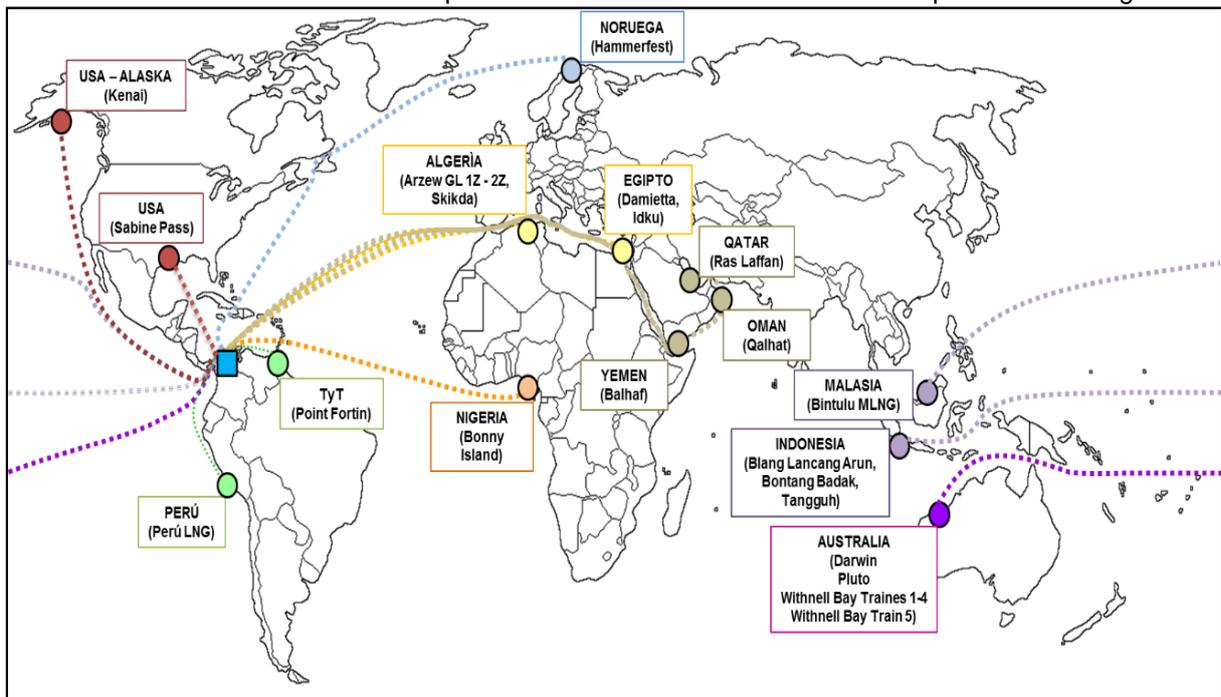
escenario medio de la estimación de largo plazo realizada por Wood Mackenzie y de costo plazo del Departamento Energía de los Estados Unidos y en lo correspondiente a la porción importada utiliza como referencia el valor del FOB en Trinidad y Tobago del mercado asiático más los componentes de transporte y regasificación en Colombia, con lo cual se llega a un precio compuesto.

Escenario Medio: En este escenario, al igual que el anterior, se tiene el precio nacional indexado al Henry Hub (escenario medio) y el escenario de importación medio, el cual corresponde al mercado americano, dando como resultado un precio compuesto ajustado por las necesidades de importación en el horizonte de proyección.

Escenario Bajo: Este escenario de precio compuesto al igual que los anteriores es formado por el precio nacional indexado al Henry Hub (escenario medio) y la porción correspondiente al importado del mercado europeo que es el más bajo de los escenarios internacionales.

A partir del documento UPME: “precios de los combustibles para generación eléctrica (enero 2016 – diciembre 2035)”, se determinaron los diferentes potenciales mercados de exportación para Colombia a partir del año 2017, teniendo en cuenta la capacidad de exportación real y, como función objetivo, la optimización de los costos de transporte de GNL.

Gráfica 5-4: Rutas marítimas de plantas de licuefacción a nivel mundial a puerto de Cartagena



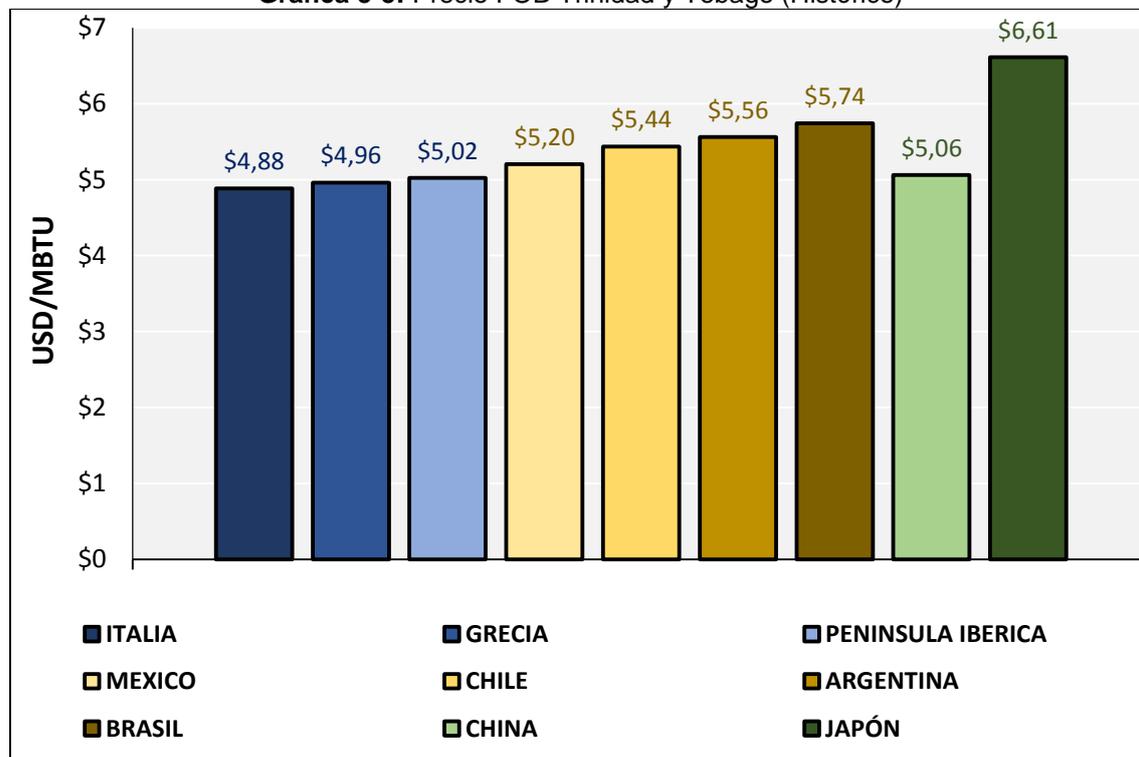
Fuente: UPME y Port World Distancie - <http://www.portworld.com/map/>.

Con este análisis, se concluyó que, de las diferentes fuentes y rutas marítimas presentadas en la Gráfica 5-4 la óptima sería Trinidad y Tobago, siendo que actualmente cuenta con una capacidad de exportación de 12 MMm³ de GNL al año y se obtendrían los menores costos de transporte.

A partir de la fuente de exportación de Trinidad y Tobago, se recogieron dos datos diarios de los últimos seis meses de la fuente Argus LNG data: i) Precios de entrega (CIF) a cada una de las fuentes de importación y ii) Costos del flete marítimo desde Trinidad y Tobago a cada una de las fuentes de importación. Ahora bien, restándole al precio CIF los costos de transporte marítimo a cada fuente, se obtiene el precio FOB de Trinidad y Tobago para cada uno de los importadores, como se ve en la Gráfica 5-5. Estos precios ya cuentan con el costo de licuefacción en las plantas de Trinidad y Tobago.

A continuación se promedian los resultados de importación en cada uno de los mercados de GNL para calcular el obtener un precio FOB Trinidad y Tobago por mercado (Asia, América y Europa) y se les agrega los costos de transporte al puerto de Cartagena (0,18 USD/MBTU) y de regasificación (0,4 USD/MBTU) ya calculados en el documento UPME: “: “Precios de los combustibles para generación eléctrica (enero 2016 – diciembre 2035)”, para obtener así el precio del gas internacional para Colombia

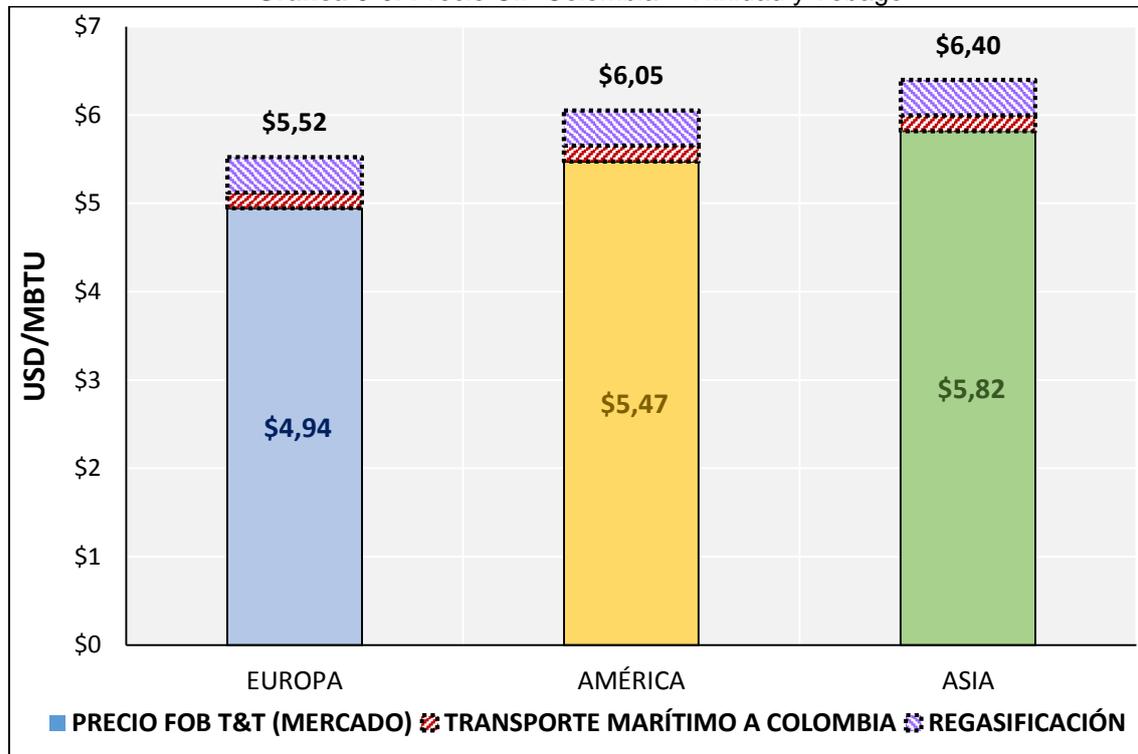
Gráfica 5-5: Precio FOB Trinidad y Tobago (Histórico)



Fuente: Argus LNG Daily y UPME.

A continuación, en la Gráfica 5-6, se muestran los resultados del análisis anterior definiendo la semilla para cada uno de los escenarios de precios internacionales a considerar en el estudio.

Gráfica 5-6: Precio CIF Colombia – Trinidad y Tobago



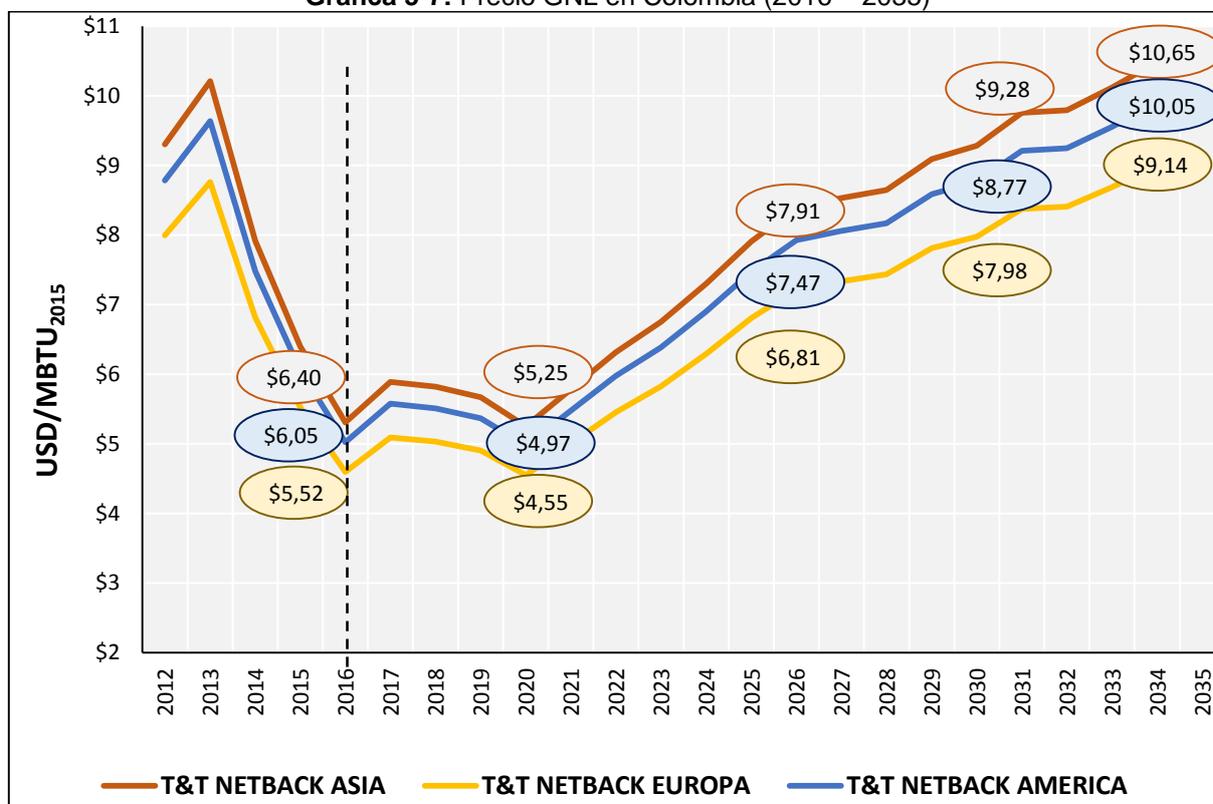
Fuente: Argus LNG Daily y UPME.

Por último, al ser Europa el mercado importador de competencia directa para Colombia debido a que Trinidad y Tobago es su principal proveedor, se escogió el índice internacional NBP como el indexador para los siguientes años de proyección.

Seguidamente, en la Gráfica 5-7, se presentan los precios proyectados para la Costa Atlántica colombiana, partiendo del valor alcanzado en diciembre de 2015 en cada uno de los escenarios evaluados los que posteriormente fueron indexados dependiendo el caso de JKM o NBP. Los resultados indican que en términos reales de 2015, se presentará una reducción hasta aproximadamente el 2020 y luego se presenta un incremento continuo. Llama la atención que los precios más bajos se alcanzaron usando el indicador NBP y el más alto cuando se emplea el JKM.

El escenario medio resultó con el indicador NBP, en el cual los precios se reducen en el corto plazo (a 2020), alcanzando valores en un rango de 4,55 USD/MBTU a 5,25 USD/MBTU y que posteriormente presentan una recuperación en el largo plazo, alcanzando para 2025 un rango de 6,81 USD/MBTU a 7,91 USD/MBTU, en 2030 un rango de 7,98 USD/MBTU a 9,28 USD/MBTU y en 2035 en un rango de 9,14 USD/MBTU a 10,65 USD/MBTU.

Gráfica 5-7: Precio GNL en Colombia (2016 – 2035)



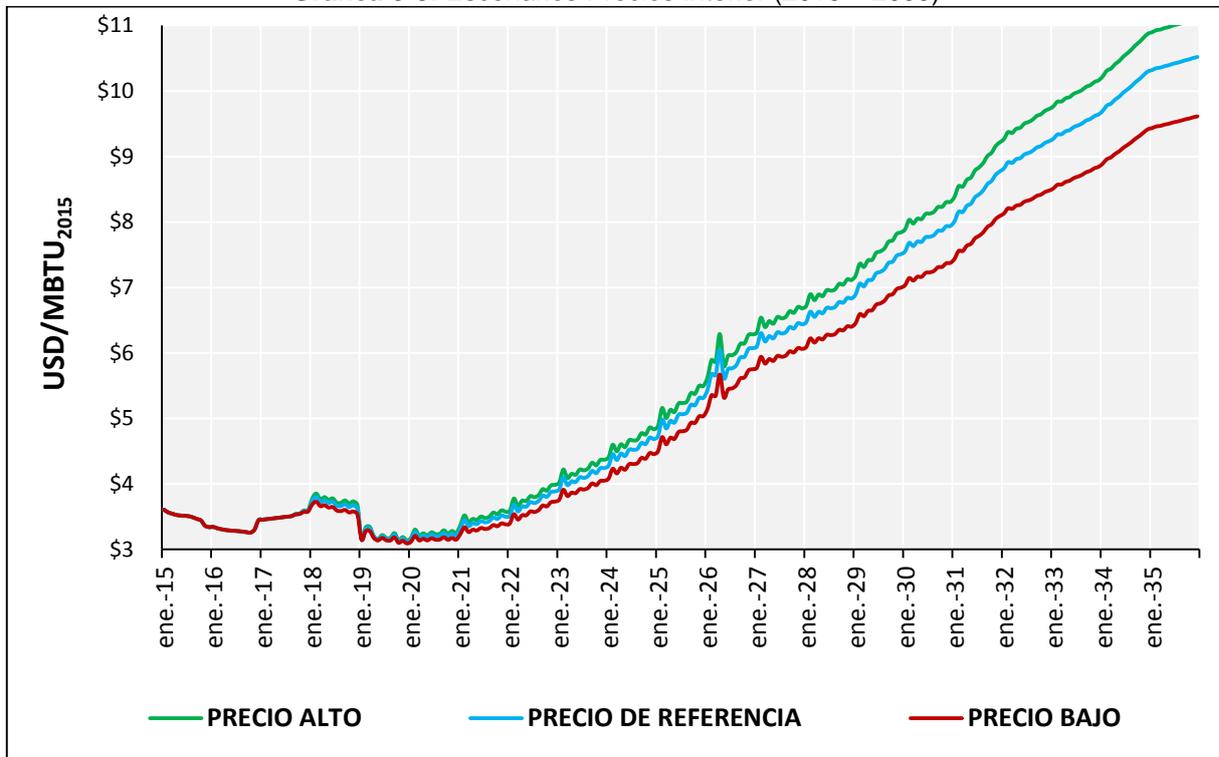
Fuente: UPME.

5.3 Resultados de la estimación (2015 – 2035)

Los precios nacionales parten de las negociaciones realizadas en octubre y noviembre de 2015, que en el caso de la Costa llegaron a 6,17USD/MBTU e Interior a 3,34 USD/MBTU. Si se adopta como punto de partida para la estimación de los precios de largo plazo de la Costa los 6,17 USD/MBTU obtenido en la negociación bilateral de 2015 y se aplica la misma metodología dada a los precios internacionales, los resultados señalan valores más altos que los mostrados en la Gráfica 5-8, situación que parece incomprensible. Por tal motivo se toman los precios internacionales calculados anteriormente, como los precios de la Costa en cada uno de los escenarios.

En cuanto a los precios del Interior, tal como fue explicado en los supuestos se tiene un precio compuesto entre los índices internacionales y los precios nacionales, los cuales presentan un escenario estable hasta el año 2020 por debajo de los 4 USD/MBTU debido a los bajos volúmenes de gas importado que entrarían al interior. Posteriormente, y cuando la participación de las importaciones sea mayor para este segmento de mercado, la diferencia entre los escenarios va siendo más visible, tendiendo a los precios internacionales y convergiendo con los precios de la Costa.

Gráfica 5-8: Escenarios Precios Interior (2016 – 2035)



Fuente: UPME

Es importante mencionar que si bien se espera que los precios tengan un incremento en el horizonte de planeación, éstos ocurrirán de manera gradual. Entre el año 2017 y 2020 se espera una estabilidad de los precios entre los 3,5 USD/MBTU y 4 USD/MBTU constantes de diciembre de 2015, los cuales no afectarán los precios nacionales debido a que los niveles de importación son bajos.

Así entonces, se espera que en el corto plazo los precios del gas natural no tengan un incremento que afecte de manera importante la demanda nacional. De igual manera, se espera que los entes reguladores puedan ajustar las herramientas y mecanismos de contratación para que en el mercado no se generen incentivos a un alza de los precios, como consecuencia de la entrada de los mercados internacionales.

6 TRANSPORTE GAS NATURAL

En esta sección se examinan en detalle las características del sistema actual de transporte de gas natural, y tiene como objetivo presentar los requerimientos de expansión de la capacidad de transporte de gas natural en respuesta a la evolución proyectada de la demanda y la oferta presentados en capítulos anteriores.

6.1 Modelo para el balance nodal de gas natural

Si bien en el pasado no se han presentado problemas de abastecimiento por transporte de gas natural en el país, exceptuando algunos eventos que se analizarán en el capítulo de confiabilidad, la infraestructura de transporte deberá incrementarse en la medida que la demanda aumente en las diferentes regiones y nodos del país.

Por otra parte, la declinación de los campos de La Guajira y posteriormente de Cusiana-Cupiagua, además de la baja incorporación de reservas de gas que conlleva a la necesidad de importar gas natural, precisan de nuevas obras de infraestructura de transporte debido, a que algunas regiones se abastecerían desde nodos diferentes a los que lo hacen en la actualidad.

Luego de definir las características del sistema actual en cuanto a condiciones físicas y restricciones de operación impuestas por el mismo sistema, se consideró la topología, diámetros de tubería, presiones máximas y mínimas, capacidad de entrada en los nodos de producción y de entrega del sistema de transporte, entre otros aspectos relevantes.

6.1.1 Distribución nodal de la oferta

La red de gas de Colombia es esencialmente radial, contando con dos fuentes principales de suministro que son los campos de la Guajira (Ballena, Chuchupa y Riohacha) y los campos del Casanare (Cusiana, Cupiagua y otros). Existen otros campos de menor magnitud, distribuidos en distintas cuencas del país (Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, entre otros), y algunos aislados del sistema de transporte sirviendo algunas zonas, como los campos que surten Yopal (Morichal, Floreña, entre otros) y los campos del Catatumbo, que abastecen Cúcuta (Sardinata, Cerrito, entre otros).

Por otra parte, se estima la importación de gas natural licuado y posteriormente regasificado desde comienzos del año 2017, la cual entraría al Sistema Nacional de Transporte desde el nodo de Mamonal (Cartagena). Tal como se mostró en el capítulo de oferta, la declaración de producción de 2016 incluye la planta de regasificación en la Costa Atlántica en los periodos declarados diciembre 2016 – diciembre 2024.

Si bien se realizan los balances energéticos con la información de la declaración de producción, el país requiere la continuidad del suministro de gas natural importado después de diciembre de 2024, y para efectos de los análisis de transporte, se supone que la planta de regasificación ubicada en el Caribe colombiano continuará su operación incluso después del 2024.

A continuación, la Tabla 6-1 presenta, a modo ilustrativo, la distribución nodal de la oferta de gas natural para el año 2015, y la Gráfica 6-1 la ubicación geográfica de los campos. Debe tenerse

en cuenta que la capacidad de producción de los diferentes campos evoluciona de manera propia, por lo que las participaciones y aportes de cada uno de estos varía en el tiempo.

Tabla 6-1: Distribución nodal de la oferta de gas natural (Promedio 2015, preliminar)

Región	Nodo	Producción Media 2015 [GBTUD]	Participación	Poder Calorífico [BTU/PC]	
OFERTA	Importación Pacífico	Buenaventura	-	0.0%	
	Magdalena Superior	Hobo	1.8	0.2%	958-1235
		Neiva	-	0.0%	
		Aipe	1.0	0.1%	1080
		Purificación	-	0.0%	
		Gualanday	-	0.0%	
		Guandó	-	0.0%	
		Piedras	4.3	0.4%	1157-1190
		Mariquita	0.8	0.1%	1022
	NorEste	Toledo	27.1	2.5%	1077
		Tibú	1.7	0.2%	950-1149
		Cúcuta	1.0	0.1%	982-1149
	Magdalena Medio y Cesar	Vasconia	2.0	0.2%	1014
		Sebastopol	1.8	0.2%	1013
		Boquerón	-	0.0%	
		CIB1	5.0	0.5%	986-1160
		San Rafael	33.1	3.1%	997-1068
		Aguachica	3.4	0.3%	996
		Agustín Codazzi	-	0.0%	
	Centro	Villavicencio	-	0.0%	
		Apiay	6.3	0.6%	1100
		Barranca de Upía	-	0.0%	
		Aguazul	432.7	40.4%	1049-1140
		Sogamoso	-	0.0%	
		Yopal 1	39.3	3.7%	1100
	Magdalena Inferior	Yopal 2	-	0.0%	
		Jobo	22.8	2.1%	1006
Sahagún		-	0.0%		
Mompox		-	0.0%		
San Mateo		51.2	4.8%	997-1100	
Carmen de Bolívar		-	0.0%		
El Dificil		9.4	0.9%	1050-1100	
Sincelejo (Offshore)	-	0.0%			
Importación Caribe	Mamonal	0.9	0.1%	1000	
Guajira	Riohacha	-	0.0%	996	
	Ballena	424.3	39.6%	996	
Importación Venezuela	Ballena	-	0.0%		

TOTAL OFERTA (S.N.I. + IMPORT. + ZON.AISL.)	1,070.1	100.0%	1,049
OFERTA NACIONAL S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado)	1,028.1	96.1%	1,047
OFERTA IMPORTADA	-	0.0%	-
OFERTA ZONAS AISLADAS (Yopal + Tibú + Cúcuta)	42.0	3.9%	1,099

Fuente: Concentra y MINMINAS. Cálculos: UPME

6.1.2 Distribución nodal de la demanda

Para efectos del análisis, la demanda nacional de gas natural se distribuye en 43 nodos (ver Gráfica 6-1 y Tabla 6-2), con una participación variable en el tiempo según el consumo de las regiones, y cada nodo evoluciona a tasas diferentes (ver Capítulo 3).

Tabla 6-2: Distribución nodal de la demanda de gas natural (promedio 2015, preliminar)

	Región	Nodo	Demanda Media 2015 [GBTUD]	Participación
DEMANDA	SurOeste	Popayán	2.0	0.2%
		Candelaria	3.4	0.3%
		Palmira	5.0	0.5%
		Cerrito	0.5	0.0%
		Buenaventura	0.5	0.1%
		TermoValle/Emcali	11.3	1.1%
		Cali	61.9	5.9%
	Tuluá	10.0	1.0%	
	CQR	Zarzal	1.6	0.1%
		Armenia	4.9	0.5%
		Pereira	13.0	1.2%
		Manizales	9.9	0.9%
		Herveo	1.5	0.1%
	Tolima Huila	Padua	-	0.0%
		Hobo	1.5	0.1%
		Neiva	3.1	0.3%
		Aipe	0.1	0.0%
		Purificación	0.2	0.0%
		Chicoral	0.8	0.1%
		Guandó	2.3	0.2%
		Fusagasugá	0.7	0.1%
		Ibagué	5.2	0.5%
		Gualanday	0.9	0.1%
		TermoPiedras	0.8	0.1%
		Honda	0.4	0.0%
		Mariquita	2.3	0.2%
	NorOeste	Medellín	50.8	4.8%
		Cisneros	2.0	0.2%
	Magdalena Medio	TermoSierra	16.6	1.6%
		TermoDorada	-	0.0%
		TermoCentro	44.4	4.2%
		Sebastopol	0.1	0.0%
		Vasconia 1	25.2	2.4%
		CIB1	104.0	9.9%
		Merielectrica	11.1	1.1%
		San Rafael	-	0.0%
		San Alberto	1.5	0.1%
		Aguachica	2.4	0.2%
		La Mata	0.1	0.0%
		Pailitas	1.5	0.1%
	NorEste	Curumaní	1.6	0.2%
		Toledo	0.1	0.0%
		Tibú	0.0	0.0%
Cúcuta		2.1	0.2%	
Costa Interior	Bucaramanga	9.6	0.9%	
	Boqueron	-	0.0%	
	El Dificil	-	0.0%	
	Casacara	-	0.0%	
	Agustin Codazzi	1.7	0.2%	
	Valledupar	3.0	0.3%	
	Urumita	0.3	0.0%	
	Hato Nuevo	1.8	0.2%	
Intercor	-	0.0%		

(Continúa)

	Región	Nodo	Demanda Media 2015 [GBTUD]	Participación
DEMANDA	Centro	Usme	-	0.0%
		Villavicencio	6.7	0.6%
		Granada	0.3	0.0%
		Apiay	29.8	2.8%
		Cumaral	0.2	0.0%
		Barranca de Upía	0.2	0.0%
		Monterrey	2.6	0.3%
		Aguazul	0.2	0.0%
		Yopal Aislado	42.0	4.0%
		Miraflores	3.2	0.3%
		Jenesano	0.1	0.0%
		Tunja	3.6	0.3%
		Sogamoso	4.7	0.4%
		Villa de Leyva	0.2	0.0%
		Puente Nacional	2.0	0.2%
		Pte. Guillermo	-	0.0%
		La Belleza	0.0	0.0%
		Caldas	1.1	0.1%
		Santana	0.2	0.0%
		Cogua	4.4	0.4%
	Briceño	-	0.0%	
	Tocancipa	8.7	0.8%	
	Bogotá	102.2	9.7%	
	Soacha	11.6	1.1%	
	Mosquera	2.9	0.3%	
	Facatativa	4.1	0.4%	
	Costa Atlántica	Cerromatoso	13.3	1.3%
		Jobo	-	0.0%
		Sahagun	2.0	0.2%
		Monteria	3.9	0.4%
		Sincelejo	5.9	0.6%
		Corozal	0.6	0.1%
		Carmen de Bolivar	0.9	0.1%
San Pedro		0.3	0.0%	
Mompox		0.6	0.1%	
Mamonal		93.3	8.9%	
Cartagena		10.5	1.0%	
TermoFlores		172.3	16.4%	
Barranquilla-Tebesa		60.4	5.8%	
Cienaga	1.0	0.1%		
Fundación	9.4	0.9%		
Santa Marta	6.3	0.6%		
Palomino	1.4	0.1%		
Riohacha	11.1	1.1%		
Ballena	0.4	0.0%		
TOTAL DEMANDA (S.N.I. + ZON.AISL.)			1,048.8	100.0%
DEMANDA NACIONAL S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado)			1,004.6	95.8%
DEMANDA ZONAS AISLADAS (Yopal + Tibú + Cúcuta)			44.1	4.2%
(Desbalance Oferta-Demanda)			21.3	

Fuente: Concentra. Cálculos: UPME

En la mencionada distribución de demanda es notable la participación de las grandes ciudades, toda vez que concentran demanda residencial, comercial, industrial y vehicular de forma significativa. Entre éstas ciudades sobresalen: Barranquilla y Cartagena, porque además consumen gas natural para generación termoeléctrica; la ciudad de Barrancabermeja, localizada

en el interior del país por sus requerimientos para la refinería de petróleo allí ubicada; y finalmente, Bogotá donde se presenta la mayor porción de demanda esencial.

Gráfica 6-1: Modelo geográfico de análisis del sistema de transporte de gas natural



Fuente: UPME.

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



En el futuro, grandes cambios en esta distribución de la demanda se originarán por la ampliación de la capacidad de producción de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como por la entrada de nueva generación eléctrica para el sector petrolero en los Llanos Orientales, específicamente en el nodo de Apiay, y en las cercanías de los campos de Cusiana y Yopal, lo cual requerirá cambios en la dirección de los flujos y de las capacidades de infraestructura. De manera contraria, la entrada de la línea de transmisión a 500 kV Cerromatoso-Chinú-Copey reduciría drásticamente el consumo de gas natural en la Costa Atlántica, especialmente en las ciudades de Barranquilla y Cartagena, cambiando la percepción y opciones de abastecimiento.

6.1.3 Descripción del sistema de transporte y del modelo utilizado

Con la distribución nodal anteriormente descrita, se desarrolló un modelo para la red de transporte, a fin de simular la operación futura del sistema y determinar los flujos de gas natural. Se consideraron las características físicas de la infraestructura (tales como diámetro, longitud, rugosidad), geográficas (altitud, temperatura, distancias, entre otros). También se consideró la capacidad de compresión disponible en algunos nodos (ver Gráfica 6-1 y Tabla 6-3).

Se utilizaron el escenario medio de proyección de demanda escenario ENSO (El Niño Southern Oscillation) y el escenario bajo de estimación de la oferta, los cuales corresponden al escenario de referencia establecido anteriormente en el Capítulo 4, que en razón a la incertidumbre relacionada con la elaboración de proyecciones, se escogió como una perspectiva conservadora.

La simulación de estado estable de la operación se hizo con resolución mensual, utilizando los valores medios de flujos diarios¹², para el horizonte comprendido entre los años 2015-2035. Se hizo un doble modelamiento de la operación: en primer lugar se programó en MATLAB 2014a, siguiendo la termodinámica de los fluidos usando la ecuación de rozamiento de White-Colebrooke y la ecuación de estado de hidrocarburos regida por la VWSR.

De manera alternativa y con propósitos de verificación, también se elaboró un modelo de proyección de flujos nodales en Excel y se simuló la operación física (hidráulica), usando el programa especializado en transporte de gas natural TGNET de la empresa Energy Solutions.

El propósito del modelo de transporte es proyectar los flujos de gas natural (MPCD) necesarios para satisfacer las demandas energéticas nodales (GBTUD) desde los campos que producen un flujo de gas natural (MPCD), con un determinado poder calorífico (BTU/ft³), para el horizonte mencionado y con resolución mensual.

Una vez determinados los flujos, se verifica que la infraestructura de transporte correspondiente tenga la capacidad necesaria, y en caso de no ser así, se estima la expansión de la infraestructura necesaria, que puede ser bajo dos mecanismos: i) instalando o aumentando la capacidad de compresión, ó; ii) construyendo nuevos ductos paralelos (loops).

Según se definió en el Capítulo 4, sobre la necesidad de una nueva fuente de oferta, se asume para el modelamiento del sistema de transporte que en el año 2023 se dispone de ese suministro

¹² Si bien cada sector de la demanda tiene variaciones horarias significativas en su consumo, para propósitos del análisis de estado estable se usó el flujo medio determinado en la proyección de demanda [MPCD].

adicional mediante importación de gas natural, el cual debe ubicarse en el puerto de Buenaventura, o cualquier otro en el Pacífico, ingresando al Sistema Nacional de Transporte en el nodo Cali (Termovalle-TermoEmcali). A continuación se presentan los resultados de la simulación:

Tabla 6-3 :Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, julio de 2014.

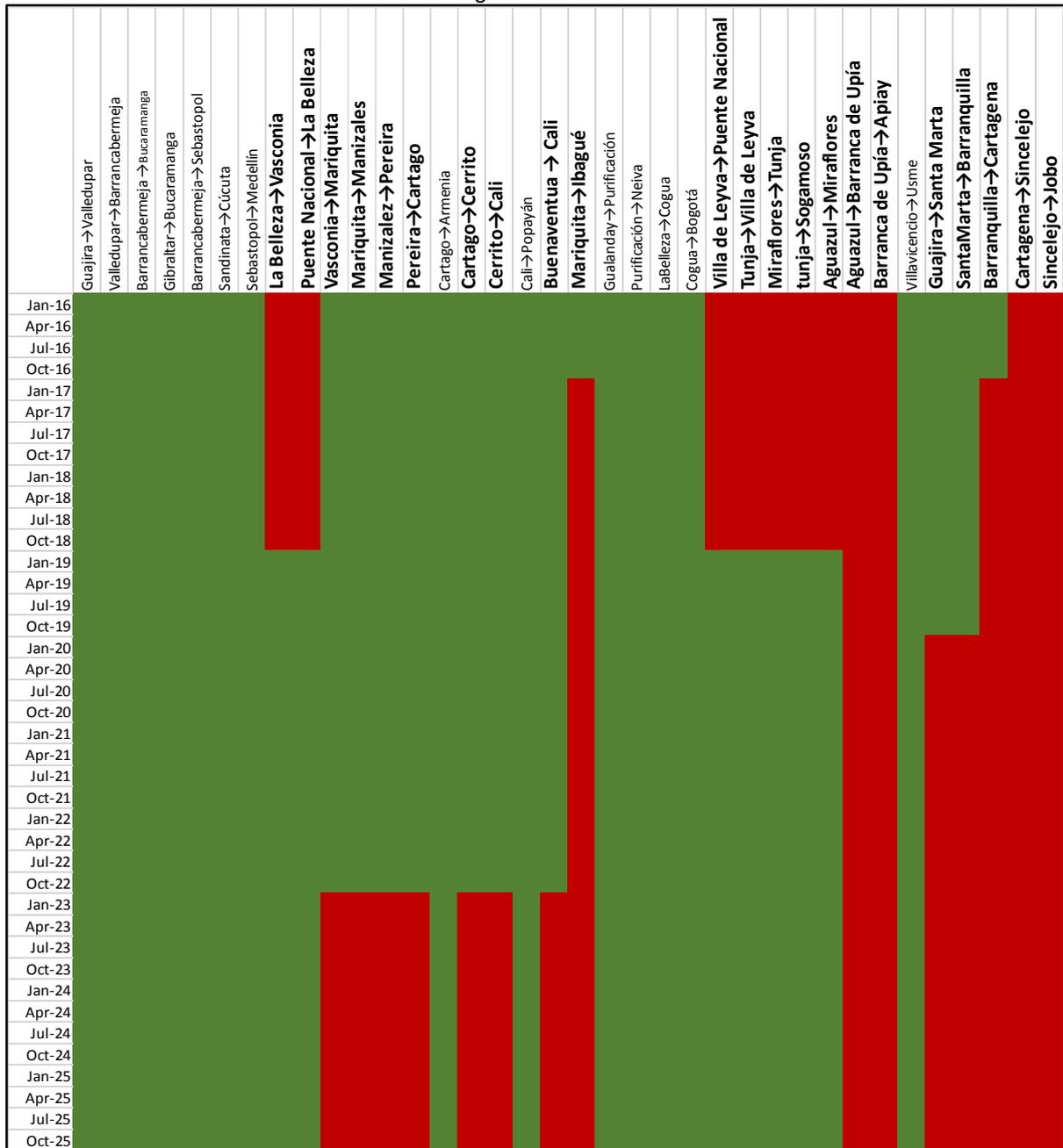
Región	Tramo	Longitud y Diámetro Exterior	Dispone de Capacidad de Compresión ?
COSTA ATLÁNTICA	Sincelejo -- Montería	70 km en 10"	Si
	Cartagena -- Sincelejo	123 km en 10" + 8 km en 20"	Si
	Barranquilla -- TermoFlores	17 km en 32"	
	TermoFlores -- Cartagena	110 km en 20"	Si
	Santa Marta -- Barranquilla	82 km en 20" y 24" (doble)	
	Riohacha -- Ballenas	27 km en 2 x 20" (doble)	
	Riohacha -- Palomino	95 km en 20" y 24" (doble)	
	Palomino -- Santa Marta	54 km en 20" y 24" (doble) + 23 km en 20"	Si
NORDESTE	Guajira -- Hatonuevo	80 km en 18"	Si
	Hato Nuevo -- Valledupar	81 km en 18"	Si
	Valledupar-- Curumaní	160 km en 18"	Si
	Curumaní -- La Mata	91 km en 18"	Si
	La Mata -- San Alberto	86 km en 18"	Si
	San Alberto -- Barrancabermeja	82 km en 18"	Si
	Barrancabermeja -- Sebastopol	110 km en 20"	Si
	Barrancabermeja -- Bucaramanga	80 km en 8" + 78 km en 8" y 6" (doble)	
	Gibraltar -- Bucaramanga	177 km en 12"	
	Sardinata -- Cúcuta	68 km en 4"	
NOROESTE	Sebastopol -- Medellín	142 km en 12" + 5 km en 14"	
CENTRO	Sebastopol -- Vasconia	60 km en 20"	
	Vasconia -- La Belleza	70 km en 12" y 16" (doble)	Si
	La Belleza -- Sucre	30 km en 22"	
	Sucre - Zipaquirá	140 km en 22"	
	Cogua -- Bogotá	55 km en 20"	Si
	Puente Nacional -- La Belleza	50 km en 20"	Si
	Puente Nacional -- Sucre	25 km en 20"	
	Puente Nacional -- Santana	35 km en 8"	
	Villa de Leyva -- Puente Nacional	50 km en 12" y 16" (doble)	
	Puente Nacional -- Tunja	70 km en 12" y 16" (doble)	
	Tunja -- Villa de Leyva	35 km en 12" y 16" (doble)	
	Miraflores -- Tunja	55 km en 12" y 16" (doble)	Si
	Tunja -- Sogamoso	60 km en 10"	
	Porvenir -- Miraflores	50 km en 12" y 16" (doble)	
	Porvenir -- Barranca de Upía	50 km en 12"	
	Barranca de Upía -- Restrepo	100 km en 10"	
	Restrepo -- Apiay	40 km en 10"	
	Apiay -- Usme	115 km en 6"	Si
Floreña -- Yopal	18 km en 6"		
Morichal -- Yopal	14 km en 4"		
TOLIMA-HUILA	Vasconia -- Mariquita	90 km en 20"	Si
	Mariquita -- Gualanday	70 km en 6"	
	Gualanday -- Purificación	60 km en 12"	
	Purificación -- Aípe	110 km en 12"	
	Aípe -- Neiva	30 km en 6"	
CQR	Mariquita -- Manizalez	125 km en 20"	Si
	Manizalez -- Pereira	55 km en 20"	
	Pereira -- Cartago	35 km en 20"	
	Cartago -- Zarzal	40 km en 20"	
SUROESTE	Zarzal - Armenia	62 km en 6"	
	Zarzal -- Tuluá	50 km en 20"	
	Tuluá -- Cali	70 km en 20"	
	Cali -- Popayán	120 km en 4"	

Fuente: Empresas transportadoras de gas natural. Cálculos: UPME.

6.2 Resultados del modelo de transporte de gas natural

De acuerdo con los resultados de las simulaciones de la operación actual y futura del sistema nacional de transporte de gas natural, se requiere incremento de capacidad en los siguientes tramos, pues los flujos proyectados son superiores a su capacidad operacional registrada (ver Gráfica 6-2). Las áreas rojas indican los tramos donde se requieren las ampliaciones y la fecha en la que se demandan las mismas

Gráfica 6-2 : Estimación de déficit en los tramos del sistema nacional de interconectado de transporte de gas natural.



Fuente: UPME.

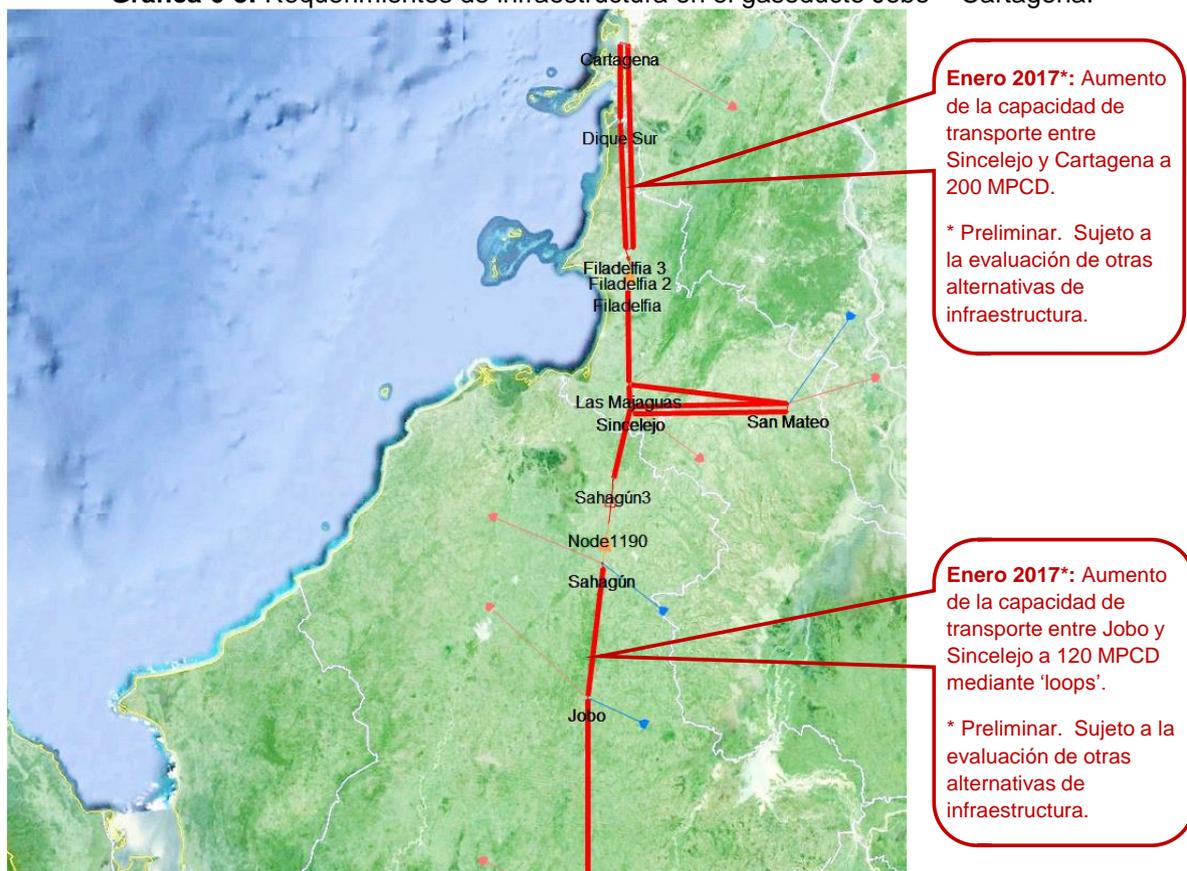
A continuación se analiza cada uno de los requerimientos de expansión de infraestructura, y en los Capítulos 7 y 8 se presentan las medidas propuestas para superar estos déficits y el correspondiente análisis financiero:

6.2.1 Gasoducto Jobo - Cartagena

Bajo el supuesto de transportar el gas disponible en el Valle Inferior del Magdalena hasta Cartagena¹³ (ver Gráfica 6-3) (descontando la demanda local), se requeriría ampliar la capacidad de transporte del tramo Jobo – Sincelejo a 120 MPCD en los próximos meses, mediante la construcción de un *loop* de diámetro 10” que duplique la capacidad actual de transporte (ver Gráfica 6-4). Adicional a lo anterior, también se requeriría disponer de un *loop* en el tramo Sincelejo-Cartagena de 16”, que aumente la capacidad de transporte entre estos puntos hasta 200 MPCD (ver Gráfica 6-5).

No obstante lo anterior, debe tenerse en cuenta que los campos del Valle Inferior del Magdalena declinan a una tasa significativa, por lo que tales ampliaciones tendrían una utilidad limitada en el tiempo. En el próximo capítulo se analizará la viabilidad financiera de estas ampliaciones.

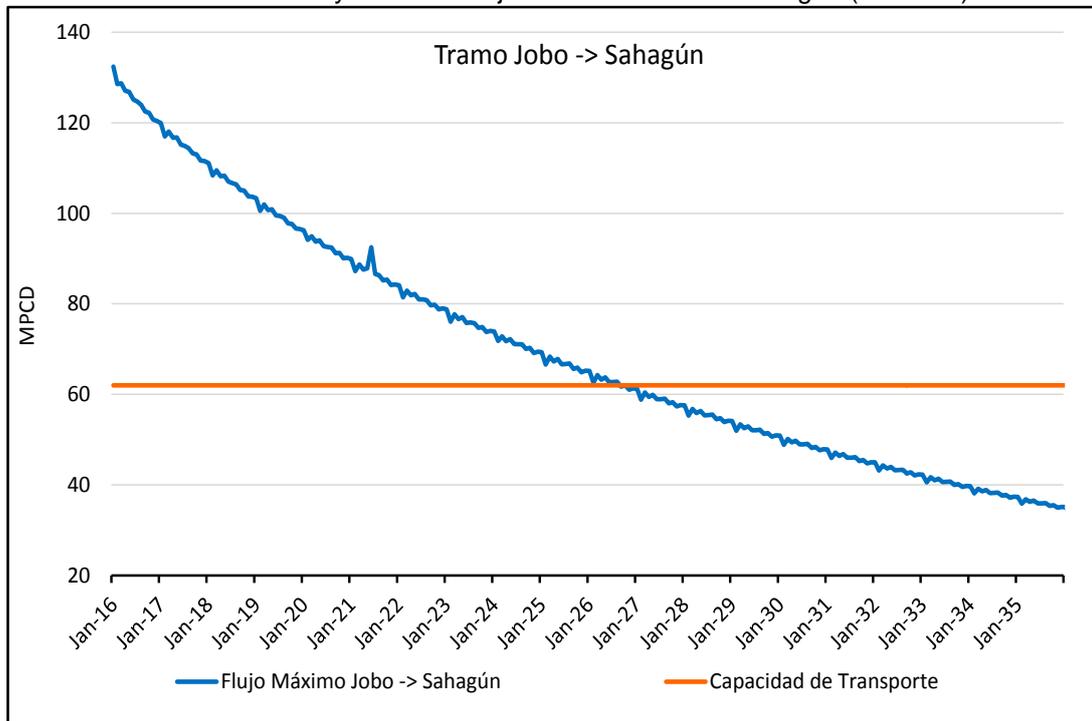
Gráfica 6-3: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Jobo – Cartagena.



Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Google Earth

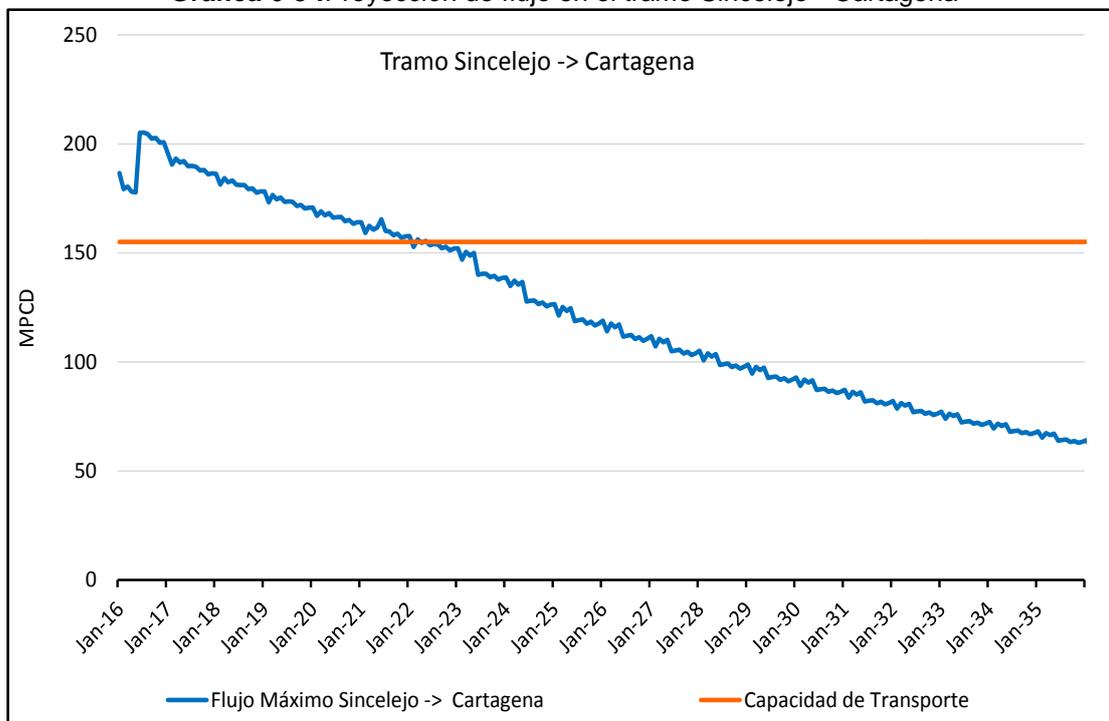
¹³ Algunas alternativas que se evalúan son la construcción de los tramos Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá y partes de él, los cual se presentarán en el Capítulo 7 de este documento y alterarían los resultados de este capítulo.

Gráfica 6-4: Proyección de flujo en el tramo Jobo-Sahagún (Córdoba)



Fuente: UPME.

Gráfica 6-5 :Proyección de flujo en el tramo Sincelejo - Cartagena

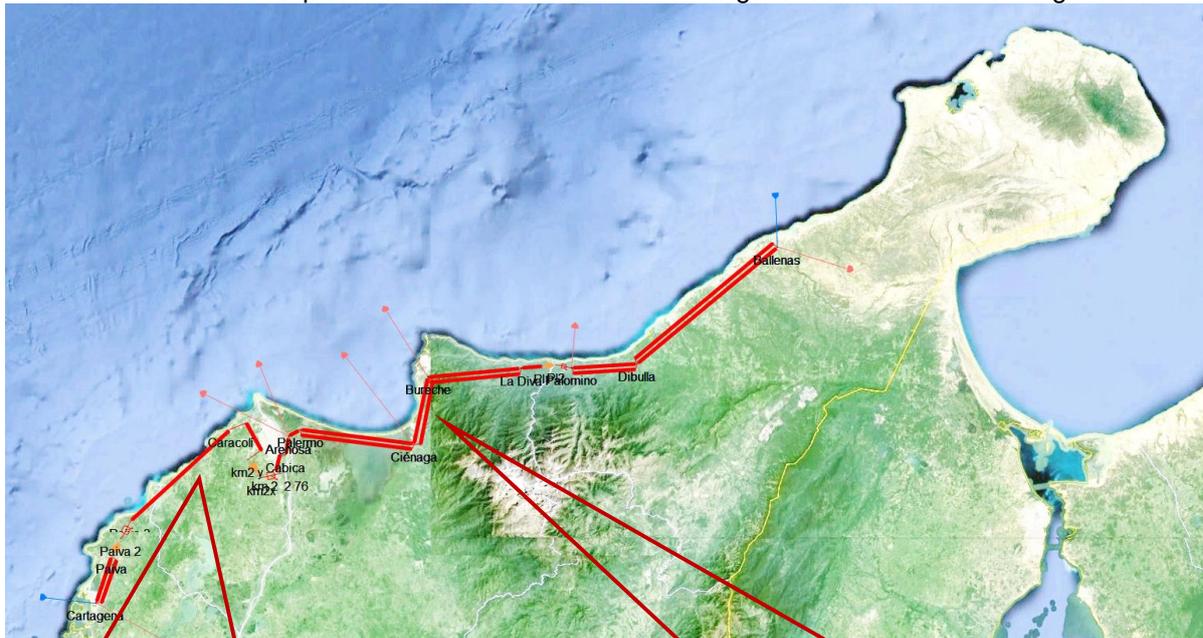


Fuente: UPME.

6.2.2 Gasoducto Ballena - Cartagena

Desde diciembre de 2016 se requerirá abastecer parte de la demanda de Barranquilla con gas natural importado, por lo que se tendría que disponer de capacidad de transporte en sentido Cartagena → Barranquilla (en sentido contrario al actual), con capacidad de 195 MPCD, que corresponden a las Obligaciones de Energía en Firme –OEF- de los generadores termoeléctricos Tebsa, TermoFlores y TermoBarranquilla. (ver Gráfica 6-6).

Gráfica 6-6: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Ballena – Cartagena



Diciembre 2016: Disponibilidad de transporte entre Cartagena y Barranquilla (Bidireccionalidad) con capacidad de 195 MPCD.

Diciembre 2020*: Aumento de la capacidad de transporte a 266 MPCD por 'loops' en los tramos Paiva-Caracol y Cabica-Arenosa.

* Preliminar. Sujeto a la evaluación de otras alternativas de infraestructura.

Septiembre 2021*: Disponibilidad de transporte entre Barranquilla y Ballenas (Bidireccionalidad) con capacidad de 100 MPCD. Obras asociadas para introducir gas natural importado al tramo Ballena-Barrancabermeja.

Febrero 2023*: Aumento de esta capacidad a 200 MPCD.

* Sujeto a la posibilidad de que otros sectores diferentes al Termoeléctrico puedan adquirir gas natural importado de la planta regasificadora de Cartagena.

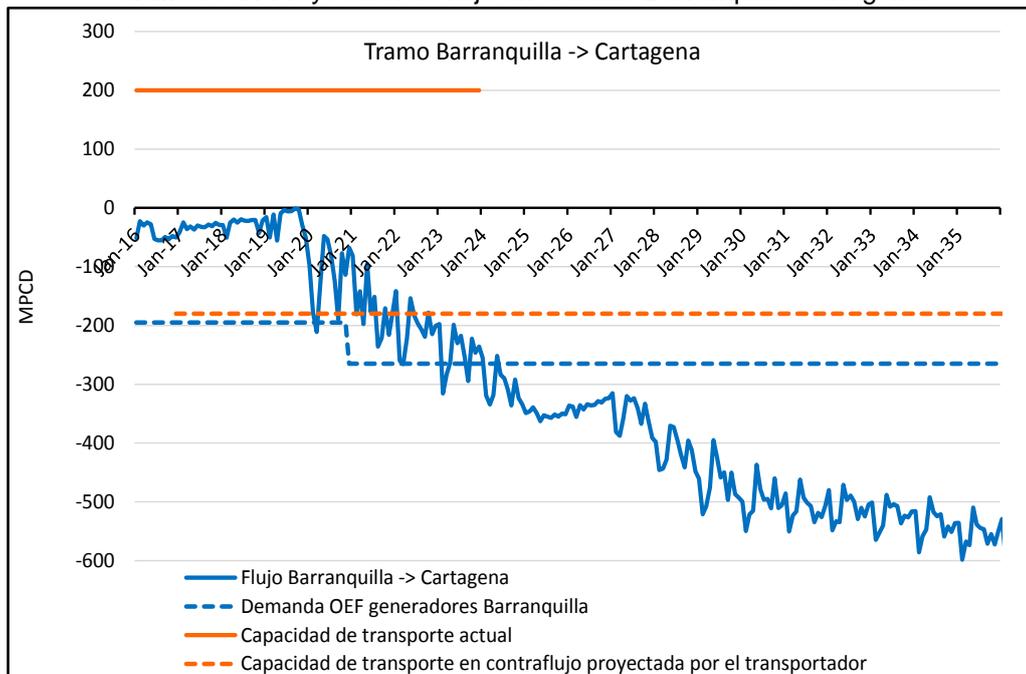
Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth

Posteriormente, desde el mes de diciembre de 2020, a fin de satisfacer los requerimientos de gas natural definidos en las OEF mencionadas, la capacidad de transporte en el segmento Cartagena → Barranquilla debe aumentar a 266 MPCD, implicando la construcción de *loops* en los trayectos Paiva-Caracol y Cabica-Arenosa.

En caso de que agentes diferentes a los generadores eléctricos de la Costa Atlántica puedan acceder a gas natural importado, los flujos de gas en este tramo serían diferentes y se podrían requerir mayores capacidades de transporte desde el año 2022. Lo anterior, asumiendo que la producción del Valle Inferior del Magdalena sea completamente transportada hasta Cartagena

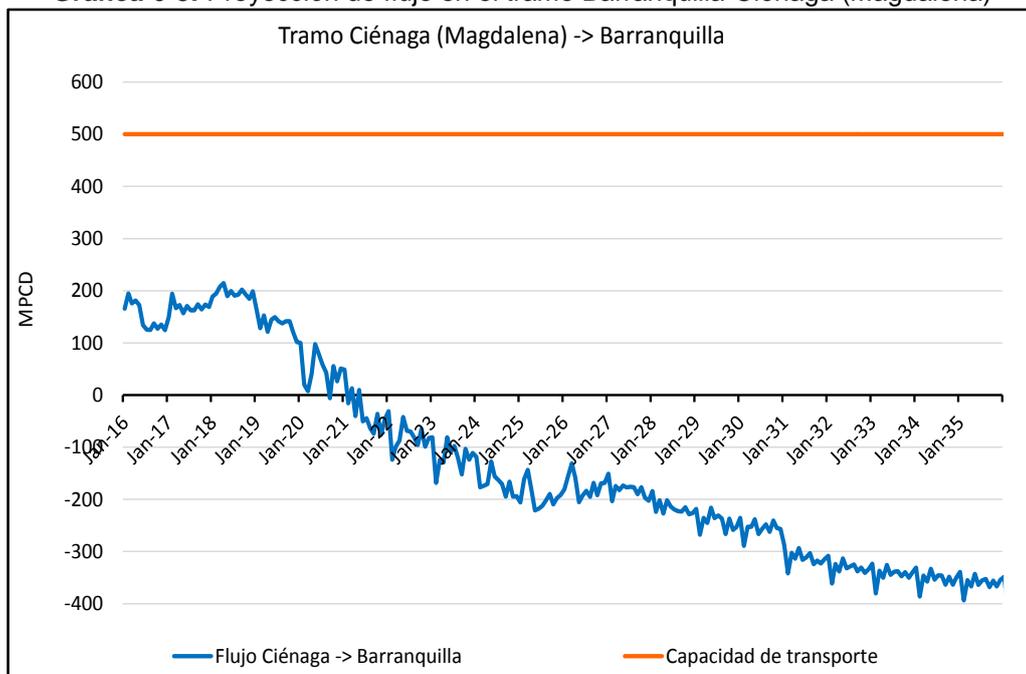
(ver Gráfica 6-7). En el tramo Barranquilla - Ballena, desde el año 2020, y asumiendo también que agentes diferentes a los generadores eléctricos de la Costa Atlántica puedan acceder a gas natural importado, se requerirá de capacidad de transporte en dirección oriental, del orden de 100 MPCD, ampliándose a 200 MPCD desde febrero de 2023 (ver Gráfica 6-8).

Gráfica 6-7: Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-Cartagena.



Fuente: UPME.

Gráfica 6-8: Proyección de flujo en el tramo Barranquilla-Ciénaga (Magdalena)



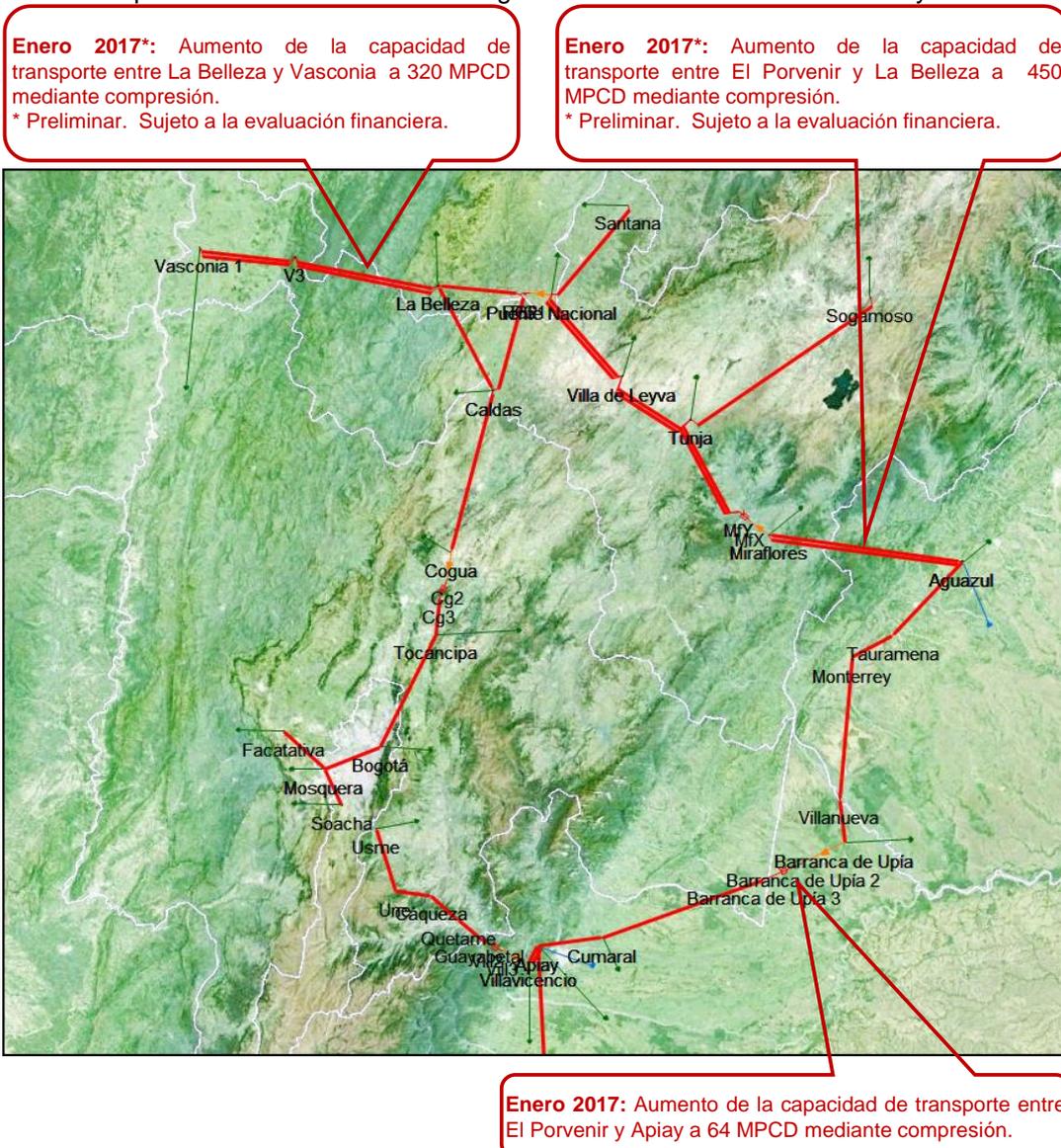
Fuente: UPME.

6.2.3 Gasoducto El Porvenir - Vasconia

Si se dispone de toda la capacidad de producción de los campos de Casanare, se requerirá aumentar en los futuros meses la capacidad de transporte de los tramos El Porvenir-La Belleza y La Belleza-Vasconia hasta 450 MPCD y 320 MPCD, respectivamente (ver Gráfica 6-9).

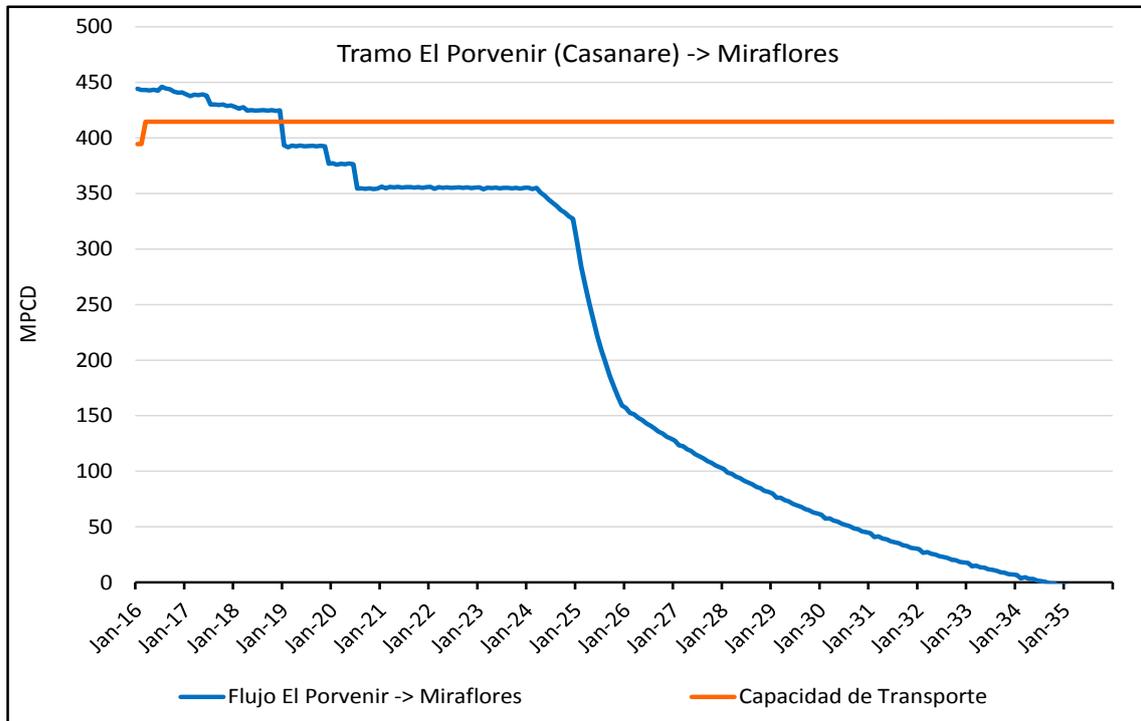
No obstante, debe tenerse en cuenta que, por el incremento de la demanda en los Llanos Orientales, causado principalmente por nuevas cargas de Ecopetrol, y aumento de la demanda Bogotá por su crecimiento natural, el excedente disponible a transportarse por los tramos mencionados se reduce progresivamente (ver Gráfica 6-10 y Gráfica 6-11). En consecuencia, tales ampliaciones tendrían una utilidad limitada en el tiempo. En el próximo capítulo se analizará la viabilidad financiera las mismas.

Gráfica 6-9: Requerimientos de infraestructura gasoductos El Porvenir – Vasconia y El Porvenir-Apiay



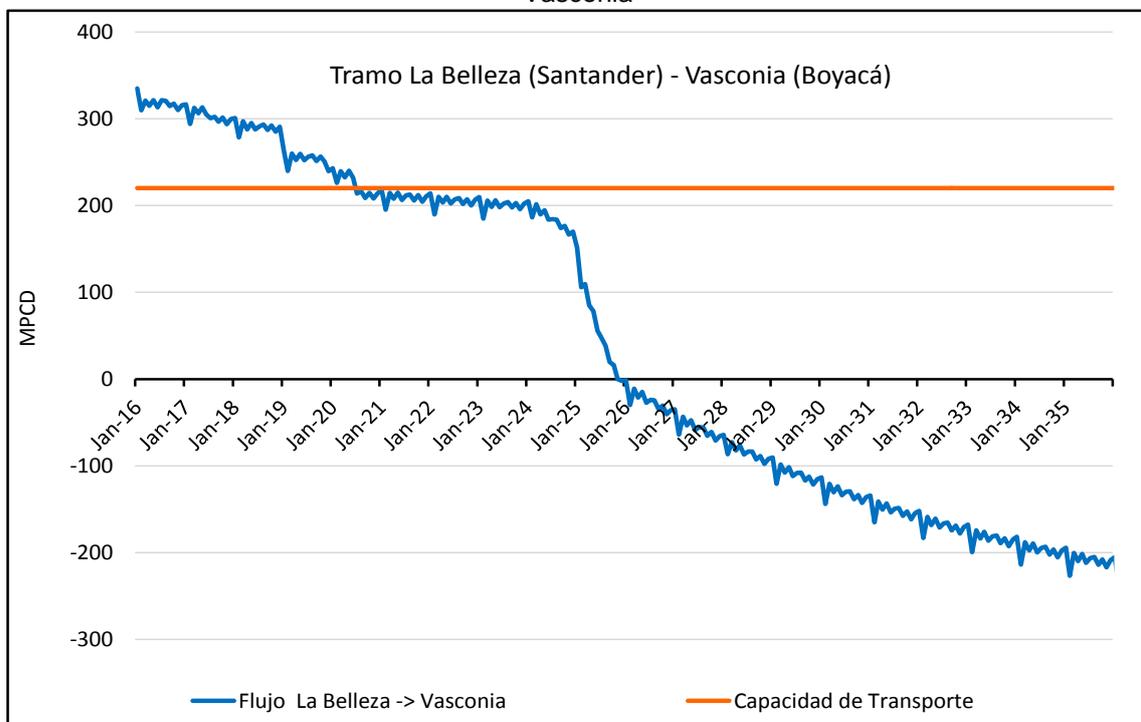
Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth.

Gráfica 6-10: Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo El Porvenir – Miraflores



Fuente: UPME.

Gráfica 6-11: Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo La Belleza - Vasconia



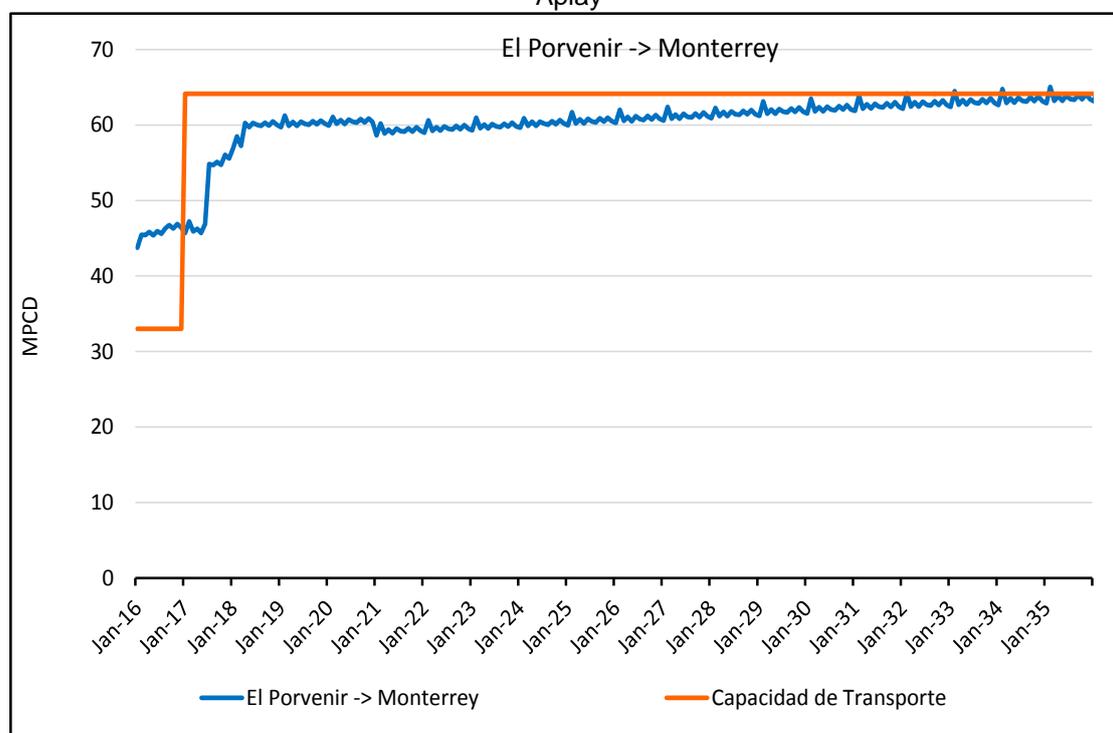
Fuente: UPME.

6.2.4 Gasoducto Cusiana - Apiay

La proyección de demanda, basada también en reportes de Ecopetrol, señala que, además del incremento de la demanda de los municipios de la zona, se presentará un aumento significativo del consumo por parte de dicha empresa en los años 2016 y 2018, para propósitos principalmente de generación eléctrica, en los nodos de Cusiana y Apiay (ver Gráfica 6-9).

La información proveniente de la empresa transportadora de gas en la región indica para el próximo año la provisión de disponer de capacidad de compresión en zonas cercanas al municipio de Barranca de Upía, que incrementarían la capacidad de transporte de este tramo hasta 64 MPCD. Bajo tales consideraciones, se tendría asegurado el abastecimiento en condiciones normales de operación (ver Gráfica 6-12).

Gráfica 6-12: Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo El Porvenir - Apiay



Fuente: UPME.

6.2.5 Gasoducto Mariquita - Gualanday

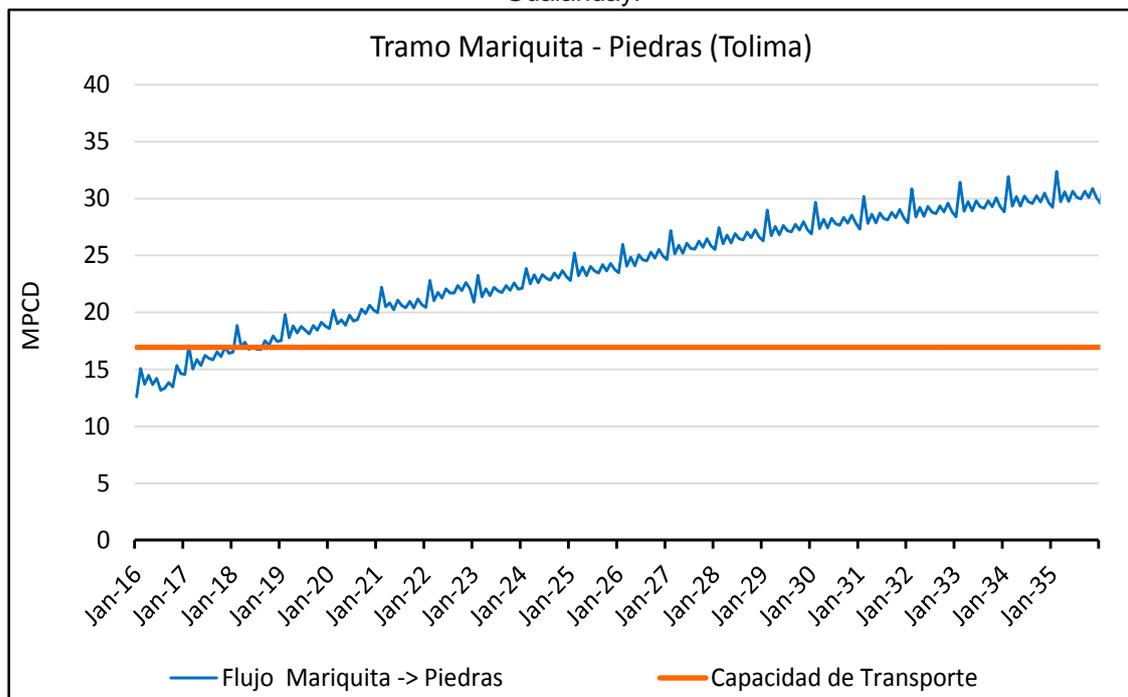
Este ducto alimenta los municipios de los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá (virtualmente) y algunos de sur de Cundinamarca (ver Gráfica 6-13). La estimación de demanda para esta región indica un crecimiento progresivo, de manera que actualmente se estaría alcanzando el límite de su capacidad de transporte (ver Gráfica 6-14), lo cual exigiría aumentar su capacidad. La simulación del sistema de transporte indica que este tramo de diámetro de 6 pulgadas requeriría la construcción de un *loop* (la instalación de compresión solo incrementaría marginalmente su capacidad).

Gráfica 6-13: Requerimientos de infraestructura en el gasoducto Mariquita – Ibagué.



Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth.

Gráfica 6-14: Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday.



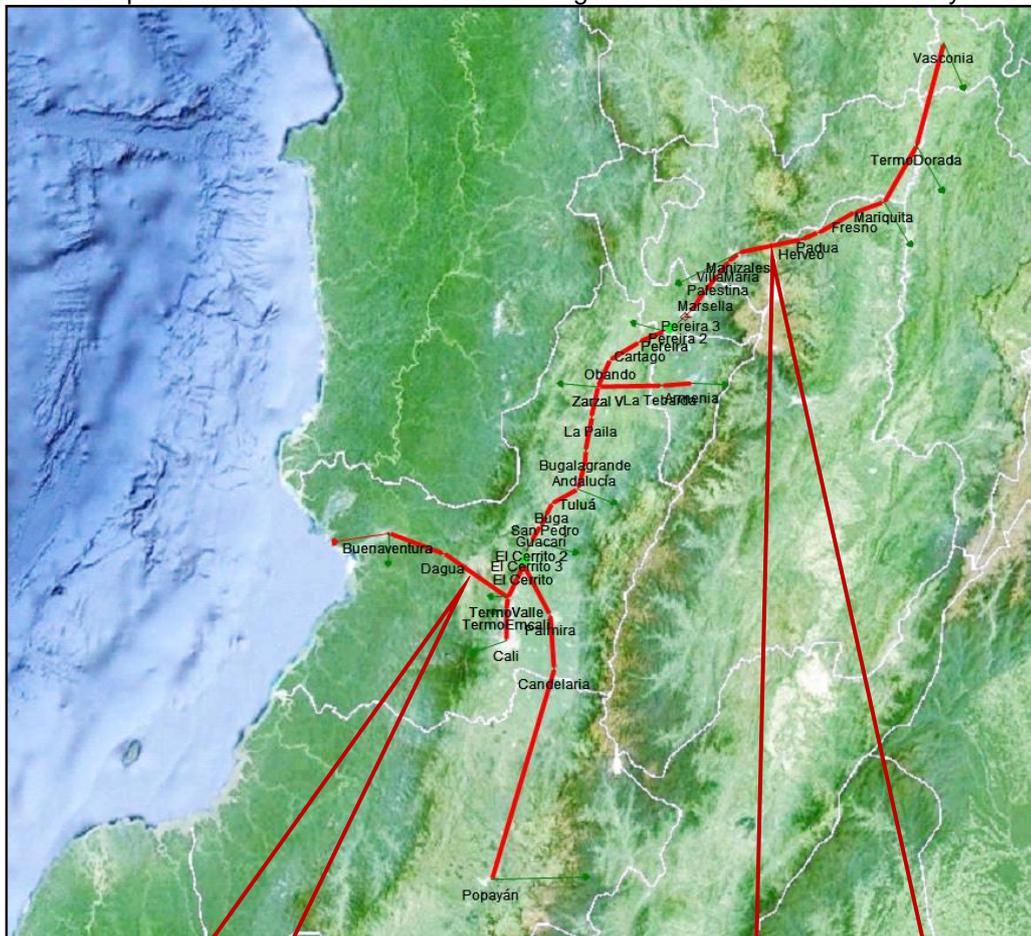
Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth.

6.2.6 Gasoductos Buenaventura – Cali y Cali – Vasconia

Considerando que las necesidades de abastecimiento nacionales exigirían la entrada de una nueva fuente de gas natural, y ante la incertidumbre actual en la entrada de nuevos campos nacionales, en los análisis de balance nacional de gas natural se estableció la necesidad de una nueva importación de gas natural en el puerto de Buenaventura desde el año 2023.

Si bien los balances indican una brecha reducida entre la oferta y demanda nacionales desde el año 2023, y propiamente un riesgo de desabastecimiento en enero del año 2025, el hecho de que en los años 2023 y 2024 el tramo Ballena –Barranca tenga apenas suficiente capacidad de transporte frente a los requerimientos, señala la posibilidad de adelantar la entrada de esta planta de regasificación al año 2023. Por otra parte, menores costos de infraestructura y mayores índices de confiabilidad señalan como mejor ubicación la Costa Pacífica (ver Capítulos 7 y 8).

Gráfica 6-15: Requerimientos de infraestructura de los gasoductos Buenaventura-Cali y Cali-Vasconia



Enero 2023: Construcción del tramo Buenaventura – Yumbo, capacidad de transporte 500 MPCD, 24”.

Enero 2023: Disponibilidad de transporte entre Yumbo y Mariquita (Bidireccionalidad) con capacidad de 170 MPCD.
Enero 2025: Aumento de esta capacidad a 300 MPCD.
 Disponibilidad de transporte entre Mariquita y Vasconia (Bidireccionalidad) con capacidad de 300 MPCD.

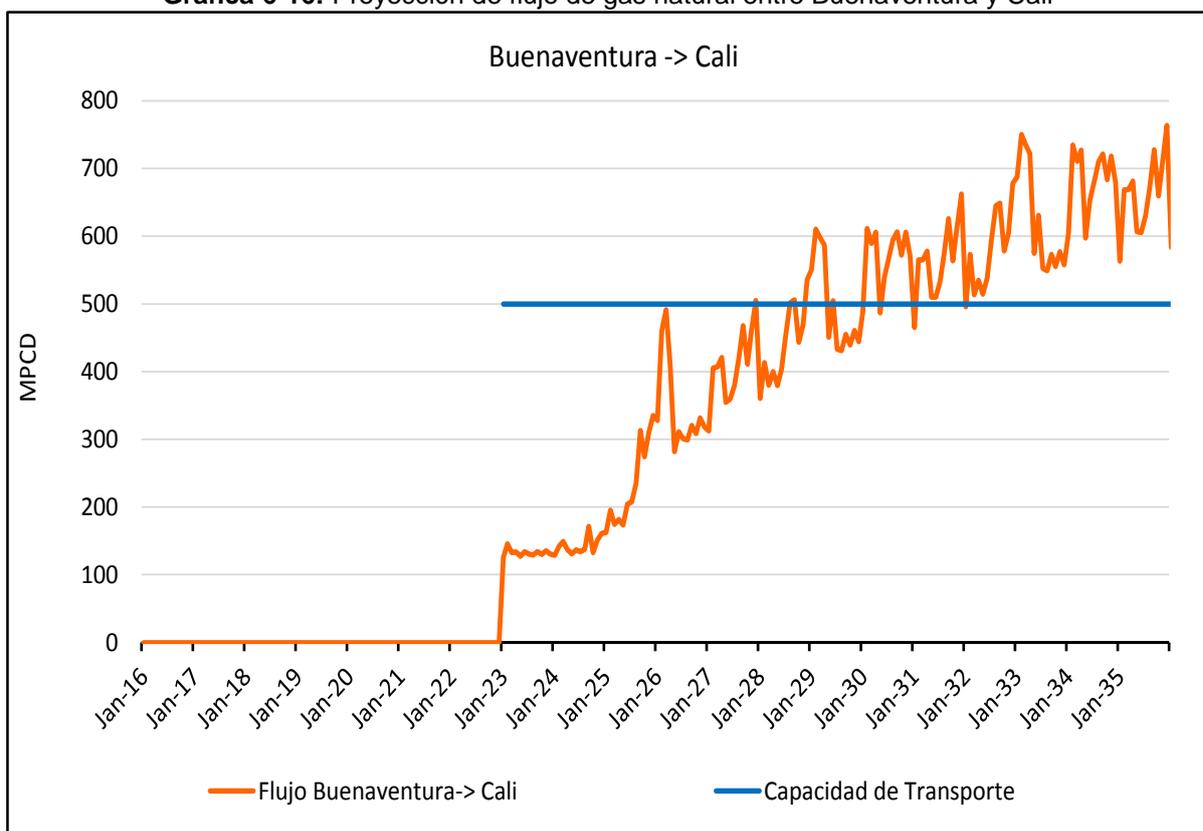
Fuente: UPME. Mapa de Fondo: Goole Earth

No obstante lo anterior, debe tenerse en cuenta que la fecha de entrada de esta nueva fuente de importación estaría sujeta a la posteriores análisis financieros y de confiabilidad, así como a la consideración de otras alternativas de transporte, como la interconexión de los nodos Jobo-Medellín-Mariquita y Bogotá, que se desarrollarán posteriormente y podrían alterar las propuestas de este capítulo.

Bajo el supuesto de entrada en operación de una segunda planta de regasificación ubicada en Buenaventura en el año 2023, los requerimientos de infraestructura serían los siguientes (ver Gráfica 6-15):

i)- Construir el tramo de transporte entre Buenaventura y Cali: con una distancia aproximada de 110 km y un diámetro de 24”, que tendría capacidad superior a los 500 MPCD. Debe recordarse que en la actualidad entre estas dos ciudades existe un poliducto, y en el puerto se dispone de instalaciones para el tráfico de hidrocarburos, las cuales, si bien no se usarían para el transporte de gas natural, pueden facilitar la construcción de la nueva infraestructura (ver Gráfica 6-16).

Gráfica 6-16: Proyección de flujo de gas natural entre Buenaventura y Cali

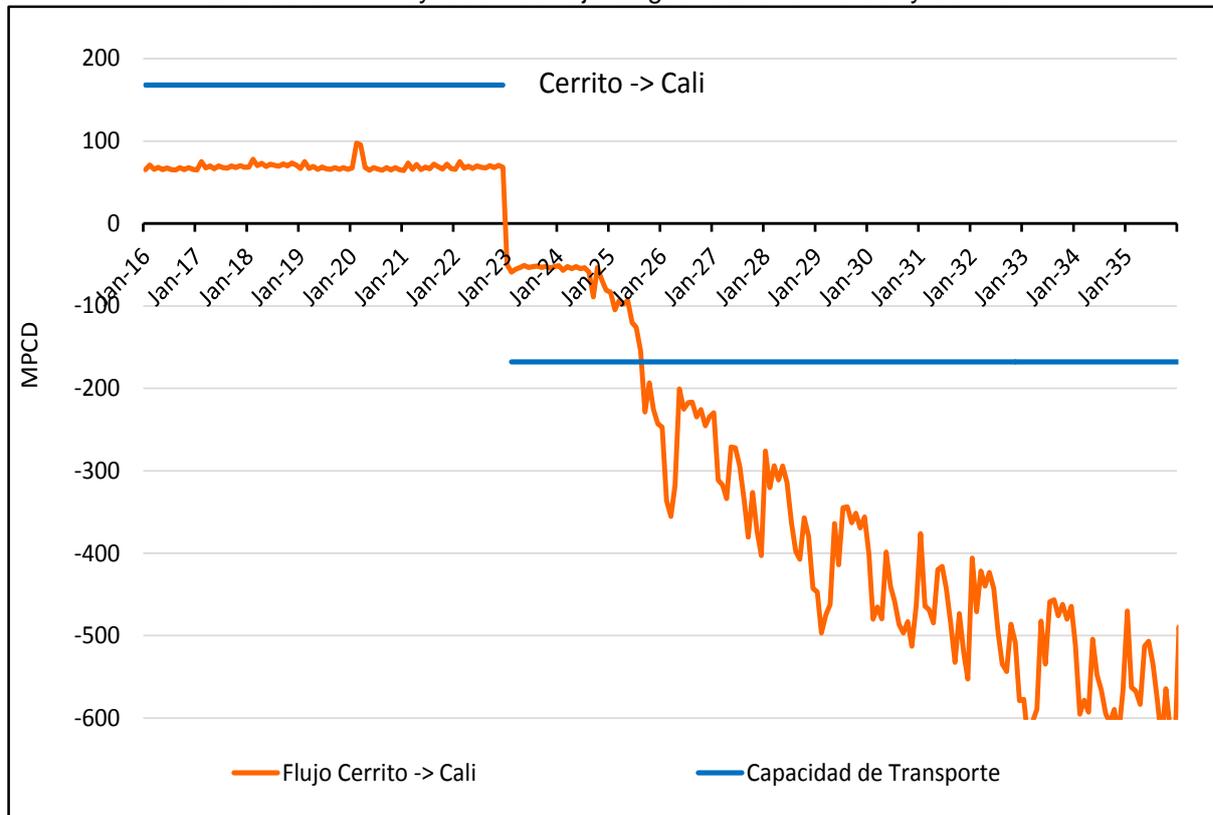


Fuente: UPME

ii)- Posibilitar el transporte de gas natural entre Cali y Vasconia (contraflujo): La importación de gas natural tendría como destino, en principio, la región del Valle del Cauca. Posteriormente, la zona cafetera y el Tolima-Huila, y en el mediano plazo abastecer demanda al norte del nodo Vasconia. Desde enero de 2023, la disponibilidad de transporte entre Cali y Mariquita (bidireccionalidad) con capacidad de 170 MPCD y desde enero 2025 el aumento de esta

capacidad a 300 MPCD, así como la disponibilidad de transporte entre Mariquita y Vasconia (bidireccionalidad) con capacidad de 300 MPCD (ver Gráfica 6-17).

Gráfica 6-17: Proyección de flujo de gas natural entre Cali y Cerrito.



Fuente: UPME

6.2.7 Otras obras de infraestructura posteriores al año 2025

Además de las obras antes señaladas, los análisis sugieren para después del año 2025, la necesidad de otras obras de infraestructura como las siguientes, que serán objeto de análisis posteriormente:

- Bidireccionalidad del tramo Vasconia-La Belleza que permita abastecer Bogotá desde el Magdalena Medio, bien sea con gas nacional o importado.
- Aumento de capacidad de transporte del tramo Ballena-Vasconia, condicionado a la no entrada en operación de una segunda interconexión de la Costa Atlántica y el interior del país, interconectando los nodos de Jobo-Medellín-Mariquita y Bogotá, actualmente en estudio, y también a la disponibilidad de nuevos campos de producción en la Costa Atlántica (Guajira Offshore y Sinu Offshore)
- Aumento de la capacidad de transporte del tramo Buenaventura-Vasconia.

7 CONFIABILIDAD

Un aspecto importante a considerar dentro del plan de abastecimiento es la confiabilidad del sistema. La confiabilidad es la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural para prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.

La importancia está dada debido a que no se tienen sistemas perfectos y existe la probabilidad, por pequeña que sea, de que la demanda en ciertos nodos no sea atendida. La confiabilidad hace referencia al complemento de esta probabilidad, o sea, que el sistema será más confiable si dicha probabilidad de falla es menor.

Parte del problema de abastecimiento está asociado a problemas de confiabilidad. Dicho en otras palabras, las imperfecciones que pueda tener el sistema de gas pueden repercutir en demanda no atendida, lo cual se debe minimizar en lo posible. Por supuesto, existen otros factores que influyen en el desabastecimiento, donde no solo interviene la confiabilidad, sino la capacidad de la infraestructura y las limitaciones del suministro.

El estudio en este capítulo se centrará en la influencia de la confiabilidad en el problema de desabastecimiento. Se busca esencialmente medir su impacto y ver, en caso de tenerse un efecto fuerte, cuáles son las medidas correctivas que puedan aumentar la confiabilidad.

Las modificaciones que se revisan aquí, consisten en la adaptación a la nueva red de la metodología seguida en el plan del 2015, y ver cómo impactan las obras propuestas al flujo comprometido, el cual no es otra cosa que el flujo que se arriesga cuando los elementos de la red pueden fallar.

7.1 Metodología del plan del 2015

La confiabilidad hace referencia al complemento de la probabilidad de falla, es decir, a la disponibilidad de operación del sistema y sus partes, de manera que éste será más confiable si dicha probabilidad de falla es menor.

Aún cuando el gas natural sea un compuesto compresible, es decir, que ante cambios de presión puede reducir su volumen, con lo cual se tiene la posibilidad de almacenarse en los gasoductos y por ello la facilidad de disponer de inventarios para atender la demanda ante cualquier interrupción de suministro, es elemental para el sistema prevenir riesgos de desabastecimiento y mantener continuidad del servicio haciendo uso del concepto de confiabilidad.

El análisis aquí presentado se concentra en la influencia que tiene la indisponibilidad operativa de los componentes del sistema en el abastecimiento de los diversos nodos de demanda. Se busca esencialmente determinar su impacto y proponer medidas correctivas para reducir sus efectos, y así aumentar la confiabilidad.

$$\text{Indisponibilidad}_j = \frac{\text{horas indisponible al año}_j}{8760 \text{ horas}}$$

En la Tabla 7-1 se muestran las indisponibilidades de los diferentes elementos de acuerdo a su lectura histórica. También se hizo un agrupamiento geológico de los elementos, de modo que los

mismos elementos que pertenecen a una misma región geológica presentan la misma indisponibilidad. Los tramos se pueden ver en la Gráfica 7-1

Tabla 7-1 Indisponibilidades de los elementos

Elementos	Indisponibilidad
Ballena-Intercor	0.18539765
Intercor-Hato Nuevo	0.18539765
Hato Nuevo-Urumita	0.18539765
Urumita-Valledupar	0.18539765
Valledupar-Agustin Codazzi	0.18539765
Agustin Codazzi-Casacara	0.18539765
Casacara-Boqueron	0.18539765
Boqueron-Curumaní	0.18539765
Curumaní-Pailitas	0.18539765
Pailitas-La Mata	0.18539765
La Mata-Aguachica	0.18539765
Aguachica-San Alberto	0.18539765
San Alberto-San Rafael	0.18539765
San Rafael-Merielectrica	0.18539765
Merielectrica-CIB1	0.18539765
CIB1-CIB2	0.18539765
CIB1-Bucaramanga	0.06297057
Toledo-Bucaramanga	0.06297057
Tibú-Cúcuta	0.06297057
CIB2-Merielectrica	0.18539765
CIB2-Sebastopol	0.06297057
Sebastopol-Termocentro	0.02737851
Termocentro-Termosierra	0.02737851
Termosierra-Vasconia 2	0.02737851
Sebastopol-Cisneros	0.0054757
Cisneros-Medellín	0.0054757
Aguazul-Miraflores	0.09931542
Miraflores-Jenesano	0.09931542

Elementos	Indisponibilidad
Jenesano-Tunja	0.09931542
Tunja-Sogamoso	0.09931542
Tunja-Villa de Leyva	0.09931542
Villa de Leyva-Puente Nacional	0.09931542
Puente Nacional-Santana	0.09931542
Puente Nacional-Pte. Guillermo	0.09931542
Pte. Guillermo-La Belleza	0.09931542
Pte. Guillermo-Caldas	0.11948372
La Belleza-Caldas	0.11948372
La Belleza-Vasconia 1	0.04551677
Vasconia 1-Vasconia 2	0.04551677
Vasconia 2-TermoDorada	0.0869838
TermoDorada-Mariquita	0.0869838
Mariquita-Honda	0.03800056
Honda-TermoPiedras	0.03800056
TermoPiedras-Ibagué	0.03800056
Ibagué-Gualanday	0.03800056
Gualanday-Chicoral	0.03276884
Guandó-Chicoral	0.03276884
Guandó-Fusagasugá	0.03276884
Chicoral-Purificación	0.03276884
Purificación-Aipe	0.04563854
Aipe-Neiva	0.04563854
Hobo-Neiva	0.04563854
Caldas-Cogua	0.11948372
Cogua-Briceño	0.06776181
Briceño-Tocancipa	0.06776181
Briceño-Bogotá	0.06776181
Bogotá-Mosquera	0.06776181
Mosquera-Facatativa	0.06776181

Elementos	Indisponibilidad
Mosquera-Soacha	0.06776181
Aguazul-Monterrey	0.01971253
Monterrey-Barranca de Upía	0.01971253
Barranca de Upía-Cumaral	0.01971253
Cumaral-APIAY	0.01971253
APIAY-Granada	0.01971253
APIAY-Villavicencio	0.01971253
Villavicencio-Usme	0.14119142
Floreña-Yopal	0.09931542
Morichal-Yopal	0.09931542
Yopal-Termoyopal - Morro	0.09931542
Mariquita-Padua	0.15303951
Padua-Herveo	0.15303951
Herveo-Manizales	0.15303951
Manizales-Pereira	0.15303951
Pereira-Zarzal	0.15303951
Zarzal-Armenia	0.17946377
Zarzal-Tuluá	0.13448653
Tuluá-Cerrito	0.13448653
Cerrito-TermoValle/EmCali	0.13448653
TermoValle/EmCali-Cali	0.13448653
Buenaventura-Cali	0.13448653
Cerrito-Palmira	0.13448653
Palmira-Candelaria	0.13448653
Candelaria-Popayán	0.13448653
Ballena-Riohacha	0.02165184
Riohacha-Palomino	0.02165184
Palomino-Santa Marta	0.02165184
Santa Marta-Cienaga	0.02165184
Cienaga-Barranquilla-Tebesa	0.02165184

Elementos	Indisponibilidad
Barranquilla-Tebsa-Termoflores	0.02165184
TermoFlores-Cartagena	0.00935432
Cartagena-Mamonal	0.00935432
Mamonal-Sincelejo	0.02806297
Sincelejo-Corozal	0.02806297
Corozal-Carmen de Bolivar	0.02806297
Corozal-San Pedro	0.02806297
San Pedro-Mompox	0.02806297
Sincelejo-Sahagun	0.01006616
Sahagun-Monteria	0.01006616
Sahagun-Jobo	0.01006616
Jobo-Cerromatoso	0.01006616
Cienaga-Fundación	0.02165184
El Difícil-Fundación	0.02165184
El Difícil-Valledupar	0.02165184
El Difícil-Boqueron	0.02165184
Villavicencio-TermoOcoa	0.01971253

Una vez obtenida la indisponibilidad de un tramo, se mide el impacto de la falla del mismo, calculando el desabastecimiento que su indisponibilidad genera si ésta fuera permanente. Al indicador de impacto de la confiabilidad del sistema como flujo comprometido, que es el flujo que se deja de suministrar por causa de la falla, y no es otra cosa que el producto del desabastecimiento generado por indisponibilidad permanente multiplicado por la indisponibilidad.

$$\text{Flujo comprometido} = \text{Indisponibilidad} * \text{Desabastecimiento}$$

Las fallas se deben principalmente a eventos de dos tipos: el primero, de fuerza mayor, que corresponde a fallas que no se tienen previstas y que por tanto no se ha hecho un planeamiento de la misma, y el segundo, considerado como eventos planeados, donde las fallas han sido programadas, debido a que se tienen que realizar trabajos diversos en la red asociados principalmente a mantenimientos.

En la Gráfica 7-1 semuestra la red utilizada para el análisis de confiabilidad. Con respecto al plan anterior tenemos mayor cantidad de nodos y tramos, con el fin de tener una mayor resolución espacial.

Gráfica 7-1: Mapa de la red de gasoductos tenida en cuenta en el análisis



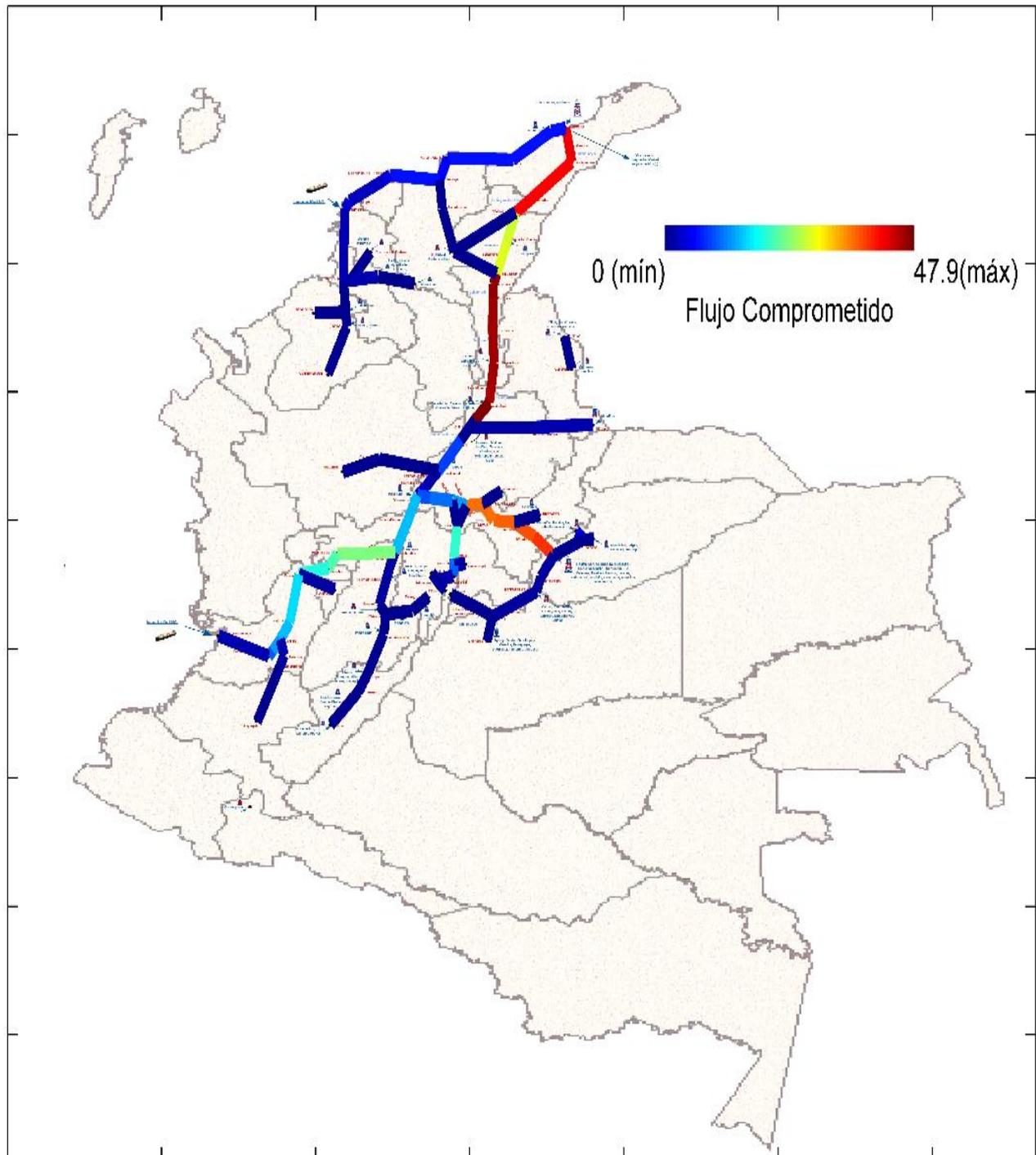
Fuente: UPME

Una primera tarea es identificar los tramos que presentan mayor necesidad de confiabilidad. Para ello se calculó el gas comprometido que se deja de suministrar en caso de que el tramo falle y

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

se tuvo en cuenta la rapidez en que el tramo entra de nuevo en servicio. El cálculo se hizo para una misma región geológica. En la Gráfica 7-2 se muestran los flujos comprometidos cuando fallan los tramos, comparando el sistema sin confiabilidad con dos enfoques que se proponen en el plan para aumentar la confiabilidad.

Gráfica 7-2: Flujos comprometidos por fallas de la red. Se especificó para cada tramo. En este momento se tiene el sistema actual



7.2 Tramos con requerimiento de confiabilidad

Los tramos que necesitan mejorar la confiabilidad son:

Tramos de alta prioridad:

- Ballena-Barrancabermeja
- Cusiana-Bogotá (por el norte)
- CQR
- Suroccidente

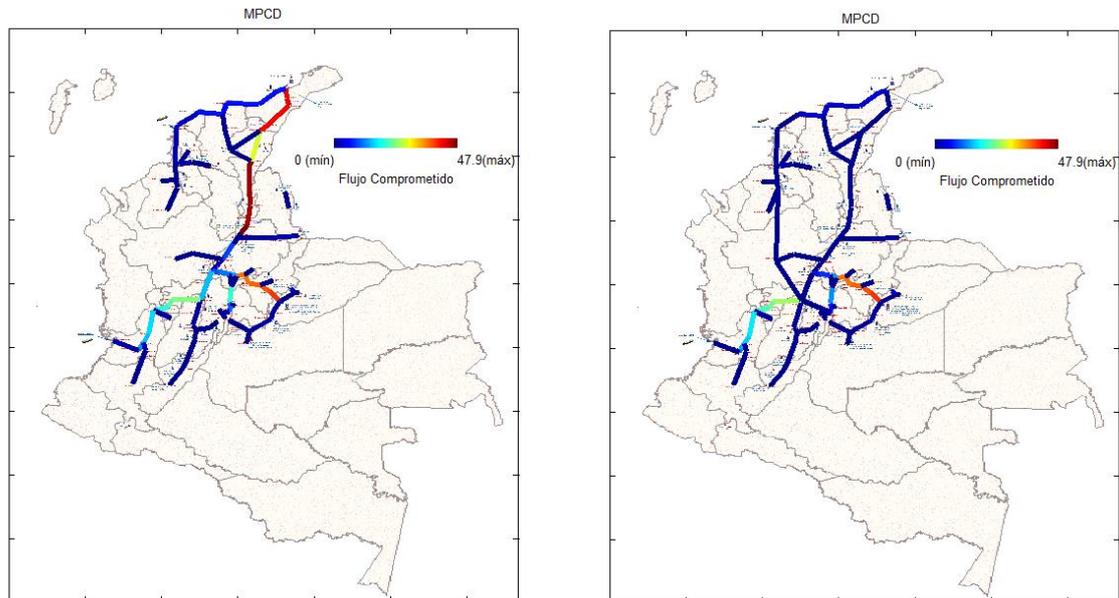
En primera instancia está Ballena-Barrancabermeja, seguidos del sistema de Cusiana hacia el norte de Bogotá, seguido de CQR y el occidente del país. En la versión pasada del plan se propusieron gasoductos redundantes. Esto es, ductos que unían los mismos nodos pero iban por otro derecho de vía. Lo anterior resultaba en inversiones muy costosas y por ende fue descartado en su momento, resultando en una mejor alternativa la planta de Peak-Shaving de Bogotá. En esta versión se busca completar anillos sin utilizar la redundancia, con el fin de evitar los tiempos tan largos de llenado que tiene dicha planta. Lo anterior repercute en una mejora de la confiabilidad medida en la reducción del flujo comprometido. El anillo que se busca cerrar es el que une los nodos de El Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá. Cabe resaltar la importancia de cómo se reducen los flujos comprometidos en los tramos de Ballena-Barranca gracias a la segunda entrada por la costa. La sensibilidad se puede ver en la Gráfica 7-3, complementada con la Gráfica 7-4.

La alternativa de completar anillos, busca los siguientes objetivos:

- Tener una entrada adicional de la costa hacia el interior
- Dado que Bogotá es un punto neurálgico, dotarlo de una tercer entrada desde Mariquita.

La Gráfica 7-3 muestra un análisis de sensibilidad cuando se insertan las nuevas obras. Cabe resaltar el efecto importante que se tienen en los objetivos mencionados. Por ejemplo el gasoducto Ballena-Barranca deja de estar en zona con alto flujo comprometido y la tercer entrada a Bogotá reduce el flujo comprometido del tramo Cogua-Bogotá. Como el anillo que se cierra excluye Cusiana y el suroccidente, no se ven cambios en los flujos comprometidos de estos tramos. Sin embargo, la robustez que tiene el nuevo sistema es mucho mayor que la anterior. Se puede ver en la Gráfica 7-4. información complementaria, donde se muestra la reducción de dicho flujo.

Gráfica 7-3: Reducción del flujo comprometido cuando se insertan a la red los ductos del Jobo hasta Bogotá. Izquierda, flujo comprometido sin obras, Derecha, ídem con las obras



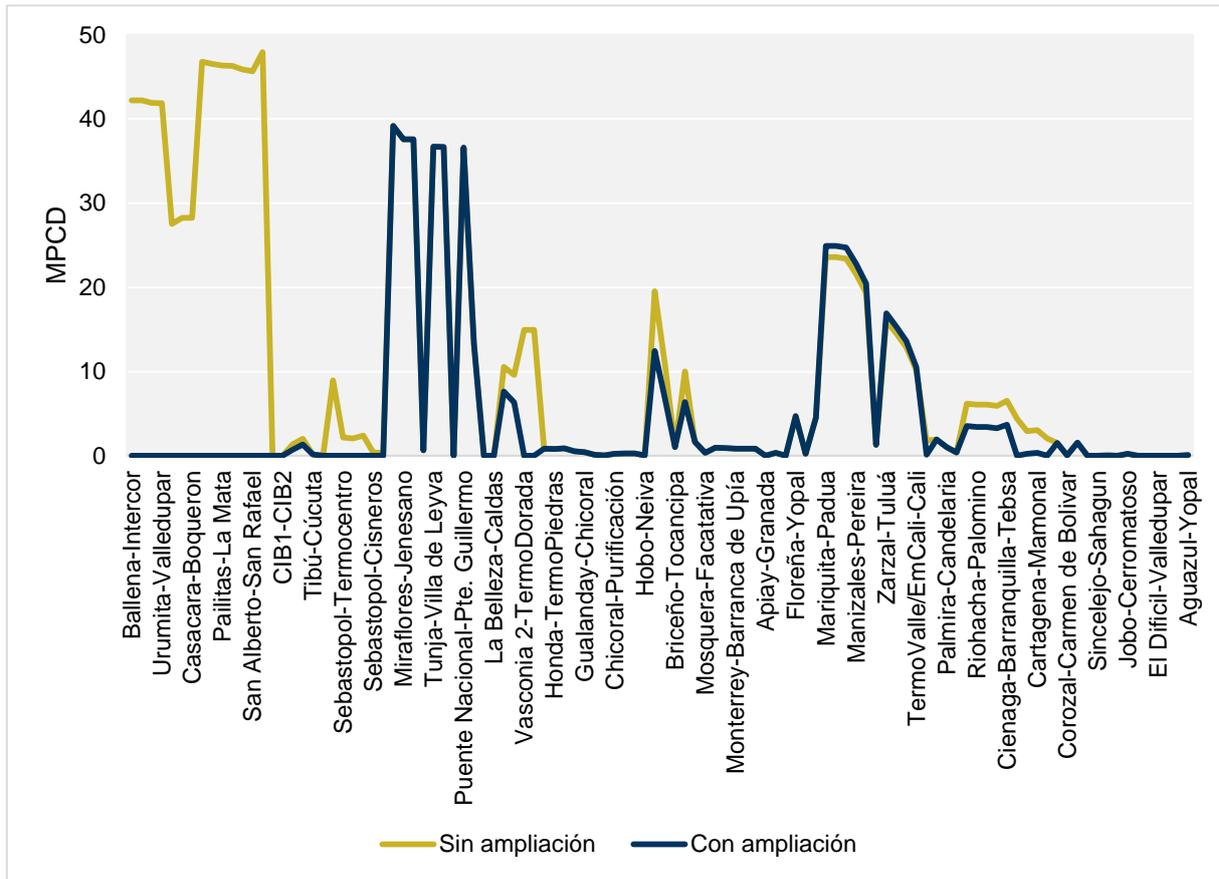
Cabe resaltar que, si se dispone del suministro suficiente, estas obras alcanzan a reducir el desabastecimiento hasta 40 MPCD, teniendo en cuenta las probabilidades de falla actuales. La planeación debe solucionar ahora los problemas de confiabilidad. En la Gráfica 7-4. se muestra cuantificado el flujo comprometido, el cual es el indicador de confiabilidad para este análisis. En algunos tramos hay un pequeño aumento del flujo comprometido comparado con el de referencia. Lo anterior se debe a que esos tramos requieren mayores ampliaciones por las nuevas entradas de gas, ya que, al venir desde El Jobo, tiene un menor poder calorífico que el de Cusiana y por tanto requieren de mayor capacidad. Esto repercute en que estos tramos, que quedan fuera del anillo, tengan un flujo comprometido ligeramente mayor, pero el efecto se compensa de forma considerable por los puntos neurálgicos.

Los flujos donde lo anterior se presenta son:

- Mariquita-Cali, con mayor sensibilidad
- Mariquita-Neiva, con menor sensibilidad

En ambos casos, los tramos se encuentran fuera del anillo y reciben gas de menos contenido energético por la ampliación del Jobo a Bogotá.

Gráfica 7-4: Curva de desabastecimiento. Efecto del anillado.



8 FINANCIERO

9 IMPLICACIONES AMBIENTALES DEL GAS NATURAL

Esta sección trata de aspectos ambientales respecto de la utilización de gas natural, incluyendo sus características como combustible alternativo a los tradicionales y las nuevas tecnologías relacionadas con su transporte, uso y almacenamiento.

9.1 Gas natural y medio ambiente

La emisiones de gases de efecto de invernadero asociadas al gas natural representan un menor impacto ambiental en comparación con otros energéticos fósiles, en las diversas etapas que componen su ciclo, es decir desde la producción, pasando por el procesamiento y transporte hasta el consumo final.

Referente a la etapa de producción, el único impacto generado al medio ambiente está asociado con los pozos en los que el gas natural se encuentra encadenado con un yacimiento de petróleo, y que no dispone de un esquema de reinyección, o no puede ser aprovechado en la operación del campo, caso en el cual, el gas se considera como un subproducto y debe ser liberado a la atmósfera a través de la tea, por cuestiones de seguridad.

La transformación de gas natural generalmente es un proceso sencillo, donde el gas natural es sometido a una fase de separación de agua, y en algunos casos eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de residuos.

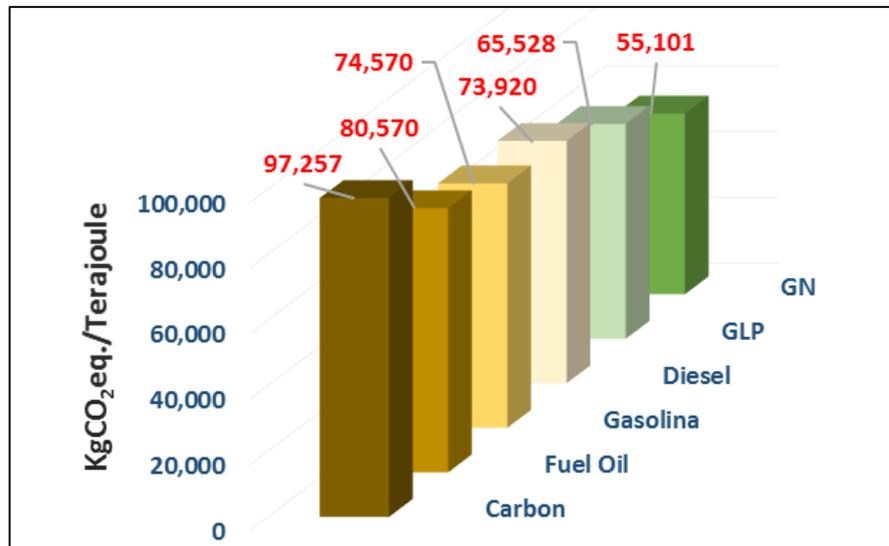
Finalmente, en su etapa de uso como combustible los efectos al ambiente son menores, si se compara con la afectación que generan otras fuentes fósiles teniendo en cuenta lo siguiente:

- Menor cantidad de residuos producidos en la combustión, lo que permite su uso como fuente de energía directa en procesos industriales evitando técnicas de transformación como las ocurridas en la refinación de petróleo.
- La composición química y su pureza lo hacen conveniente para su utilización en tecnologías más eficientes como generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización mediante dispositivos de compresión y absorción.
- Su aprovechamiento como combustible en vehículos, tanto livianos como pesados, permite disminuir la cantidad de emisiones emanadas al medio ambiente, particularmente en las grandes ciudades con altas concentraciones de población.
- En general por menores emisiones de gases contaminantes (SO_2 , CO_2 , NO_x y CH_4) por unidad de energía producida.

Dioxido de Carbono (CO_2): Para abordar las bondades inherentes al uso del gas natural, es necesario hacer un análisis comparativo de los factores de emisión de carbón, fuel oil, gasolina, diésel, GLP y del mismo gas natural como se evidencia en la Gráfica 9-1. Es importante resaltar, que el gas natural como cualquier otro combustible produce CO_2 en el proceso de combustión; sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, las emisiones

son entre un 40% y 50% más bajas que las del carbón y de un 25% a 30% menores de las del fuel-oil, según lo indica las cifras obtenidas del aplicativo FECOC¹⁴.

Gráfica 9-1: Factores de emisión combustibles colombianos



Fuente: UPME

Oxidos de nitrógeno (NO_x): En lo correspondiente a emisiones de NO_x, u óxidos de nitrógeno, estos se generan en el proceso combustión al combinarse radicales de nitrógeno procedentes del propio combustible o bien, del propio aire, con el oxígeno de la combustión. Este fenómeno se da en reacciones de elevada temperatura, particularmente procesos industriales y en motores alternativos, alcanzándole proporciones del 95-98% de NO y del 2-5% de NO₂.

Tales óxidos, por su carácter ácido contribuyen, junto con el SO₂ a la lluvia ácida y a la formación de polución que hace se referencia a la mezcla de humedad y humo que se produce en las grandes ciudades.

La combustión del gas natural (por su naturaleza) tiene lugar en fase gaseosa y permite conseguir una mezcla más perfecta con el aire de combustión, conduciendo a combustiones mas completas y más eficientes, con un menor exceso de aire.

Por sus propias características el gas natural genera dos veces menos emisiones de NO_x que el carbón y 2,5 veces menos que el fuel-oil. Las nuevas tecnologías tienden a reducir estas emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia, para lo cual se utilizan los convertidores catalíticos que los eliminan una vez formados.

Dioxido de azufre (SO₂): Las emisiones de SO₂ son el principal causante de la lluvia ácida, que a su vez es el responsable de la destrucción de los bosques y la acidificación de lagos. En el caso del gas natural el contenido en azufre es muy bajo, particularmente en nuestro país con contenidos inferiores a las 10ppm (partes por millón) en forma de odorizante, por lo que la

¹⁴ FECOC - UPME-ACCEFYN FACTORES DE EMISION DE LOS COMBUSTIBLERS COLOMBIANOS ARCHIVO DESCARGABLE EN <http://www.siame.gov.co/Portals/0/FECOCupme.xls> consultado febrero 2016.

emisión de SO₂ en su combustión es 150 veces menor a la del diésel, entre 70 y 1.500 veces menor que la del carbón y 2.500 veces menor que la que emite el fuel-oíl.

Hidrocarburos: El metano (CH₄), constituye el principal componente del gas natural y este componente es el causante del efecto invernadero más potente inclusive superior al CO₂, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO₂. Según estudios a nivel internacional las pérdidas directas de gas natural durante la producción, transporte y distribución en el ámbito mundial, se estiman en 1% del total del gas transportado.

La mayor parte de las emisiones de metano a la atmósfera son causadas por la actividad ganadera y algunas agrícolas que se suponen en cerca del 50% de las emisiones causadas por el hombre.

Por otra parte, el gas natural se caracteriza por ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que desecha la posibilidad de cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, etc. y al mismo tiempo permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna.

Como su uso permite alcanzar máximo rendimiento con el menor impacto ambiental y costos relativamente bajos por ello, la industria es uno de los sectores que consumen los mayores volúmenes, además de que la calidad de su llama, regular y sin impurezas, permite múltiples aplicaciones. Su combustión hace posible una mejor regulación de la temperatura en las cámaras de combustión de una diversa gama de equipos.

También puede ser utilizado en todos aquellos subsectores de la industria manufacturera que demandan energía térmica, como generación de vapor, cocción de productos cerámicos o de alimentos, tratamientos térmicos, procesos de secado directo, sistema de calefacción, generación electrónica y hornos de fusión, cogeneración permitiendo en esta última, importantes rendimientos globales del combustible y significativa reducción de impactos ambientales nocivos en la producción simultánea de energía térmica y eléctrica.

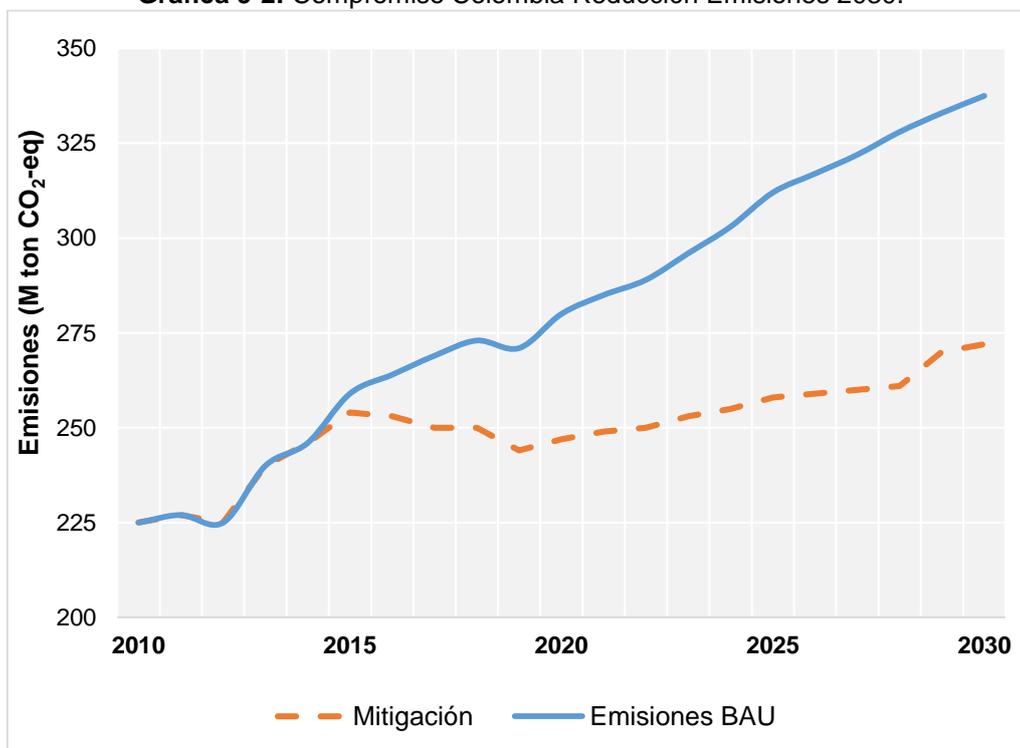
En los hogares viene generando alto grado de comodidad y bienestar, pues calienta con rapidez, no necesita almacenamiento, es económico frente a otras opciones y el rendimiento de combustión es superior al de otros combustibles por permitir una regulación casi perfecta y constante del exceso de aire de combustión.

Por su alto contenido en hidrógeno, el gas natural tiene la versatilidad de ser utilizado como materia prima en la producción de amoniaco para fertilizantes, así como en otras aplicaciones petroquímicas.

9.2 Sustitucion de energeticos por gas natural

Recientemente y como consecuencia de los impactos generados por el cambio climático Colombia presentó en Paris en la COP 21 un compromiso para reducir emisiones en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030, como aporte a la meta de no llegar a un incremento de más de 2 C a nivel global. La línea base establecida se presenta en la Gráfica 9-2

Gráfica 9-2: Compromiso Colombia Reducción Emisiones 2030.



Fuente: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Al revisar el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero se encuentra que el sector energético junto a los de agricultura y ganadería son los de mayor impacto, pues en ellos se concentran las medidas de mitigación que se deben implementar. Particularmente, los subsectores industrial y de transporte son los llamados a contribuir con la reducción de emisiones de GEI, para producir una reconfiguración de la matriz energética.

El documento ABC de los Compromisos de Colombia para la COP21, del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, plantea que entre las medidas identificadas para la mitigación de GEI se encuentra un grupo denominado sustitución de combustibles, lo cual abre la posibilidad de evaluar el uso de gas natural, en lugar de otros combustibles fosiles, con la finalidad de reducir el impacto ambiental.

Algunas de las opciones que se encuentran para realizar la sustitución de combustibles esta en el sector transporte, procesos industriales, generación de electricidad tanto en proyectos de expansión del SIN como en las Zonas No Interconectadas, entre otras.

Estas medidas implican básicamente, una transformación del modelo de desarrollo, pues excede el entorno ambiental y el desafío se centra en alcanzar la meta, sin que se perjudique el crecimiento económico y que se alcancen los demás propósitos de reducción de la pobreza y la disminución en la tasa de desempleo.