

BALANCE DE GAS NATURAL 2017

DOCUMENTO DE TRABAJO



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
Subdirección de Hidrocarburos
Subdirección de Energía
Subdirección de Demanda
Octubre de 2017

CONTENIDO

ÍNDICE DE GRAFICAS	3
ÍNDICE DE TABLAS	5
INTRODUCCIÓN.....	6
1. OFERTA DE GAS NATURAL.....	7
1.1 Reservas y Producción de Gas Natural.....	7
1.2 Declaración de producción de gas natural.....	11
1.3 Escenarios de incorporación de reservas de gas natural 2016-2035.....	17
1.4 Escenarios de oferta de gas natural para balance.....	30
2. DEMANDA DE GAS NATURAL	33
2.1. Proyecciones de Demanda de GN por Sectores de Consumo	36
2.1.1. Sector residencial.....	36
2.1.2. Sector terciario	38
2.1.3. Sector industrial	40
2.1.4. Sector petroquímico	43
2.1.5. Sector transporte (GNVC)	45
2.1.6. Sector petrolero.....	47
2.1.7. Sector termoeléctrico	50
Escenario alto.....	51
Escenario medio.....	52
Escenario bajo.....	52
2.2. Proyección de Demanda Nacional de Gas Natural.....	53
3. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GAS NATURAL.....	56
Referencias	61

ÍNDICE DE GRAFICAS

Gráfica 1: Reservas Probadas, posibles y probables	7
Gráfica 2: Participación reservas gas natural por cuenca	8
Gráfica 3: Evolución reservas gas natural 2000-2016	9
Gráfica 4: Curva de Producción de reservas	10
Gráfica 5: Producción Nacional	11
Gráfica 6: Declaración de producción gas natural	12
Gráfica 7: Participación Por Cuenca	13
Gráfica 8: Porcentaje de participación por cuenca	13
Gráfica 9: cantidades importadas disponibles para la venta	15
Gráfica 10: Declaración de producción, discriminada por componente declarado	16
Gráfica 11: Valores declarados por los operadores de los campos	17
Gráfica 12: Incorporación de reservas por escenario	27
Gráfica 13: Escenarios Base	28
Gráfica 14: Escenario de Abundancia	29
Gráfica 15: Escenario de Escasez	29
Gráfica 16: Resultado de escenarios de oferta de gas natural	30
Gráfica 17: Escenarios de oferta de gas natural – Balance	31
Gráfica 18: Escenarios de oferta de gas natural con ajuste de producción real	31
Gráfica 19: Escenarios de gas natural 2017-2030	32
Gráfica 20: Crecimiento de la demanda por sectores de consumo	33
Gráfica 21: Crecimiento de la demanda por regiones de consumo	34
Gráfica 22: Proyección de demanda sector residencial	36
Gráfica 23: Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector residencial 2016	37
Gráfica 24: Proyección regional de demanda del sector residencial	37
Gráfica 25: Proyección de demanda sector terciario	38
Gráfica 26: Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector terciario 2016	39
Gráfica 27: Proyección regional de demanda del sector terciario	39
Gráfica 28: Proyección de demanda sector industrial	40
Gráfica 29: Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector industrial 2016	41
Gráfica 30: Proyección regional de demanda del sector industrial	41
Gráfica 31: Sensibilidad de la demanda ante variaciones en el precio del gas natural	42
Gráfica 32: Proyección de demanda sector petroquímico	43
Gráfica 33: Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector petroquímico 2016	44
Gráfica 34: Proyección regional de demanda del sector petroquímico	44
Gráfica 35: Proyección de demanda sector transporte	45
Gráfica 36: Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector transporte 2016	46
Gráfica 37: Proyección regional de demanda del sector transporte	46
Gráfica 38: Proyección de demanda sector petrolero	47
Gráfica 39: Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector petrolero 2016	48
Gráfica 40: Proyección regional de demanda del sector petrolero	48
Gráfica 41: Proyección de demanda del sector petrolero por proyecto	49
Gráfica 42: Proyección de demanda sector termoeléctrico	50
Gráfica 43: Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector termoeléctrico 2016	51
Gráfica 44: Proyección regional de demanda del sector termoeléctrico	53
Gráfica 45: Proyección de demanda de gas natural nacional	53
Gráfica 46: Proyección de demanda de gas natural por regiones	54
Gráfica 47: Proyección de demanda de gas natural por sectores	54
Gráfica 48: Balance Oferta – Demanda	56
Gráfica 49: escenario medio de demanda Vs los tres escenarios de oferta	57
Gráfica 50: Desbalances - combinación de escenarios	58
Gráfica 51: Escenarios de oferta nacional	59

Gráfica 52. Escenario base resultante 59
Gráfica 53. Balance oferta - demanda de gas natural 2017-2036..... 60

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen los campos de producción.....	14
Tabla 2: Cantidades importadas disponibles para la venta.....	15
Tabla 3: Variables críticas identificadas.....	18
Tabla 4: Reservas a incorporar de gas natural por cuenca por escenario.	25

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta los resultados del balance de gas natural 2017 – 2026, y plantea un escenario de incorporación de recursos del “offshore Colombiano”. Los análisis aquí descritos son el insumo inicial para la elaboración del plan de abastecimiento de gas natural 2017.

En la primera parte se presenta la oferta de gas natural, haciendo un análisis de la evolución de la misma, como está el país en materia de reservas de gas natural, los escenarios con sus respectivos supuestos bajo los cuales se espera que el país mantenga su autoabastecimiento y se definen los posibles escenarios de oferta de gas natural para los siguientes años, los cuales se fundamentan en la declaración de producción de gas natural que las empresas realizan al Ministerio de Minas y Energía cada año y el estudio de actualización de escenarios de oferta de hidrocarburos, realizado por la UPME en 2016. La segunda parte presenta la proyección de demanda de gas natural sectorial y regional con los respectivos supuestos contenidos en cada proyección.

Finalmente se realiza el balance, en el cual para un escenario medio de oferta y medio de demanda señala déficit en el año 2024, el cual corresponderá atenderlo con gas natural importado dado que para esa fecha no se espera aún la incorporación de recursos nacionales resultados de la exploración Costa Afuera.

Los planteamientos para la atención del abastecimiento del país y la confiabilidad del sistema de gas natural serán objeto de estudio del plan de abastecimiento de gas natural 2017.

Este es un documento de trabajo, sujeto a los comentarios que presenten con su debido soporte los interesados y esperamos genere espacios de conversación que resulten en las mejores propuestas que le brinden al país seguridad y confiabilidad de abastecimiento.

1. OFERTA DE GAS NATURAL

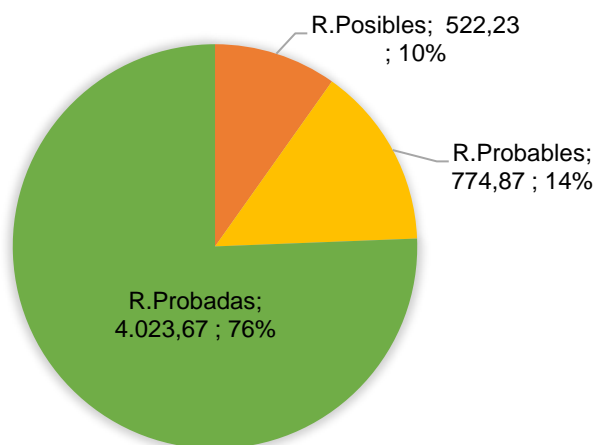
La oferta de gas natural se define a partir de las reservas disponibles y la declaración de producción de 2017, suministrada por los operadores de los campos al Ministerio de Minas y Energía. Se utilizan las reservas de gas natural reportadas también por los operadores a la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH y corresponden con los valores certificados a las Empresas con corte 31 de diciembre de 2016.

Además de esto, nos basamos en la estimación de los escenarios de oferta de hidrocarburos en Colombia, estudio realizado por la UPME en el año 2016, y el cual teniendo en cuenta los cambios en la industria internacional de hidrocarburos y el contexto de negocios del sector a nivel nacional, define unos escenarios de incorporación de reservas y determina las implicaciones de los mismos en la política energética del país. A partir de dicho análisis, se identifican las variables de mayor impacto en la oferta de hidrocarburos como recuperación mejorada, crudos pesados, costa afuera, no convencionales, etc. y los factores críticos que impactan el desarrollo de éstos recursos.

1.1 Reservas y Producción de Gas Natural

Las reservas totales de gas natural con corte a diciembre 31 de 2016 en país, conforme con la información suministrada por la ANH, en total alcanzaron los 5.320,78 GPC de las cuales 4.023,67 corresponden a reservas probadas, 774,87 GPC a reservas probables y 522,23 GPC a reservas posibles. Como se puede observar en la siguiente Gráfica 1, del volumen total de reservas de gas natural el 76% corresponde a reservas probadas, 14% a reservas probables y 10% a reservas posibles.

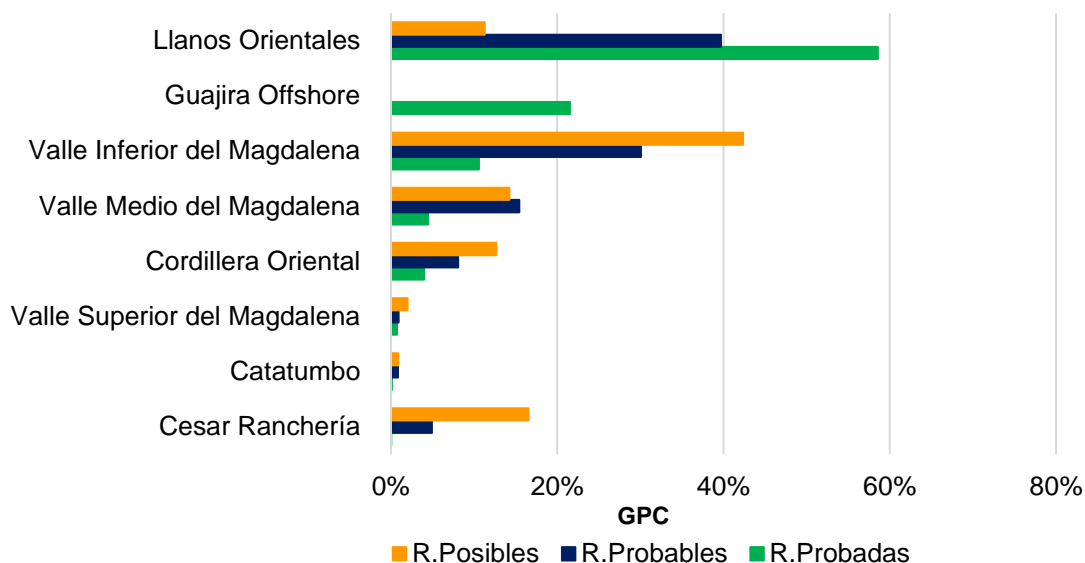
Gráfica 1: Reservas Probadas, posibles y probables



Las reservas probadas remanentes están concentradas en tres cuencas principalmente, Llanos Orientales con el 59% de las totales, la Guajira que contiene el 22% y le siguen en su orden Valle Inferior con 11% y Valle Medio y Cordillera Oriental con 4% cada una. Las

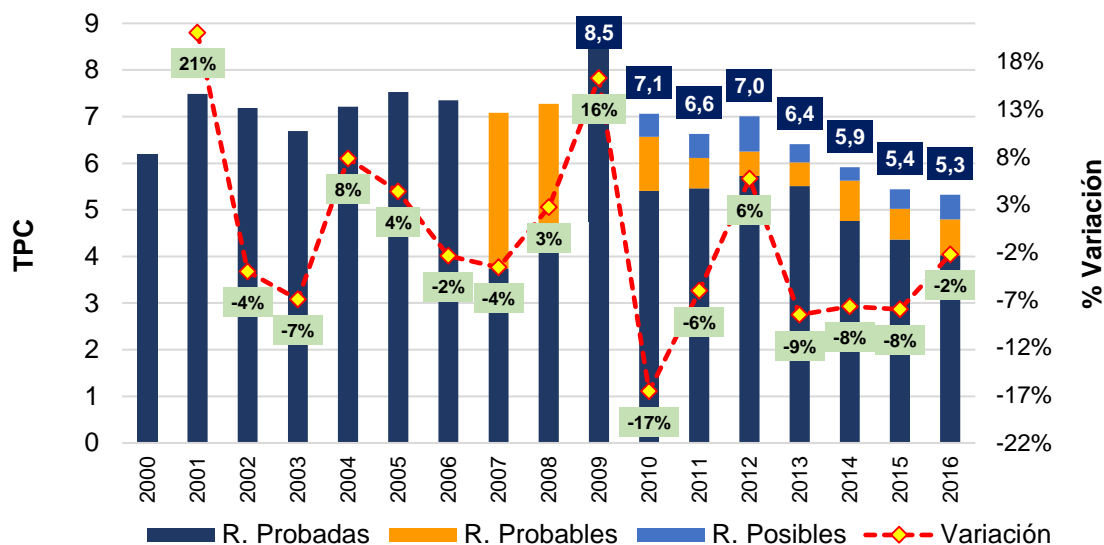
reservas probables se localizan primordialmente en los Llanos Orientales, Valle Inferior y Valle Medio del Magdalena distribuidas con una participación del 40%, 30% y 15% respectivamente y las reservas posibles de ubican principalmente en el Valle Inferior del Magdalena, con un 42% de las reservas posibles totales. En la Gráfica 2 se presenta la participación de cada cuenca en el volumen total de reservas por categoría.

Gráfica 2: Participación reservas gas natural por cuenca.



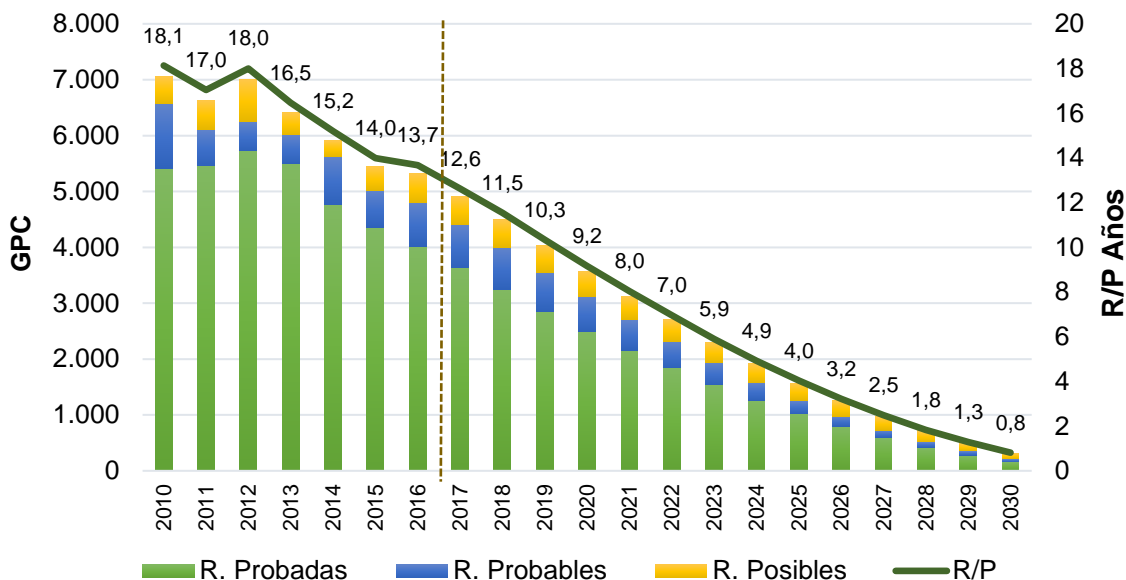
En Gráfica 3, se presenta la evolución de las reservas totales de gas natural en el país, en volumen y en tasa de variación. Se observa una reevaluación de reservas dada la caída de los precios del petróleo y la baja actividad exploratoria, sin embargo en el año 2016 las reservas totales de gas natural disminuyeron en un 2% con respecto al 2015, siendo la menor variación porcentual ocurrida en los últimos 10 años. Si se observa la variación de las reservas por categoría, se evidencia una disminución del 8% en las reservas probadas, y un incremento del 18% y del 24% en las reservas probables y posibles respectivamente entre los años 2015 y 2016.

Gráfica 3: Evolución reservas gas natural 2000-2016



En la Gráfica 4 se presenta la curva de producción de las reservas para los próximos años, esta curva no incluye la incorporación de reservas nuevas dado que estas cifras corresponden con las reportadas por las empresas operadoras a la ANH y expresa los volúmenes que esperan producir de las reservas certificadas a 31 de diciembre de 2016. Con esto y manteniendo la producción de gas natural en el total producido en el año 2016, se estima una relación reservas producción de gas a 2017 de 12,6 años, valor que se reduce a 4 años en 2025 y a un año en 2029.

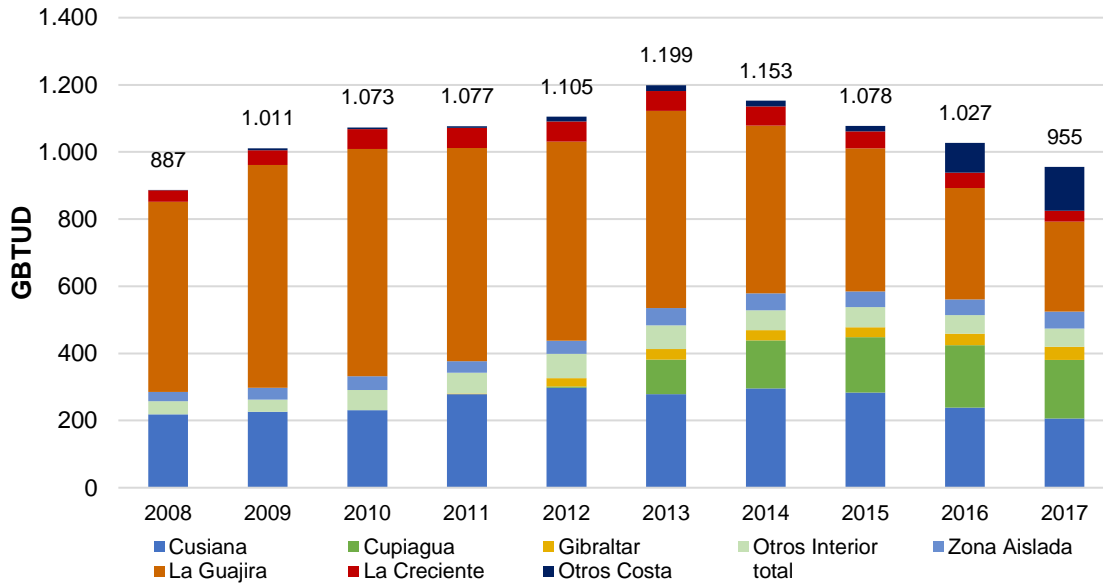
Gráfica 4: Curva de Producción de reservas



En cuanto a la producción nacional es notoria la disminución, es así como en el año 2013 el país mantuvo una producción promedio de 1.199 GTUD, siendo la mayor producción diaria realizada en los últimos 9 años, en el año 2014 se presentó una disminución en el promedio diario de 3,8% lo que significó niveles de 1.153 GTUD; en tanto en el 2015 la disminución fue del 6,5% significando una producción promedio de 1.078 GTUD; en el año 2016 la situación no fue diferente y la producción diaria disminuyó en un 4,7% a 1.207 GBTUD y en lo corrido de 2017, con valores hasta agosto de 2017, tenemos un promedio de 955 GBTUD

El principal aporte está dado por los campos Cusiana, Cupiagua y Guajira y un importante aumento, desde 2016, en la producción de los campos del Valle Inferior del Magdalena principalmente Nelson, Bonga y Mamey

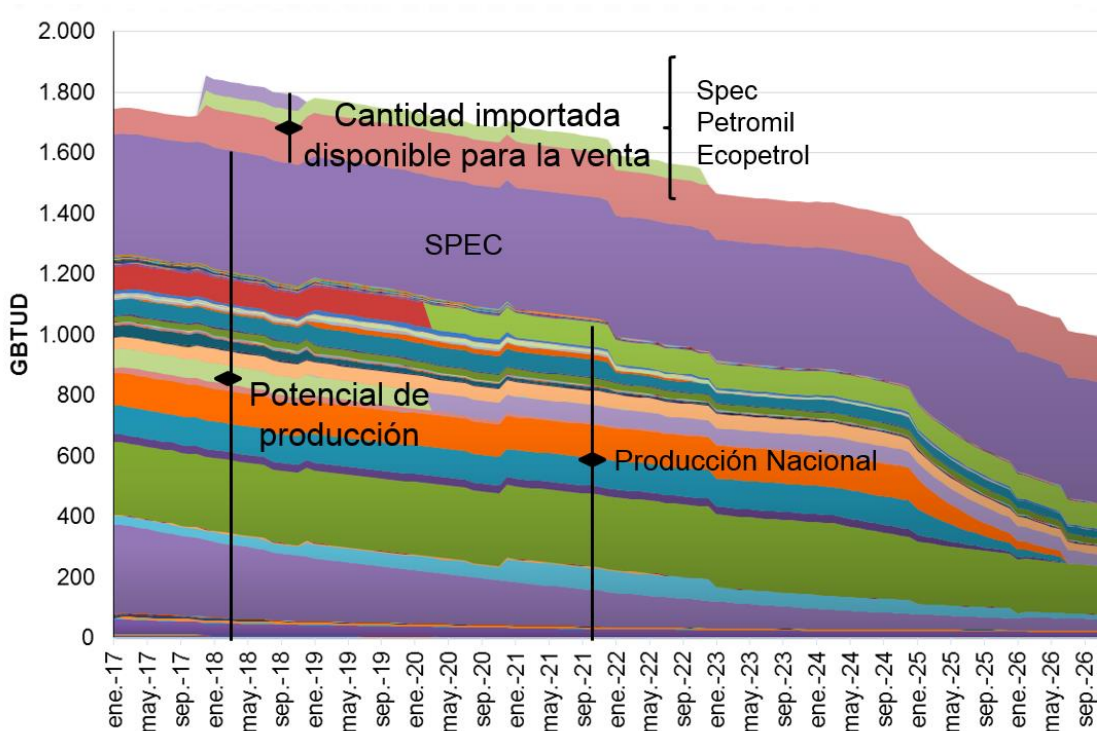
Gráfica 5: Producción Nacional



1.2 Declaración de producción de gas natural

La declaración de producción fue publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones 31159 del 3 de abril de 2017 y 31385 del 7 de junio de 2017.

Gráfica 6. Declaración de producción gas natural



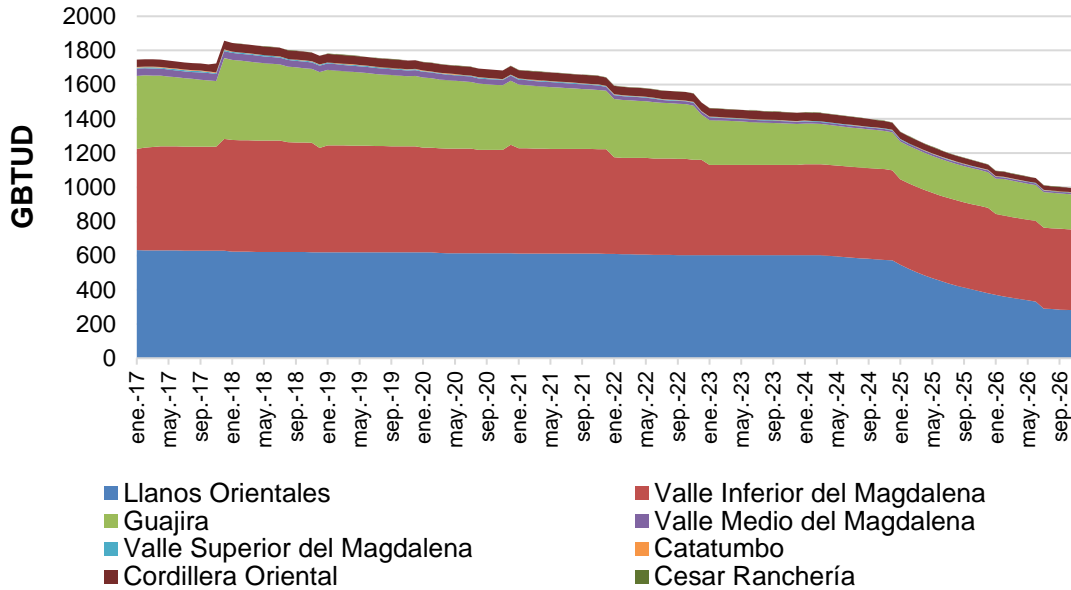
En la Gráfica 6 se observa la Declaración de Producción Total, especificando los volúmenes reportados como Potencial de Producción y como Cantidades Importadas Disponibles para la Venta.

El máximo valor de potencial de producción se reporta para el mes de diciembre de 2017 con un volumen de 1857 GBTUD. Este valor incluye la producción Nacional, el potencial de producción reportado por la Sociedad Portuaria del Cayao – SPEC en 400 GBTUD hasta noviembre de 2006, y las cantidades importadas disponibles para la venta reportados por Ecopetrol, Petromil de CARDON IV – Venezuela Importación y de SPEC en Cartagena. Por parte de la producción nacional, es notable el aporte de campos pequeños, los cuales pueden no estar conectados al gasoducto principal dada su localización y los bajos volúmenes que aportan.

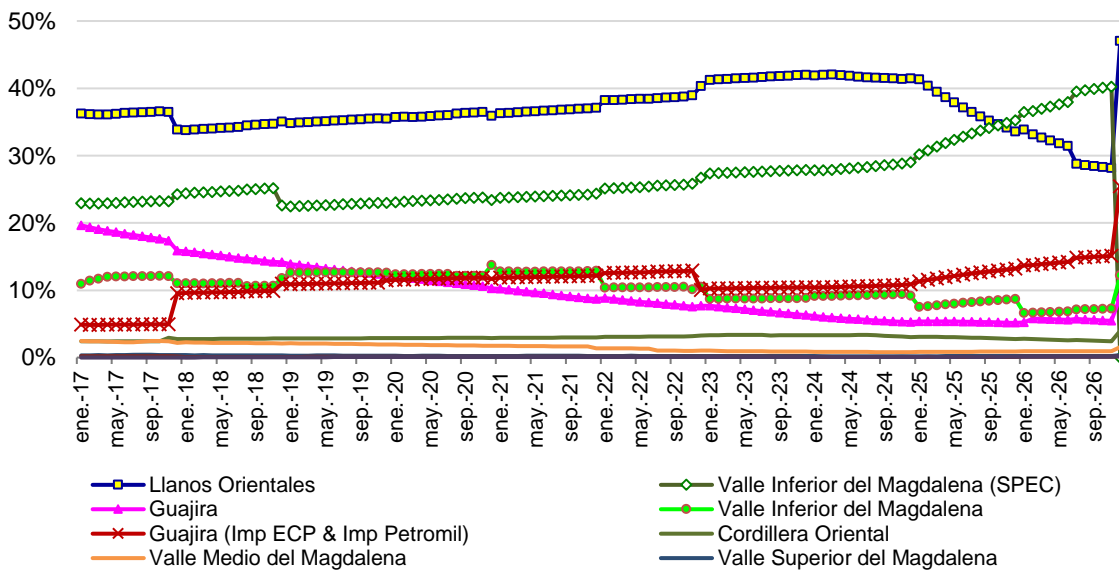
Como se puede observar en la Gráfica 7 y la Gráfica 8, el principal aporte proviene de las Cuenca Llanos Orientales, Guajira y Valle inferior del Magdalena, las tres alcanzan una participación máxima del 67% al inicio del periodo con en 36%, 20% y 11% respectivamente, las demás cuencas mantienen una participación en promedio del 5% anual. El 28% restante lo aportan las importaciones de Ecopetrol y de Petromil desde Venezuela.

La participación de cada cuenca va disminuyendo a lo largo del periodo reportado, dada la declinación natural de los campos, principalmente de los campos Chuchupa, y Ballena de la cuenca Guajira y Cusiana y Cupiagua de los Llanos Orientales.

Gráfica 7: Participación Por Cuenca



Gráfica 8: Porcentaje de participación por cuenca



En la Tabla 1, se resumen los campos de producción que hacen parte de cada una de las cuencas sedimentarias que aportan gas natural a la oferta nacional conforme con las Resoluciones 31159 del 3 de abril de 2017 y 31385 del 7 de junio de 2017.

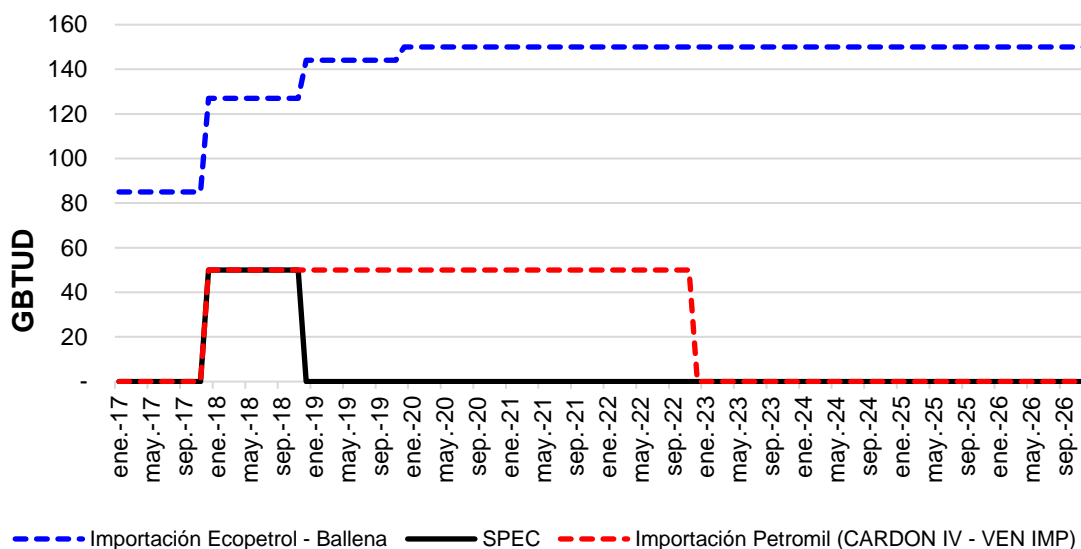
Tabla 1: Resumen los campos de producción

CUENCA	CAMPO
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cesar Ranchería	La Loma
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua
Guajira	Ballena, Chuchupa, Cardon IV - Ven. Imp. Petromil, Imp ECP/Ballena.
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro Sur, Cupiagua, Cusiana, Cusiana Norte, Floreña, Kananaskis, La Estancia, La Punta, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo Centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Arjona, Bonga, Bullerengue, Clarinete, El Dificil, La Creciente, Mamey, Nelson Ciénada de Oro, Nelson Porquero, Nispero, Oboe, Palmer, Pedernalito, Trambón, Planta Regasificación de Cartagena.
Valle Medio del Magdalena	Bonanza Incremental, Caramelo, Compae, Corazón, Corazón West, Gala, La Cira Infantas, La Salina, Liebre, Lisama, Lisama Norte, Lisama Profundo, Llanito, Nutria, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Tesoro, Toposí, Toqui-Toqui, Yarigui Cantagallo.
Valle Superior del Magdalena	Cañada N., Dina Terciario, La Hocha, Mana, Río Opía, Santa Clara

De acuerdo con la información antes mencionada, la máxima capacidad de producción con oferta nacional ocurrió en febrero de 2017 mes en el que se dispuso de 1.263 GBTU de producción nacional, con omisión de los 400 GBTUD declarados por la Sociedad Portuaria del Cayao -SPEC y 50 GBTUD de Petromil Gas SAS ESP; al incluir el potencial de producción de SPEC y las Cantidades importadas disponibles para la venta, la capacidad máxima de producción se consigue en el mes de diciembre de 2017, mes en el cual se estima una producción nacional de 1.457 GBTUD, 400 GBTUD de SPEC y 227 GBTU correspondientes a cantidades importadas disponibles para la venta de los cuales 50GBTUD corresponden a SPEC, 50 GBTUD más a Petromil y 127 GBTUD a Ecopetrol, estos dos últimos dados desde Venezuela.

En la siguiente Gráfica 9 se presentan las cantidades importadas disponibles para la venta, las cuales como se mencionó anteriormente son importadas a través de gasoducto desde Venezuela y a través de la Planta de regasificación de Cartagena

Gráfica 9: cantidades importadas disponibles para la venta



La Sociedad Portuaria del Cayao SPEC, reporta una cantidad importada disponible para la venta de 50 GBTUD disponible desde diciembre de 2017 y hasta noviembre de 2018; Petromil reporta también 50 GBTUD disponibles desde diciembre de 2017 hasta el mes de noviembre de 2022, el primero importado como gas natural licuado LNG y el segundo como gas a través del gasoducto de 26 pulgadas de diámetro y 200 kilómetros de longitud que conecta el el Lago de Maracaibo en el estado Zulia, Venezuela, con el Departamento Guajira, de Colombia, en el campo Ballena.

También, Ecopetrol reporta la disponibilidad de importación de gas natural desde Venezuela, dado el contrato de firmado entre esta Compañía y PDVSA en el año 2007, los cuales aún Colombia no ha logrado integrarlos a su oferta, por lo que Ecopetrol se encuentra en negociaciones con la Estatal Petrolera Venezolana, los valores reportados por Ecopetrol como cantidades importadas disponibles para la venta son los siguientes:

Tabla 2: Cantidades importadas disponibles para la venta

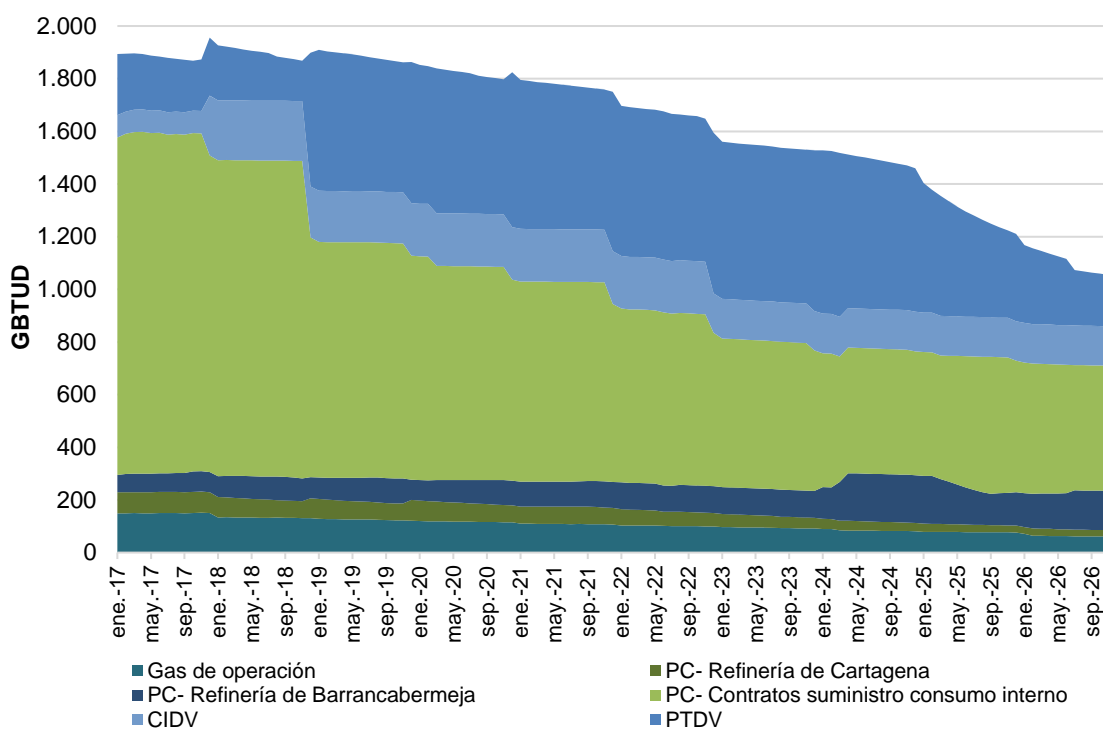
Enero a Noviembre de 2017 a	85 GBTUD
Diciembre 2017 a Noviembre de 2018	227 GBTUD
Diciembre de 2018 a Noviembre de 2019	194 GBTUD
Diciembre de 2019 a Noviembre de 2022	200 GBTUD
Diciembre de 2022 a Diciembre de 2026	150 GBTUD

Por otra parte, cabe señalar que la declaración de producción está conformada 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 (PC); 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 refinерías. Adicionalmente, aparte del potencial de producción, los operadores de los campos reportan el gas de operación y las cantidades importadas disponibles para la venta.

En la Gráfica 10 se presenta la declaración de producción, discriminada por componente declarado, en ella se observa

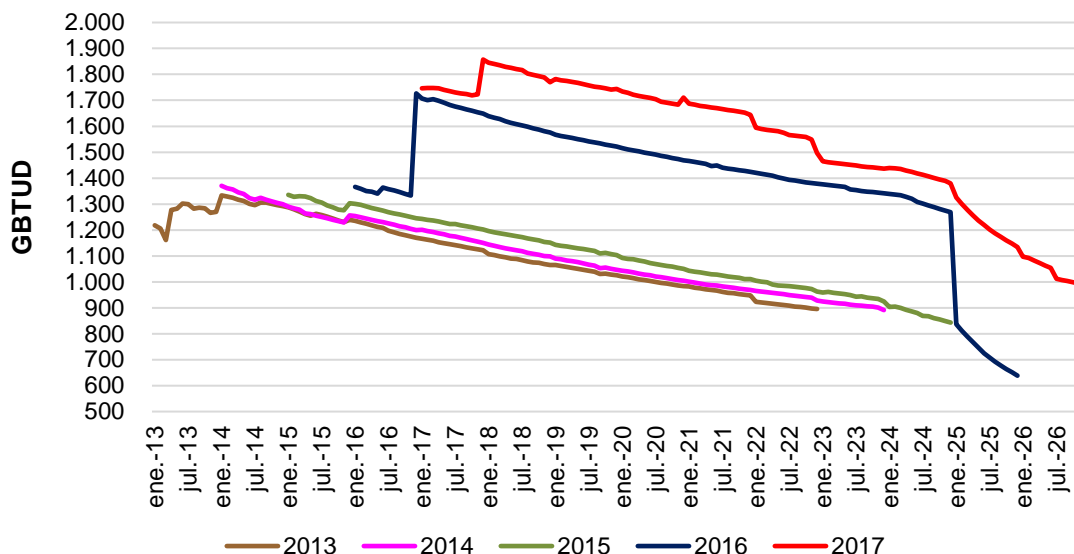
Gráfica 10: Declaración de producción, discriminada por componente declarado



Contrastando la declaración de producción del año 2017 con las anteriores, se aprecia un incremento importante con respecto a la declaración del año 2016, de enero a noviembre de 2017 una diferencia positiva promedio de 52 GBTU, de diciembre de 2017 a diciembre de 2022 un promedio de 206 GBTUD, de enero del 2023 a diciembre de 2024 un promedio 100 GBTUD y de 492 GBTU para el año 2025; las diferencias están dadas por un leve aumento en la oferta nacional, en cada año menor, un aumento del potencial de producción del país por la disposición de la planta de regasificación de Cartagena (SPEC) y un incremento importante en los valores reportados de cantidades importadas disponibles para la venta sin querer decir que ese gas esté disponible, pues si bien Ecopetrol reportó dichos valores, los volúmenes de gas no están disponibles y actualmente se encuentra en proceso de negociación con el Gobierno Venezolano. Se debe precisar que en el evento de Niño pasado (2015-2016) si bien los volúmenes estaban declarados no de lograron incorporar a la oferta Nacional por Fenómenos climáticos también del país vecino y la forma de contratación interrumpible del mismo.

En la Gráfica 11 se observan los valores declarados por los operadores de los campos al Ministerio de Minas y Energía, desde el año 2013 hasta el año 2017. 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 más bien lo que se percibe es la reclasificación de reservas de gas natural que se ha dado en el país en los últimos años.

Gráfica 11: Valores declarados por los operadores de los campos



1.3 Escenarios de incorporación de reservas de gas natural 2016-2036.

Tal como se señaló anteriormente, en el año 2016 la UPME realizó un estudio mediante el cual se actualizaron las variables del entorno nacional e internacional, que impactan el desarrollo de la actividad exploratoria de hidrocarburos en Colombia y construyeron tres escenarios de incorporación de reservas de petróleo y gas con un horizonte mínimo de 20 años, incluyendo recursos convencionales y no convencionales, así como las inversiones asociadas a cada escenario. El uso de escenarios resulta muy provechoso ya que se está tratando de analizar un caso con alta incertidumbre. Para efecto de nuestro análisis a continuación se describen los escenarios definidos en materia de gas natural.

1.3.1 Variables identificadas

A partir de la realización de talleres con los agentes de sector, tanto públicos como privados, se identificaron las variables que influyen afectan con mayor fuerza el futuro del sector energético en Colombia, para cada variable se identificó el nivel de impacto y de incertidumbre, las cuales se describen en la Tabla 3.

Tabla 3: Variables críticas identificadas.

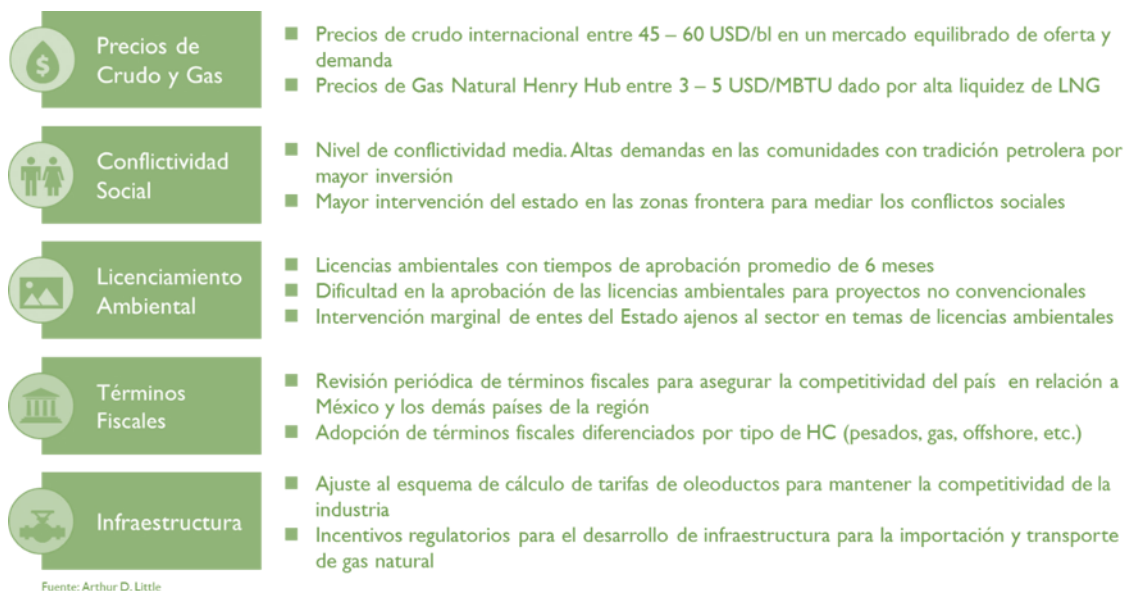
VARIABLES CRÍTICAS	COMENTARIOS
Precio Internacional de Gas y Petróleo	<ul style="list-style-type: none"> ■ Los proyectos de exploración y desarrollo dependen de las economías esperadas de los nuevos proyectos en el país ■ Los precios de Gas Natural en Colombia empezaran a estar indexados a los internacionales dada la entrada de la planta de regasificación
Potencial Offshore de Gas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Se ha confirmado recursos de Gas Natural en la perforación de los pozos Orca y Kronos ■ Aún hay incertidumbre sobre el tamaño de los descubrimientos
Potencial de Crudos Pesados	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aún está pendiente la evaluación de toda la información de la Ronda de Crudos Pesados de 2009 ■ La principal inversión está centrada en EOR no en nuevos descubrimientos (Sólo aplica para petróleo)
Potencial de No Convencionales	<ul style="list-style-type: none"> ■ Los precios no favorecen el desarrollo de los proyectos ■ No hacen parte de la estrategia de Ecopetrol en el mediano plazo ■ Limitaciones en la regulación ambiental para el desarrollo
Hallazgos de HC Convencionales	<ul style="list-style-type: none"> ■ La actividad exploratoria ha caído drásticamente en los últimos dos años como consecuencia del debilitamiento de los precios ■ La gran mayoría de los descubrimientos recientes en el onshore han sido de campos marginales (< 5 MM Bbls)
Mejoramiento del Factor de Recobro	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ecopetrol ha centrado su estrategia en incrementar el FR del promedio actual que está cerca de 18% a niveles entre el 20% y 25% ■ Algunos de los proyectos EOR no son rentables a precios menores a 50 USD/bl
Términos Fiscales	<ul style="list-style-type: none"> ■ A pesar de los incentivos a las operaciones offshore las reformas tributarias pueden afectar la competitividad de la industria ■ El nuevo escenario de precios bajos requiere una revaluación de la competitividad de la industria para atraer inversión
Conflictividad Social	<ul style="list-style-type: none"> ■ Existen iniciativas para implementar un proceso de consulta previa para las actividades de exploración petrolera ■ El sistema de distribución de regalías sumada a la baja actividad ha generado un incremento en conflictividad local <ul style="list-style-type: none"> ■ Potencial incremento de criminalidad por la desmovilización de las FARC
Licenciamiento Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aun no se cuenta con viabilidad para el desarrollo de actividades de fracturamiento a gran escala <ul style="list-style-type: none"> ■ licencias ambientales lentas y burocráticas

VARIABLES CRITICAS	COMENTARIOS
Seguridad Jurídica	<ul style="list-style-type: none"> ■ Recientes fallos de la Corte Constitucional han derogado licencias ambientales a proyectos E&P generando incertidumbre regulatoria, situación que es empeorada con los fallos para la asignación de áreas
Infraestructura de Transporte	<ul style="list-style-type: none"> ■ Altos costos de transporte afectan la competitividad del crudo colombiano ■ En el sector de gas la infraestructura de transporte podría tener limitaciones

1.3.2 Definición de Escenarios

a.) Escenario Base

El escenario base que se observa en la siguiente figura se construyó a partir de los estadios de mayor probabilidad para cada una de las variables críticas.



Este escenario se caracteriza por precios de crudo entre 45 y 60 USD/ bl en un mercado equilibrado de oferta y demanda donde se asume una media de 50 USD/ bl y de gas natural Henry Hub entre 3-5 USD/MBTU, para la evaluación de proyectos.

La combinación de menor actividad petrolera, menor producción y menores recursos de inversión social mantendrán la tensión social en las áreas de operación petrolera, no obstante se estima en el escenario base que dichas tensiones son administradas por las empresas con el apoyo de las entidades del gobierno, y no son un obstáculo para el desarrollo de los proyectos E&P.

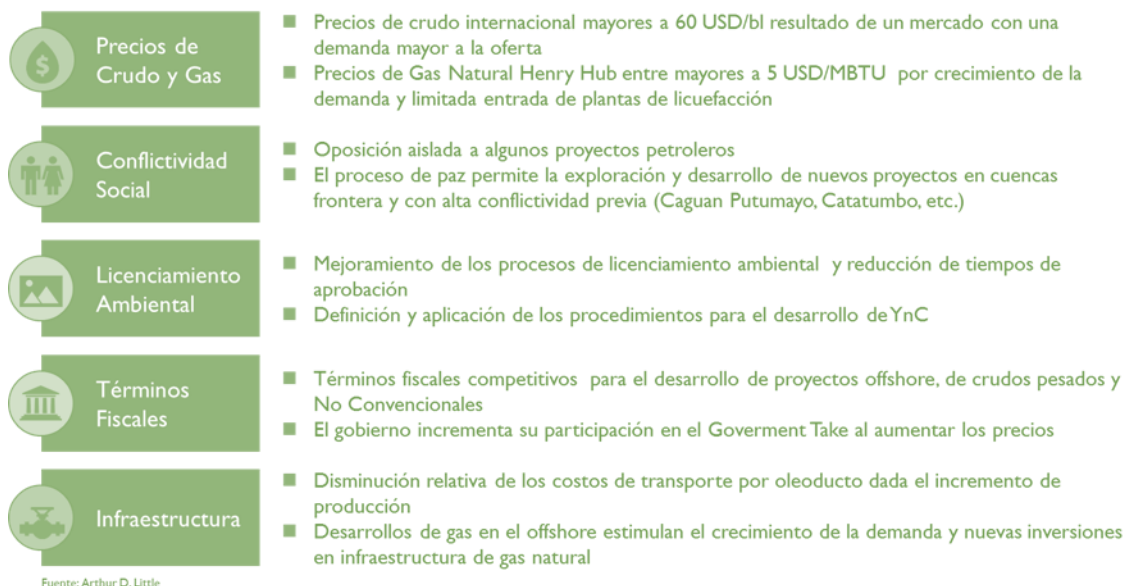
En términos de las licencias ambientales se considera que el escenario más probable es mantener altas demandas, estándares de operación y control sobre las actividades extractivas. En este sentido se prevén tiempos de aprobación de alrededor de 6 meses para las licencias y mayor intervención de entes del estado ajenos al sector en temas ambientales.

Colombia ha sido uno de los países que ha respondido rápidamente a la caída de los precios por lo tanto se estima en el escenario base que los términos fiscales se revisarán periódicamente para asegurar la competitividad del país en relación a los países de la región y que se implementarán incentivos anti-cíclicos, así como la oferta dinámica de áreas para atraer nuevas inversiones.

Se asume que habrá incentivos regulatorios para el desarrollo de infraestructura para importación y transporte de gas natural, así como un ajuste al esquema de cálculo de tarifas de oleoductos para mantener la competitividad del país.

b) Escenario de Abundancia

Se construye a partir de los estadios más favorables desde el punto de vista de la oferta de hidrocarburos, es decir, los más ventajosos para el aseguramiento del abastecimiento.



Este escenario se caracterizaría por la incorporación de nuevas reservas impulsadas por un entorno de precios favorable mayor a 60 USD /bl y de gas natural Henry Hub mayor a 5 USD/MBTU resultado de un mercado internacional con mayor crecimiento de la demanda con respecto a la oferta. Se asume una media de 70 USD / bl que permite la incorporación de proyectos de crudos pesados, recobro mejorado y recursos no convencionales. En el escenario de abundancia se asume el aumento del factor de recobro por la incorporación de tecnologías de recuperación mejorada incluyendo proyectos que utilizan inyección de vapor, además de la incorporación de la mayoría de reservas probables y posibles.

En cuanto al ambiente político, bajo este escenario se estima que ante el crecimiento de la producción se podrían presentar presiones para adoptar políticas que incrementen el *government take*, no obstante el gobierno podría adoptar mecanismos para participar en la renta manteniendo la competitividad del país. Los buenos resultados en materia de prospectividad incentivan la inversión en el desarrollo de no convencionales y en

tecnologías de recuperación mejorada con un alto impacto en los factores de recobro, y se incrementa la actividad en el offshore colombiano

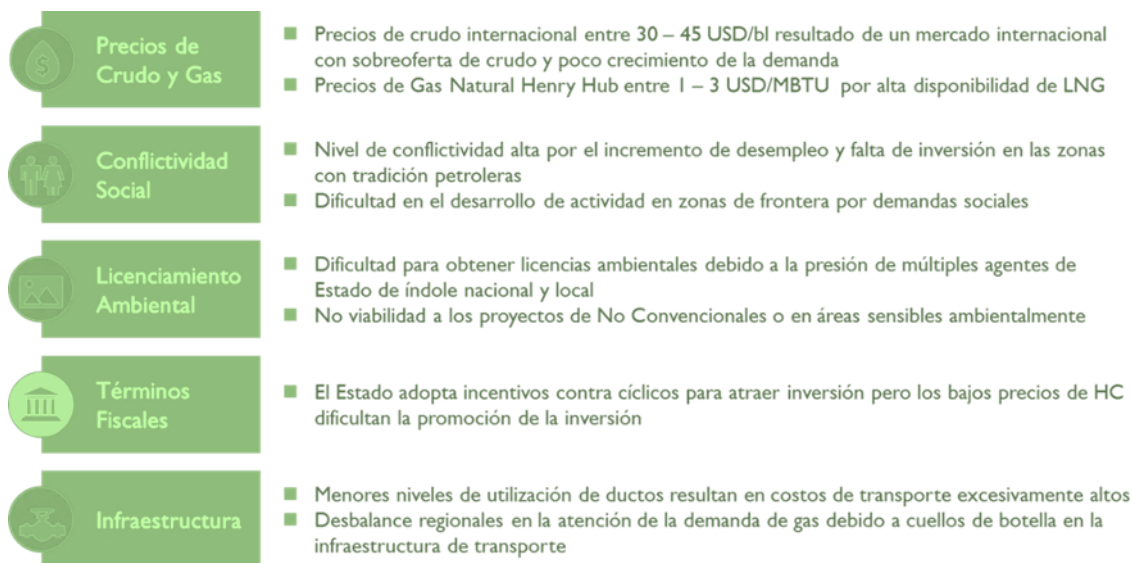
En materia ambiental, se asume un proceso de licenciamiento riguroso pero ágil y eficiente que permita el desarrollo de proyectos altamente sensibles en el offshore o en hidrocarburos no convencionales. En cuanto a la conflictividad social se asume un ambiente favorable debido al proceso de paz que está impulsando el gobierno, que permitiría la exploración y desarrollo de cuencas frontera y con alta conflictividad.

Como parte de la operación normal se esperan manifestaciones de oposición aisladas a algunos proyectos pero sin mayores impactos en el desarrollo de los grandes proyectos.

Finalmente, en materia de infraestructura dado el incremento de producción se espera una reducción relativa de costos de transporte por oleoducto, mientras que el desarrollo de gas offshore estimulara la inversión en infraestructura para la distribución de gas en el interior.

C). Escenario de Escasez

Se construye a partir de los estadios en los que existen las mayores limitaciones a la oferta de hidrocarburos (reservas y factores de desarrollo).



Este escenario se caracteriza por hallazgos reducidos de hidrocarburos con precios de crudo internacional entre 30-45 USD /bl y de gas natural Henry Hub entre 1 -3 USD/MBTU resultado de un mercado internacional con sobreoferta y poco crecimiento en la demanda, se asume una media de 40 USD / bl que limita la incorporación de proyectos de crudos pesados y recobro mejorado. En este escenario no se observarían mayores desarrollos de tecnología con un impacto a gran escala en los factores de recobro y las economías estrechas no permitirían desarrollar los recursos no convencionales. Se modera el ritmo de

nuevas inversiones y compromisos de capital y ello impacta en un desarrollo más lento de los recursos prospectivos.

En un ambiente de precios bajos se estima que la política fiscal se caracterizaría por incorporar medidas de mayor estímulo a las inversiones en un ánimo de ofrecer medidas anti cíclicas para la recuperación de la inversión y la producción. No obstante la baja prospectividad y estrechas de economías de los proyectos limitarían el desarrollo de nuevas áreas.

Así mismo, se asume que los aspectos ambientales empeorarán debido a la presión de múltiples agentes de Estado de índole nacional y local y ello impactará en una baja viabilidad para obtener licencias para proyectos de recursos no convencionales o en áreas ambientalmente sensibles.

Bajo el escenario de escasez se incrementa la conflictividad social debido al incremento de desempleo y la baja inversión en zonas tradicionalmente petroleras, por otro lado la baja utilización de los ductos resulta en costos de transporte altos y desbalance regionales en la atención de la demanda de gas debido a cuellos de botella en la infraestructura de transporte.

1.3.3 Modelo de estimación de oferta de hidrocarburos

El modelo de estimación de oferta con un horizonte de 20 años se basa en el cálculo y proyección de 5 componentes de incorporación de reservas de petróleo y gas: reservas existentes, reservas no desarrolladas (probables y posibles), incorporación de reservas por recuperación mejorada, incorporación de reservas de recursos “yet-to-find” e incorporación de reservas de recursos no convencionales, la descripción de los diferentes componentes se muestra en la siguiente figura:



Cada uno de los componentes a incorporar en el modelo se presenta en detalle a continuación:

a) Incorporación de Reservas Existentes

Las reservas existentes hacen referencia a las reservas probadas certificadas de los campos existentes según los reportes de las empresas operadoras presentados a la Agencia Nacional de Hidrocarburos. En este componente se toma en cuenta el perfil de producción de las reservas 2016 – 2036 reportado por los operadores

La información empleada proviene de los reportes de gas diferenciado por campo al 2015 publicadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Las reservas probadas de Gas Natural (P1) se incorporan al modelo sin ningún ajuste respecto al perfil reportado por las empresas para los tres escenarios.

Basados en estos datos, la cuenca Llanos Orientales aportará el 41% de la producción de gas natural seguida por la cuenca Guajira offshore con 23%, el resto será aportado por las Cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Cordillera Oriental. Las reservas probadas de gas natural presentan una tendencia decreciente en los próximos 20 años y es la cuenca Llanos Orientales la cual lidera la incorporación de reservas para gas natural y se estima que entre el 2028 y 2034 aporte el 51% de las reservas.

b) Reservas Probables y Posibles No Desarrolladas

Las reservas no desarrolladas hacen referencia a las reservas probables y posibles de los campos existentes según los reportes de las empresas operadoras presentados a la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el 2015. La hipótesis en este componente toma en cuenta la incorporación de la producción de reservas probables y posibles según los perfiles de producción reportados.

Teniendo en cuenta que las reservas probables y posibles cuentan con un nivel diferente de incertidumbre con respecto a su efectiva incorporación, se deben realizar supuestos diferentes para cada escenario y para cada tipo de hidrocarburo ya que los precios de crudo y gas se comportan de manera diferente. A continuación se listan los criterios de definición de escenarios de gas natural incorporados en el modelo:

- El escenario Base toma en cuenta la incorporación del 75% de las reservas Probables y del 50% de las reservas Posibles de gas natural.
- El escenario de Escasez para las reservas de gas el modelo incorpora 50% de las reservas Probables y 25% de las reservas Posibles
- El escenario de Abundancia contempla la adición del 90% de las reservas Probables de gas y el 75% de las reservas de gas Posibles para los siguientes 20 años.

Teniendo en cuenta que los pronósticos de las reservas Probables y Posibles se hicieron tomando un precio de \$56 dólares por barril y que los precios del 2016 estuvieron por debajo de dicho precio, se asume que las inversiones para el desarrollo de reservas se retrasan en espera de mejores economías para los proyectos. En este sentido, para el escenario de Abundancia se asume que la incorporación de reservas probables y posibles comienza en el 2017 conforme a las estimaciones de las empresas, pero para el escenario Base la incorporación de reservas se inicia en el 2018, y para el escenario de Escasez en el 2019

Para cualquiera de los tres escenarios se espera que la incorporación de reservas probables y posibles presente un pico entre el 2020 y el 2022. Después del 2022 la incorporación de reservas probables y posibles tiene una tendencia decreciente exponencial, lo que lleva a inferir que la incorporación de recursos no desarrollados no va a cambiar el panorama de disponibilidad de hidrocarburos en Colombia.

Basados en los datos de reservas probables y posibles estimados por las compañías operadoras, las reservas de gas van a tener una contribución del 45% por parte de la cuenca Magdalena Inferior y del 23% por Llanos Orientales, esto demuestra la relevancia que toma la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en el corto y mediano plazo en el suministro de gas natural a la oferta Nacional. Sin embargo el campo que incorpora la mayor cantidad de gas natural en el periodo de análisis es el campo Cupiagua.

c) Recursos por descubrir (Yet-To-Find)

El desarrollo de este componente toma en cuenta la hipótesis de descubrimientos y desarrollo de nuevos campos (“yet to find”) de crudo convencional, crudos pesados, e hidrocarburos offshore conforme a estudios de prospectividad de las cuencas (crudos pesados, convencionales y gas) y expectativas de la industria. Para la definición de las reservas incorporadas en cada escenario se ha realizado un análisis “Top-Down” que parte de los valores P90 estimados para recursos “yet to find” (YTF) por múltiples consultorías realizadas por ANH. Estos valores son discriminados por tipo de hidrocarburo (crudos pesados, convencionales y gas) basados en la distribución porcentual histórica de producción por cuenca y asume un porcentaje de incorporación en los próximos 20 años.

Paralelamente hemos realizado un análisis “Bottom-Up” para determinar el número de campos potenciales por descubrir y su tamaño con base en las expectativas de los actores de la industria, del análisis del historial de exploración por cuenca entre 2012-2015 y los compromisos de actividad exploratoria vigentes con la ANH, entre otros. A partir de este análisis se limitó la incorporación de reservas de algunas cuencas y se estimó el número de campos incorporados en el horizonte de análisis, especialmente para los proyectos offshore.

Según los estudios reportados, las cuencas con mayor prospectividad en Colombia son: Magdalena Medio, Cesar Ranchería, Catatumbo, Colombia y Llanos Orientales. Se espera que las cuencas con menor desarrollo en exploración y producción tengan una mayor probabilidad de proveer descubrimientos de mayor tamaño para Colombia. Por otra parte, las cuencas Guajira offshore y Sinú offshore muestran un gran potencial gasífero que ha sido soportado por los recientes descubrimientos en estas cuencas.

Para cada uno de los tipos de reservas incorporados se ha definido un racional de incorporación y en materia de gas natural es de la siguiente manera:

Gas Natural Offshore y Onshore

La incorporación de reservas por descubrir de Gas Natural parte de los recursos prospectivos estimados por cuenca y se estima un porcentaje de incorporación

dependiendo el escenario. En este sentido el escenario de escasez asume la incorporación del 10% del P90, el Escenario Base un 30% y el escenario de Abundancia un 50%. Adicionalmente en el caso del Gas Natural se han incorporado ajustes para el Escenario Base y de Abundancia adicionando mayor probabilidad a los descubrimientos a las cuencas offshore debido a las perspectivas de las perforaciones en el Caribe Colombiano en el 2016 y 2017 para delimitar los descubrimientos de los pozos Orca en la Guajira y Kronos en Sinú. No obstante, es importante tener en cuenta que el modelo propuesto toma la incorporación de producción de Gas Natural offshore después del 2025 debido a los tiempos más extensos que se requieren para exploración y desarrollo de campos costa afuera.

Finalmente, las cuencas con reservas muy pequeñas, especialmente el escenario de Escasez, no fueron tenidas en cuenta debido a que no son económicamente viables para desarrollarlas.

A continuación se presenta las reservas a incorporar de gas natural por cuenca por escenario.

Tabla 4: Reservas a incorporar de gas natural por cuenca por escenario.

Cuenca	Escasez	Base	Abundancia
Catatumbo	21	64	106
Cesar Ranchería	57	172	287
Colombia	-	52*	87*
Cordillera Oriental	44	132	220
Guajira Offshore	-	1,509	2,082
Llanos Orientales	54	162	270
Magdalena Inferior	126	377	628
Magdalena Medio	134	402	670
Sinú	-	36	60
Sinú Offshore	-	1,524	4,206
Total (BCF)	436	4,430	8,617

(*) Gas offshore asociado a desarrollo de Campos de Petróleo

En resumen, las hipótesis de reservas por descubrir contemplan la adición de un total de 4.4 TCF de Gas en el escenario Base. De la misma forma, se espera la adición de reservas por descubrir por un total 0.4 TCF en el escenario de Escasez y el escenario de Abundancia, considera la adición de reservas por descubrir por un total de 8.6 TCF de Gas.

Después de definir las reservas a incorporar por escenario y por tipo de recurso, se utilizó una metodología estándar para estimar el número de proyectos requeridos para lograr la incorporación de reservas establecidas anteriormente, cada proyecto tiene en cuenta una hipótesis del tamaño de descubrimiento, año de asignación, años de desarrollo y perfil de producción que permiten generar las estimaciones de producción por escenario para los recursos por descubrir.

La metodología parte de la definición de un tamaño de campo mínimo a ser descubierto en cada cuenca y la definición del año en el que se empiezan a incorporar las reservas. Para

este análisis, se utilizó como referencia información obtenida a través de reuniones con expertos técnicos y empresas operadoras, además de la revisión de los planes de exploración de empresas como Anadarko, Geopark entre otras, para Colombia.

La definición de los tamaños de campos por descubrir es un ejercicio hipotético que se suele sustentar por análisis de análogos o análisis probabilísticos (e.g. fractal). En la revisión de los datos históricos así como en las entrevistas se observó que en el caso de las cuencas maduras de Colombia, la incorporación de reservas se ha dado en gran medida vía revaluaciones y extensiones de campos existentes y en menor medida nuevos campos. Por otra parte, los análisis fractales recientes no cubren en detalle todas las cuencas de interés. Por lo tanto, con base en la información disponible se asumió un tamaño promedio de descubrimiento de 5 MMBOE para las cuencas maduras y un rango entre 10 y 100 MMBOE para los descubrimientos en cuencas menos exploradas.

Finalmente para definir los perfiles de producción se asumió el periodo de tiempo desde que se da el descubrimiento hasta que comienza la producción temprana con base en el estudio de IHS 2008 donde se analizaron los períodos de desarrollo para cada cuenca en función del tamaño de los campos. Transcurrido el período de desarrollo, la producción esperada se calcula utilizando perfiles genéricos definidos por el mismo estudio de acuerdo al tamaño de los campos.

d) Recursos no convencionales

Este componente considera hipótesis sobre hallazgos, desarrollo y producción de CBM, Shale Oil y Shale Gas en las cuencas Cesar Rancheria, Magdalena Medio y Cordillera Oriental. Para su desarrollo se emplearon fuentes de información suministradas por la ANH como el estudio realizado por la consultora Gems y otro por la EIA - Universidad de Utah, así como hipótesis para los perfiles de producción obtenidas de un estudio detallado de recursos no convencionales realizado por la firma Arthur D. Little en el 2016.

La EIA estimó los recursos de Shale Gas y Shale Oil en Colombia en las cuencas de Llanos, Catatumbo y Magdalena Medio, el cual se publicó en el 2013. En la siguiente tabla se muestran el total de recursos estimados e incorporados en el modelo:

El tratamiento de la producción futura de hidrocarburos no convencionales implica formular hipótesis sobre el número y ubicación de los desarrollos potenciales, por tal motivo, los escenarios contemplan la existencia de recursos de la siguiente manera:

- **Shale gas:** No se estima adición de reservas en el escenario de Escasez y Base dado el entorno de precios bajos y dificultades ambientales, sociales y de costos para el desarrollo de proyectos. En el escenario de abundancia se estiman desarrollos onshore con reservas entre 0.5 y 1 TCF de las cuencas Cordillera Oriental y Magdalena Medio. El modelo contempla la incorporación de recursos después del 2030 debido al poco atractivo que bajo las condiciones actuales representa este tipo de recursos para las empresas operadoras.

- **CBM:** Se asume incorporación de reservas solo para el escenario de abundancia debido al desarrollo de los proyectos de Drummond y el Cerrejón de 1.1 TCF, así mismo el modelo contempla la incorporación de estos recursos será después del 2028 dado que los avances en estos proyectos han estado estancados por varios años.

Para la estimación de los perfiles de producción hemos tratado de simplificar la metodología de forma que el Modelo asume que la producción inicial será un porcentaje de las reservas de cada “proyecto” y luego aplica un modelo hiperbólico (ecuación de Arps) para obtener la curva de declinación para cada proyecto, los valores utilizados para modelar esta curva se obtuvieron del modelaje de curvas reales de pozos productores de yacimientos no convencionales. Adicionalmente, se asumen años de inicio de producción para cada proyecto conforme a la cuenca, y un plan de perforación de 100 pozos por año por proyecto.

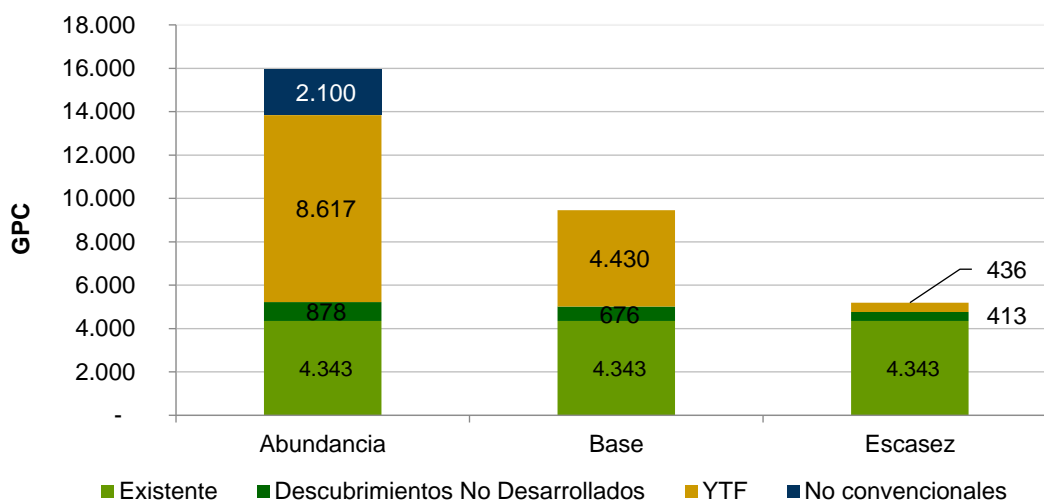
No se estima la incorporación de reservas por recursos no convencionales en los próximos 10 años debido a los bajos precios internacionales del petróleo que han afectado el atractivo económico de los proyectos y a la dificultad para obtener licencias ambientales para operaciones de fracturamiento hidráulico a gran escala, Ecopetrol por su parte no considera la incorporación de reservas de YnC en su nueva estrategia lo que podría demorar aún más el desarrollo de estos recursos.

Dado que los recursos no convencionales incluidos en el modelo incorporan producción solamente hasta después del 2028, el escenario de Abundancia del Modelo solo incorpora cerca del 5% de los recursos estimados como recuperables para Shale Gas.

1.3.4 Resultados de los escenarios consolidados

De acuerdo a las estimaciones realizadas para cada uno de los cinco componentes explicados anteriormente, se estima la siguiente incorporación de reservas por escenario:

Gráfica 12: Incorporación de reservas por escenario



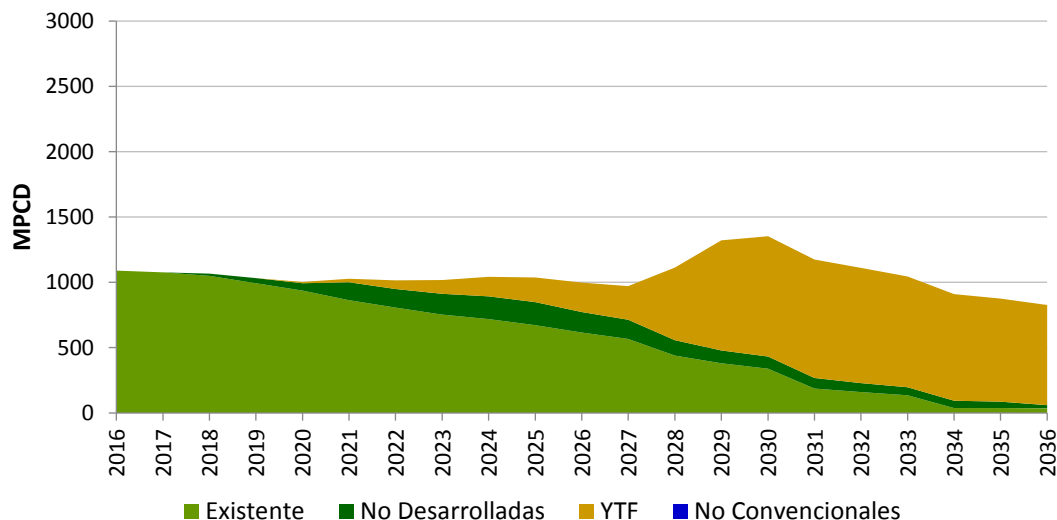
En el caso del Gas Natural la incorporación de reservas estimadas en el modelo para el Caso Base es superior al desempeño histórico de Colombia de los últimos cinco años reflejando el incremento en la actividad exploratoria en el offshore y la alta prospectividad de los recientes hallazgos en la costa caribe Colombiana.

Con base en las hipótesis de construcción de los escenarios, se generan distintas curvas de oferta de hidrocarburos, que se reflejan a continuación:

a) Escenario Base

La producción de Gas Natural se estima en niveles de producción cercanos a los actuales hasta el 2028, un incremento de la producción hasta el 2030 cuando se alcanzan cerca de 1,500 MMcf/d y un tercer periodo de reducción de la producción sostenida hasta finales del periodo analizado. El incremento de la producción estimada corresponde principalmente a la adición de recursos nuevos en el offshore colombiano.

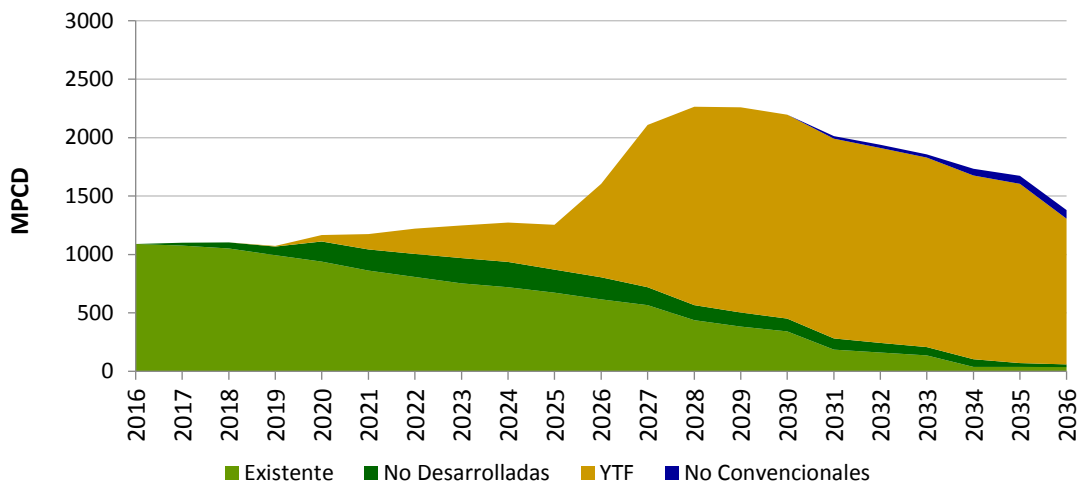
Gráfica 13: Escenarios Base



b) Escenario Abundancia

En términos de Gas se estima que la producción se mantenga en los niveles actuales de 1,000 MMcf/d en el periodo 2017-2025 y luego del 2026 se duplique llegando a niveles por encima de los 2,000 MMcf/d gracias al aporte de producción de los campos offshore en cuencas Guajira y Sinú . Hacia el final del periodo inicia la producción de No Convencionales.

Gráfica 14: Escenario de Abundancia

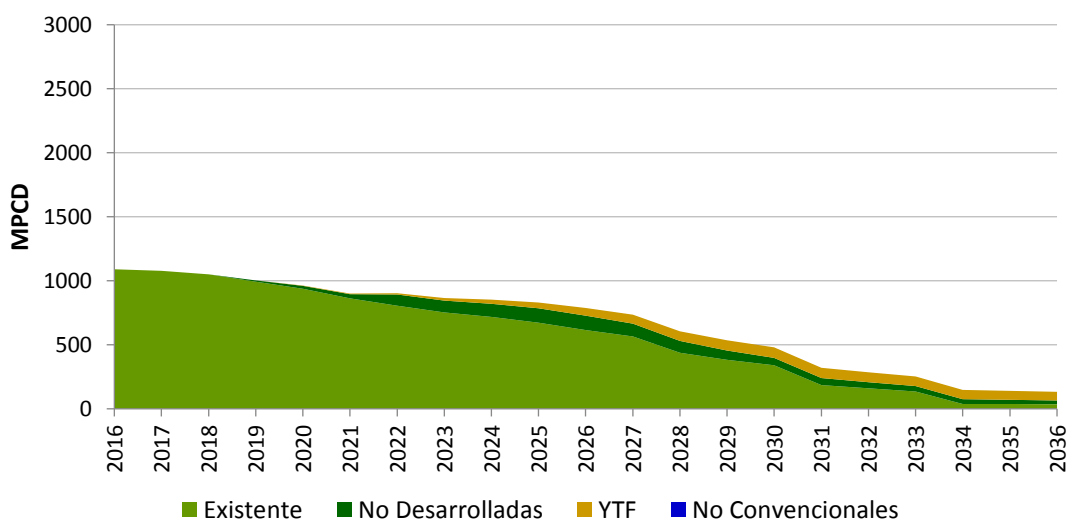


c) Escenario de Escasez

Para este escenario no se estima que la producción se recupere entre 2016-2036 debido a que las condiciones económicas y del entorno no generan mayores atractivos para las empresas E&P. la baja actividad exploratoria y por ende poca incorporación de reservas hace que se mantenga una tendencia a la baja continua. En el escenario de escasez, la incorporación de reservas se da en las cuencas donde se ubican la mayor parte de las reservas probadas, siguiendo con la tendencia histórica de concentración en los Llanos Orientales y Magdalena Medio, aunque éste último en una magnitud inferior.

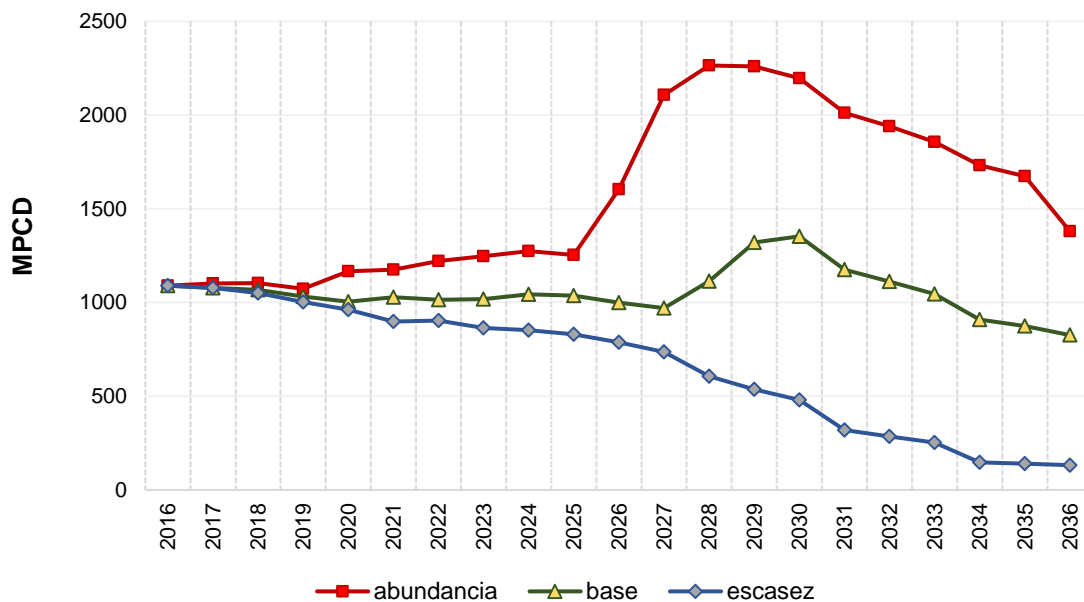
En términos de Gas Natural el escenario prevé producción por encima de los 1,000 MMcf/d hasta el 2019 cuando la producción declina por la ausencia de nuevas reservas.

Gráfica 15: Escenario de Escasez



En la siguiente Gráfica 16 se presenta los tres escenarios de oferta de gas natural resultado del análisis.

Gráfica 16: Resultado de escenarios de oferta de gas natural



1.4 Escenarios de oferta de gas natural para balance

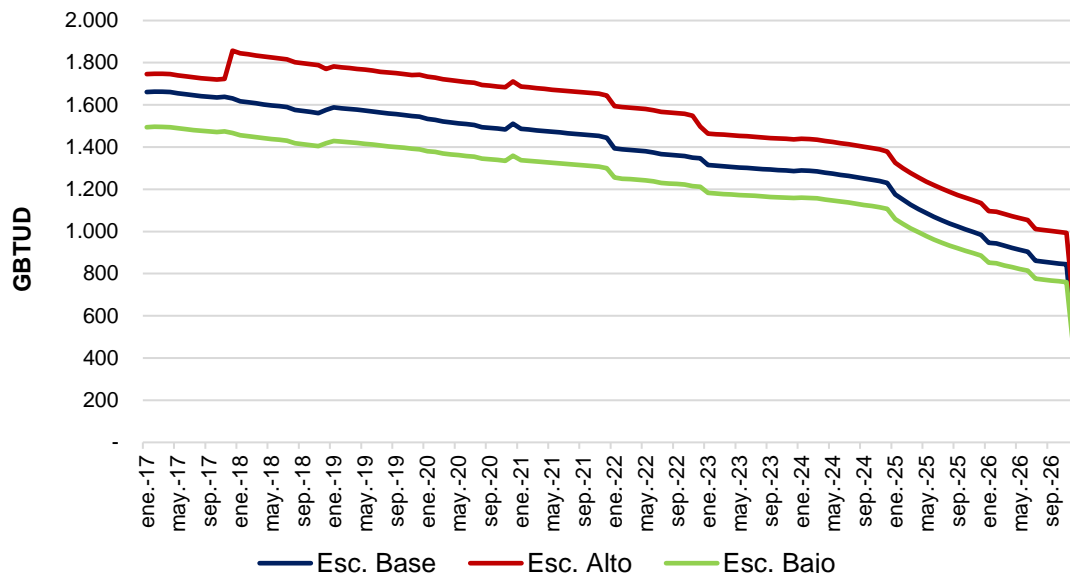
Los escenarios de oferta de gas natural se definen a partir de la declaración de producción publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones 31159 del 3 de abril de 2017 y 31385 del 7 de junio de 2017; es así como el **escenario base** de análisis corresponde al Potencial de Producción reportado más 50 GBTUD informados por SPEC como cantidad disponible para la venta en el periodo comprendido entre diciembre de 2017 y Noviembre de 2018.

Se excluye del escenario base las cantidades importadas disponibles para la venta reportadas por Ecopetrol y por Petromil dada la alta incertidumbre causada por la inestabilidad política del país exportador y por alguna información sobre la calidad de dicho gas el cual podría no estar en especificaciones para ser inyectado al sistema nacional.

El **escenario alto** corresponde con la declaración de producción total, esto es el potencial de producción más las cantidades importadas disponibles para la venta **y el escenario bajo** considera la incorporación a la oferta nacional de un 90% del escenario base. Esto último se fundamenta en dos consideraciones: i) históricamente el volumen de gas natural producido ha estado más o menos un 10% por debajo de la curva de declaración de producción y ii) los supuestos del escenario bajo de incorporación de reservas de gas natural presentados anteriormente, los cuales con precios de crudo entre 30-45 US/BBL no

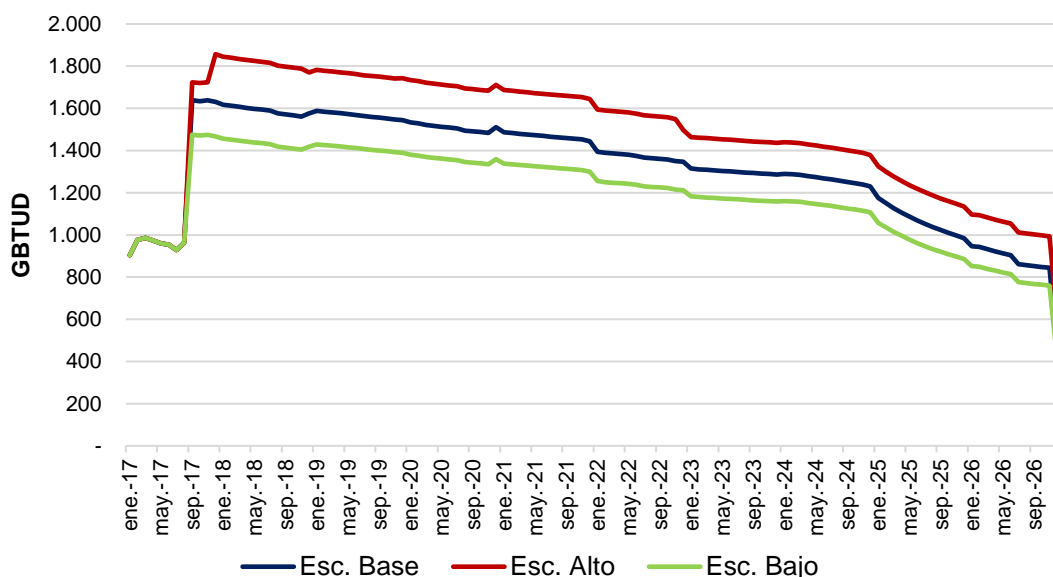
se estimula la exploración dando como resultado una nula incorporación de reservas y una curva en declinación de la producción natural de los campos existentes. Ver Gráfica 17.

Gráfica 17: Escenarios de oferta de gas natural – Balance



Como se mencionó en la primera parte, la producción de gas natural en Colombia en lo corrido del año 2017 en promedio ha estado en los 955 GBTUD, en la Gráfica 18 se ajusta la declaración de producción con los volúmenes realmente producidos.

Gráfica 18: Escenarios de oferta de gas natural con ajuste de producción real

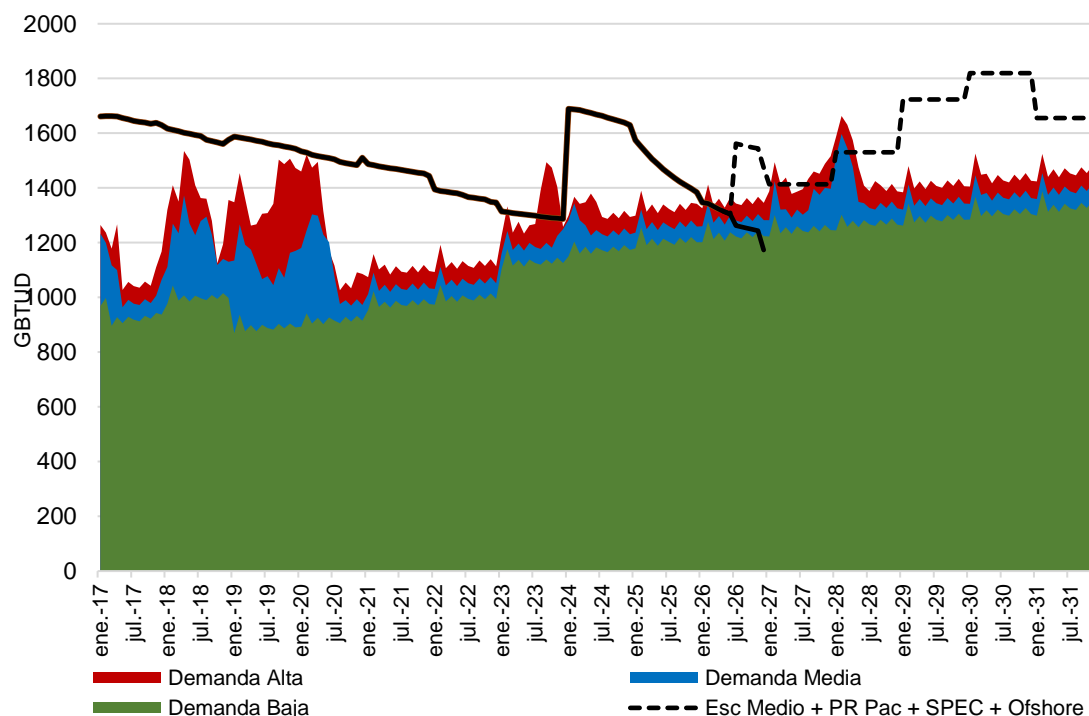


Después del año 2026, se asume la incorporación de los volúmenes definidos en el estudio presentado en los apartes anteriores, respectivamente para el escenario alto y el base y el escenario de escasez considera un 90% de la curva de reservas probadas.

Cabe señalar que los escenarios de abundancia y base consideran un incremento de la producción principalmente dada por la adición de recursos nuevos en el offshore colombiano, de las cuencas Guajira y Sinú; el escenario de abundancia considera hacia el final del periodo la producción de No Convencionales, de CBM y shale gas de las cuencas Cesar ranchería y Valle medio del magdalena.

Los resultados de los escenarios de oferta hasta el año 2036 son los siguientes:

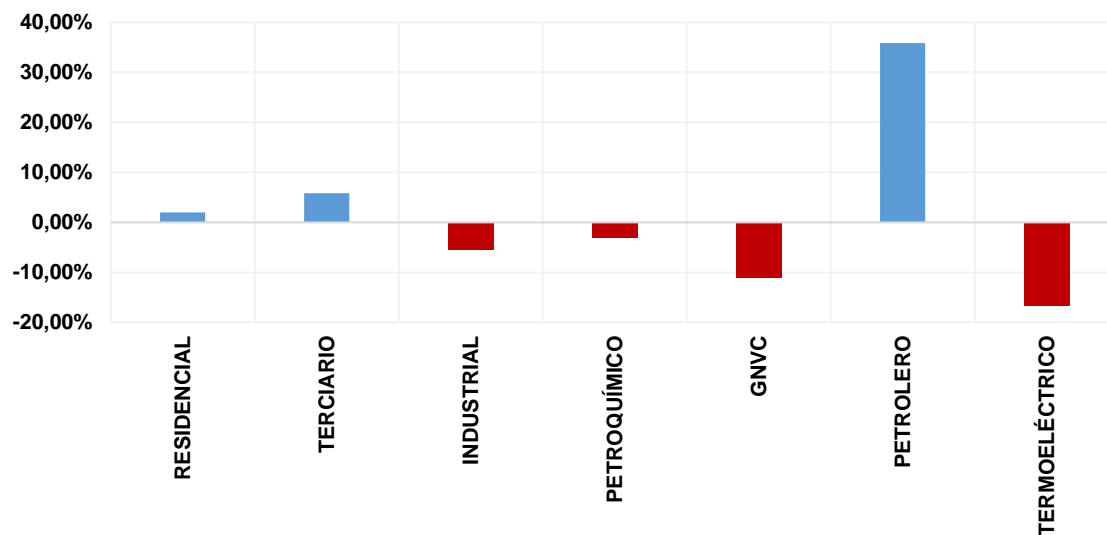
Gráfica 19: Escenarios de gas natural 2017-2030



2. DEMANDA DE GAS NATURAL

En el año 2016 la demanda de gas natural tuvo una contracción del 2,4%. A pesar del decrecimiento del consumo a nivel nacional, los sectores Residencial, Terciario y Petrolero presentaron crecimientos de 1,98%, 5,81 y 44,55% (Gráfica 20). El crecimiento del sector Petrolero aún se ve marcado fuertemente por la entrada de Reficar a finales de 2015, mientras que el crecimiento en los sectores Residencial y Terciario responde al crecimiento de la cobertura del servicio en regiones como los Santanderes y el Eje Cafetero.

Gráfica 20. Crecimiento de la demanda por sectores de consumo.

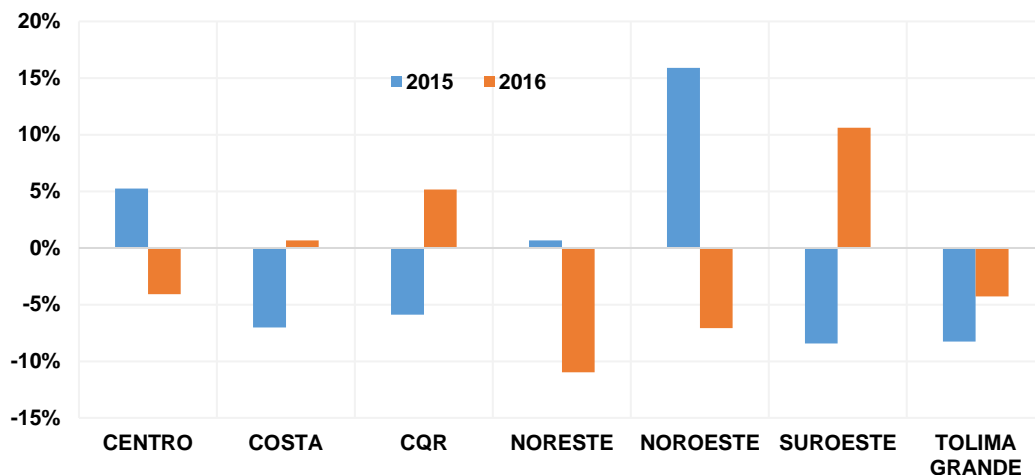


Fuente: UPME, Concentra 2017.

En los sectores restantes se resalta la caída del termoeléctrico, como consecuencia de la finalización del fenómeno de El Niño y del sector transporte por la disminución en la competitividad del energético frente al sustituto en vehículos particulares.

Al realizar un análisis regional, se aprecia que las regiones Suroeste, Eje Cafetero (Caldas, Quindío Risaralda) y Costa tuvieron crecimientos positivos durante el 2016 (Gráfica 21; 10,6%, 5,16%, 0,56% respectivamente), mientras que las regiones restantes tuvieron decrecimientos superiores al 4%.

Gráfica 21. Crecimiento de la demanda por regiones de consumo.



Fuente: UPME, Concentra 2017.

Para la proyección de demanda se tuvieron en cuenta tanto los sectores como las regiones analizadas previamente. Los supuestos utilizados para la proyección de demanda fueron:

- Siete sectores de consumo: Residencial, Terciario, Industrial, Petroquímico, Transporte (GNVC), Petrolero y Termoeléctrico.
- Siete regiones de consumo que agrupan los departamentos:
 - Centro: Bogotá D.C., Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Guaviare (virtual) y Meta
 - Costa: Atlántico, Bolívar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre.
 - CQR: Caldas, Quindío y Risaralda.
 - Noreste: Cesar, Norte de Santander y Santander.
 - Noroeste: Antioquia.
 - Suroeste: Cauca, Nariño, Putumayo y Valle del Cauca.
 - Tolima Grande: Caquetá, Huila y Tolima.
- Metodología Vectores de Corrección del Error para los sectores Residencial, Terciario, Industrial y Petroquímico. Cuando las variables son individualmente no estacionarias (su media y su varianza varían en el tiempo) deben ser cointegradas.
 - Si las variables son cointegradas deben tener una tendencia estocástica común, alrededor de la cual se mueven juntas alrededor de trayectorias no estacionarias.
 - En el caso de dos variables y una relación de cointegración, se hace la primera diferencia de la ecuación y se incluye un término de corrección del error que mide la desviación del período previo del equilibrio de largo plazo.

$$\Delta y_t = \beta_{y0} + \beta_{yy1}\Delta y_{t-1} + \dots + \beta_{yys}\Delta y_{t-s} + \beta_{yx1}\Delta x_{t-1} + \dots + \beta_{yxs}\Delta x_{t-s} - \lambda_y(y_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 x_{t-1}) + v_t$$

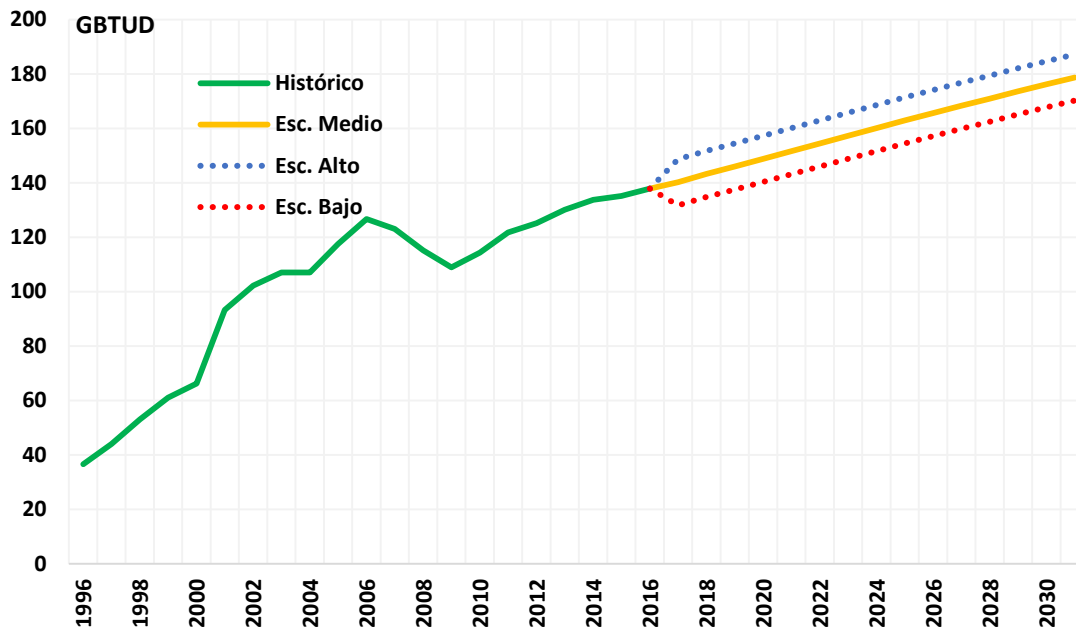
Relación de cointegración:

$$y_{t-1} = \alpha_0 + \alpha_1 x_{t-1}$$

- Serie de tiempo de consumos mensuales de gas natural desde enero de 1996 hasta diciembre de 2016.
- Serie de precios de gas natural trimestrales.
- Serie histórica y proyectada de cobertura de servicio de gas natural para los sectores residencial y comercial
- PIB del sector industrial
- Modelo técnico económico para el sector transporte.
- Expectativas de consumo para el sector petrolero (proyectos de recuperación mejorada y refinerías para suplir las necesidades energéticas a largo plazo del país)
- MPODE para sector termoeléctrico
- Escenarios alto y bajo definidos por una banda de confianza al 95% para todos los sectores, con excepción del termoeléctrico.

2.1. Proyecciones de Demanda de GN por Sectores de Consumo

2.1.1. Sector residencial Gráfica 22. Proyección de demanda sector residencial

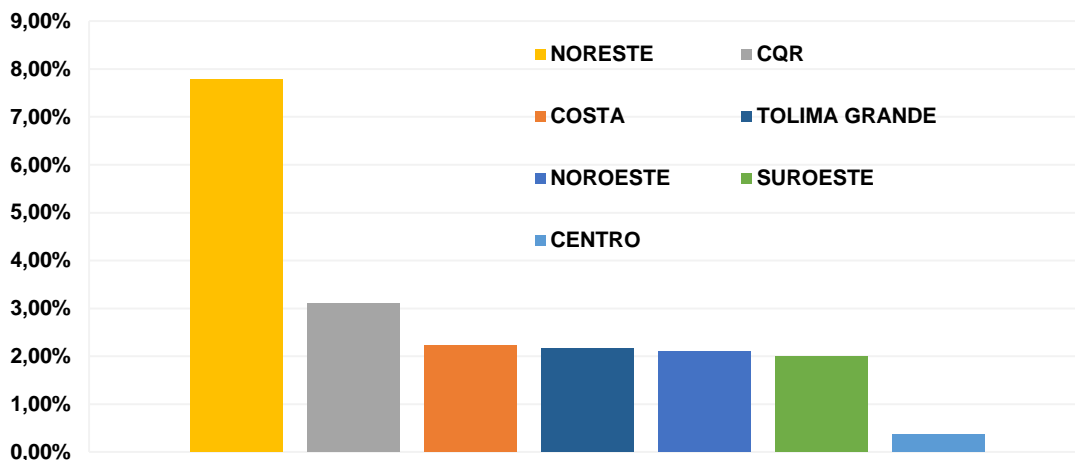


Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

La demanda del sector residencial en el año 2016 tuvo un crecimiento de 1,98%. Aunque el crecimiento de los últimos dos años ha estado por debajo del 2%, el crecimiento promedio anual desde el año 2009 es del 3,43%, que se explica por el aumento en el número de usuarios reportado por el Ministerio de Minas y Energía. En 2016 los usuarios residenciales aumentaron en un 6,27%, alcanzando los 8.468.701 conectados a la red.

Al analizar el crecimiento regional de la demanda del sector residencial, se observa que todas las regiones aumentaron sus consumos por encima del 2%, exceptuando la región centro, cuyo aumento fue inferior al 1%, como consecuencia del aumento moderado del número de conexiones en la región. Actualmente el consumo promedio mensual por usuario a nivel nacional es de 13,7 m³, aunque a nivel regional varía entre 10,5 m³ en la región suroeste y 16,5 m³ en la región centro. De acuerdo al número de usuarios y demanda proyectada, el consumo individual en el año 2031 será de 11,6 m³. Lo anterior indica que, aunque aumente el número de usuarios, la cifra de consumo estaría acorde con la tendencia de menor número de personas por hogar y por lo tanto menor demanda del energético.

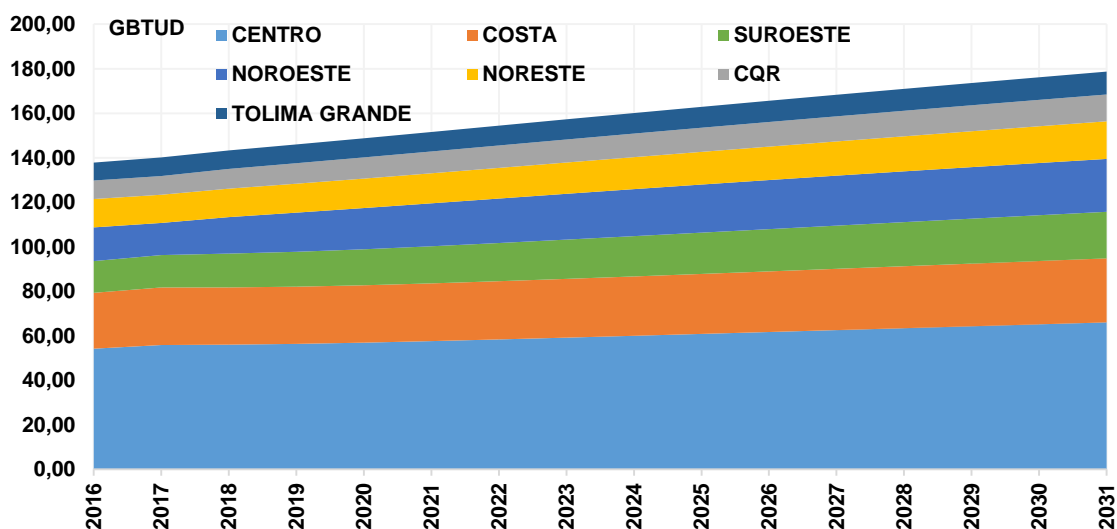
Gráfica 23. Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector residencial 2016.



Fuente: UPME, Concentra 2017.

La proyección de demanda del sector se realizó con una metodología de Vectores de Corrección del Error. Con esta metodología se busca el equilibrio en la relación a largo plazo entre dos o más variables que son cointegradas, es decir, que se mueven a futuro alrededor de una tendencia estocástica común, mediante la adición de una ecuación de corrección del error [1]. En el sector residencial se relaciona la demanda de gas natural con los precios del gas natural y con los precios del GLP, como variables endógenas, y la cobertura del servicio como variable exógena.

Gráfica 24. Proyección regional de demanda del sector residencial

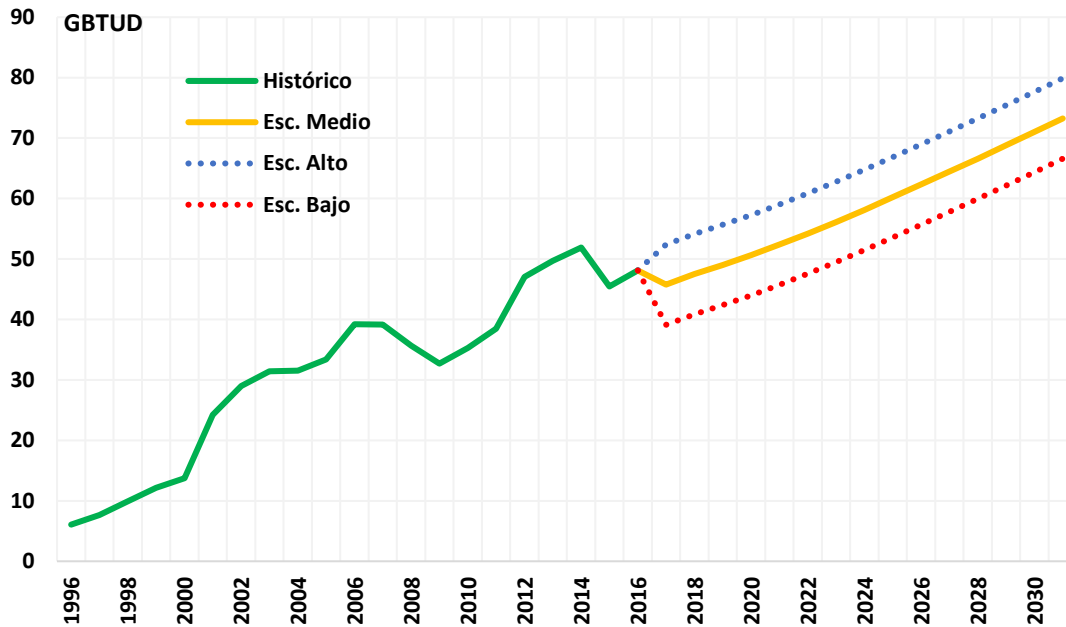


Fuente: UPME, 2017.

A 2031 se espera que la demanda del sector residencial pase de 137,83 GBUTD a 178,69 GBUTD, un aumento de 1,75% promedio anual (Gráfica 24). Las regiones de mayor crecimiento son Noroeste y Suroeste, que tendrán tasas de crecimiento promedio anual en el período de análisis de 3,05 y 2,59% respectivamente.

2.1.2. Sector terciario

Gráfica 25. Proyección de demanda sector terciario

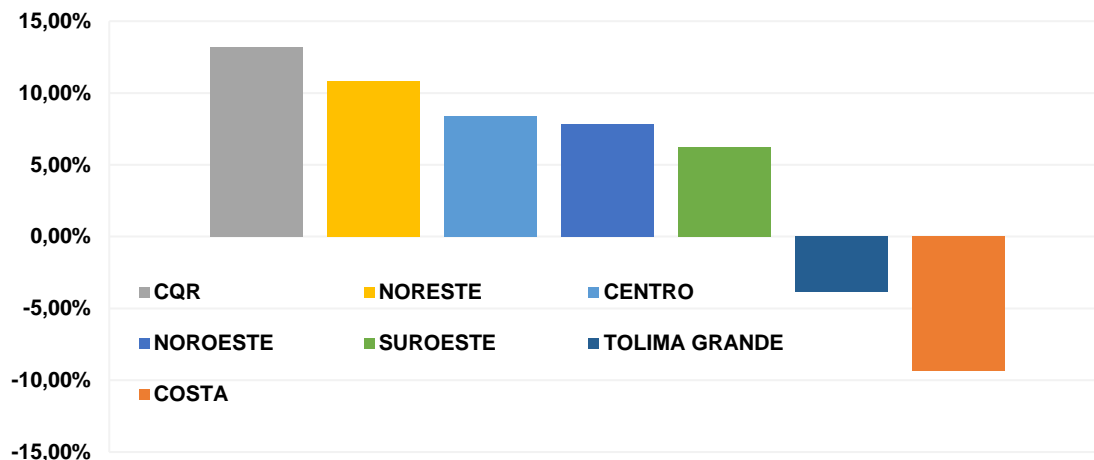


Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

El sector terciario presentó un crecimiento de 5,84% en 2016. Al igual que en el sector residencial, el crecimiento estuvo impulsado por el aumento en el número de usuarios que se conectaron al sistema, pasando de 146.330 en 2015 a 154.508 en 2016. Este incremento de más del 5% fue jalado por un mayor número de usuarios comerciales [2].

Durante el 2016, solo las regiones Costa y Tolima Grande presentaron decrecimientos, mientras que regiones como el eje cafetero (CQR) y los santanderes (Noreste) tuvieron incrementos por encima del 10% (Gráfica 26), impulsado por el incremento en la ocupación hotelera y el aumento en el volumen de las ventas con respecto al 2015.

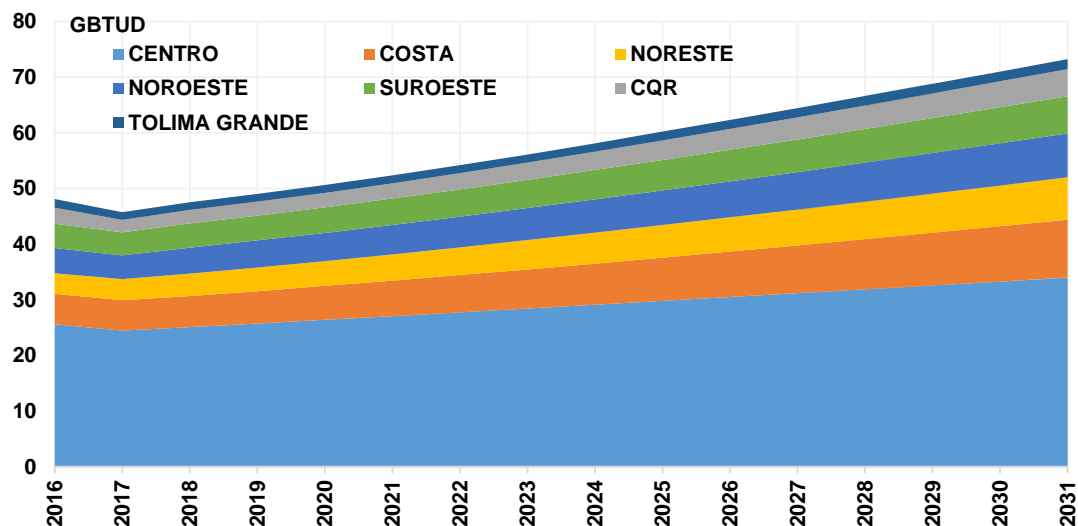
Gráfica 26. Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector terciario 2016.



Fuente: UPME, Concentra 2017.

Como en el sector residencial, para el sector terciario se utilizó la metodología de Vectores de Corrección del Error, relacionando la demanda del sector con los precios del gas natural y del GLP, como variables endógenas, y la cobertura del servicio como variable exógena.

Gráfica 27. Proyección regional de demanda del sector terciario

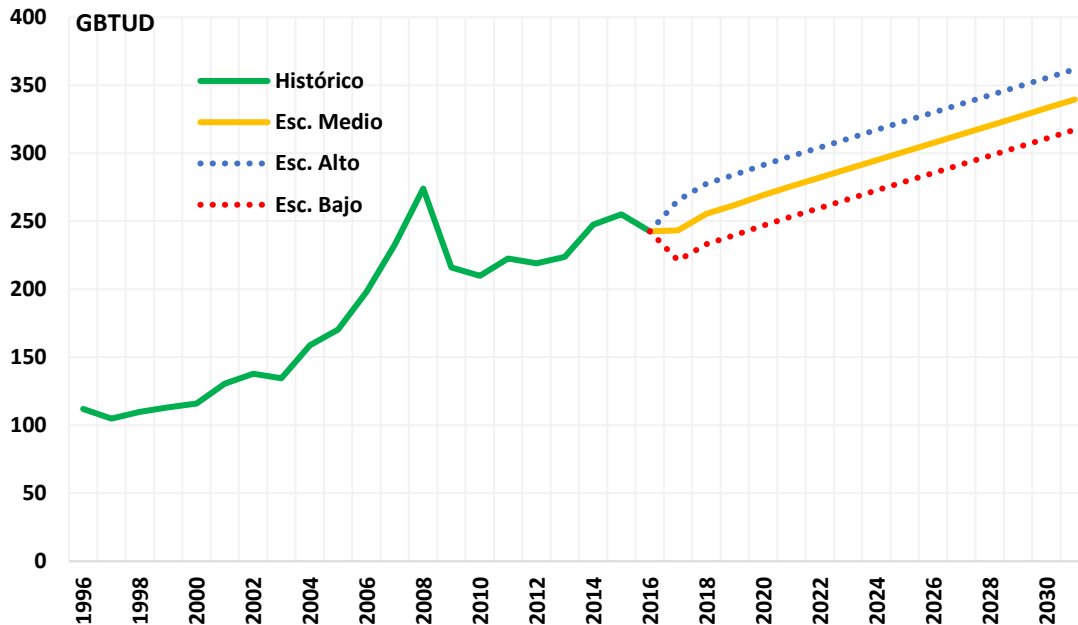


Fuente: UPME, 2017.

En el sector terciario se espera que la región Centro se mantenga como la de mayor consumo. Se proyecta que las regiones de los santanderes (Noreste), Antioquia (Noroeste) y Valle del Cauca (Suroeste), aumenten por encima del 5% de acuerdo a su capacidad de aumentar el número de usuarios.

2.1.3. Sector industrial

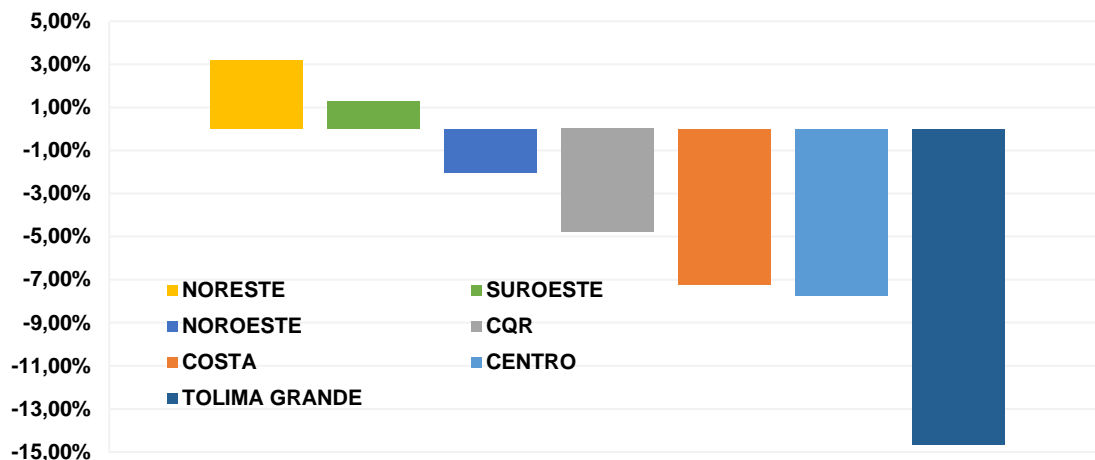
Gráfica 28. Proyección de demanda sector industrial



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

En 2016 la industria presentó una caída de 4,66% en el consumo de gas natural. Las regiones con las mayores caídas de consumo son Tolima Grande, Centro y Costa (Gráfica 29). La caída en Centro puede ser explicada por la caída anual en producción real de 3,1% en Bogotá región, como consecuencia de la disminución en las industrias de producción de alimentos y en las relacionadas con productos metalúrgicos y minerales no metálicos [3].

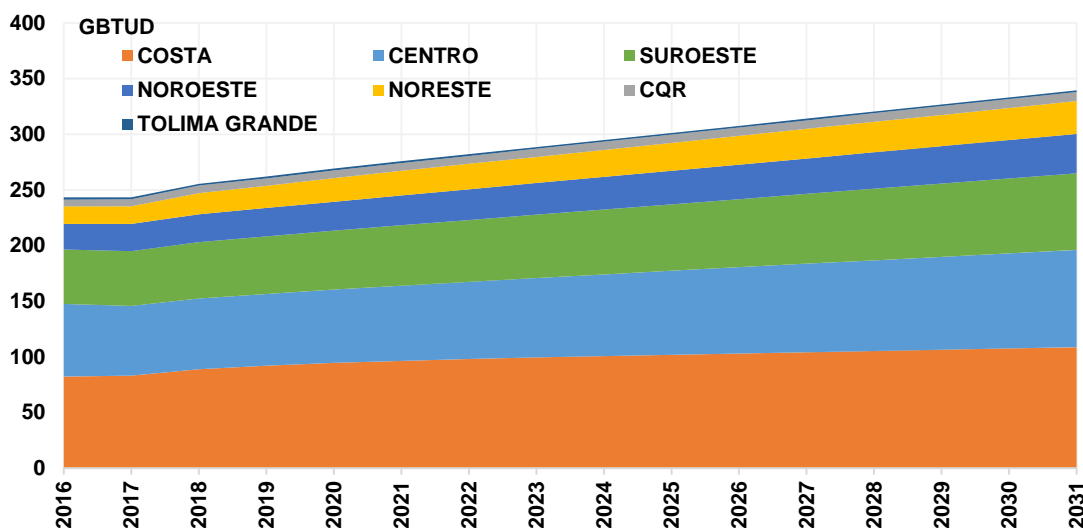
Gráfica 29. Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector industrial 2016.



Fuente: UPME, Concentra 2017.

Para la proyección de demanda del sector industrial se aplicó la metodología VEC, relacionando la demanda de gas natural del sector con el PIB sectorial, el precio del energético y el del carbón como sustituto más cercano, todas las anteriores como variables endógenas.

Gráfica 30. Proyección regional de demanda del sector industrial



Fuente: UPME 2017.

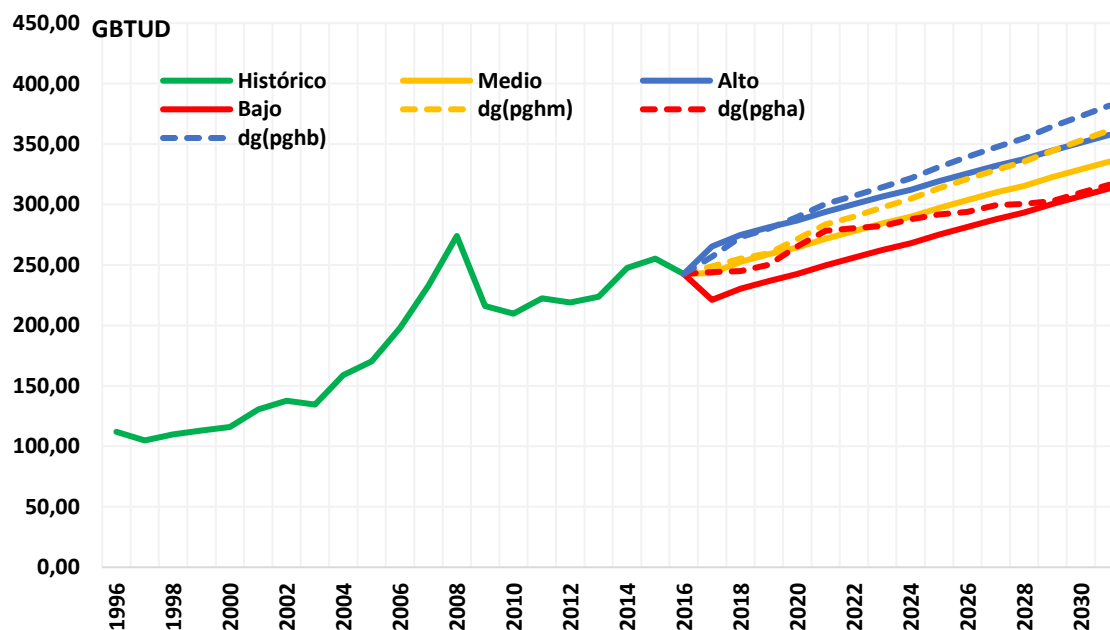
Dado el comportamiento de los últimos años del sector industrial en la costa atlántica, se proyecta que el crecimiento en la región sea de 1,86% promedio anual a 2031.

Sensibilidad de la demanda a variaciones en el precio del energético

Al realizar un análisis de elasticidad precio demanda para el sector industrial, se aprecia que, con los datos disponibles en la UPME, la demanda de gas natural es inelástica ante un cambio en precios. Por un cambio de 1% en el precio, el cambio en la demanda es de 0,51%, es decir menos que proporcional.

Adicionalmente, se realizó un ejercicio de sensibilidad de precios a futuro, comparando cómo cambiaría la trayectoria de demanda con los escenarios de precios proyectados de la UPME.

Gráfica 31. Sensibilidad de la demanda ante variaciones en el precio del gas natural

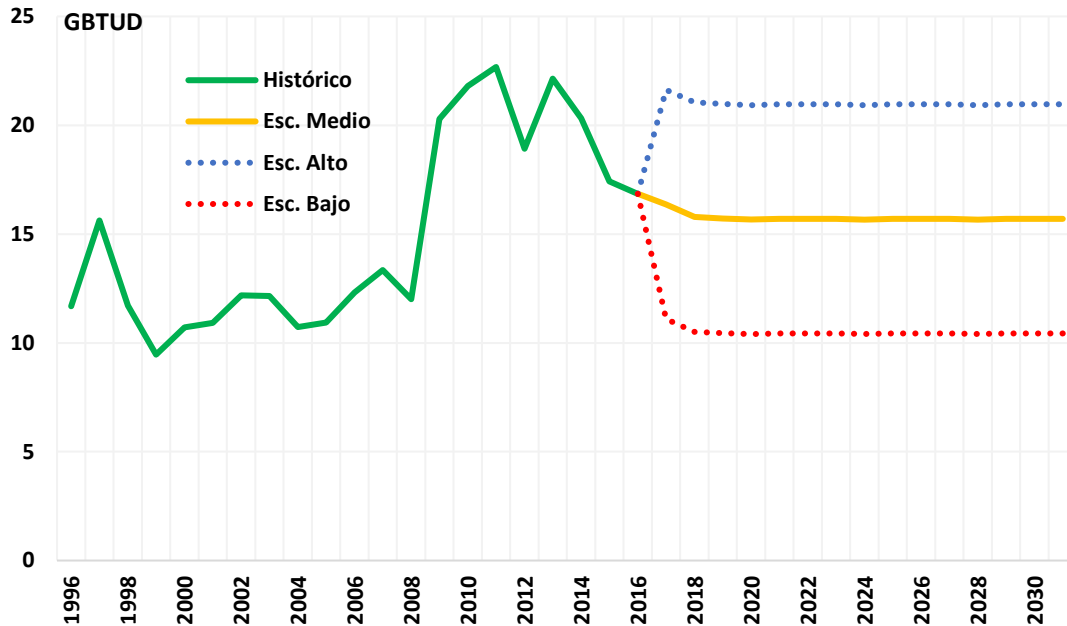


Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

Con Escenarios de precios altos, la proyección de demanda se despega del escenario medio a partir del año 2024, alcanzando el escenario bajo entre los años 2028 a 2031.

2.1.4. Sector petroquímico

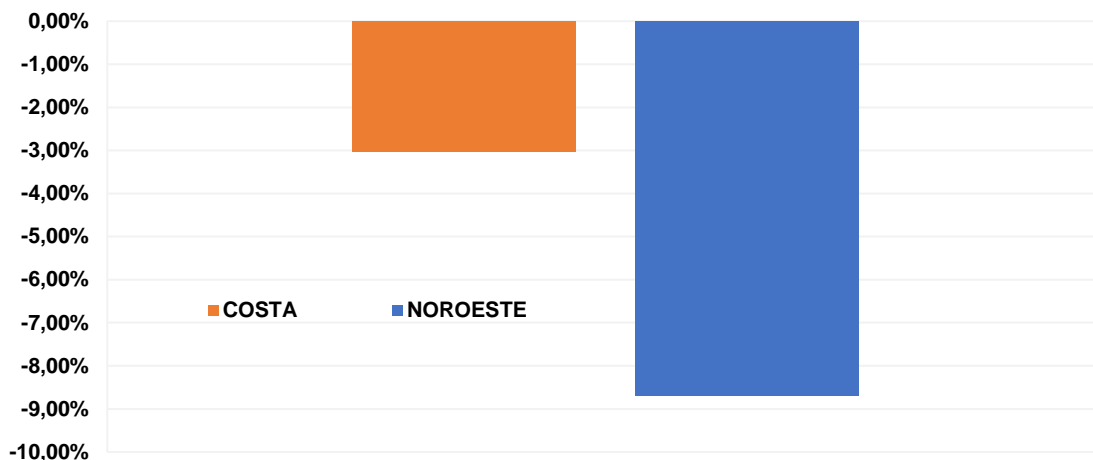
Gráfica 32. Proyección de demanda sector petroquímico



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

El sector petroquímico está caracterizado por fuera de la industria debido a que el gas natural es consumido como materia prima para el desarrollo de productos como fertilizantes o plásticos, entre otros. En la actualidad, se tiene cuenta de consumos en la costa atlántica y en Antioquia. En 2016 la demanda del sector cayó en 3,28%, como consecuencia del aumento en los precios del energético, en particular en la costa.

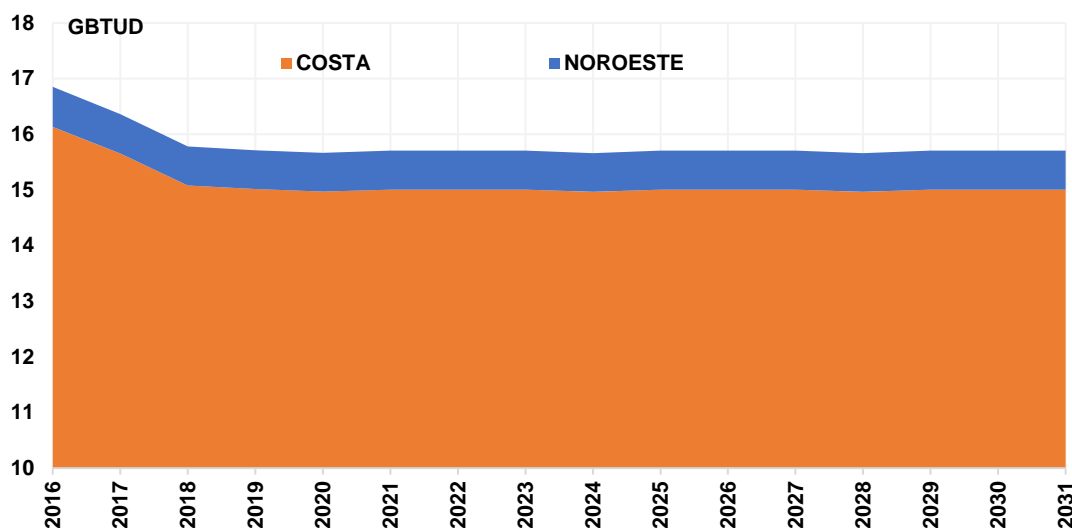
Gráfica 33. Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector petroquímico 2016.



Fuente: UPME, Concentra 2017.

La demanda de gas natural del sector petroquímico fue proyectada con un modelo VEC en el que se relacionaron la demanda del energético con el precio del gas natural y con el índice de producción real del sector de químicos puros, todas las anteriores como variables endógenas.

Gráfica 34. Proyección regional de demanda del sector petroquímico

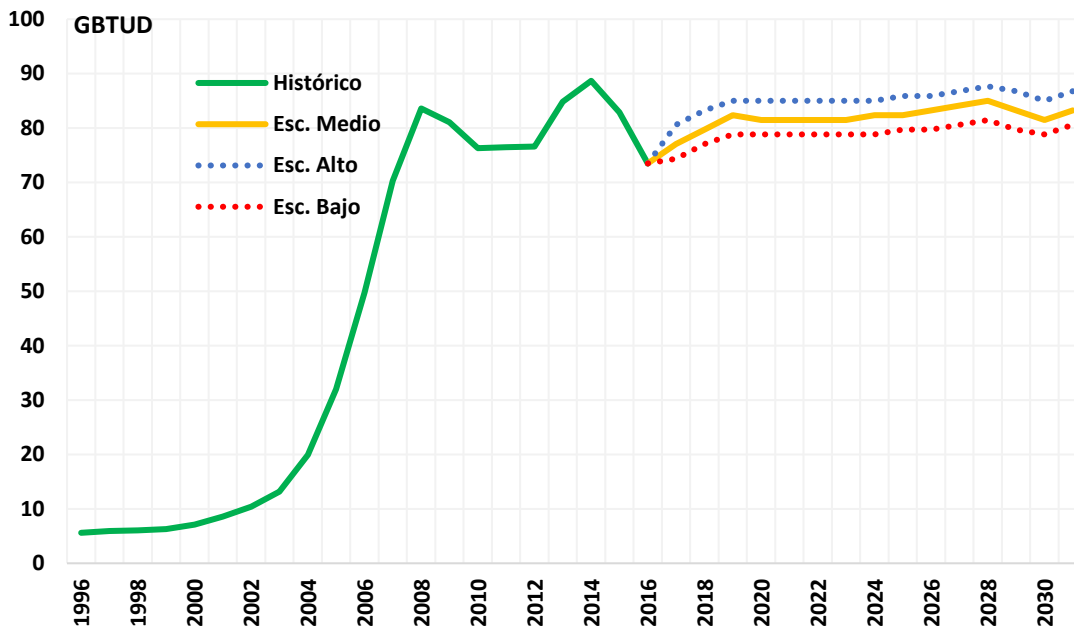


Fuente: UPME 2017.

La proyección muestra como resultado que la demanda del sector se va a mantener en niveles promedio de 16 GBTUD. No se espera el desarrollo de proyectos que hagan pensar en un aumento de la demanda.

2.1.5. Sector transporte (GNVC)

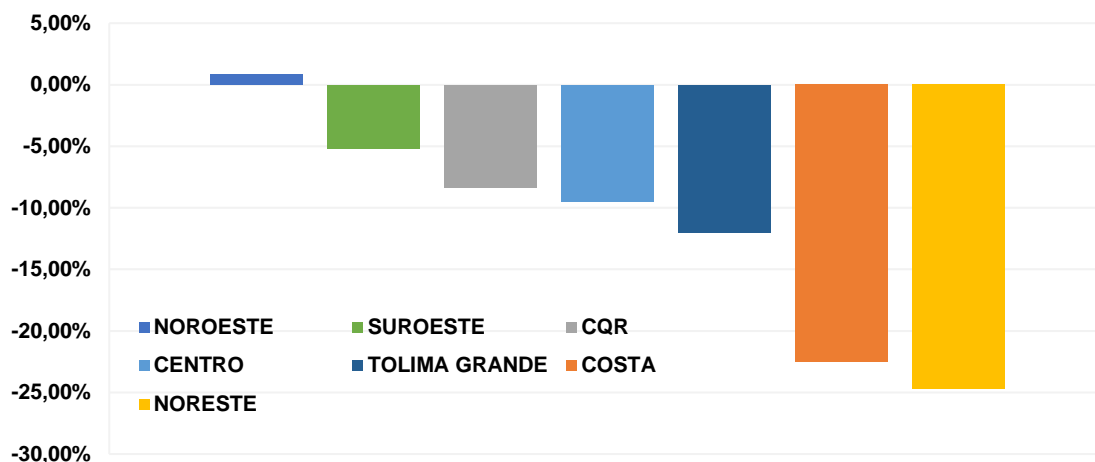
Gráfica 35. Proyección de demanda sector transporte



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

Durante 2016, el sector transporte tuvo una caída significativa en su consumo de gas natural. Con respecto a 2015, la demanda del sector cayó un 11,07%. Esta caída es explicada por la pérdida de competitividad del gas natural con respecto a la gasolina en los vehículos convertidos. Además, ante una perspectiva de precios altos de gas natural (por la fuerte devaluación de la moneda) y altos costos de mantenimiento, no hay incentivos para realizar más conversiones. La única región que presenta crecimiento positivo, alrededor de 1% (Gráfica 36), es Antioquia (noroeste), por el incentivo a usar vehículos dedicados a gas en el transporte público masivo y en sectores de carga como en el transporte de basuras.

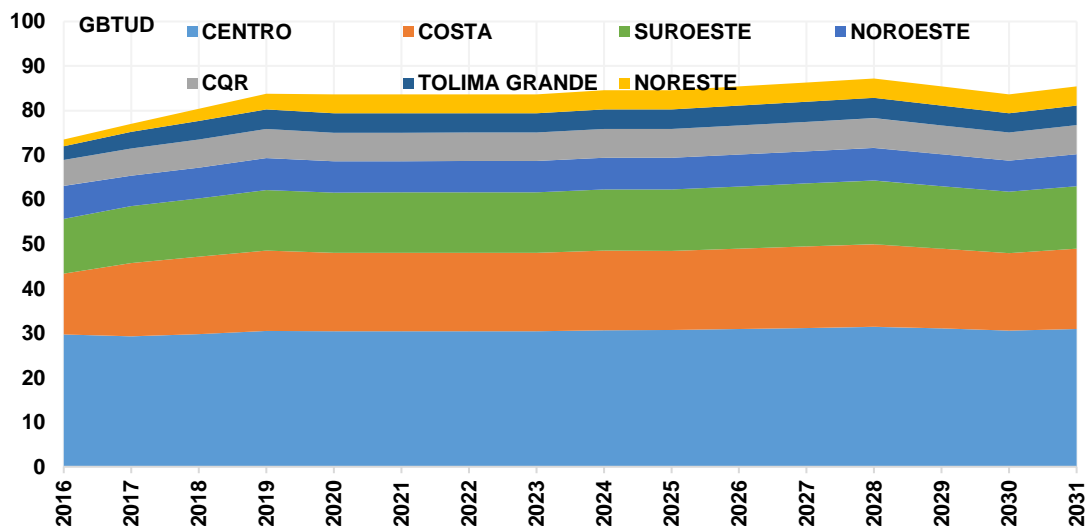
Gráfica 36. Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector transporte 2016.



Fuente: UPME, Concentra 2017.

Para el sector transporte se utilizó un modelo analítico en el que se tienen en cuenta variables como el tamaño de la flota en Colombia, el número de viajes por tipo de vehículo y los kilómetros recorridos.

Gráfica 37. Proyección regional de demanda del sector transporte.

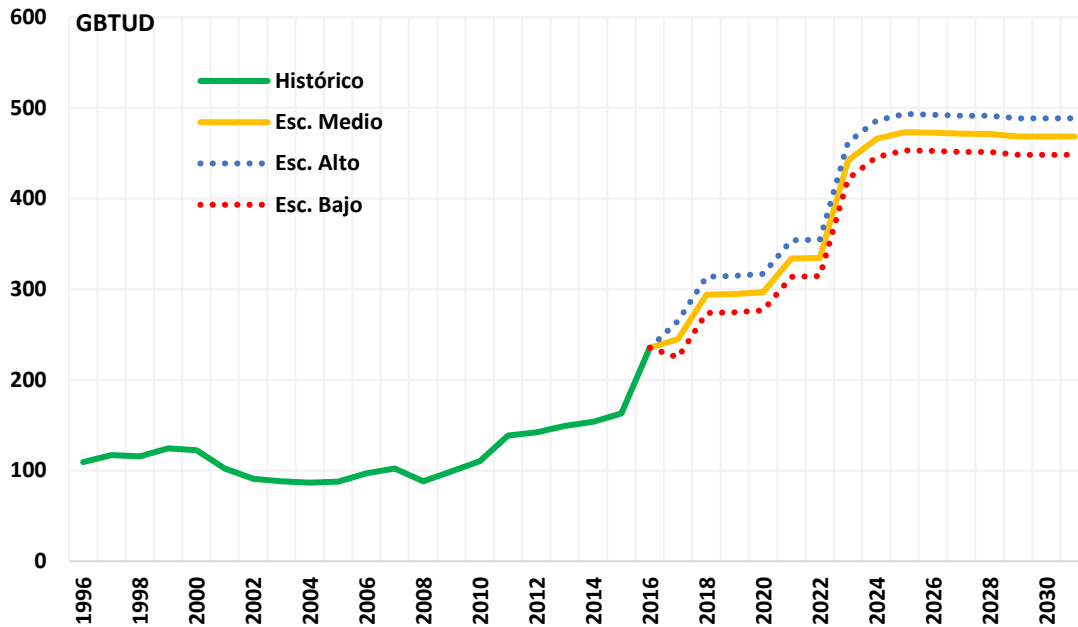


Fuente: UPME, 2017.

En comparación con los datos publicados en la revisión de demanda de diciembre de 2016, las proyecciones de consumos nacionales y regionales de gas natural vehicular disminuyeron alrededor de un 35% (Gráfica 37) al incorporar la pérdida de competitividad y la disminución en el número de conversiones.

2.1.6. Sector petrolero

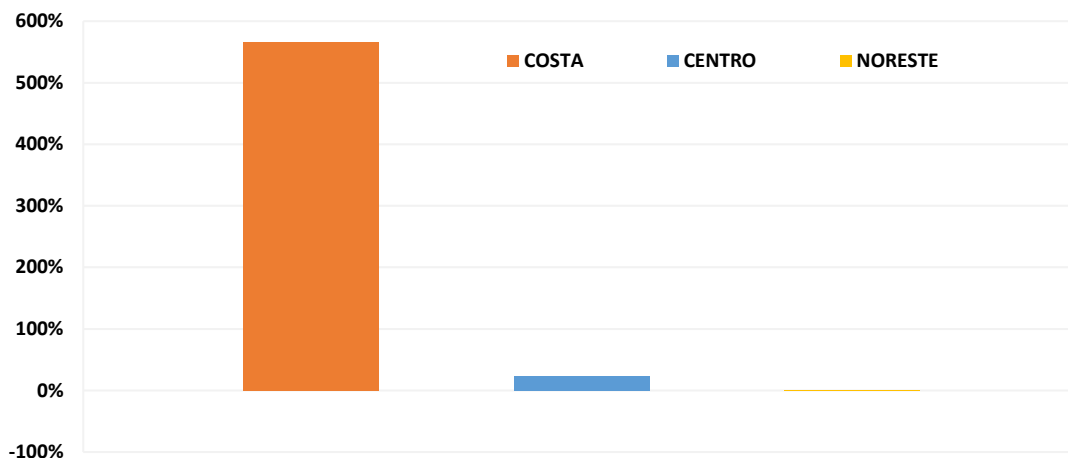
Gráfica 38. Proyección de demanda sector petrolero



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

El sector petrolero en 2016 tuvo un crecimiento de 44,55% respecto a 2015 (Gráfica 39), consecuencia de la ampliación de la refinería de Cartagena.

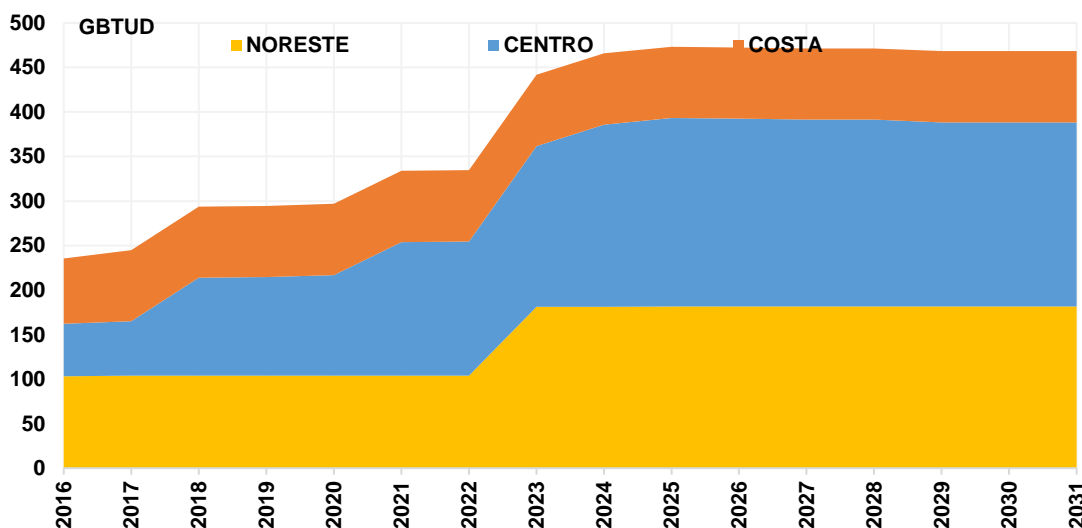
Gráfica 39. Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector petrolero 2016.



Fuente: UPME, Concentra 2017.

Las proyecciones del sector incluyen consumos esperados de Ecopetrol, así como necesidades del energético a futuro en proyectos de recuperación mejorada, así como proyectos para asegurar el abastecimiento de combustibles líquidos, que deben ser desarrollados para la seguridad energética del país.

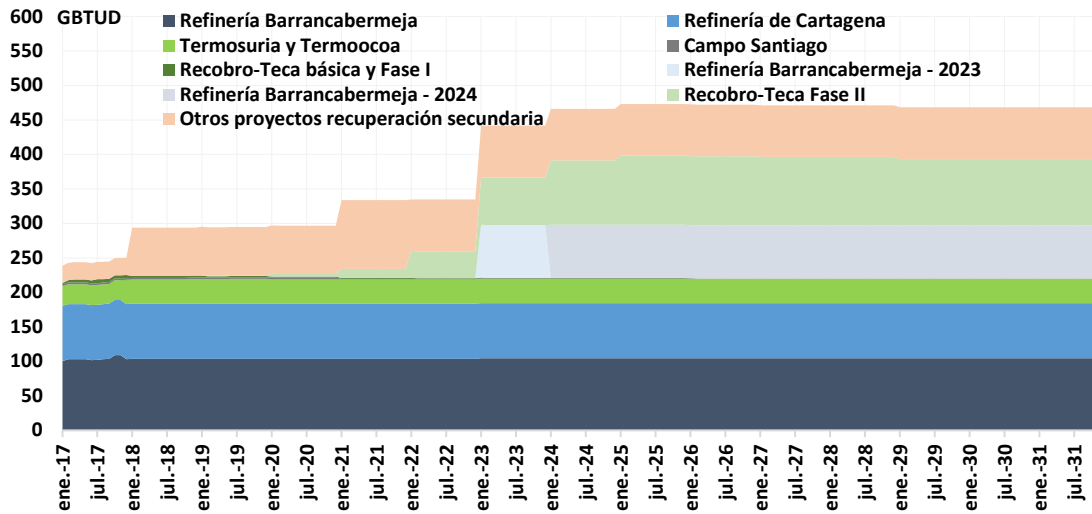
Gráfica 40. Proyección regional de demanda del sector petrolero.



Fuente: UPME, Ecopetrol, ANH 2017.

En el sector petrolero los consumos identificados en la costa son los relacionados con la refinería de Cartagena, en noreste con la refinería de Barrancabermeja y en Centro con proyectos de extracción (Gráfica 40 y Gráfica 41).

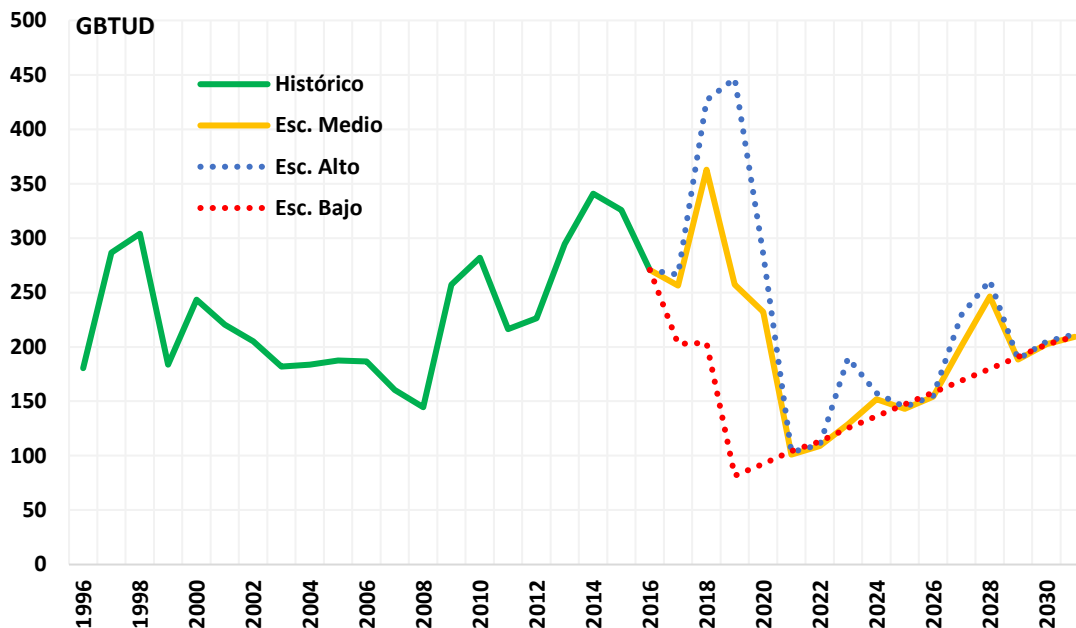
Gráfica 41. Proyección de demanda del sector petrolero por proyecto



Fuente: UPME, Ecopetrol, ANH 2017.

2.1.7. Sector termoeléctrico

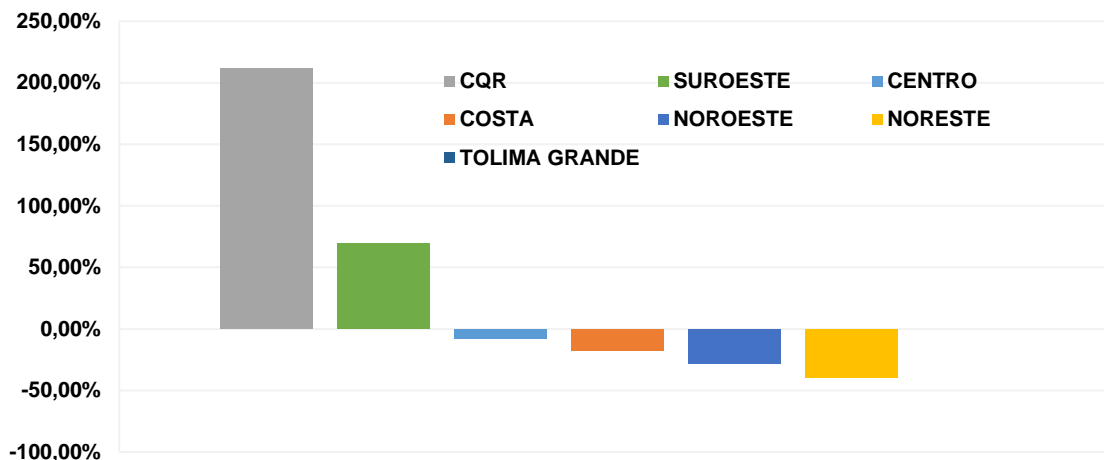
Gráfica 42. Proyección de demanda sector termoeléctrico



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

El sector termoeléctrico presentó una disminución de 16,9% en 2016 con respecto al año inmediatamente anterior, a pesar de la presencia del fenómeno de El Niño en el primer trimestre. Por este fenómeno las únicas regiones que presentaron crecimiento positivo fueron CQR y Suroeste (Gráfica 43). Tras la recuperación de los aportes y volúmenes de los embalses, la generación hidráulica volvió a ser el principal protagonista en la producción de electricidad.

Gráfica 43. Crecimiento regional de la demanda de gas natural en el sector termoeléctrico 2016.



Fuente: UPME, Concentra 2017.

La proyección de la demanda de gas natural del sector termoeléctrica está sujeta al despacho centralizado del Sistema Interconectado Nacional SIN (simulado en el Modelo de Programación Dual Estocástica, SDDP por sus siglas en inglés) y a las generaciones de seguridad que sean necesarias para mantener las condiciones de operación del sistema de transmisión (simulación de restricciones de la red).

La simulación de los tres escenarios en el programa de despacho centralizado se realizó de la siguiente manera:

Escenario alto

Para el escenario alto se realizó una simulación determinística con las siguientes características

- Escenario alto de demanda de energía eléctrica.
- Expansión de capacidad acuerdo al escenario cero del Plan de Referencia de Expansión de Generación
- Para el año 2017 se utiliza la serie hidrológica de un año típico (2010).
- Para los años 2018 – 2019 se utilizan las series hidrológicas de años en los que sucedió fenómeno de El Niño (2015 - 2016).
- Para el año 2020 se utiliza la serie hidrológica de un año típico.

Escenario medio

Para el escenario medio se realizaron simulaciones estocásticas con las siguientes características:

- Escenario alto de demanda de energía eléctrica.
- Expansión de capacidad de acuerdo al escenario cero del Plan de Referencia de Expansión de Generación con el 50% de la capacidad eólica (725 MW)
- Expansión de las redes de transmisión retrasada un año

Escenario bajo

Para el escenario bajo se realizaron simulaciones estocásticas con las siguientes características:

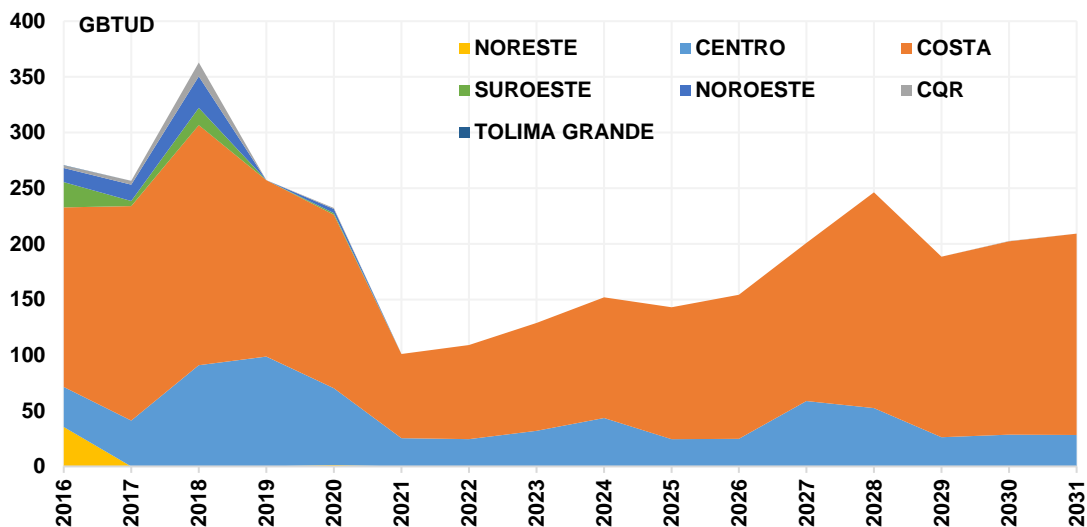
- Escenario alto de demanda de energía eléctrica.
- Expansión de capacidad de acuerdo al escenario cero del Plan de Referencia de Expansión de Generación con el 100% de la capacidad eólica (1450 MW)
- Expansión de las redes de transmisión retrasada un año

Luego de la simulación del despacho centralizado, se determina la demanda de los tres escenarios del sector termoelectrico con la siguiente ecuación:

$$\text{Consumo de Combustibles}_t = \sum_{i=1}^n (\text{Max}(\text{Consumo SDDP}_{it}, \text{Consumo Gen de Seguridad}_t)) \cdot (1 + k)$$

Para el cálculo de los escenarios se selecciona el valor máximo entre despacho y seguridad de generación para cada planta en un instante de tiempo t y posteriormente se suman los resultados de todas las plantas en ese instante.

Gráfica 44. Proyección regional de demanda del sector termoeléctrico.

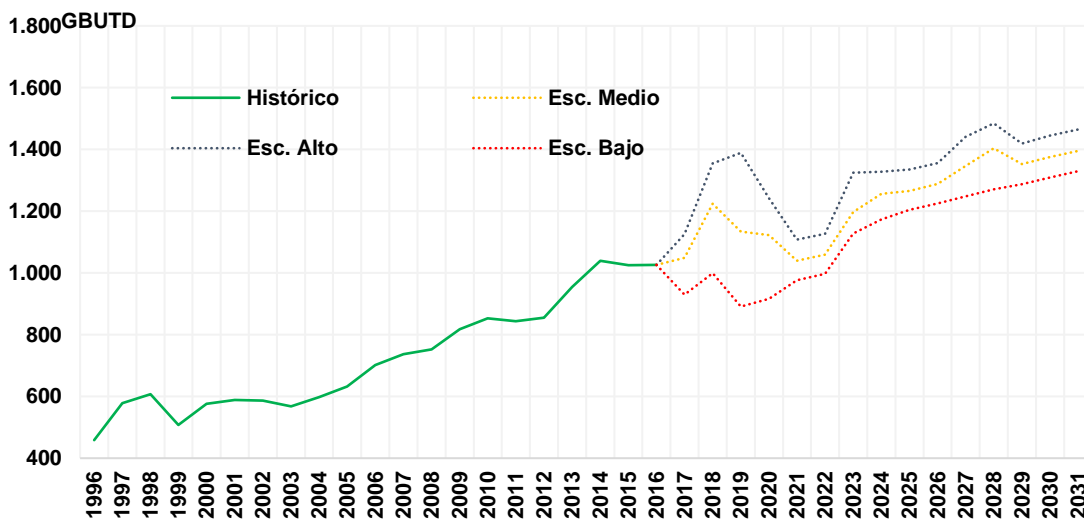


Fuente: UPME, 2017.

2.2. Proyección de Demanda Nacional de Gas Natural

A continuación se presentan los tres escenarios determinísticos de demanda nacional de gas natural:

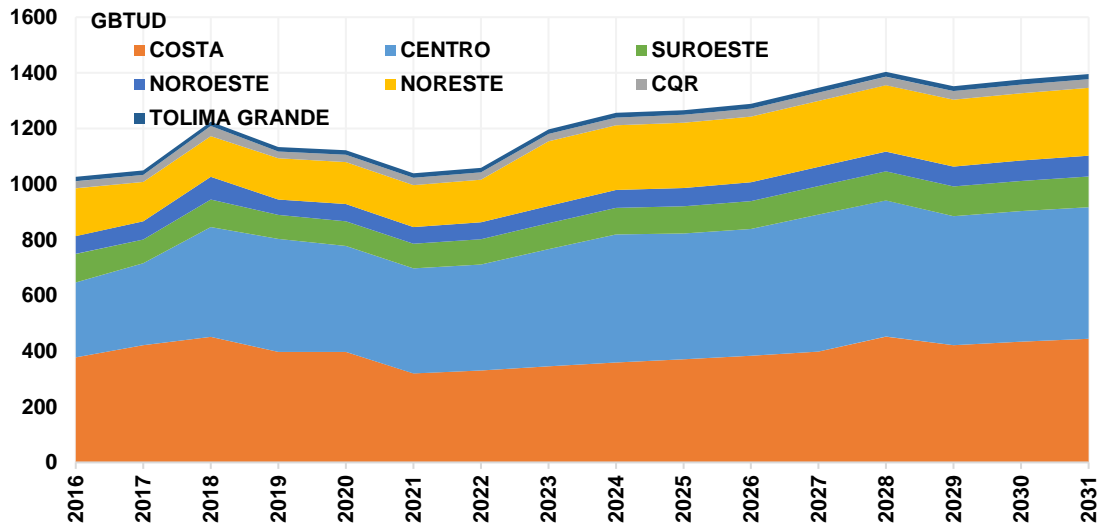
Gráfica 45. Proyección de demanda de gas natural nacional



Fuente: UPME, Chevron, Ecopetrol, Concentra 2017.

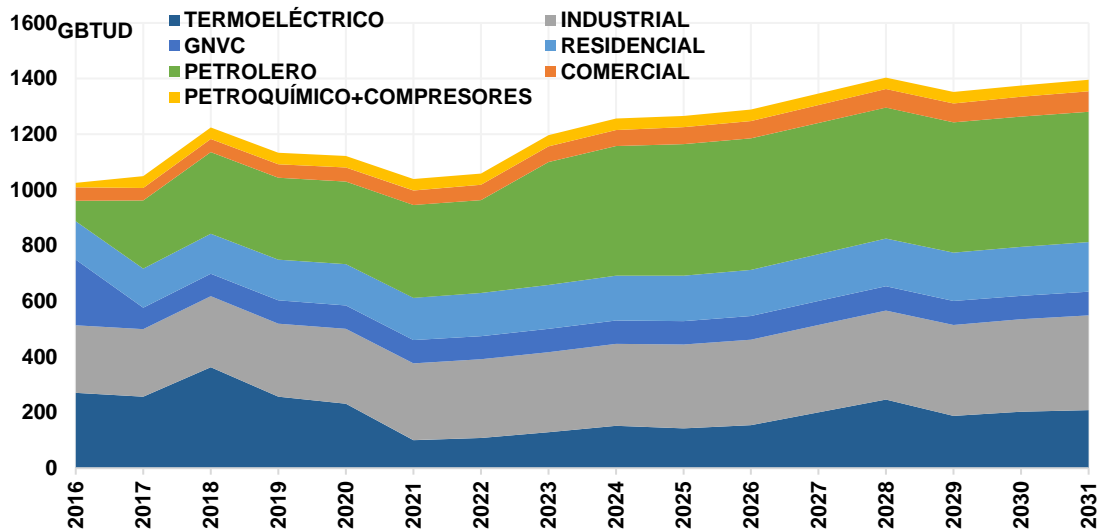
En el período 2016 – 2031 se proyecta un crecimiento de 1,91% (Gráfica 45), como consecuencia de la disminución en consumo de sectores como el industrial y el termoeléctrico.

Gráfica 46. Proyección de demanda de gas natural por regiones



Fuente: UPME, 2017.

Gráfica 47. Proyección de demanda de gas natural por sectores



Fuente: UPME, 2017.

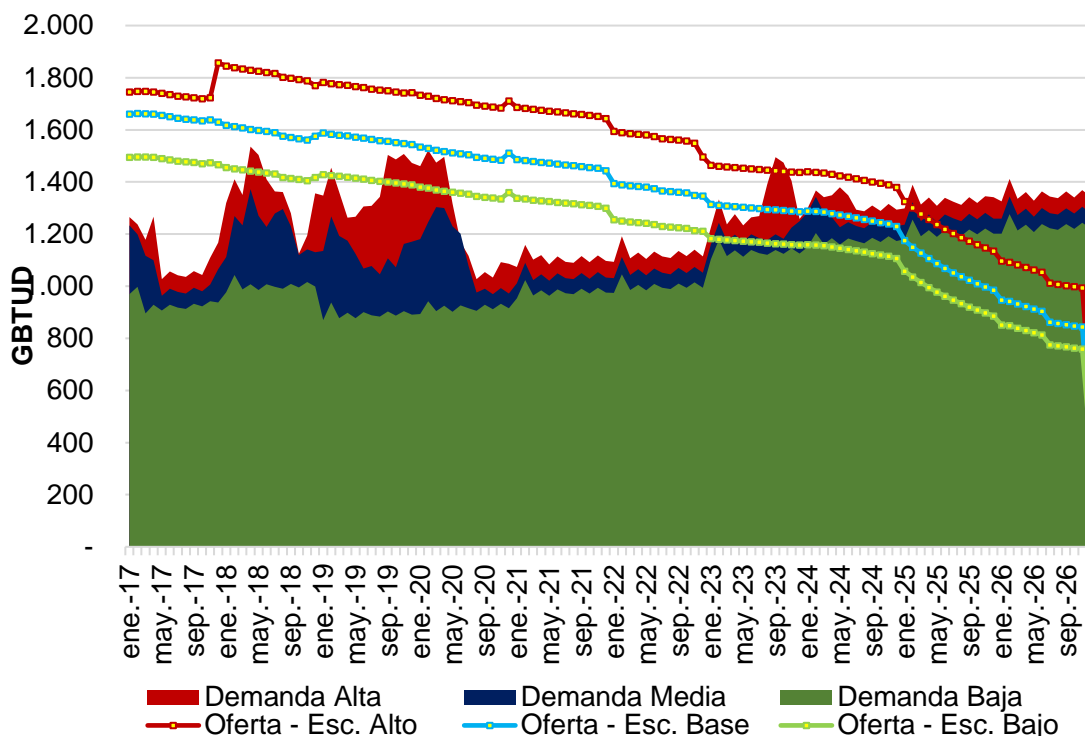
De la Gráfica 46 y la Gráfica 47 se extrae que los principales cambios de tendencia están marcados por los proyectos de los sectores termoeléctricos y petroleros, y por consiguiente, las regiones que presentan mayores variaciones son Costa y Centro, que es donde se encuentran ubicados los mayores consumidores y los potenciales demandantes de gas natural.

Como se explicó anteriormente, la participación del sector petrolero en el desarrollo del país resalta la importancia de contar con los insumos, entre ellos el gas natural, para conseguir mayores ingresos.

3. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GAS NATURAL

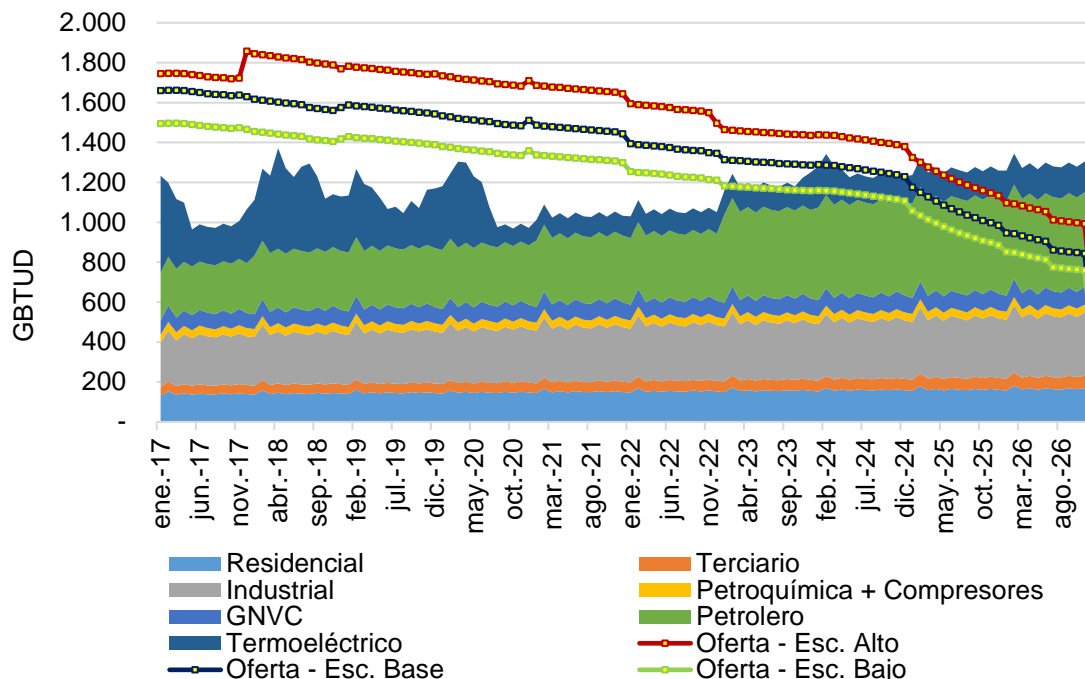
Contrastado los escenarios de demanda estimados por la UPME y de oferta resultante de la declaración de producción de 2017, se efectuó el balance con resolución mensual, a fin de establecer con detalle los periodos en los cuales podrían presentarse superávit o déficits de gas natural a nivel nacional.

Gráfica 48: Balance Oferta – Demanda



En la Gráfica 49 se presenta el escenario medio de demanda Vs los tres escenarios de oferta.

Gráfica 49: escenario medio de demanda Vs los tres escenarios de oferta

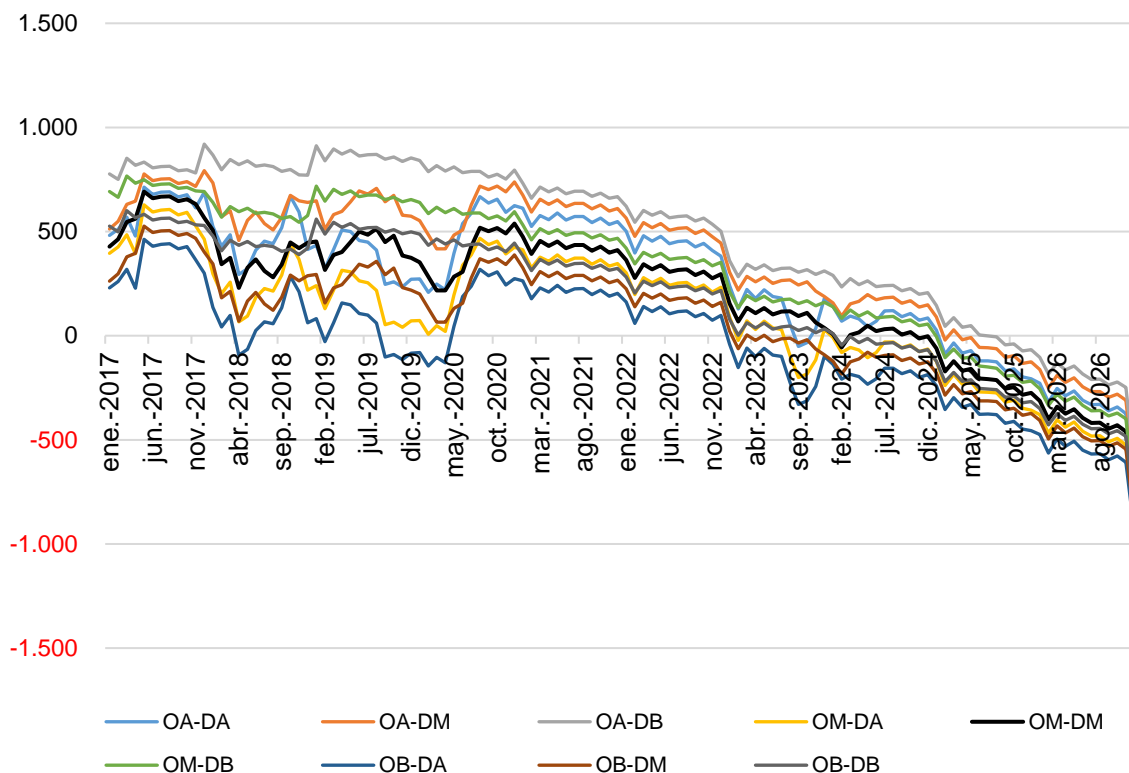


Los resultados de los análisis de la Gráfica 49 indican lo siguiente:

Con el escenario bajo de oferta y medio de demanda se presenta equilibrio hasta Febrero de 2023, hasta febrero de 2024 frente al escenario de demanda baja y hasta Enero de 2023 con el escenario de demanda alta. Con el escenario medio de oferta y medio de demanda se encuentra en déficit puntual en febrero de 2024 y sostenido desde noviembre de 2024, con el escenario medio de oferta y alto y bajo de demanda desde febrero del 2023 y enero de 2025. Y con el escenario alto de oferta y alto y medio de demanda se presenta déficit en febrero de 2025 para cualquiera de los dos y en julio del año 2025 con respecto al escenario bajo de demanda.

En la Gráfica 50 se pueden observar los desbalances entre la combinación de escenarios lo cual confirma lo expresado en el aparte anterior.

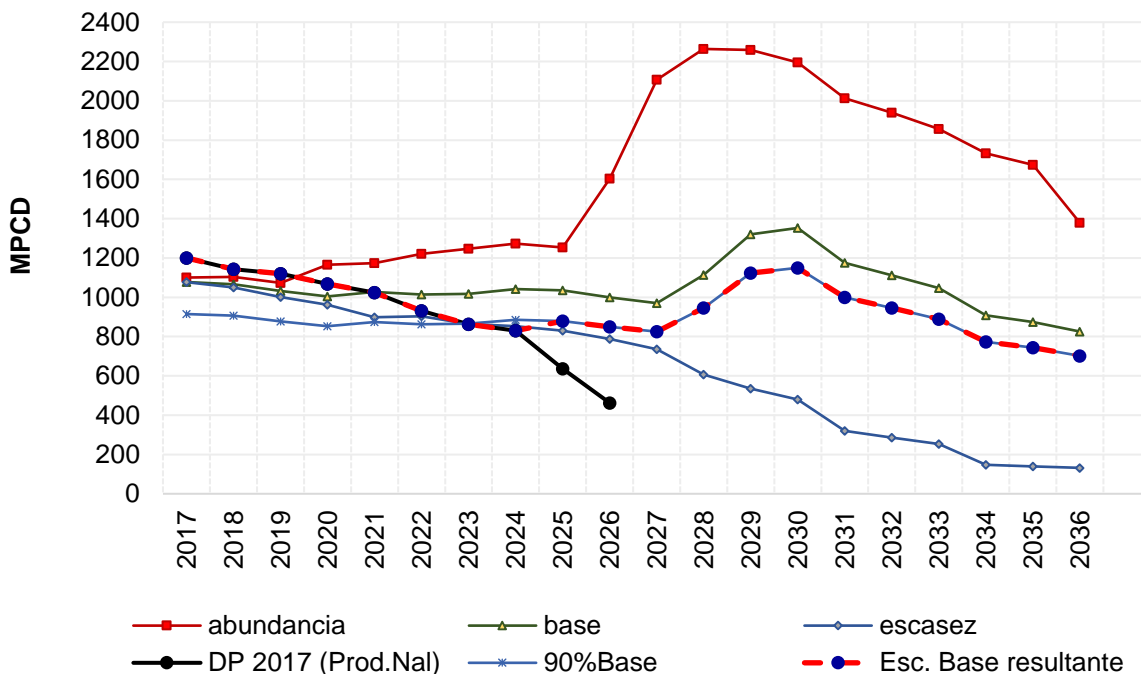
Gráfica 50: Desbalances - combinación de escenarios



Ahora bien, con la información presentada en el numeral 1.3 de este documento, donde se definen los escenarios de oferta de gas natural para los siguientes 20 años, presentados de manera resumida en la Gráfica 16 y la declaración de producción 2017, se estima una curva de oferta de gas natural 2016-2036, la cual corresponde al escenario medio de oferta.

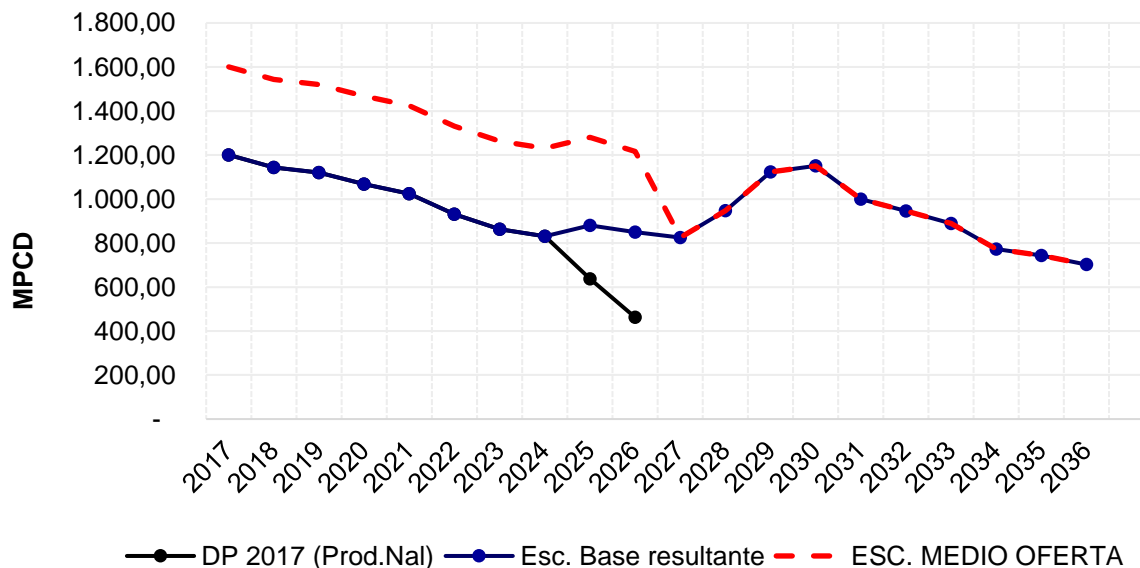
En la Gráfica 51 se observa la superposición de los escenarios de oferta de gas natural 2016-2036 y la declaración de producción de 2017, estos datos corresponden únicamente a oferta nacional, aún no tiene incorporados los volúmenes de gas natural declarados por CALAMARI LNG S.A. E.S.P. de gas natural importado. A partir de esto se define un escenario medio de oferta nacional de gas natural, es de resaltar que la declaración de producción de gas natural tiende hacia el escenario de escasez definido por la UPME, sin embargo dados los esfuerzos que país, en cabeza de ECOPETROL S.A, está haciendo para materializar la incorporación de recursos de gas natural del offshore Colombiano, se podría espera que entre 2027 y 2030 se logre iniciar la incorporación de estos recursos a la oferta nacional, talvez en un volumen un poco menor al calculado en la definición de escenarios, por lo que para efectos del análisis se estima entre 2017 y 2024 los volúmenes declarados por los agentes al Ministerio de Minas y Energía y publicados mediante las Resoluciones 31159 del 3 de abril de 2017 y 31385 del 7 de junio de 2017 de 2017 y entre 2025 y 2036 el 90% del escenario base estimado. El escenario base resultante es el presentado en la Gráfica 51.

Gráfica 51. Escenarios de oferta nacional



A la curva de oferta Nacional, se le debe sumar el gas natural importado declarado por la Empresa CALAMARI LNG S.A. E.S.P. En la Gráfica 52 se presenta en color rojo punteado, el escenario medio de oferta 2017-2036, con el cual se realizará el balance oferta demanda para el mismo periodo de análisis.

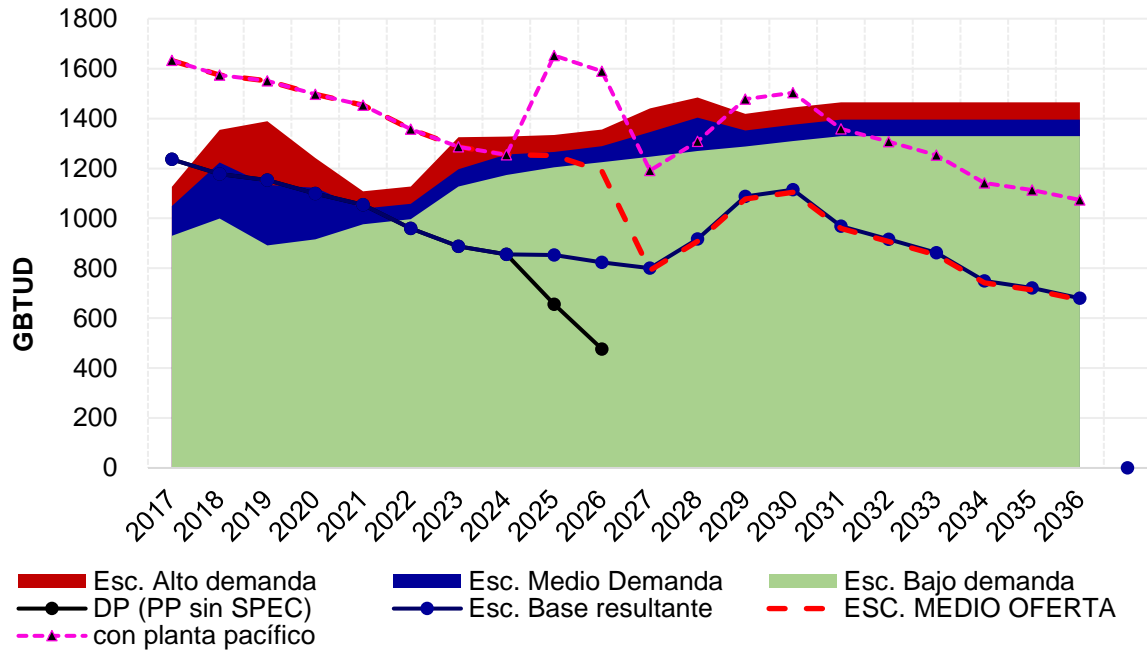
Gráfica 52. Escenario base resultante



A partir de lo anterior, en la Gráfica 53 presenta el balance oferta-demanda de gas natural 2017-2036, del cual se concluye lo siguiente:

1. Balance volumétrico entre el escenario medio de oferta y medio de demanda indica desbalance desde el año 2024, curva en color rojo punteada.
2. El desbalance del año 2024, se equilibra con la planta de regasificación del Pacífico, la cual además brinda confiabilidad al sistema de gas natural, curva rosada punteada.
3. El balance resultado, con la curva rosada punteada, asume que se mantiene oferta de CALAMARI LNG S.A. E.S.P. en 400 MPCD hasta 2036, lo cual significa que, aún con la incorporación de gas natural importado por el Pacífico Colombiano el país requiere mantener los volúmenes aportados por la planta de regasificación ubicada en la costa atlántica colombiana, después del año 2026.
4. Los escenarios de oferta de la UPME, consideran la incorporación de reservas de gas natural del offshore colombiano. Aun así se requieren volúmenes adicionales de gas natural.
5. Aún con la incorporación de recursos de gas natural del offshore (costa atlántica), presenta desbalance de gas natural desde 2031.
6. No debe existir dilema entre la planta de regasificación en el pacífico y la exploración Offshore, dado que estos últimos no estarían disponibles antes de 8 ó 10 años y el primer déficit se estima para el año 2024. Adicionalmente, la confiabilidad conforme con lo definido en el Decreto 2345 de 2015 y de acuerdo con los análisis presentados en el Plan Transitorio de Gas Natural, la brinda un segundo punto de suministro en el Pacífico Colombiano.
7. El país requiere tomar decisiones anticipadas de modo que se logre la seguridad en el abastecimiento y la confiabilidad.

Gráfica 53. Balance oferta - demanda de gas natural 2017-2036



Referencias

- [1] J. A. Parker, «Vector Autoregression,» de *Learning Time-Series Econometrics*, Portland, Reed College, 2014, p. 312.
- [2] Banco de la República, «Boletín Económico Regional Eje Cafetero,» 1 Abril 2017. [En línea]. Available: <http://www.banrep.gov.co/es/ber-ejecafetero-2016-4>.
- [3] Banco de la República, «Boletín Económico Regional. Bogotá,» 1 Abril 2017. [En línea]. Available: <http://www.banrep.gov.co/es/ber-bogota-2016-4>.

Contacto:

Avenida Calle 26 # 69 D – 91

Torre 1 Oficina 901

Pbx: 222 06 01

Fax: 221 95 37

Línea Gratuita Nacional: 01800911729

www.upme.gov.co

Síguenos en: @UPMEOFICIAL