

Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2024

Agosto de 2015



Libertad y Orden



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética

Tabla de Contenido

1.	OFERTA DE GAS NATURAL	4
2.	DEMANDA DE GAS NATURAL.....	12
2.1	Sector Residencial	13
2.2	Sector Comercial	14
2.3	Sector Industrial.....	15
2.4	Sector Petroquímico	16
2.5	Sector Transporte (GNVC)	17
2.6	Sector Petrolero (ECOPETROL)	18
2.7	Sector Termoeléctrico	22
3.	BALANCE DE GAS NATURAL	25
3.1	Balance Nacional de Gas Natural	25

Listado de Gráficas

Gráfica 1. Declaración de producción 2015 por cuenca.....	4
Gráfica 2. Declaración de producción 2015 por cuenca y principales campos.	6
Gráfica 3. Volúmenes de gas natural plantas térmicas 2015-2025.	8
Gráfica 4. Oferta de gas natural incluyendo gas importado para respaldo de obligaciones de energía en firme.	9
Gráfica 5. Cantidades importadas disponibles para la venta.	10
Gráfica 6. Oferta total de gas natural 2015-2024	11
Gráfica 7. Participación por Sectores Demanda GN 2014.	12
Gráfica 8. Proyección de demanda gas natural sector residencial.....	14
Gráfica 9. Proyección de demanda gas natural sector comercial.....	15
Gráfica 10. Proyección de demanda gas natural sector industrial.....	16
Gráfica 11. Proyección de demanda gas natural sector petroquímico.	17
Gráfica 12. Proyección de demanda gas natural sector transporte (GNVC).	18
Gráfica 13. Proyección de demanda gas natural mensual sector petrolero (Ecopetrol).	19
Gráfica 14. Proyección de demanda gas natural mensual región centro.	20
Gráfica 15. Proyección de demanda gas natural mensual región costa.....	21
Gráfica 16. Proyección de demanda gas natural mensual región Noreste.....	22
Gráfica 17. Proyección de demanda gas natural sector termoeléctrico.	23
Gráfica 18. Balance de Gas Total.	26

Listado de Tablas

Tabla 1. Distribución de los campos de producción según cuencas.	5
Tabla 2. Volúmenes de gas natural importado para respaldar las obligaciones de energía en firme de las plantas térmicas.....	7

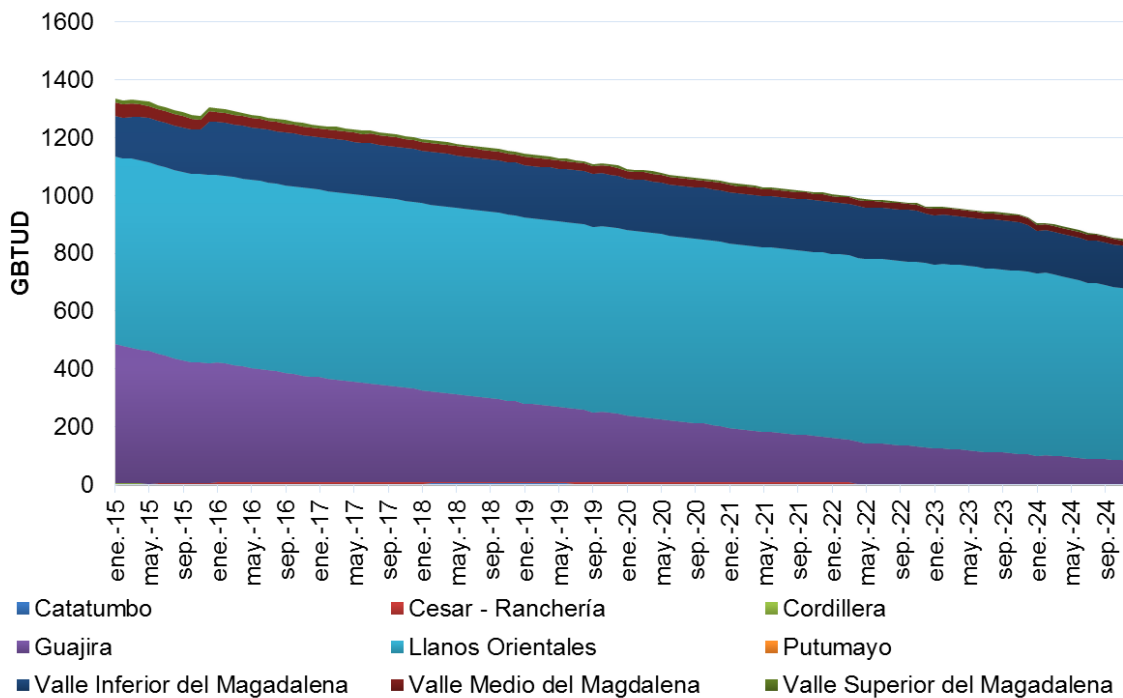
BALANCE DE GAS NATURAL

De conformidad con lo señalado en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013, se presenta el análisis de la oferta y demanda de gas natural en el país, para el corto y mediano plazo.

1. OFERTA DE GAS NATURAL

La declaración de producción certificada por los agentes en mayo de 2015, se considera como la oferta base para la realización del balance aquí presentado. La Gráfica 1 muestra la oferta disponible agrupada por cuenca: Guajira, Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio Magdalena, Valle Superior Magdalena, Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera y Putumayo.

El principal aporte está dado por la cuenca de los Llanos Orientales, seguida por la cuenca de La Guajira que inicia con una participación promedio del 34%, valor que disminuye de manera paulatina finalizando su aporte con un 10% en el último año de análisis. La cuenca del Valle Inferior del Magdalena participa con 14% de la producción declarada, es la otra cuenca con suministros importantes, en tanto que, algo menos del 2% proviene de las cuencas del Valle Superior y de Catatumbo.



Gráfica 1. Declaración de producción 2015 por cuenca.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2015

Es de anotar que las cuencas de Putumayo y Cordillera tienen una participación relativa que no supera el 0.1%. El incremento de producción total hacia el año 2016, ocurre debido a la sumatoria de pequeños aportes de los campos Mamey, El Difícil, Bonga y Pedernalito en el Valle Inferior del Magdalena.

La tabla 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.

Cuenca	Campos de Producción
Catatumbo	Tibú, Sardinata, Rio Zulia, Cerro Gordo y Cerrito,
Cesar Ranchería	Compae
Cordillera	Ramiriquí
Guajira	Ballena, Chuchupa, Riohacha
Llanos Orientales	Vigia Sur, Vigia, Santo Domingo Centro, Pauto Sur, Los Potros, Las Maracas, La Punta, La Casona, Gibraltar, Floreña, Cusiana Norte, Cusiana, Cusiana, Cupiagua, Centauro Sur, Campo Rico, Apiay
Valle Inferior del Magdalena	Pedernalito, Palmer, Nelson, Mamey, La Creciente, Katana, El Difícil, Bonga, Arianna
Valle Medio del Magdalena	Yariguí - Cantagallo, Serafin, Provincia, Payoa West, Payoa, Opón, Liebre, Llanito, Lisama, La Salina, La Cira-Infantas, Corazón West C, Corazón West, Corazón 9, Corazón
Valle Superior del Magdalena	Toqui-Toqui, Tenay, Tempranillo Norte, Tempranillo, Santa Clara, Rio Opia, Palagua, Matachín Norte y Sur, Mana, La Hocha, La Cañada Norte, Guaduas, Dina Terciarios, Dina Terciario, Dina Cretaceo, Balcón, Arrayan

Tabla 1. Distribución de los campos de producción según cuencas.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2015

En la Gráfica 2 se presenta la declaración de producción de gas natural por campo para los próximos diez años. En ésta es notable el aporte de numerosos campos con bajos aportes, algunos de los cuales no están interconectados al sistema nacional de transporte debido a su distancia geográfica y volúmenes bajos, lo cual no hace financieramente viable estos desarrollos.

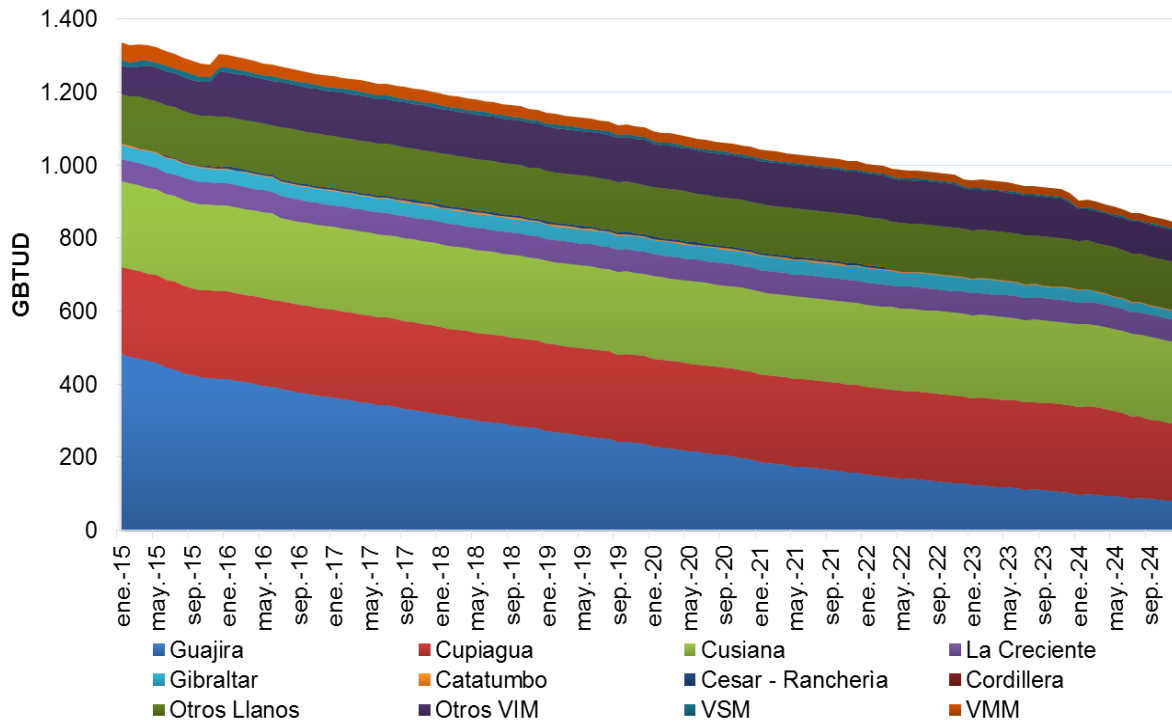
Se observa entonces que la oferta de gas natural se soporta principalmente en los campos de La Guajira (Chuchupa, Ballena y Riohacha) y de los Llanos Orientales

(Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, otros Llanos), La Creciente en el Valle Inferior del Magdalena, y el resto de campos pequeños ubicados en las demás cuencas.

De acuerdo con la información de declaración, la máxima capacidad de producción se alcanzó en enero de 2015 con un volumen de 1.330 GBTUD, volumen que desciende conforme como declina la producción de Guajira. Durante todo el periodo presentado, Cusiana, Cupiagua y Gibraltar presentan una participación estable.

Los campos de la cuenca de los Llanos registran una participación relativa de 36% al iniciar el periodo y finalizan con 50%. Así mismo los campos Pauto Sur y Floreña registran incrementos en la producción lo que hace que los campos llamados Otros Llanos contribuyan con volúmenes altos de producción en esta cuenca.

La producción del Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena se soporta en campos menores (excepto los campos La Creciente y Nelson del VIM) participando en el total nacional con el 1%, 3% y 15% en promedio respectivamente.



Gráfica 2. Declaración de producción 2015 por cuenca y principales campos.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2015

Contrastando la declaración de producción del año 2015 con la correspondiente a 2014, se aprecia un incremento en la primera cercano a los 50 GBTD que equivalen a

un 4% adicional. Este aumento se concentra en las cuencas de los Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena y Valle Superior del Magdalena; sobresaliendo el aumento en la oferta de los campos localizados en el Valle Inferior del Magdalena, que además de compensar la declinación de gas proveniente de la cuenca de Guajira, permite un aumento en la oferta total nacional.

Han sido significativos los esfuerzos por aumentar la producción de gas natural, especialmente en campos maduros y algunos nuevos ya interconectados con el sistema nacional de transporte, lo cual ayuda al aprovechamiento de gas natural obtenido bajo pruebas extensas de producción y a optimizar el sistema de abastecimiento por la coordinación de suministro y transporte de este energético

Adicional a la declaración de producción y con el fin de con el fin de incluirlos en la oferta de gas natural, se han considerado los volúmenes de gas natural importado informados por las plantas térmicas a la CREG con los cuales se dan respaldo a las obligaciones de energía en firme, los volúmenes son los siguientes:

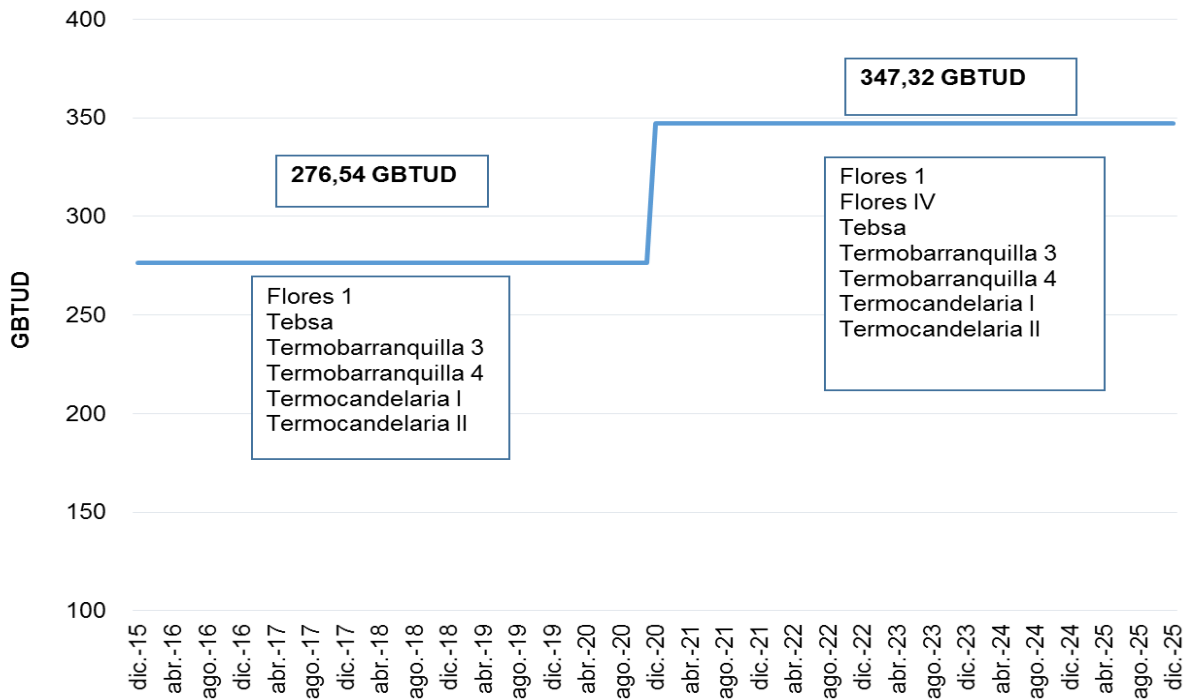
PLANTA TÉRMICA	MPCD	GBTUD	DURACIÓ N años	FECHA INICIO
Flores 1	26,8	26,72	10	Diciembre 1 de 2015
Flores IV	71	70,78	5	Diciembre 1 de 2020
Tebesa	142	141,56	10	Diciembre 1 de 2015
Termobarranquilla 3	13,1	13,06	10	Diciembre 1 de 2015
Termobarranquilla 4	13,6	13,56	10	Diciembre 1 de 2015
Termocandelaria I	42,2	42,07	10	Diciembre 1 de 2015
Termocandelaria II	39,7	39,58	10	Diciembre 1 de 2015
TOTAL	348,40	347,32		

Tabla 2. Volúmenes de gas natural importado para respaldar las obligaciones de energía en firme de las plantas térmicas.

Fuente:CREG 2015

Esta adición en la oferta de gas natural está sujeta a la oportuna disponibilidad de la infraestructura de importación.

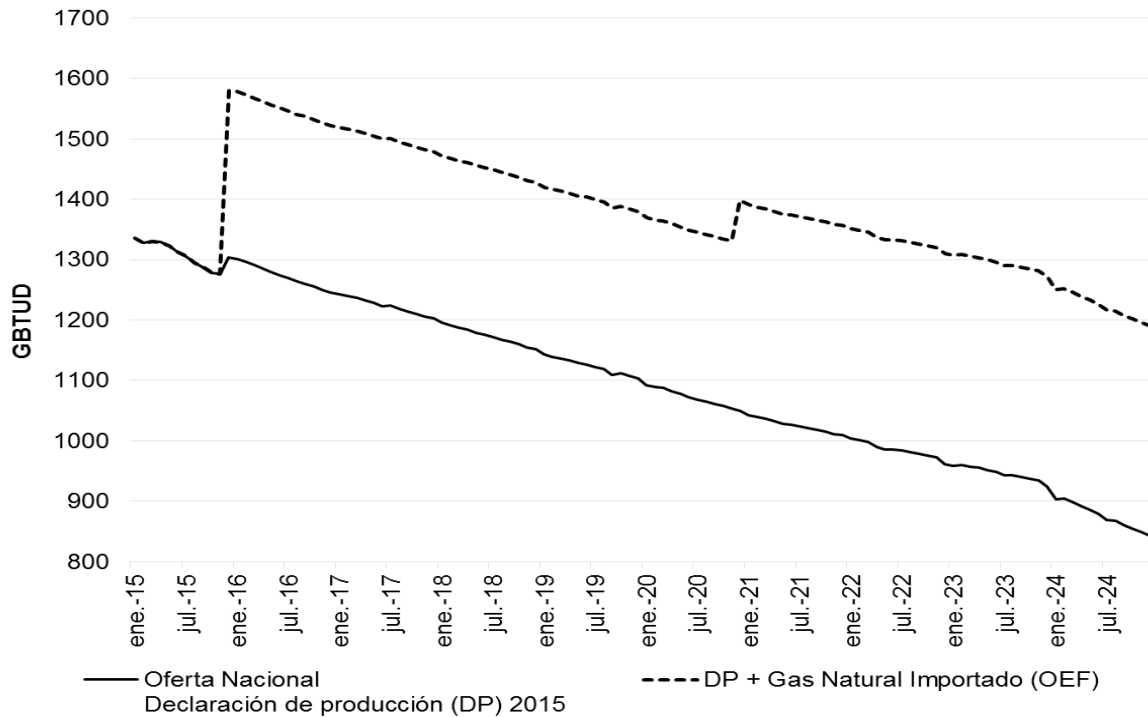
Estimando el poder calorífico del gas natural del campo Chuchupa en 996,9 BTU/PC, los volúmenes de gas natural importado para respaldar las obligaciones de energía en firme de las plantas térmicas, durante el periodo 2015-2025 se tendría los resultados presentados en la Gráfica 3



Gráfica 3. Volúmenes de gas natural plantas térmicas 2015-2025.

Fuente: CREG 2015

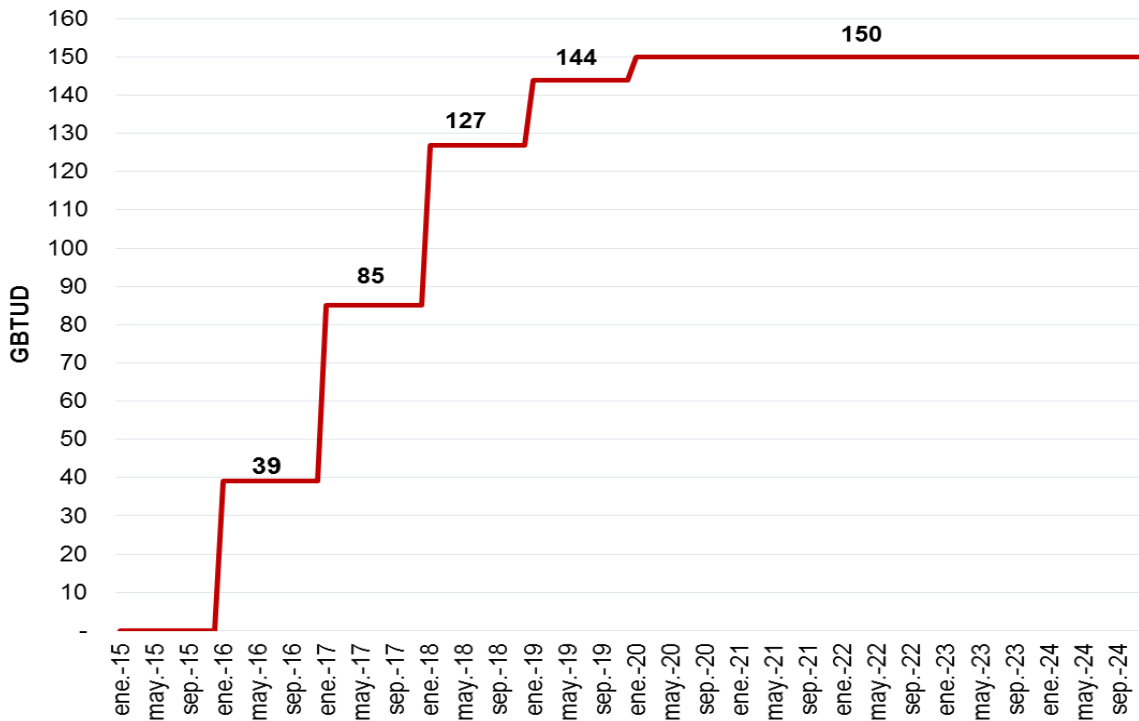
Con base en los requerimientos de gas natural importado para la generación de electricidad -los cuales están soportados en los contratos remitidos a CREG- la oferta de gas natural para el periodo de análisis se puede observar en la Gráfica 4



Gráfica 4. Oferta de gas natural incluyendo gas importado para respaldo de obligaciones de energía en firme.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2015.CREG. 2015

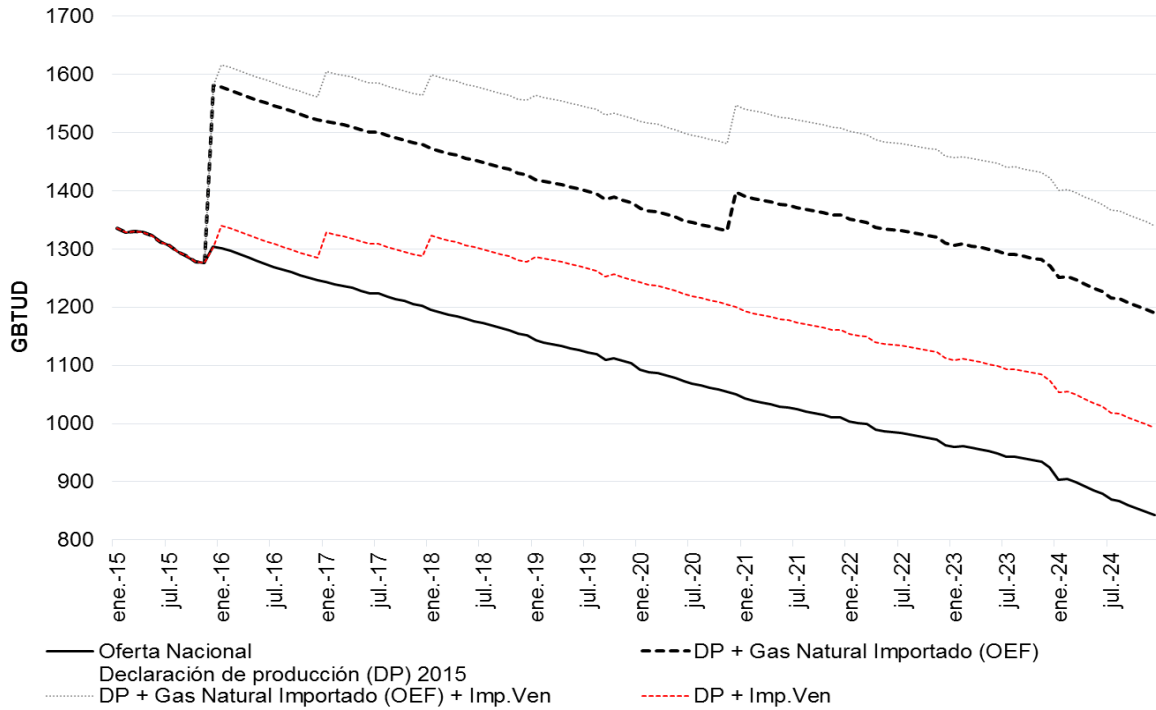
Adicional a la Oferta presentada tanto de la oferta nacional como de importación vía planta de regasificación, ECOPETROL declaró en el mes de mayo al Ministerio de Minas y Energía unas cantidades importadas desde Venezuela disponibles para la venta, las cuales se presentan en la Gráfica 5



Gráfica 5. Cantidades importadas disponibles para la venta.

Fuente: Resolución MinMinas 31 289 del 3 de junio de2015

Cabe resaltar que la oferta proveniente de Venezuela presenta alta incertidumbre de su disponibilidad, (aún sin amparo oficial al momento de este análisis), e incrementaría la oferta máxima a 1616,7 GBTUD en el mes de febrero de 2016, como se aprecia en la Gráfica 6.

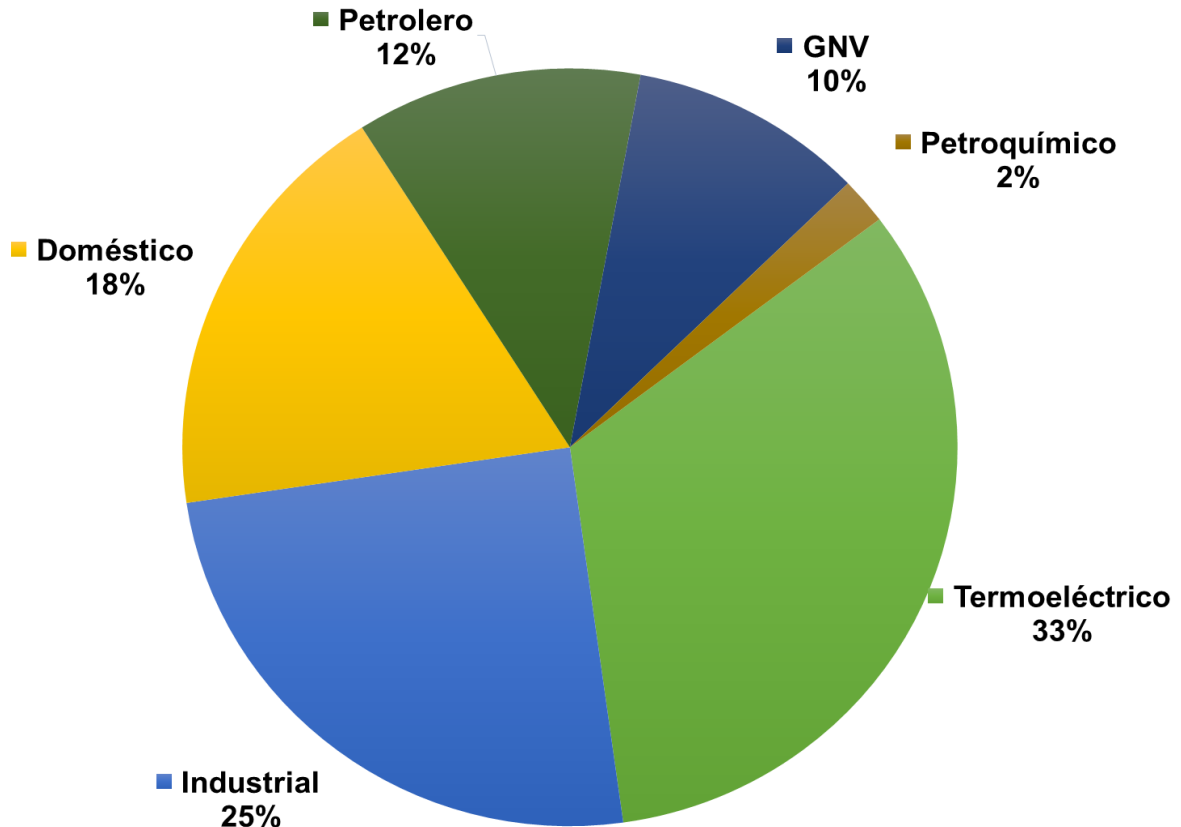


Gráfica 6. Oferta total de gas natural 2015-2024

Fuente: Resolución MinMinas 31 289 del 3 de junio de 2015. CREG 2015

2. DEMANDA DE GAS NATURAL

La demanda de gas natural presenta un aumento de 7% promedio anual desde el año 2011. El sector termoeléctrico ha sido el mayor participante en el consumo del energético, como lo muestra la *Gráfica 7*



Gráfica 7. Participación por Sectores Demanda GN 2014.

Fuente UPME, con base en datos de Ecopetrol, UPME – Chevron, CNO-GAS y Concentra, 2015.

En la misma se aprecia que el 33% del gas natural es usado para la generación eléctrica, a pesar de que el resto de sectores suman más del 50% de la demanda, el crecimiento de su consumo sólo alcanza el 3,4% promedio anual para el período 2011 – 2014.

Las estimaciones de demanda se realizaron teniendo en cuenta los sectores residencial, comercial (que en conjunto forman el sector doméstico), industrial, petrolero, petroquímico, transporte y termoeléctrico.

De la misma manera, se desagregó en 7 regiones geográficas: Centro (Cundinamarca, Boyacá, Casanare, Meta y Guaviare), Costa (La Guajira, Magdalena, Bolívar, Atlántico, Sucre y Córdoba), CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Noreste (los Santanderes y Cesar), Noroeste (Antioquia), Suroeste (Valle del Cauca) y Tolima Grande (Tolima y Huila).

Estas regiones presentan diferentes tasas de crecimiento de acuerdo con diferencias en la composición sectorial y al grado de cubrimiento de la red, por lo que resulta importante revisar las proyecciones de cada uno de los sectores en cada una de las regiones en las que cuentan con algún tipo de participación.

Para proyectar la demanda de Gas Natural se utilizaron las siguientes metodologías: Para los sectores Residencial, Comercial, Industrial y Petroquímico se utilizaron modelos econométricos de Vectores de Corrección del Error, VEC, en los que se analiza la interacción a través del tiempo del gas natural con diferentes variables como los precios de los energéticos, la cobertura del servicio, el PIB sectorial, el Índice de Producción Industrial, IPI, entre otros. Para estos sectores no se proyectan cambios estructurales que afecten de manera significativa la demanda.

Para el sector transporte (GNVC) se utilizó un modelo analítico en el que se relacionan variables como el crecimiento del parque automotor, con el número de viajes y las distancias recorridas en las 5 principales áreas metropolitanas.

Para el sector petrolero (Ecopetrol), se toman las expectativas de consumo que suministra la compañía.

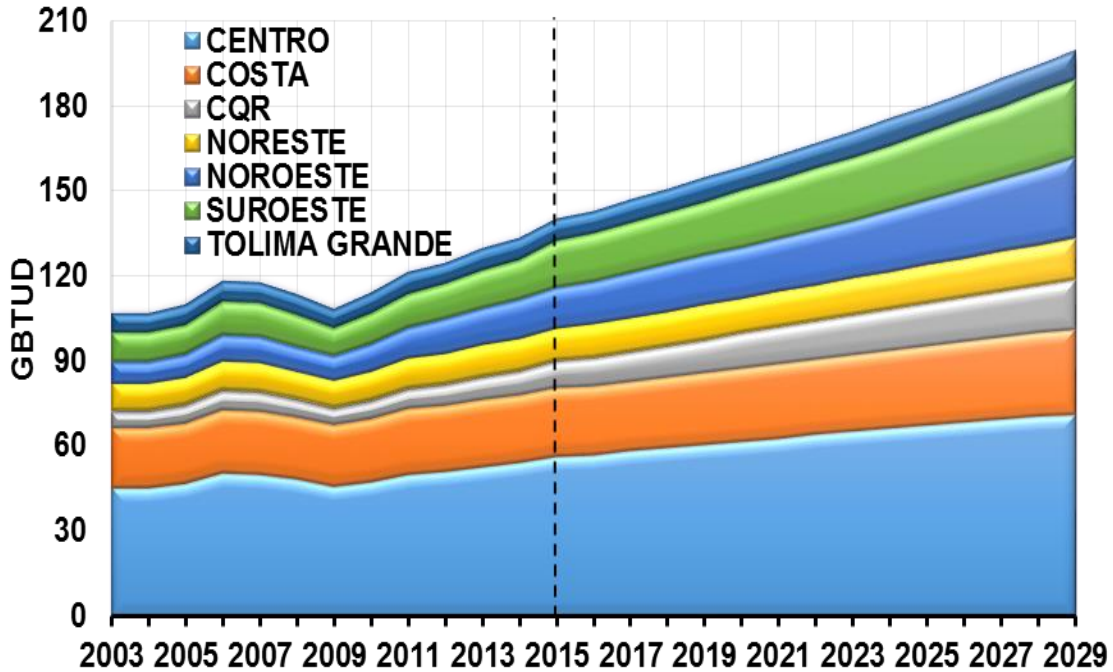
Para el sector termoeléctrico se utiliza el modelo de programación dinámica dual estocástica para simular la demanda de gas natural del despacho centralizado, en combinación con el consumo proyectado para la generación de seguridad por restricciones de la red de transporte.

A continuación se presentan las proyecciones para cada uno de los sectores de consumo.

2.1 Sector Residencial

En el sector residencial se proyecta que la demanda en el año 2024 llegue hasta los 176GBTUD, valor superior al presentado en 2014 en 31%. Como se anotó previamente, en el sector residencial no se proyectan cambios estructurales en la demanda de gas natural. Las regiones con mayor consumo seguirán siendo Centro y Costa, representando el 54% del consumo del sector. Por su parte, las regiones

Noroeste y CQR tienen un mayor crecimiento proyectado, presentando tasas promedio anual mayores a 4% en el período 2015 – 2020. La *Gráfica 8* registra la estimación de demanda del sector de manera regional.

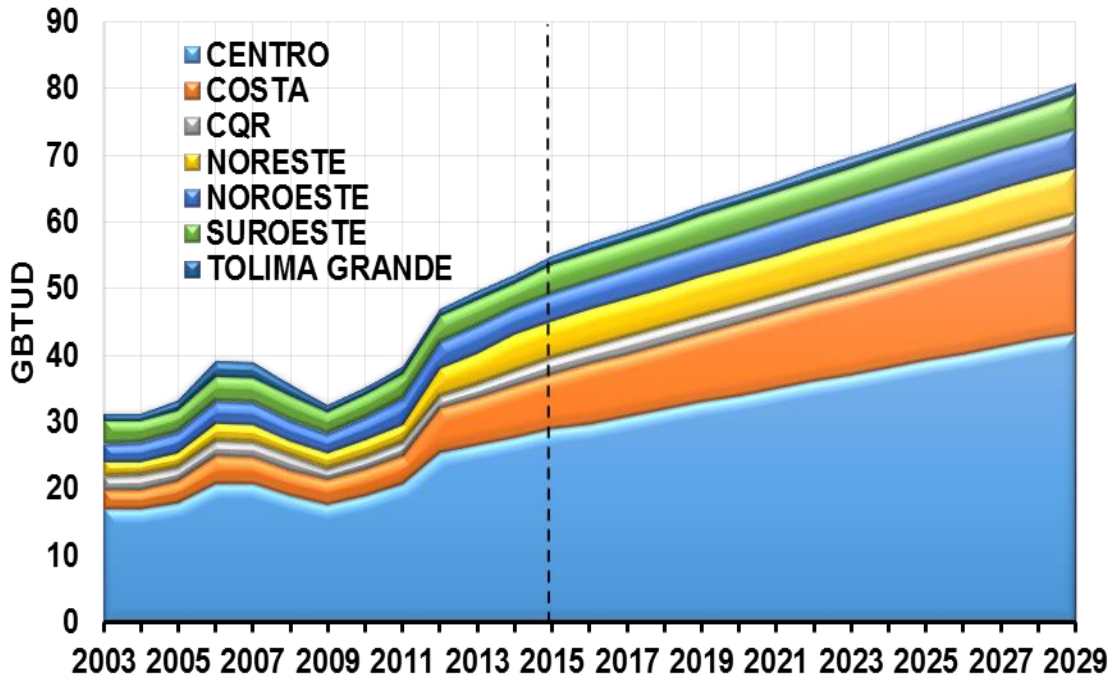


Gráfica 8. Proyección de demanda gas natural sector residencial.

Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, UPME – Chevron, CNO-GAS y Concentra, 2015.

2.2 Sector Comercial

En el sector comercial se espera un consumo de 72GBTUD en el año 2024, por lo que el aumento proyectado con respecto al año 2014 es de 37,6%. *Gráfica 9*



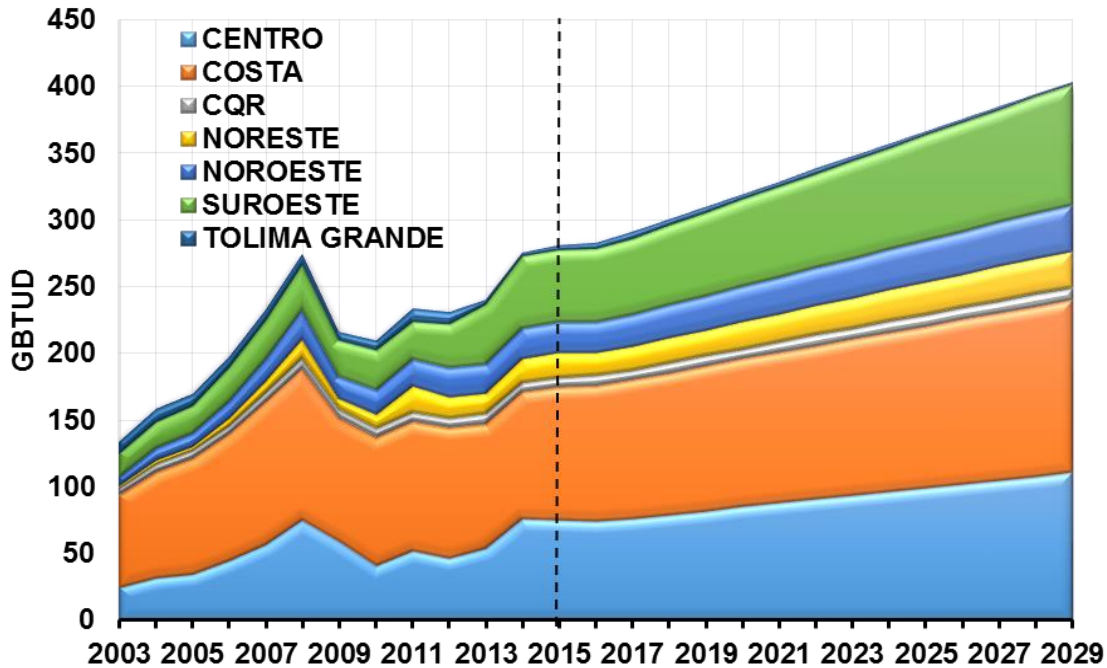
Gráfica 9. Proyección de demanda gas natural sector comercial.

Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, UPME – Chevron, CNO-GAS y Concentra, 2015.

En el sector comercial la región que presenta mayor crecimiento es Costa con tasas promedio anuales de 4% en el período 2015 – 2029, pero tan sólo llegaría a representar el 17% de la demanda del sector. Por su parte, la región Centro presenta tasas de crecimiento promedio anuales de 2,7% entre 2015 y 2019, pero seguiría representando más del 50% de la demanda del sector.

2.3 Sector Industrial

En el sector Industrial se proyecta aumentar el consumo de 275,1GBTUD en 2014 a 402GBTUD en 2029, como lo registra la *Gráfica 10*.



Gráfica 10. Proyección de demanda gas natural sector industrial.

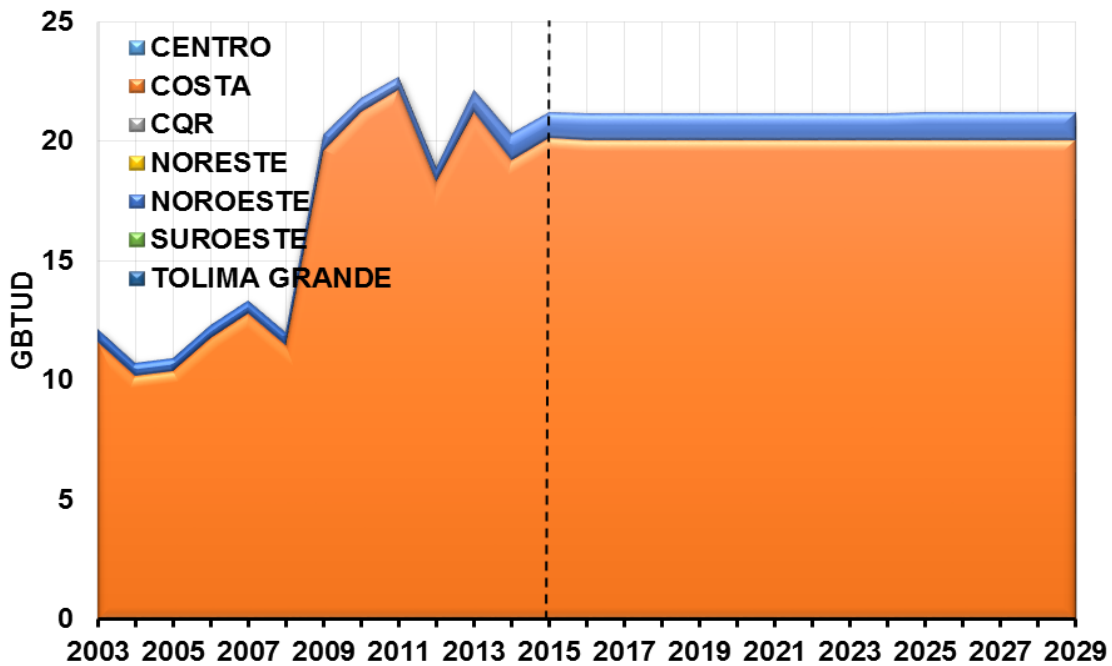
Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, UPME – Chevron, CNO-GAS y Concentra, 2015.

A diferencia de los sectores residencial y comercial, en el sector industrial el mayor consumo proyectado se ubica en la región Costa. Se proyecta que su participación se mantenga por encima del 30% en el año 2024, alcanzando un consumo de 119GBTUD, lo que representaría un aumento de 26% con respecto al año 2014. Las regiones en las que se proyectan mayores tasas de crecimiento promedio son Noreste y Suroeste, con crecimientos superiores al 3% anual.

2.4 Sector Petroquímico

En el sector petroquímico se estima que los consumos se mantendrán alrededor de los 20GBTUD. La región Costa contabiliza más del 94% del consumo de este sector, cuyos centros de consumo se ubican en Bolívar y el restante 6% en Antioquia. Ver

Gráfica 11

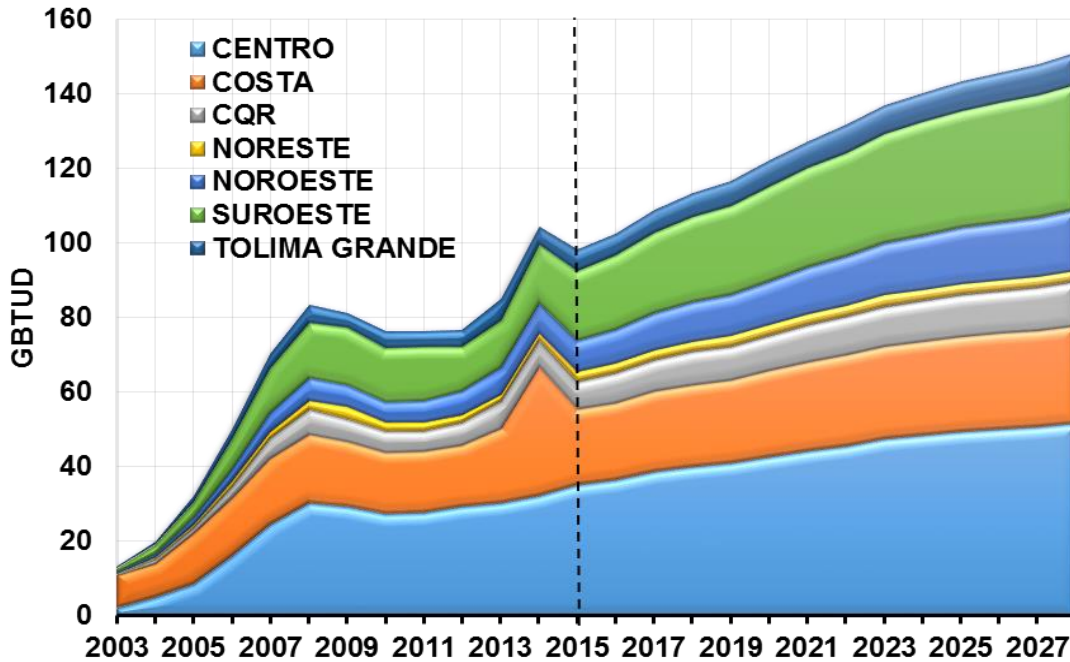


Gráfica 11. Proyección de demanda gas natural sector petroquímico.

Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, UPME – Chevron, CNO-GAS y Concentra, 2015.

2.5 Sector Transporte (GNVC)

En el sector transporte se estima un crecimiento de 34,6% en el periodo de estudio, con lo cual un consumo cercano a los 150 GBTD en 2024. Ver *Gráfica 12*



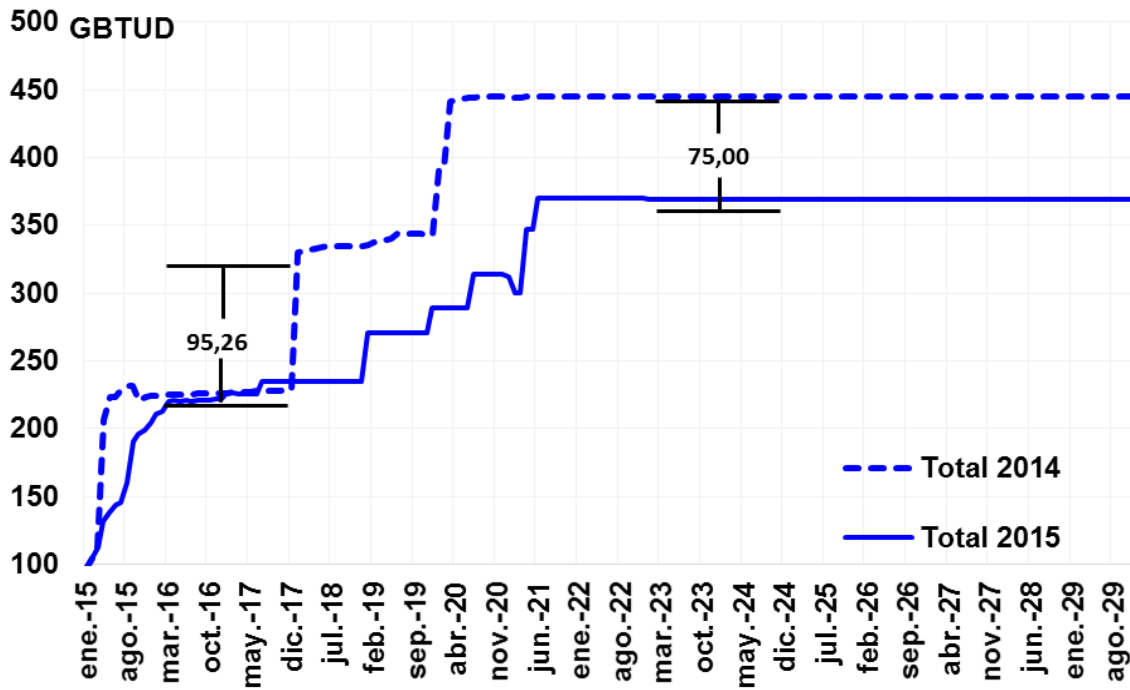
Gráfica 12. Proyección de demanda gas natural sector transporte (GNVC).

Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, UPME – Chevron, CNO-GAS y Concentra, 2015.

Se considera que la región Centro siga siendo la de mayor consumo alcanzando consumos de 52,46 GBTUD en 2029, seguida por las regiones Suroeste y Costa, que representan el 40% de la demanda.

2.6 Sector Petrolero (ECOPETROL)

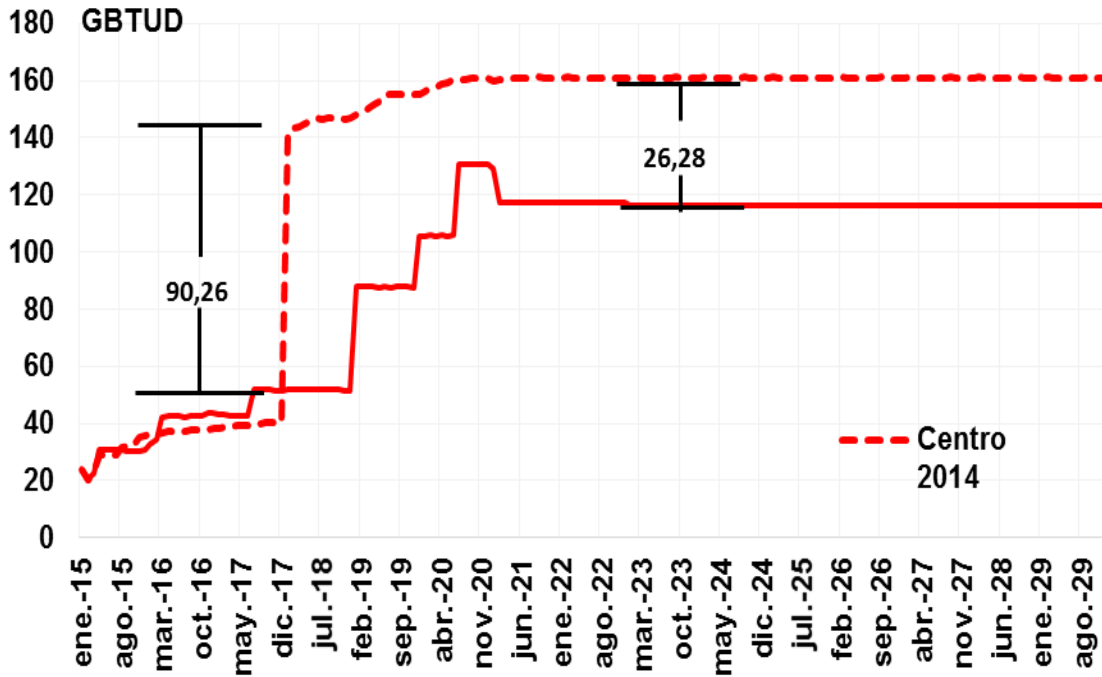
En comunicación enviada por Ecopetrol con radicado UPME 20151260032882, se actualizaron los consumos de gas natural proyectados por la compañía para sus diferentes proyectos. En la siguiente gráfica se pueden apreciar las proyecciones de demanda mensuales de Ecopetrol reportadas en 2014 y 2015: Ver *Gráfica 13*.



Gráfica 13. Proyección de demanda gas natural mensual sector petrolero (Ecopetrol).

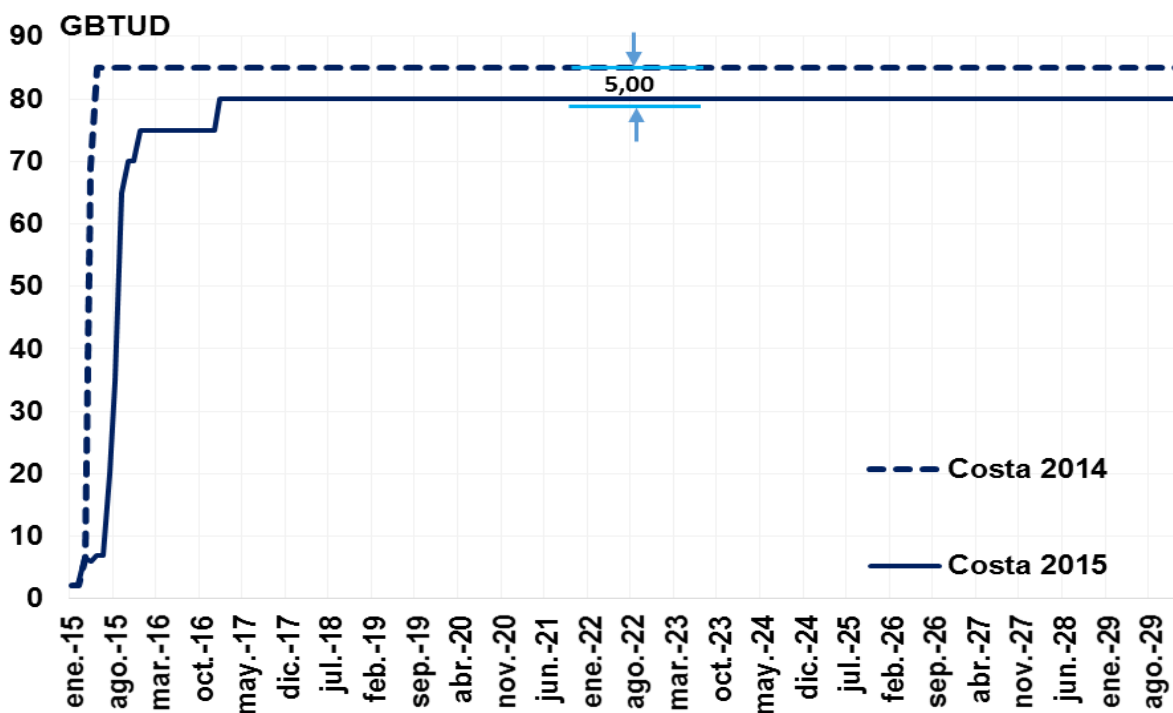
Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, 2015.

La estimación de demanda de Ecopetrol no sólo presenta un desplazamiento de dichos proyectos en el tiempo, sino que además proyecta una disminución en el consumo en los diferentes proyectos y regiones donde opera la compañía como se aprecia en la Gráfica 14 y Gráfica 15.



Gráfica 14. Proyección de demanda gas natural mensual región centro.
 Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, 2015.

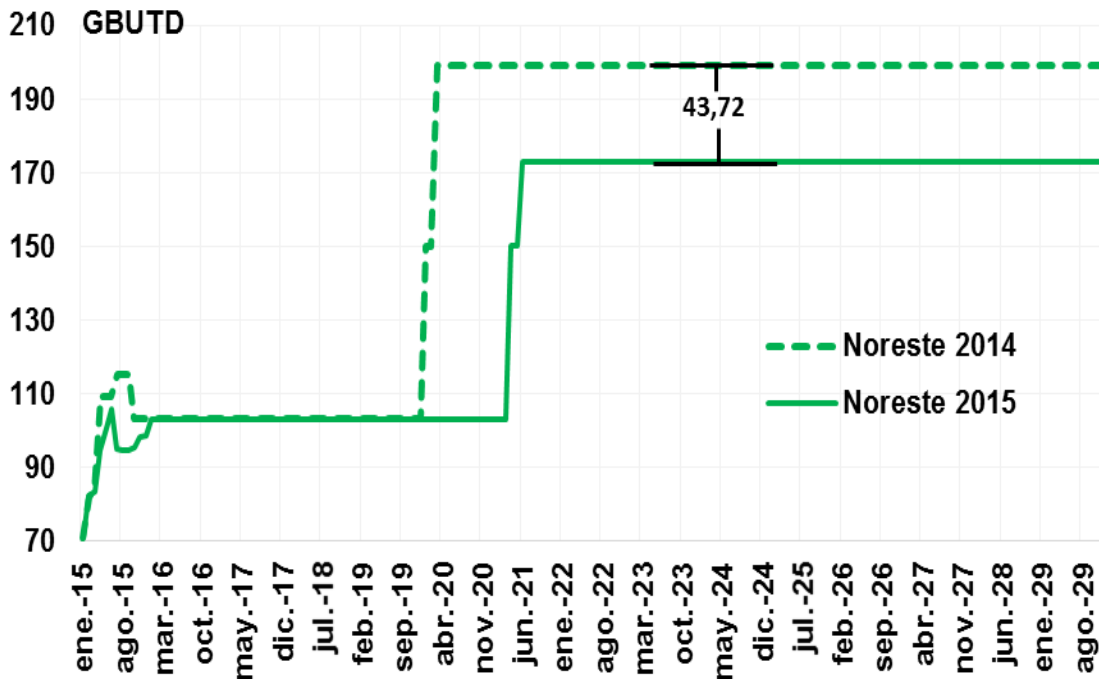
En la región centro, en donde se va a desarrollar un proyecto de generación de energía, para enero de 2018 se aprecia una disminución de 90,26 GBTUD al comparar las proyecciones de 2014 con las reportadas en el presente año por Ecopetrol (Gráfica 14. Proyección de demanda gas **natural** mensual **región centro**.), no solo por un desplazamiento en el tiempo de la entrada del proyecto (de enero de 2018 a febrero de 2019), sino también por una disminución en la demanda de gas natural del mismo (26,28 GBUTD menos a partir del año 2021).



Gráfica 15. Proyección de demanda gas natural mensual región costa.

Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, 2015.

En la región Costa se aprecia la menor disminución, ya que el proyecto de ampliación de la refinería de Cartagena solo disminuyó 5 GBTUD en la proyección de demanda desde el año 2017



Gráfica 16. Proyección de demanda gas natural mensual región Noreste.

Fuente: Construcción UPME, con base en datos de Ecopetrol, 2015.

En la región Noreste se ubica la refinería de Barrancabermeja. La fecha de entrada de la ampliación cambió de finales de 2019 a mitad de 2021. Adicionalmente, con la nueva proyección reportada por ECOPETROL, la demanda de gas a partir de 2021 pasaría de 199,08 GBTUD a 172,8 GBTUD.

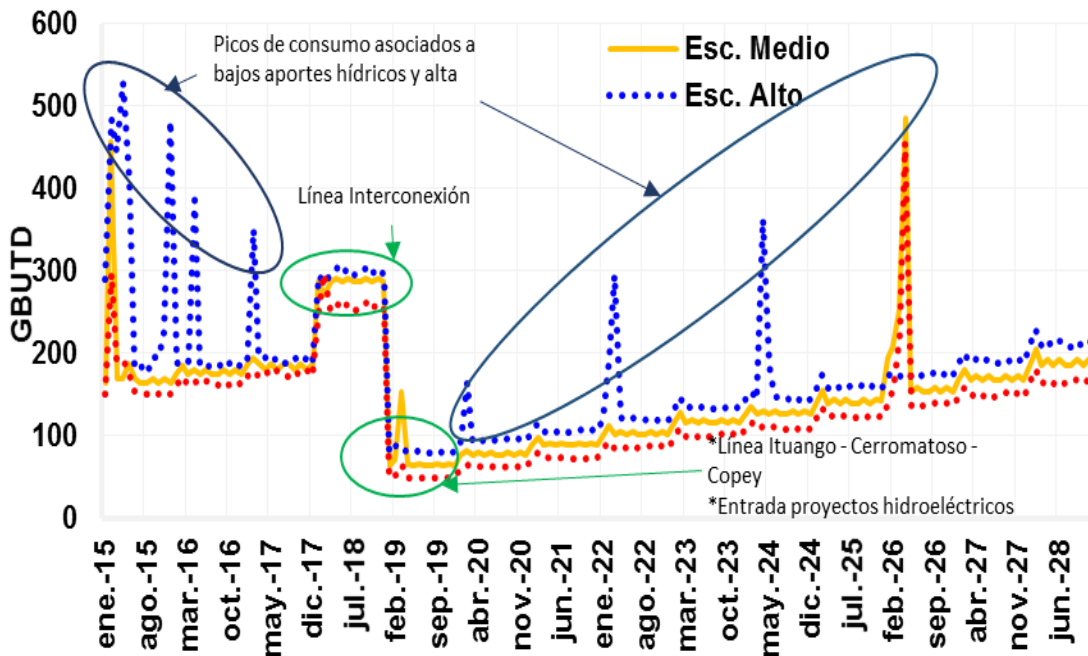
2.7 Sector Termoeléctrico

A continuación se listan las consideraciones tenidas en cuenta para la determinación del consumo de gas natural, considerando un despacho uninodal.

- Sistema de generación Colombiano a marzo de 2014.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada agente.
- Proyección de demanda de energía eléctrica, revisión de julio del año 2014, escenarios altos, medio y bajo.
- Características de las plantas hidráulicas y térmicas a marzo de 2014.
- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral del mes de febrero de 2014.
- Mínimos Operativos vigentes a marzo de 2014.

- Costos fijos y de administración y operación determinados por el equipo de generación de la UPME.

Series sintéticas de caudales generadas por el modelo ARP a partir de datos históricos del periodo 1937 – 2014 (marzo), hidrología que contiene los periodos secos de los horizontes 1991 – 1992, 1997 – 1998 y 2009 – 2010.



Gráfica 17. Proyección de demanda gas natural sector termoeléctrico.

Fuente: UPME, con base en datos de Ecopetrol, UPME – Chevron, CNO-GAS y Concentra, 2015.

Considerando la anterior se puede concluir:

- Que la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico seguirá aumentando entre los años 2015 a 2018, principalmente por incremento de las generaciones de seguridad, en particular en la región Caribe, lo anterior específicamente en Atlántico y Bolívar, todo ello para evitar que contingencias 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, 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 aprecian picos de consumo en el año 2015, que son consecuencia de un período de baja hidrología previsto en función de la serie de aportes considerada, y otro más prolongado en el año 2018, que corresponde a la generación de seguridad que se debería programar para soportar el aumento proyectado de la demanda de electricidad en la Costa Atlántica, así como la entrada de cargas especiales en la esa región, que representan un incremento en potencia instalada de casi 300MW. En términos de demanda de gas natural, el aumento de la demanda energía eléctrica y de potencia instalada en la Costa implica 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 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. BALANCE DE GAS NATURAL

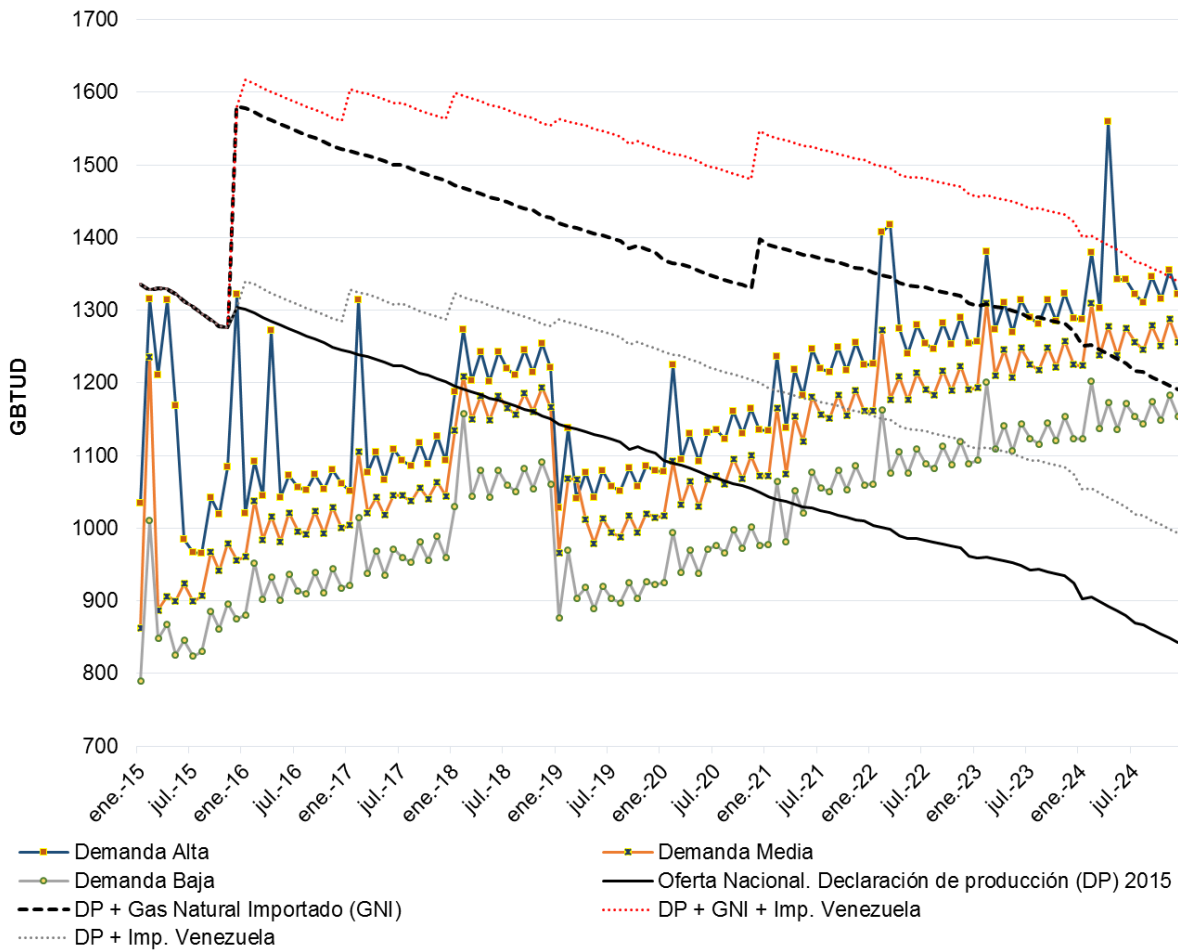
3.1 Balance Nacional de Gas Natural

Contrastado los escenarios de demanda estimados por la UPME y de oferta resultante de la declaración de producción de 2015 y los volúmenes de gas natural importado informados por las plantas térmicas a la CREG con los cuales se dan respaldo a las obligaciones de energía en firme, 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.

Los resultados de los análisis indican lo siguiente:

Con la oferta conformada por el potencial de producción nacional de gas natural más los volúmenes de gas natural importado para respaldar las obligaciones de energía en firme de las plantas térmicas 2015-2025 se presenta equilibrio hasta febrero de 2024 frente al escenario medio de demanda, hasta febrero 2023 con el escenario alto de demanda y un pico de demanda desatendido entre febrero y marzo de 2022, frente al escenario bajo de demanda no se presenta desbalance.

Teniendo en cuenta únicamente la declaración de producción de gas natural nacional y el escenario medio de demanda se presenta déficit definitivo de gas natural desde el mes de julio de 2020, con el escenario alto de demanda desde febrero de 2020 y una déficit parcial desde febrero a diciembre de 2018; con el escenario bajo de demanda se constituye el déficit desde febrero de 2021. Gráfica 18



Gráfica 18. Balance de Gas Total.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - UPME

Del balance anterior y de acuerdo con lo establecido por la Resolución CREG No. 089 de 2013 en su artículo 24, se concluye que la oferta certificada a la fecha por los productores e importadores se abastecerá la demanda nacional de gas natural proyectada por la UPME (según el escenario medio), hasta febrero del 2024