

Proyección de demanda de **Gas Natural** **2024-2038**

Rev. Enero 2025

Subdirección de Demanda
Subdirección de Hidrocarburos

Director General UPME

Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirectora de Demanda

Jessica Arias Gaviria

Subdirector de Hidrocarburos

Mauricio Andrés Palma Orozco

Subdirección de Demanda

Eliécer J. Álvarez R. – Prof. Especializado

Jaime F. Andrade M. – Prof. Especializado

Daniel J. Restrepo S. – Contratista.

República de Colombia Ministerio de Minas y Energía

Bogotá D.C. - Colombia, enero 2025

Contenido

1.	Contexto Sectorial	7
1.1.	Contexto Internacional.....	7
1.1.1	Oferta y consumo energético global.....	7
1.1.2	Precios de los hidrocarburos	10
1.1.3	Crecimiento económico y población	12
1.2.	Contexto nacional.....	13
1.2.1	Consumo energético nacional.....	13
1.2.2	Crecimiento económico y población nacional	16
2.	Comportamiento histórico de la demanda de gas natural	19
2.1	Sector Residencial	21
2.2	Sector Industrial	24
2.3	Sector Terciario (comercial y otros).....	26
2.4	Sector Vehicular	28
2.5	Sector Termoeléctrico	30
2.6	Sector Petrolero	33
2.7	Sector Petroquímico	34
2.8	Sector Compresores y Bombeo.....	35
3.	Construcción de Escenarios	37
3.1	Distribución geográfica	37
3.2	Metodología de proyección del escenario base	40
3.3	Escenarios de transición energética	42
4.	Resultados de la Proyección.....	45
4.1	Agregado nacional de gas natural	45
4.1.1	Escenarios base de proyección	45
4.1.2	Escenarios alternativos.....	48
4.2	Sector Residencial	51
4.2.1	Escenarios base de proyección	51
4.2.2	Escenarios de transformación de la demanda de gas natural residencial	52
4.3	Sector Industrial	53
4.3.1	Escenarios base de proyección	54
4.3.2	Escenarios de transformación de la demanda de gas natural industrial.....	55

4.4	Sector Terciario	56
4.4.1	Escenarios base de proyección	57
4.4.2	Escenarios de transformación de la demanda de gas natural terciario	58
4.5	Sector Vehicular	60
4.5.1	Escenarios base de proyección	60
4.5.2	Escenarios de transformación de la demanda de gas natural Vehicular	61
4.6	Sector Termoeléctrico	62
4.7	Sector Petrolero	64
4.8	Sector Petroquímico	66
4.9	Sector Compresores y Bombeo.....	68
Anexo 1: Metodología para proyección de demanda de gas natural en cada uno de los sectores		72
A1.1	Sector Residencial	72
i.	Información insumo	74
ii.	Proyección del nivel de cobertura del servicio y del número de usuarios ...	75
iii.	Proyección del consumo por usuario	77
iv.	Proyección del crecimiento de la demanda regional.....	79
v.	Proyección de la demanda regional escenario medio.....	79
vi.	Proyección de los escenarios alto y bajo	79
A1.2	Sector Industrial	81
i.	Información insumo:	81
ii.	Proyección del PIB industrial a escala nacional:	82
iii.	Proyección de la demanda nacional escenario medio	83
iv.	Desagregación regional de la proyección de demanda media	83
v.	Proyección de los escenarios alto y bajo	84
A1.3	Sector Terciario.....	84
i.	Información insumo	85
ii.	Proyección del PIB terciario a escala nacional:	86
iii.	Proyección del escenario medio de demanda	86
iii.	Desagregación regional de la proyección de demanda media	87
iv.	Proyección de los escenarios alto y bajo	87
A1.4	Sector Vehicular.....	87
i.	Información insumo	89

ii.	Determinación de la relación histórica de precios al usuario gasolina motor / gas natural	90
iii.	Proyección del escenario medio de demanda	91
iv.	Desagregación regional de la proyección de demanda	92
v.	Proyección de los escenarios alto y bajo	92
A1.5	Sector Termoeléctrico	92
i.	Información insumo:	92
ii.	Proyección de la capacidad instalada de generación:	93
iii.	Supuestos de los escenarios proyectados	97
A1.6	Sector Petrolero	100
A1.7	Sector Petroquímico	100
A1.8	Sector Compresores	100
Anexo 2: <i>Proyecciones de Demanda de Gas Natural Sectorial y Regional, Escenario Medio [GBTUD]</i>		101
Anexo 3: <i>Comparación de la proyección anterior con los datos reales e históricos.</i>		113

Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta la *Proyección de Demanda de Gas Natural 2024-2040*, la cual incluye la demanda esperada para los usuarios finales del país a escala sectorial y regional.

La metodología de proyección está basada en la determinación de relaciones de la demanda de cada uno de cada sector de la demanda con variables económicas nacionales. Posteriormente, se realiza una desagregación a escala regional y nodal que sigue las tendencias históricas registradas. Para cada sector se genera una banda de proyección que incluye tres escenarios (alto, medio y bajo). Adicionalmente, se presentan para los sectores residencial, industrial, terciario y vehicular, escenarios alternativos de transición asociado a la sustitución energética que se describe al interior de este documento.

En el agregado nacional de la demanda de gas natural, excluyendo al sector eléctrico y para el escenario medio, se prevé para el periodo 2023-2040 una tasa de crecimiento media anual proyectada de 0,8%, inferior a la del periodo 2009-2023 de 1,9%. En este escenario medio se pasaría de una demanda 787 GBTUD en el año 2023 a 849 GBTUD en el 2030 y 897 GBTUD en 2040. Para el mismo periodo 2023-40 se tiene un crecimiento medio anual de los sectores residencial, industrial, terciario y vehicular del 1%, mientras el sector petrolero lo haría a una tasa de 0.3%

Para el sector termoeléctrico se proyecta una demanda decreciente asociada a la entrada en operación de capacidad instalada de generación con fuente primaria no convencional. En condiciones hidrológicas neutras el consumo termoeléctrico se reduciría de magnitudes cercanas a 200 GBTUD actuales a 150 GBTUD hacia el final de los años 30. No obstante, en condiciones de bajos aportes hidrológicos, la demanda tendría magnitudes cercanas a 600 GBTUD, semejantes a las del pasado durante Fenómenos de El Niño.

El contenido de este documento incluye en el primer capítulo la exposición del contexto internacional y nacional del sector energético con relación a la economía; el segundo capítulo con la presentación de la evolución histórica del consumo de cada uno de los sectores del gas natural. El tercer capítulo expone los escenarios de proyección de gas desarrollados en este estudio, los cuales se explican de manera más detallada en su metodología en el Anexo 1. El cuarto capítulo expone los resultados de los diferentes escenarios proyectados.

Complementariamente, el Anexo 2 presenta las tablas con los resultados de los escenarios de proyección a escala nacional y anual; también con resolución regional y anual para el escenario medio. En el Anexo 3 se muestra la comparación de la proyección del año anterior y la demanda real efectivamente alcanzada.

En el Anexo cuatro, archivo adjunto, se ofrecen las series de datos históricos y resultados de esta proyección con mayor resolución geográfica y temporal.

1. Contexto Sectorial

1.1. Contexto Internacional

El mercado global energético está en un proceso de transformación debido a factores estructurales como un crecimiento económico global futuro un tanto inferior al histórico, dinamizado por los países en desarrollo respecto del estancamiento de los desarrollados. Adicionalmente, la transición energética desde fósiles hacia energéticos como las solares y eólicas, así como a biomasas no tradicionales, define la futura ruta del sector.

Para el panorama internacional se presentan los tres escenarios que establece la Agencia Internacional de Energía (IEA: International Energy Agency)¹ y que a continuación se definen:

El Escenario *STEPS* (*The Stated Policies Scenario*) refleja la dirección en la que se encuentra el sector energético en la actualidad sobre la base de los últimos datos del mercado, los costes de la tecnología y un análisis de la configuración de políticas en países de todo el mundo en el largo plazo. En este escenario se pasaría de una emisión de casi 38 Gt CO₂ anuales mundiales en el año 2023 a casi 29 Gt en el año 2050.

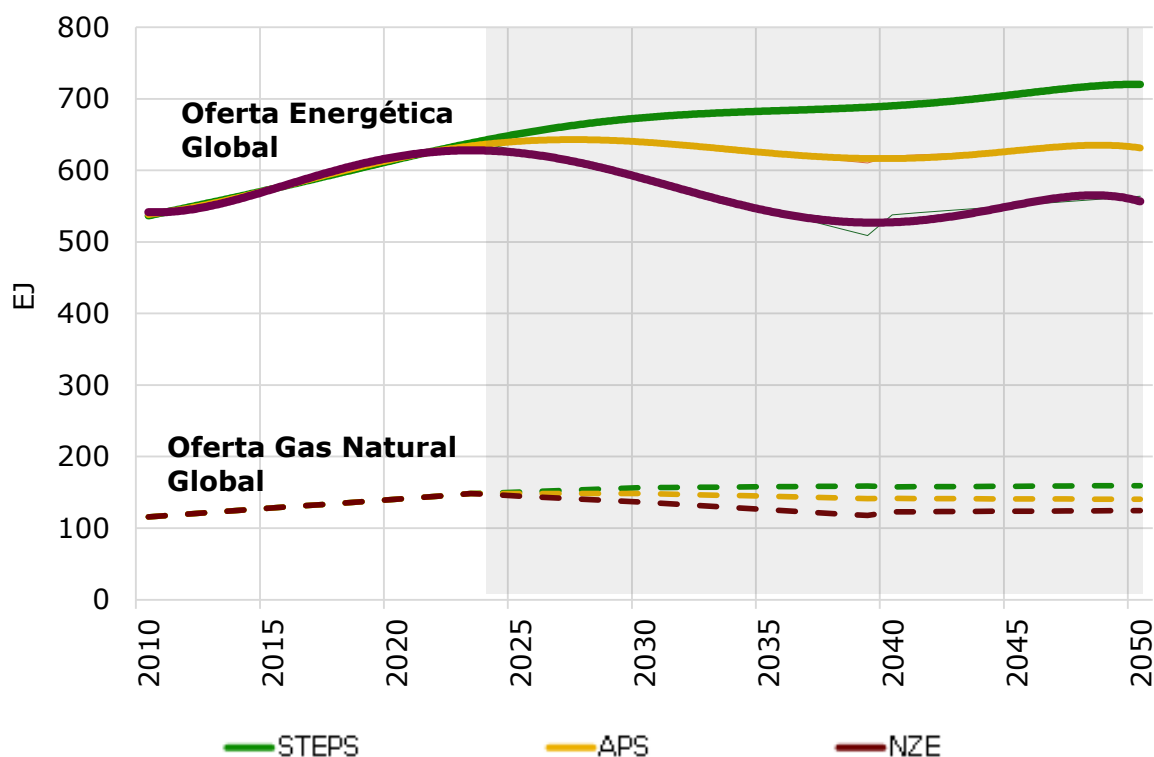
El Escenario *APS* (*Announced Pledges Scenario*) considera los propósitos de política anunciados, examinando qué pasaría si todos los objetivos nacionales de energía y clima fijados por los gobiernos, incluidos los objetivos de cero emisiones netas, se cumplen en su totalidad y a tiempo. En este escenario se alcanzaría un nivel de emisiones globales de casi 12 Gt CO₂ anuales en 2050.

El Escenario *NZE* (*Net Zero Emissions*) proyecta que las emisiones netas de CO₂ para 2050 se anularían. Siendo este escenario el más exigente en términos de transición energética, traza un camino para alcanzar las cero emisiones netas a mediados de siglo, de manera que se limite el calentamiento global a 1,5 °C.

1.1.1 Oferta y consumo energético global

¹ Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

Para la oferta global de gas natural, se proyecta que de un consumo actual cercano a 148 EJ (384 GPCD)², en adelante la producción estaría entre una banda 158 EJ (420 GPCD) y 123 EJ (326 GPCD). La participación del gas natural dentro de la oferta energética global se mantendría en cualquier caso cercana al 23% (ver **Gráfica 1-1**). La participación de las fuentes no convencionales en el total de la oferta de gas natural que hoy es cerca del 30%, para el año 2050 podría estar entre 20% y el 30%³.



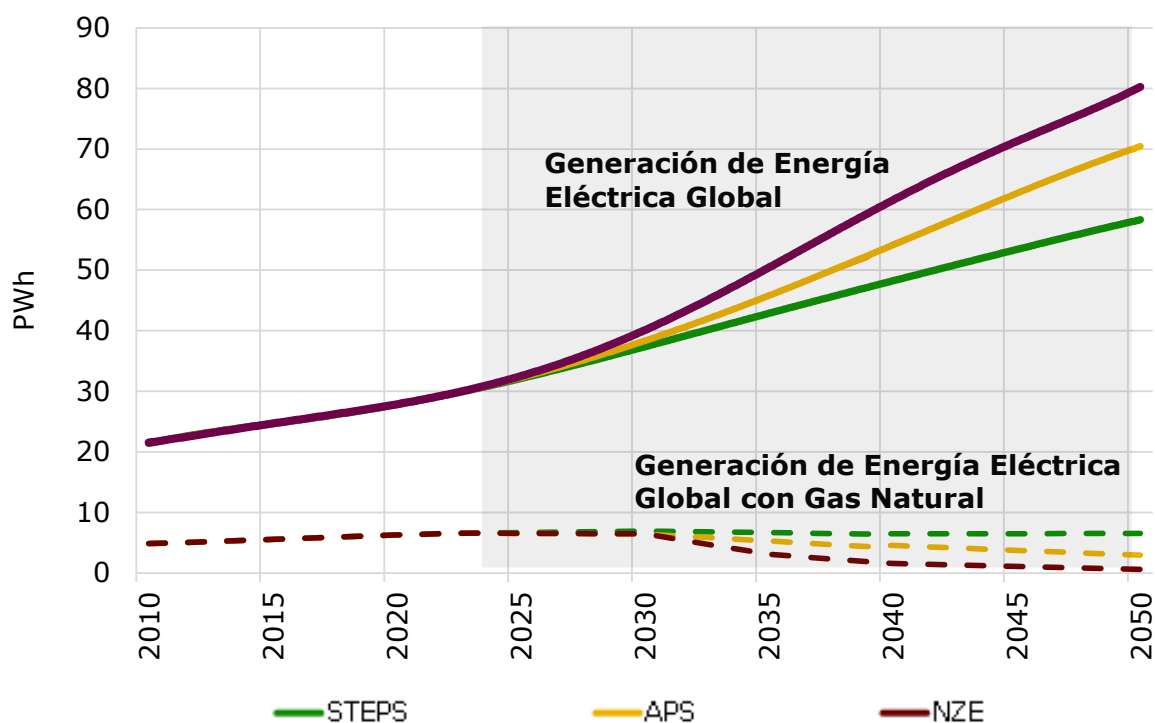
Gráfica 1-1: Oferta energética global y de gas natural

Fuente: UPME, a partir de datos IEA

En la actualidad, aproximadamente el 23% de la generación eléctrica global tiene como fuente el gas natural. En los tres escenarios de prospectiva se tendría la reducción de tal participación de manera que para el año 2050 ésta podría estar entre 11% y 1%, sustituido principalmente por fuentes solares y eólicas. Lo anterior, dentro de un contexto de mayor participación de la electricidad dentro del consumo energético final (ver **Gráfica 1-2**).

² La demanda media de gas natural colombiano durante el año 2024 fue de cerca de 1.1 GPCD.

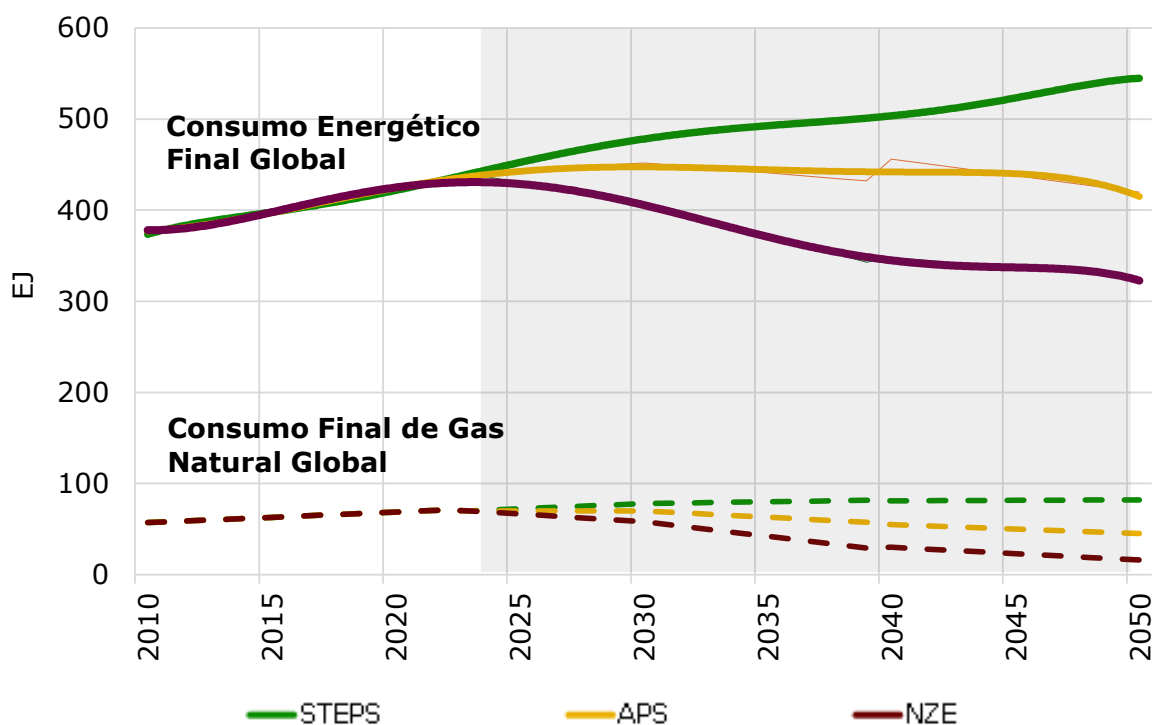
³ Los escenarios STEPS, APS y NZE exponen tasas de crecimiento medio anual de oferta de gas natural de 0.3%, -0.2% y -0.6%, respectivamente. Una prospectiva semejante a ésta, por parte de McKinsey & Co., también considera tres escenarios con diferente grado de celeridad en la transición energética que implican una tasa de crecimiento de la demanda de gas natural entre 1% y -1%. Disponible en: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>.



Gráfica 1-2: Generación eléctrica global y aquella con fuente primaria gas natural

Fuente: UPME, a partir de datos IEA

Así como el gas natural perdería participación como fuente primaria para generación eléctrica, también lo haría dentro del consumo final de energía. Si hoy el gas natural constituye cerca de 16% de la demanda de energía del mundo, se proyecta que para el año 2050 esta magnitud se sitúe entre 15% y 5% (ver **Gráfica 1-3**).



Gráfica 1-3: Consumo energético global final y consumo final de gas natural

Fuente: UPME, a partir de datos IEA

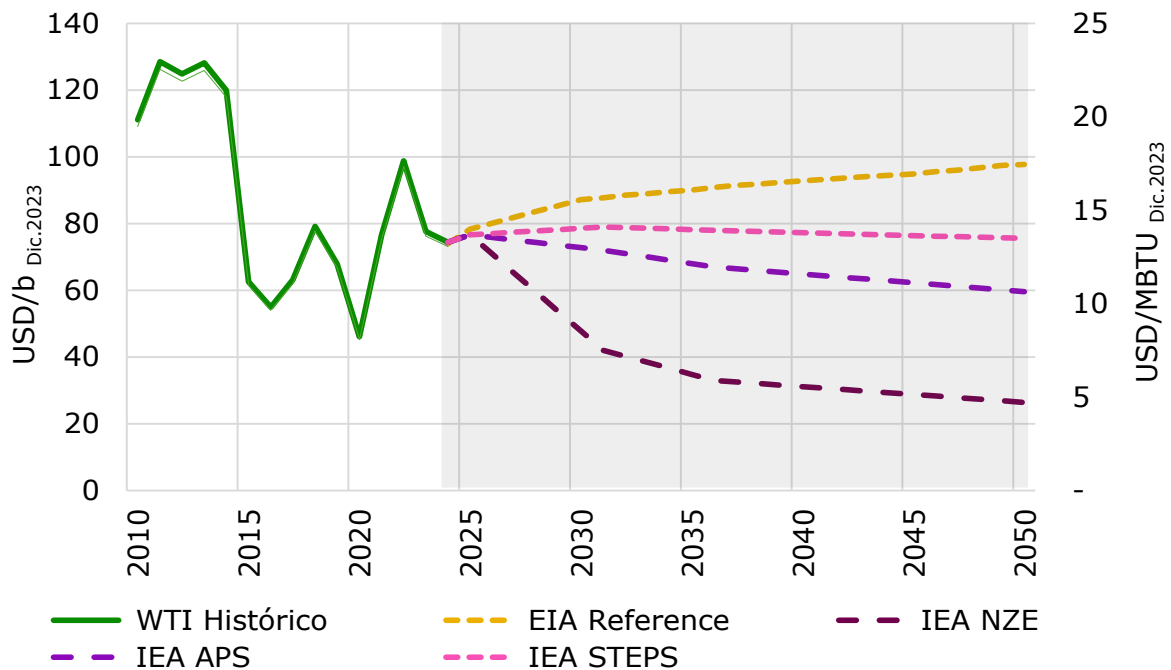
1.1.2 Precios de los hidrocarburos

La prospectiva de precio global para el crudo en el largo plazo presenta gran divergencia para la IEA según el escenario. De un precio actual de casi 74 USD/b, para el 2050 la banda de precio estaría entre 25 y 76 USD/b, donde el menor precio corresponde a la menor demanda global proyectada de gas natural (escenario NZE). Téngase en cuenta que el cociente Reservas/Producción de crudo del mundo se estima actualmente en casi 50 años⁴, por lo que una reducción de la demanda frente a una oferta superior haría decaer el precio (ver **Gráfica 1-4**).

Por el contrario, la prospectiva de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (EIA: Energy Information Administration) es creciente en su prospectiva de precios en su escenario de referencia, llegando a casi 100 USD/b para el 2050⁵.

⁴ Disponible en: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>.

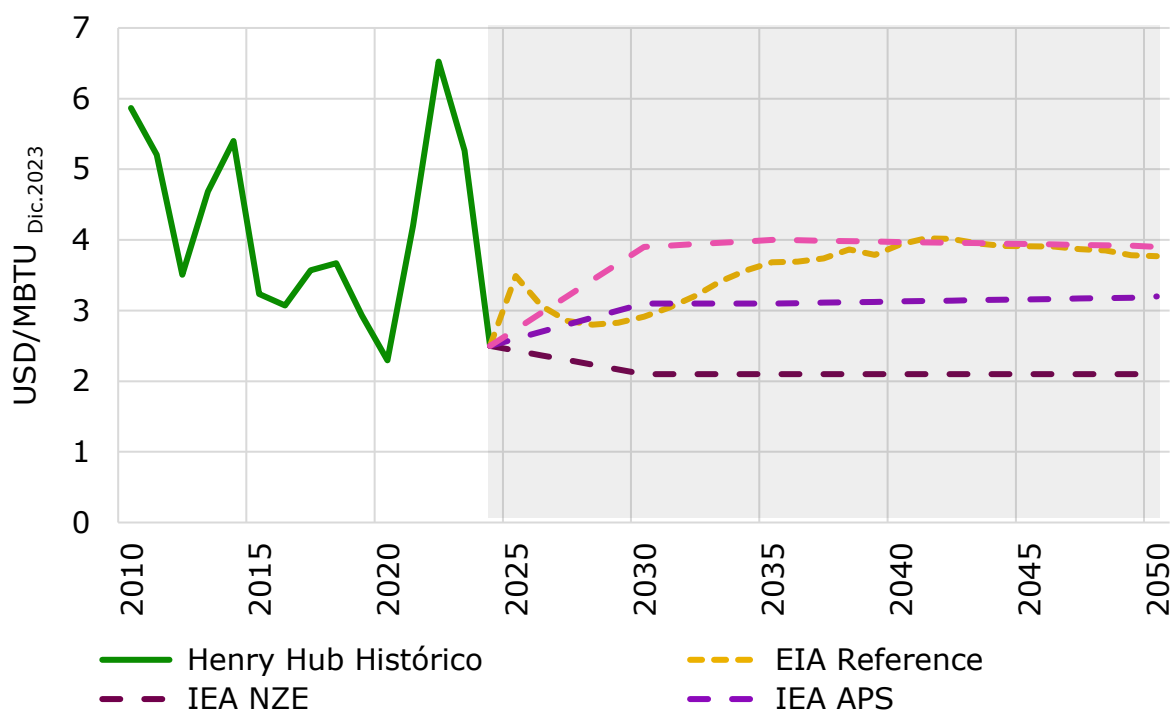
⁵ Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2023®ion=0-0&cases=ref2023&start=2021&end=2050&f=A&linechart=ref2023-d020623a.3-1-AEO2023&ctype=linechart&sourcekey=0>



Gráfica 1-4: Prospectiva de precio global de petróleo crudo.

Fuente: UPME, a partir de datos IEA y EIA

La prospectiva de precios de gas natural en Estado Unidos se diferencia del precio del crudo en que el gas natural permanecería más estable hacia el futuro con magnitudes entre 2 y 4 USD/MBTU. La relación Reservas/Producción, al igual que en crudo, es cercana a los 50 años, lo que aseguraría una oferta suficiente frente a una demanda que no crecería, según anteriormente se presentó (ver **Gráfica 1-5**).



Gráfica 1-5: Prospectiva de precios de gas natural en Estados Unidos.

Fuente: UPME, a partir de datos IEA y EIA

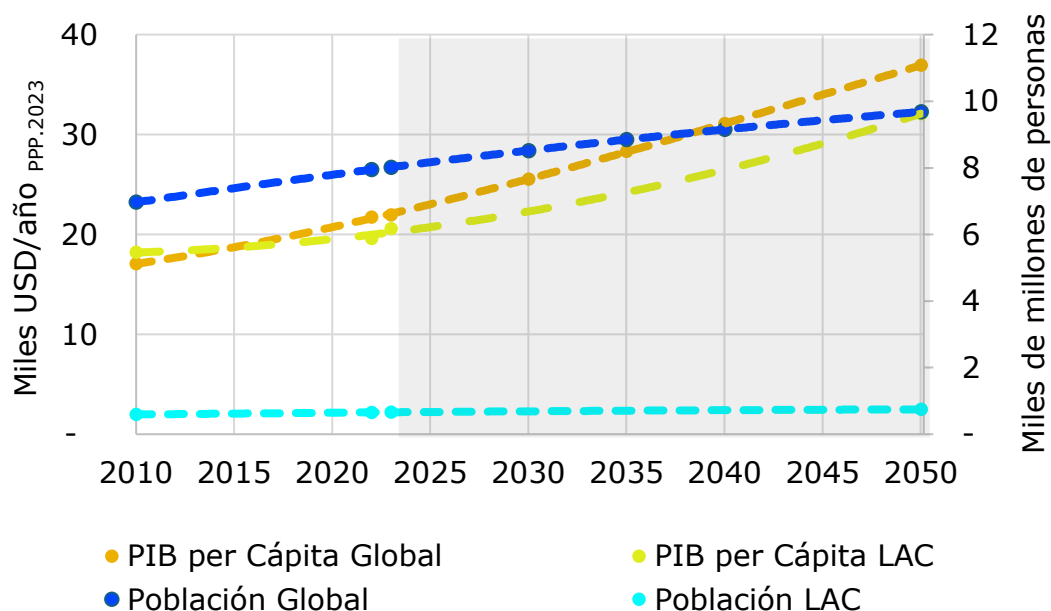
1.1.3 Crecimiento económico y población

En primer lugar, el crecimiento económico global será moderado y cercano al 3,3% en 2025 y 2026, por debajo de la media histórica (2000-2019) del 3,7%, según cifras del Fondo Monetario Internacional (FMI)⁶. Este crecimiento se concentrará más en economías emergentes y en desarrollo de Asia, cuyo promedio se situará alrededor de 5,1%. Sin embargo, gran parte de estas economías le ha apostado a nuevas fuentes energéticas que tendrán una participación significativa a medida que avanza la década.

En el mediano plazo, se proyecta un crecimiento medio global del PIB per cápita de 2.2% entre los años 2023-30 y de 1.9% entre los años 2030-50. Para Latinoamérica y el Caribe (LAC) se espera entre los años 2030-50 un crecimiento medio anual de 1.7%, inferior a la media global (ver **Gráfica 1-6**).

En población también se proyecta para el periodo 2023-50 que la región LAC crezca a una tasa media anual de 0.4%, inferior menor de la global de 0.7%.

⁶ FMI. (2025). Perspectivas Económicas Mundiales. Actualizado el 17 de enero de 2025. Disponible en: <https://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2025/01/17/world-economic-outlook-update-january-2025>



Gráfica 1-6: Prospectiva de crecimiento económico y población global y para Latinoamérica y el Caribe.

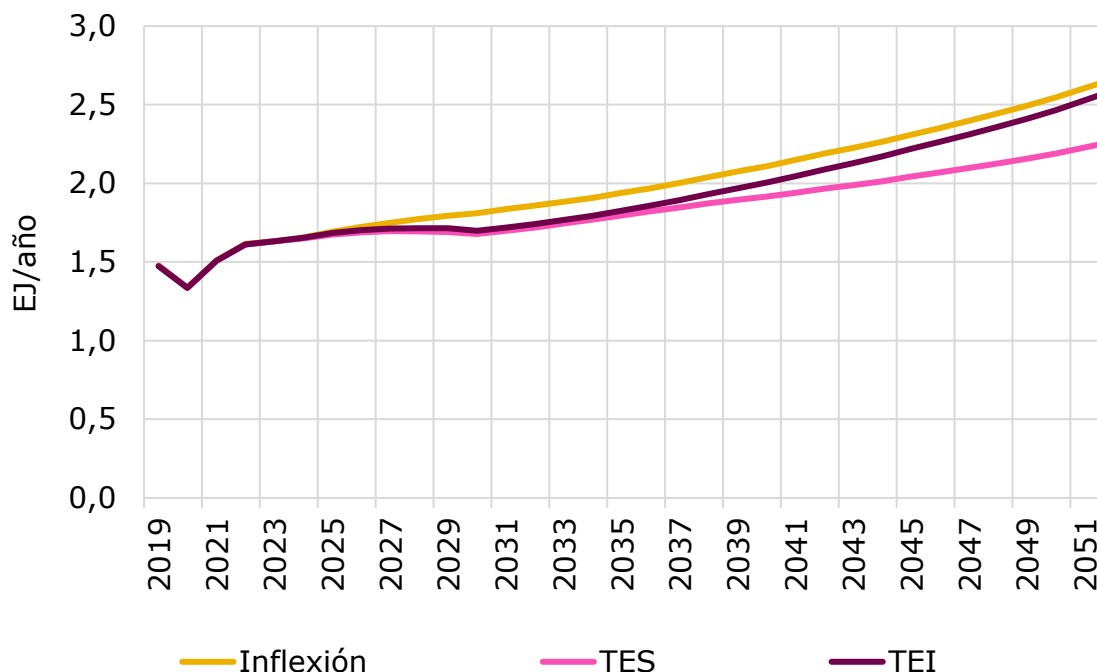
Fuente: UPME, a partir de datos del Banco Mundial, IEA y EIA

1.2. Contexto nacional

1.2.1 Consumo energético nacional

Según los escenarios del Plan Energético Nacional - PEN⁷, la prospectiva de demanda energética final (excluyendo generación eléctrica y refinerías) del país es creciente en el largo plazo, con tasas, según el escenario, entre 1.1 y 1.7% (ver **Gráfica 1-7**). Estas magnitudes son semejantes a las que la IEA prevé para la región de Latinoamérica y el Caribe, con una tasa media de crecimiento anual entre 1.3 y 0.5%.

⁷ Los supuestos de los escenarios del PEN se describen en el numeral 3 y Anexo 1. Documento disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspx>



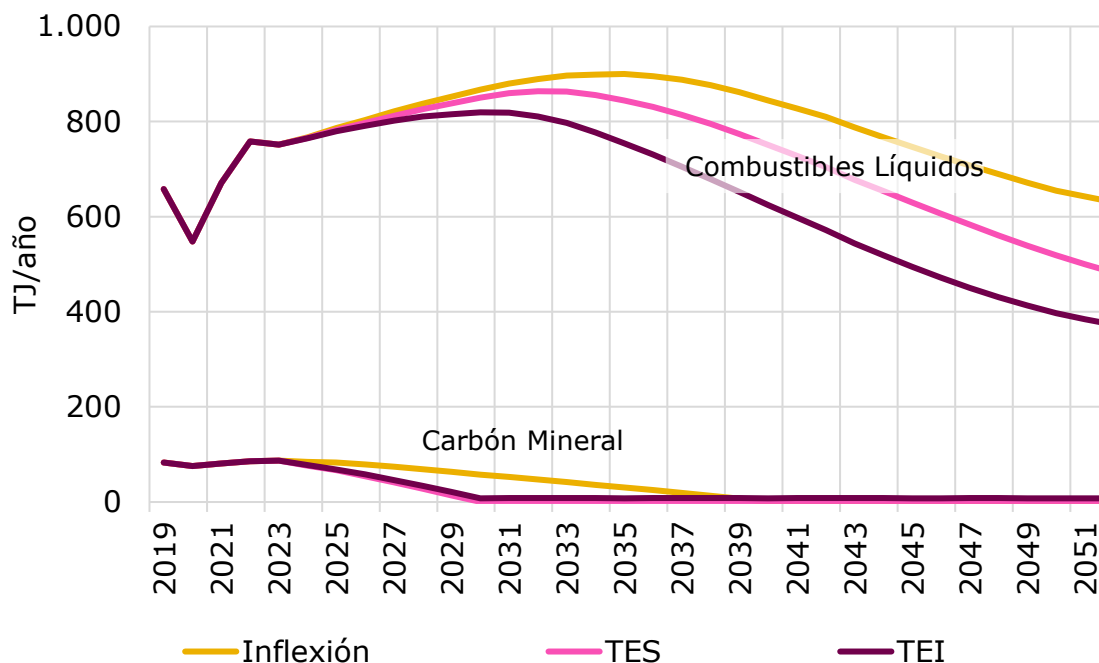
Gráfica 1-7: Prospectiva de consumo energético nacional, según escenarios PEN.

Fuente: UPME.

En los escenarios PEN se proyecta en el largo plazo primero incremento del consumo de los combustibles derivados del petróleo hasta la primera mitad de la próxima década, para después darse una rápida reducción de su consumo. En el caso del carbón mineral se prevé el decrecimiento inmediato de su consumo para que en la próxima década éste sea minimizado (ver **Gráfica 1-8**).

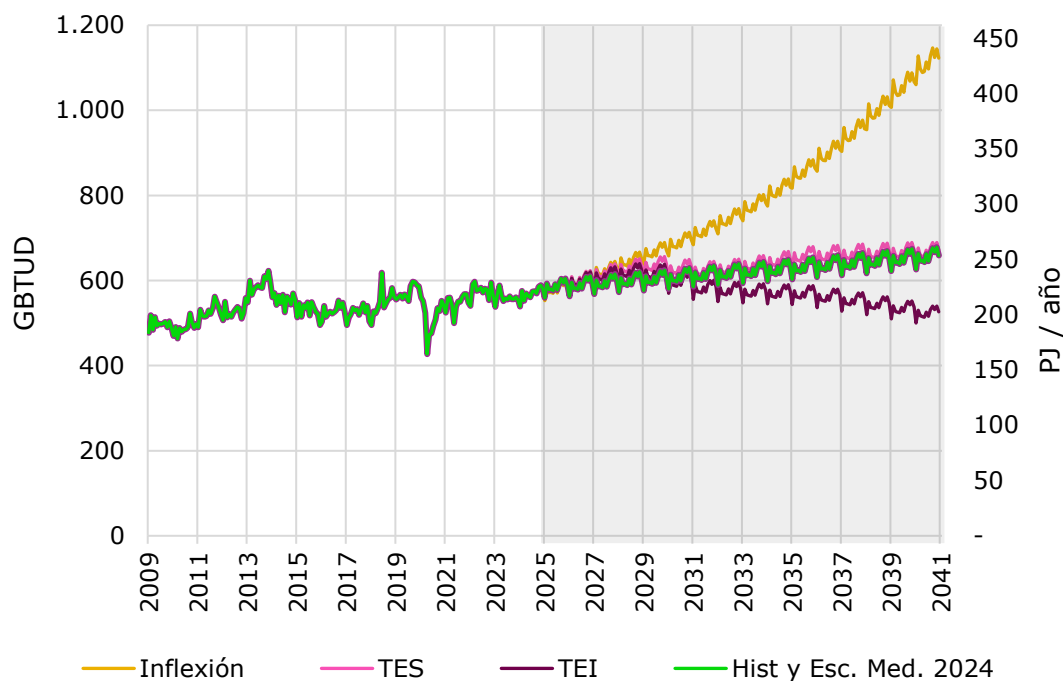
Para el gas natural, la banda de escenarios es muy amplia, planteándose los efectos de los posibles mayores cambios en la estructura energética del país. En el escenario de mayor demanda futura (inflexión), la sustitución de combustibles líquidos y carbón por gas natural implicaría un aumento de casi 600 GBTUD a 1100 GBTUD hacia el año 2040 (excluyendo refinerías y generación eléctrica). En el escenario de menor demanda proyectada, la electrificación sustitutiva del gas natural reduciría la demanda a cerca de 530 GBTUD a finales de la próxima década (ver **Gráfica 1-9**)⁸.

⁸ Ver nota de pie de página 7.



Gráfica 1-8: Prospectiva de consumo nacional de combustibles líquidos y carbón mineral, según escenarios PEN.

Fuente: UPME.

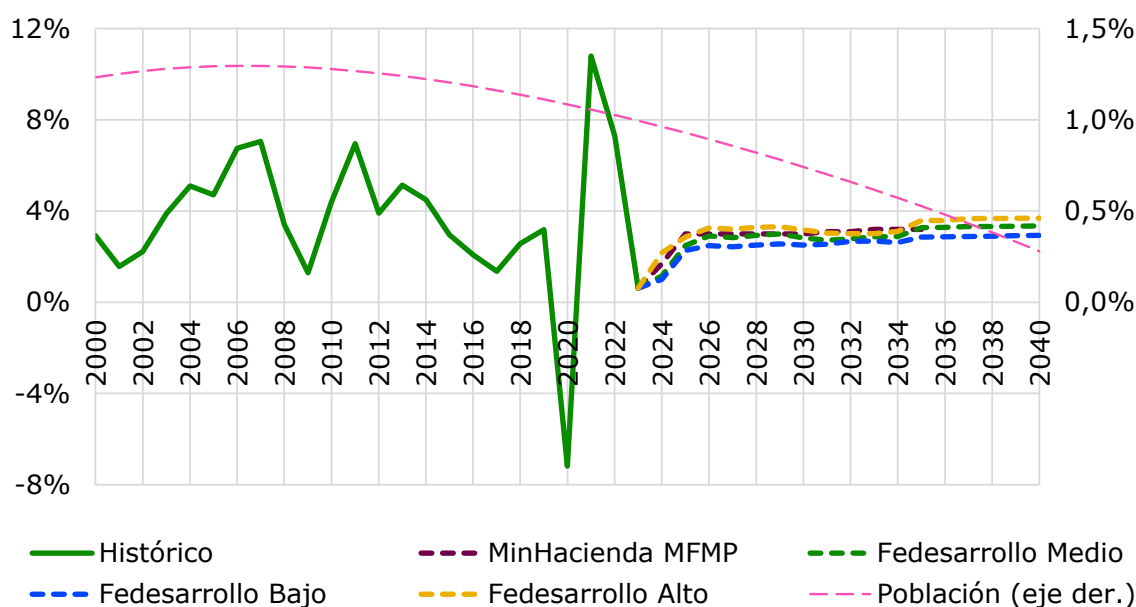


Gráfica 1-9: Prospectiva de consumo nacional de gas natural, según escenarios PEN (excluye el consumo para generación eléctrica y refinación)

Fuente: UPME.

1.2.2 Crecimiento económico y población nacional

El Banco de la República prevé que Colombia crecerá 2,6% en 2025 y 3,4% en 2026, de acuerdo con el último Informe sobre Política Monetaria⁹, alcanzando en este último año un nivel cercano al de su capacidad productiva. Para la próxima década (2025-2034), según proyecciones de Fedesarrollo¹⁰, la economía colombiana podría crecer 2,8% en promedio si sigue una transición energética gradual (escenario base). No obstante, considerando los escenarios alternativos de transición energética acelerada (escenario bajo) la economía podría crecer a un ritmo menor, cercano al 2,4%. Un escenario adicional de transición energética lenta (escenario alto), muestra cómo la economía podría crecer más de lo esperado a una tasa cercana al 3,0%, superando la prospectiva de MinHacienda en su Marco Fiscal de Mediano Plazo (ver **Gráfica 1-7b**)¹¹.

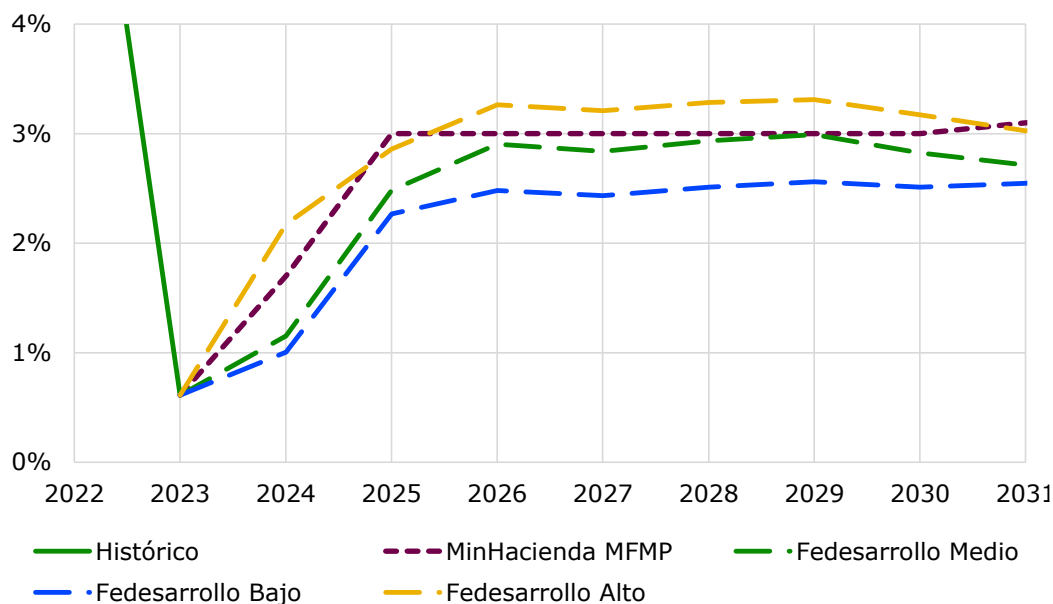


(a) Historia y proyección de largo plazo

⁹ Banco de la República. (2025). Informe de Política Monetaria - Enero de 2025. Disponible en: <https://www.banrep.gov.co/es/publicaciones-investigaciones/informe-politica-monetaria/enero-2025>

¹⁰ Fedesarrollo. (2023). Proyecciones macroeconómicas de la economía colombiana y análisis de la intensidad energética. Disponible en: <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/4560>

¹¹ La prospectiva de MinHacienda en su Marco Fiscal de Mediano Plazo de crecimiento del PIB nacional, graficada en este capítulo, se encuentra entre los escenarios Alto y Bajo de Fedesarrollo. Disponible en: <https://www.minhacienda.gov.co/politica-fiscal/documentos-planeacion-financiera/marco-fiscal-mediano-plazo>



(b) Proyección de mediano plazo

Gráfica 1-10: Historia y escenarios de crecimiento de la economía colombiana según MinHacienda (MFMP) y Fedesarrollo.

Fuente: UPME a partir de información DANE, MinHacienda y Fedesarrollo

Este crecimiento se verá afectado también por cambios en la población del país. Según proyecciones oficiales del DANE¹², el crecimiento de la población de Colombia podría ralentizarse en las próximas décadas (ver **Gráfica 1-10**), debido principalmente por la disminución en la tasa de natalidad y al envejecimiento de la población. Se proyecta que, para 2050, las personas de 65 años o más constituirán alrededor del 20% de la población total, duplicando el porcentaje actual¹³.

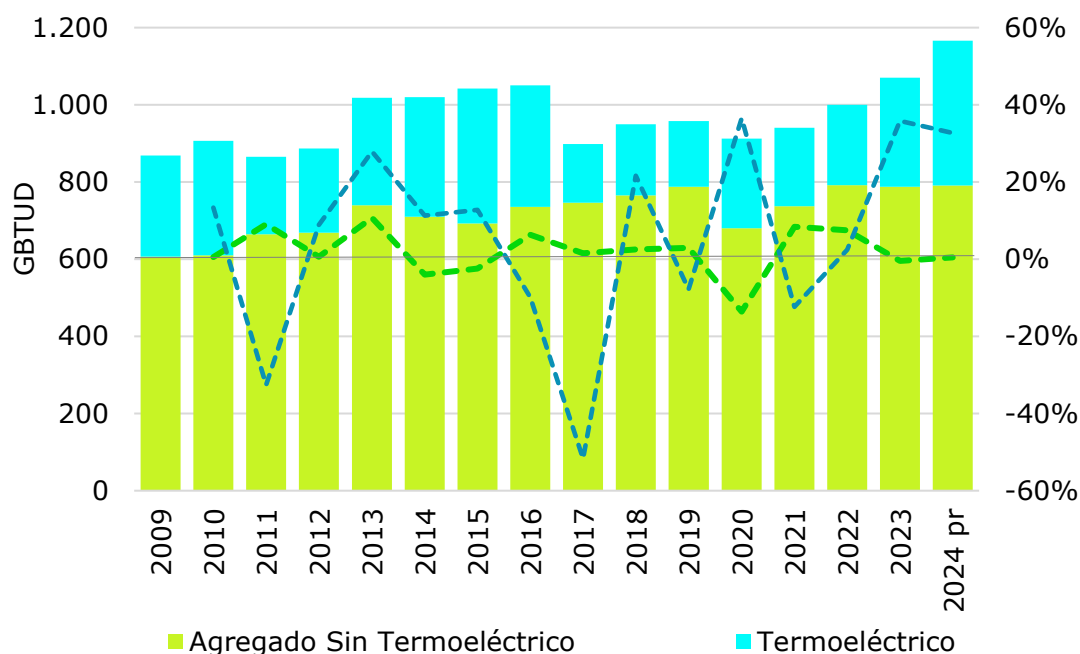
¹² DANE. (2025). Proyecciones y retroproyecciones de población nacional para el periodo 1950-2019 y 2020-2070 con base en el CNPV 2018. Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>

¹³ BBVA Research. (2025). El reloj demográfico avanza en Colombia. Disponible en: https://www.bbvarresearch.com/wp-content/uploads/2025/02/20250207_Columna_Demografia_MH.pdf

2. Comportamiento histórico de la demanda de gas natural

La **Gráfica 2-1** presenta la demanda anual histórica agregada de gas natural en Colombia en los últimos 15 años. En ésta puede verse, superada la pandemia del COVID, una estabilización en la demanda no termoeléctrica durante los dos últimos años. Entre los años 2009-23, la demanda no termoeléctrica ha crecido a una tasa media anual de 1.9%.

El consumo de gas natural para el sector termoeléctrico se caracteriza por su alta variabilidad asociada de manera inversa de los aportes hidrológicos al Sistema Interconectado Nacional (SIN); en particular, para los años 2015-16 y 2024 se estiman consumos de 349 y 375 GBTUD¹⁴, situación asociada al Fenómeno de El Niño.

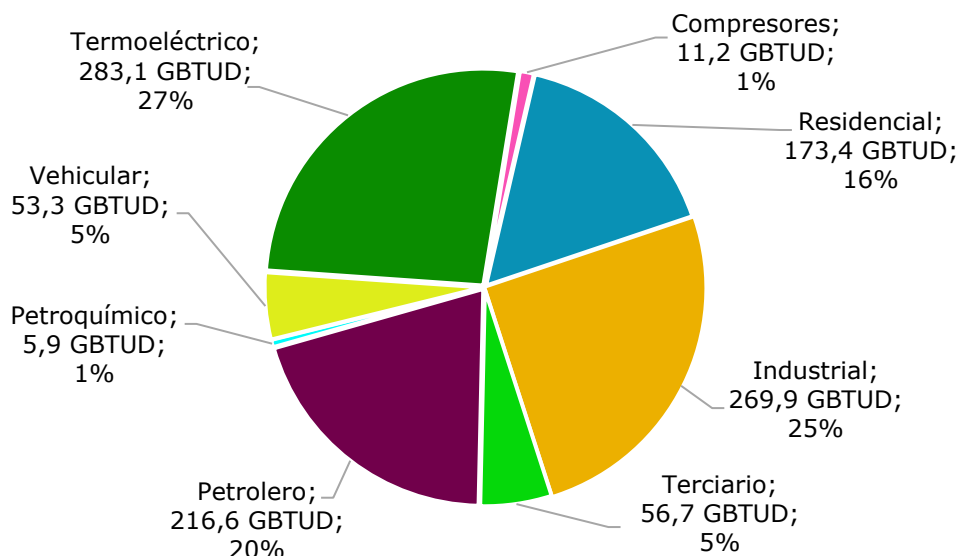


Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Ecopetrol

Gráfica 2-1: Evolución histórica de la demanda agregada no termoeléctrica y termoeléctrica de gas natural

¹⁴ Para los mismos años se registraron consumos de combustibles líquidos para generación eléctrica, en gran parte como sustituto de gas natural, por cerca de 53 y 19 GBTUD, respectivamente. Información disponible en: <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/ConsumoCombustible.aspx>

Para el año 2023 el consumo medio de gas natural se estimó en 1070 GBTUD, distribuidos según se expone en la **Gráfica 2-2**. Donde el sector secundario (industrial, petrolero-petroquímico y termoeléctrico) da cuenta de casi $\frac{3}{4}$ del consumo de este combustible.

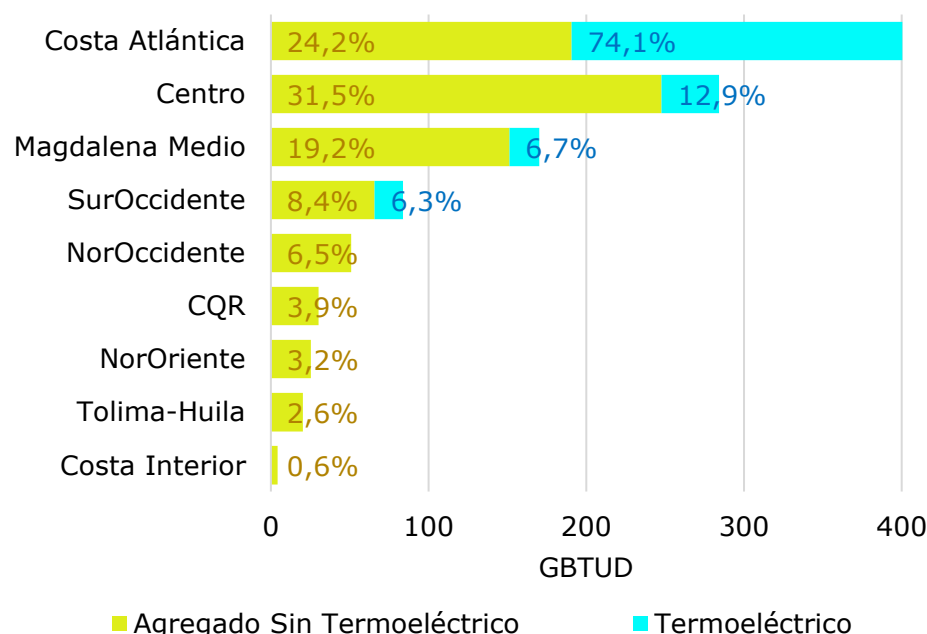


Gráfica 2-2: Participación de cada uno de los sectores de consumo de gas natural, durante el 2023

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Ecopetrol

Así mismo, teniendo en cuenta que el uso del gas natural es la transformación productiva, su consumo se da en las principales capitales del país donde se ubican las mayores industrias. Sobresale la alta demanda para generación termoeléctrica de la Costa Atlántica que concentra casi $\frac{3}{4}$ partes de generación nacional con este combustible (ver **Gráfica 2-3**).¹⁵

¹⁵ Ver distribución regional en numeral 3.1.



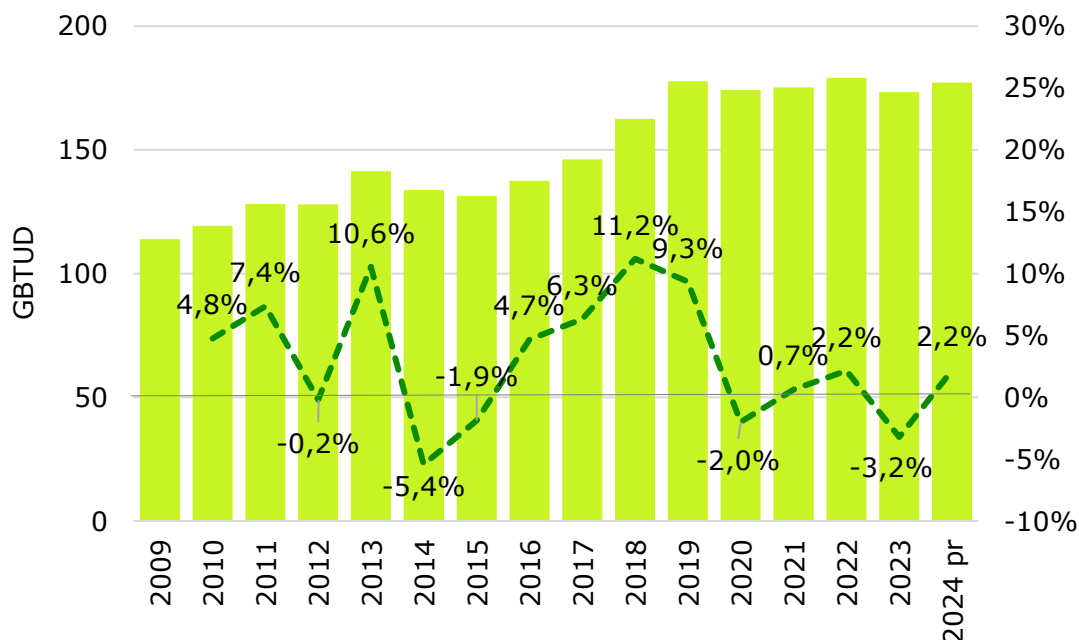
Gráfica 2-3: Participación regional en la demanda nacional de gas natural

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Ecopetrol

2.1 Sector Residencial

Entre los años 2009-23 este sector ha mantenido una tendencia neta creciente de demanda a una tasa media anual de 3.0%, mientras el número de usuarios que hacen uso de este energético para cocción lo ha hecho a una tasa de cerca de 5.5%¹⁶. La diferencia puede atribuirse a la reducción del número de personas por hogar que implica una reducción sucesiva del consumo de gas combustible de cada hogar y a cambios en los hábitos de consumo de éstos. Para el año 2024 se estima que 11 millones de hogares consumen este energético. Ver **Gráfica 2-4**.

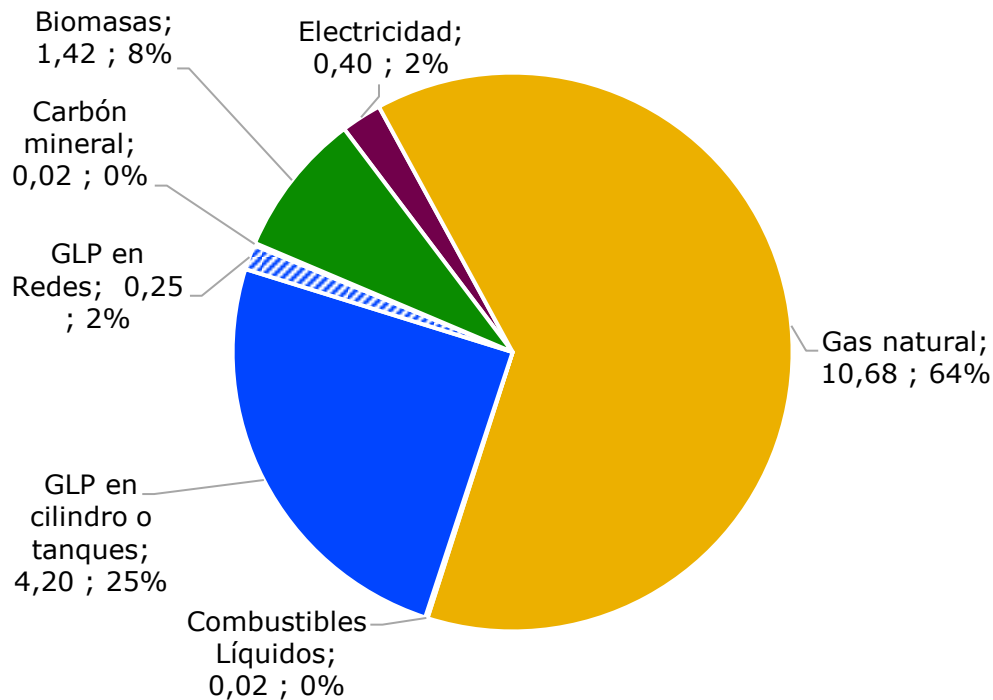
¹⁶ Información disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/calidad-de-vida-ecv>



Gráfica 2-4: Evolución histórica de la demanda de gas natural residencial

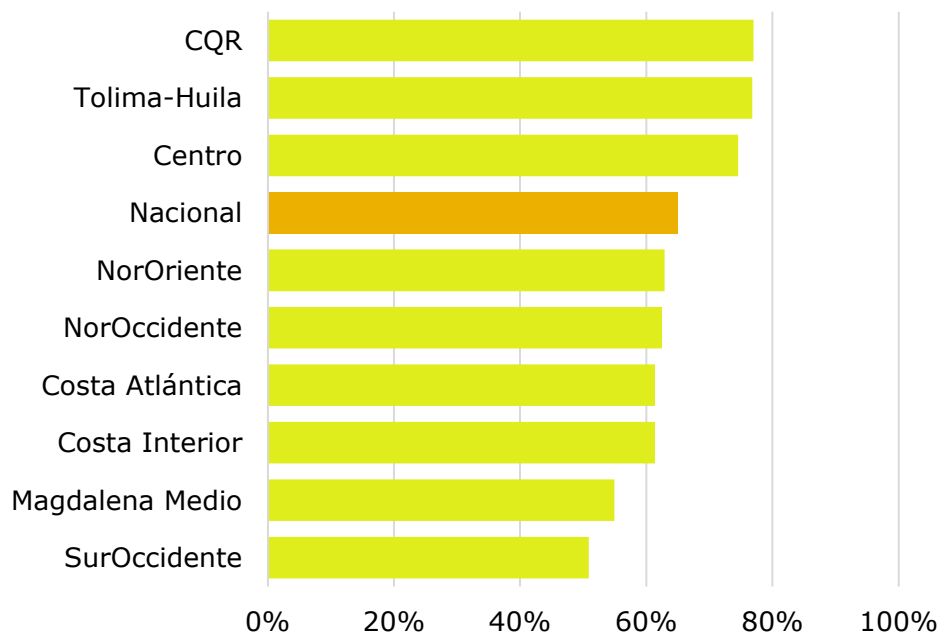
Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra

Para el año 2023 se estima la cobertura nacional del servicio de gas natural en casi 64% con casi 11 millones de hogares, seguida de otros combustibles como el GLP y las biomasas (ver **Gráfica 2-5**). No obstante, se tiene un grado de divergencia entre regiones el cual estaría asociado a la evolución histórica de la infraestructura de este combustible, grado de urbanización y concentración de la población, precio del servicio, etc. (ver **Gráfica 2-6**).



Gráfica 2-5: Participación de los energéticos para cocción en los hogares, año 2023

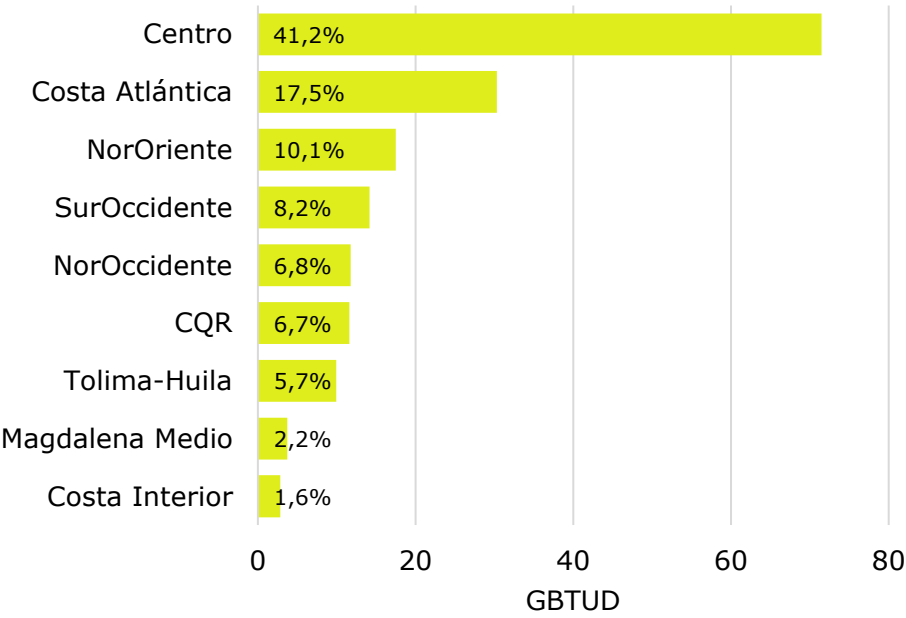
Fuente: UPME a partir de información del DANE y SUI-SSPD



Gráfica 2-6: Cobertura regional del servicio de gas natural, año 2023

Fuente: UPME a partir de información del DANE y SUI-SSPD

Teniendo en cuenta al carácter urbano del servicio de gas natural, la demanda del sector residencial se concentra en los grandes centros poblados (ver **Gráfica 2-7**).

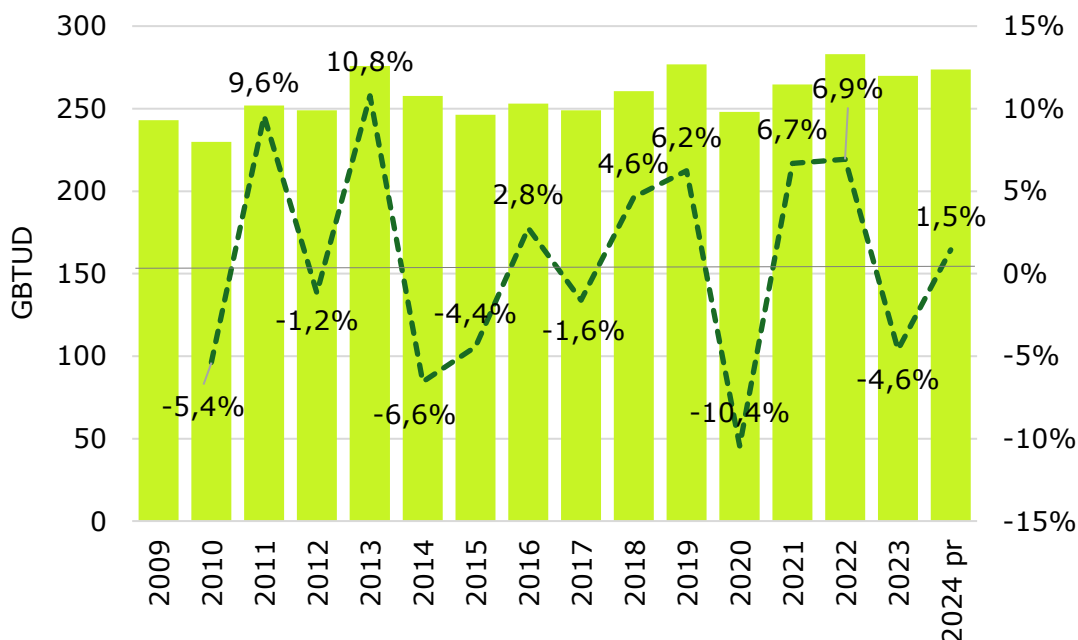


Gráfica 2-7: Participación regional de la demanda de gas natural residencial, año 2023

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

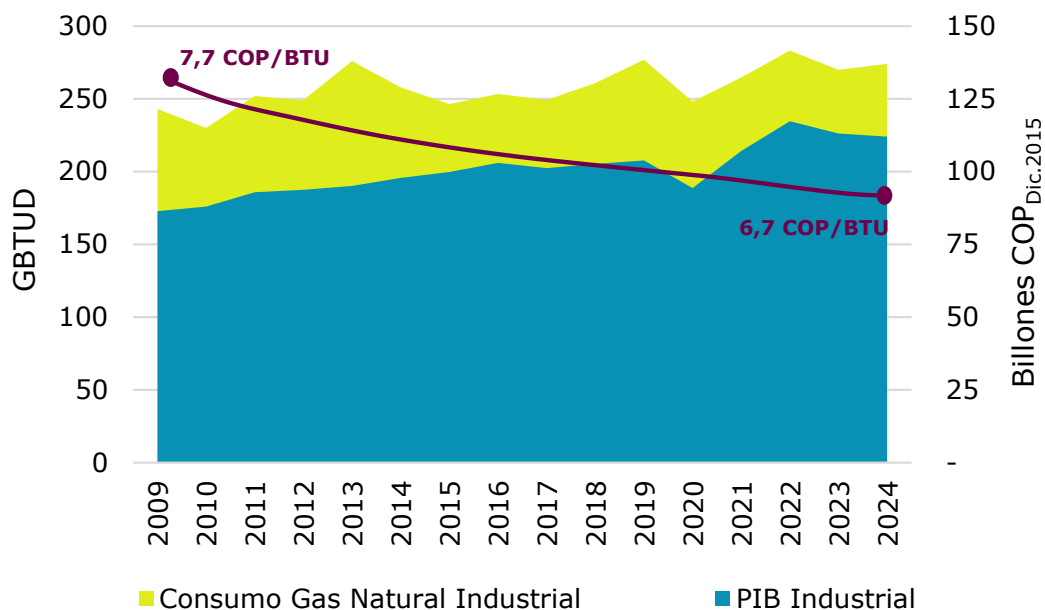
2.2 Sector Industrial

Entre los años 2009-23 este sector ha mantenido una tendencia neta creciente de demanda a una tasa de crecimiento media anual de 0.8%. Por otra parte, se estima que el crecimiento del PIB industrial para el mismo periodo ha sido de 1.9%. Ver **Gráfica 2-8**. Consecuencia del mayor crecimiento del PIB Industrial que del consumo de gas natural del sector, se estima que la intensidad energética relativa al gas natural viene decreciendo sostenidamente, de manera que para el año 2024 esta magnitud se estima en 6.7 COP/BTU (ver **Gráfica 2-9**).



Gráfica 2-8: Evolución histórica de la demanda de gas natural industrial

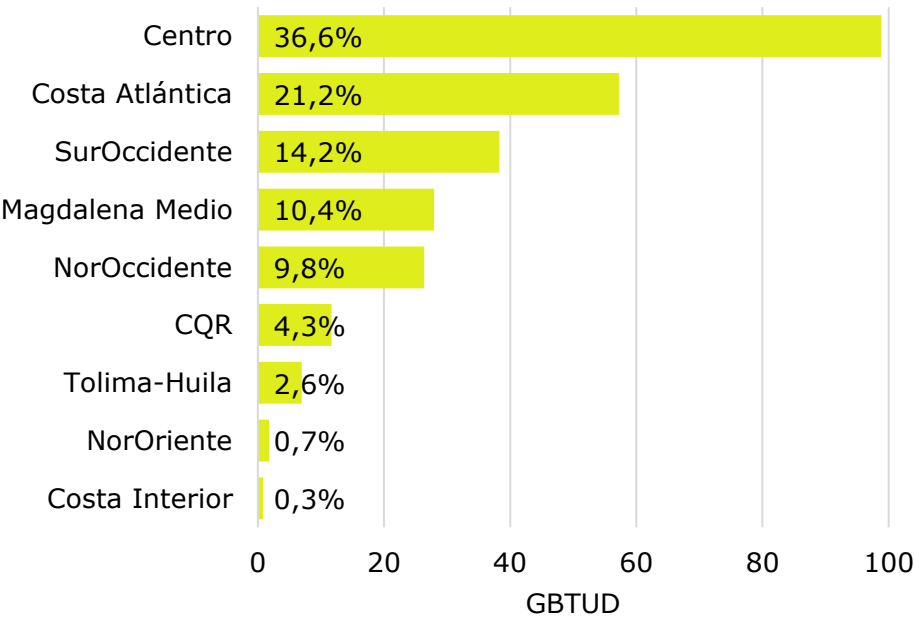
Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra



Gráfica 2-9: Evolución histórica de la demanda de gas natural industrial y del PIB Industrial

Fuente: UPME a partir de información del DANE y Gestor del Mercado de Gas Natural

Teniendo en cuenta que las grandes capitales alojan las industrias en sus diferentes tamaños, la demanda del sector casi que mantiene la distribución regional observada a escala nacional (ver **Gráfica 2-10**).

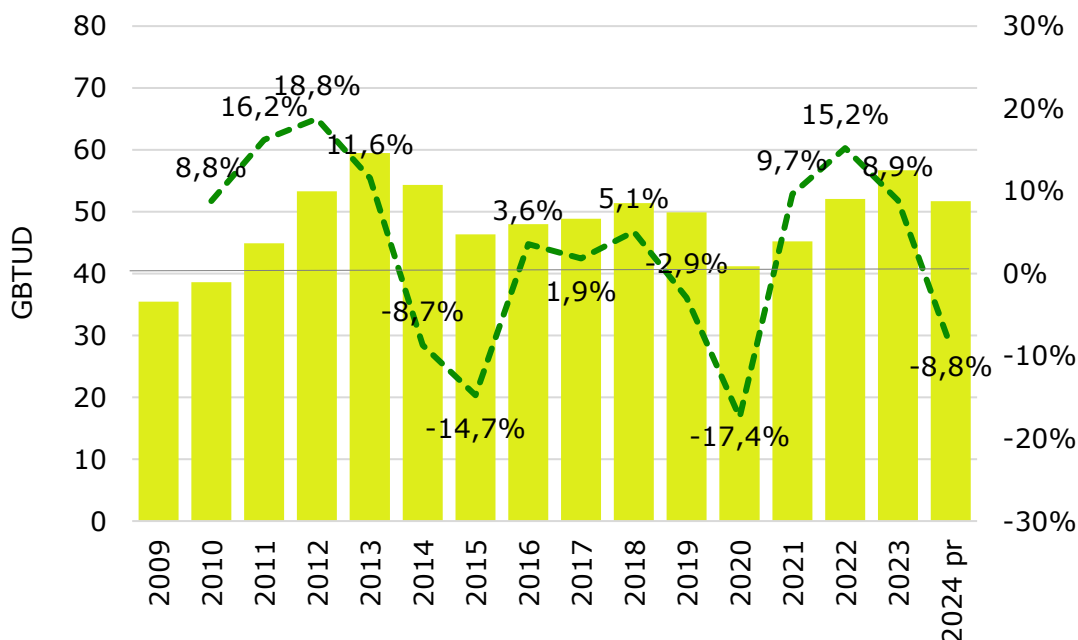


Gráfica 2-10: Participación regional de la demanda de gas natural industrial, año 2023

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

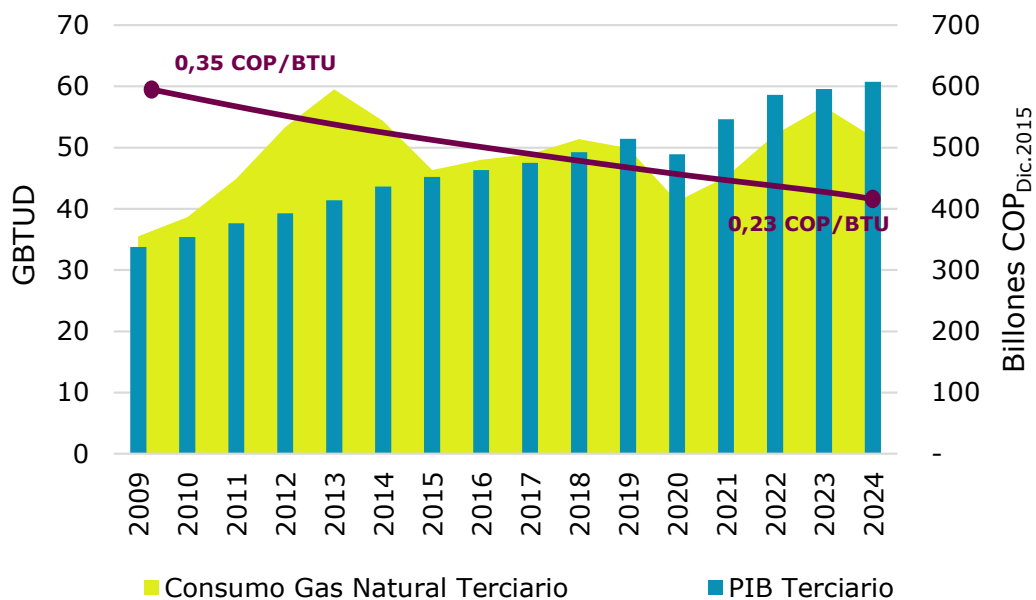
2.3 Sector Terciario (comercial y otros)

Entre los años 2009-23 este sector ha mantenido una tendencia neta creciente de demanda a una tasa de crecimiento media anual de 3.4%. Por otra parte, se estima que el crecimiento del PIB Terciario para el mismo periodo ha sido de 4.1%. Ver **Gráfica 2-11**. Consecuencia del mayor crecimiento del PIB Terciario que del consumo de gas natural del sector, se estima que la intensidad energética relativa al gas natural viene decreciendo sostenidamente, de manera que para el año 2024 esta magnitud se estima en 0,23 COP/BTU (ver **Gráfica 2-12**).



Gráfica 2-11: Evolución histórica de la demanda de gas natural terciaria

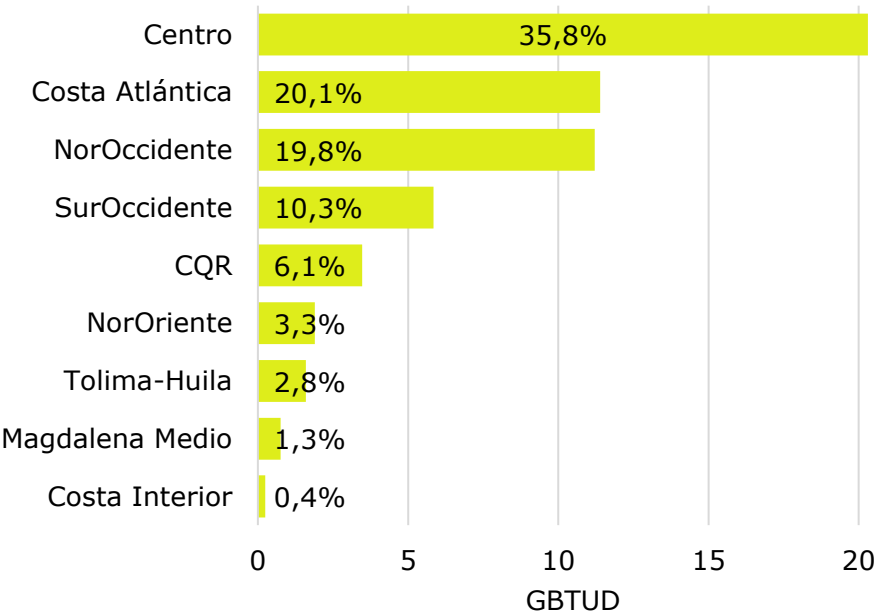
Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra



Gráfica 2-12: Evolución histórica de la demanda de gas natural terciario y del PIB terciario

Fuente: UPME a partir de información del DANE, Concentra y Gestor del Mercado de Gas Natural

Teniendo en cuenta que las grandes capitales alojan agentes prestadoras de servicios, la demanda del sector casi que mantiene la distribución regional observada a escala nacional (ver **Gráfica 2-13**).

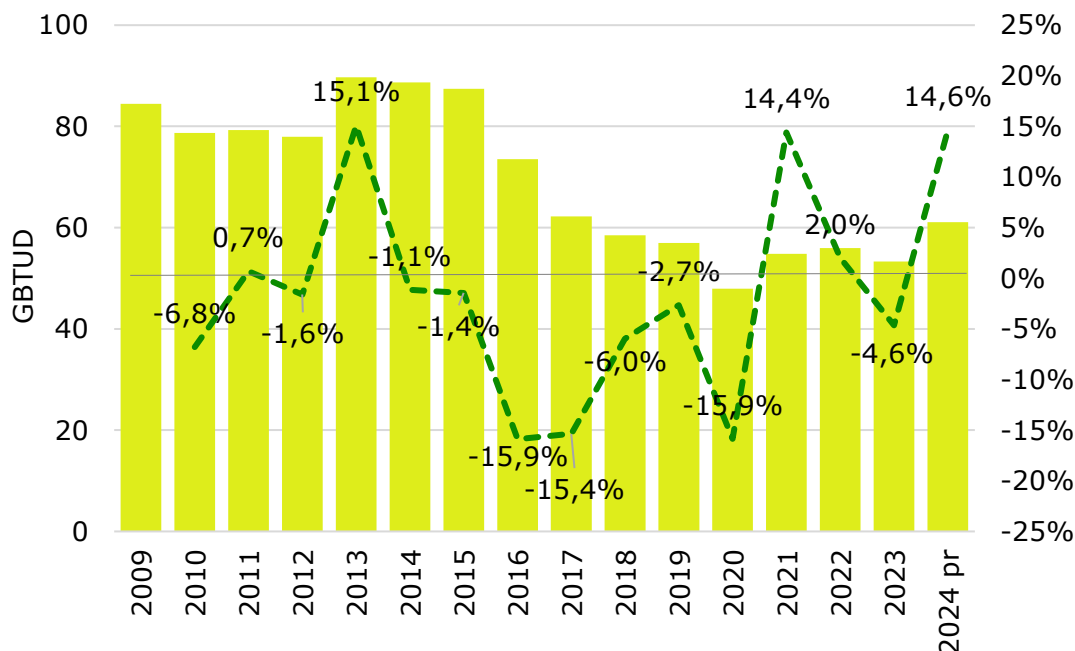


Gráfica 2-13: Participación regional de la demanda de gas natural terciaria, año 2023

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

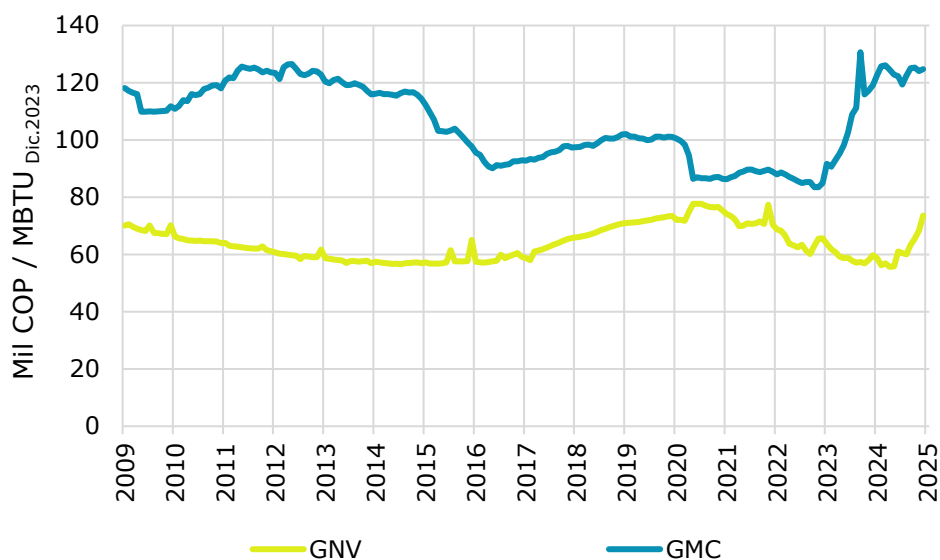
2.4 Sector Vehicular

Entre los años 2013-23 este sector ha mantenido una tendencia neta decreciente de demanda a una tasa media anual de 5% anual (ver **Gráfica 2-14**), lo cual estadísticamente se ha asociado a su pérdida de competitividad frente a la gasolina corriente. Esto relacionado con la reducción del precio real de la gasolina respecto del precio real del GNV (ver **Gráfica 2-15**). Durante el año 2023 se dio el incremento del precio de la gasolina, mostrándose para el año 2024 un crecimiento de la demanda de GNV, posibilitando que el GNV aumente la demanda en el mediano plazo.



Gráfica 2-14: Evolución histórica de la demanda de gas natural vehicular

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra



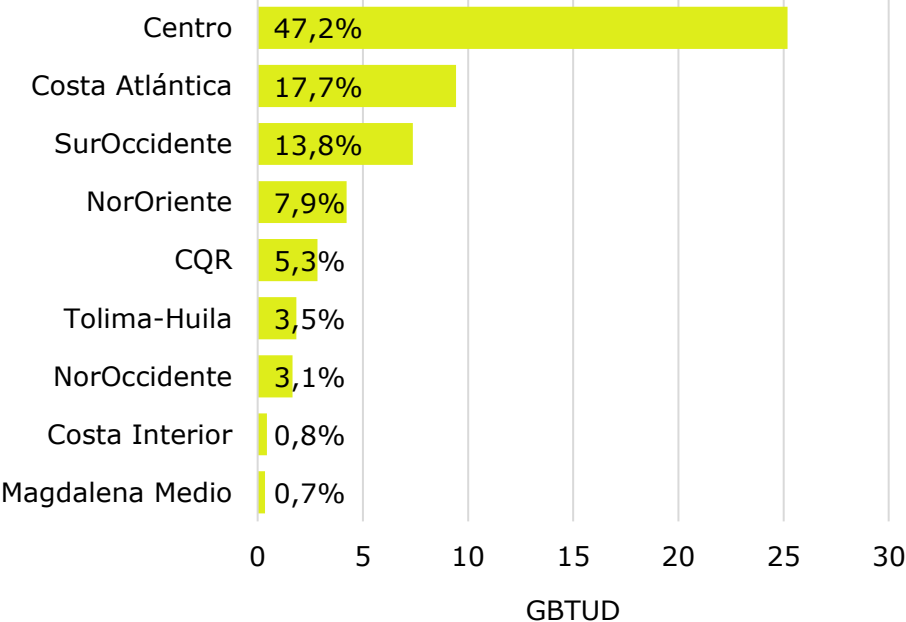
Gráfica 2-15: Evolución histórica de los precios al usuario final de gas natural vehicular y de la gasolina corriente.

Fuente: UPME a partir SICOM¹⁷

¹⁷ Información disponible en:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiOGIzM2MwYTltMjZkMC00YjI5LWJmYjYtYW11ZTUyYTU1ODMyliwidCI6ImM5ODBiNDUwLTBiNWMTNDhiYy1iZDFhLTBiOTFjYWJjODRiYyIsImMiOiR9 y>

Teniendo en cuenta que las grandes capitales alojan la mayoría del parque automotor, la demanda del sector casi que mantiene la distribución regional observada a escala nacional (ver **Gráfica 2-16**).



Gráfica 2-16: Participación regional de la demanda de gas natural vehicular, año 2023

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

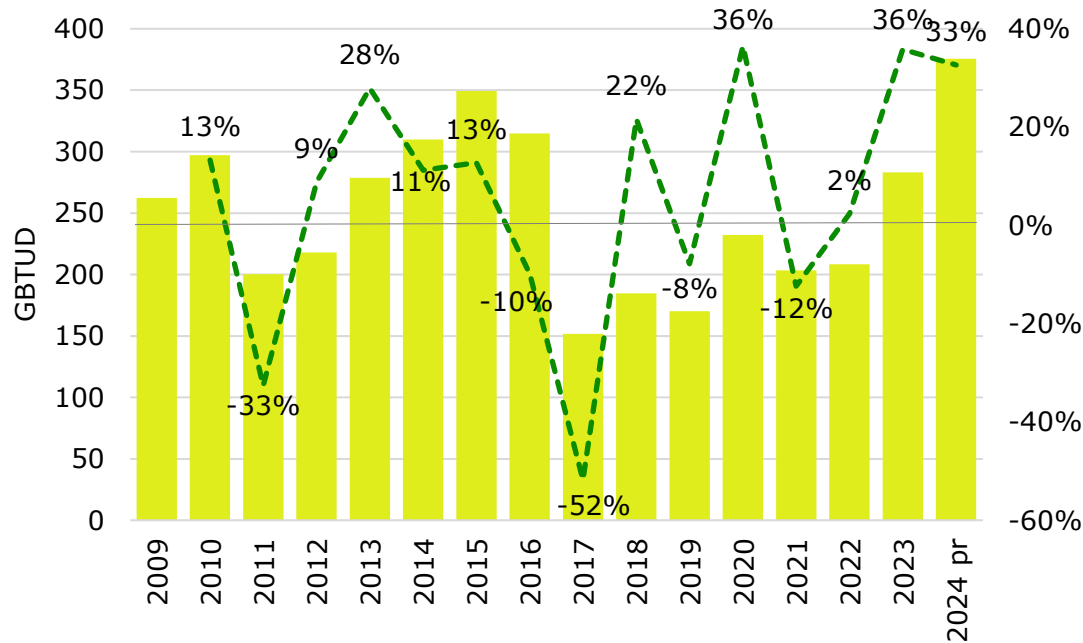
2.5 Sector Termoeléctrico

Entre los años 2013-23 este sector ha mantenido una tendencia irregular, marcada por la variación en los aportes hidrológicos al SIN (ver **Gráfica 2-14**). Si bien el consumo medio anual durante el año 2024 se estima en casi 375 GBTUD, en el mes abril el consumo fue de 540 GBTUD de gas natural y 67 GBTUD de combustibles líquidos (como sustituto del gas natural)¹⁸.

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoieGEzYjY2MzktZDY3Ni00OTVhLTk5NzEtZmQ0NWVM3M2U1NGlxiwidCI6ImM5ODBlNDEwLTBiNWVtNDhiYy1iZDFhLThiOTFjYWVjODRiYyIsImMiOiR9>

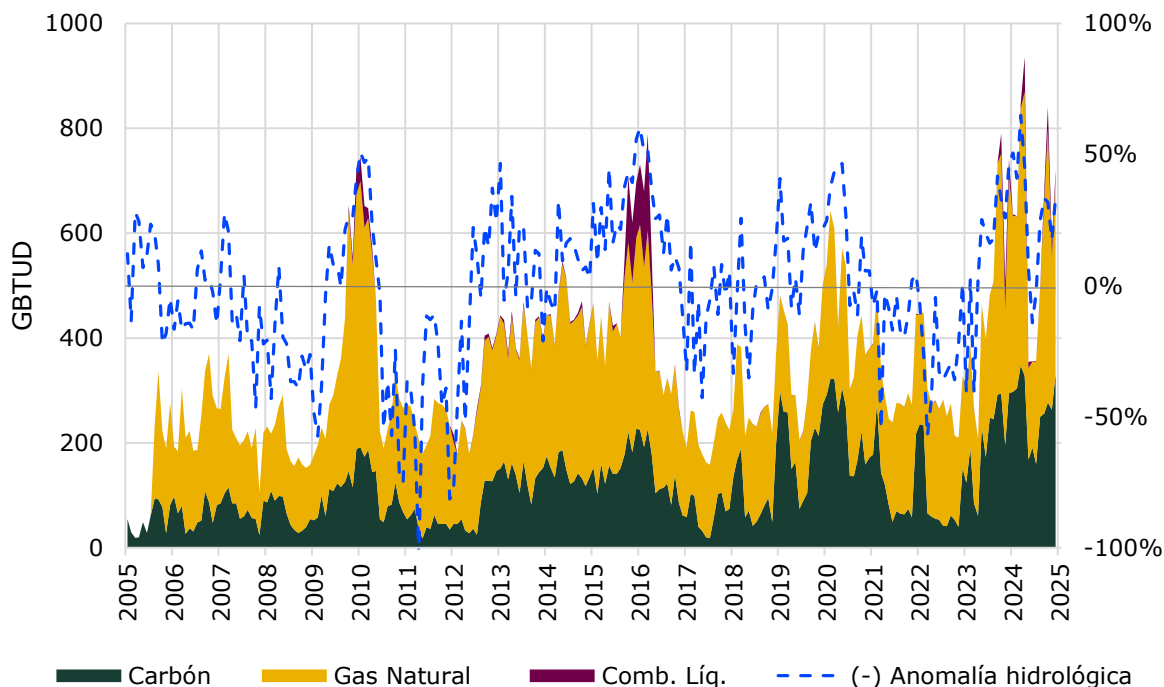
¹⁸ A escala mayor, en particular para el día 25 de abril de 2024 se registró un consumo de 624 GBTU de gas natural y 111 GBTU de combustibles líquidos (como sustituto del gas natural). Información disponible en <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/ConsumoCombustible.aspx>

La **Gráfica 2-18** expone el consumo de combustibles del SIN y la anomalía de aportes hidrológicos (diferencia porcentual respecto del promedio histórico mensual) pero con signo negativo (para facilitar su visualización). En esta puede verse como en los meses más severos los aportes hidrológicos han llegado a reducirse a casi la mitad, exigiendo demandas de combustible como las antes mencionadas.



Gráfica 2-17: Evolución histórica de la demanda de gas natural para generación eléctrica.

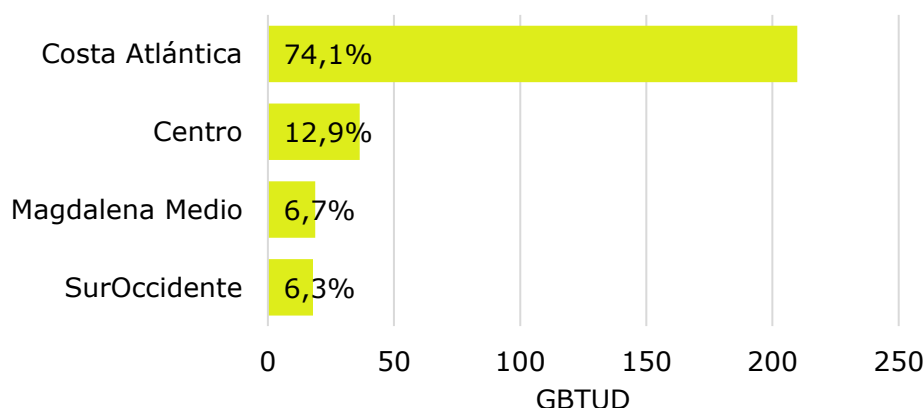
Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra



Gráfica 2-18: Evolución histórica de los precios al usuario final de gas natural vehicular y de la gasolina corriente.

Fuente: UPME a partir XM

Teniendo en cuenta que la mayor parte de la capacidad instalada de generación eléctrica que tiene como fuente primaria gas natural está en la Costa Atlántica, históricamente esta región (ver **Gráfica 2-19**) concentra la mayor demanda, seguido de la región Centro que tiene su generación en los Llanos Orientales.



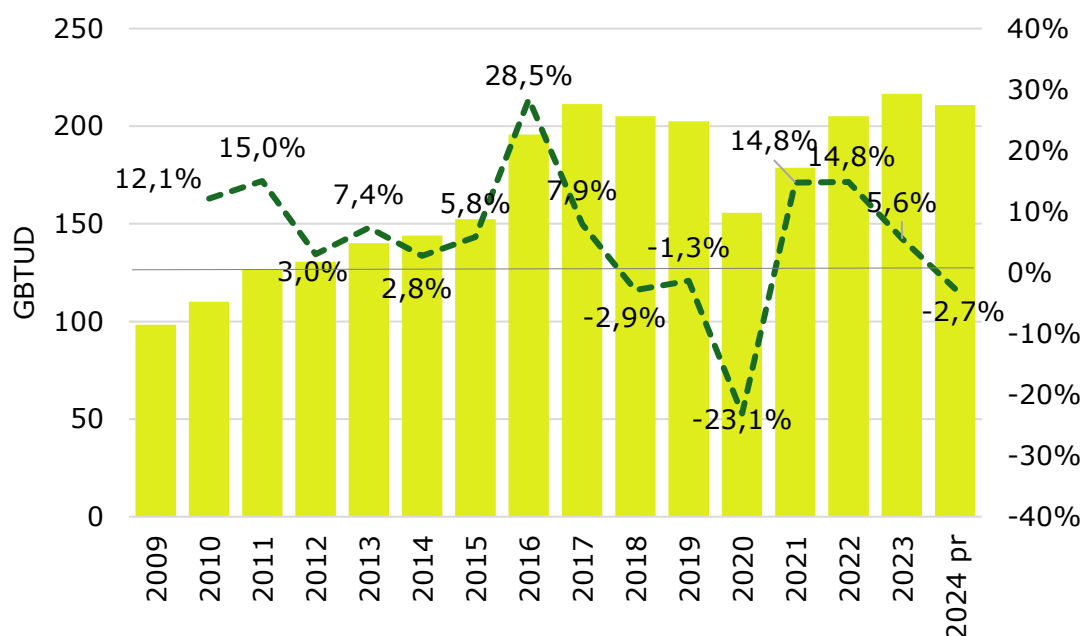
Gráfica 2-19: Participación regional de la demanda de gas natural termoeléctrico, año 2023

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural

2.6 Sector Petrolero

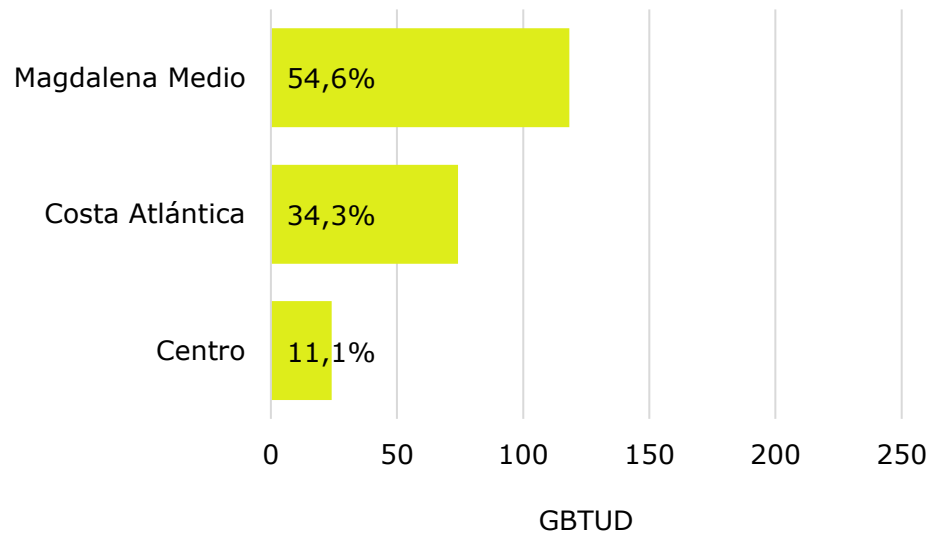
Para el sector petrolero se tiene que la demanda ha estado, tras la entrada en operación de Reficar en el año 2016, casi estable, exceptuando por el periodo de la pandemia del COVID, donde la demanda de combustibles líquidos (producto de la refinación de petróleo) se redujo (ver **Gráfica 2-20**).

La demanda de este sector se concentra en las regiones de Magdalena Medio y Costa Atlántica (ver **Gráfica 2-21**), para de refinerías de Barrancabermeja y Cartagena (Reficar), además de cargas asociadas a la producción de hidrocarburos también en la región del Magdalena Medio y en los Llanos Orientales (Centro).



Gráfica 2-20: Evolución histórica de la demanda de gas natural para el sector petrolero.

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural, Concentra y Ecopetrol

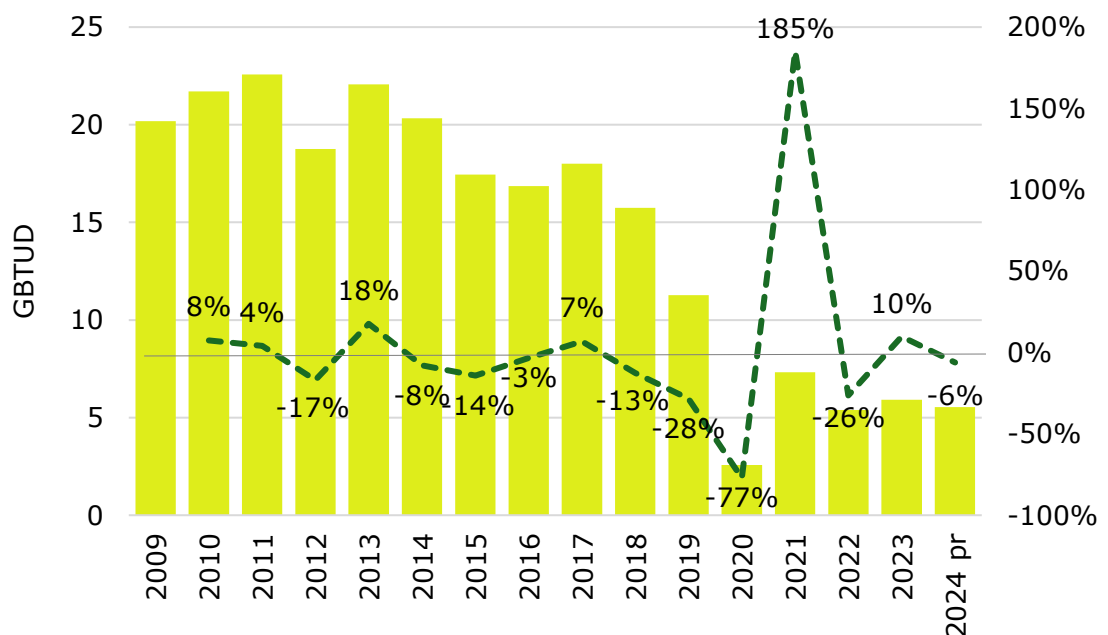


Gráfica 2-21: Participación regional de la demanda de gas natural para el sector petrolero, año 2023

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Ecopetrol

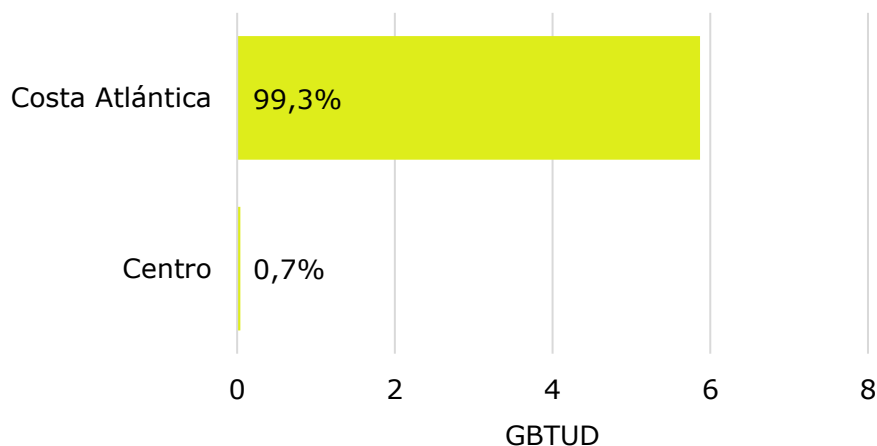
2.7 Sector Petroquímico

La demanda de este sector, que constituiría en la actualidad cerca de 0.5% del agregado nacional, se ha mantenido estable desde el año 2021 y se concentra principalmente en la Costa Atlántica (ver **Gráfica 2-22** y **Gráfica 2-23**).



Gráfica 2-22: Evolución histórica de la demanda de gas natural para el sector petroquímico.

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra

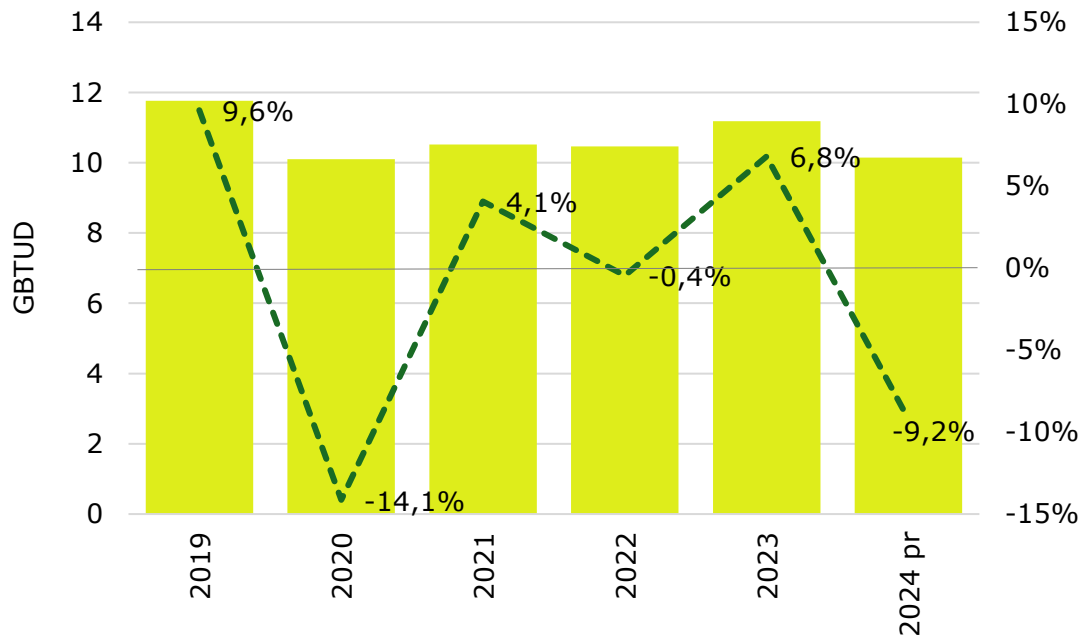


Gráfica 2-23: Participación regional de la demanda de gas natural para el sector petroquímico, año 2023

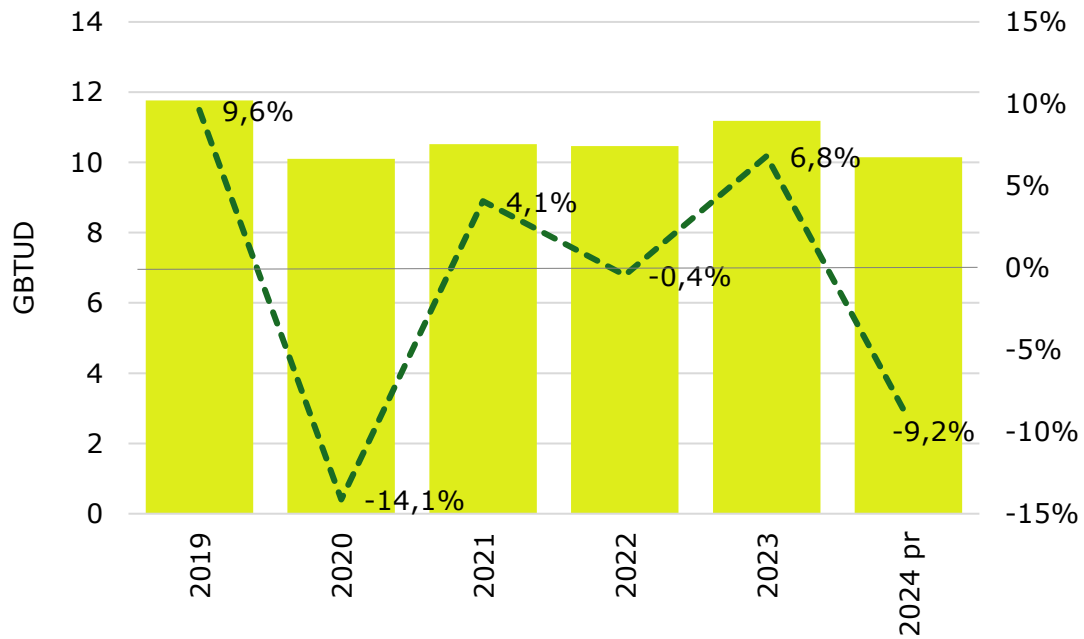
2.8 Sector Compresores y Bombeo

En este apartado se incluyen el consumo de gas natural de compresores del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (gasoductos) y, en segundo lugar, del consumo para estaciones de bombeo para transporte de crudo y derivados (oleoductos y poliductos). Este consumo que constituye cerca del 1% de la demanda

agregada del país, ha permanecido estable en los últimos años (ver



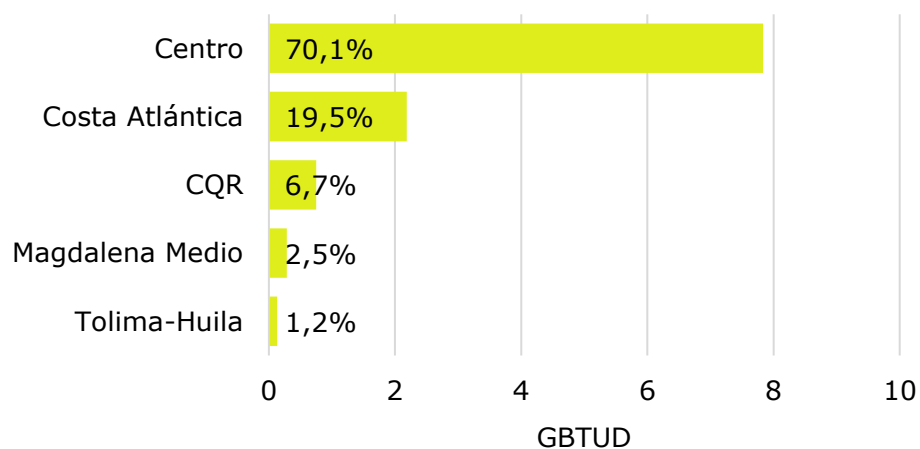
Gráfica 2-24).



Gráfica 2-24: Evolución histórica de la demanda de gas natural para el sector compresores y bombeo.

Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Cenit

Este consumo se concentra en la región Centro (compresores del gasoducto El Porvenir – Vasconia, y estaciones de bombeo de crudo de los Llanos Orientales).



Gráfica 2-25: Participación regional de la demanda de gas natural para el sector petrolero, año 2023

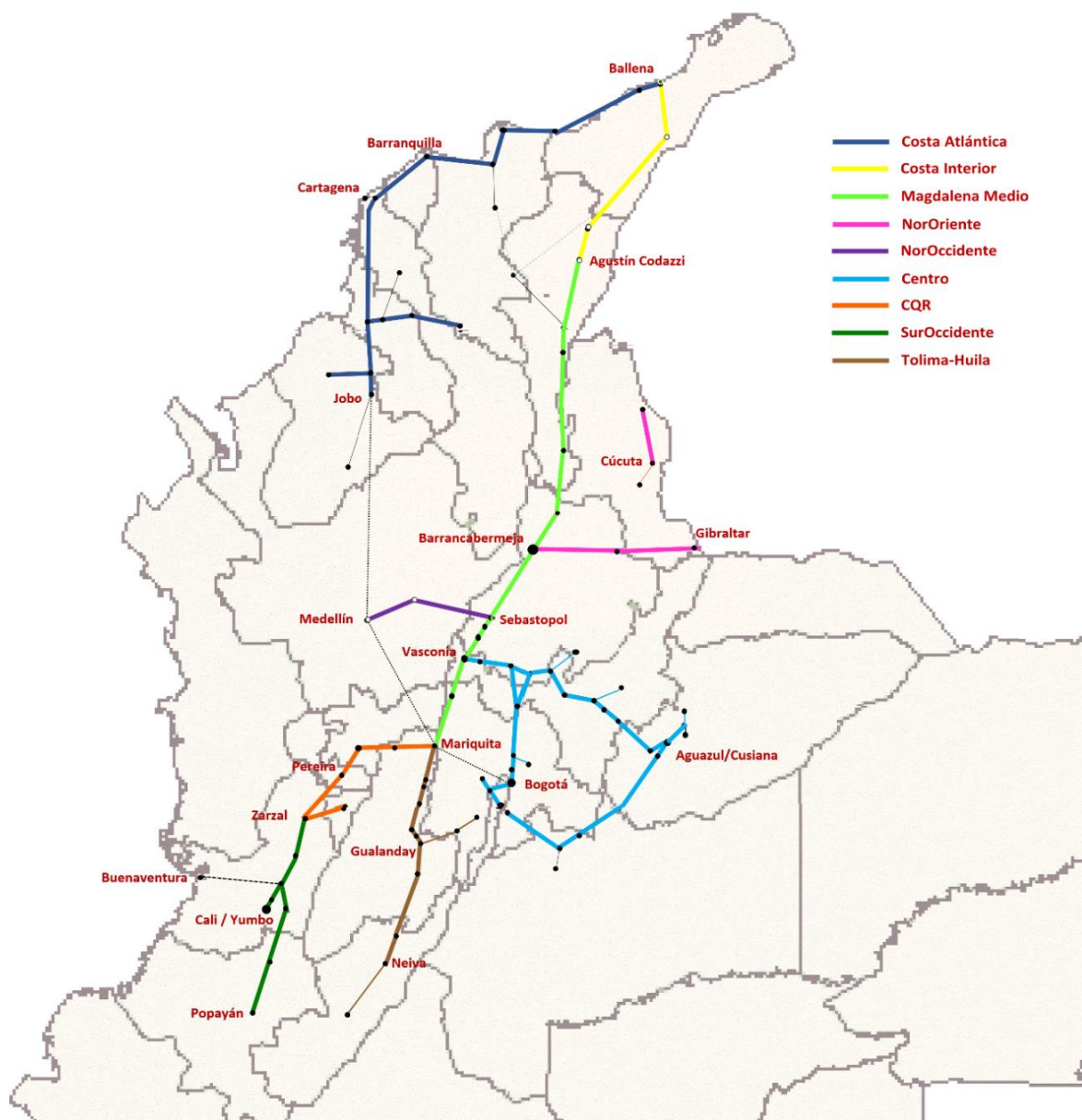
Fuente: UPME a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural y Cenit

3. Construcción de Escenarios

3.1 Distribución geográfica

Con arreglo al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNTGN) y con el propósito de estimar los beneficiarios potenciales de obras de infraestructura, la demanda nacional se divide en nueve regiones y 105 nodos. A continuación, la **Gráfica 3-1**, presenta la división regional utilizada.

Para realizar la desagregación a regiones se asocia a las estaciones de salida del SNTGN el nodo más cercano, perteneciente a una región en particular. Este arreglo se expone en la **Tabla 3-1**.



Gráfica 3-1: Distribución en regiones para la proyección de demanda de gas natural, con arreglo al SNTGN

Fuente: UPME a partir de información Promigas y TGI.

	Ubicación			Nodo	Región
	Código DANE	Municipio	Departamento		
1	85010	AGUAZUL	CASANARE	AGUAZUL	CENTRO
2	85440	VILLANUEVA	CASANARE	BARRANCA DE UPIA	
3	11001	BOGOTA, D.C.	BOGOTA, D.C.	BOGOTA	
4	25126	CAJICA	CUNDINAMARCA	CAJICA	
5	15106	BRICENO	BOYACA	CALDAS	
6	25200	COGUA	CUNDINAMARCA	COGUA	
7	25530	PARATEBUENO	CUNDINAMARCA	CUMARAL	
8	85162	MONTERREY	CASANARE	EL PORVENIR	
9	25269	FACATATIVA	CUNDINAMARCA	FACATATIVA	
10	50313	GRANADA	META	GRANADA	
11	15367	JENESANO	BOYACA	JENESANO	
12	68377	LA BELLEZA	SANTANDER	LA BELLEZA	
13	15455	MIRAFLORES	BOYACA	MIRAFLORES	
14	85162	MONTERREY	CASANARE	MONTERREY	
15	25473	MOSQUERA	CUNDINAMARCA	MOSQUERA	
16	68572	PUENTE NACIONAL	SANTANDER	PUENTE NACIONAL	
17	25754	SOACHA	CUNDINAMARCA	SOACHA	
18	15759	SOGAMOSO	BOYACA	SOGAMOSO	
19	85001	YOPAL	CASANARE	TERMICAS YOPAL	
20	50001	VILLAVICENCIO	META	TERMOOCCOA	
21	25817	TOCANCIPA	CUNDINAMARCA	TOCANCIPA	
22	15001	TUNJA	BOYACA	TUNJA	
23	11001	BOGOTA, D.C.	BOGOTA, D.C.	USME	
24	15572	PUERTO BOYACA	BOYACA	VASCONIA	
25	15407	VILLA DE LEYVA	BOYACA	VILLA DE LEYVA	
26	50001	VILLAVICENCIO	META	VILLAVICENCIO	
27	85001	YOPAL	CASANARE	YOPAL	
28	44560	MANAURE	LA GUAJIRA	BALLENA	COSTA ATLANTICA
29	8001	BARRANQUILLA	ATLANTICO	BARRANQUILLA	
30	13244	EL CARMEN DE BOLIVAR	BOLIVAR	CARMEN DE BOLIVAR	
31	13001	CARTAGENA	BOLIVAR	CARTAGENA	
32	23466	MONTelibano	CORDOBA	CERROMATOSO	
33	47189	CIENAGA	MAGDALENA	CIENAGA	
34	70215	COROZAL	SUCRE	COROZAL	
35	47058	ARAGUANI	MAGDALENA	EL DIFICIL	
36	47288	ARACATACA	MAGDALENA	FUNDACION	
37	23068/23570	AYAPEL/PUEBLO NUEVO	CORDOBA	JOBO	
38	13001	CARTAGENA DE INDIAS	BOLIVAR	MAMONAL	
39	13468	MOMPOX	BOLIVAR	MOMPOX	
40	23001	MONTERIA	CORDOBA	MONTERIA	
41	44090	DIBULLA	LA GUAJIRA	PALOMINO	
42	13001	CARTAGENA DE INDIAS	BOLIVAR	PROELECTRICA	
43	13001	CARTAGENA DE INDIAS	BOLIVAR	REFICAR	
44	44001	RIOHACHA	LA GUAJIRA	RIOHACHA	
45	23660	SAHAGUN	CORDOBA	SAHAGUN	
46	70717	SAN PEDRO	SUCRE	SAN PEDRO	
47	47001	SANTA MARTA	MAGDALENA	SANTA MARTA	
48	70001	SINCELEJO	SUCRE	SINCELEJO	
49	8001	BARRANQUILLA	ATLANTICO	TEBSA	
50	23068/23570	AYAPEL/PUEBLO NUEVO	CORDOBA	TERMICAS JOBO	
51	13001	CARTAGENA DE INDIAS	BOLIVAR	TERMOCANDELARIA	
52	13001	CARTAGENA DE INDIAS	BOLIVAR	TERMO CARTAGENA	
53	8001	BARRANQUILLA	ATLANTICO	TERMO FLORES	
54	44090	DIBULLA	LA GUAJIRA	TERMO GUAJIRA	
55	47001	SANTA MARTA	MAGDALENA	TERMO NORTE	
56	20013	AGUSTIN CODAZZI	CESAR	AGUSTIN CODAZZI	
57	20621	LA PAZ	CESAR	VALLEDUPAR	

	Ubicación			Nodo	Región
	Código DANE	Municipio	Departamento		
58	63001	ARMENIA	QUINDIO	ARMENIA	CQR
59	17001	MANIZALES	CALDAS	MANIZALES	
60	17380	LA DORADA	CALDAS	TERMODORADA	
61	17433	MANZANARES	CALDAS	PADUA	
62	66001	PEREIRA	RISARALDA	PEREIRA	
63	20011	AGUACHICA	CESAR	AGUACHICA	MAGDALENA MEDIO
64	68081	BARRANCABERMEJA	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	
65	68081	BARRANCABERMEJA	SANTANDER	CIB1	
66	20178	CHIRIGUANA	CESAR	CURUMANI	
67	17380	LA DORADA	CALDAS	LA DORADA	
68	68081	BARRANCABERMEJA	SANTANDER	MERIELECTRICA	
69	44035	ALBANIA	LA GUAJIRA	HATO NUEVO	
70	20383	LA GLORIA	CESAR	PAILITAS	
71	20710	SAN ALBERTO	CESAR	SAN ALBERTO	
72	5579	PUERTO BERRIO	ANTIOQUIA	SEBASTOPOL	
73	15572	PUERTO BOYACA	BOYACA	TERMO SIERRA	
74	68190	CIMITARRA	SANTANDER	TERMO CENTRO	
75	15572	PUERTO BOYACA	BOYACA	VASCONIA	
76	5090	CISNEROS	ANTIOQUIA	CISNEROS	
77	5001	MEDELLIN	ANTIOQUIA	MEDELLIN	
78	68001	BUCARAMANGA	SANTANDER	BUCARAMANGA	NOR- OCCIDENTE
79	54001	SAN JOSE DE CUCUTA	NORTE DE SANTANDER	CUCUTA	
80	54518	PAMPLONA	NORTE DE SANTANDER	PAMPLONA (TANE/CACOTA	NORORIENTE
81	81794	TAME	ARAUCA	TAME	
82	54810	TIBU	NORTE DE SANTANDER	TIBU	
83	54174	CHITAGA	NORTE DE SANTANDER	TOLEDO	
84	76109	BUENAVENTURA	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	
85	76001	CALI	VALLE DEL CAUCA	CALI	SUROCCIDENTE
86	76248	EL CERRITO	VALLE DEL CAUCA	GUACARI / EL CERRITO	
87	19001	POPAYAN	CAUCA	POPAYAN	
88	76563	PRADERA	VALLE DEL CAUCA	PRADERA	
89	76892	YUMBO	VALLE DEL CAUCA	TERMICAS VALLE	
90	76834	TULUA	VALLE DEL CAUCA	TULUA	
91	76892	YUMBO	VALLE DEL CAUCA	YUMBO	
92	76895	ZARZAL	VALLE DEL CAUCA	ZARZAL	
93	41016	AIPE	HUILA	AIPE	
94	73026	ALVARADO	TOLIMA	ALVARADO	TOLIMA HUILA
95	73268	ESPINAL	TOLIMA	CHICORAL	
96	73275	FLANDES	TOLIMA	FLANDES	
97	25290	FUSAGASUGA	CUNDINAMARCA	FUSAGASUGA	
98	73678	COELLO	TOLIMA	GUALANDAY	
99	41349	HOB0	HUILA	HOB0	
100	73001	IBAGUE	TOLIMA	IBAGUE	
101	73030	AMBALEMA	TOLIMA	LERIDA	
102	73443	MARIQUITA	TOLIMA	MARIQUITA	
103	41001	NEIVA	HUILA	NEIVA	
104	73671	SALDANA	TOLIMA	SALDANA	
105	73547	PIEDRAS	TOLIMA	TERMOPIEDRAS	

Tabla 3-1: Resumen de supuestos para la proyección de la demanda de combustibles líquidos en sus escenarios de transición energética.

3.2 Metodología de proyección del escenario base

La **Tabla 3-2** presenta un resumen de la información insumo utilizada para la proyección de demanda de gas natural en sus escenarios base (alto, medio y bajo). Inicialmente, se realizó un análisis estadístico y de contexto para determinar cuáles son las principales variables que inciden en la demanda de cada sector a escala nacional. Con base en esto,

se realizan las proyecciones del escenario medio para cada caso. Además, se proyecta un escenario alto y bajo en el que varía el escenario base, según el error autorregresivo de la información histórica. La metodología detallada y modelos econométricos utilizados para la proyección de cada combustible se describen en detalle en el Anexo 1.

		Insumos Históricos - Fuente		Insumos Proyectados - Fuente		Metodología	
1	Residencial	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, Ene.2009 - Sept.2024 Número de usuarios de gas natural, resolución mensual y municipal, Ene.2009 - Sept.2024 Consumo histórico de gas natural, resolución mensual y municipal, Ene.2009 - Sept.2024	Gestor del Mercado de Gas Natural SUI-SSPD SUI-SSPD	Población municipal anual 2024-2040 Viviendas ocupadas municipal anual 2024-2050	DANE DANE	Regresión estadística con resolución mensual y regional donde la variable dependiente es el crecimiento de la cobertura y la independiente es el grado de cobertura. Se tiene en cuenta la reducción de consumo por usuario, consecuencia de la reducción progresiva del número de personas por viviendas.	La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
2	Terciario	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, Ene.2009 - Sept.2024 PIB terciario anual 2009-2024 Población nacional anual 2009-2024 IPC nacional mensual Ene.2009 - Sep.2024	Gestor del Mercado de Gas Natural DANE-BanRep DANE DANE-BanRep	PIB terciario anual 2024-2040 Población nacional anual 2024-2040	Fedesarrollo - MinHacienda (MFMP) DANE	Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y la independiente es el PIB terciario per cápita (= PIB / Poblacion).	
3	Industrial	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, Ene.2009 - Sept.2024 PIB industrial anual 2009-2024 Población nacional anual 2009-2024 IPC nacional mensual Ene.2009 - Sep.2024	Gestor del Mercado de Gas Natural DANE-BanRep DANE DANE-BanRep	PIB industrial anual 2024-2040 Población nacional anual 2024-2040	Fedesarrollo - MinHacienda (MFMP) DANE	Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y la independiente es el PIB industrial per cápita (= PIB / Poblacion).	
4	Vehicular	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, Ene.2009 - Sept.2024 Precio medio nacional del gas natural sectorial (se utiliza como proxy el del sector residencial) Precio medio nacional histórico de la gasolina corriente. IPC nacional mensual Ene.2009 - Sep.2024	Gestor del Mercado de Gas Natural SUI-SSPD SUI-SSPD DANE-BanRep	Precio medio nacional del gas natural sectorial (se utiliza como proxy el del sector residencial) Precio medio nacional histórico de la gasolina corriente.	UPME UPME	Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico sectorial de gas natural y la independiente es el cociente de los precios del gas natural y la gasolina corriente	

	Insumos Históricos - Fuente		Insumos Proyectados - Fuente	Metodología	
Petroquímico	Consumo histórico sectorial de gas natural, resolución mensual y municipal, Ene.2009 - Sept.2024	Gestor del Mercado de Gas Natural		Se proyecta con el promedio histórico estacional.	La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total.
Compresores y Bombas (transporte de hidrocarburos)	Consumo histórico de gas natural para compresión en el sistema nacional de transporte de gas natural, resolución mensual y por tramo, Ene.2020 - Sept.2024	Gestor del Mercado de Gas Natural		Se proyecta con el promedio histórico estacional y se adiciona el consumo asociado a compresión proyectada en el tramo Yumbo-Mariquita (asociada a la regasificación en Buenaventura) desde el año 2030.	Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autoregresivo del propio consumo histórico.
	Consumo histórico de gas natural para bombeo del sistema nacional de transporte de crudo y derivados, resolución mensual y por estación, Ene.2020 - Sept.2024	Cenit			
Petrolero				Información suministrada por Ecopetrol. El escenario medio mantiene la demanda reciente. El escenario alto considera demanda asociada de proyectos de recuperación mejorada de crudo. El escenario bajo proyectos de eficiencia energética.	La desagregación regional y los escenarios alto y bajo proyectados son suministrados por Ecopetrol.
Termoeléctrico	Parámetros técnicos de los generadores del SIN.	XM-Paratec	Capacidad instalada futura de generación del SIN que mantiene el cociente histórico entre potencia instalada / potencia disponible. Se simula el despacho de generación del SIN sin transmisión (uninodal). El horizonte de optimización del despacho es de 3 - 6 meses.	UPME	La desagregación nodal y regional proviene de la propia resolución del modelo que es por central de generación. Los escenarios alto y bajo se producen con capacidad instalada de generación limitada y caudales afluentes medios.
			Proyecciones de precios de los combustibles al SIN.	UPME	
			Consumo de gas natural y número de usuarios con resolución regional y mensual.	UPME	

Tabla 3-2: Resumen de variables insumo y metodología empleada para la proyección de la demanda de combustibles líquidos en sus escenarios base (medio, alto y bajo).

Fuente: UPME

3.3 Escenarios de transición energética

La **Tabla 3-3** presenta un resumen de los supuestos utilizados para la proyección de demanda en los escenarios de transición.

	Variables	Escenario Inflexión	Escenario Franja TE
1	Cocción residencial y agua caliente		Se espera una disminución del consumo de GLP del 4.6% al 1% en el límite inferior, y hasta un 0.4% en el límite superior.
2	Calor directo en áreas urbanas	95% consumo de GLP en 2040. Se aumentaría la participación del gas natural (del 1% al 15% en 2040) y de la electricidad (aumento progresivo hasta alcanzar un 30% en 2052)	Se reduce progresivamente la participación del GLP en un 9% desde 2025 hasta llegar a un 100% de reducción en 2035. La electricidad reemplaza al GLP en estos procesos de calor directo (TE).
3	Calor directo en áreas rurales	En los procesos de calor directo en áreas rurales para el sector residencial, se reduce la participación de la leña en un 24% a partir de 2025, y disminuye en un 67% en 2050. Se aumentaría la participación del GLP (del 11% al 26% en 2050) y de la electricidad (aumento progresivo hasta alcanzar un 13% en 2050).	En el sector residencial en áreas rurales, se reduce la participación de la leña en un 24% desde 2025 hasta alcanzar una reducción del 90% al 99% en 2050. En su lugar, se aumenta la participación del GLP, la electricidad y el gas natural.
4	Consumo energético	-0,5% Lge/100 km anual para vehículos livianos a combustión interna. Basado en el <i>Global Fuel Economy Initiative</i> – GFEI.	-2,2% Lge/100 km anual para vehículos livianos a combustión interna. Basado en el <i>Global Fuel Economy Initiative</i> – GFEI.
5	Ventas vehículos eléctricos	2030	
		Automóvil y campero: 13,7%; Taxi: 8,4%; Camionetas: 14,0%; Microbús: 10,0%; Bus: 13,1%; Camión: 6,3%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 8,9%	Automóvil y campero: 26,5%; Taxi: 26,6% - 36,9%; Camionetas: 34,7% - 43,3%; Microbús: 28,7% - 38,1%; Bus: 32,7% - 41,6%; Camión: 12,9% - 13,8%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 9,1%
		2035	
		Automóvil y campero: 54,2%; Taxi: 45,2%; Camionetas: 49,9%; Microbús: 46,0%; Bus: 48,4%; Camión: 24,9%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 55,5%	Automóvil y campero: 84,3%; Taxi: 89,5% - 95,3%; Camionetas: 85,8% - 88,5%; Microbús: 88,1% - 93,7%; Bus: 87,2% - 92,7%; Camión: 45,9% - 52,4%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 64,5%
		2040	
		Automóvil y campero: 80,8%; Taxi: 74,8%; Camionetas: 78,1%; Microbús: 80,7%; Bus: 79,9%; Camión: 46,1%; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 78,1%	Automóvil y campero: 98,8%; Taxi: 98,6% - 99,9%; Camionetas: 93,7% - 95,2%; Microbús: 99,3% - 99,7%; Bus: 99,0% - 99,6%; Camión: 58,5% - 68,1; Tractocamión: 0,0%; Motocicletas: 97,1%

Variables		Escenario Inflexión	Escenario Franja TE
6	Stock de vehículos GNV, GNL e Hidrógeno	2030	
		GNV: Camión:1,1%; Tractocamión: 8,8%. GNL: Camión:0,0%; Tractocamión: 4,5%. Hidrógeno: Camión:0,0%; Tractocamión: 0,0%.	GNV: Camión:0,8-0,3%; Tractocamión: 8,1-8,0%. GNL: Camión:0,0-0,0%; Tractocamión: 3,6-3,7%. Hidrógeno: Camión:0,0-0,0%; Tractocamión: 0,0-0,0%.
		2040	
		GNV: Camión:4,0%; Tractocamión: 8,8%. GNL: Camión:0,0%; Tractocamión: 33,9%. Hidrógeno: Camión:0,0%; Tractocamión: 0,0%.	GNV: Camión: 0,3-3,5%; Tractocamión: 2,2-4,7%. GNL: Camión:0,0-0,0%; Tractocamión: 20,1-25,0%. Hidrógeno: Camión:0,0-0,1%; Tractocamión: 0,0-0,4%.
7	Renovación directa stock motocicletas Gasolina → Eléctricas	1,8% al 2030; 19,3% al 2035; 40,8% al 2040	Límite superior: 1,8% al 2030; 19,1% al 2035 ; 42,1% al 2040 Límite inferior: 1,8% al 2030; 19,2% al 2035 ; 42,4% al 2040
8	Vehículos No-motorizados	3% de las ventas totales 884.518 ± 109.725	Límite superior: 10% Límite inferior: 15% de las ventas totales 884.518 ± 109.725
9	Probabilidad de supervivencia en la flota actualmente existente (ICE-Gasolina)	2030	
		Automóvil y campero: 98,2%; Taxi: 98,6%; Camionetas: 91,9%; Microbús: 99,9%; Bus: 99,8%; Camión: 99,2%; Tractocamión: 95,3%; Motocicletas: 95,9%	Automóvil y campero: 91,0%-96,8%; Taxi: 93,8% - 97,6%; Camionetas: 55,7% - 85,7%; Microbús: 99,4% - 99,8%; Bus: 98,8% - 99,6%; Camión: 96,7% - 98,7%; Tractocamión: 83,0% - 91,6%; Motocicletas: 95,9%
		2035	
		Automóvil y campero: 91,0%; Taxi: 92,9%; Camionetas: 73,2%; Microbús: 98,8%; Bus: 98,1%; Camión: 95,6%; Tractocamión: 81,4%; Motocicletas: 95,9%	Automóvil y campero: 61,0%-84,6%; Taxi: 71,8% - 88,3%; Camionetas: 15,3% - 56,5%; Microbús: 94,9% - 98,0%; Bus: 90,6% - 96,6%; Camión: 81,6% - 92,6%; Tractocamión: 44,9% - 68,6%; Motocicletas: 85,7%
		2040	
		Automóvil y campero: 75,1%; Taxi: 80,0%; Camionetas: 47,1%; Microbús: 95,1%; Bus: 92,3%; Camión: 86,0%; Tractocamión: 57,8%; Motocicletas: 69,0%	Automóvil y campero: 22,5%-60,3%; Taxi: 36,8% - 68,7%; Camionetas: 1,7% - 25,3%; Microbús: 79,6% - 91,7%; Bus: 66,1% - 86,7%; Camión: 50,8% - 77,37%; Tractocamión: 11,9% - 36,8%; Motocicletas: 69,1%
10	Probabilidad de supervivencia en la flota actualmente existente (ICE-Diésel)	2030	
		Automóvil y campero: 98,6%; Camionetas: 91,9%; Microbús: 99,8%; Bus: 99,8%; Camión: 99,2%; Tractocamión: 95,3%	Automóvil y campero: 93,8%-97,6%; Camionetas: 57,9% - 85,7%; Microbús: 99,1% - 99,7%; Bus: 98,8% - 99,6%; Camión: 96,7% - 98,7%; Tractocamión: 79,2% - 91,6%
		2035	
		Automóvil y campero: 92,9%; Camionetas: 73,2%; Microbús: 98,8%; Bus: 98,1%; Camión: 95,6%; Tractocamión: 81,4%	Automóvil y campero: 71,8%-88,3%; Camionetas: 13,1% - 56,5%; Microbús: 92,6% - 97,3%; Bus: 90,6% - 96,6%; Camión: 81,6% - 92,6%; Tractocamión: 36,8% - 68,6%
		2040	
		Automóvil y campero: 80,0%; Camionetas: 47,1%; Microbús: 93,7%; Bus: 92,4%; Camión: 86,0%; Tractocamión: 57,8%	Automóvil y campero: 36,8%-68,7%; Camionetas: 0,7% - 25,3%; Microbús: 71,8% - 89,0%; Bus: 66,1% - 86,7%; Camión: 77,4% - 50,8%; Tractocamión: 7,0% - 36,8%

Tabla 3-3: Resumen de supuestos para la proyección de la demanda de combustibles líquidos en sus escenarios de transición energética.

4. Resultados de la Proyección

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

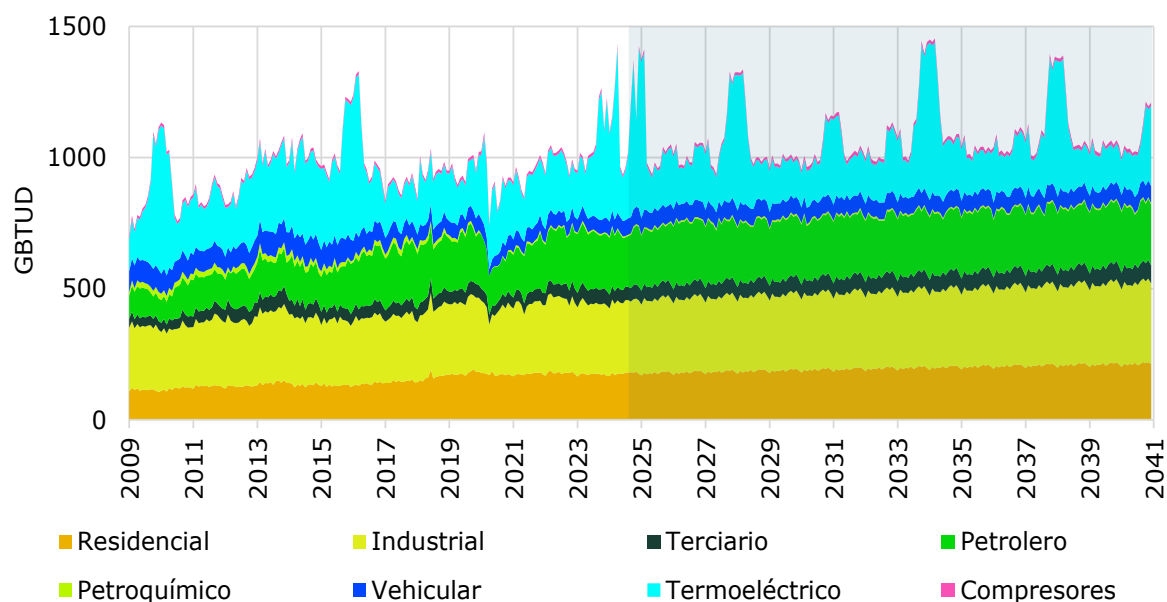
Adicionalmente, en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan las tablas con los resultados de esta proyección con resolución anual. En el Anexo 4, adjunto a este documento, se ofrecen los archivos de datos del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y el escenario medio de proyección con resolución nodal y mensual.

4.1 Agregado nacional de gas natural

4.1.1 Escenarios base de proyección

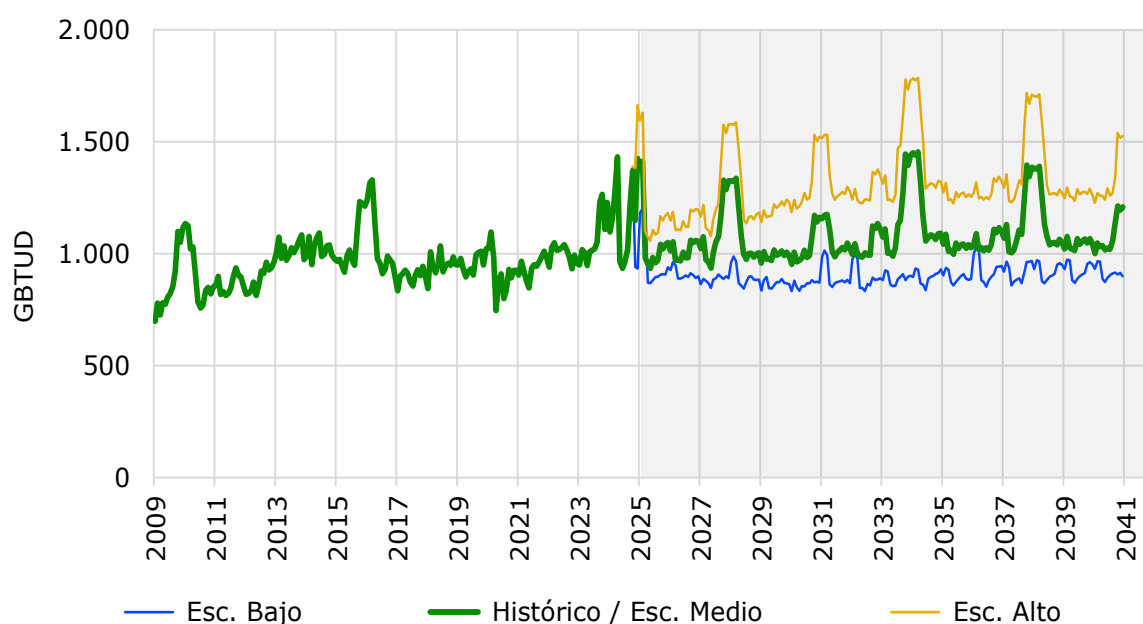
La **Gráfica 4-1** presenta los resultados del escenario base medio a escala nacional, por sector, y la **Gráfica 4-2** el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 1070 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 1034 GBTUD para el 2030 (entre 1309 y 861 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 1082 para el 2040 (entre 1333 y 913 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).

Excluyendo al sector eléctrico, se estaría pasando de 787 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 849 GBTUD para el 2030 (entre 1050 y 714 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 897 para el 2040 (entre 1073y 751 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-1: Proyección de demanda sectorial de gas natural

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.



Gráfica 4-2: Escenarios de proyección de demanda agregada de gas natural

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

La **Tabla 4-1** resume las tasas de crecimiento promedio anual esperadas en el escenario base medio, en comparación con las tasas históricas. En el agregado del gas natural que excluye el sector termoeléctrico se observa una reducción en la tasa de crecimiento proyectado respecto del histórico. Para el sector eléctrico, si se excluyen los periodos de

alta demanda de gas natural con ocasión de bajos aportes hidrológicos al SIN, se tendría una reducción de magnitudes actuales cercanas a los 200 GBTUD a magnitudes de cerca de 140 GBTUD a finales de la próxima década, lo que se analizan en el Anexo 1.

Complementariamente, la **Tabla 4-2** expone la participación regional del agregado de la demanda de combustibles, excluyendo al sector eléctrico. En ésta se tiene que las regiones casi que mantendrían las magnitudes actuales, exceptuando por una leve mayor participación de Centro y una leve menor de la Costa Atlántica. En lo restante del capítulo se expondrá, para cada sector, como evolucionaría su distribución regional (ver **Gráfica 4-3**).

	Residencial	Industrial	Terciario	Petrolero	Petroquímico	Vehicular	Termoeléctrico	Compresores	Agregado No Eléctrico	Agregado
2009-14	3,3%	1,2%	8,9%	7,9%	0,1%	1,0%	3,4%	0,2%	3,2%	3,3%
2014-19	5,8%	1,4%	-1,7%	7,1%	-11,1%	-8,5%	-11,3%	1,5%	2,1%	-1,3%
2019-23	-0,6%	-0,6%	3,3%	1,7%	-14,9%	-1,6%	13,6%	-1,3%	0,0%	2,8%
2023-30	1,4%	1,0%	0,5%	0,7%	-0,4%	2,5%	-5,9%	2,3%	1,1%	-0,5%
2030-40	1,1%	0,6%	1,2%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,6%	0,5%

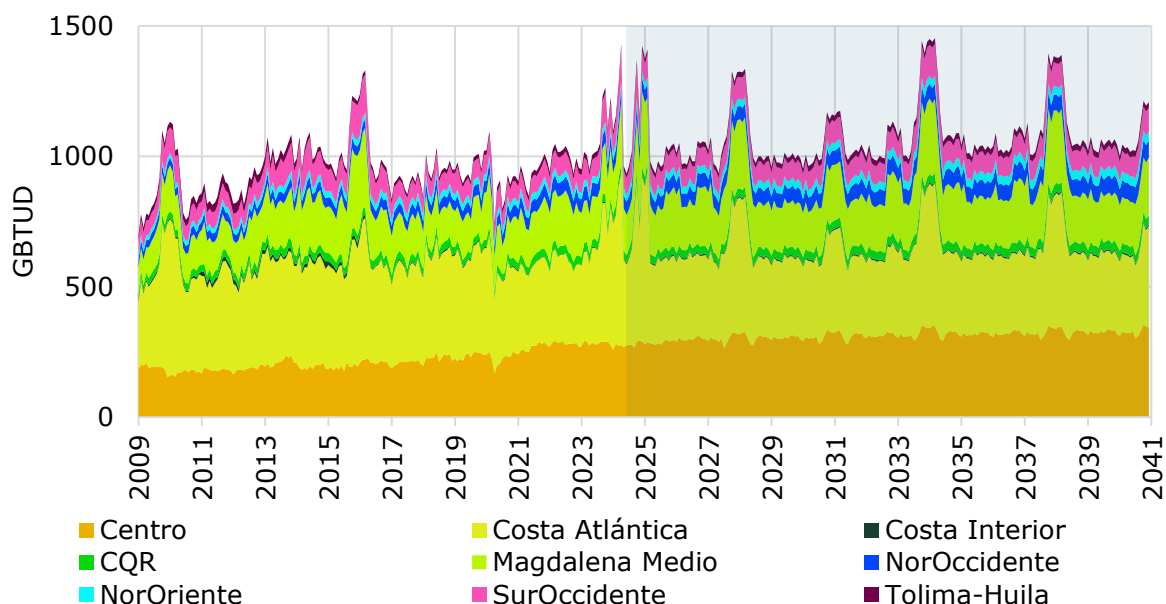
Tabla 4-1: Tasas de crecimiento medio anual de demanda sectorial de gas natural, Escenario Medio

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	30,1%	29,1%	1,2%	4,4%	14,6%	4,9%	2,9%	9,3%	3,5%	100,0%
2023	31,5%	24,2%	0,6%	3,9%	19,2%	6,5%	3,2%	8,4%	2,6%	100,0%
2033	32,6%	21,1%	0,6%	3,8%	20,7%	6,8%	3,5%	8,4%	2,6%	100,0%
2040	33,2%	20,3%	0,7%	3,9%	19,9%	7,2%	3,8%	8,5%	2,6%	100,0%

Tabla 4-2: Participación regional de la demanda de gas natural, excluyendo al sector termoeléctrico, Escenario Medio

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.



Gráfica 4-3: Demanda regional agregada de gas natural, Escenario Medio

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

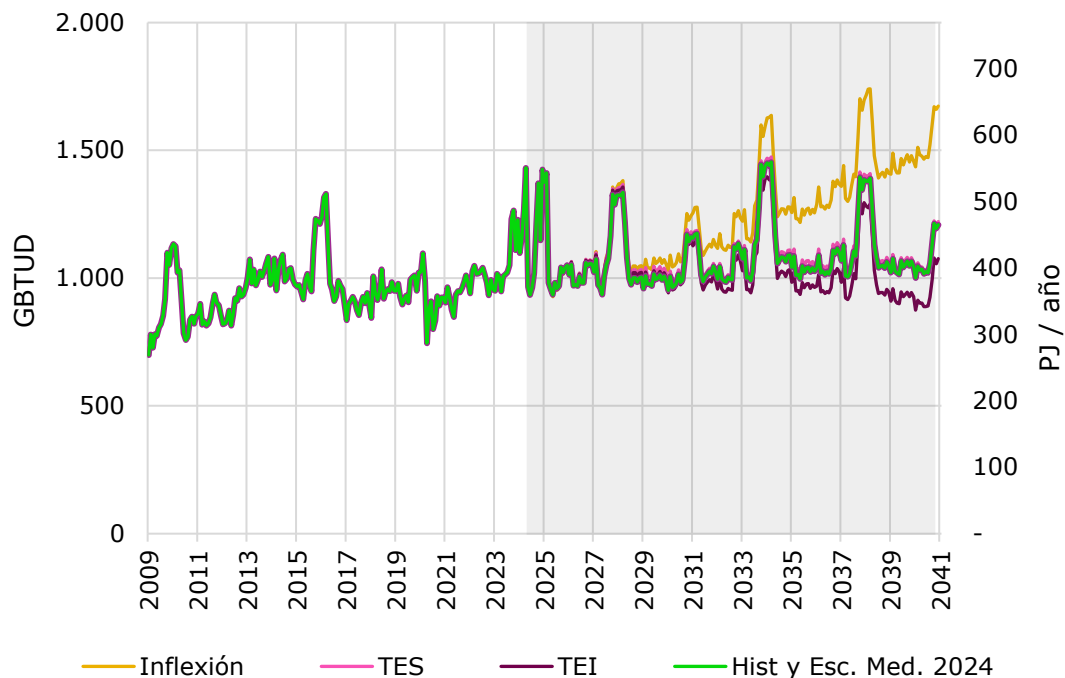
4.1.2 Escenarios alternativos

En consecuencia con lo expuesto en el numeral 3.3 sobre los escenarios de transición energética, la **Gráfica 4-4** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada nacional para los escenarios de Inflexión y Transición Energética Límites Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En éstas se estima pasar de 1070 GBTUD del año 2023 a una demanda de 1115 GBTUD en 2030 y a 1537 GBTUD en 2040, para el escenario de inflexión.

Así mismo, se alcanzaría una demanda de 1053 GBTUD y 1023 GBTUD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente y de 1094 GBTUD y 949 GBTUD en 2040.

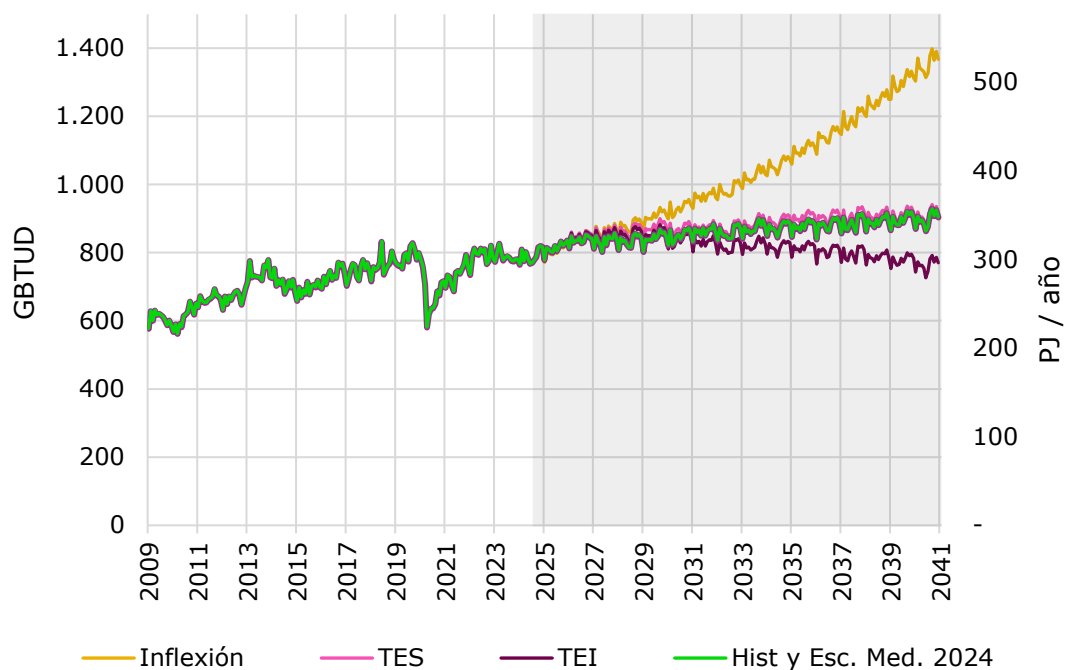
Excluyendo al sector eléctrico (ver **Gráfica 4-5**), se estima pasar de 787 GBTUD del año 2023 a una demanda de 930 GBTUD en 2030 para el escenario de inflexión y a 1352 GBTUD en 2040.

Así mismo, se alcanzaría una demanda de 868 GBTUD y 838 GBTUD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente y de 909 GBTUD y 764 GBTUD en 2040.



Gráfica 4-4: Proyección agregada de gas natural para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario base medio.

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.



Gráfica 4-5: Proyección agregada de gas natural para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario base medio (excluyendo al termoeléctrico).

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-3**, tienen las siguientes tasas de crecimiento:

	Medio	Inflexión	TE-Lím.Sup.	TE-Lím.Inf.
2009-14	3,2%			
2014-19	2,1%			
2019-23	0,0%			
2023-30	1,1%	2,4%	1,4%	0,9%
2030-40	0,6%	3,8%	0,5%	-0,9%

Tabla 4-3: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda agregada de gas natural sin termoeléctrico, en sus diferentes escenarios de proyección.

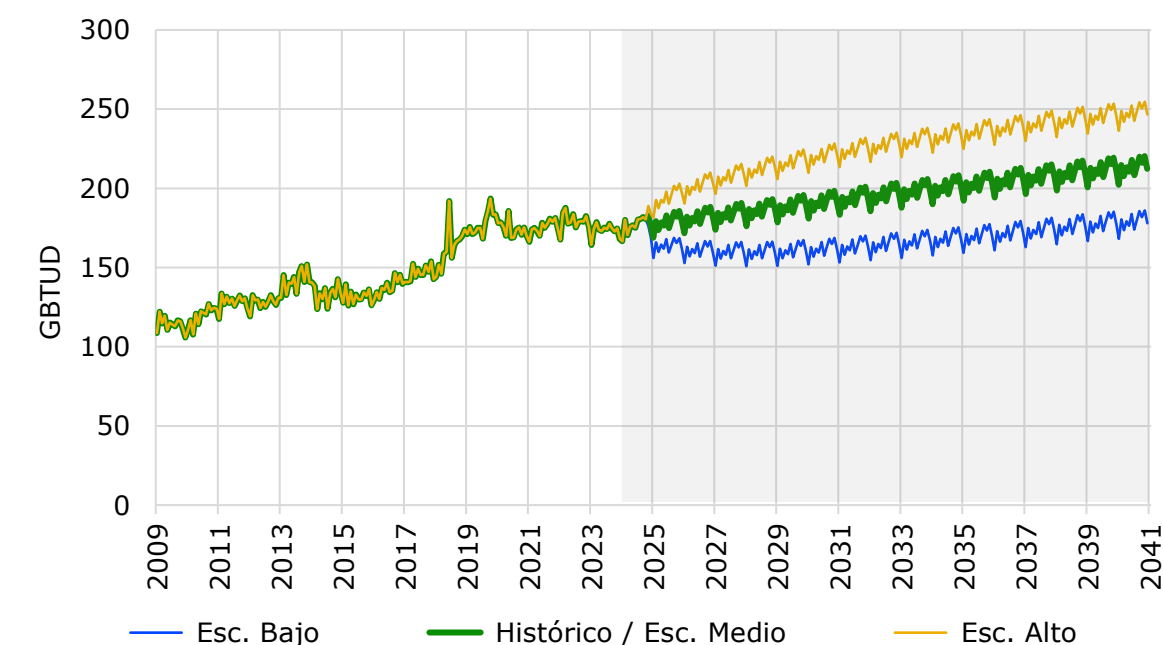
Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.2 Sector Residencial

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

4.2.1 Escenarios base de proyección

La **Gráfica 4-6** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada pasando de 173 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 191 GBTUD para el 2030 (entre 221 y 162 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 213 GBTUD para el 2040 (entre 247 y 179 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-6: Escenarios de proyección de demanda de gas natural residencial

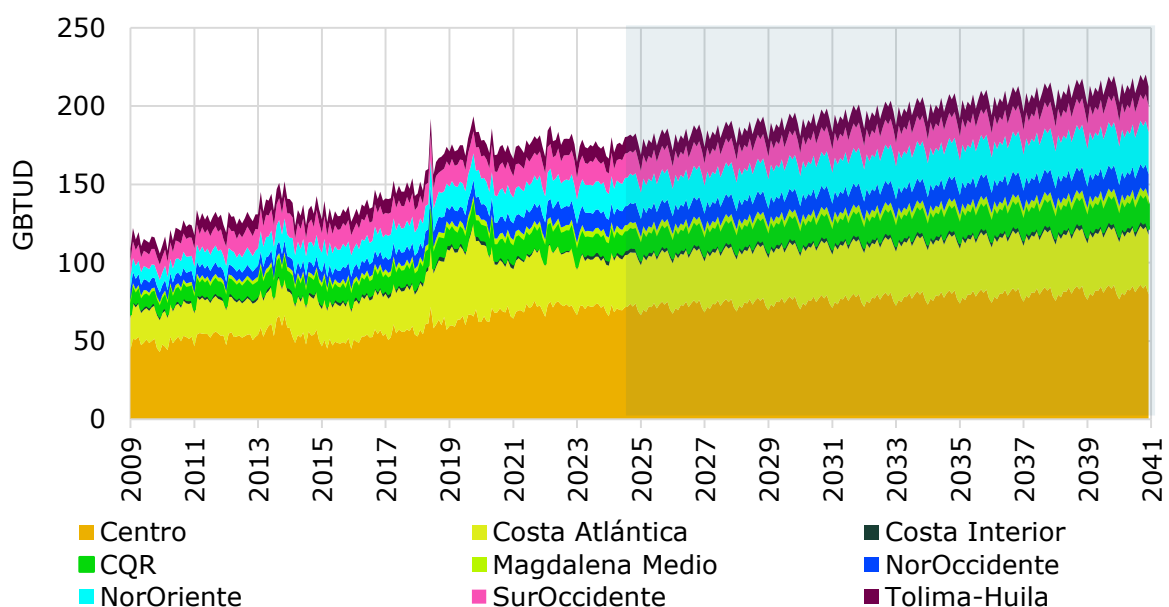
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Complementariamente, la **Tabla 4-4** expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que hacia futuro estas participaciones se mantendrían casi invariables, salvo variaciones menores asociadas a mayores niveles de cobertura en el servicio (ver **Gráfica 4-7**).

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	42,8%	18,3%	2,1%	6,4%	1,9%	5,9%	7,4%	8,7%	6,6%	100,0%
2023	41,2%	17,5%	1,6%	6,7%	2,2%	6,8%	10,1%	8,2%	5,7%	100,0%
2033	39,3%	17,8%	1,8%	7,0%	2,2%	6,8%	11,4%	8,0%	5,8%	100,0%
2040	38,6%	17,4%	1,8%	7,2%	2,2%	6,8%	12,5%	7,8%	5,8%	100,0%

Tabla 4-4: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural residencial.

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

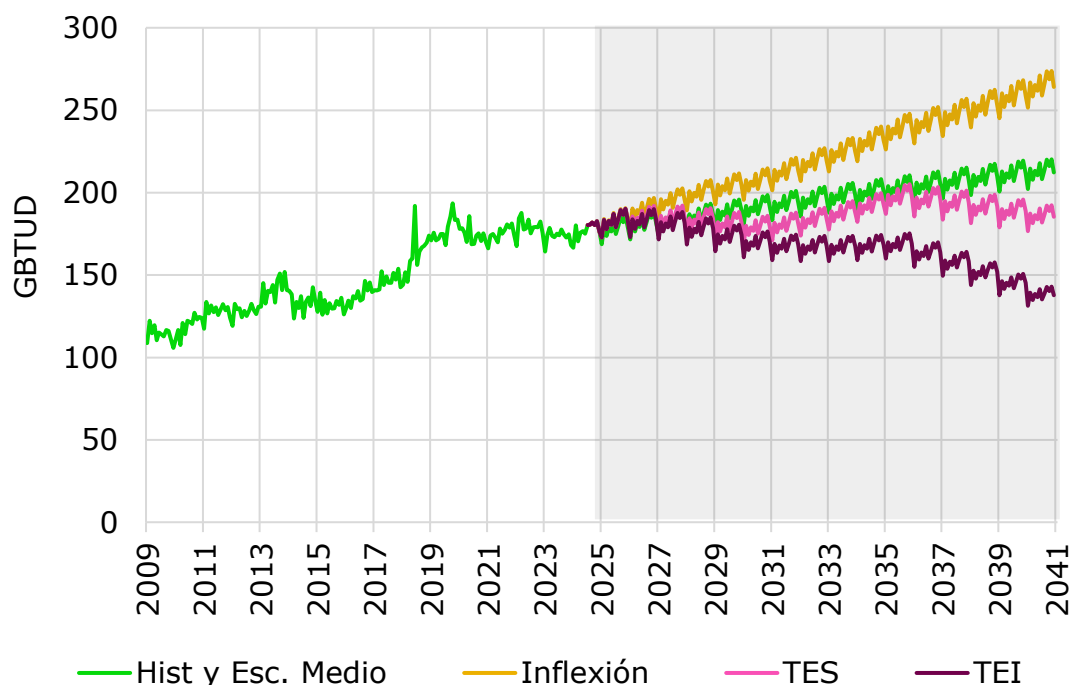


Gráfica 4-7: Demanda regional de gas natural residencial, escenario medio

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.2.2 Escenarios de transformación de la demanda de gas natural residencial

La **Gráfica 4-8** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada de gas natural residencial para el escenario de Inflexión y Transición Energética Límite Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En esta se tiene que se pasaría de 173 GBTUD en el año 2023 a una demanda de 207 GBTUD en 2030 para el escenario de Inflexión y de 213 GBTUD en 2040. Así mismo, se tendría una demanda de 179 y 170 GBTUD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente, y de 183 y 132 GBTUD en 2040. El resultado es consecuente con los supuestos considerados en los escenarios descritos en el capítulo anterior.



Gráfica 4-8: Proyección agregada de gas natural residencial para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario medio

Fuente: Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-5**, tiene las siguientes tasas de crecimiento:

	Medio	Inflexión	TE-Lím.Sup.	TE-Lím.Inf.
2009-14	3,3%			
2014-19	5,8%			
2019-23	-0,6%			
2023-30	1,4%	2,6%	0,5%	-0,3%
2030-40	1,1%	2,5%	0,4%	-2,0%

Tabla 4-5: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de gas natural residencial en sus diferentes escenarios de proyección.

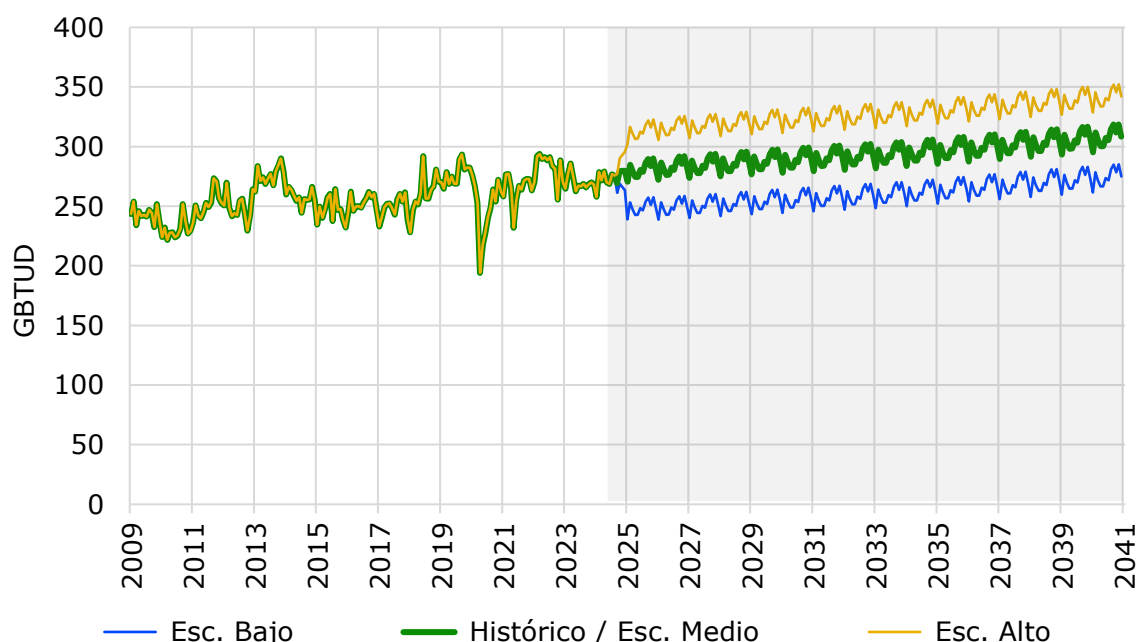
Fuente: Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.3 Sector Industrial

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

4.3.1 Escenarios base de proyección

La **Gráfica 4-9** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. Aquí se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 270 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 290 GBTUD para el 2030 (entre 323 y 256 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 308 GBTUD para el 2040 (entre 342 y 275 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-9: Escenarios de proyección de demanda de gas natural industrial

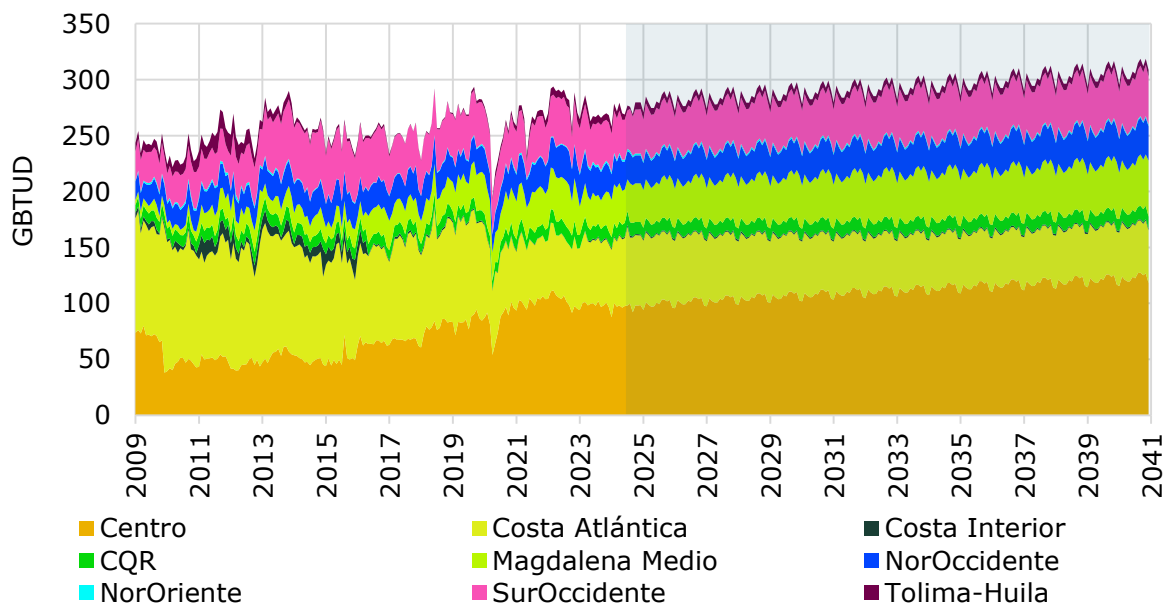
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Complementariamente, la **Tabla 4-6** expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que hacia futuro estas participaciones tendrían variaciones menores: un leve incremento en las regiones Centro, Magdalena Medio y NorOccidente, y reducción en la Costa Atlántica y Tolima-Huila (ver **Gráfica 4-10**).

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	28,5%	41,3%	1,6%	3,9%	2,9%	7,1%	0,7%	11,1%	3,0%	100,0%
2023	36,6%	21,2%	0,3%	4,3%	10,4%	9,8%	0,7%	14,2%	2,6%	100,0%
2033	38,2%	16,7%	0,4%	3,9%	14,3%	9,8%	0,5%	14,3%	2,0%	100,0%
2040	39,8%	15,3%	0,4%	3,7%	14,1%	10,3%	0,4%	14,1%	1,9%	100,0%

Tabla 4-6: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural industrial.

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

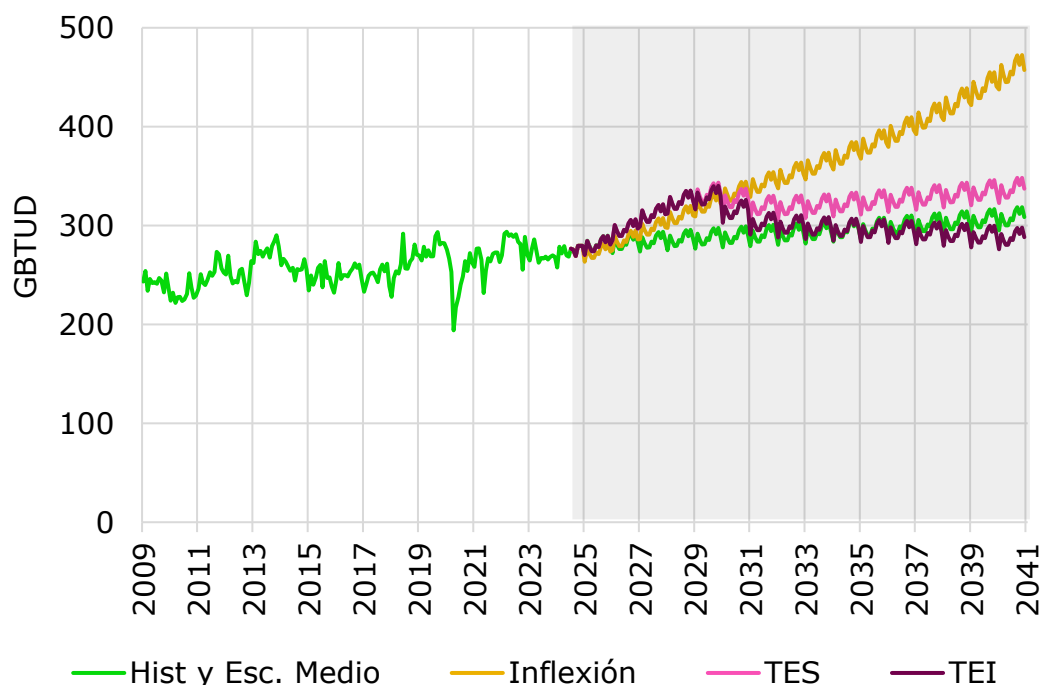


Gráfica 4-10: Demanda regional de gas natural industrial, escenario medio

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.3.2 Escenarios de transformación de la demanda de gas natural industrial

La **Gráfica 4-8** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada de gas natural industrial para el escenario de Inflexión y Transición Energética Límite Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En esta se tiene que se pasaría de 270 GBTUD en el año 2023 a una demanda de 333 GBTUD en 2030 para el escenario de Inflexión y de 460 GBTUD en 2040. Así mismo, se tendría una demanda de 326 y 315 GBTUD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente, y de 337 y 288 GBTUD en 2040. El resultado es consecuente con los supuestos considerados en los escenarios descritos en el capítulo anterior.



Gráfica 4-11: Proyección agregada de gas natural industrial para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario medio

Fuente: Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-7**, tiene las siguientes tasas de crecimiento:

	Medio	Inflexión	TE-Lím.Sup.	TE-Lím.Inf.
2009-14	1,2%			
2014-19	1,4%			
2019-23	-0,6%			
2023-30	1,0%	3,1%	2,8%	2,2%
2030-40	0,6%	3,2%	0,3%	-0,9%

Tabla 4-7: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de gas natural industrial en sus diferentes escenarios de proyección.

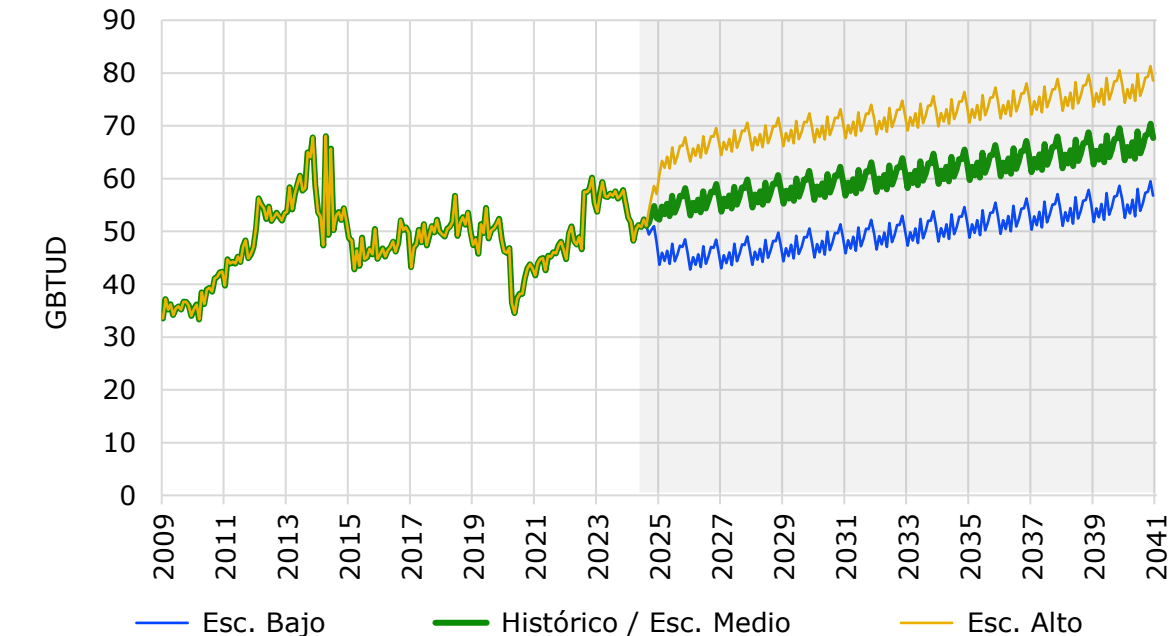
Fuente: Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.4 Sector Terciario

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

4.4.1 Escenarios base de proyección

La **Gráfica 4-12** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 57 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 59 GBTUD para el 2030 (entre 70 y 48 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 67 GBTUD para el 2040 (entre 78 y 56 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-12: Escenarios de proyección de demanda de gas natural terciario

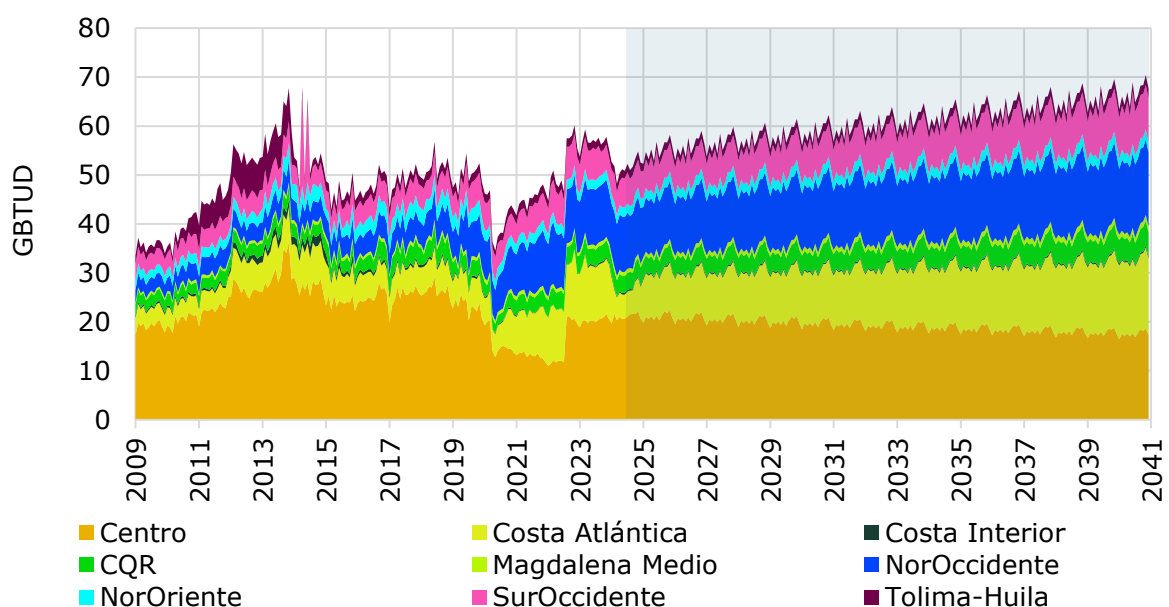
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Complementariamente, la **Tabla 4-8** expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que regiones como Centro perderán participación, en contraste con Costa Atlántica, NorOccidente y SurOccidente que ganarían. (ver **Gráfica 4-13**).

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	53,8%	10,0%	1,1%	6,8%	1,3%	8,0%	5,0%	9,4%	4,6%	100,0%
2023	35,8%	20,1%	0,4%	6,1%	1,3%	19,8%	3,3%	10,3%	2,8%	100,0%
2033	31,1%	19,7%	0,5%	6,8%	1,6%	22,2%	3,3%	12,2%	2,8%	100,0%
2040	26,4%	22,7%	0,5%	7,2%	1,7%	22,1%	3,0%	13,7%	2,8%	100,0%

Tabla 4-8: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural terciario.

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

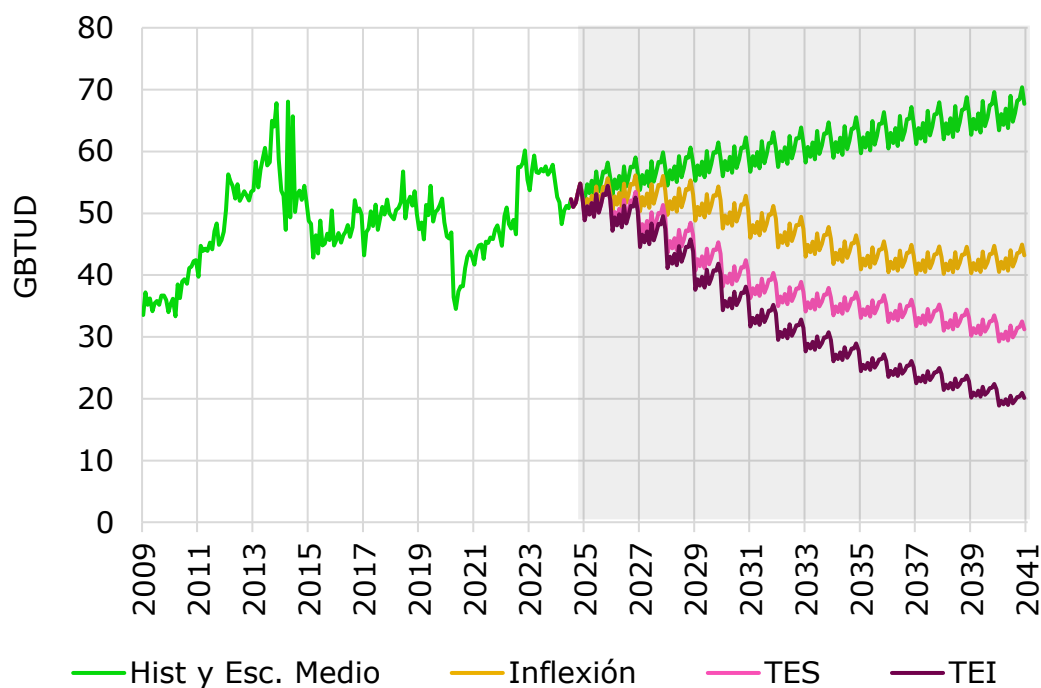


Gráfica 4-13: Demanda regional de gas natural terciario, escenario medio

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.4.2 Escenarios de transformación de la demanda de gas natural terciario

La **Gráfica 4-14** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada de gas natural terciario para el escenario de Inflexión y Transición Energética Límite Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En esta se tiene que se pasaría de 67 GBTUD en el año 2023 a una demanda de 60 GBTUD en 2030 para el escenario de Inflexión y de 43 GBTUD en 2040. Así mismo, se tendría una demanda de 40 y 36 GBTUD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente, y de 31 y 20 GBTUD en 2040. El resultado es consecuente con los supuestos considerados en los escenarios descritos en el capítulo anterior.



Gráfica 4-14: Proyección agregada de gas natural terciario para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario medio

Fuente: Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-9**, tiene las siguientes tasas de crecimiento:

	Medio	Inflexión	TE-Lím.Sup.	TE-Lím.Inf.
2009-14	8,9%			
2014-19	-1,7%			
2019-23	3,3%			
2023-30	0,5%	-1,8%	-4,8%	-6,3%
2030-40	1,2%	-1,6%	-2,6%	-5,8%

Tabla 4-9: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de gas natural terciario en sus diferentes escenarios de proyección.

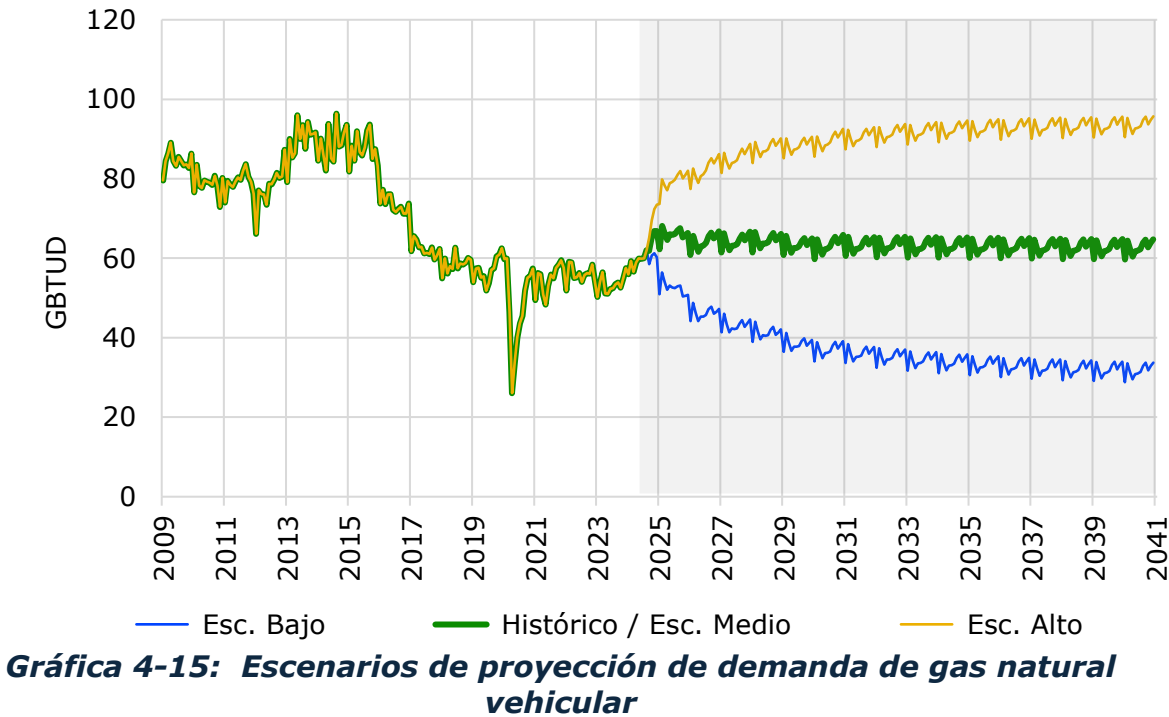
Fuente: Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.5 Sector Vehicular

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

4.5.1 Escenarios base de proyección

La **Gráfica 4-15** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 53 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 63 GBTUD para el 2030 (entre 90 y 37 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 63 GBTUD para el 2040 (entre 94 y 32 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



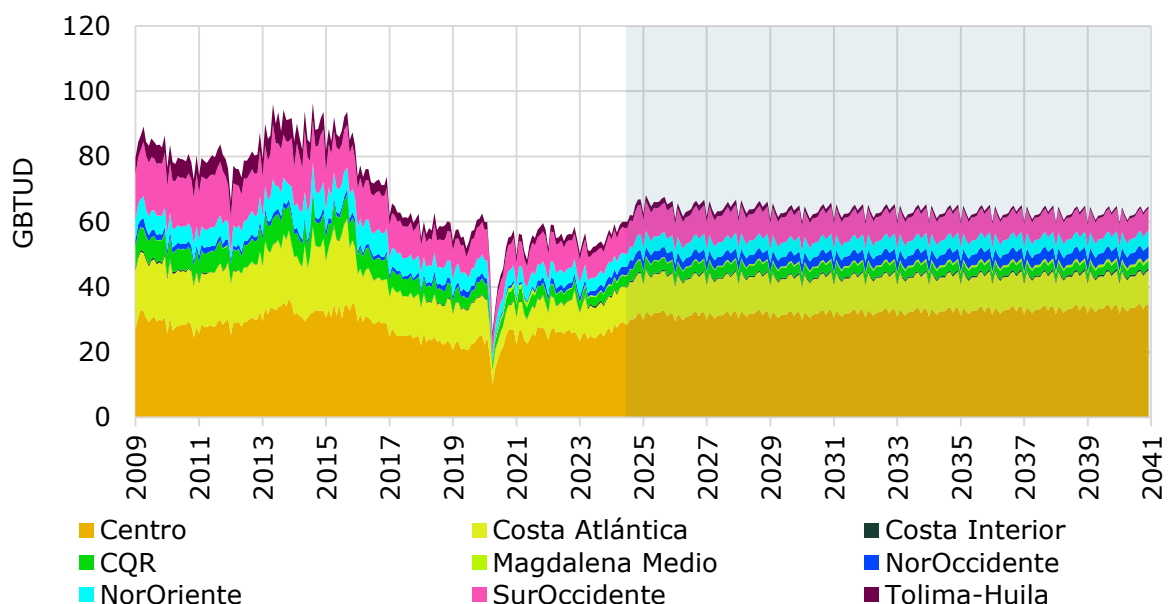
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Complementariamente, la **Tabla 4-10** expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que las regiones Centro, Magdalena Medio y NorOccidente ganaría participación, mientras perderían marginalmente participación Costa Atlántica Magdalena Medio, SurOccidente y Tolima-Huila (ver **Gráfica 4-16**).

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	35,9%	21,1%	0,7%	8,0%	0,1%	2,4%	7,1%	18,8%	6,0%	100,0%
2023	47,2%	17,7%	0,8%	5,3%	0,7%	3,1%	7,9%	13,8%	3,5%	100,0%
2033	51,3%	16,9%	0,7%	4,5%	0,9%	5,0%	7,1%	11,8%	1,7%	100,0%
2040	53,7%	15,8%	0,9%	3,8%	1,3%	5,7%	7,1%	10,6%	1,1%	100,0%

Tabla 4-10: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural vehicular.

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

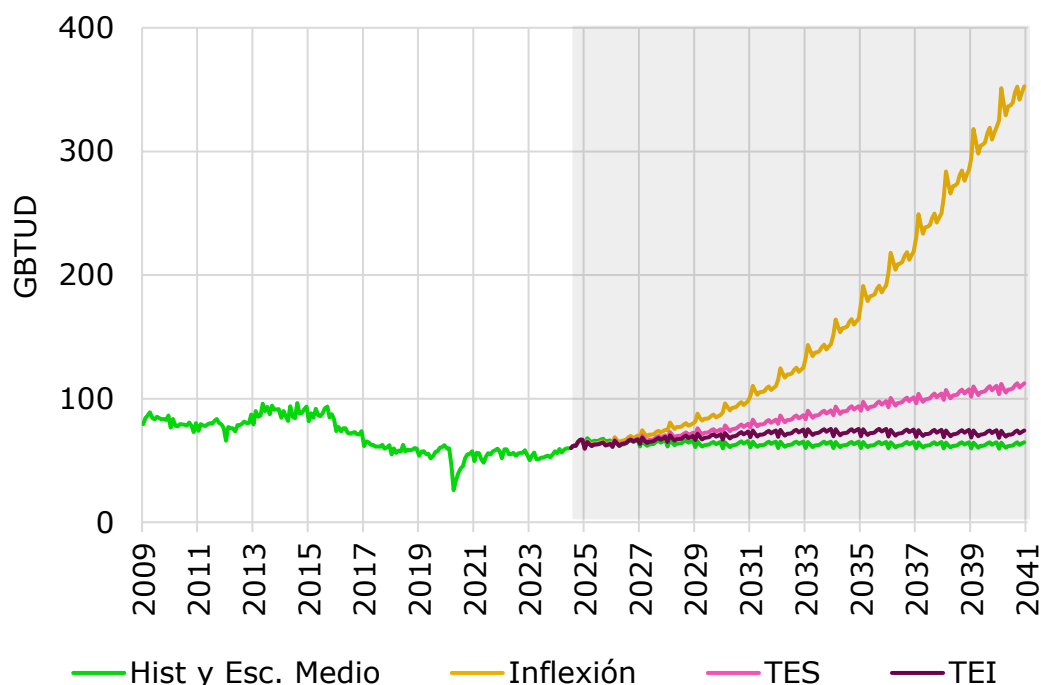


Gráfica 4-16: Demanda regional de gas natural vehicular, escenario medio

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.5.2 Escenarios de transformación de la demanda de gas natural Vehicular

La **Gráfica 4-17** presenta los resultados de la proyección de demanda agregada de gas natural vehicular para el escenario de Inflexión y Transición Energética Límite Superior e Inferior (PEN 2022-2052). En esta se tiene que se pasaría de 53 GBTUD en el año 2023 a una demanda de 94 GBTUD en 2030 para el escenario de Inflexión y de 342 GBTUD en 2040. Así mismo, se tendría una demanda de 77 y 71 GBTUD en 2030 para el escenario de Transición Energética Límite Superior e Inferior, respectivamente, y de 109 y 72 GBTUD en 2040. El resultado es consecuente con los supuestos considerados en los escenarios descritos en el capítulo anterior.



Gráfica 4-17: Proyección agregada de gas natural vehicular para los escenarios alternativos, en comparación con el escenario medio

Fuente: Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Los escenarios alternativos, según se muestra en la **Tabla 4-11**, tiene las siguientes tasas de crecimiento:

	Medio	Inflexión	TE-Lím.Sup.	TE-Lím.Inf.
2009-14	1,0%			
2014-19	-8,5%			
2019-23	-1,6%			
2023-30	2,5%	8,5%	5,3%	4,1%
2030-40	-0,1%	13,7%	3,6%	0,2%

Tabla 4-11: Tasas de crecimiento medio anual de la demanda regional de gas natural vehicular en sus diferentes escenarios de proyección.

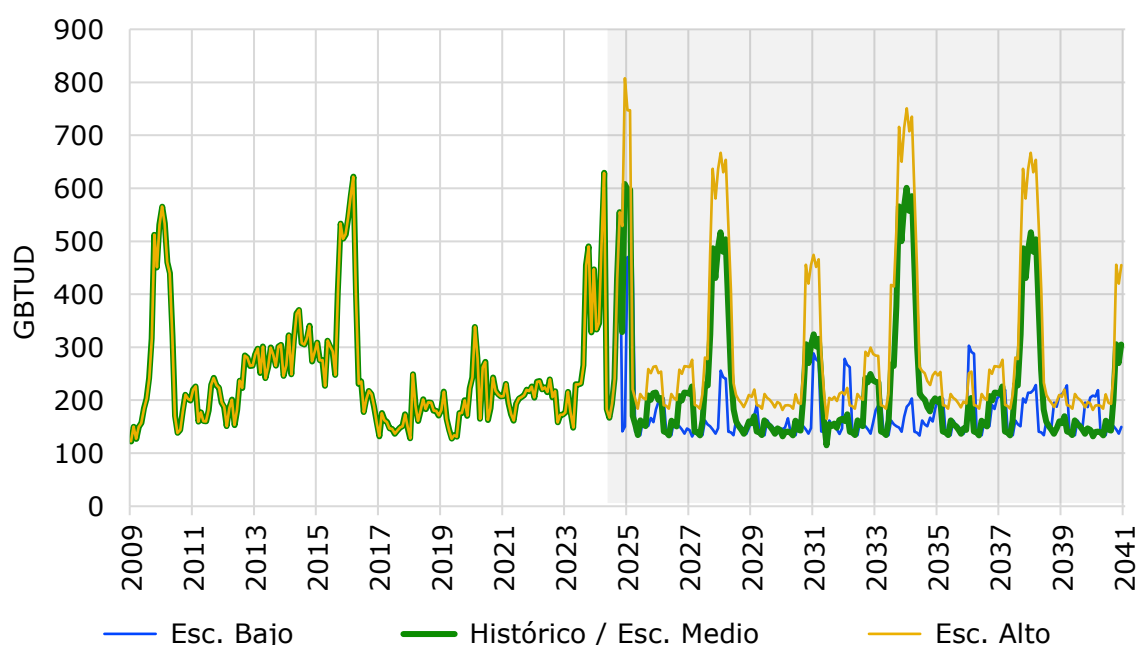
Fuente: Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.6 Sector Termoeléctrico

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base

(alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

La **Gráfica 4-18** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 283 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 185 GBTUD para el 2030 (entre 260 y 147 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y también de 185 GBTUD para el 2040 (entre 260 y 162 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-18: Escenarios de proyección de demanda de gas natural termoeléctrico

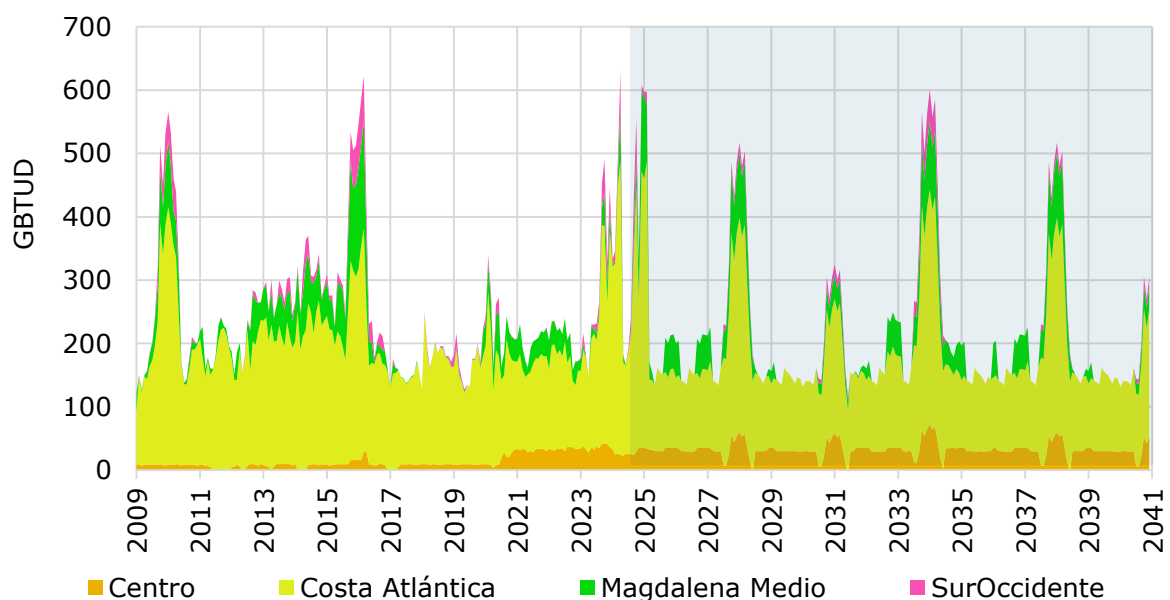
Fuente: UPME, XM y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Complementariamente, la **Tabla 4-12** expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que hacia futuro con menos necesidad de recurrir a este combustible para generación de electricidad, las regiones de SurOccidente y Magdalena Medio con mayores costos asociados tendrían un cada vez menor despacho (ver **Gráfica 4-19**).

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	3,2%	77,5%	0,0%	0,0%	14,0%	0,0%	0,0%	5,3%	0,0%	100,0%
2023	12,9%	74,1%	0,0%	0,0%	6,7%	0,0%	0,0%	6,3%	0,0%	100,0%
2033	12,0%	66,4%	0,0%	0,0%	15,6%	0,0%	0,0%	6,0%	0,0%	100,0%
2040	16,3%	73,4%	0,0%	0,0%	7,2%	0,0%	0,0%	3,1%	0,0%	100,0%

Tabla 4-12: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural termoeléctrico.

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.



Gráfica 4-19: Demanda regional de gas natural termoeléctrico, escenario medio

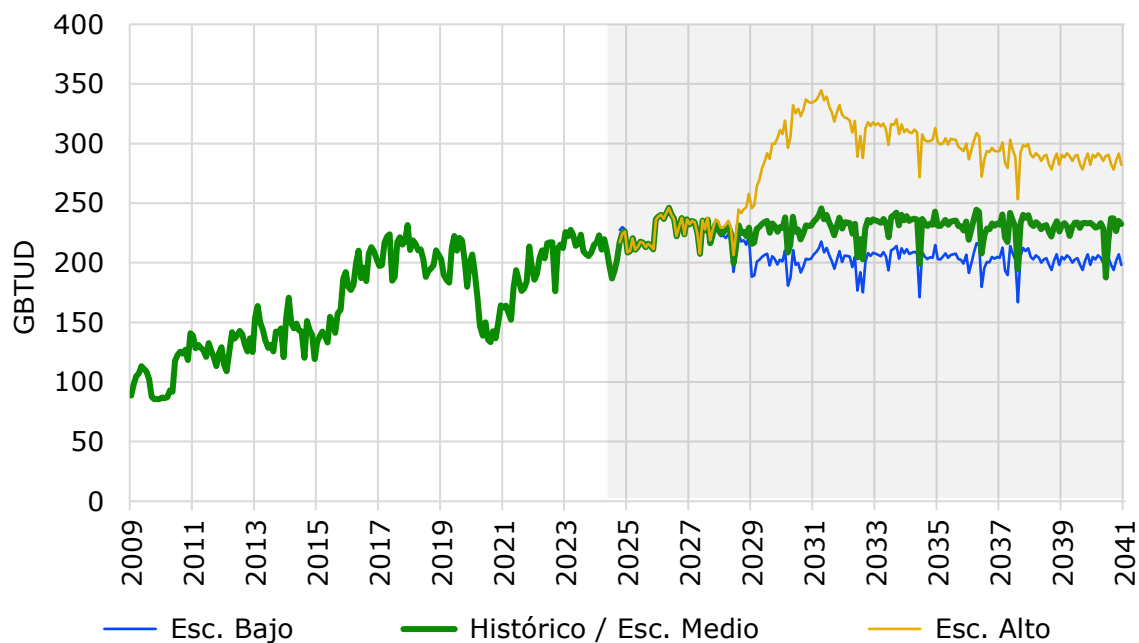
Fuente: UPME, XM y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.7 Sector Petrolero

Para el sector petrolero, se incluye la información directamente suministrada por Ecopetrol sobre su prospectiva de consumo de gas natural asociada a la producción de crudos, gas natural y combustibles derivados del petróleo en el país.

En el escenario alto se registran potenciales proyectos de producción incremental de hidrocarburos en el Magdalena Medio y de mayor consumo de gas natural en las refinerías. En el escenario bajo, se consideran proyectos de optimización en el consumo de gas natural en las refinerías.

La **Gráfica 4-20** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 217 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 227 GBTUD para el 2030 (entre 323 y 199 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 227 GBTUD para el 2040 (entre 287 y 202 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-20: Escenarios de proyección de demanda de gas natural petrolero

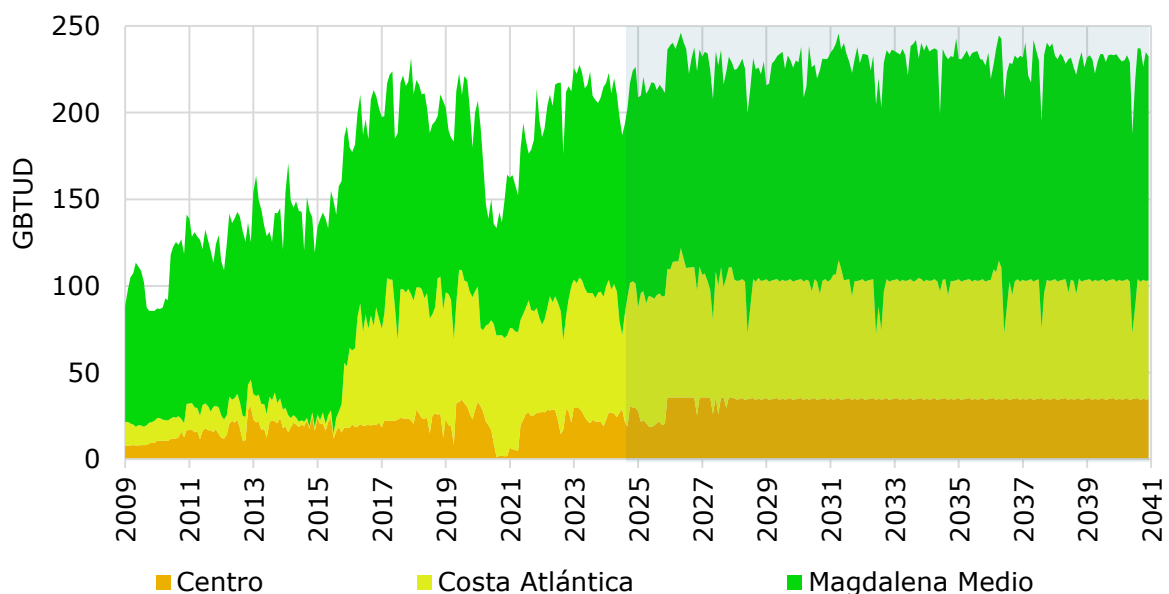
Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Complementariamente, la **Tabla 4-13** expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene un incremento del gas natural asociado a los usos de la región Centro y reducción en la participación de la Costa Atlántica. Después del año 2030 estas participaciones se mantendrían casi invariables (ver **Gráfica 4-21**).

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	8,4%	12,3%	0,0%	0,0%	79,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2023	11,1%	34,3%	0,0%	0,0%	54,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2033	14,7%	29,2%	0,0%	0,0%	56,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2040	15,2%	28,5%	0,0%	0,0%	56,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%

Tabla 4-13: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural petrolero.

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.



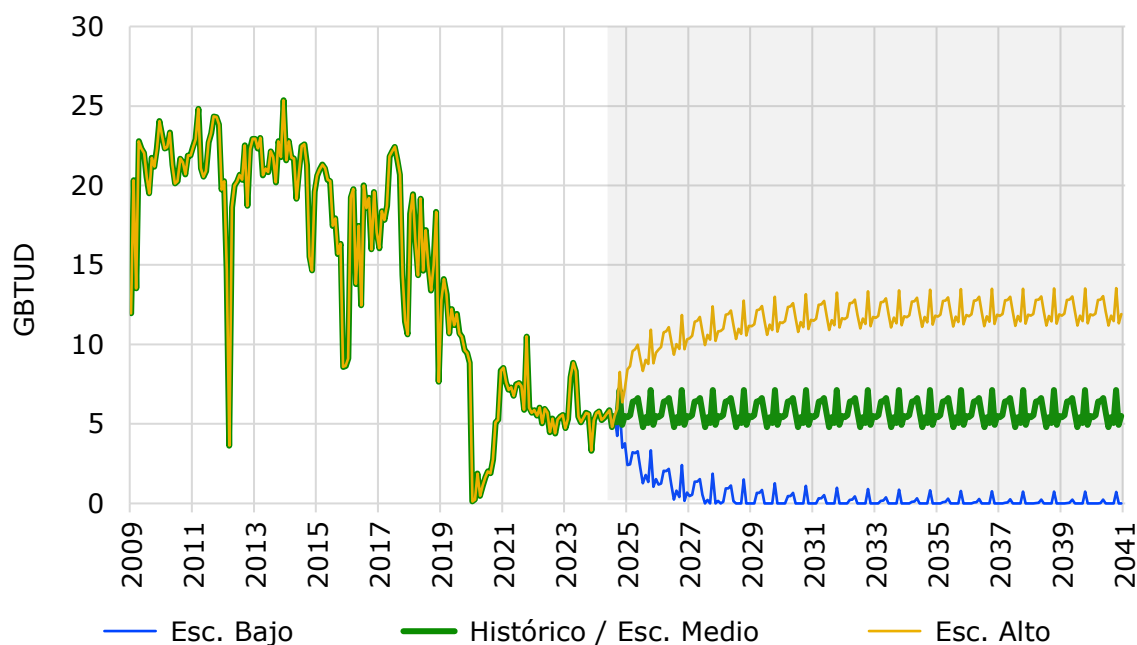
Gráfica 4-21: Demanda regional de gas natural petrolero, escenario medio

Fuente: UPME, Ecopetrol y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.8 Sector Petroquímico

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

La **Gráfica 4-22** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 6.0 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 5.7 GBTUD para el 2030 (entre 11.5 y 0.3 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 5.7 GBTUD para el 2040 (entre 12.1 y 0.1 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-22: Escenarios de proyección de demanda de gas natural petroquímico

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Complementariamente, la **Tabla 4-14** expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que hacia futuro estas participaciones se mantendrían casi invariables (ver **Gráfica 4-23**).

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	0,0%	96,7%	0,0%	0,0%	0,0%	3,3%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2023	0,7%	99,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2033	2,0%	98,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2040	2,0%	98,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%

Tabla 4-14: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural petroquímico.

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.



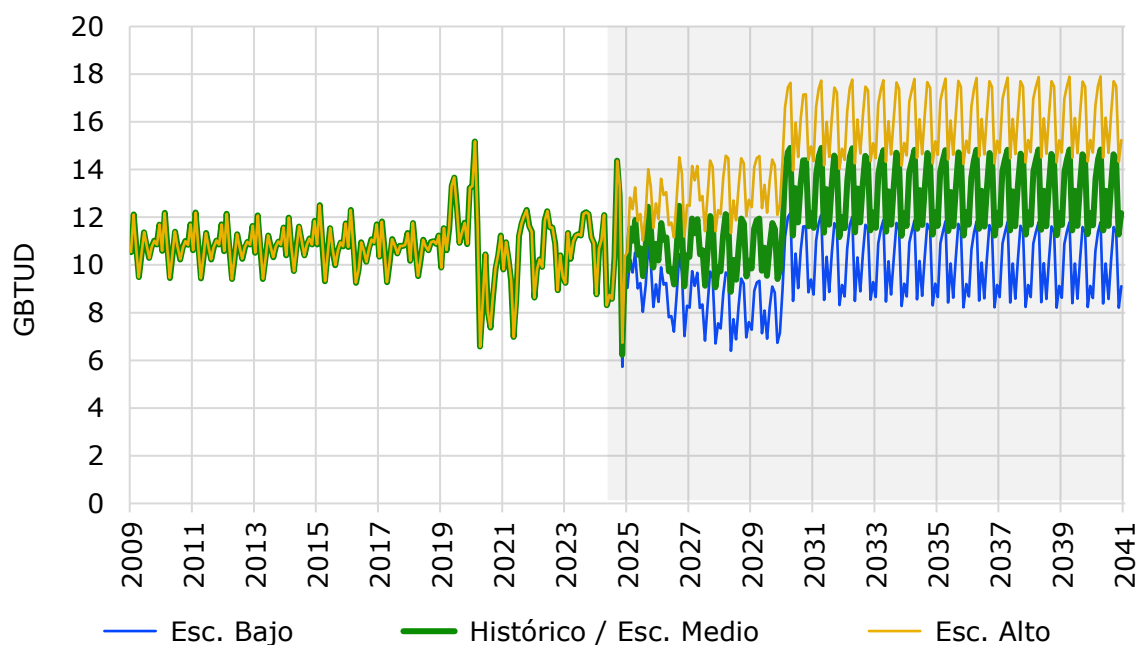
Gráfica 4-23: Demanda regional de gas natural petroquímico, escenario medio

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

4.9 Sector Compresores y Bombeo

En consecuencia con los supuestos y metodología expuestos en el numeral 3 y Anexo 1, a continuación se presentan los resultados de la proyección en sus escenarios base (alto, medio y bajo) y en sus escenarios alternativos de transición energética (inflexión y transición energética límites superior e inferior).

La **Gráfica 4-24** presenta el intervalo de variación del escenario base, en sus límites alto y bajo. En éstas se observa un crecimiento en la demanda agregada, pasando de 11 GBTUD en el año 2023 a una magnitud de 13 GBTUD para el 2030 (entre 16 y 10 según escenarios alto y bajo, respectivamente) y de 13 GBTUD para el 2040 (entre 16 y 10 GBTUD según escenarios alto y bajo, respectivamente).



Gráfica 4-24: Escenarios de proyección de demanda de gas natural para compresores y bombeo

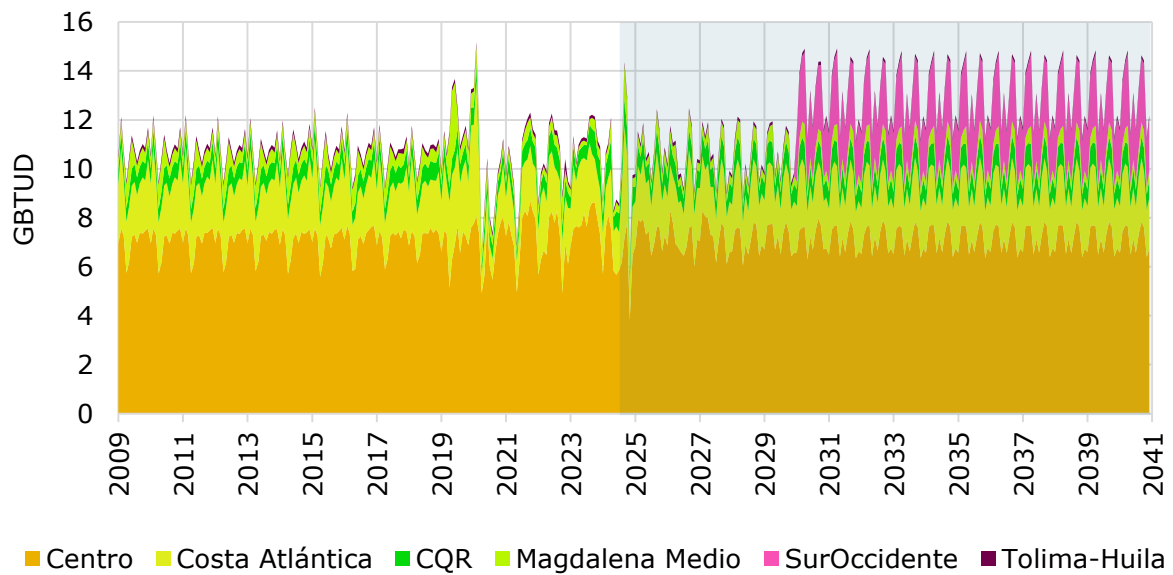
Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Complementariamente, la **Tabla 4-15** expone la participación regional en la demanda de gas natural. En ésta se tiene que hacia futuro la entrada en operación de nueva capacidad de compresión en el SurOccidente del país, asociado a la entrada en operación de la regasificadora de Buenaventura (ver **Gráfica 4-25**).

	Centro	Costa Atlánt.	Costa Interior	CQR	Magdal. Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	65,4%	21,3%	0,0%	6,2%	5,8%	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%	100,0%
2023	70,1%	19,5%	0,0%	6,7%	2,5%	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%	100,0%
2033	54,5%	16,9%	0,0%	6,0%	3,4%	0,0%	0,0%	18,1%	1,0%	100,0%
2040	54,6%	16,8%	0,0%	6,0%	3,4%	0,0%	0,0%	18,2%	1,0%	100,0%

Tabla 4-15: Participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural para compresores y bombeo.

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.



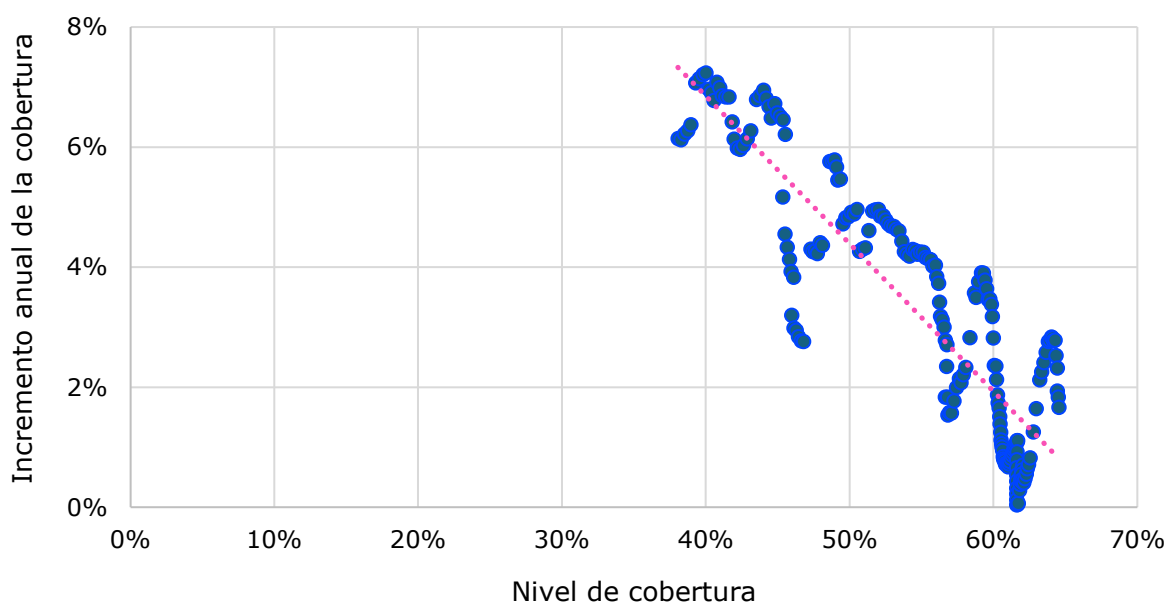
Gráfica 4-25: Demanda regional de gas natural para compresores y bombeo, escenario medio

Fuente: UPME y Gestor del Mercado de Gas Natural.

Anexo 1: Metodología para proyección de demanda de gas natural en cada uno de los sectores

A1.1 Sector Residencial

Para ésta se considera que la tasa de crecimiento de la cobertura está en relación inversa al nivel de cobertura que se alcanza, de manera que en la medida que el nivel de cobertura aumenta en cada región, la velocidad con que ésta crece se reduce. En la **Gráfica A1- 1** se presenta para los meses entre 2005-24 esta relación a escala nacional. A partir de información histórica es posible determinar, para cada región, los parámetros de esta relación y, por consiguiente, proyectar el grado de cobertura para los siguientes años.

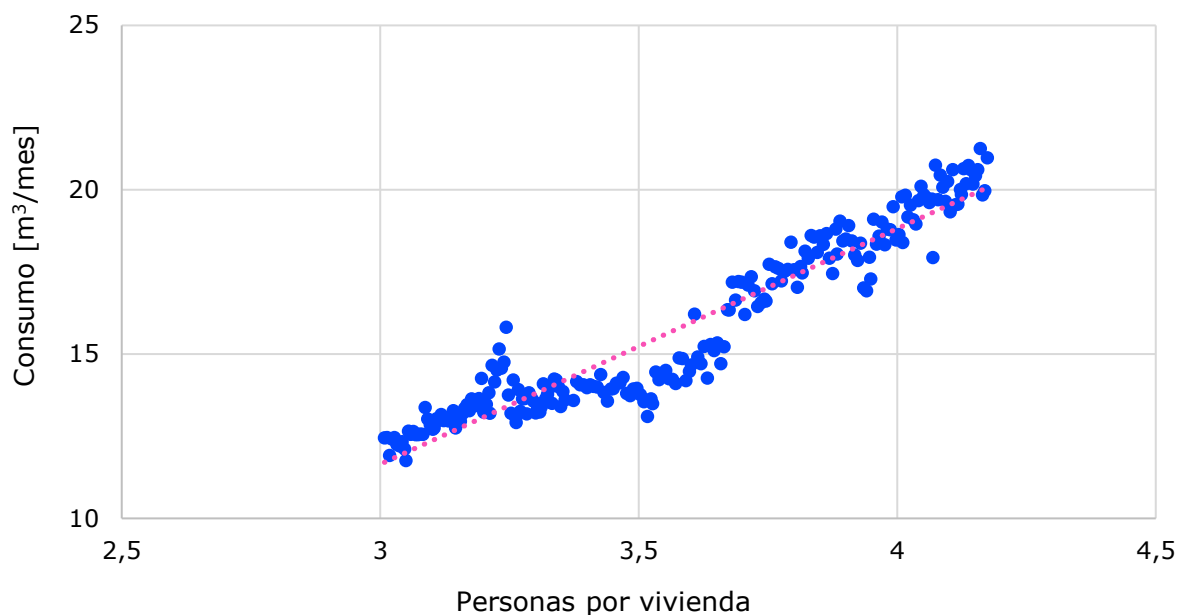


Gráfica A1- 1: Relación histórica entre el nivel de cobertura nacional residencial del servicio de gas natural y su tasa anual de crecimiento

Fuente: UPME a partir de datos SUI-SSPD.

La anterior relación es complementada con el hecho de la reducción histórica y paulatina del consumo de gas natural de las viviendas, asociado a la reducción del número de personas que los habitan (Gráfica A1- 2). Teniendo en cuenta que en las cifras prospectivas del DANE se prevé que se mantenga esta tendencia en la

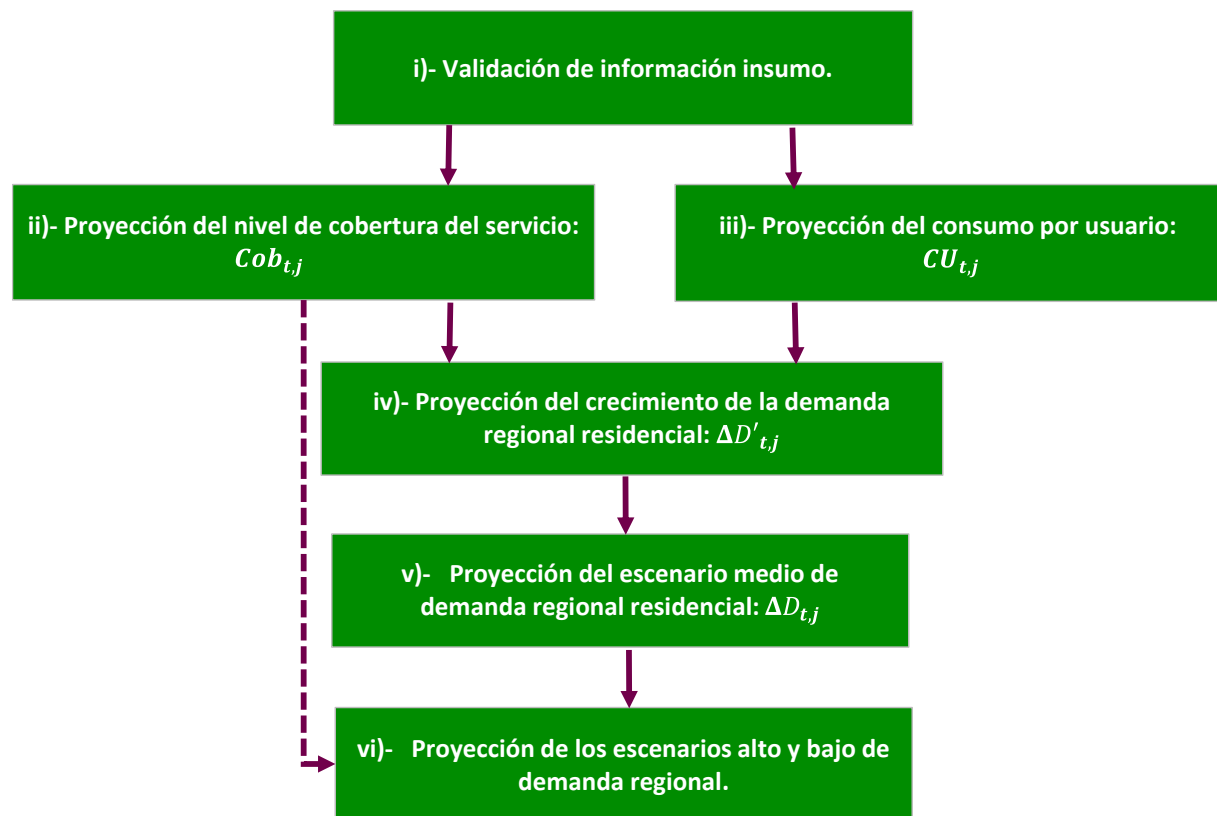
reducción del número de personas por vivienda, la proyección de demanda tiene en cuenta también esta variable.



Gráfica A1- 2: Relación histórica entre el número de personas por vivienda y su consumo de gas natural

Fuente: UPME a partir de datos SUI-SSPD y DANE.

Teniendo en cuenta estas dos variables, cobertura del servicio y consumo por vivienda, la **Gráfica A1- 3** expone los pasos seguidos en la metodología aplicada para la proyección de este sector.



Gráfica A1- 3: Metodología de proyección de la demanda residencial de gas natural

Fuente: UPME.

i. Información insumo

Se validaron y utilizaron los siguientes datos:

- Series históricas mensuales, nacional y municipales, de usuarios del servicio de gas natural (2006-24), provista por el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI - SSPD)¹⁹.
- Series históricas, nacional y departamentales, de consumo de gas natural por usuario residencial (2006-22), provista por el SUI - SSPD.
- Series históricas y proyecciones de población y viviendas ocupadas, a escala departamental con resolución anual (2006-50), provistas por el Departamento Nacional de Estadísticas (DANE) ²⁰.

¹⁹ Disponible en: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Gas-Natural>

²⁰ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>

- Series históricas de consumo residencial de gas natural a escala de punto de salida del sistema nacional de transporte (2006-24), provistas por el Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra ²¹.

ii. **Proyección del nivel de cobertura del servicio y del número de usuarios**

Para esto primero se definen el nivel de cobertura del servicio de gas natural y la tasa de crecimiento de tal cobertura:

$$Cob_{t,j} = \frac{SUSCR_{t,j}}{VIV_{t,j}}$$

Ec. 1

Donde:

$Cob_{t,j}$: corresponde al nivel de cobertura en el mes t de la región j, relacionando el número de suscriptores de gas natural con el número de viviendas que disponen o no del servicio.

$SUSCR_{t,j}$: corresponde al número de suscriptores residenciales en el mes t de la región j.

$VIV_{t,j}$: corresponde al número de viviendas ocupadas residenciales en el mes t de la región j.

Y también se define la tasa de crecimiento de la cobertura entre los últimos doce meses y los doce meses precedentes:

$$\Delta Cob_{t,j} = \frac{\sum_{t=0}^{-11} Cob_{t,j}}{\sum_{t=-12}^{-23} Cob_{t,j}} - 1$$

Ec. 2

$\Delta Cob_{t,j}$: corresponde al crecimiento de la cobertura en el año anterior al mes t, de la región j.

Según antes se refirió, a escala regional y con datos históricos mensuales, mediante una regresión econométrica se establece una relación entre el grado de cobertura y la tasa de crecimiento de la misma; de la regresión se determinan los coeficientes $a_{0,j}$ y $a_{1,j}$:

²¹ Disponible en: <https://segas.bmcbec.com.co/>

$$\Delta Cob_{t,j} = a_{0,j} + a_{1,j} \cdot Cob_{t,j} + e_{t,j}$$

Ec. 3

Donde:

$a_{0,j}$: magnitud constante y particular para cada región j.

$a_{1,j}$: coeficiente asociado al nivel de cobertura, particular para cada región j.

$e_{t,j}$: error de la regresión, particular para cada región j.

Así, de la Ec. 1 y Ec. 2 se tiene que, para cada región, el nivel de cobertura en cada periodo t depende del nivel de cobertura de periodos anteriores. Siendo los coeficientes $a_{0,j}$ y $a_{1,j}$ menores que uno en valor absoluto, se tiene que como avanza la cobertura del servicio su crecimiento se reduce (ver **Gráfica A1- 1**), de manera que esta convergería en el largo plazo a un valor máximo (ver **Gráfica A1- 4**).

Con los coeficientes de la Ec. 3 se proyecta para el horizonte 2024-40, el nivel de cobertura que alcanzaría cada región del país, según se presenta en la **iError! No se encuentra el origen de la referencia..** De manera iterativa, el grado de cobertura de cada periodo depende del grado de cobertura del periodo anterior.

$$Cob_{t+1,j} = Cob_{t,j} \cdot (1 + \Delta Cob_{t,j})$$

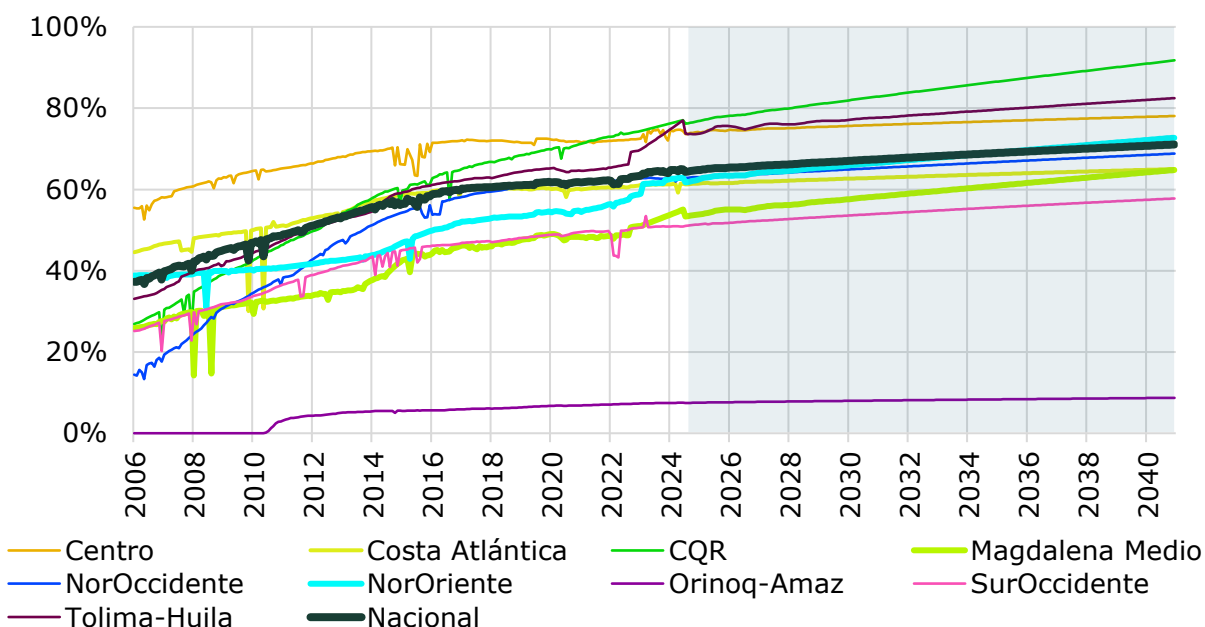
$$Cob_{t+1,j} = Cob_{t,j} \cdot (a_{0,j} + a_{1,j} \cdot Cob_{t,j})$$

Ec. 4

Multiplicando la proyección del nivel de cobertura antes determinado (Ec. 4) sobre la proyección del DANE de viviendas ocupadas, se determina el número de viviendas que en el futuro dispondrían del servicio de gas natural:

$$SUSCR_{t,j} = Cob_{t,j} \cdot VIV_{t,j}$$

Ec.1'



Gráfica A1- 4: Evolución histórica y prospectiva de cobertura residencial regional de gas natural

Fuente: UPME y SUI-SSPD.

iii. Proyección del consumo por usuario

Al comienzo del numeral **iError! No se encuentra el origen de la referencia.** de este capítulo se refirió la relación positiva entre el número de personas por vivienda y su consumo de gas natural como un factor determinante de la proyección de demanda de gas natural para el sector residencial. Desde una perspectiva histórica, en la Gráfica A1- 5 y Gráfica A1- 6 se expone la evolución de ambas variables ²².

Aplicando esta relación, para cada región se proyecta el consumo por usuario de la siguiente ecuación:

$$CU_{t,j} = CU_{0,j} \cdot \frac{PV_0}{PV_t}$$

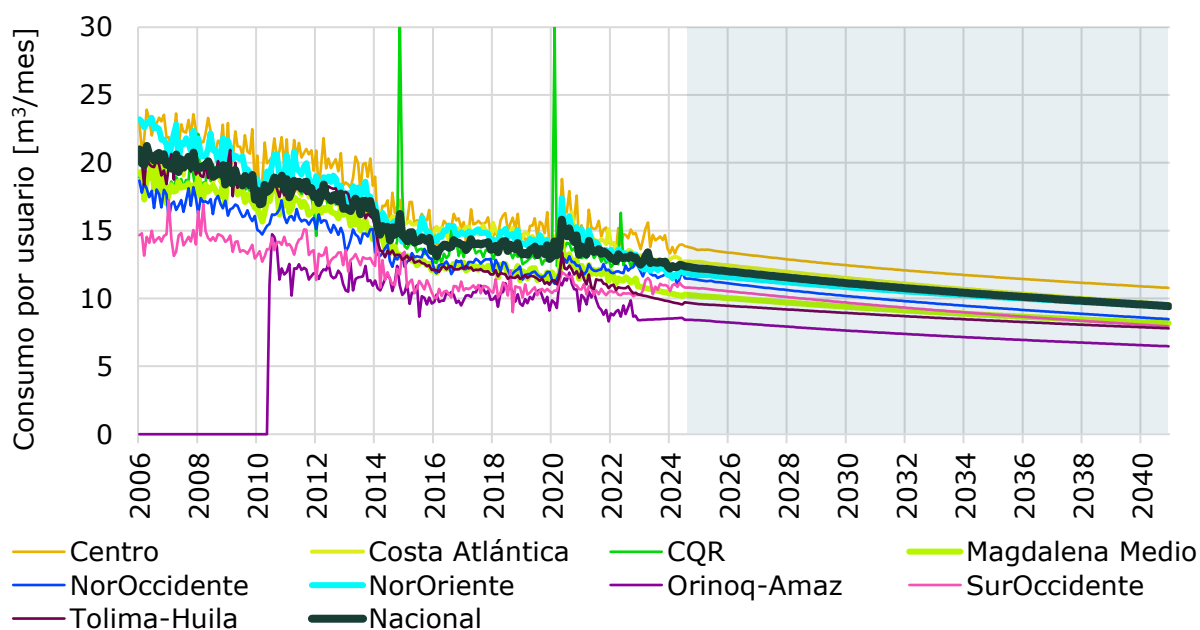
Ec. 5

Donde:

²² El coeficiente de correlación entre ambas variables para las siguientes áreas geográficas se estima en: Nacional: 93.3%, Centro: 84.3%, Costa Atlántica: 60.9%, Costa Interior: 81.6%, CQR: 93.7%, NorOriente: 34.8%, NorOccidente: 88.0%, SurOccidente: 91.1%, Tolima Huila: 97.1%.

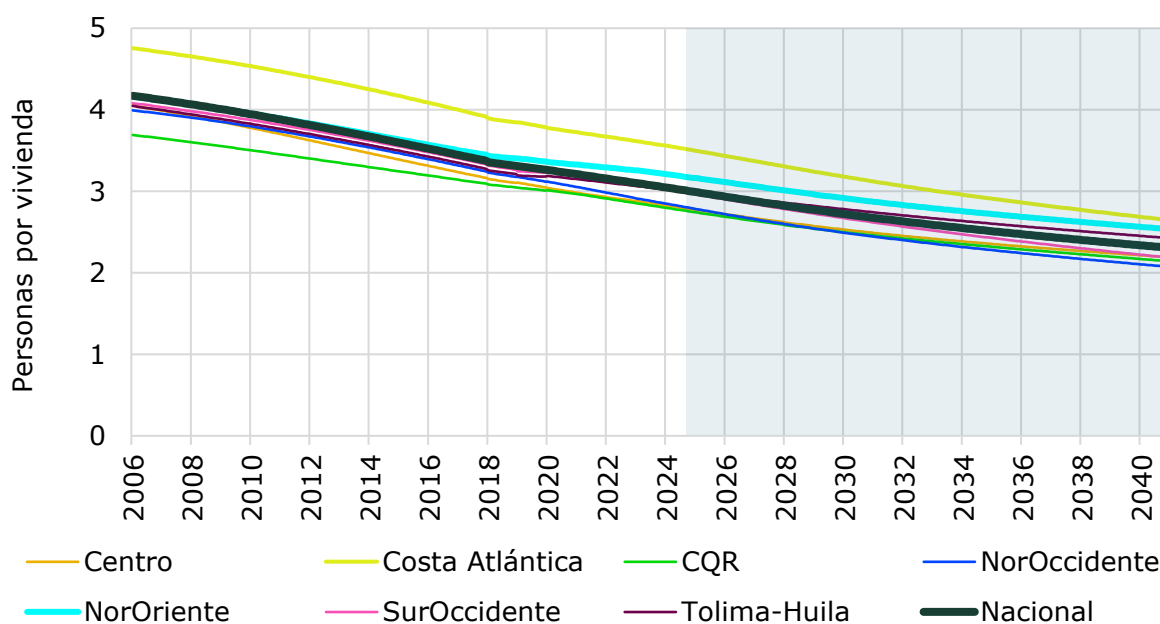
$CU_{t,j}$: corresponde al consumo por usuario en el mes t de la región j . Para el periodo referencia, en este caso diciembre de 2023, $t = 0$.

$PV_{t,j}$: corresponde al número de personas por vivienda en el mes t de la región j . Para el periodo referencia, en este caso diciembre de 2023, $t = 0$.



Gráfica A1- 5: Evolución histórica del consumo por usuario medio residencial de gas natural.

Fuente: SUI-SSPD. Cálculos: UPME.



Gráfica A1- 6: Evolución histórica y prospectiva del número de personas por vivienda.

Fuente: DANE. Cálculos: UPME.

iv. Proyección del crecimiento de la demanda regional

Para los periodos futuros y cada una de las regiones, con el producto del número de usuarios (numeral ii) y del consumo por usuario (numeral iii), se establece la demanda residencial en cada región, $D'_{t,j}$, y su crecimiento futuro $\Delta D'_{t,j}$. Combinando la Ec.1' y la Ec. 5:

$$D'_{t,j} = SUSCR_{t,j} \cdot CU_{t,j} \quad Ec. 6$$

$$\Delta D'_{t,j} = \frac{D'_{t+1,j}}{D'_{t,j}} - 1 \quad Ec. 7$$

v. Proyección de la demanda regional escenario medio

Las tasas de crecimiento de estas regiones $\Delta D'_{t,j}$ son aplicadas a la demanda residencial actual que procede del Gestor del Mercado para finalmente proyectar la demanda de gas natural del sector residencial $D_{t,j}$ ²³.

$$D_{t+1,j} = D_{t,j} \cdot (1 + \Delta D'_{t,j}) \quad Ec. 8$$

vi. Proyección de los escenarios alto y bajo

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error e de la proyección de la demanda nacional, de la siguiente manera:

$$D_{Nal,t} = c_1 \cdot D_{Nal,t-1} + e_t$$

²³ En razón a limitaciones de información, los cálculos en los numerales i-iii se efectuaron con una distribución regional aproximada a la expuesta en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y se determinaron las tasas de crecimiento del numeral iii; esto basado en información del DANE y SUI-SSPD. Tales tasas se aplican sobre la demanda actual procedente del Gestor del Mercado.

$$\begin{aligned}
&= c_1 \cdot (c_1 \cdot D_{Nal,t-2} + e_{t-1}) + e_t \\
&= c_1^n \cdot D_{Nal,t-n} + \sum_{1}^n c_1^n \cdot e_{t+1-n}
\end{aligned}$$

Ec. 9

Se tiene que el consumo de cada periodo proyectado t depende del consumo anterior t-n y un error creciente en la medida que avanza la proyección. Del segundo sumando de la Ec. 9 se puede estimar la varianza del propio consumo histórico de gasolina corriente:

$$\begin{aligned}
Var(D_{Nal,t}) &= \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \cdot e_{t+1-m}^2 \\
&= \sum_{m=1}^n c_1^{2m} \cdot \sigma_D^2 \\
&= \sigma_D^2 \sum_{m=1}^t c_1^{2m} \\
D.E(D_{Nal,t}) &= \sigma_D \cdot \left(\sum_{m=1}^t c_1^{2m} \right)^{1/2}
\end{aligned}$$

Para estimar los escenarios alto y bajo se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot D.E.(D_{Nal,t})$ alrededor del valor medio $D_{Nal,t}$ de cada periodo²⁴. Téngase en cuenta que en la medida que la proyección avanza, esta desviación aumenta, de manera que la banda se hace más ancha.

²⁴ El intervalo de confianza describe la potencial diferencia entre el valor obtenido del análisis estadístico de una variable o parámetro y el valor real. En una distribución normal, corresponde a un rango en el cual se encontraría este valor real. En el ejercicio estadístico común, el intervalo de confianza de 95% define el rango donde estaría el valor real de la variable analizada o parámetro con certeza de 95% adicionando y restando 1.96 la desviación estándar a la media.

A1.2 Sector Industrial

La Gráfica A1- 7 expone los pasos seguidos en la metodología aplicada para la proyección de este sector:



Gráfica A1- 7: Metodología de proyección de la demanda industrial de gas natural.

Fuente: UPME.

i. Información insumo:

Para la proyección de este sector la información insumo es la siguiente:

- Series históricas de consumo industrial de gas natural a escala de punto de salida del sistema nacional de transporte (2006-24), provistas por el Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra ²⁵.

²⁵ Disponible en: <https://segas.bmcbec.com.co/>

- *Series históricas nacional y departamentales del PIB agregado y sectorial, provistas por el DANE²⁶.*
- *Proyecciones de crecimiento del PIB nacional sectorial, en su escenario medio, provistas por el estudio relacionado con el contrato UPME-Fedesarrollo, 2023²⁷.*

ii. Proyección del PIB industrial a escala nacional:

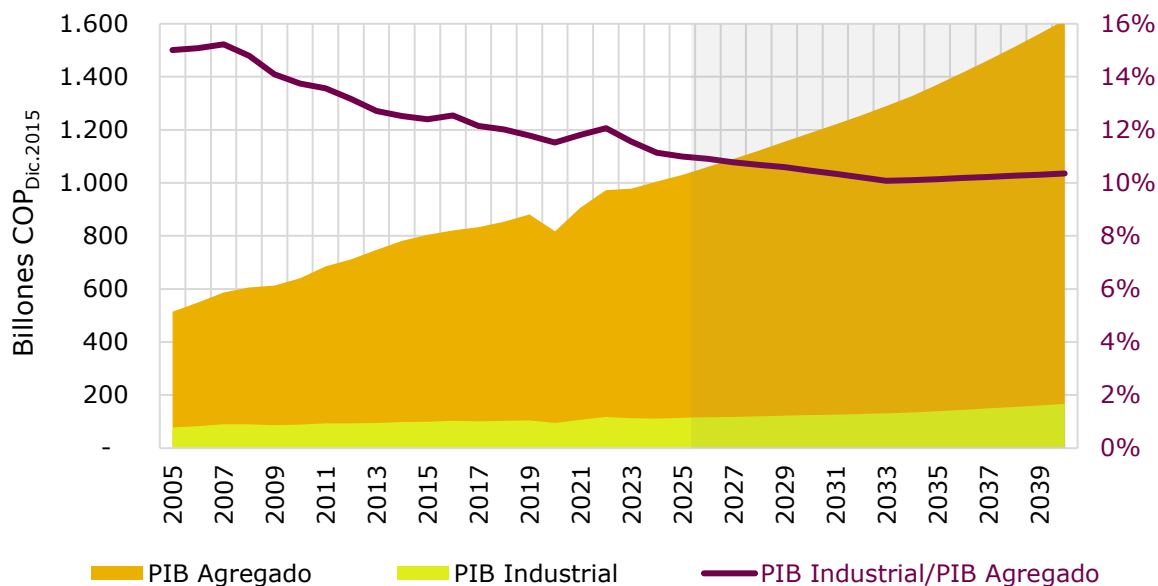
En primer lugar, se proyecta el PIB agregado nacional usando información de las tasas de crecimiento previstas por el contrato UPME-Fedesarrollo citado. Del mismo contrato también se dispone de la proyección del PIB industrial a escala nacional (Gráfica A1- 8).

El escenario base de crecimiento económico usado contempla una transición energética gradual. La producción de petróleo comenzaría a contraerse a partir de 2027, disminuyendo de 788 kBD en 2024 a 525 kBD en 2034. Consecuentemente, el PIB del sector minero presentaría las mayores caídas como resultado de la contracción en la producción de crudo. En cuanto a la transformación productiva, la PTF (productividad total de los factores) se incrementarían en 2,2%, lo que requeriría una inversión aproximada de \$895 miles de millones de pesos anuales.

La reindustrialización del sector agrícola se vería reflejada en un mayor crecimiento del sector, con una variación anual del 2,9% en 2034. Es fundamental resaltar que en este escenario la inversión en infraestructura rondaría los \$11,5 billones de pesos anuales, asociado a la finalización de las obras de la iniciativa 4G. El sector constructor recuperaría sus niveles prepandemia en 2033. Bajo estas condiciones, la economía convergería hacia un crecimiento del 2,9%.

²⁶ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

²⁷ Contrato CO1.PCCNTR.5480329: *Estimar posibles escenarios de variables macroeconómicas como la inflación y el crecimiento económico (PIB) a ser incorporadas en los modelos energéticos como variables de incidencia y analizar la intensidad energética considerando las metas establecidas de reducción de consumo energético del PAI PROURE; para proveer información objetiva que sirva de soporte a la toma de decisiones en el mercado energético.*



Gráfica A1- 8: Evolución histórica y prospectiva del PIB industrial y agregado de todos los sectores, a escala nacional.

Fuente: UPME, DANE y UPME.

iii. Proyección de la demanda nacional escenario medio

Para cada región, se establece una relación estadística histórica entre la demanda de gas natural industrial y el PIB industrial, según la Ec. 10. Para esto se ejecuta una regresión de mínimos cuadrados asumiendo como grupos las regiones de demanda regional de gas natural industrial ($D_{t,j}$) y el correspondiente PIB industrial regional ($PIB_IND_{t,j}$).

$$D_{t,j} = b_0 + b_1 \cdot PIB_IND_{t,j} + e_t$$

Ec. 10

Donde:

b_0 : magnitud constante.

b_1 : coeficiente asociado al $PIB_IND_{t,j}$.

iv. Desagregación regional de la proyección de demanda media

(a) Distribución regional histórica: se procede a asignarle a cada municipio donde se registre consumo histórico de gas industrial el nodo más cercano, según la distribución aplicada para esta proyección (ver **iError! No se encuentra el origen**

de la referencia.). Posteriormente, se agrupa la demanda nodal en las regiones correspondientes.

Se define, para cada mes, t la participación del consumo de cada región j ($C_{j,t}^{\%}$) dentro del consumo nacional:

$$C_{j,t}^{\%} = \frac{C_{j,t}}{C_{Nat,t}}$$

Ec. 11

Donde:

$C_{j,t}$: consumo de cada región j durante el mes t .

$C_{Nat,t}$: consumo nacional durante el mes t .

(b) Distribución regional proyectada: considerando los cambios en el pasado que ha tenido la participación de cada una de las regiones en el agregado nacional, se proyecta esta misma participación a futuro que tendría cada región dentro de la demanda nacional:

En general, se tiene que tales participaciones han cambiado marginalmente en el pasado, debido a lo cual a futuro éstas casi que se conservarían.

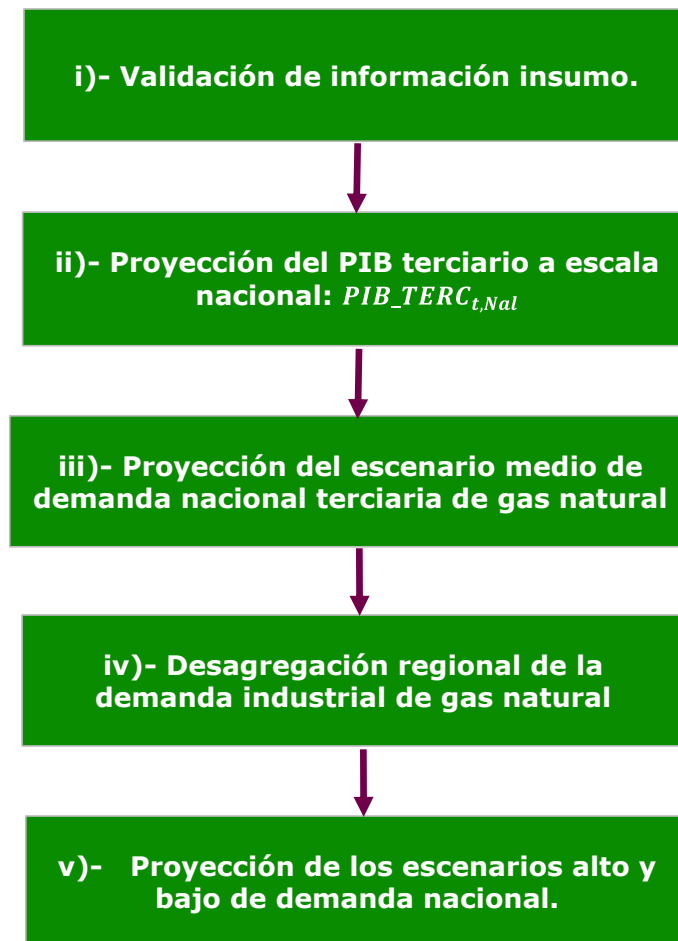
(c) Distribución nodal proyectada: la demanda regional a su vez se divide en sus nodos componentes (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Para esto se asume que la participación media que ha tenido durante los dos últimos años cada nodo dentro de la región a la que pertenece se conserva a futuro.

v. Proyección de los escenarios alto y bajo

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se aplica el mismo procedimiento expuesto en el numeral **A1.1** Sector Residencial, basado en el error asociado a un proceso autorregresivo de la demanda proyectada.

A1.3 Sector Terciario

La Gráfica A1- 9 expone los pasos seguidos en la metodología aplicada para la proyección de este sector:



Gráfica A1- 9: Metodología de proyección de la demanda terciaria de gas natural.

Fuente: UPME.

i. Información insumo

Para la proyección de este sector la información insumo es la siguiente:

- Series históricas de consumo del sector terciario de gas natural a escala de punto de salida del sistema nacional de transporte (2006-24), provistas por el Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra ²⁸.
- Series históricas nacional y departamentales del PIB agregado y sectorial, provistas por el DANE²⁹.

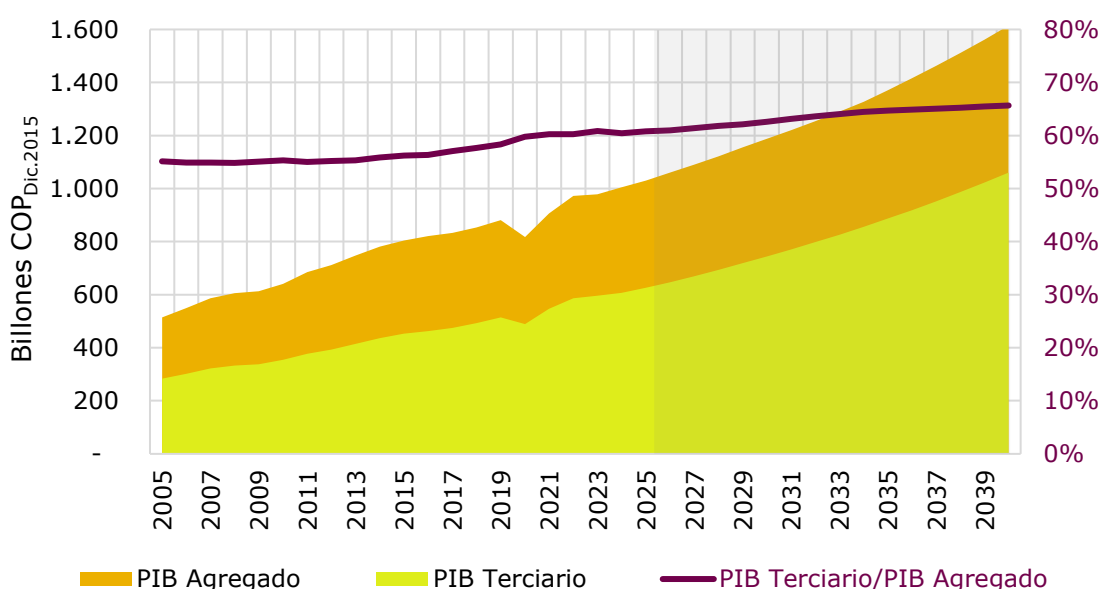
²⁸ Disponible en: <https://segas.bmcbec.com.co/>

²⁹ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

- *Proyecciones de crecimiento del PIB nacional sectorial, en su escenario medio, provistas por el estudio relacionado con el contrato UPME-Fedesarrollo, 2023³⁰.*

ii. **Proyección del PIB terciario a escala nacional:**

En primer lugar, se proyecta el PIB agregado nacional usando información de cuentas nacionales del DANE y las tasas de crecimiento previstas por el contrato UPME-Fedesarrollo citado. Así mismo, del mismo contrato también se dispone de la proyección del PIB del sector terciario a escala nacional (Gráfica A1- 10).



Gráfica A1- 10: Evolución histórica y prospectiva del PIB terciario y agregado, a escala nacional.

Fuente: UPME, a partir de datos del DANE y Fedesarrollo

iii. **Proyección del escenario medio de demanda**

Para cada región, se establece una relación estadística histórica entre la demanda de gas natural terciario y el PIB terciario, según la Ec. 12. Para esto se ejecuta una regresión de panel de datos asumiendo como grupos las regiones de demanda

³⁰ Ver numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**-ii de este documento.

regional de gas natural terciario ($D_{t,j}$) y el correspondiente PIB terciario regional ($PIB_IND_{t,j}$).

$$D_{t,j} = b_0 + b_1 \cdot PIB_TERC_{t,j} + e_t$$

Ec. 12

Donde:

b_0 : magnitud constante.

b_1 : coeficiente asociado al $PIB_TERC_{t,j}$.

Para la primera variable se hace uso de datos procedentes del Gestor del Mercado de Gas Natural; para la segunda variable, se hace uso de datos históricos del DANE ya considerados en el numeral i.

Los resultados de ésta se aplican sobre la proyección de PIB terciario para cada región del país, de manera que se obtiene la proyección de demanda regional de gas natural para el sector terciario.

iii. ***Desagregación regional de la proyección de demanda media***

Se aplica el procedimiento descrito en el numeral A1.2- iv.

iv. **Proyección de los escenarios alto y bajo**

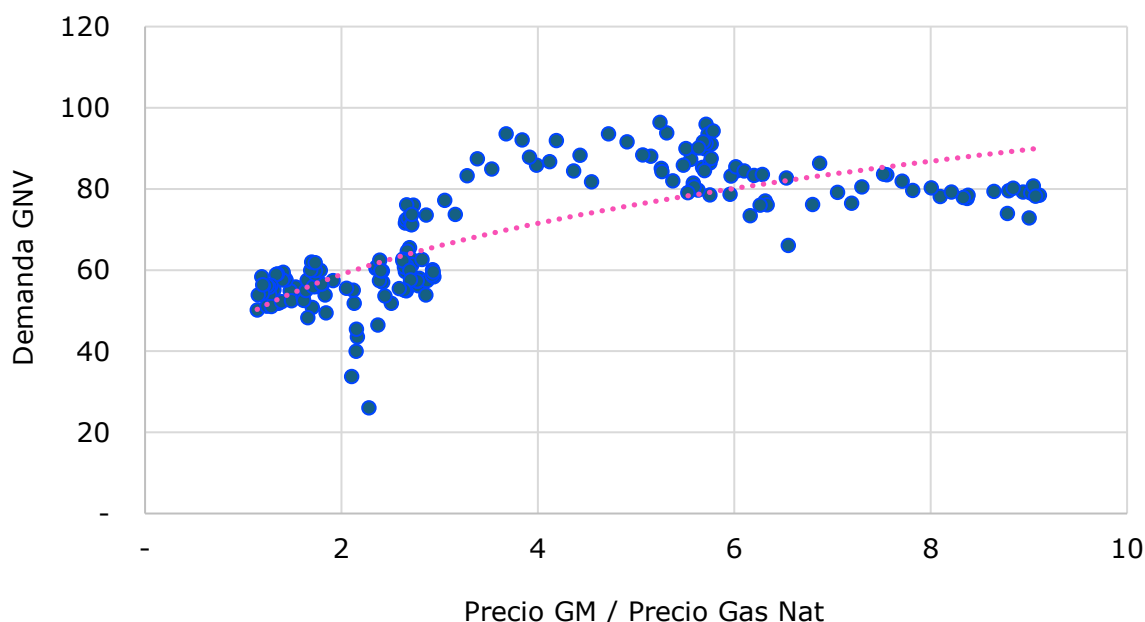
Se aplica el procedimiento descrito en el numeral **AiError! No se encuentra el origen de la referencia.**-vi.

A1.4 Sector Vehicular

Considerando el carácter sustituto que históricamente han tenido la gasolina motor y el GNC, en cuanto el parque automotor que consume este último combustible está constituido por vehículos duales, la metodología que aquí se aplica considera la relación de precios entre estos combustibles ($\frac{PGM_{t,j}}{PGN_{t,j}}$) como variable determinante del consumo de GNC.

Se considera que en la medida en que progresivamente el precio relativo del gas natural se eleva frente al precio de la gasolina motor, el incentivo a la adquisición de vehículos que consuman gas natural o a su conversión se reduce; también en el caso de vehículos duales, el incentivo a consumir gas natural se reduce. Esto es lo que se viene registrando con datos históricamente.

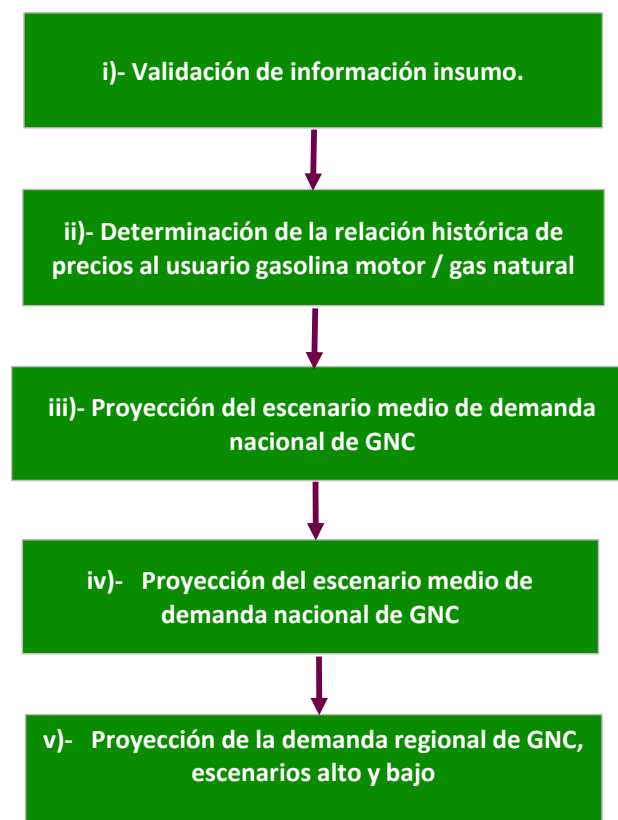
En la Gráfica A1- 11 se presenta esta relación para los años 2010-24 a escala nacional. Así, a partir de información histórica es posible determinar los parámetros de esta relación y, por consiguiente, proyectar la demanda de GNC para los siguientes años, ya que se cuenta con la proyección de precios de ambos combustibles.



Gráfica A1- 11: Relación histórica entre los precios relativos gasolina / GNC y la demanda de GNC

Fuente: UPME a partir de datos SUI-SSPD y SICOM.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Gráfica A1- 12 expone los pasos seguidos en la metodología aplicada para la proyección de este sector:



Gráfica A1- 12: Metodología de proyección de la demanda de GNC para el sector transporte.

Fuente: UPME.

i. Información insumo

Para la proyección de este sector la información insumo es la siguiente:

- (1) Series históricas de tarifas mensuales de gas natural residencial al usuario final para el periodo 2010-24 provistas por el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ³¹.
- (2) Series históricas de tarifas mensuales de gasolina en diferentes ciudades del país para el periodo 2010-24 provistas por el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM) ³².

³¹ Se asumió la tarifa del sector residencial como variable aproximada del sector vehicular, en razón a limitaciones de información en las tarifas de este último. Disponible en: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Gas-Natural>

³² Disponible en: <https://liquidos.sicom.gov.co/sicom/identificacionAction.do?method=pRedirectHttps>

- (3) Series históricas de proyección de precios al usuario final de gasolina y de gas natural en plantas de generación para el periodo 2024-40³³.
- (4) Series históricas de consumo mensual del sector transporte de gas natural a escala de punto de salida del sistema nacional de transporte (2006-23), provistas por el Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra³⁴.

ii. **Determinación de la relación histórica de precios al usuario gasolina motor / gas natural**

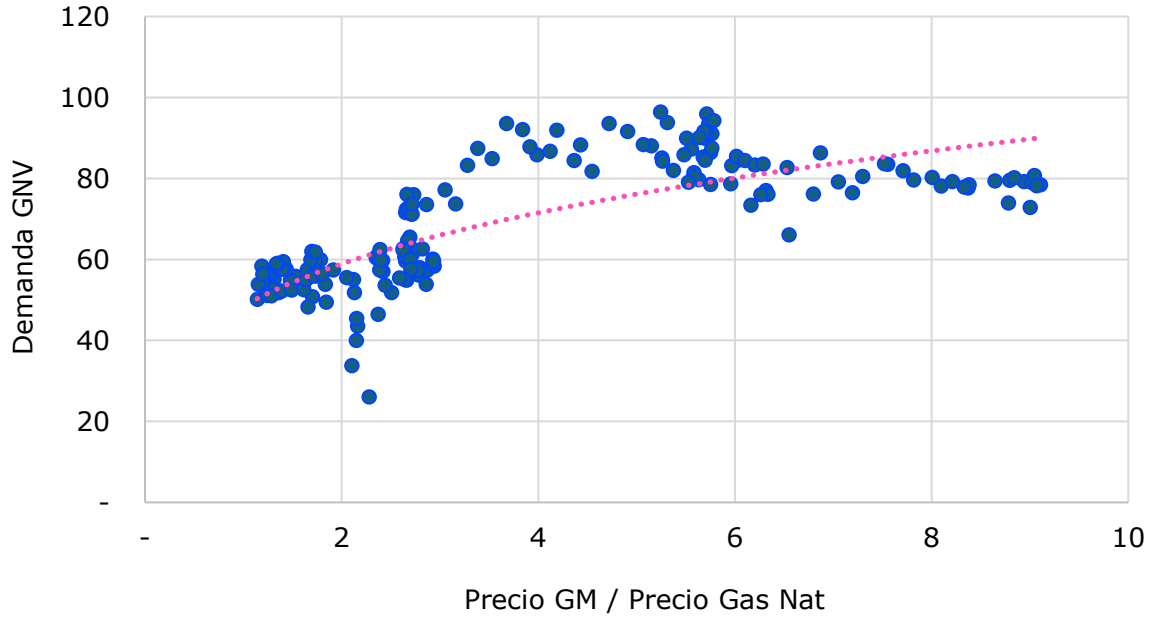
Se establece una relación estadística histórica a escala nacional entre el precio de la gasolina motor y el precio del gas natural, $\frac{PGM_{t,j}}{PGN_{t,j}}$, provenientes de los numerales (1) y (2). Téngase en cuenta que para los precios del gas natural vehicular se utiliza como variable proxy el precio del gas natural residencial, el cual se asume que crecería con las tasas de crecimiento del precio del gas natural proyectadas con las series del numeral (3). A continuación, la Gráfica A1- 13 presenta la historia y proyección de tal relación de precios, donde:

$PGM_{t,j}$: Precio de la gasolina motor para la región j durante el mes t.

$PGN_{t,j}$: Precio del gas natural para la región j durante el mes t.

³³ Se asumen sus tasas de crecimiento para proyectar la tasa de crecimiento del precios del gas natural vehicular. como Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Proyeccion-precios-energeticos-FP-PG.aspx>

³⁴ Disponible en: <https://segas.bmcbec.com.co/>



Gráfica A1- 13: Evolución histórica y prospectiva de la relación de precios gasolina motor / gas natural.

Fuente: UPME, calculado a partir de Información SUI y SICOM.

iii. Proyección del escenario medio de demanda

Se realiza una regresión a escala regional entre la demanda histórica de gas natural vehicular y la relación de precios, $\frac{PGM_{t,j}}{PGN_{t,j}}$. Esta relación se efectuó mediante una regresión de mínimos cuadrados ordinarios:

$$D_{t,j} = c_0 + c_1 \cdot \frac{PGM_{t,j}}{PGN_{t,j}} + e_t$$

Ec. 13

Donde:

c_0 : magnitud constante.

c_1 : coeficiente asociado a la relación de precios $\frac{P_{t,GM}}{P_{t,GN}}$

$D_{t,j}$: Demanda de GNC para la región j durante el mes t.

Aplicando la Ec. 13 a la proyección de la relación de precios, $\frac{PGM_{t,j}}{PGN_{t,j}}$ (numeral ii) se determina la demanda futura de gas natural del transporte en su escenario medio.

iv. Desagregación regional de la proyección de demanda

Se aplica el procedimiento descrito en el numeral A1-2- iv.

v. Proyección de los escenarios alto y bajo

Se aplica el procedimiento descrito en el numeral A1-1-vi.

A1.5 Sector Termoeléctrico

i. Información insumo:

Para la proyección de este sector la información insumo es la siguiente:

- Series históricas (1966-2024) de caudales medios mensuales, afluentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), procedentes de bases de datos del Centro Nacional de Despacho (CND)³⁵.
- Series históricas (1950-2024) de promedio trimestral de anomalías de temperatura superficial en el Océano Pacífico, Oceanic Niño Index (ONI) ³⁶ .
- Series históricas (1996-2024) de generación eléctrica mensual y de capacidad instalada por central ³⁷.
- Parámetros técnicos de las centrales de generación del SIN ³⁸.

³⁵ Disponible en: <http://dhime.ideam.gov.co/atencionciudadano/> .

³⁶ Indicador de Oceanic Niño Index (ONI), disponibles en:
https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

³⁷ Disponible en: <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx> .

³⁸ Disponible en: paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad.

- Series históricas de precios de oferta de las centrales de generación eléctrica del país (2000-24) ³⁹.
- Proyecciones de precios de gas natural y carbón para las centrales de generación ⁴⁰.

ii. Proyección de la capacidad instalada de generación:

(1) Capacidad efectiva de generación ($\hat{P}_{k,j}$): para cada central j , corresponde al producto de la capacidad instalada de generación ($PMáx_{k,j}$) por el factor de Disponibilidad (FD_k), según el energético primario k .

$$\hat{P}_{k,j} = PMáx_{k,j} \cdot FD_k$$

Ec. 14

(2) Factor de Disponibilidad (FD_k):

Para las centrales de fuente primaria agua, solar, eólica y biomasas del SIN, se asume el factor de utilización histórico, estimándose su valor en cerca de 52% y 39%, respectivamente. Para las centrales solares y eólicas se estimó en cerca de 20% y 62%.

$$FD_k = \frac{\sum_{j=1}^n \overline{P_{k,j}}}{\sum_{j=1}^n \overline{PMáx_{k,j}}}$$

Ec. 15

Donde:

$\overline{P_{k,j}}$: es la potencia media generada por la central j con fuente primaria k, durante su historia.

³⁹ Ver nota de pie de página 37.

[illegible]

$PMáx_{k,j}$: es la capacidad de generación máxima de la central j con fuente primaria k, durante su historia.

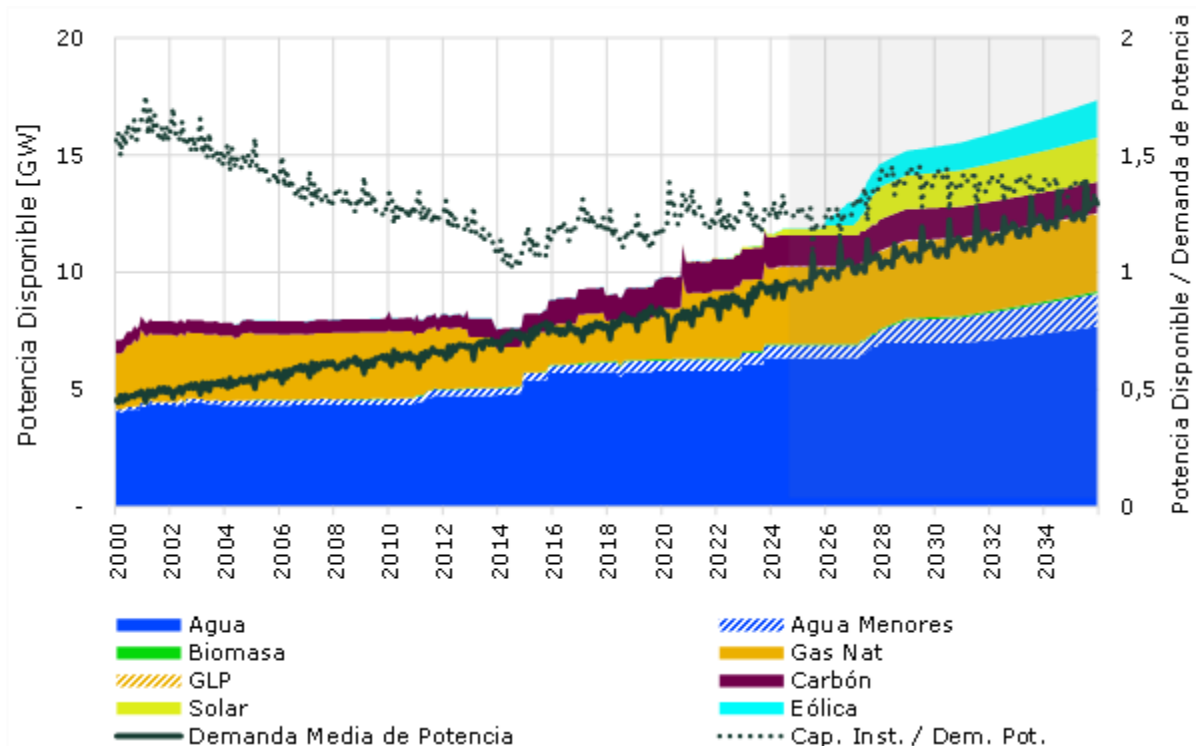
Para las centrales de fuente primaria gas natural y carbón del SIN, considerando que su generación (utilización) es baja debido a sus mayores precios de oferta, no se tuvo en cuenta su factor de utilización histórico. Se asumió para éstas una disponibilidad de 85% siguiendo una estimación de tiempos de salidas de operación programadas y no programadas.

(3) Capacidad efectiva de generación nacional (\hat{P}_t): para cada mes t pasado, corresponde a la suma de las capacidades efectivas de cada uno de los generadores j del SIN $\hat{P}_{k,j,t}$:

$$\hat{P}_t = \sum_j \hat{P}_{k,j,t}$$

Ec. 16

En seguida, la Gráfica A1- 14 muestra para el SIN la capacidad efectiva de generación histórica (\hat{P}_t , en áreas según energético primario) junto con la demanda media de potencia \bar{P}_t : El cociente de ambas variables muestra, tras una reducción, su estabilización cerca de valores de 1.4 ($\hat{P}_t/\bar{P}_t \approx 1.4$)



Gráfica A1- 14: Capacidad efectiva de generación eléctrica histórica.

Fuente: UPME y XM.

(4) Proyección de la capacidad efectiva nacional de generación futura (\hat{G}_t): para cada periodo t futuro, se proyecta la capacidad efectiva de generación de manera que se conserve el cociente \hat{G}_t/\bar{P}_t alrededor del valor actual de 1.4. Es decir, la relación entre la potencia efectiva y la potencia media en el pasado reciente se conservaría a futuro. Ver **iError! No se encuentra el origen de la referencia..**

$$\hat{G}_t/\bar{P}_t \approx 1.4 \approx \hat{P}_t/\bar{P}_t$$

Para esto se tienen en cuenta las expectativas de entradas de nuevos proyectos considerados en el cargo por confiabilidad y en las subastas de largo plazo ⁴¹ (2024-27). Para los demás años se consideran tendencias en el crecimiento de generación por tipo de energético primario.

Téngase en cuenta que la capacidad efectiva nacional de generación (\hat{G}_t) es el agregado de las capacidades efectivas de cada una de las centrales ($\hat{G}_{k,j,t}$):

$$\hat{G}_t = \sum_j \hat{G}_{k,j,t}$$

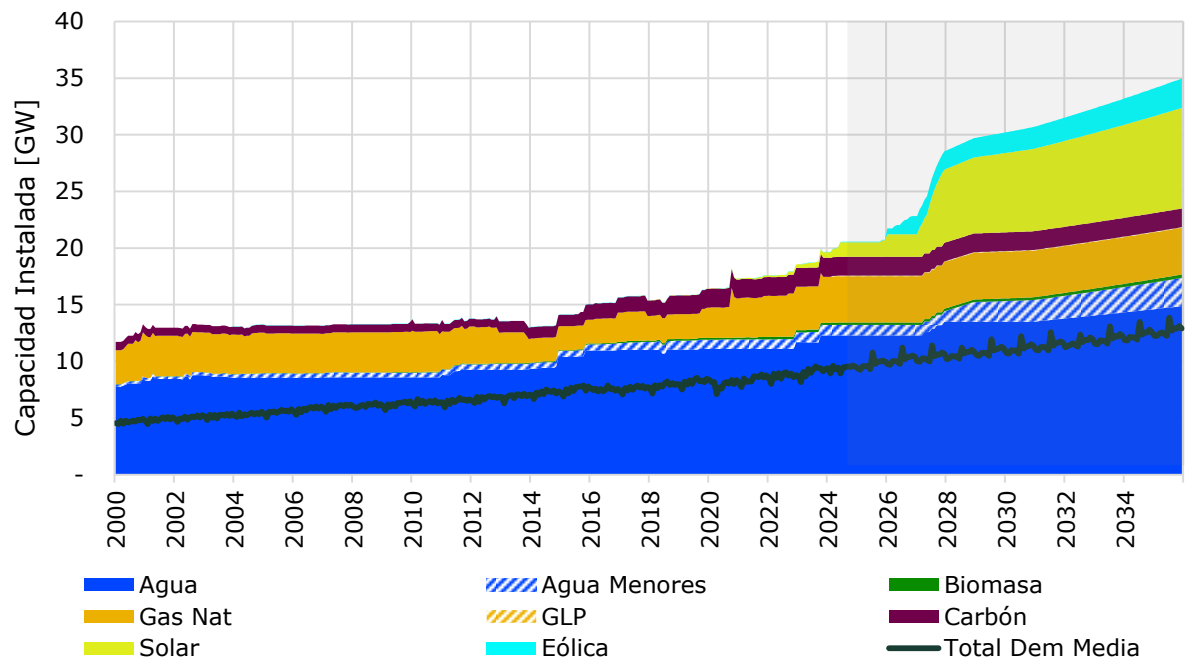
Ec. 17

(5) Proyección de la capacidad instalada de generación ($GMáx_{k,j,t}$): de manera semejante a la relación establecida en la Ec. 14, se tiene que la capacidad instalada de cada central ($GMáx_{k,j,t}$) depende del factor de disponibilidad definido según recurso primario en la Ec. 15; ver Gráfica A1- 15.

$$GMáx_{k,j,t} = \hat{G}_{k,j,t} / FD_k$$

Ec. 18

⁴¹ Disponible en: <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/obligaciones-de-energia-0> y <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo>

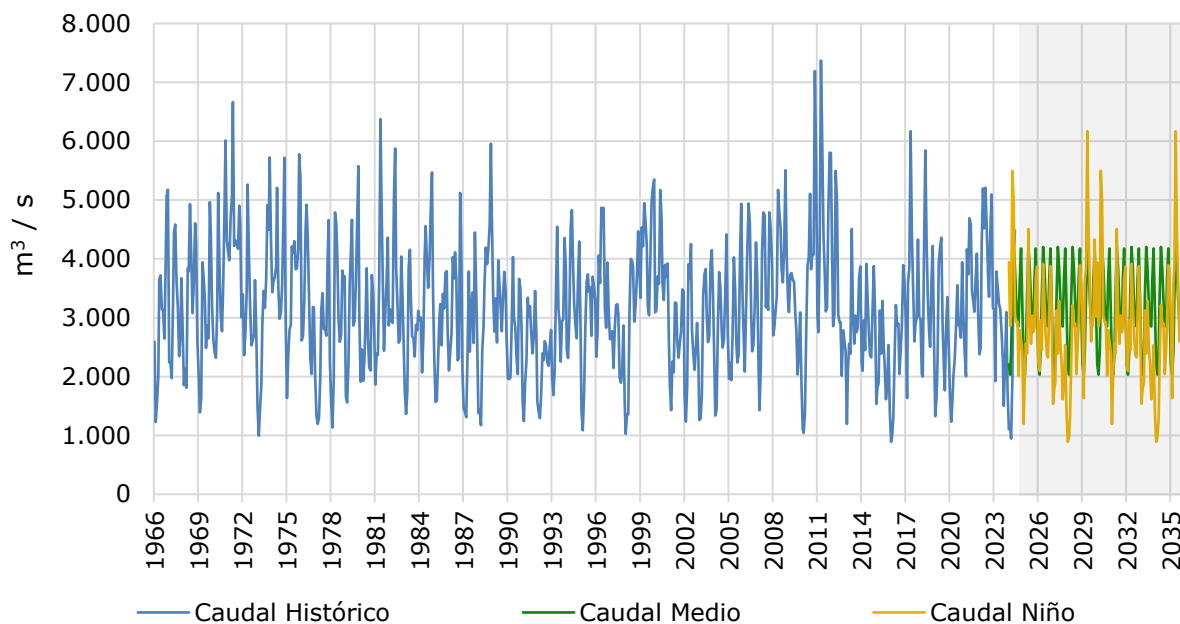


Gráfica A1- 15: Capacidad instalada de generación eléctrica histórica y proyectada.

Fuente: UPME y XM

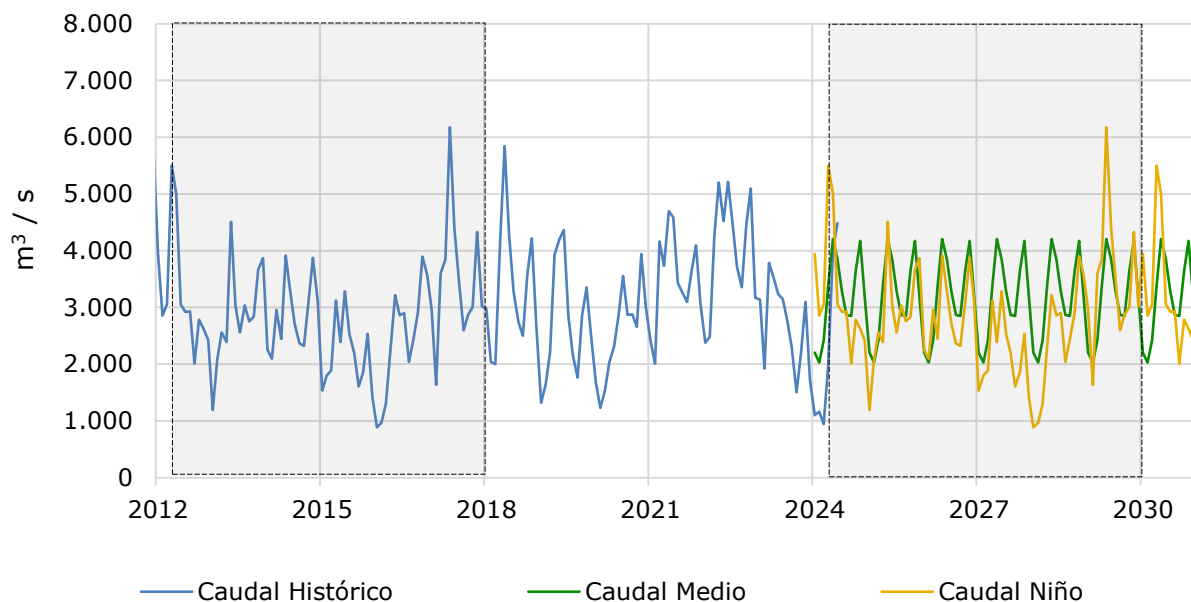
iii. Supuestos de los escenarios proyectados

Para el escenario bajo se asumió, para cada mes, el promedio histórico de los caudales de los meses correspondientes.



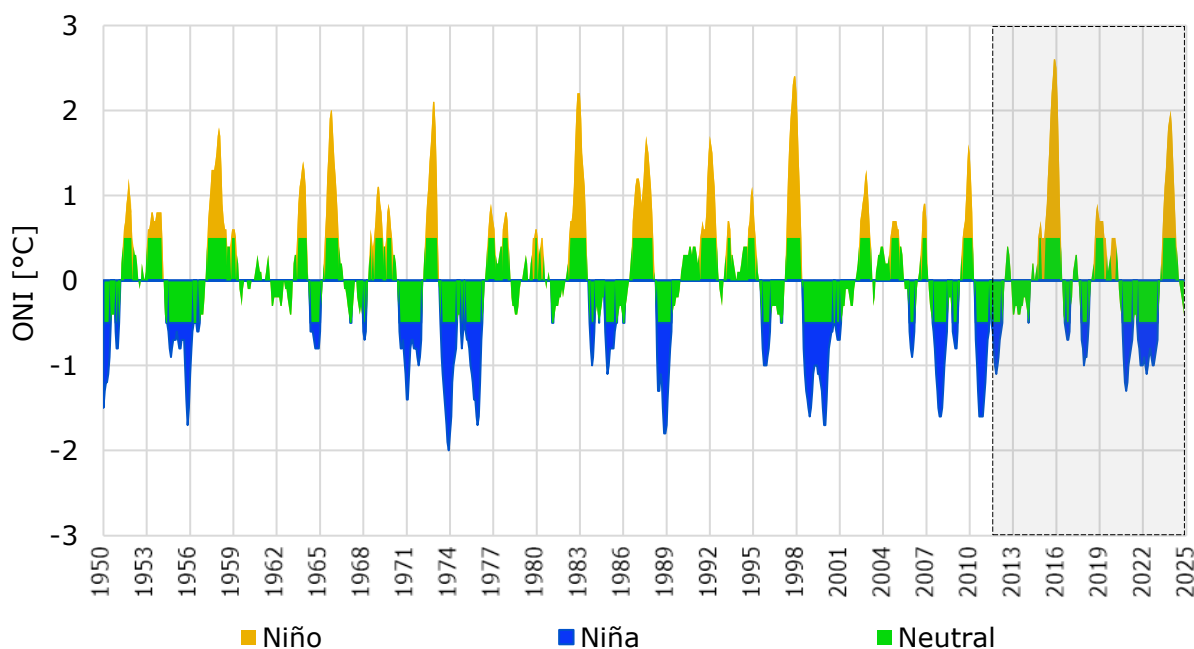
Gráfica A1- 16: Caudal agregado afluente al SIN, histórico y proyectado 1966-2035.

Fuente: XM. Cálculos UPME.



Gráfica A1- 17: Caudal agregado afluente al SIN, histórico y proyectado 2012-31.

Fuente: XM. Cálculos UPME.



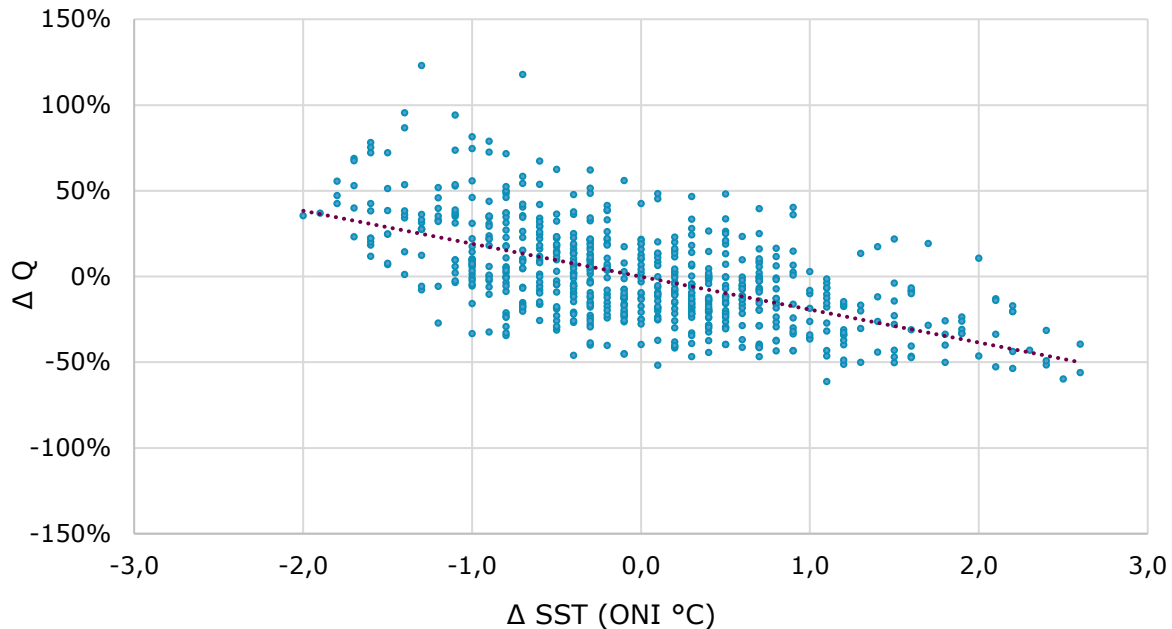
Gráfica A1- 18: Anomalía de temperatura en el Océano Pacífico⁴².

Fuente: NOAA. Cálculos UPME.

⁴² Ver nota de pie de página 36.

Para el escenario medio, el caudal afluente a cada central hidroeléctrica para el periodo Jul.2024 - Dic.2029 se asumió igual al del periodo Jul.2012-Dic.2017, repitiéndose sucesivamente (ver **Gráfica A1- 16** y **Gráfica A1- 17**). Así, se asume que para el periodo 2027-28, los aportes hidrológicos serían los mismos que para el periodo 2015-16. Éste último periodo registra el Fenómeno de El Niño con mayor anomalía de temperatura en la superficie del Océano Pacífico, ONI (ver **Gráfica A1- 18**), que alcanzó una magnitud de 2.6°C en enero de 2016.

Para lo anterior, téngase en cuenta que una anomalía positiva de temperatura, es decir, calentamiento del Océano Pacífico, implica una reducción de caudales afluentes, por tanto, mayor generación termoeléctrica y mayor demanda de gas natural. A continuación, la Gráfica A1- 19 presenta para datos entre 1966 y 2024 la mencionada relación.



Gráfica A1- 19: Anomalía de temperatura en el Océano Pacífico y caudales afluentes al SIN.

Fuente: XM y NOAA. Cálculos UPME.

Para el escenario alto se asumió restar 1200 MW de capacidad de generación renovable a lo considerado en los escenarios bajo y medio. Esto en el intento de considerar un retraso en el ingreso de nuevos proyectos de generación.

A1.6 Sector Petrolero

Para el sector petrolero, se incluye la información directamente suministrada por Ecopetrol sobre su prospectiva de consumo de gas natural asociada a la producción de crudos, gas natural y refinados en el país.

A1.7 Sector Petroquímico

Para el sector petroquímico, la proyección de demanda en su escenario medio mantiene, para cada uno de los nodos, el promedio de los últimos dos años. Los escenarios alto y bajo siguen el procedimiento expuesto en el numeral **AiError! No se encuentra el origen de la referencia..2-vi**.

A1.8 Sector Compresores

Para estimar la proyección de demanda media de los compresores del propio sistema de transporte de gas natural, así como de los sistemas de bombeo de sistema de transporte de combustibles líquidos, se mantiene el promedio de los últimos tres años de la demanda en cada uno de los nodos en lo que se consume este combustible. Adicionalmente, se incluye la participación de los futuros compresores de la prevista bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita desde al año 2031.

Los escenarios alto y bajo siguen el procedimiento expuesto en el numeral **AiError! No se encuentra el origen de la referencia..2-vi**.

Anexo 2: Proyecciones de Demanda de Gas Natural Sectorial y Regional, Escenario Medio [GBTUD]

Sector Residencial

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	48,8	20,9	2,4	7,3	2,2	6,7	8,4	9,9	7,5	114,0
2010	50,3	21,5	2,5	8,0	2,3	6,8	9,3	11,0	7,9	119,4
2011	53,7	22,3	2,6	8,8	2,5	7,0	10,5	12,1	8,9	128,2
2012	52,8	22,6	2,4	9,2	2,4	6,3	10,2	12,8	9,3	128,0
2013	59,3	23,5	2,7	10,0	2,6	7,2	12,9	13,6	9,7	141,5
2014	53,4	23,8	2,9	9,4	2,7	6,8	13,0	13,3	8,7	133,8
2015	48,5	24,5	2,9	9,5	2,8	7,5	13,7	13,2	8,8	131,3
2016	53,1	24,8	2,9	9,5	2,9	8,1	13,9	13,3	8,9	137,5
2017	55,8	26,3	3,1	10,2	3,1	8,5	15,5	14,3	9,3	146,2
2018	60,3	36,5	3,4	10,8	3,3	9,5	15,8	13,9	9,0	162,6
2019	63,7	48,0	3,3	9,7	3,4	10,3	15,9	14,1	9,4	177,8
2020	67,2	36,6	2,9	10,7	3,6	10,3	16,9	15,4	10,6	174,2
2021	70,6	32,9	2,3	12,1	3,5	10,8	17,4	15,1	10,7	175,3
2022	72,3	34,6	1,5	12,3	3,4	11,8	17,2	15,5	10,6	179,1
2023	71,5	30,3	2,8	11,6	3,7	11,8	17,5	14,2	10,0	173,4
2024	70,8	33,1	3,2	11,9	3,8	11,8	17,8	14,5	10,2	177,2
2025	71,7	32,6	3,2	12,0	3,9	12,0	18,4	14,7	10,3	178,9
2026	72,7	33,0	3,2	12,3	3,9	12,2	18,9	14,9	10,5	181,5
2027	73,4	33,4	3,3	12,5	4,0	12,4	19,3	15,0	10,6	183,9
2028	74,2	33,8	3,3	12,7	4,1	12,5	19,8	15,1	10,8	186,3
2029	75,0	34,2	3,4	12,9	4,1	12,7	20,3	15,2	10,9	188,8
2030	75,8	34,5	3,4	13,2	4,2	12,9	20,9	15,4	11,1	191,3
2031	76,6	34,8	3,5	13,4	4,3	13,1	21,5	15,6	11,2	193,8
2032	77,3	35,1	3,5	13,6	4,3	13,2	22,1	15,7	11,3	196,3
2033	78,0	35,3	3,5	13,8	4,4	13,4	22,7	15,9	11,5	198,6
2034	78,7	35,6	3,6	14,1	4,4	13,6	23,2	16,0	11,6	200,8
2035	79,4	36,0	3,6	14,3	4,5	13,7	23,8	16,1	11,7	203,0
2036	80,0	36,3	3,7	14,5	4,5	13,9	24,4	16,2	11,9	205,3
2037	80,7	36,6	3,7	14,7	4,6	14,0	25,0	16,3	12,0	207,6
2038	81,3	36,8	3,8	14,9	4,6	14,2	25,6	16,4	12,1	209,8
2039	81,9	37,0	3,8	15,1	4,7	14,4	26,2	16,6	12,2	211,9
2040	82,2	37,1	3,8	15,3	4,7	14,5	26,6	16,6	12,3	213,1

Sector Industrial

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	69,2	100,4	3,8	9,4	7,2	17,3	1,6	26,9	7,2	243,0
2010	46,0	104,5	3,5	10,4	6,5	18,5	1,9	28,9	9,9	230,0
2011	50,6	97,7	12,4	10,1	17,2	20,4	2,0	27,4	14,2	251,9
2012	44,9	98,9	8,6	11,2	18,1	19,2	1,9	33,4	12,8	249,0
2013	54,7	107,2	8,2	11,0	15,3	22,4	1,6	48,2	7,3	275,9
2014	49,3	94,1	9,8	10,4	16,7	23,2	0,9	50,5	2,9	257,8
2015	50,1	89,6	10,5	10,3	14,3	23,6	0,6	45,0	2,4	246,4
2016	65,0	82,7	4,4	9,9	21,3	22,4	0,5	45,0	2,0	253,2
2017	66,9	88,2	1,7	9,8	21,7	23,5	0,6	36,1	0,7	249,1
2018	78,8	85,0	1,5	10,4	22,9	23,8	0,7	36,7	0,8	260,7
2019	84,2	89,6	1,2	9,5	29,1	21,9	1,0	38,6	1,8	277,0
2020	84,7	61,3	0,7	9,7	30,7	22,4	1,3	34,0	3,2	248,1
2021	101,0	54,5	0,3	10,5	32,4	25,2	1,5	34,0	5,2	264,7
2022	102,8	56,2	0,1	12,6	37,5	28,1	0,9	38,1	6,8	283,0
2023	98,8	57,3	0,8	11,7	27,9	26,4	1,8	38,3	6,9	269,9
2024	96,8	62,1	1,2	11,5	33,3	25,1	1,7	36,9	5,3	273,9
2025	99,6	61,4	1,1	11,0	35,4	25,4	1,6	39,7	5,8	281,1
2026	101,5	59,4	1,1	11,1	36,7	25,9	1,6	40,1	5,6	283,0
2027	103,2	57,5	1,1	11,2	37,7	26,3	1,6	40,4	5,7	284,7
2028	104,9	55,7	1,1	11,2	38,7	26,8	1,6	40,7	5,7	286,4
2029	106,5	54,1	1,1	11,2	39,6	27,2	1,5	41,0	5,7	288,1
2030	108,0	52,6	1,2	11,3	40,4	27,7	1,5	41,3	5,7	289,6
2031	109,5	51,3	1,2	11,3	41,1	28,1	1,5	41,5	5,7	291,1
2032	110,9	50,1	1,2	11,3	41,7	28,5	1,5	41,7	5,7	292,5
2033	112,3	49,1	1,2	11,3	42,1	28,8	1,5	41,9	5,7	293,9
2034	113,8	48,3	1,2	11,3	42,6	29,2	1,4	42,2	5,8	295,8
2035	115,4	47,7	1,2	11,4	43,0	29,7	1,4	42,4	5,8	297,9
2036	116,9	47,3	1,2	11,4	43,3	30,1	1,4	42,7	5,8	300,0
2037	118,4	47,0	1,2	11,4	43,4	30,5	1,4	42,9	5,8	302,1
2038	119,8	47,0	1,2	11,5	43,5	30,9	1,4	43,1	5,8	304,2
2039	121,2	47,0	1,2	11,5	43,5	31,3	1,3	43,4	5,8	306,2
2040	122,5	47,3	1,2	11,5	43,3	31,6	1,3	43,5	5,8	308,2

Sector Terciario

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	19,1	3,5	0,4	2,4	0,5	2,8	1,8	3,3	1,6	35,5
2010	20,4	3,7	0,4	2,3	0,5	3,3	1,9	3,6	2,5	38,6
2011	22,5	4,0	0,5	2,4	0,6	3,8	1,9	3,9	5,3	44,9
2012	26,5	6,2	1,1	2,5	0,5	3,4	2,2	4,1	6,9	53,3
2013	30,1	6,8	1,5	2,7	0,6	4,1	2,8	4,2	6,7	59,5
2014	27,3	7,6	1,7	2,4	0,7	4,1	3,1	5,9	1,5	54,4
2015	24,0	5,9	0,9	2,7	0,7	4,1	2,1	4,0	1,9	46,3
2016	25,3	5,2	0,6	3,1	0,6	4,4	2,8	4,2	1,8	48,0
2017	25,3	5,1	0,5	3,6	0,6	4,7	2,9	4,4	1,8	48,9
2018	26,3	5,7	0,5	3,7	0,7	5,5	2,9	4,3	1,8	51,4
2019	23,2	5,8	0,4	3,1	0,7	7,2	2,8	4,9	1,8	49,9
2020	15,7	5,9	0,2	2,5	0,7	7,8	2,1	4,8	1,6	41,2
2021	13,1	9,0	0,1	3,2	0,8	10,1	2,0	5,2	1,7	45,2
2022	15,4	11,0	0,1	3,6	0,7	11,2	2,0	6,4	1,7	52,1
2023	20,3	11,4	0,2	3,5	0,8	11,2	1,9	5,8	1,6	56,7
2024	21,0	5,7	0,3	3,5	0,8	11,2	1,9	5,6	1,7	51,7
2025	21,1	9,0	0,3	3,4	0,8	11,3	1,9	5,8	1,5	55,1
2026	20,8	9,3	0,3	3,5	0,8	11,6	1,9	6,0	1,6	55,8
2027	20,5	9,7	0,3	3,6	0,8	12,0	1,9	6,2	1,6	56,6
2028	20,2	10,1	0,3	3,7	0,9	12,3	1,9	6,4	1,6	57,4
2029	20,0	10,5	0,3	3,8	0,9	12,6	1,9	6,6	1,6	58,2
2030	19,7	10,9	0,3	3,9	0,9	12,8	1,9	6,8	1,7	58,9
2031	19,5	11,3	0,3	4,0	0,9	13,1	2,0	7,0	1,7	59,7
2032	19,3	11,7	0,3	4,1	1,0	13,3	2,0	7,2	1,7	60,5
2033	19,0	12,1	0,3	4,1	1,0	13,6	2,0	7,5	1,7	61,2
2034	18,8	12,5	0,3	4,2	1,0	13,8	2,0	7,7	1,7	62,0
2035	18,6	12,9	0,3	4,3	1,0	14,0	2,0	7,9	1,8	62,8
2036	18,4	13,3	0,3	4,4	1,0	14,2	2,1	8,1	1,8	63,5
2037	18,2	13,7	0,3	4,5	1,1	14,3	2,1	8,4	1,8	64,3
2038	18,0	14,1	0,3	4,6	1,1	14,5	2,1	8,6	1,8	65,1
2039	17,8	14,5	0,3	4,7	1,1	14,6	2,1	8,9	1,8	65,8
2040	17,6	15,1	0,3	4,8	1,1	14,7	2,0	9,1	1,8	66,6

2

Sector Petrolero

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	8,3	12,0			77,9			-	-	98,2
2010	12,2	11,8			86,2			-	-	110,1
2011	15,9	14,2			96,6			-	-	126,7
2012	18,6	13,7			98,2			-	-	130,5
2013	20,0	13,8			106,3			-	-	140,1
2014	19,4	4,1			120,5			-	-	144,0
2015	18,7	10,9			122,7			-	-	152,4
2016	19,5	57,5			118,8			-	-	195,7
2017	22,3	70,5			118,4			-	-	211,2
2018	23,1	70,7			111,4			-	-	205,2
2019	25,8	70,3			106,3			-	-	202,4
2020	13,9	62,7			79,1			-	-	155,7
2021	18,4	63,4			96,8			-	-	178,6
2022	24,9	62,1			118,2			-	-	205,1
2023	24,1	74,2			118,3			-	-	216,6
2024	26,1	68,4			116,4			-	-	210,8
2025	22,2	72,7			120,8			-	-	215,7
2026	34,7	77,1			124,3			-	-	236,0
2027	33,4	69,9			124,5			-	-	227,9
2028	34,6	64,9			124,0			-	-	223,6
2029	34,6	68,6			124,8			-	-	228,1
2030	34,7	67,4			124,7			-	-	226,8
2031	34,6	70,0			130,1			-	-	234,8
2032	34,6	61,9			130,2			-	-	226,7
2033	34,7	68,7			131,8			-	-	235,2
2034	34,6	67,4			130,6			-	-	232,6
2035	34,6	68,6			129,3			-	-	232,6
2036	34,7	66,5			128,5			-	-	229,7
2037	34,6	65,7			130,1			-	-	230,4
2038	34,6	67,5			127,8			-	-	230,0
2039	34,7	68,6			128,2			-	-	231,5
2040	34,6	64,8			127,9			-	-	227,3

Sector Petroquímico

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	-	19,5				0,7				20,2
2010	-	21,1				0,6				21,7
2011	-	22,1				0,5				22,6
2012	-	18,2				0,5				18,7
2013	-	21,2				0,9				22,1
2014	-	19,2				1,1				20,3
2015	-	16,7				0,8				17,4
2016	-	16,1				0,7				16,9
2017	-	17,3				0,7				18,0
2018	-	15,2				0,6				15,7
2019	-	11,0				0,3				11,3
2020	-	2,4				0,2				2,6
2021	-	7,3				0,1				7,3
2022	0,2	5,2				0,0				5,4
2023	0,0	5,9				-				5,9
2024	0,1	5,4				0,0				5,5
2025	0,1	5,6				0,0				5,7
2026	0,1	5,6				0,0				5,7
2027	0,1	5,6				0,0				5,7
2028	0,1	5,6				0,0				5,7
2029	0,1	5,6				0,0				5,7
2030	0,1	5,6				0,0				5,7
2031	0,1	5,6				0,0				5,7
2032	0,1	5,6				0,0				5,7
2033	0,1	5,6				0,0				5,7
2034	0,1	5,6				0,0				5,7
2035	0,1	5,6				0,0				5,7
2036	0,1	5,6				0,0				5,7
2037	0,1	5,6				0,0				5,7
2038	0,1	5,6				0,0				5,7
2039	0,1	5,6				0,0				5,7
2040	0,1	5,6				0,0				5,7

Sector Vehicular - Gas Natural Comprimido (GNC)

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	30,3	17,8	0,6	6,7	0,1	2,1	6,0	15,8	5,1	84,4
2010	27,8	16,6	0,4	6,3	0,0	1,6	5,4	14,9	5,6	78,7
2011	28,3	16,4	0,2	6,3	0,1	1,7	5,7	15,2	5,3	79,2
2012	29,3	16,6	0,1	6,6	0,0	1,3	6,1	12,6	5,3	78,0
2013	33,5	19,4	0,1	8,2	0,0	1,5	7,1	13,3	6,5	89,7
2014	31,7	19,2	0,1	7,3	0,1	1,4	7,9	15,3	5,7	88,7
2015	33,0	21,7	0,2	6,7	0,1	1,5	7,3	12,6	4,3	87,4
2016	29,6	13,8	0,1	6,2	0,1	1,1	7,3	11,8	3,6	73,5
2017	25,1	12,7	0,0	5,3	0,0	1,0	5,5	9,8	2,8	62,2
2018	23,4	12,0	0,3	4,5	0,0	1,4	5,2	8,4	3,2	58,5
2019	22,4	12,2	0,3	3,9	0,0	1,6	5,3	8,6	2,6	56,9
2020	21,3	7,8	0,2	3,4	0,7	0,9	4,2	7,2	2,1	47,9
2021	25,4	8,5	0,2	3,7	0,9	1,0	4,6	8,2	2,2	54,8
2022	26,0	9,4	0,2	3,3	0,2	1,6	4,6	8,5	2,0	55,9
2023	25,2	9,4	0,4	2,8	0,4	1,6	4,2	7,4	1,8	53,3
2024	29,2	11,3	0,3	3,3	0,3	2,5	4,3	8,0	1,7	61,1
2025	31,7	12,1	0,4	3,6	0,3	2,8	4,5	8,8	1,8	65,9
2026	31,2	11,6	0,4	3,4	0,3	2,8	4,4	8,4	1,7	64,2
2027	31,4	11,5	0,4	3,3	0,4	2,9	4,5	8,3	1,6	64,3
2028	31,8	11,5	0,4	3,2	0,4	2,9	4,5	8,2	1,5	64,5
2029	31,6	11,2	0,4	3,1	0,4	2,9	4,4	8,0	1,4	63,4
2030	31,8	11,0	0,4	3,0	0,5	3,0	4,4	7,8	1,3	63,3
2031	32,0	10,9	0,4	3,0	0,5	3,1	4,5	7,7	1,2	63,4
2032	32,3	10,9	0,5	2,9	0,6	3,1	4,5	7,6	1,2	63,4
2033	32,4	10,7	0,5	2,8	0,6	3,2	4,5	7,5	1,1	63,2
2034	32,7	10,6	0,5	2,8	0,6	3,2	4,5	7,4	1,0	63,2
2035	32,8	10,5	0,5	2,7	0,7	3,3	4,5	7,2	1,0	63,1
2036	33,0	10,4	0,5	2,6	0,7	3,3	4,5	7,1	0,9	63,0
2037	33,2	10,2	0,5	2,6	0,7	3,4	4,5	7,0	0,8	62,9
2038	33,3	10,1	0,5	2,5	0,8	3,4	4,5	6,9	0,8	62,8
2039	33,5	10,0	0,6	2,4	0,8	3,5	4,5	6,8	0,7	62,8
2040	33,7	9,9	0,6	2,4	0,8	3,6	4,5	6,7	0,7	62,7

Sector Transporte – Gas Natural Licuado (GNL)

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2023	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5
2024	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,8
2025	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	1,3
2026	1,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,3	0,1	2,1
2027	1,6	0,6	0,0	0,2	0,0	0,1	0,2	0,4	0,1	3,2
2028	2,4	0,9	0,0	0,2	0,0	0,2	0,3	0,6	0,1	4,9
2029	3,7	1,3	0,0	0,4	0,1	0,3	0,5	0,9	0,2	7,5
2030	5,7	2,0	0,1	0,5	0,1	0,5	0,8	1,4	0,2	11,3
2031	10,3	3,5	0,1	1,0	0,2	1,0	1,4	2,5	0,4	20,4
2032	13,2	4,4	0,2	1,2	0,2	1,3	1,8	3,1	0,5	26,0
2033	16,4	5,4	0,2	1,4	0,3	1,6	2,3	3,8	0,6	31,9
2034	19,8	6,4	0,3	1,7	0,4	2,0	2,7	4,5	0,6	38,4
2035	23,8	7,6	0,4	1,9	0,5	2,4	3,2	5,3	0,7	45,8
2036	28,3	8,9	0,4	2,2	0,6	2,9	3,8	6,1	0,8	54,0
2037	33,1	10,2	0,5	2,5	0,7	3,4	4,5	7,0	0,8	62,8
2038	38,3	11,6	0,6	2,9	0,9	4,0	5,1	7,9	0,9	72,3
2039	43,7	13,1	0,7	3,2	1,0	4,6	5,8	8,8	1,0	81,9
2040	48,9	14,4	0,8	3,4	1,2	5,2	6,5	9,7	1,0	91,0

Sector TermoEléctrico

TERMOELÉCTRICO

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	8,4	203,1			36,8			13,9	-	262,3
2010	8,4	234,3			35,8			18,7	-	297,1
2011	3,1	184,6			12,3			0,2	-	200,2
2012	6,5	178,2			30,8			2,3	-	217,9
2013	7,7	208,1			52,1			10,7	-	278,6
2014	6,0	226,2			64,3			13,4	-	309,9
2015	10,7	230,1			86,2			22,4	-	349,4
2016	12,8	209,1			62,1			30,8	-	314,8
2017	6,6	141,7			2,8			0,8	-	151,9
2018	9,1	172,5			0,7			2,4	-	184,6
2019	9,2	150,3			4,4			6,3	-	170,2
2020	16,4	168,7			40,6			6,5	-	232,2
2021	31,9	137,4			33,9			0,4	-	203,5
2022	33,9	140,6			33,5			0,4	-	208,4
2023	36,5	209,8			18,8			18,0	-	283,1
2024	27,7	294,2			31,5			22,0	-	375,4
2025	33,0	171,7			39,5			2,3	-	246,5
2026	32,4	117,2			27,1			0,0	-	176,7
2027	31,8	183,9			45,0			6,1	-	266,7
2028	33,5	189,0			39,5			6,4	-	268,4
2029	30,8	113,9			3,6			0,0	-	148,3
2030	30,1	135,8			13,2			5,7	-	184,9
2031	33,9	143,5			16,0			6,1	-	199,5
2032	32,4	127,3			21,6			0,0	-	181,3
2033	35,9	198,2			46,6			18,0	-	298,6
2034	39,8	205,6			57,8			19,1	-	322,3
2035	30,7	114,7			9,0			0,0	-	154,4
2036	32,4	117,2			27,1			0,0	-	176,7
2037	31,8	183,9			45,0			6,1	-	266,7
2038	33,5	189,0			39,5			6,4	-	268,4
2039	30,8	113,9			3,6			0,0	-	148,3
2040	30,1	135,8			13,2			5,7	-	184,9

Sector Compresores

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	7,1	2,3	-	0,7	0,6	-	-	-	0,1	10,8
2010	7,1	2,3	-	0,7	0,6	-	-	-	0,1	10,8
2011	7,1	2,3	-	0,7	0,6	-	-	-	0,1	10,8
2012	7,1	2,3	-	0,7	0,6	-	-	-	0,2	10,8
2013	7,1	2,3	-	0,7	0,6	-	-	-	0,1	10,8
2014	7,1	2,4	-	0,7	0,7	-	-	-	0,2	10,9
2015	7,0	2,4	-	0,7	0,6	-	-	-	0,1	10,8
2016	7,1	2,2	-	0,7	0,6	-	-	-	0,1	10,7
2017	7,1	2,2	-	0,7	0,6	-	-	-	0,2	10,7
2018	7,2	2,2	-	0,7	0,5	-	-	-	0,1	10,7
2019	6,9	3,0	-	0,7	1,0	-	-	-	0,2	11,8
2020	6,9	2,0	-	0,6	0,5	-	-	-	0,1	10,1
2021	7,5	1,8	-	0,7	0,4	-	-	-	0,1	10,5
2022	6,9	2,2	-	0,7	0,4	-	-	-	0,2	10,5
2023	7,8	2,2	-	0,7	0,3	-	-	-	0,1	11,2
2024	6,5	2,2	-	0,8	0,5	-	-	-	0,1	10,1
2025	7,3	2,2	-	0,8	0,4	-	-	-	0,1	10,9
2026	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	-	0,1	10,6
2027	7,3	2,1	-	0,8	0,4	-	-	-	0,1	10,8
2028	7,1	2,2	-	0,8	0,5	-	-	-	0,1	10,6
2029	7,2	2,2	-	0,8	0,4	-	-	-	0,1	10,7
2030	7,2	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2031	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,0
2032	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2033	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2034	7,2	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2035	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2036	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2037	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2038	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2039	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,1
2040	7,1	2,2	-	0,8	0,4	-	-	2,4	0,1	13,0

Agregado Nacional por Regiones

	Centro	Costa Atlántica	Costa Interior	CQR	Magdalena Medio	NorOccidente	NorOriente	SurOccidente	Tolima-Huila	Nacional
2009	191,1	379,7	7,2	26,5	125,2	29,6	17,8	70,0	21,4	868,4
2010	172,1	415,8	6,9	27,5	131,9	30,8	18,5	77,3	25,8	906,5
2011	181,3	363,6	15,7	28,2	129,9	33,4	20,0	58,9	33,7	864,6
2012	185,7	356,7	12,3	30,1	150,6	30,8	20,5	65,4	34,2	886,2
2013	212,4	402,2	12,6	32,6	177,6	36,1	24,4	90,2	30,2	1.018,2
2014	194,2	396,7	14,5	30,2	205,5	36,5	24,9	98,5	18,8	1.019,8
2015	192,1	401,7	14,5	29,9	227,4	37,6	23,7	97,3	17,3	1.041,5
2016	212,3	411,6	7,9	29,4	206,3	36,7	24,5	105,3	16,3	1.050,4
2017	209,2	363,9	5,4	29,6	147,2	38,5	24,5	65,6	14,5	898,2
2018	228,2	399,8	5,7	30,1	139,6	40,7	24,7	65,8	14,9	949,4
2019	235,4	390,1	5,2	26,8	145,0	41,2	25,1	72,9	15,5	957,2
2020	226,1	347,4	4,1	26,9	155,9	41,6	24,5	68,1	17,5	912,0
2021	268,0	314,7	3,0	30,1	168,6	47,3	25,5	63,1	19,8	940,0
2022	282,5	321,3	1,8	32,5	194,0	52,7	24,6	69,0	21,1	999,5
2023	284,2	400,5	4,4	30,4	170,2	51,0	25,4	83,8	20,3	1.070,1
2024	278,2	482,5	5,1	31,0	186,7	50,7	25,6	87,2	18,9	1.165,9
2025	286,8	367,4	4,9	30,9	201,1	51,5	26,4	71,5	19,5	1.059,9
2026	300,4	315,5	5,0	31,0	193,7	52,5	26,8	69,6	19,3	1.013,7
2027	301,1	373,7	5,1	31,4	212,9	53,5	27,3	76,1	19,5	1.100,5
2028	306,4	372,9	5,2	31,6	208,0	54,5	27,8	77,0	19,6	1.102,9
2029	305,8	300,3	5,2	31,9	174,0	55,4	28,2	70,9	19,6	991,4
2030	307,4	320,1	5,3	32,1	184,4	56,4	28,8	77,2	22,1	1.033,7
2031	313,3	329,6	5,3	32,4	193,3	57,3	29,4	78,0	22,2	1.061,0
2032	314,1	304,7	5,4	32,7	199,7	58,2	30,0	72,4	22,3	1.039,5
2033	319,6	381,9	5,5	32,9	226,9	59,0	30,6	90,8	22,4	1.169,6
2034	325,7	387,8	5,5	33,2	237,5	59,8	31,2	92,4	22,5	1.195,6
2035	318,8	298,1	5,6	33,4	187,9	60,7	31,7	73,8	22,6	1.032,7
2036	322,6	298,7	5,7	33,7	205,6	61,5	32,3	74,3	22,7	1.057,0
2037	324,1	365,0	5,7	34,0	225,3	62,3	32,9	80,8	22,8	1.152,8
2038	327,9	372,3	5,8	34,3	217,7	63,0	33,5	81,7	22,9	1.159,0
2039	327,2	298,9	5,8	34,5	182,3	63,7	34,1	75,7	23,0	1.045,3
2040	328,0	317,9	5,9	34,7	191,6	64,4	34,4	81,8	23,0	1.081,6

Agregado Nacional por Sectores

	Residencial	Industrial	Terciario	Petrolero	Petroquímico	Vehicular	Termoeléctrico	Compresores	Agregado No Eléctrico	Agregado
2009	114,0	243,0	35,5	98,2	20,2	84,4	262,3	10,8	606,2	868,4
2010	119,4	230,0	38,6	110,1	21,7	78,7	297,1	10,8	609,4	906,5
2011	128,2	251,9	44,9	126,7	22,6	79,2	200,2	10,8	664,4	864,6
2012	128,0	249,0	53,3	130,5	18,7	78,0	217,9	10,8	668,3	886,2
2013	141,5	275,9	59,5	140,1	22,1	89,7	278,6	10,8	739,5	1.018,2
2014	133,8	257,8	54,4	144,0	20,3	88,7	309,9	10,9	709,9	1.019,8
2015	131,3	246,4	46,3	152,4	17,4	87,4	349,4	10,8	692,1	1.041,5
2016	137,5	253,2	48,0	195,7	16,9	73,5	314,8	10,7	735,5	1.050,4
2017	146,2	249,1	48,9	211,2	18,0	62,2	151,9	10,7	746,4	898,2
2018	162,6	260,7	51,4	205,2	15,7	58,5	184,6	10,7	764,8	949,4
2019	177,8	277,0	49,9	202,4	11,3	56,9	170,2	11,8	787,0	957,2
2020	174,2	248,1	41,2	155,7	2,6	47,9	232,2	10,1	679,7	912,0
2021	175,3	264,7	45,2	178,6	7,3	54,8	203,5	10,5	736,5	940,0
2022	179,1	283,0	52,1	205,1	5,4	55,9	208,4	10,5	791,1	999,5
2023	173,4	269,9	56,7	216,6	5,9	53,3	283,1	11,2	787,1	1.070,1
2024	177,2	273,9	51,7	210,8	5,5	61,1	375,4	10,1	790,4	1.165,9
2025	178,9	281,1	55,1	215,7	5,7	65,9	246,5	10,9	813,4	1.059,9
2026	181,5	283,0	55,8	236,0	5,7	64,2	176,7	10,6	837,1	1.013,7
2027	183,9	284,7	56,6	227,9	5,7	64,3	266,7	10,8	833,8	1.100,5
2028	186,3	286,4	57,4	223,6	5,7	64,5	268,4	10,6	834,6	1.102,9
2029	188,8	288,1	58,2	228,1	5,7	63,4	148,3	10,7	843,1	991,4
2030	191,3	289,6	58,9	226,8	5,7	63,3	184,9	13,1	848,8	1.033,7
2031	193,8	291,1	59,7	234,8	5,7	63,4	199,5	13,0	861,5	1.061,0
2032	196,3	292,5	60,5	226,7	5,7	63,4	181,3	13,1	858,2	1.039,5
2033	198,6	293,9	61,2	235,2	5,7	63,2	298,6	13,1	871,0	1.169,6
2034	200,8	295,8	62,0	232,6	5,7	63,2	322,3	13,1	873,3	1.195,6
2035	203,0	297,9	62,8	232,6	5,7	63,1	154,4	13,1	878,3	1.032,7
2036	205,3	300,0	63,5	229,7	5,7	63,0	176,7	13,1	880,3	1.057,0
2037	207,6	302,1	64,3	230,4	5,7	62,9	266,7	13,1	886,2	1.152,8
2038	209,8	304,2	65,1	230,0	5,7	62,8	268,4	13,1	890,7	1.159,0
2039	211,9	306,2	65,8	231,5	5,7	62,8	148,3	13,1	896,9	1.045,3
2040	213,1	308,2	66,6	227,3	5,7	62,7	184,9	13,0	896,7	1.081,6

Anexo 3: Comparación de la proyección anterior con los datos reales e históricos.

A continuación, se comparan los escenarios de proyección de demanda de gas natural desarrollados en el año 2023 ⁴³ con las cantidades de este combustible que efectivamente fueron demandadas por sectores. Los datos insumo de tal proyección abarcaron cerca de julio de 2023, de manera que la proyección a comparar comprende desde agosto de 2023 hasta diciembre de 2024 (último mes con información disponible).

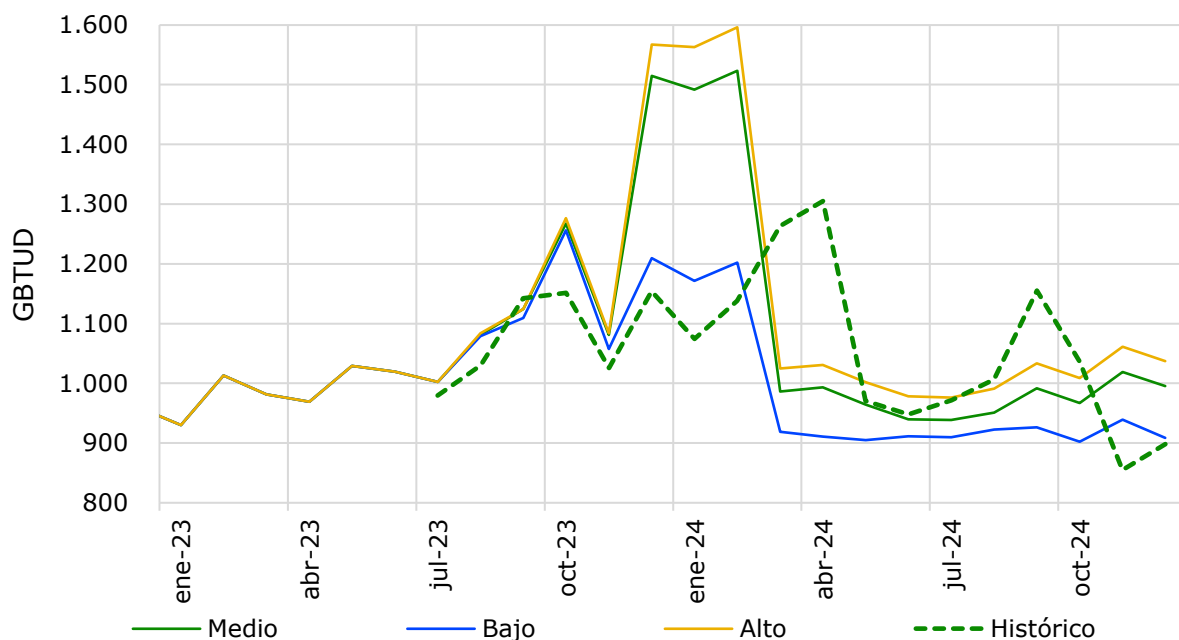
La Gráfica 26 expone para el agregado de todos los sectores los tres escenarios de proyección respecto del consumo real, evidenciándose que se mantenido recurrentemente fuera de la banda de proyección. Lo anterior está asociado principalmente al Fenómeno de El Niño que se presentó a desde el segundo semestre del año 2023 y termino el primer semestre del año 2024. Superado tal fenómeno, la recuperación de los embalses del SIN se logró de manera tardía pues los aportes hidrológicos fueron inferiores a los previsibles.

Adicionalmente, la actividad económica fue inferior a lo previsto en tal proyección: para el año 2024 se esperaba un crecimiento del PIB industrial y de servicios de 1.3% y 3.8%, respectivamente. No obstante, para los tres primeros trimestres de tal año el crecimiento registrado ha sido de -2.8 y 2.1%, respectivamente. Tal diferencia entre el PIB proyectado y el PIB efectivamente logrado se puede estimar una de las causas de que en estos sectores la demanda efectivamente alcanzada de gas natural fuera cercana al escenario bajo proyectado.

Por otra parte, el efecto del incremento del precio de la gasolina respecto del gas natural, de manera semejante a como desincentivo el consumo del primero podría haber incentivado un mayor consumo del segundo, de manera que la demanda real de gas natural vehicular se situó cerca al escenario alto proyectado.

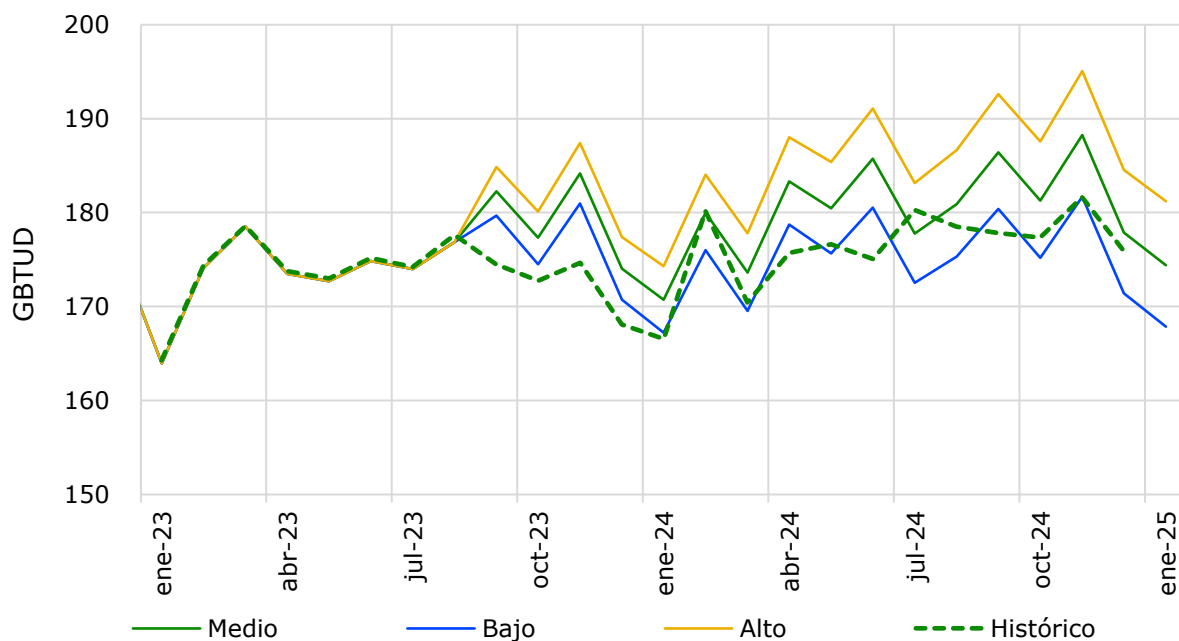
A continuación, las siguientes gráficas comparan las proyecciones del año anterior con la demanda efectivamente lograda, a nivel de agregado y sectorial:

⁴³ <https://www1-upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>



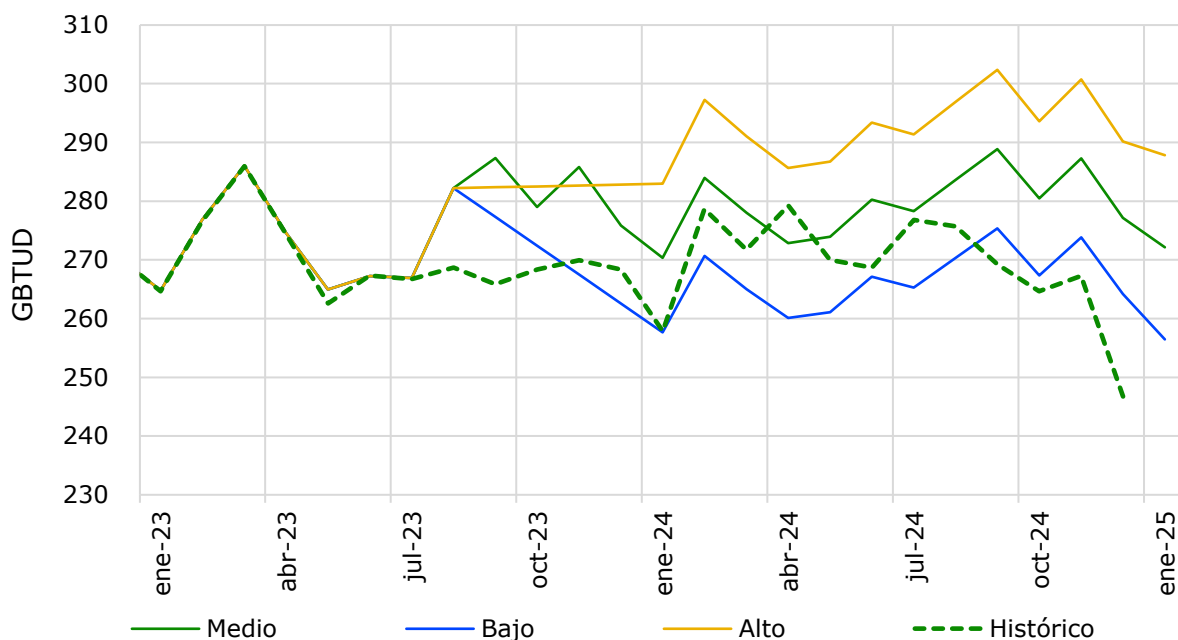
Gráfica 26: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, agregado nacional.

Fuente: UPME y SEGAS.

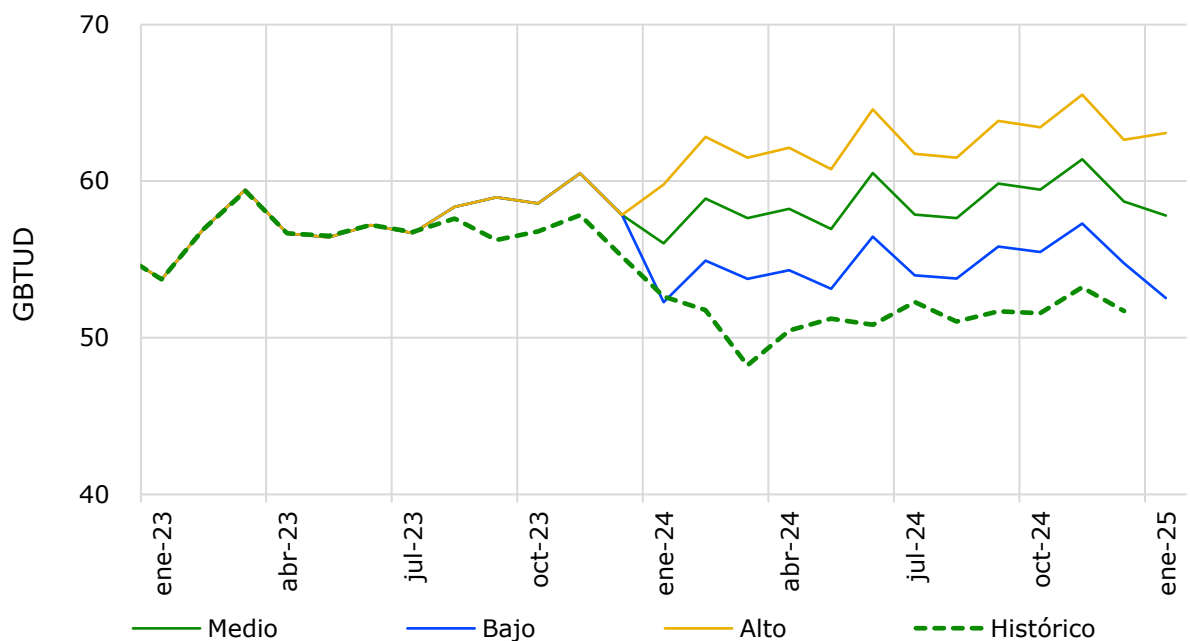


Gráfica 27: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sector residencial.

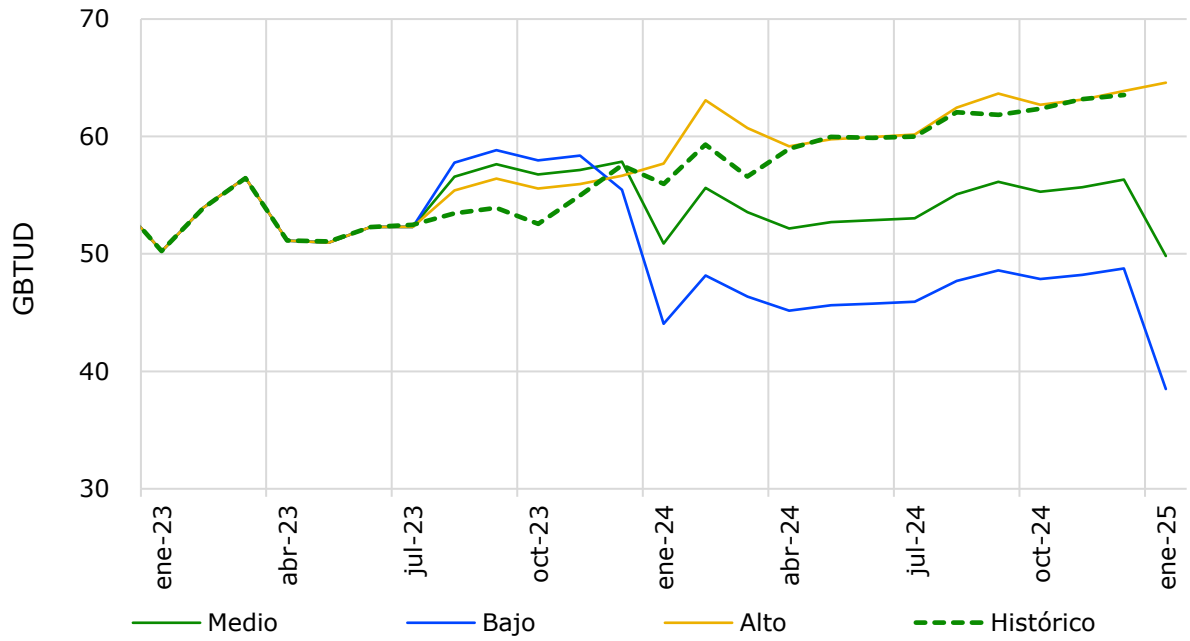
Fuente: UPME y SEGAS.



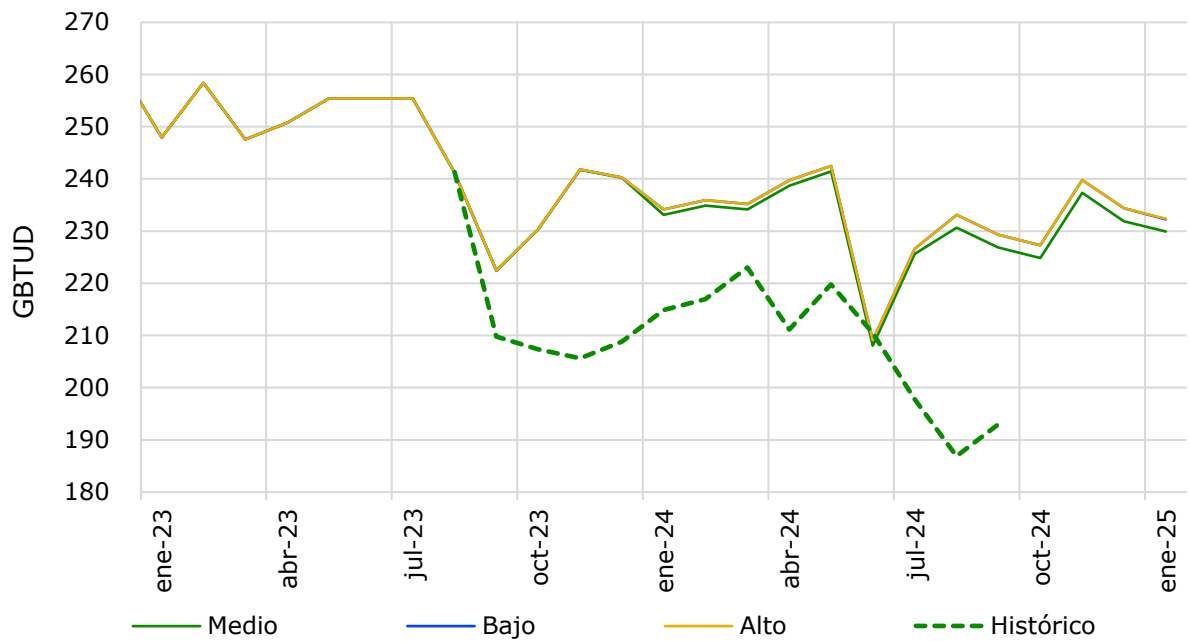
Gráfica 28: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sector industrial.



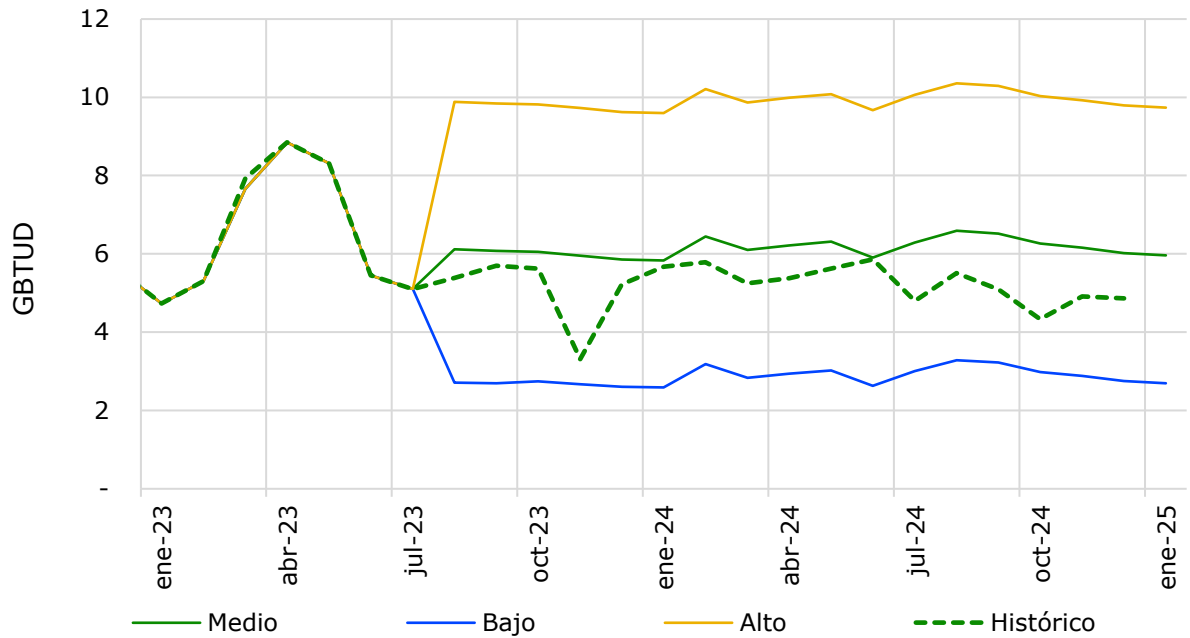
Gráfica 29: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sector terciario.



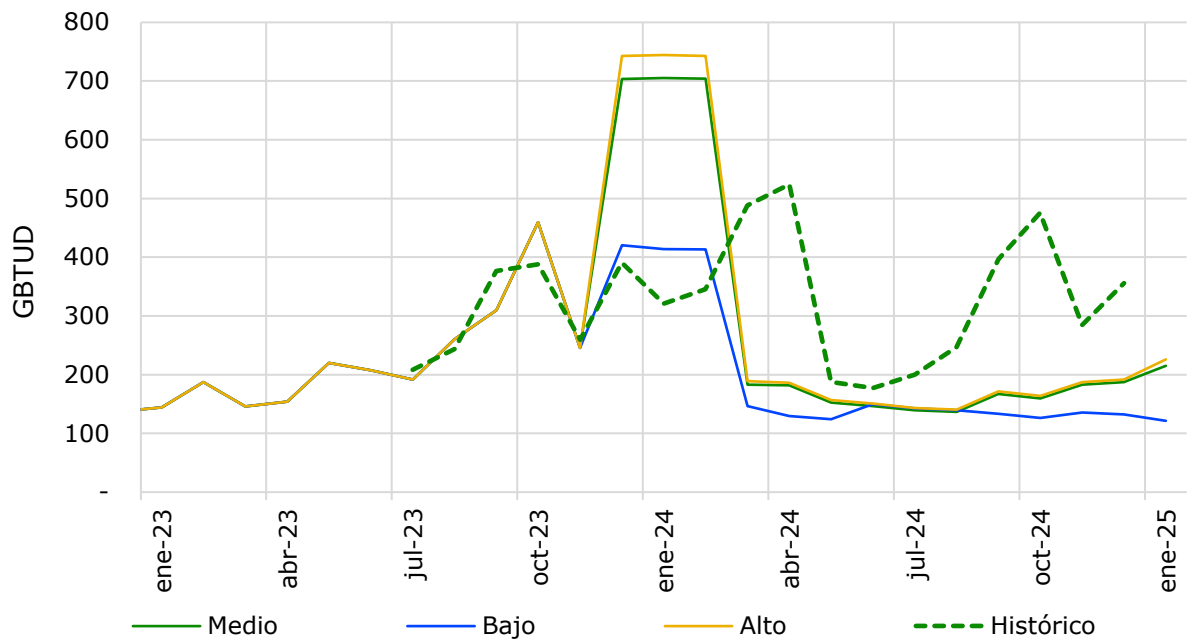
Gráfica 30: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sector vehicular.



Gráfica 31: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sector petrolero.



Gráfica 32: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sector petroquímico.



Gráfica 33: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sector termoelectrico.