



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POTENCIA MÁXIMA Y GAS NATURAL

2023 - 2037

Subdirección de Demanda

Enero 2024
upme.gov.co

Director General UPME
Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirector de Demanda
José Lenin Morillo Carillo

Profesional Especializada – Comportamiento Demanda
María Alejandra Bermúdez Rodríguez

Profesional Especializado – Proyecciones Energía Eléctrica
William Alberto Martínez Moreno

Profesional Especializado – Proyecciones Gas Natural
Jaime Fernando Andrade Mahecha
Grigory Ibrahim Massy Sánchez

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C. - Colombia, enero 2024

Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta las Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural para el periodo 2023-2037. Este informe se centra en las estimaciones de mediano plazo a nivel nacional, utilizando la información de demanda histórica, las expectativas de crecimiento económico y otras variables determinantes en el nivel de consumo.

Con el propósito de brindar información útil en el objetivo de satisfacer las necesidades energéticas del país, este informe tiene un carácter técnico y su objetivo primordial es proporcionar una base sólida de información que respalde las decisiones de inversión en infraestructura de suministro energético y facilite la alineación en torno a las prioridades y proyectos estratégicos del sector energético.

Las proyecciones presentadas en este documento son de gran importancia, especialmente en el contexto del desarrollo de la red eléctrica del país y la generación de señales adecuadas para el desarrollo de la infraestructura necesaria en el abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural. Las proyecciones de demanda que aquí se presentan comprenden las dinámicas económicas y otros factores determinantes del consumo de energía en Colombia.

Entre los elementos más importantes a mencionar en 2023, se resalta el acompañamiento de Fedesarrollo a través de un estudio para la estimación del crecimiento potencial de la economía, en donde, se prevé que para el período 2023 y 2024 el PIB sea del 1,0% y 1,5%. Adicionalmente, para el período 2025-2037 el crecimiento potencial de la economía se encontraría alrededor del 3,0%, encontrándose en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo MFMP de 2023.

En el caso de **energía eléctrica**, se estima que en los próximos 2 años (2023-2024) la demanda se encuentre en **niveles diarios promedio entre 199 a 239 GWh-día**. Adicionalmente, se espera un **crecimiento promedio-mes del 4,1% en el escenario medio**, para el período en mención. A mediano plazo, la demanda de energía eléctrica entre 2023 a 2037 podría tener un crecimiento promedio-año en el escenario medio entre 1,16% a 4,79%.

En el caso del **gas natural**, se estima una tasa de **crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 de 0,4%**, significativamente inferior al crecimiento histórico (2009-2022) de 1,4%. Sectores de mayor peso como el petrolero y termoeléctrico tendrían decrecimientos hacia el 2032, mientras otros como el residencial y terciario tendrían un crecimiento positivo (1.5% y 3.3%); mientras que la industria mantendría un crecimiento de 0,5%. Para años posteriores (2032-2038), impulsado por el desarrollo del GNL como energético de transporte, el crecimiento de la demanda de gas natural podría aumentar hasta 1,5%. Si para el año 2022, el consumo medio de este combustible tuvo una magnitud de 1057 GBTUD, se estima que hacia el año 2032 la demanda nacional alcanzaría valores medios de 1103 GBTUD y para 2038 de 1202 GBTUD.¹

¹ A lo largo de un año se presentan variaciones en el flujo de demanda de gas natural causadas, entre otras razones, a la estacionalidad en los aportes hidrológicos que afecta el consumo de gas natural para generación eléctrica y a cambios en el ciclo productivo de las empresas. Estos valores medios anuales de flujo mencionados “allanan” estas variaciones al interior de cada año. Se recomienda consultar las proyecciones con resolución anual en el anexo de esta publicación.

En esta publicación, los valores en GBTUD (miles de millones de BTU por día) corresponden al promedio de flujo durante una unidad de tiempo que puede ser mes o año.

De otra parte, se presenta un análisis a partir de las Encuestas de Calidad de Vida (ECV) entre 2019 a 2022, en donde se muestran las diferencias de tenencia de equipos que poseen la mayoría de los hogares en las diferentes regiones de Colombia, señalados en términos de consumo de energía y gas. En donde se evidencio que para el año 2022, la nevera es el equipo de mayor tenencia con el 86%, seguido por la lavadora y el televisor con 64 y 61,35 puntos porcentuales; sin embargo, se resalta que tan solo el 39,65% de los hogares indicaron contar con computador, es decir, menos del 50% del total de los hogares del país. Lo que permitió evidenciar que, en años recientes, el equipamiento de electrodomésticos y gasodomésticos en los hogares colombianos ha evolucionado significativamente, en gran medida por los avances tecnológicos y por el desarrollo económico del país. Este desarrollo, en gran parte atribuido a la recuperación económica en el sector comercial tras el impacto de la pandemia del COVID-19.

Contenido

A. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA A NIVEL REGIONAL.	8
1. Cobertura de Energía Eléctrica para el sector residencial por región	8
2. Cobertura de gas natural para el sector residencial	9
3. Diferencias regionales en el equipamiento para el sector residencial en Colombia	10
a. Hogares con aire acondicionado	10
b. Hogares con computador de escritorio y/o portátil	11
c. Hogares con TV LCD, plasma o LED	11
d. Hogares con nevera	12
e. Hogares con lavadora	13
f. Hogares con plancha	13
g. Hogares con calentador de agua	15
B. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA	16
1. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima	16
a. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN	16
b. Comportamiento de la demanda por mercado	17
c. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas	18
d. Comportamiento de la demanda por áreas	20
e. Comportamiento real vs proyecciones de la revisión julio 2023	23
2. Proyección de la demanda de energía	25
a. Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo	25
b. Resultados	26
i. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN	26
ii. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+ME+GD	27
iii. Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN	30
iv. Proyección de la demanda de potencia máxima	31
C. PROYECCIONES DE DEMANDA GAS NATURAL	33
1. Contexto internacional y nacional del gas natural	33
a. Contexto internacional	33
b. Contexto nacional	34
2. Distribución geográfica de las proyecciones	34
3. Proyección de la demanda del sector residencial	36
a. Modelo de proyección– Sector Residencial.	36
b. Resultados	38
i. Escenario medio proyección – Sector residencial	38
ii. Escenarios alto, medio y bajo de proyección – Sector residencial	39
4. Proyección de la demanda del sector industrial	39
a. Modelo de proyección– Sector industrial	39

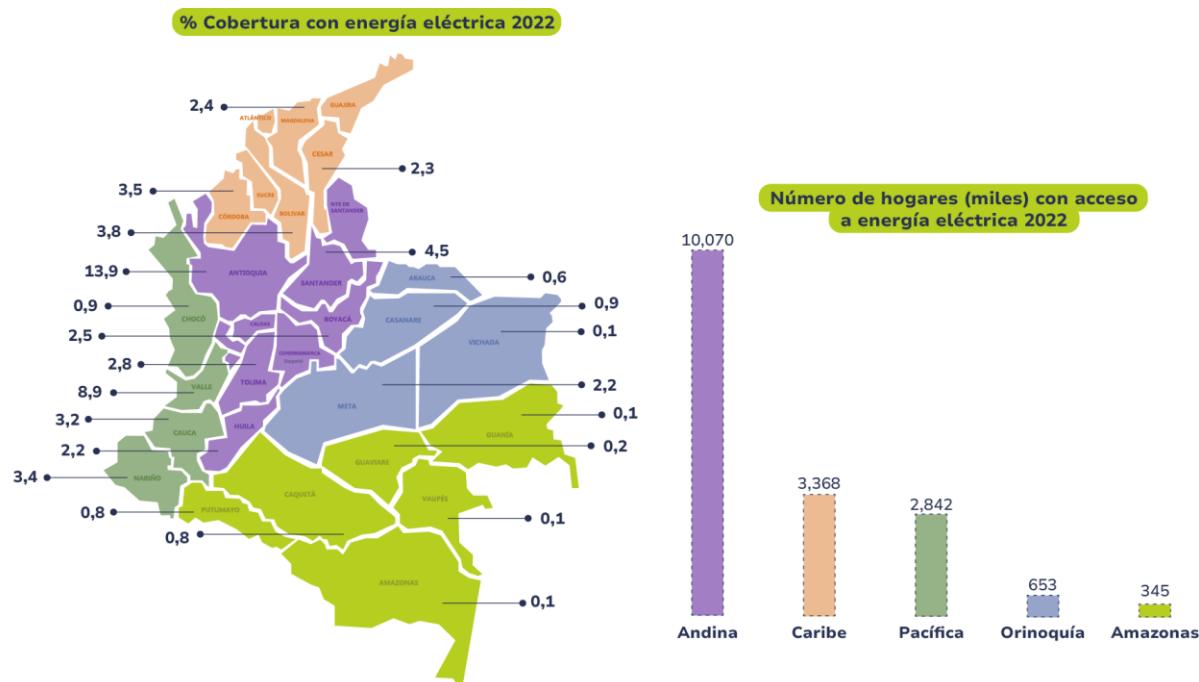
b.	Resultados	40
i.	Escenario medio de proyección – Sector industrial	40
ii.	Escenarios alto, medio y bajo de proyección – Sector industrial	41
5.	Proyección de la demanda del sector terciario	42
a.	Modelo de proyección– Sector terciario.	42
b.	Resultados	42
i.	Escenario medio de proyección– Sector terciario	42
ii.	Escenarios bajo, medio y alto de proyección– Sector terciario	43
6.	Proyección de la demanda del sector transporte	44
a.	Metodología para la proyección de demanda del gas natural comprimido (GNC)	44
b.	Resultados	45
i.	Escenario medio proyección– GNC	45
ii.	Escenarios bajo, medio y alto de proyección - GNC	46
c.	Metodología para la proyección - GNL	46
d.	Resultados	47
i.	Escenario medio proyección– GNL	47
ii.	Escenarios bajo, medio y alto de proyección - GNL	48
7.	Proyección de la demanda del sector petrolero	48
a.	Metodología proyección - Sector petrolero	48
b.	Resultados	48
i.	Escenario medio de proyección – Sector petrolero	48
ii.	Escenarios bajo, medio y alto de proyección - Sector petrolero	49
8.	Sector Petroquímico	49
a.	Metodología proyección - Sector petroquímico	49
b.	Resultados	50
i.	Escenario medio de proyección – Sector petroquímico.	50
ii.	Escenarios bajo, medio y alto de proyección - Sector petroquímico	50
9.	Sector Termoeléctrico	51
a.	Metodología proyección - Sector termoeléctrico	51
b.	Supuestos de los escenarios proyectados	52
c.	Resultados	52
i.	Escenario medio proyección – Sector termoeléctrico.	52
ii.	Escenarios medio, alto y tendencial de proyección- Sector termoeléctrico.	53
10.	Compresores del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNTGN)	54
a.	Metodología proyección -Compresores del SNTGN	54
b.	Resultados	54
i.	Escenario medio proyección -Compresores del SNTG	54
ii.	Escenarios bajo, medio y alto proyección -Compresores del SNTGN	55
11.	Demandas Agregadas Regionales y Sectoriales	56

a.	Escenario medio demanda agregada y sectorial	56
b.	Comparación de los escenarios alto, medio y bajo demanda agregada y sectorial	57
D. ANEXOS		59
a.	Desviaciones proyección UPME Julio 2023 vs demanda real de energía	59
b.	Proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional	60
c.	Proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional	60
d.	Proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN	61
e.	Proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN	62
f.	Distribución Regional y Nodal de la Demanda de Gas Natural	62
g.	Proyecciones de Demanda de Gas Natural Sectorial y Regional, Escenario Medio.	68
h.	Comparación de la proyección de demanda de gas natural publicados en julio de 2022 con los datos reales e históricos.	73
i.	Metodología de simulación de demanda termoeléctrica	75

A. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA A NIVEL REGIONAL

1. Cobertura de Energía Eléctrica para el sector residencial por región²

De acuerdo con los resultados de la Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) para el año 2022, de los 17,5 millones de hogares del país, en cuanto al acceso de los hogares al servicio de energía eléctrica se encuentra la región Andina con el 58% (10.070 miles de hogares), la región Caribe con el 19% (3.368 miles de hogares), y región Pacífica 16% (2.842 miles de hogares). Lo cual contrasta con los resultados de la región de Orinoquia con el 4% (653 miles) y Amazonas el 2% (345 miles). Especialmente en los departamentos de Vichada, Amazonas, Vaupés y Guainía presentan un bajo porcentaje en la conexión de energía eléctrica en sus hogares.



Gráfica 1. *Porcentaje de cobertura con energía eléctrica 2022 y número de hogares (miles) con acceso a energía eléctrica 2022*

Fuente: DANE (ECV 2019³, 2020⁴, 2021⁵ y 2022⁶)

Para el año 2022 el crecimiento de la cobertura de energía eléctrica en el país fue de 3,9%, comparado a las cifras del año 2021 que fue de un 3,1% y para el año 2020 de un 2,8%. Se evidencia un incremento considerable relacionado con el fin de la emergencia sanitaria por COVID-19 en junio del 2022. Entre los departamentos que lideraron este crecimiento, se destacaron La Guajira, Choco, Guaviare, Vichada, Vaupés y Guainía.

² Nota: El tamaño de la muestra para calcular el porcentaje cobertura de energía eléctrica y gas natural para el año 2022 fue de 88.328 hogares. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2022>

³ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. 2019. “Encuesta nacional de calidad de vida (ECV) 2019”. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2019>

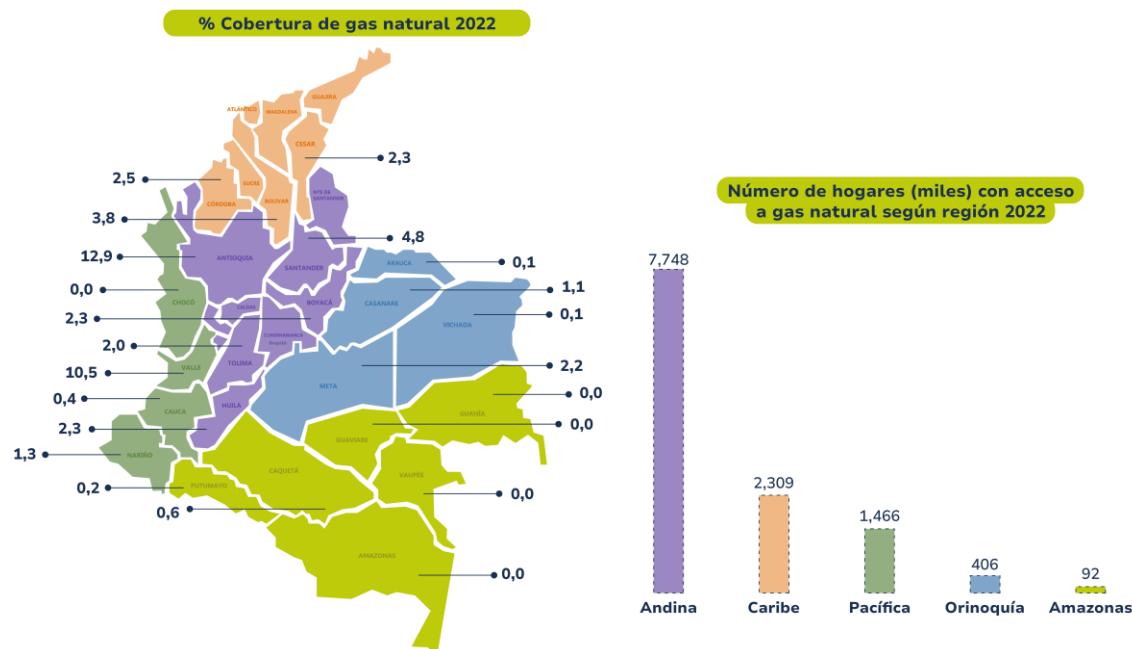
⁴ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. 2020. “Encuesta nacional de calidad de vida (ECV) 2020”. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2020>

⁵ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. 2021. “Encuesta nacional de calidad de vida (ECV) 2021”. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2021>

⁶ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. 2022. “Encuesta nacional de calidad de vida (ECV) 2022”. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2022>

2. Cobertura de gas natural para el sector residencial⁷

Según los datos obtenidos de la ECV correspondientes al año 2022, el servicio de gas natural se encontraba disponible en 12 millones de hogares, lo que representaba el 68,6% del total nacional. En la región Andina, el acceso a la red pública de gas natural abarcaba el 64,5% (7.748 miles de hogares), en la región Caribe alcanzaba el 19,2% (2.309 miles de hogares), en la región Pacífica el 12,2 % (1.466 miles de hogares), en la región Orinoquia el 3,4 % (406 miles de hogares), y en la región Amazonas, el 0,77% (92 miles de hogares).



Gráfica 2. Porcentaje de cobertura de Gas Natural 2022 y número de hogares (miles) con acceso a gas natural según región año 2022

Fuente: DANE (ECV 2019, 2020, 2021 y 2022)

A pesar de que los departamentos de Nariño y Arauca presentaban una menor cobertura de este servicio, para el año 2022 experimentaron un crecimiento superior al 20 % en nuevas conexiones. Los departamentos con menor cobertura de gas natural domiciliario son: Caquetá, Nariño, Putumayo, Guaviare, Arauca y Chocó, mientras que Amazonas, Guainía, San Andrés, Vaupés y Vichada carecen del servicio de gas natural. (Gráfica 2).

3. Diferencias regionales en el equipamiento para el sector residencial en Colombia

En los últimos años, el equipamiento en los hogares colombianos ha evolucionado significativamente, en gran medida por los avances tecnológicos y por el desarrollo económico del país. A continuación, se presenta la tenencia de equipos que poseen la mayoría de los hogares colombianos, señalados en términos de consumo de energía y gas, de acuerdo con los resultados de la ECV.

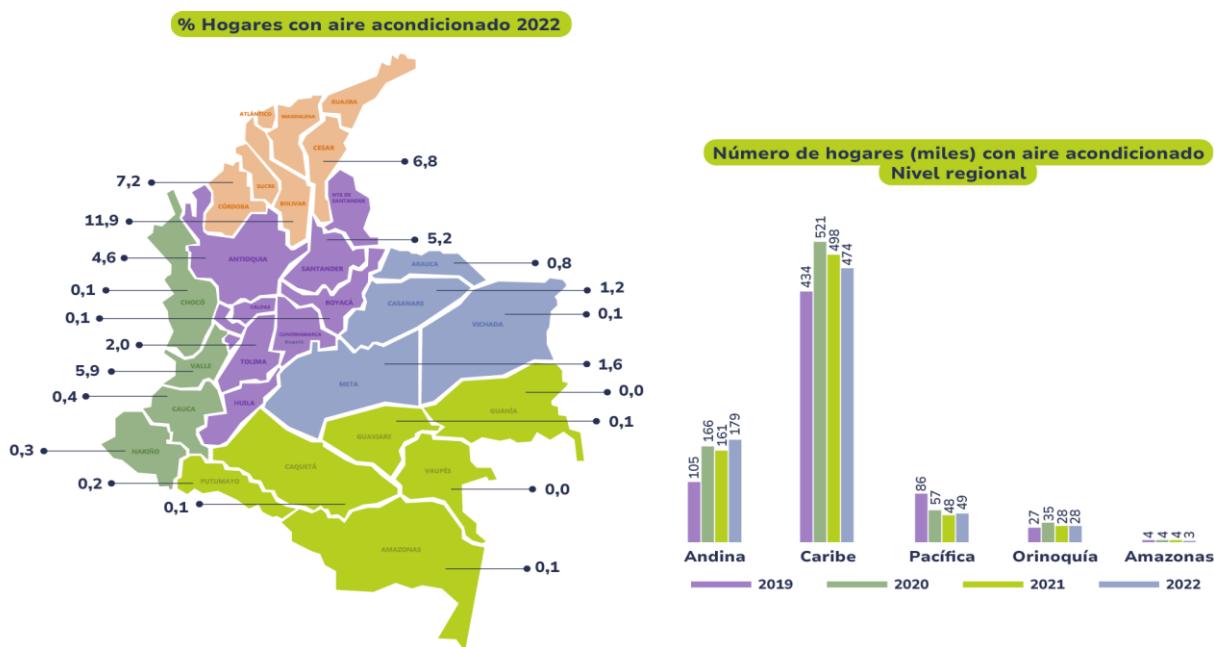
Se destacan equipos como aire acondicionado, computador, televisión, nevera, lavadora, plancha y calentador de agua, identificados como los utilizados con mayor frecuencia.

⁷ Nota: El tamaño de la muestra para calcular el porcentaje cobertura de energía eléctrica y gas natural para el año 2022 fue de 88.328 hogares. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2022>

a. Hogares con aire acondicionado

Para el año 2022, el 4,18% de los hogares colombianos contaban con equipos de aire acondicionado. Esta clase de equipamiento esta estrechamente vinculado a la ubicación geográfica de la vivienda. En este contexto, los departamentos con las tasas más elevadas de adopción de este equipo son: Atlántico (24,4%), Bolívar (11,9%), Magdalena (7,4%) y Córdoba (7,2%).

Como se observa en la Gráfica 3, entre 2019 y 2022 se presenta un incremento notable en la adquisición de aires acondicionados en las regiones Andina, Caribe y Orinoquia. Especialmente, la región Andina mostró un crecimiento del 58%, la región Caribe mostró un aumento del 20%, y la región Orinoquia experimentó un crecimiento del 30%.



Gráfica 3. Porcentaje de hogares con aire acondicionado 2022 y número de hogares (miles) con aire acondicionado a nivel regional.

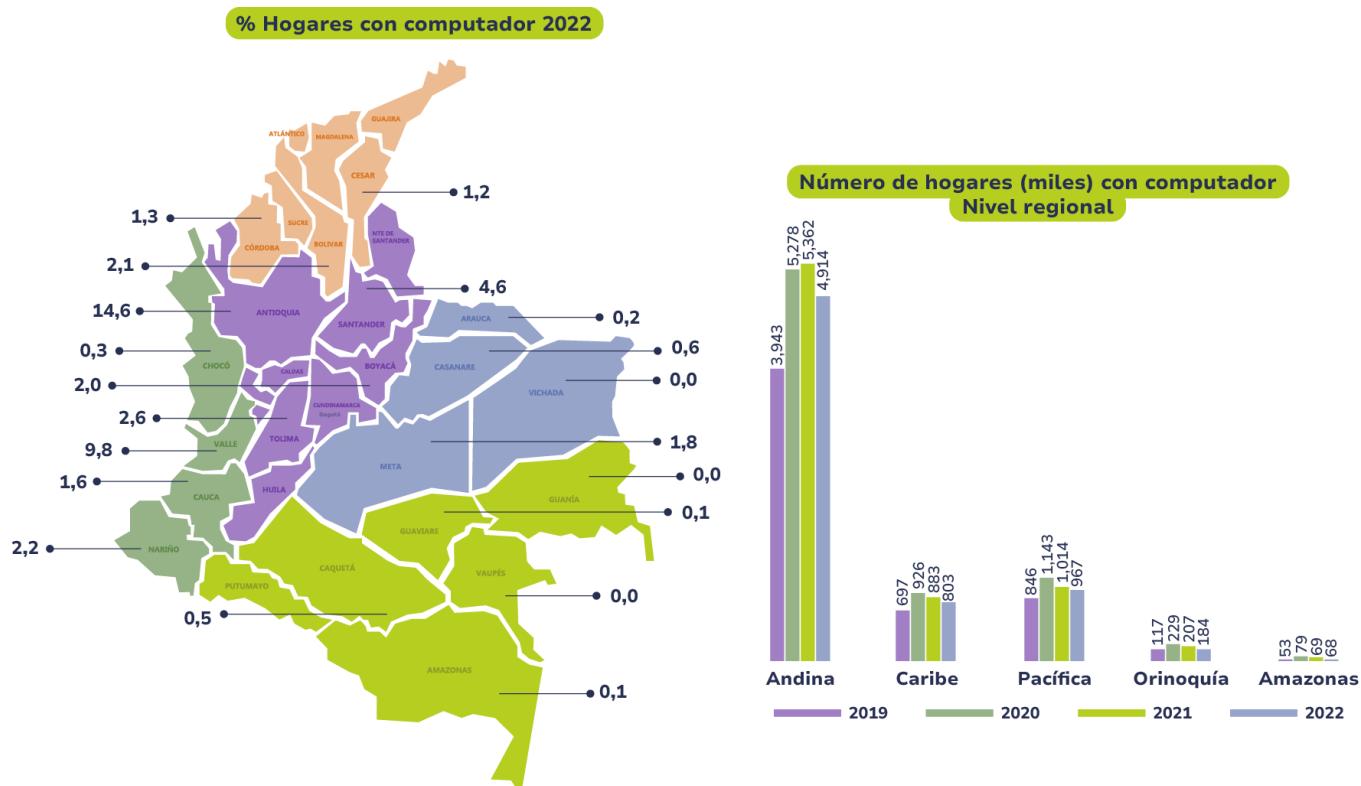
Fuente: DANE (ECV 2019, 2020, 2021 y 2022)

Estos incrementos se ven influenciados por las condiciones derivadas de la pandemia del COVID 2019, la cual ha tenido un impacto significativo en los patrones de comportamiento y las necesidades de confort en los hogares.

b. Hogares con computador de escritorio y/o portátil

En relación con la tenencia de computadores, el 39,6% de los hogares en el país indicaron disponer de este dispositivo. Los departamentos con las tasas más altas fueron: Bogotá con el 30,6%, Antioquia con el 14,6%, Valle con el 9,9%, Cundinamarca con el 7,4% y Santander con el 4,6%.

La Gráfica 4 refleja un incremento en la adquisición (participación) de computadores para el año 2020 en comparación con el 2019 en todas las regiones. La región Andina registró un incremento del 33,9%, la región Caribe un 32,86%, la región pacífica un 35,1%, la región Orinoquia un 29,4% y la región Amazonas presentó la tasa más alta en la adquisición de computadores con un 49,1%. Es importante destacar que estos aumentos registrados fueron motivados por la pandemia de COVID-19, lo que impulsó las ventas de computadores a nivel nacional.

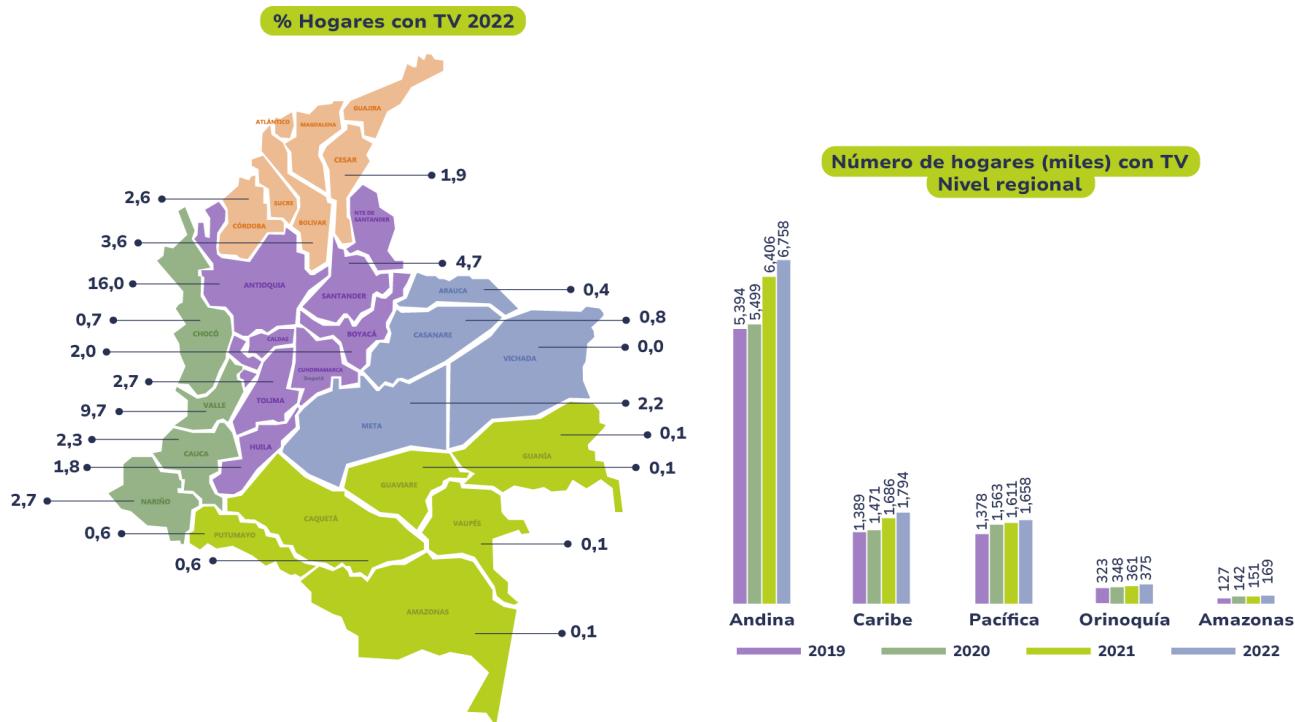


Gráfica 4. Porcentaje de hogares con computador 2022 y número de hogares (miles) con computador a nivel regional.
Fuente: DANE (ECV 2019, 2020, 2021 y 2022)

c. Hogares con TV LCD, plasma o LED

En el año 2022, aproximadamente el 61,35% de los hogares colombianos informaron tener televisores de tecnología LCD, plasma o LED. Bogotá encabezó la lista de los departamentos con mayor participación en la tenencia de estos equipos con un 20,3%, seguido por Antioquia con un 15,9%, Valle con un 9,7% y Cundinamarca con un 6,9%. En contraste los departamentos con las tasas más bajas de tenencia de televisores fueron Vaupés, Vichada, Guainía, Amazonas, Guaviare y San Andrés.

De acuerdo con la Gráfica 5a, es notable una tendencia ascendente en la adquisición de televisores desde el 2019 hasta el año 2022, atribuida en parte a la reactivación económica parcial tras la pandemia de COVID 19. El Gobierno Nacional ha implementado medidas para reactivar el comercio, el consumo de los hogares y la economía general, destacando iniciativas como los días sin IVA y el Programa de Ingreso Solidario. Estas acciones han incidido en el incremento sostenido de la adquisición de televisores durante este periodo.



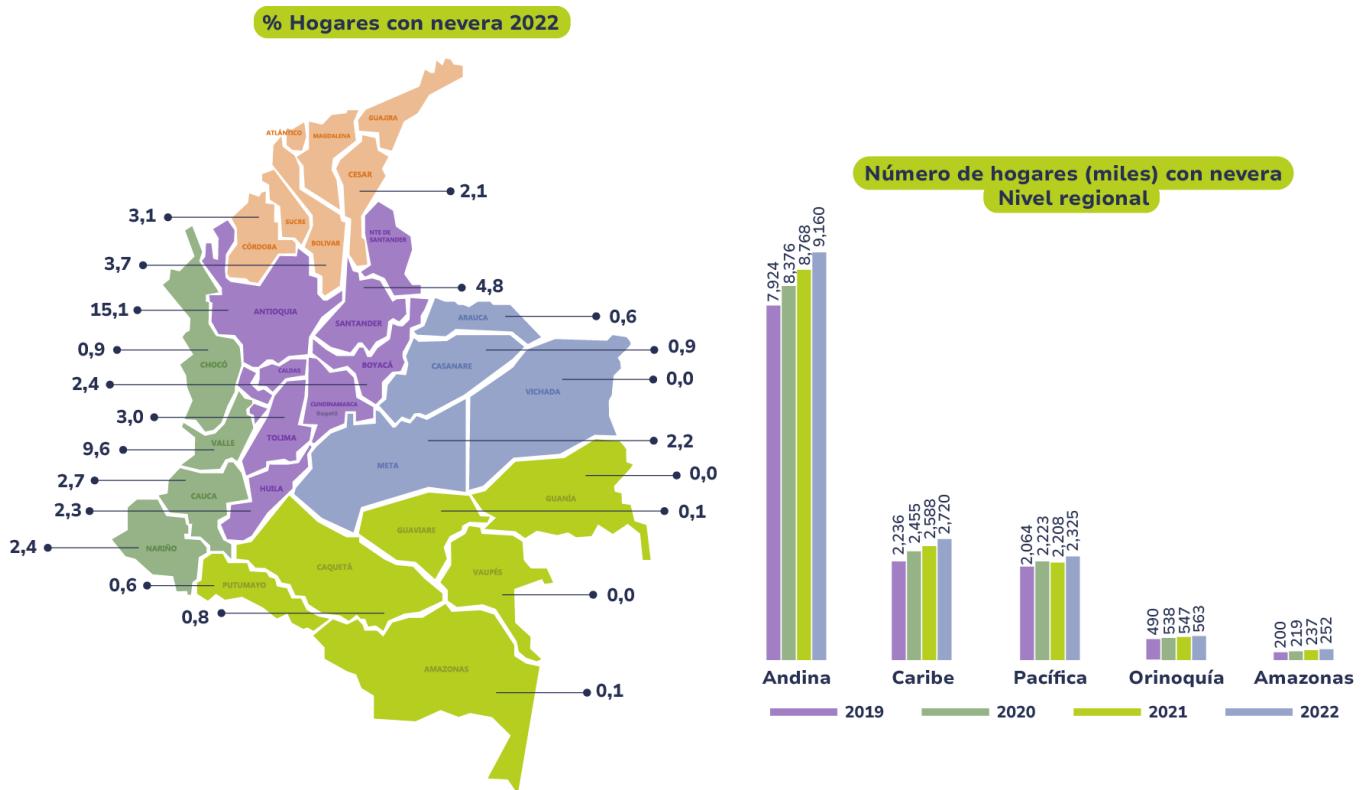
Gráfica 5. Porcentaje de hogares con televisor 2022 y número de hogares (miles) con televisor a nivel regional.

Fuente: DANE (ECV 2019, 2020, 2021 y 2022)

d. Hogares con nevera

En relación con la tenencia de neveras en hogares, aproximadamente el 86% de los hogares colombianos indicaron contar con este electrodoméstico. Los departamentos con los índices más altos de participación de tenencia de nevera fueron Bogotá con un 17,2%, seguido por Antioquia con el 15,1%, Valle con el 9,6%, Cundinamarca con el 7,5% y Santander con el 4,67%.

En la Gráfica 6 se puede apreciar una tendencia creciente entre los años 2019 y 2022, atribuible a la recuperación económica en el sector comercial después del impacto de la pandemia del COVID-19.



Gráfica 6. Porcentaje de hogares con nevera 2022 y número de hogares (miles) con nevera a nivel regional.

Fuente: DANE (ECV 2019, 2020, 2021 y 2022)

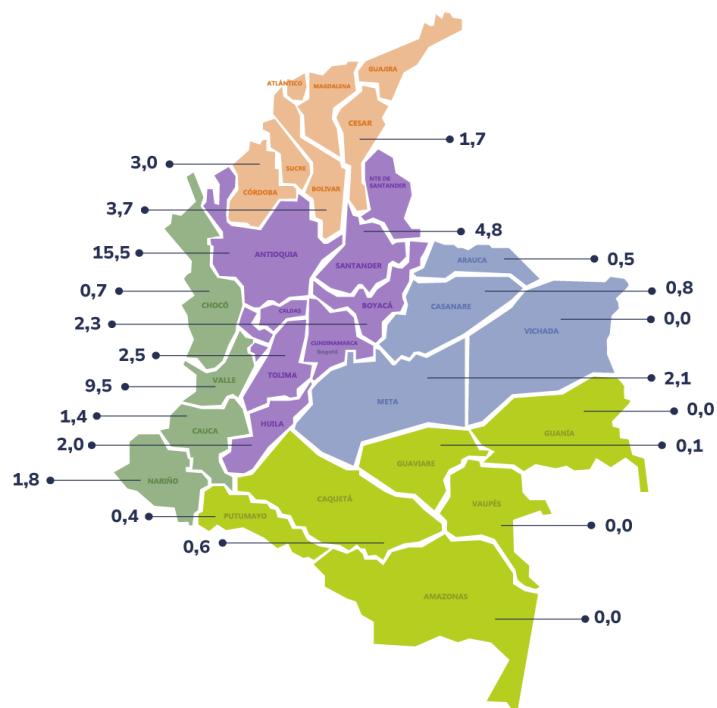
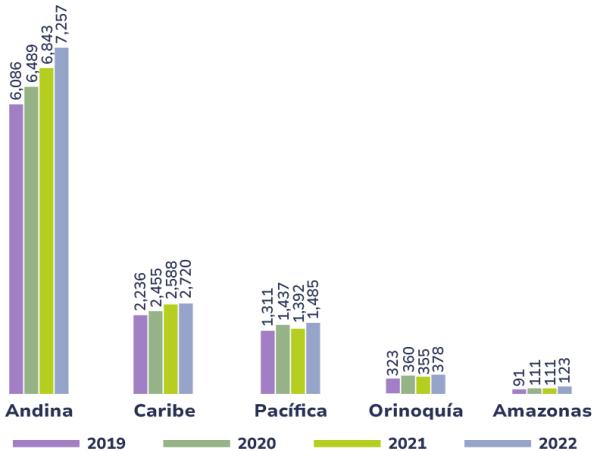
e. Hogares con lavadora

La ECV indica que aproximadamente el 64% de los hogares colombianos respondieron tener lavadora en sus casas. Los departamentos que se destacan con tasas mayores de participación en la adquisición de este equipo son Valle con el 9,53%, Antioquia con el 15,54% y Bogotá con el 21,23%. (Gráfica 7)

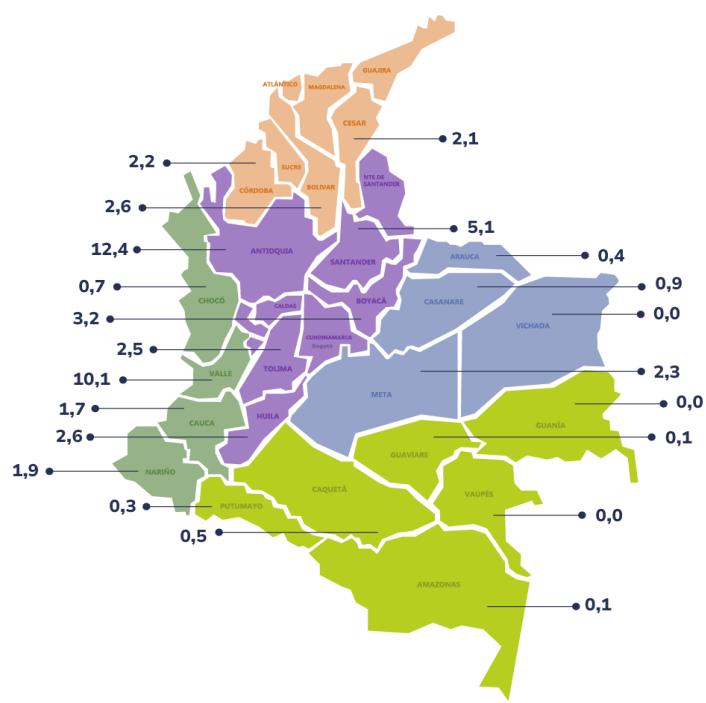
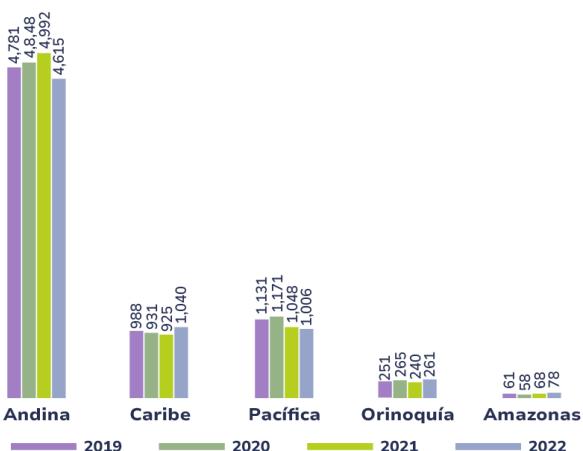
Por el contrario, se evidencia una menor tenencia en Amazonas, Vichada, Guainía y Vaupés. De igual forma, se registra un incremento progresivo en el número de hogares con lavadora en los últimos cuatro años.

f. Hogares con plancha

En cuanto a la tenencia de plancha (Gráfica 8), para el año 2022 el 40% de los colombianos encuestados respondieron afirmativamente a la tenencia de por lo menos una plancha en su hogar. El índice más alto de participación en la adquisición de este electrodoméstico se presentó en los departamentos de Bogotá con un 23,4%, Valle con un 10,1% y Antioquia con un 12,4%. A nivel regional, se observa un crecimiento en la adquisición de este equipo respecto al año anterior en la región Caribe con un 12% y en el Amazonas con un 15%.

% Hogares con lavadora 2022

Número de hogares (miles) con lavadora Nivel regional

Gráfica 7. Porcentaje de hogares con lavadora 2022 y número de hogares (miles) con lavadora a nivel regional.

Fuente: DANE (ECV 2019, 2020, 2021 y 2022)

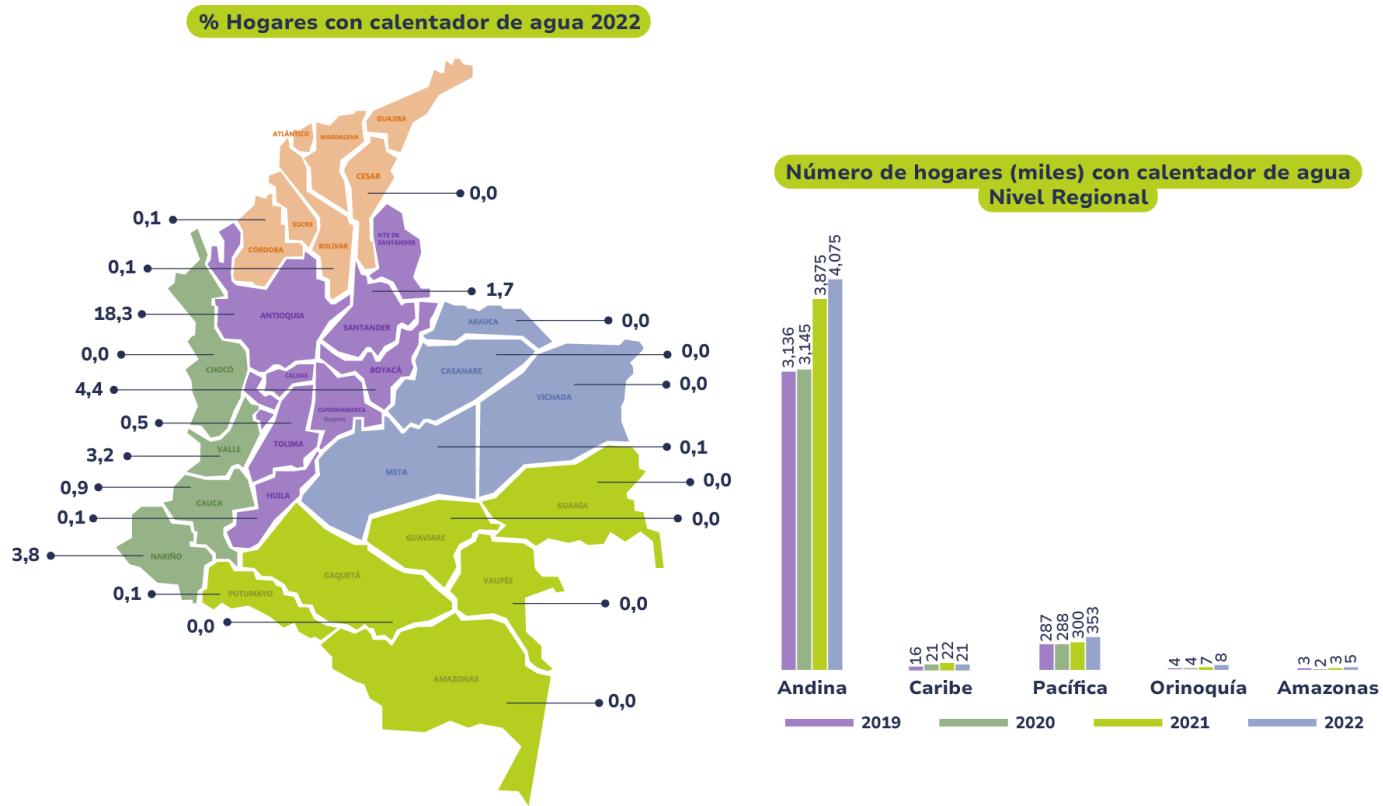
% Hogares con plancha 2022

Número de hogares (miles) con plancha Nivel regional

Gráfica 8 Porcentaje de hogares con plancha 2022 y número de hogares (miles) con plancha a nivel regional.

Fuente: DANE (ECV 2019, 2020, 2021 y 2022)

g. Hogares con calentador de agua

La adquisición de los calentadores de agua varía según la región, ya que su uso está estrechamente relacionado con la ubicación geográfica de los hogares. Los departamentos con la mayor tenencia de estos aparatos son Bogotá con un 45,5%, Antioquia con un 18,3% y Cundinamarca con 13,9%, lo anterior de acuerdo con la Gráfica 9.

Por otro lado, regiones como el caribe, la Orinoquia y el Amazonas reportan índices muy bajos de tenencia de calentadores de agua, debido a las condiciones climáticas particulares de estas áreas, lo cual influye en la demanda y la necesidad de este bien en los hogares.



Gráfica 9. Porcentaje de hogares con calentador de agua 2022 y número de hogares (miles) con calentador de agua a nivel regional.

Fuente: DANE (ECV 2019, 2020, 2021 y 2022)

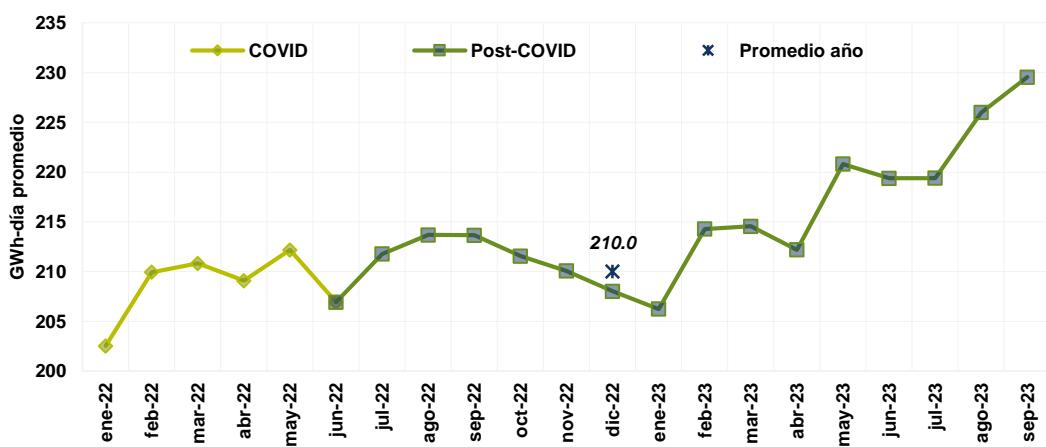
B. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA

1. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima

a. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN

En el año 2021, la demanda promedio mensual de energía eléctrica estuvo alrededor de los 6.176 GWh-mes (i.e. 203,1 GWh-día), y para el año 2022 se ubicó en los 6.388 GWh-mes (i.e. 210 GWh-día). Vale la pena mencionar que, el Gobierno Nacional anunció el fin de la emergencia sanitaria en el país, la cual estuvo vigente hasta el 30 de junio de 2022⁸. En lo transcurrido del año 2023 (enero a septiembre), la demanda promedio mensual se situó en los 6.614 GWh-mes (i.e. 218,04 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 3,8% con respecto a 2022. Es de resaltar que, para el primer trimestre de 2023 la demanda de energía eléctrica reportaba una tasa de crecimiento promedio mes del 1,9%, con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior.

A partir del mes de mayo del 2023, se presenta un incremento en la temperatura en la región oceánica 3.4⁹ y en la región oceánica 1+2¹⁰, reportado por entidades internacionales, tales como: la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA¹¹, sigla en inglés) y Organización Meteorológica Mundial (WMO¹², sigla en inglés). En las publicaciones de estas entidades, informan sobre las altas probabilidades de ocurrencia de un fenómeno de El Niño. El aumento de la temperatura desde dicho mes impacta sobre la demanda de energía eléctrica, reflejando un crecimiento promedio mes para el segundo trimestre del 3,9%, y del 5,6% para el tercer trimestre del año en curso. (Gráfica 10 y Gráfica 11)



Gráfica 10. Seguimiento a la demanda de energía eléctrica SIN a 2023¹³

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023

⁸ Ministerio de Salud y Protección Social. (2022). Resolución 666 de 2022. "Por la cual se prorroga la emergencia sanitaria por el coronavirus COVID-19, declarada mediante Resolución 385 de 2020, prorrogada por las Resoluciones 844, 1462, 2230 de 2020, 222, 738, 1315, 1913 de 2021 y 304 de 2022". Abril 28 de 2022. Bogotá, D.C., Colombia. En línea: https://www.minsalud.gov.co/Normatividad_Nuevo/Resolucion%C3%B3n%20No.%20666%20de%202022.pdf

⁹ En la región oceánica 3.4, se presenta la evolución de un Niño canónico o Niño global.

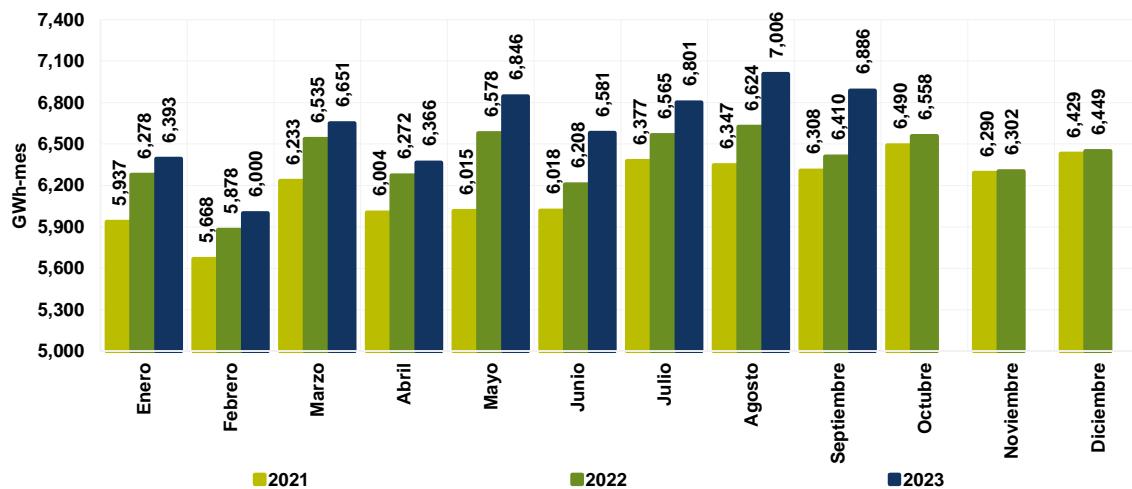
¹⁰ En la región oceánica 1+2, se presenta la evolución de un Niño costero, impactando al territorio de Perú, Ecuador, norte de Chile y hacia el suroccidente de Colombia.

¹¹ National Oceanic and Atmospheric Administration – NOAA. (2023). Climate Prediction Center. "El Niño / Southern Oscillation (ENSO)". College Park, Maryland., United States. En línea: <https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/predict/CWlink/MJO/enso.shtml>

¹² World Meteorological Organization – WMO. (2023). "WMO Update: Prepare for El Niño". En línea: <https://public.wmo.int/en/media/press-release/wmo-update-prepare-el-n%C3%B1o>

¹³ Datos preliminares con corte a septiembre de 2023

En el transcurso de los meses de mayo a septiembre de 2023, las entidades internacionales mencionadas anteriormente, han publicado la evolución y el desarrollo del fenómeno, estimando que éste continúe durante el invierno en el hemisferio norte (con una probabilidad mayor al 95% hasta enero-marzo de 2024). Asimismo, prevén que el fenómeno de El Niño comience a disminuir hasta el orden de un 60% de probabilidad, entre abril y junio de 2024.



Gráfica 11. Demanda mensual de energía eléctrica en el SIN a 2023p

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023

h. Comportamiento de la demanda por mercado

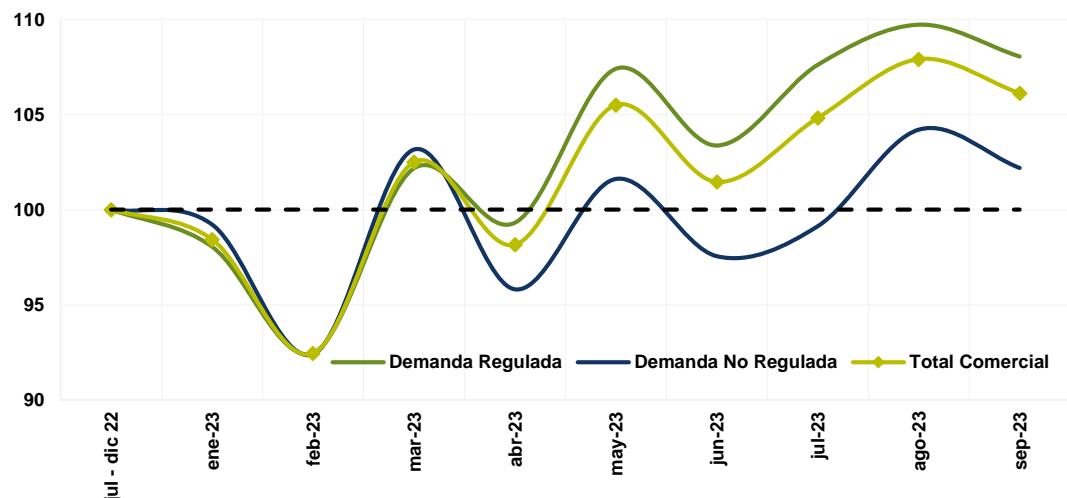
En el año 2022, la demanda promedio día para el Mercado Regulado - MR se situó entre 136,45 y 143,05 GWh-día y para el Mercado No Regulado - MNR estuvo entre 65 y 70,60 GWh-día. Asimismo, se presentaron crecimientos anuales para el MR y MNR del 1,17% y 8,32%, con respecto a 2021, y con contribuciones positivas que suman 0,8 y 2,8 puntos porcentuales al crecimiento anual del total de la demanda, respectivamente.

Entre enero a septiembre de 2023, la demanda promedio mensual del MR estuvo en los 4.460 GWh-mes (i.e. 147,02 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 4,43% con respecto al mismo período de 2022. Este crecimiento se ha intensificado a partir del segundo trimestre del año en curso, tal y como se mencionó en el literal anterior, debido a la presencia de las altas temperaturas que se han registrado en el país, asociado a la inminente declaración de la presencia del fenómeno de El Niño¹⁴. De acuerdo con lo anterior, el crecimiento promedio mes para el primer trimestre fue del 0,78%, 4,85% para el segundo trimestre y del 7,60% en el tercer trimestre. Es de resaltar que, el MR ha mostrado un incremento en su crecimiento y en su participación dentro del total de la demanda, atribuido principalmente al aumento de la temperatura (asociado mayormente al aumento del consumo en aire acondicionado y ventiladores).

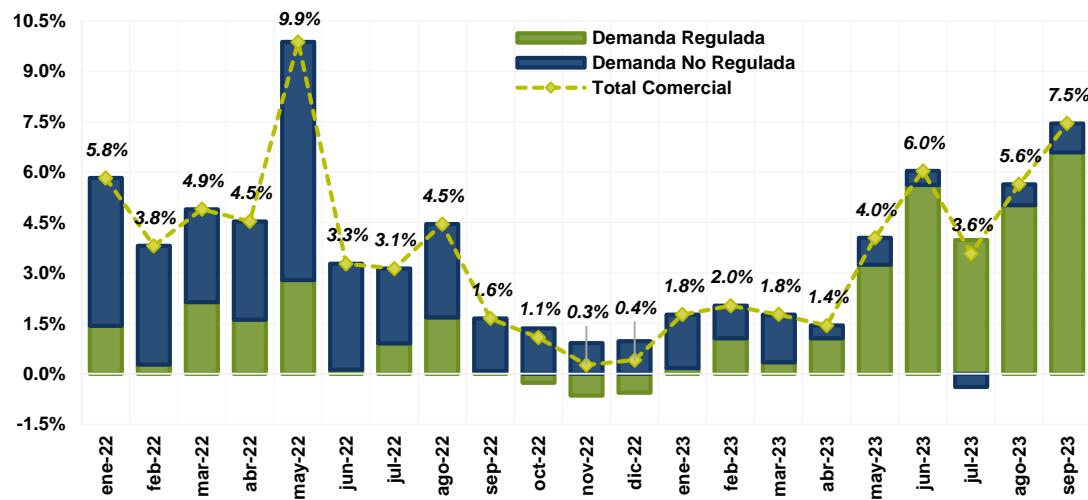
¹⁴ Valora Analistik. (2023). “IDEAM advierte un 75 %-85 % de probabilidad de un fuerte ‘El Niño’ hasta mayo 2024”. En línea: <https://www.valoraanalistik.com/2023/10/19/ideam-85-de-probabilidad-de-un-fuerte-nino-hasta-mayo-2024/>

En cuanto a la demanda promedio mensual del MNR se ubicó en los 2.117 GWh-mes (i.e. 69,81 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 2,25% con respecto al mismo período del año anterior. Sin embargo, caso contrario al MR este mercado ha mostrado una reducción en su crecimiento y participación. El crecimiento promedio mes para el primer trimestre fue del 4,01%, 1,67% para el segundo trimestre y del 1,12% en el tercer trimestre.

Al tomar como base la demanda promedio de julio a diciembre de 2022 (meses post-COVID), se muestra que, a septiembre del año 2023, la demanda del MNR como la MR crecieron en 1,02 y 1,08 veces, respectivamente. Asimismo, el MNR y el MR alcanzaron su máximo crecimiento para el mes de agosto, con valores de 1,04 y 1,10 veces con respecto a su base. Ver Gráfica 12a.



a. Índice por mercado de la demanda comercial (Base julio-diciembre 2022 = 100)



b. Contribución al crecimiento por mercado de la demanda comercial (%)

Gráfica 12 Comportamiento de la demanda por mercado

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

i. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

Durante 2022, la demanda MNR obtuvo un crecimiento año del 8,32%, presentando una reducción de 1,2 pp con respecto al crecimiento obtenido en 2021 (9,52%). De forma similar, para lo transcurrido de 2023 la demanda promedio mensual sectorial en el MNR fue: 834,37 GWh-mes en Industrias manufactureras, 627,10 GWh-mes en Explotación de minas y canteras, 107,97 GWh-mes en Comercio al por mayor y al por menor, 91,45 GWh-mes en Administración pública y defensa, 77,42 GWh-mes en Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca, y de 379,04 GWh-mes en otras actividades. Los crecimientos promedio-mes fueron de -5,09%, 14,66%, -1,34%, -6,09%, 5,27%, y 4,01%, respectivamente, con respecto al mismo período de 2022. La demanda del MNR actualmente está compuesta por 20 ramas de la actividad económica, de las cuales 5 aportan más de un 80% del total de esta (ver Tabla 1).

Tabla 1. Participaciones sectoriales dentro de la demanda MNR

Año	Industrias manufactureras	Ejplotación de minas y canteras	Comercio al por mayor y al por menor
2022	41,98%	27,00%	5,26%
2023p ¹⁵	39,41%	29,62%	5,10%

Año	Administración pública y defensa	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	Otros (15sectores)
2022	4,68%	3,55%	17,54%
2023p ¹⁶	4,32%	3,66%	17,89%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

Tomando como base la demanda promedio del mercado no regulado entre julio a diciembre de 2022, en la Tabla 2 se muestra que, a septiembre de 2023 tanto el comercio al por mayor y al por menor, y la administración pública y defensa, no han recuperaron su nivel con respecto al período base (post-COVID). Ahora bien, de acuerdo con la Tabla 3, se puede observar que todas las demás actividades han crecido por encima de lo observado entre julio a diciembre de 2022. Ver Gráfica 13a

Tabla 2. Demanda del mercado no regulado respecto a julio – diciembre de 2022

	Demanda respecto a jul-dic 2022 (# veces)								
	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23
Industrias manufactureras:	0,94	0,91	1,13	1,00	1,10	1,04	1,06	1,12	1,09
Ejplotación de minas y canteras:	1,08	0,94	1,29	1,25	1,26	1,23	1,22	1,30	1,28
Comercio al por mayor y al por menor:	0,98	0,90	0,98	0,95	1,00	0,97	0,99	0,99	0,97
Administración pública y defensa:	1,00	0,91	1,00	0,96	0,92	0,90	0,93	0,93	0,93
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca:	1,03	0,99	1,18	1,11	1,16	1,11	1,16	1,21	1,21
Resto (15 sectores):	0,97	0,92	1,11	1,04	1,14	1,09	1,14	1,19	1,18
Total MNR:	0,99	0,92	1,15	1,07	1,14	1,09	1,11	1,17	1,14

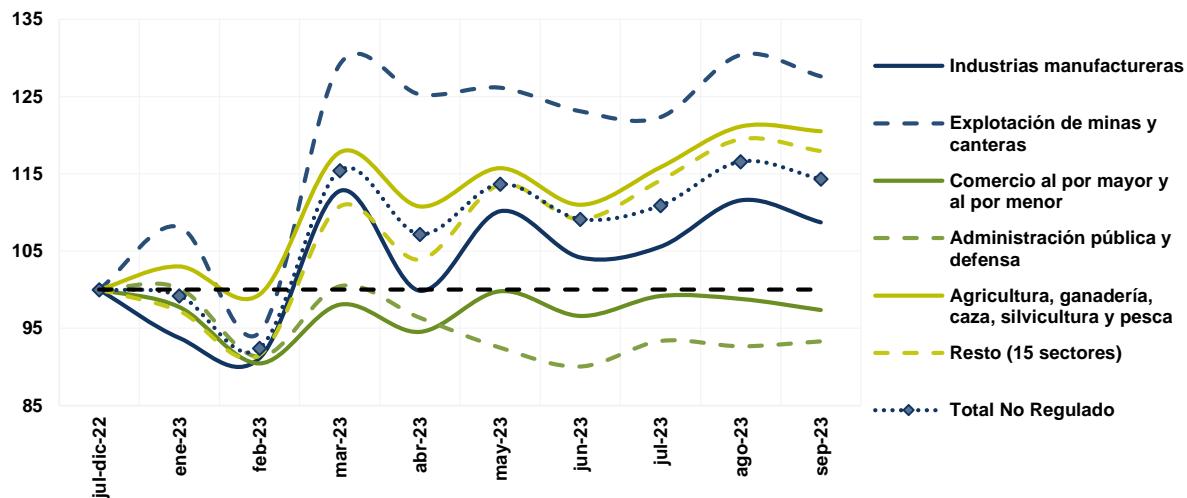
Tabla 3. Crecimiento de la demanda y contribuciones sectoriales

	Contribuciones al crecimiento						Crecimiento MNR
	Industrias manufactureras	Ejplotación de minas y canteras	Comercio al por mayor y al por menor	Administración pública y defensa	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	Otros (15sectores)	
2022Q1	2,66%	5,44%	0,27%	0,24%	0,21%	2,45%	14,04%
2022Q2	5,88%	3,77%	0,54%	0,26%	0,29%	2,62%	16,38%
2022Q3	-0,66%	6,82%	0,02%	-0,11%	0,26%	1,39%	9,25%
2022Q4	-1,36%	4,70%	-0,10%	-0,10%	0,22%	0,54%	4,53%
2023Q1	-1,22%	5,82%	-0,12%	-0,09%	0,22%	0,28%	5,26%
2023Q2	-2,72%	4,99%	-0,06%	-0,36%	0,20%	0,58%	3,25%
2023Q3	-2,04%	2,46%	-0,02%	-0,33%	0,16%	1,30%	3,21%

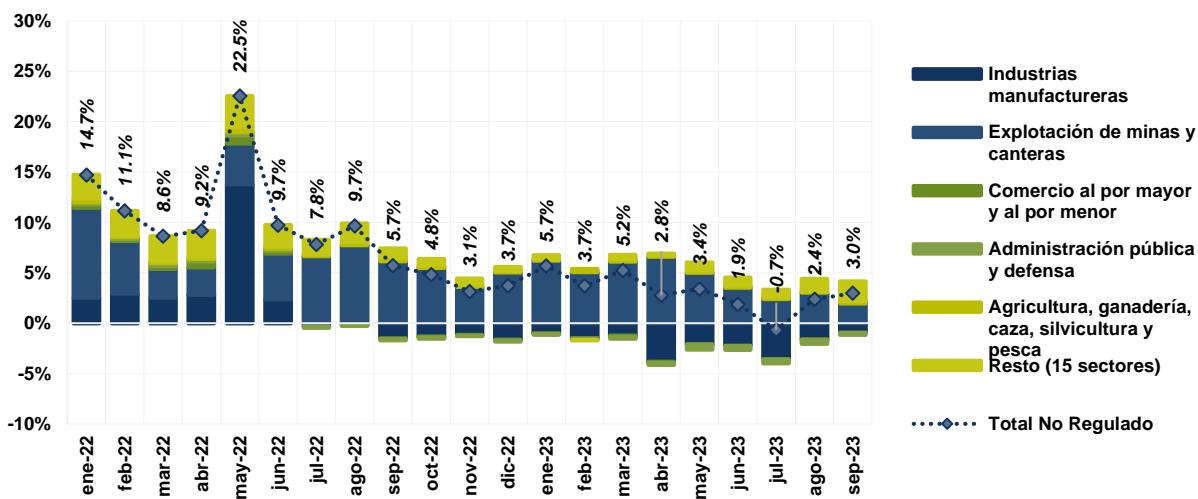
Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

¹⁵ Datos preliminares con corte a septiembre de 2023

¹⁶ Datos preliminares con corte a septiembre de 2023



a. Índice sectorial de la demanda comercial No Regulada (Base jul-dic 2022 = 100)



b. Contribución sectorial al crecimiento de la demanda comercial No Regulada (%)

Gráfica 13 Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

j. Comportamiento de la demanda por áreas

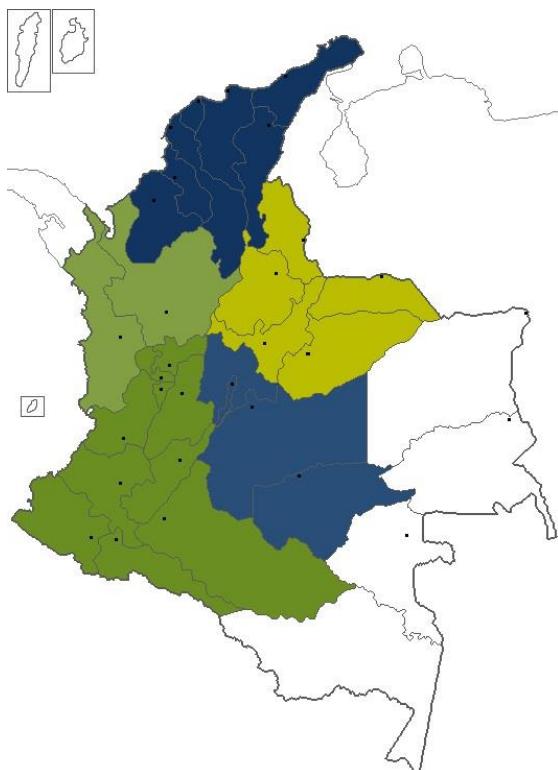
La demanda de energía eléctrica por áreas para 2022, registraron tasas de crecimiento anuales positivas del orden de: 6,45% (Oriente), 4,37% (Nordeste), 2,56% (Suroccidente), y 1,97% (Antioquia). Sólo el área Caribe, reportó un crecimiento anual negativo del -0,26%. Lo anterior, representó para 2022 un crecimiento de la demanda comercial del 2,96% con respecto al 2021, en donde la mayoría de las áreas contribuyeron positivamente al crecimiento anual de la demanda total a excepción del área Caribe, con aportes que fueron de: 1,69 (Oriente), 0,54 (Nordeste), 0,53 (Suroccidente), 0,27 (Antioquia), y -0,07 (Caribe) puntos porcentuales. Ver Tabla 4.

Ya en lo transcurrido de 2023 (enero a septiembre), la demanda promedio mensual para cada una de las áreas se ubican en: 1.789 GWh-mes para Caribe, 1.656 GWh-mes en Oriente, 1.297 GWh-mes para Suroccidente, 882 GWh-mes en Antioquia, y 797 GWh-mes para Nordeste. Adicionalmente, los crecimientos promedio mes se encuentran en 6,17%, 3,86%, 1,56%, 5,54%, y 4,73%, respectivamente para las áreas mencionadas, con respecto a 2022.

Inicialmente para el 1er trimestre de 2023, las áreas que contribuyeron con más del 80% al crecimiento total de la demanda comercial fueron: Oriente y Nordeste. Al igual que en los análisis descriptivos previos, las contribuciones por áreas al crecimiento de la demanda comercial han aumentado a partir del segundo trimestre de 2023, por las razones antes expuestas, en donde las áreas que contribuyeron con más del 80% en la participación del crecimiento total son: Caribe (41%), Oriente (25%) y Antioquia (18%). En el 3er trimestre, estas mismas áreas continúan siendo las de mayor representatividad al crecimiento de la demanda comercial en: 50%, 11% y 21% de participación, respectivamente. Ver Gráfica 14 y Tabla 5

Adicionalmente, la demanda del MNR para tercer trimestre de 2023 de acuerdo la información recolectada y administrada por el Operador del Mercado – XM, las actividades económicas que tuvieron mayor incidencia en cada una de las áreas fueron:

- Área Caribe: Construcción (estaciones eléctricas), Explotación de minas y canteras (extracción de carbón, de níquel, de crudo), Alojamiento y servicios de comida (centros vacacionales, hoteles, y otros tipos de alojamiento), Otras actividades de servicios, y actividades inmobiliarias.
- Área Oriente: Explotación de minas y canteras (extracción de crudo, extracción de piedra, arena, etc.), Transporte y almacenamiento (transporte de pasajeros y transporte por tuberías), Otras actividades de servicios (actividades empresariales), Actividades financieras y de seguros (bancos y administración de fondos), y Construcción (construcción de edificios residenciales).
- Área Suroccidente: Agricultura – ganadería – etc. (apoyo a la agricultura, avicultura, porcicultura, cultivo de arroz, de caña de azúcar), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social, Comercio al por mayor y al por menor (víveres al por menor, venta de cárnicos al por menor, comercio al por mayor de productos alimenticios), Suministro de electricidad - gas – etc. (comercialización y distribución de electricidad), y Alojamiento y servicios de comida (hoteles y restaurantes).
- Área Antioquia: Distribución de agua (captación, tratamiento y distribución), Explotación de minas y canteras (actividades de explotación, extracción de oro, extracción de arcillas, etc.), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social (hospitales), Alojamiento y servicios de comida (hoteles), y Agricultura – ganadería – etc. (cría de ganado porcino, cultivo de plátano y banano, y actividades de ganadería).
- Área Nordeste: Transporte y almacenamiento (transporte por tuberías, aeropuertos), Suministro de electricidad - gas – etc. (producción y suministro de gas), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social (Hospitales, apoyo de terapias, atención en instituciones con alojamiento), Educación (instituciones universitarias o tecnológicas, universidades), y Alojamiento y servicios de comida (hoteles, restaurantes).

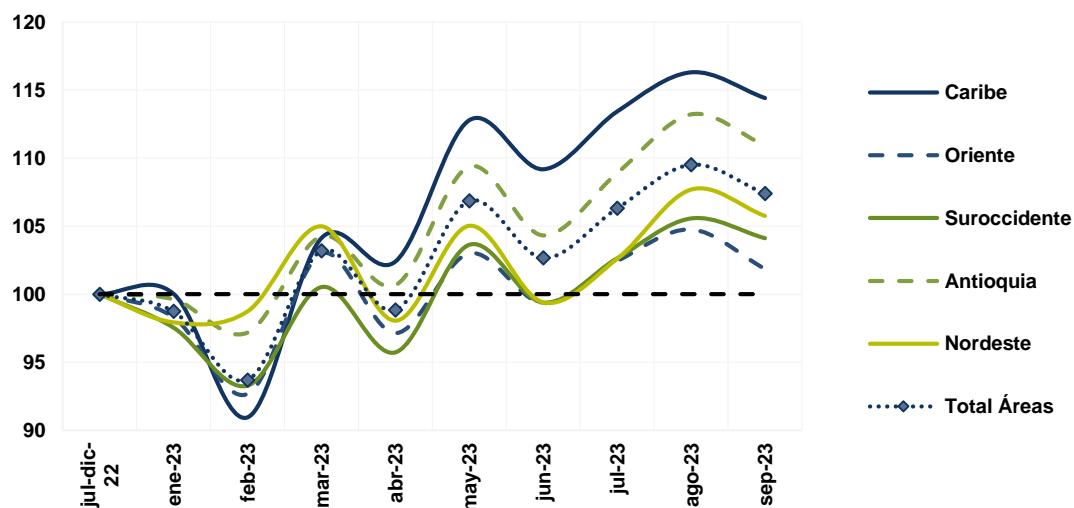


**Tabla 4. Demanda comercial por áreas (GWh-año) – 2021 a 2023p
(incluye GCE)¹⁷.**

Área	Demanda (GWh-año)		
	2021	2022	2023p
Caribe	20.134	20.082	16.105
Oriente	18.142	19.313	14.906
Suroccidente	14.971	15.353	11.677
Antioquia	9.827	10.020	7.935
Nordeste	8.788	9.172	7.174

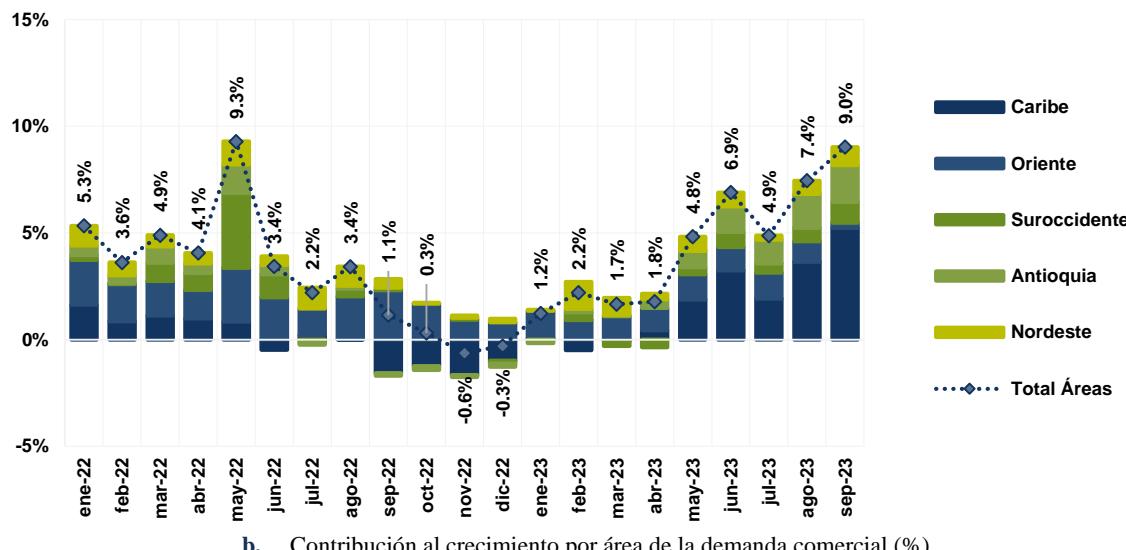
Área	Crecimiento de la Demanda (%)		
	2021	2022	2023p
Caribe	4,9%	-0,3%	6,2%
Oriente	4,4%	6,5%	3,9%
Suroccidente	2,3%	2,6%	1,6%
Antioquia	6,2%	2,0%	5,5%
Nordeste	8,3%	4,4%	4,7%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023



a. Índice por áreas de la demanda comercial (Base jul-dic 2022 = 100)

¹⁷ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2023). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda>



b. Contribución al crecimiento por área de la demanda comercial (%)

Gráfica 14. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas (incluye GCE)

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

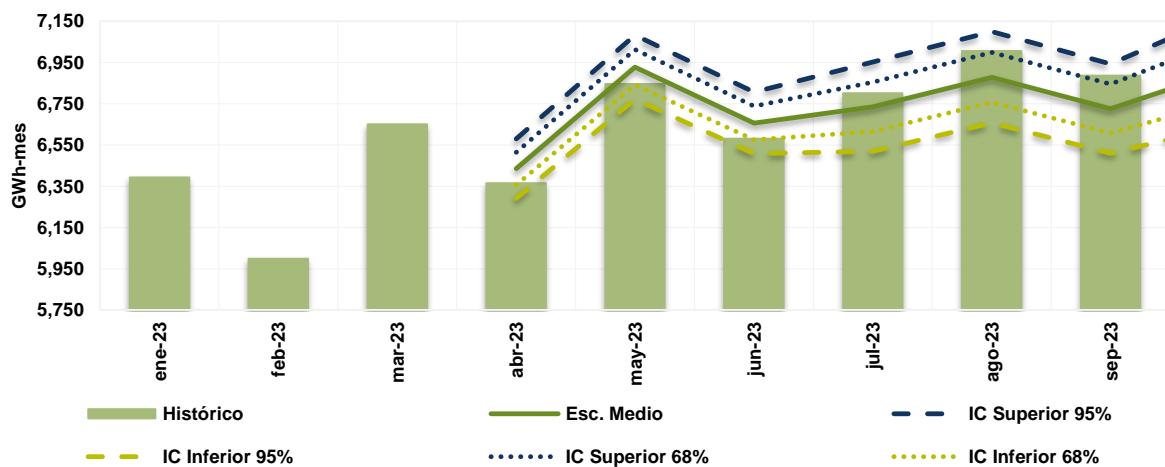
Tabla 5. Crecimiento de la demanda y contribuciones por áreas (incluye GCE)

	Contribuciones al crecimiento					Crecimiento Demanda
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	
2022Q1	1,21%	1,82%	0,38%	0,54%	0,68%	4,62%
2022Q2	0,44%	1,95%	1,76%	0,74%	0,66%	5,55%
2022Q3	-0,47%	1,85%	0,10%	-0,02%	0,76%	2,23%
2022Q4	-1,30%	1,14%	-0,02%	-0,14%	0,10%	-0,21%
2023Q1	-0,17%	1,10%	0,03%	0,02%	0,68%	1,66%
2023Q2	1,83%	1,11%	0,22%	0,79%	0,52%	4,48%
2023Q3	3,56%	0,79%	0,68%	1,47%	0,55%	7,05%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

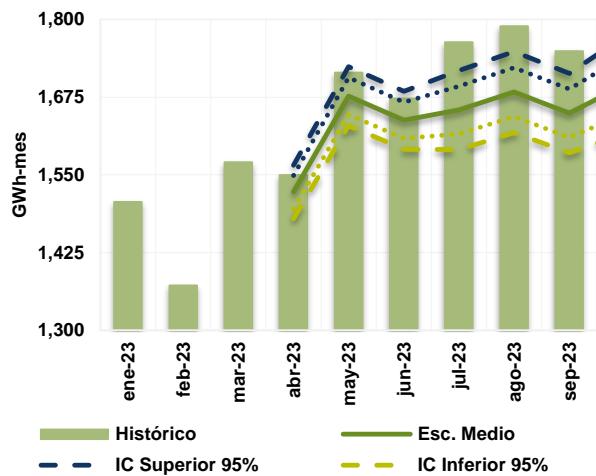
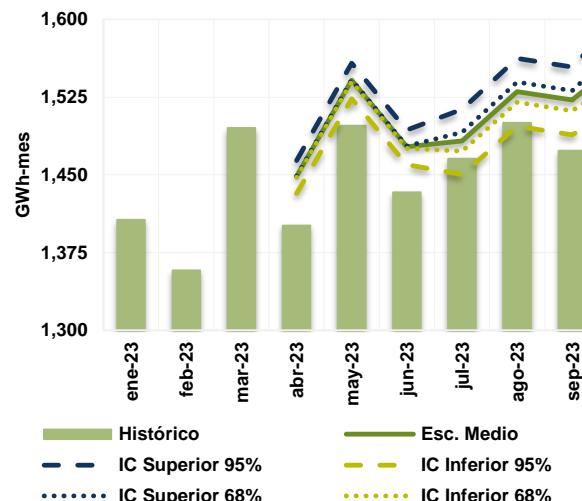
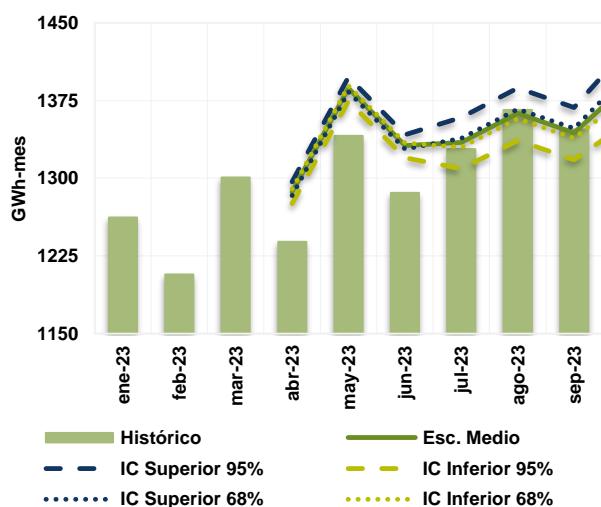
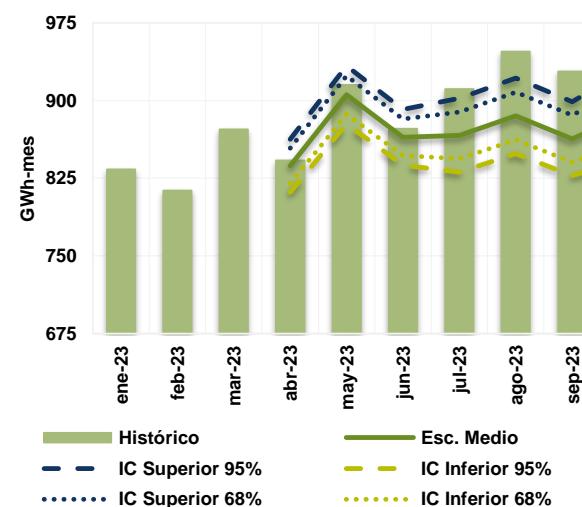
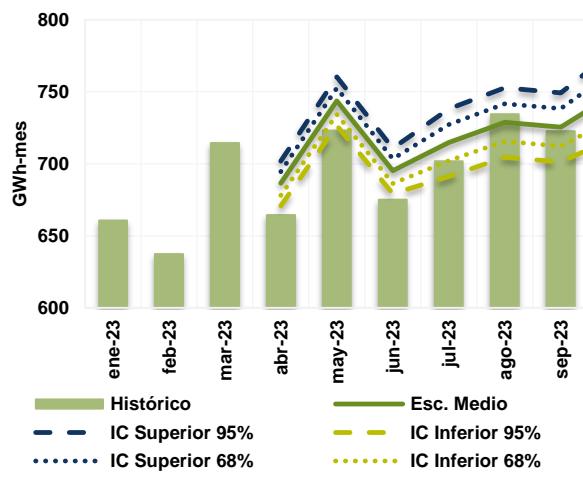
k. Comportamiento real vs proyecciones de la revisión julio 2023

Las desviaciones de los escenarios de la proyección de demanda publicada en la actualización de julio de 2023, frente al consumo observado se presentan en el Anexo d. El desempeño de los escenarios desde abril a septiembre de 2023, han mostrado un alto grado de confianza. Para los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN que incluye GCE nuevos, el error cuadrático medio para el periodo de análisis oscila entre el 0,02% y 0,13% (Gráfica 15).



Gráfica 15. Comparación proyecciones de demanda UPME Rev. Julio 2023 vs comportamiento real demanda de energía SIN + GCE +ME + GD.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 17), 2023.


● Caribe

● Oriente

● Suroccidental

● Antioquia

● Nordeste

Gráfica 16 Comparación proyecciones por áreas de demanda UPME Rev. Jul 2023 versus comportamiento real demanda de energía SIN.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023

Vale la pena señalar que la proyección de demanda que incluye los GCE nuevos, corresponde a la proyección para el SIN a la cual se le adiciona la información reportada a la UPME por los potenciales usuarios que representan grandes cargas para el SIN. En este sentido, el volumen de energía correspondiente a los GCE no es resultado de un ejercicio de proyección. Si se excluye la información de GCE nuevos, el error cuadrático medio para el periodo abril a septiembre 2023 oscila entre el 0,02% y el 0,18%.

Por otra parte, en cuanto a los escenarios de demanda para potencia máxima del SIN que no incluyen GCE nuevos, el error cuadrático medio promedio para los escenarios fue entre el 0,03% y 0,16%. Asimismo, se presenta el seguimiento al comportamiento de las proyecciones por áreas expuestas en el informe de julio de 2023 para energía eléctrica del SIN¹⁸, en donde se evidencia que éstas replican en gran medida el comportamiento (tendencia y estacionalidad) del valor real. Además, los errores cuadráticos medios para el escenario medio de las áreas fueron de: 0,20% Caribe, 0,07% Oriente, 0,07% Suroccidental, 0,20% Antioquia, y 0,05% Nordeste. En cuanto a los escenarios de demanda para potencia máxima por áreas del SIN¹⁹, el error cuadrático medio promedio para el escenario medio oscila entre 0,02% y 0,33%. (Gráfica 16)

2. Proyección de la demanda de energía

a. Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo

Los modelos para la proyección de demanda de energía eléctrica utilizan como variables explicativas: la demanda histórica de electricidad, el PIB real histórico, las proyecciones del PIB real estimadas por la UPME para el periodo 2023 - 2037, la población y la temperatura. Las fuentes de información utilizadas para la proyección de la demanda de energía eléctrica que se presenta en este documento se relacionan en la Tabla 6.

Tabla 6 Variables modelo UPME pronóstico de demanda de energía eléctrica 2023-2037

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda histórica de Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2023M09	GWh-mes	XM
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2023Q3	Miles de millones de pesos – Precios Constantes Año Base 2015	DANE
	Proyección Trimestral: 2023Q4 – 2037Q4		UPME-Fedesarrollo
Población	Histórico Anual: 1994 – 2019	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2020 – 2037		DANE
Temperatura Media. Áreas geográficas del SIN	Histórico Mensual: 1994M01 - 2023M09	Grados centígrados (°C)	IDEAM
	Proyección Mensual: 2023M10 - 2037M12		IDEAM

La proyección de demanda de energía eléctrica que se presenta en este documento cuenta con tres componentes: la estimación del consumo de Sistema Interconectado Nacional SIN, el reporte de consumo de grandes cargas que han anunciado a la UPME su intención de conectarse en el futuro cercano y la estimación del consumo de vehículos eléctricos y de reducciones de demanda resultantes de la generación distribuida.

¹⁸ No se incluyen GCE (existentes y nuevos)
¹⁹ No se incluyen GCE (existentes y nuevos)

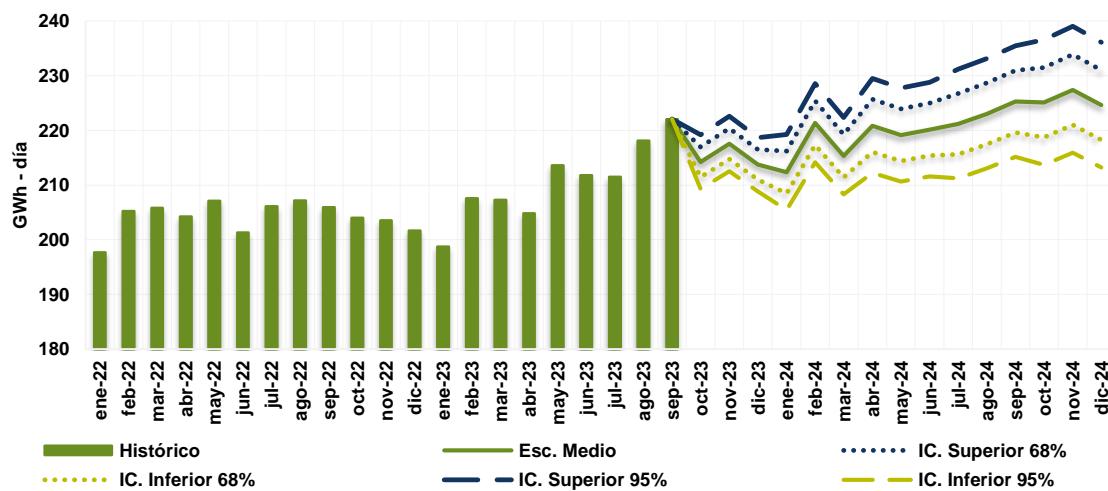
La proyección de la demanda de energía eléctrica de largo plazo es resultado de un modelo econométrico de combinación de pronósticos²⁰, el cual emplea modelos multivariados VAR²¹ y los VEC²² (metodología explicada en informes previos). Acompaña a la proyección del valor esperado, dos intervalos de confianza con límites superior e inferior con el mismo rango sobre todo el periodo de proyección.

Los modelos empleados incorporan las variables expuestas en la Tabla 5, y contemplan como supuesto principal el crecimiento potencial de la economía, el cual se estima que para el período 2023 y 2024 sea del 1,0% y 1,5% (de acuerdo con el estudio que se encuentra en desarrollo por parte Fedesarrollo²³ para la UPME). Adicionalmente, se contempla las expectativas más recientes de crecimiento potencial de la economía de largo plazo estimado por analistas nacionales (Banco de la República) e internacionales (Banco mundial y el Fondo Monetario internacional), el cual estaría alrededor del 3,0% para el período 2025-2037, encontrándose en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo MFMP²⁴ 2023.

b. Resultados

i. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN

En la Gráfica 17, se presenta la demanda promedio mensual-diaria con sus respectivos intervalos de confianza (superior e inferior) para el periodo 2023-2024. Se estima que el rango esperado para la demanda de energía eléctrica en el corto plazo (próximos 2 años) con un intervalo de confianza al 95%, se encuentre entre 199 a 239 GWh-día. De igual manera, se estima que el rango esperado para la demanda eléctrica con un intervalo de confianza al 68%, se encuentre entre 199 a 234 GWh-día.



Gráfica 17. Proyección promedio mensual diaria de demanda energía eléctrica (GWh-día) – sin GCE

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

²⁰ CASTAÑO V., ELKIN. (1994). "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error". Revista Lecturas de Economía No. 41. Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSN 2323-0622. Páginas 59 – 80.

Los resultados obtenidos en el ejercicio realizado en 2023 sugieren la siguiente composición del modelo combinado: VAR Endógeno (11%), VAR Exógeno (56%) y VEC (33%).

²¹ VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos

²² VEC: Modelo de Vectores de Corrección de Error

A este modelo se le introducen variables exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón "Dummy" – Q2/2010 a Q1/2011, Q1/2013 a Q4/2013, Q3/2017 a Q2/2018, Q2/2020 a Q1/2021 y Q2/2023 a Q3/2023).

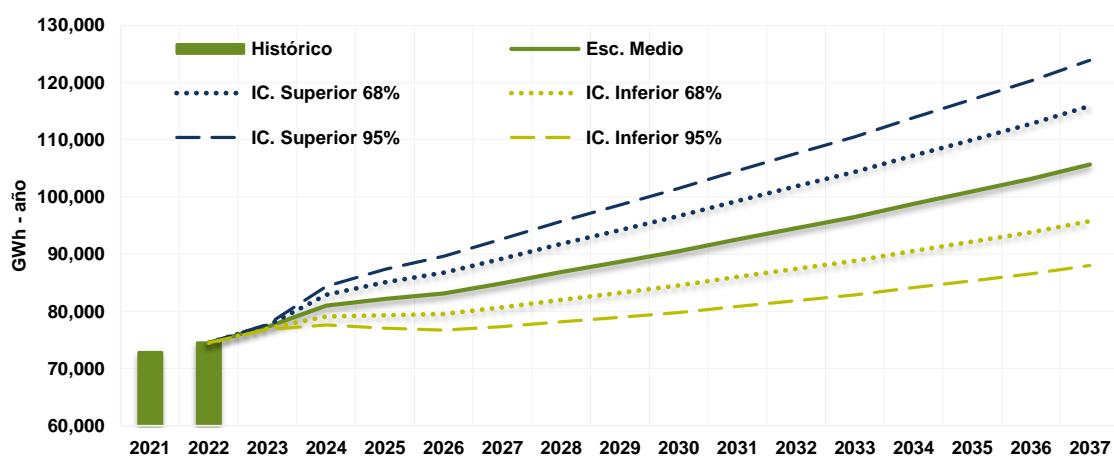
²³ UPME - Fedesarrollo. (2023). "Estimar posibles escenarios de variables macroeconómicas como la inflación y el crecimiento económico (PIB) a ser incorporadas en los modelos energéticos como variables de incidencia y analizar la intensidad energética considerando las metas establecidas de reducción de consumo energético del PAI PROURE; para proveer información objetiva que sirva de soporte a la toma de decisiones en el mercado energético". Octubre-Diciembre, 2023. Bogotá, Colombia.

²⁴ Marco Fiscal de Mediano Plazo 2023. "Estrategia sostenible para la transformación social y económica de Colombia". Página 125. En línea: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter>ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-223865%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased

Además, se prevé un crecimiento en la demanda promedio mes-día del 4,1% en el escenario medio, para el período antes mencionado. Lo anterior como resultado del crecimiento económico, la recuperación en la demanda observada en el último año, y la presencia del Fenómeno de El Niño. Los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2023 a 2037 podría tener un crecimiento promedio año en el escenario medio entre 1,16% a 4,79%. Ver Gráfica 18.

ii. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+ME+GD

En esta sección se presenta la proyección de demanda de energía eléctrica considerando la movilidad eléctrica (ME) y la generación distribuida (GD). De igual forma se presenta la información que se reporta a la UPME con respecto a las demandas de consumidores especiales (GCE). Es de resaltar que, a partir del enero de 2023 se registró demanda asociada a la entrada de Drummond La Loma en los reportes de Indicadores de pronósticos oficiales de demanda del operador del sistema XM²⁵.



Gráfica 18 Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) – sin GCE

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

En la Tabla 7 se presentan los consumos esperados de los GCE separado en dos grupos, en relación con el grado de incertidumbre en el nivel de su demanda. El primero, corresponde a consumidores que ya están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pero tienen menos de 10 años de historia o con solicitud adicional de demanda. En el segundo grupo se presenta la información reportada de demanda de los GCE que aún no se encuentran conectados, pero que tienen un concepto de conexión aprobado por la UPME o el operador de red.

Con la información suministrada a la UPME con respecto de GCE: a) la participación de los GCE Grupo 1 dentro de la demanda de energía eléctrica se estima que estará entre un 3,87% y un 4,94%, para el período 2023-2037, lo que se traduce en un aporte promedio de 0,23 puntos porcentuales al crecimiento promedio año de la demanda de energía eléctrica, y b) en caso de que se materialice la entrada de los proyectos mencionados anteriormente en relación a los GCE Grupo 2, éstos tendrían una participación entre 0,13% y 6,43%, contribuyendo hasta 1,76 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda, para el período de análisis.

²⁵ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2023). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda>

De manera similar, se estima que la participación de los vehículos eléctricos se encuentre entre 0,08% y 5,34% y con una contribución entre 0,01 y 1,19 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. Es de resaltar que los valores empleados fueron los estimados en el Plan Energético Nacional - PEN 2022-2052²⁶, en específico los asociados al escenario de modernización. En donde, se prevé que la participación de la energía eléctrica dentro del parque automotor estará compuesto de la siguiente manera: a) año 2023, 11,03% en el transporte liviano, 71,19% en el transporte masivo, 10,49% en motos y 7,29% en transporte pesado, b) año 2037, 11,51% en el transporte liviano, 14,86% en el transporte masivo, 71,40% en motos y 2,22% en transporte pesado, y c) año 2052, 22,98% en el transporte liviano, 25,28% en el transporte masivo, 49,37% en motos y 2,37% en transporte pesado.

Tabla 7 Información de GCE

Grupo	Nombre del GCE	Abreviatura	Radicado UPME del concepto de conexión	Año de entrada
Grupo 1. GCE conectados al SIN con menos de 10 años de operación.	Rubiales	R	20151500000341	2014
	Drummond Río Córdoba ²⁷	DRC	20141500055111	2015
	Tubos Caribe ²⁸	TC	20131500059741	2019
	San Fernando	SF	20211520018061	2021
	Drummond La Loma	DLL	20141500063731	2023
Grupo 2. GCE sin conexión al SIN, pero con concepto de conexión aprobado.	Ternium	T	20181520003441	2022
	Quebradona	Q	20191100090532 20221140111861	2028
	MINESA	M	20191100090222 20211520072001	2025
	EEAR Canoas ²⁹	EEAR	20211520092171	2023
	Metro de Bogotá	MBOG	20211520124031 20211520124041 20211520124051	2025
	RegioTram	RTRAM	20211520122261 20211520122271	2024
	Puerto Antioquia	PA	Informado ante el operador de red	2023
	ODC ³⁰ Caucasia	ODCC		2026
	Metro de Medellín La 80	MED80		2025
	Peldar Zipaquirá	PZ	20231540023461	2026
	Zona Franca Argos	ZFA	20231540023341	2025
	Dt Serena del Mar Fase2	SMAR2	20231540023351	2028
	Cemex Caracolito	CC	20231540026841	2024
	Cementos San Marcos	CSM	20231540027971	2025
	ULTRACEM	ULTRASEM	20231540026781	2025
	Dt Serena del Mar Fase1	SMAR1	20231540023351	2024
	VRO Ecopetrol	VRO	20231540023501	2026
	SierraCol	SC	20231540026411	2024
	Argos Tolcementos	AT	20231540025791	2025
	ODATA Cota	ODATAC	20231540023481	2026
	Lower Mine	LM	20231540021341	2024
	ODATA Navarra	ODATAN	20231540023521	2026
	La Constancia R2	LCR2	20231540023541	2025
	Tenjo 1	T1	20231540023511	2026
	Buriticá	B	20231540026521	2023

²⁶ UPME. (2023). Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052.

En línea: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspx>

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

²⁷ Esta carga tiene capacidad aprobada por 45 MW, pero se reporta sobre el máximo histórico que han tomado.

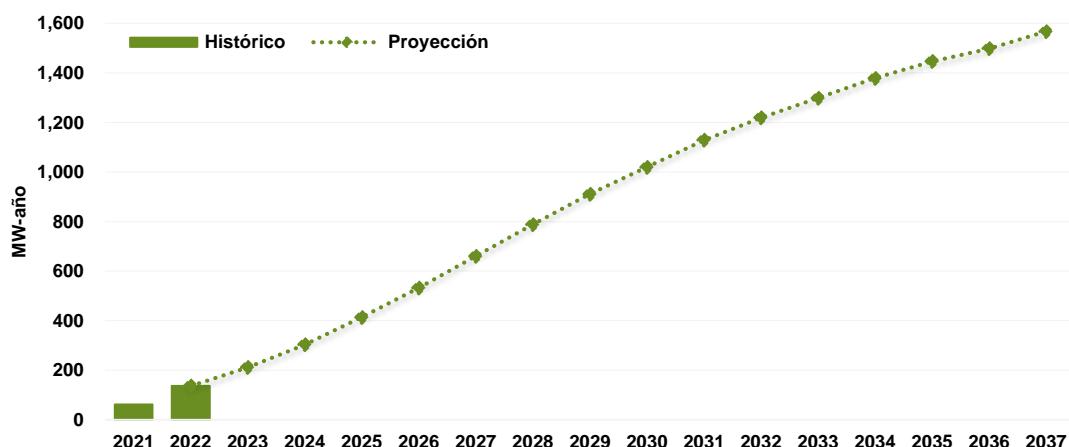
²⁸ Esta carga tiene capacidad aprobada por 25 MW, pero se reporta sobre el máximo histórico que han tomado.

²⁹ EEAR: Estación Elevadora de Aguas Residuales.

³⁰ ODC: Oleoducto de Colombia.

Adicionalmente, para las proyecciones de GD se prevé una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, la cual estaría entre -1,83% y -0,37%. Esto generaría igualmente una contribución negativa y restaría entre 0,07 y 0,24 puntos al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. La información empleada para la proyección es la reportada por los Operadores de Red a la Unidad, en virtud de la Resolución CREG 174 de 2021³¹, la cual actualiza la definición de generación distribuida presentada en la Resolución 030 de 2018. A partir de esta, se estima la producción de electricidad de un sistema fotovoltaico instalado en una azotea o puesto en tierra conectado a la red, basado en el ingreso de algunos datos de referencia, tales como: capacidad instalada, tipo de matriz, pérdidas del sistema y ángulo de inclinación.

Así mismo, en la Gráfica 19 se presentan los resultados de capacidad instalada futura asociada a la GD, manteniendo un factor de utilización o de aprovechamiento del 32% (valor histórico observado), calculado con la relación entre la potencia demandada y la potencia instalada. Empleando la metodología utilizada por Staffell & Stefan³², en donde modela la generación de los generadores eólicos y solares, utilizando datos reportados y series de tiempo de variables climáticas (manteniendo constantes factores técnicos tales como capacidad instalada, ubicación y antigüedad), se estima que la capacidad instalada a 2023 sea de 211 MW y para 2037 de 1.567 MW, con un crecimiento promedio año del 18,6%. En la Gráfica 20, se presenta la información de GCE, ME y GD utilizada en esta proyección.



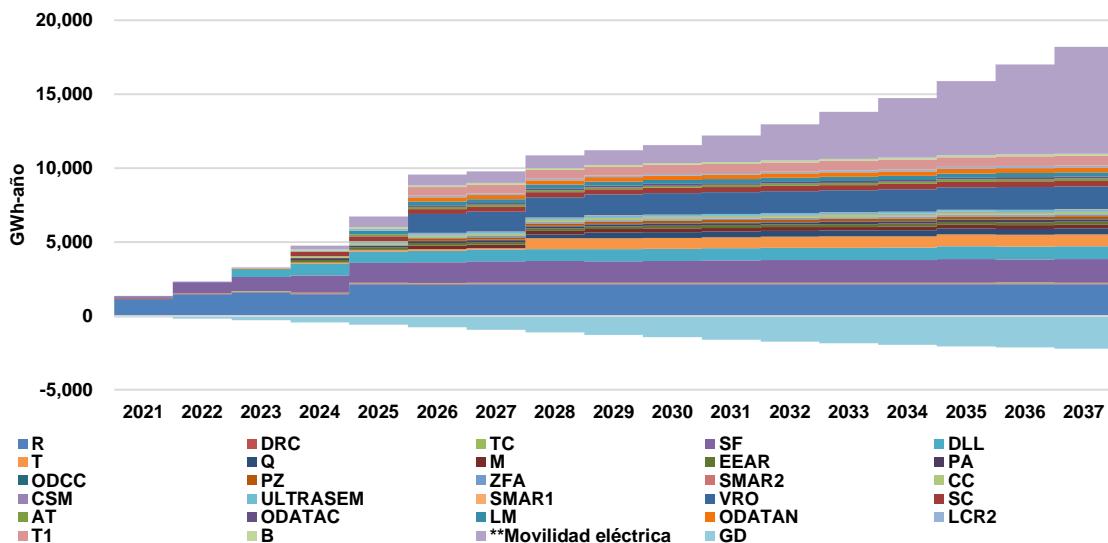
Gráfica 19. Proyección anual de capacidad instalada de GD (MW-año)

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

³¹ Resolución CREG 174 de 2021: "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional". En línea: [http://apolo.creg.gov.co/Publicaciones/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/c99b2f316a59ffb052587950077d9d1/\\$FILE/Creg174-2021.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicaciones/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/c99b2f316a59ffb052587950077d9d1/$FILE/Creg174-2021.pdf)

Definición Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

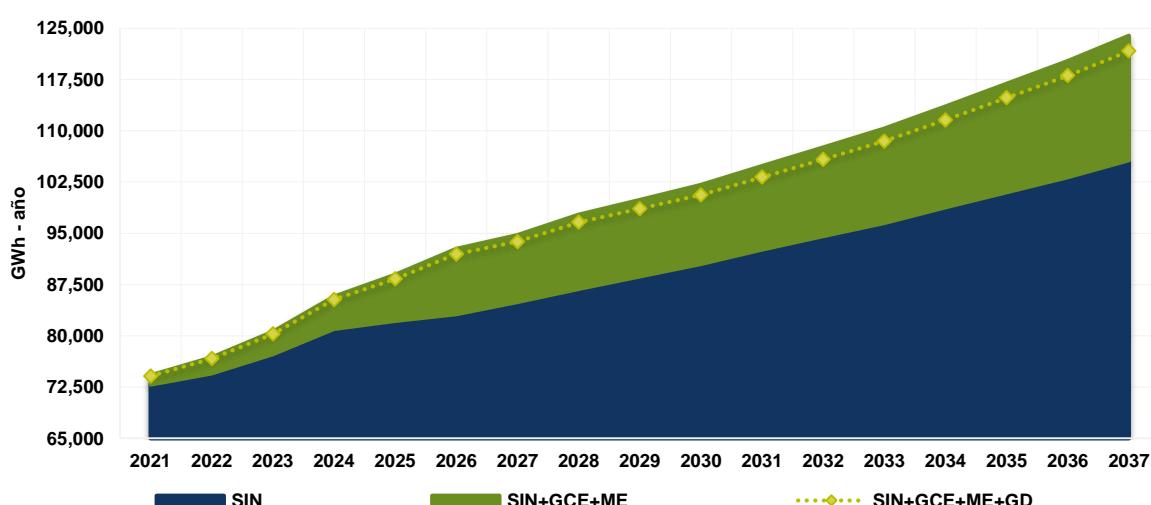
³² Staffell, Iain & Pfenniger, Stefan. (2018). "The increasing impact of weather on electricity supply and demand". Energy 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051



Gráfica 20. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) GCE + ME³³ + GD. *Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisan en cada proyección.

Fuente: Pacific Rubiales - PEL, Drummond, Tenaris, Ecopetrol - ISA Intercolombia, Transeca, Minesa - ESSA, Quebradona, EAAB, Metro1, ENEL, CFRO, 2023.

Al incluir la información de vehículos eléctricos y GCE Grupo 1, se estima que la demanda de energía eléctrica en el escenario medio tendría un crecimiento anual entre el 1,19% a 5,12%. Si se le adiciona la demanda asociada a los GCE Grupo 2, el crecimiento se ubicaría entre 2,17% a 6,42%, para el período 2023-2037. Luego, si a esta demanda se le incluye la GD, se presentaría una reducción del crecimiento anual en dicho escenario entre el 0,02% y 0,18%. Ver Gráfica 21



Gráfica 21. Proyección anual de demanda de energía eléctrica (GWh-año) – Esc. Medio

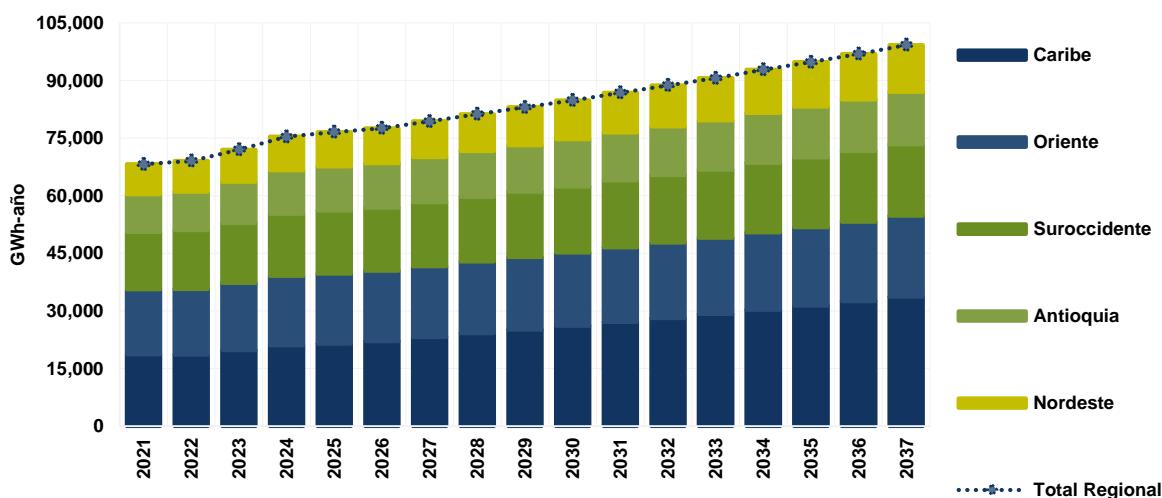
Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

³³ Movilidad eléctrica incluye: Vehículos eléctricos, Metro de Bogotá, RegioTram, Metro de Medellín - La 80.

iii. Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN³⁴

Para la construcción de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de potencia máxima por áreas eléctricas, se emplean los valores obtenidos de la proyección de demanda del SIN, manteniendo la coherencia necesaria entre ambos resultados³⁵. Además, se consideran los efectos calendario, que permiten replicar la tendencia y estacional propia de la serie para una de las áreas, y de esta manera obtener las proyecciones mensuales de la demanda de electricidad por áreas. La metodología empleada para la proyección por áreas de demanda de energía eléctrica como de potencia máxima es estimada mediante mínimos cuadrados ordinarios dinámicos³⁶.

Se estima que para el período 2023 a 2037 (Gráfica 22), el crecimiento mensual promedio en el escenario medio de la demanda por área sea de: 4,09% - Caribe (i.e. 2.197 GWh-mes), 1,40% - Oriente (i.e. 1.603 GWh-mes), 1,30% - Suroccidente (i.e. 1.436 GWh-mes); 2,12% - Antioquia (i.e. 1.025 GWh-mes), y 2,86% - Nordeste (i.e. 849 GWh-mes) (Gráfica 13). En consecuencia, el crecimiento anual promedio de la demanda total por área para el período de análisis se prevé en 2,45%, en donde el aporte de las áreas al aumento del crecimiento será de 1,24 (Caribe), 0,32 (Oriente), 0,26 (Suroccidente), 0,31 (Antioquia), y 0,34 (Nordeste) puntos porcentuales.



Gráfica 22. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por áreas (GWh-año) – Esc. Medio.

*No se incluyen las cargas especiales (existentes y nuevas), ni las pérdidas del STN.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

iv. Proyección de la demanda de potencia máxima

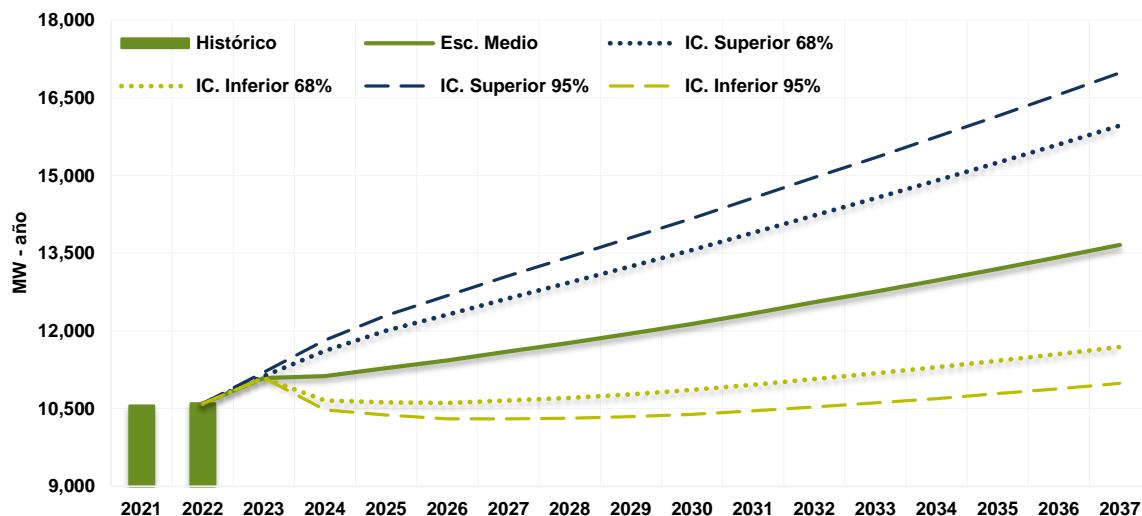
Los resultados obtenidos muestran que para el periodo 2023-2037, la demanda de potencia máxima sin incluir GCE podría tener un crecimiento promedio año del 1,71%, y con una probabilidad del 22%, para el escenario medio. (Gráfica 23).

³⁴ No se incluyen las cargas especiales existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas), ni las pérdidas del STN.

³⁵ La sumatoria de las demandas por áreas, cargas especiales existentes y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda del SIN calculada.

³⁶ **MASIH, RUMI & MASIH, ABUL. (1996).** "Stock-Watson dynamic OLS (DOLS) and error-correction modeling approaches to estimating long- and short-run elasticities in a demand function: New evidence and methodological implications from an application to the demand for coal in mainland China". ELSEVIER. Energy Economics. 18(4), 315-334.

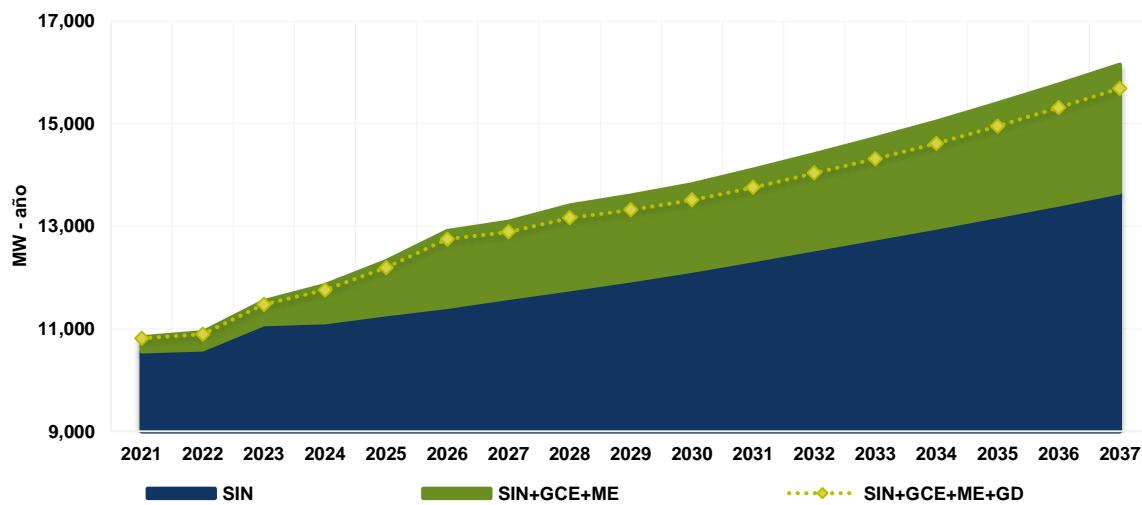
Según Masih & Masih esta metodología: "genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias. Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corrige posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, al tiempo que considera diferente orden de integración de dichas variables. La potencial simultaneidad y el sesgo generado al trabajar con muestras pequeñas son tratados mediante la incorporación de valores rezagos y adelantos de las variables explicativas".



Gráfica 23. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – sin GCE

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

Se estima que la demanda de potencia máxima al incluir GCE y ME, ésta presentaría un crecimiento promedio anual para el período 2023 a 2037 entre el 1,38% y 5,52%. Si adicionalmente a esta demanda se le incluye la GD, se daría una reducción en el crecimiento promedio anual que estaría entre el 0,04% y 0,30%. Ver Gráfica 24.



Gráfica 24. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – Esc. Medio

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023.

C. PROYECCIONES DE DEMANDA GAS NATURAL

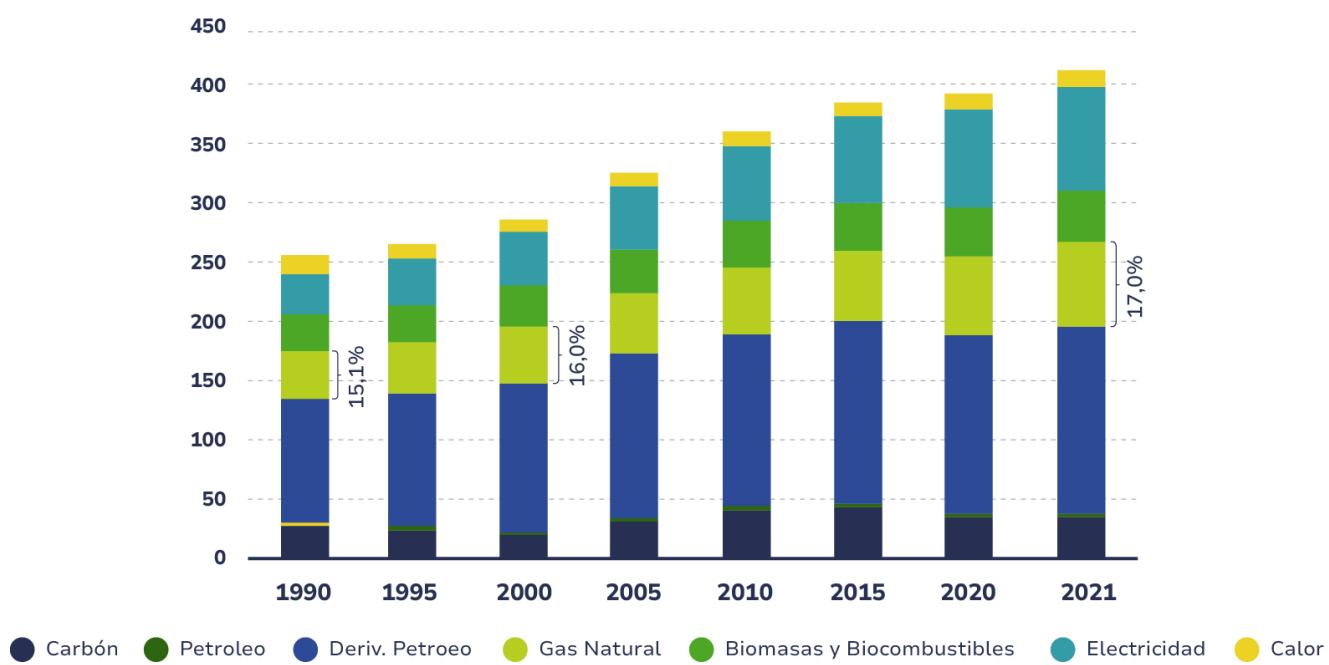
1. Contexto internacional y nacional del gas natural

a. Contexto internacional

Dentro del contexto internacional de transición energética se pueden señalar, entre otros, tres características (Gráfica 25)³⁷:

En primer lugar, se tiene una reducción del consumo energético final: entre los años 2010-2021 éste creció anualmente a una tasa de 1.2% mientras en la década anterior tal crecimiento fue de 2.3%. Tendencia que no estaría asociada a un menor crecimiento poblacional, sino principalmente a una racionalización del consumo, ya que entre los años 2010 y 2021 éste se ha mantenido en cerca de 53 GJ per cápita al año.

Por otra parte, se tiene un crecimiento económico global superior al crecimiento del consumo energético: mientras el PIB global entre los años 2000-2010 aumentó a una tasa anual de 3.5% el consumo energético lo hizo a una tasa de 2.3%; para los años 2010-2021 el PIB y el consumo crecieron a tasas de 3.0% e 1.2%, respectivamente. Esto indica una menor intensidad energética. Es decir, se requiere cada vez menos energía para producir bienes y servicios: para los años 2000 y 2021 este indicador global viene declinando de 4.3 a 3.1 MJ/USD³⁸



Gráfica 25: Evolución del consumo final de energía a escala global, según fuentes:

Fuente: UPME, a partir de datos de la Agencia Internacional de Energía.

³⁷ Los datos de magnitudes energéticas globales fuente proceden de la Agencia Internacional de Energía. Disponibles en <https://www.iea.org/data-and-statistics>.

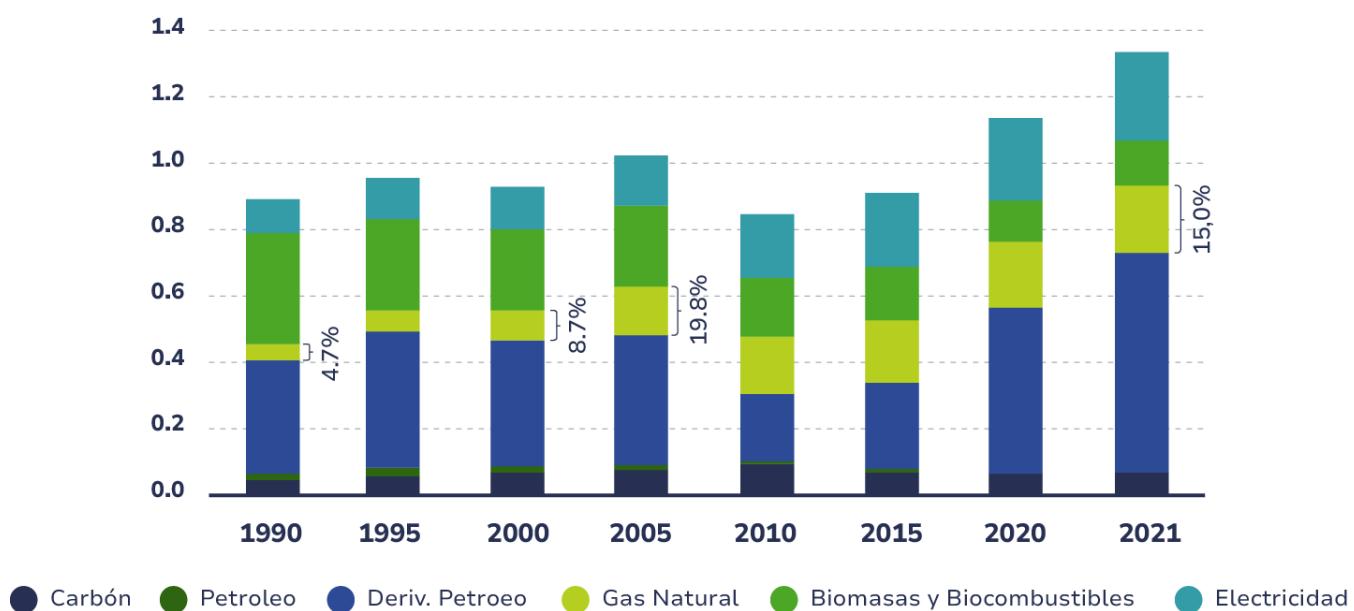
³⁸ Magnitudes de USD PPP 2017 (Dólares de Estados Unidos paridad de poder adquisitivo constante 2017). Fuente: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.KD>

En tercer lugar, una sustitución lenta de los combustibles fósiles por fuentes renovables: si para el año 2000 estos constituyan cerca del 70.8% del consumo final, para el año 2021 su participación sería del 67.3%. No obstante, el gas natural habría aumentado marginalmente su participación de un 16% a un 17%, señalando a este energético como el combustible fósil de mayor persistencia en la matriz energética.

b. Contexto nacional

En primer lugar, el país presentó un crecimiento de su consumo energético final entre los años 2010-2021 a una tasa de 4.2% anualmente. Llevando a un incremento del consumo de 18.9 a 25.5 GJ per cápita al año, en el mismo periodo.

Por otra parte, se tiene un crecimiento económico nacional inferior al crecimiento del consumo energético: mientras el PIB colombiano entre los años 2010-2021 aumentó a una tasa anual de 4.2% el consumo energético lo hizo a una tasa de 4.2%. Esto indica una mayor intensidad energética. Es decir, se requiere cada vez menos energía para producir bienes y servicios: para los años 2000 y 2021 este indicador global viene declinando de 1.6 a 1.8 MJ/USD³⁹



Gráfica 26: Evolución del consumo final de energía a escala nacional, según fuentes:

Fuente: UPME, a partir de datos de la Agencia Internacional de Energía.

En tercer lugar, el país viene incrementando el consumo de combustibles fósiles en razón, principalmente, a una mayor motorización de sus habitantes (transporte particular). Si para el año 2000 estos constituyan cerca del 60.1% del consumo final, para el año 2021 su participación sería del 70.0%. Con la misma tendencia, el gas natural habría aumentado marginalmente su participación de un 8.7% a un 15.0%⁴⁰, señalando a este combustible como el combustible fósil de mayor persistencia en la matriz energética (Gráfica 26).

³⁹ Ver nota de pie de página 34.

⁴⁰ Debe tenerse en cuenta que las variaciones en los aportes hidrológicos al sistema eléctrico colombiano implican variaciones significativas en la demanda de gas natural de duración de meses, antes de retornar a condiciones normales.

2. Distribución geográfica de las proyecciones

Las proyecciones de demanda nacional adoptan la distribución nodal y regional del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, con arreglo al Sistema Nacional de Transporte (SNTGN) y con el propósito de estimar los beneficiarios potenciales de obras de infraestructura, se divide en 9 regiones y 172 nodos⁴¹, lo anterior, permitirá contar con información comparable en términos de distribución geográfica entre los dos documentos.

La Gráfica 27 presenta la división regional utilizada, en donde se pueden evidenciar los nodos que conforman cada una de las 9 regiones en las cuales se divide la demanda nacional.

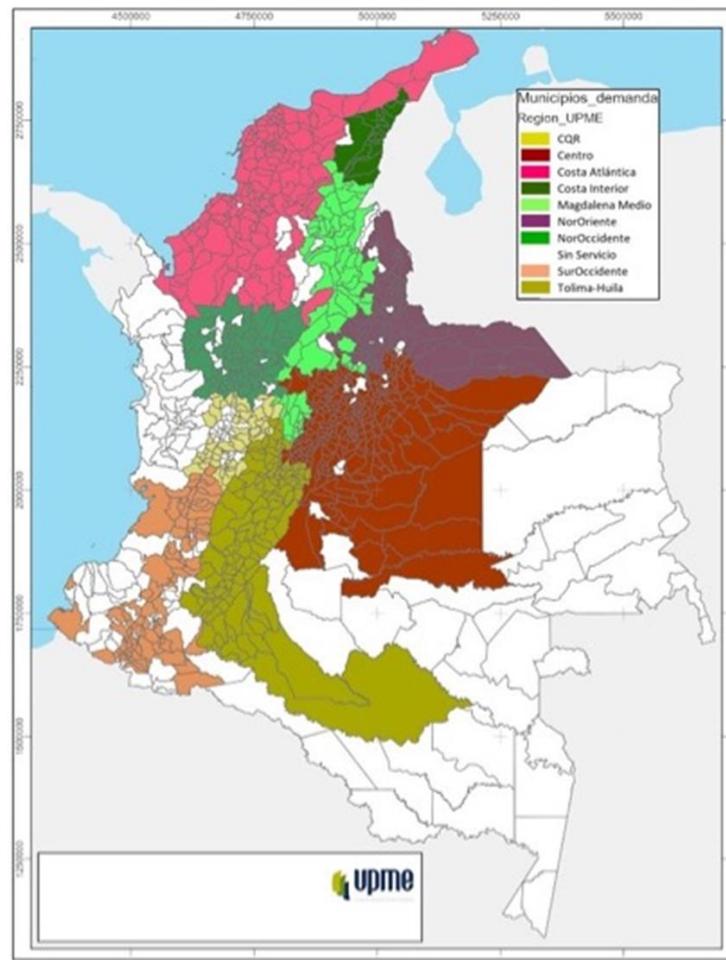


Gráfica 27: Distribución regional de la demanda de gas natural.

Fuente: UPME. Construcción propia.

Con la identificación de las regiones, se asocian los municipios con servicio de gas natural según el criterio de cercanía geográfica a los nodos del SNTGN. La Gráfica 28, presenta la asociación mencionada y en el archivo anexo a este documento “Distribución Regional y Cobertura de Gas Natural” se disponen las tablas con los datos fuente.

⁴¹ Distribución Regional y Nodal de la Demanda de Gas Natural



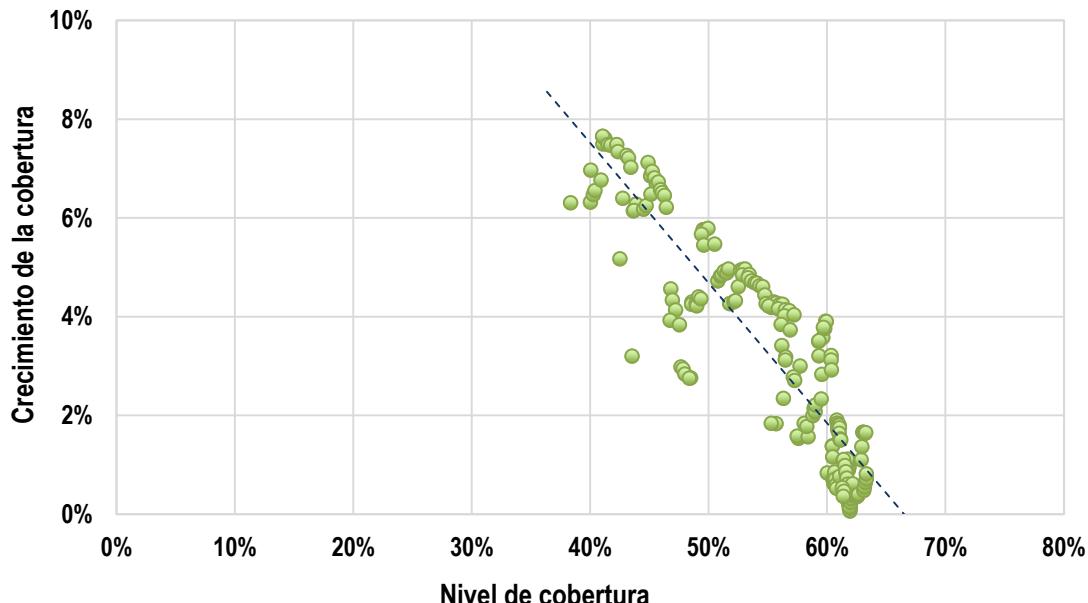
Gráfica 28: Distribución regional – municipal de la demanda de gas natural.

Fuente: UPME, a partir de datos de SUI-SSPD.

3. Proyección de la demanda del sector residencial

a. Modelo de proyección– Sector Residencial.

El modelo para la proyección de demanda del sector residencial utiliza como variables explicativas: el nivel de cobertura del servicio y el consumo por usuario. Se considera que la tasa de crecimiento de la cobertura presenta una relación inversa respecto al nivel de cobertura que se alcanza, es decir, en la medida que el nivel de cobertura aumenta en cada región, la velocidad con que esta crece se reduce. En la Gráfica 29, se presenta la relación histórica entre el nivel de cobertura y el crecimiento para el periodo entre el año 2005 y 2023 a escala nacional. A partir de la 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 29: 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.

Por otro lado, en lo que respecta al consumo por usuario se puede evidenciar una relación directa entre el consumo por vivienda y el número de personas que la habitan, es decir, a mayor número de personas, mayor consumo. El modelo para la proyección de la demanda residencial tiene en cuenta las cifras prospectivas del DANE donde se prevé que se mantenga una tendencia en la reducción del número de personas por vivienda. Las fuentes de información utilizadas para las proyecciones se relacionan en la Tabla 8.

Tabla 8. Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Residencial

Variables	Periodicidad	Fuente
Cobertura del servicio.	2006 - 2022	SSPD
Consumo gas natural por usuario.	2006 - 2022	SSPD
Población y. viviendas ocupadas.	2006 - 2050	DANE
Consumo residencial a escala de punto de salida del SNT.	2006 - 2023	Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra (SEGAS)

La proyección de la demanda para el sector residencial son el resultado de definir el nivel de cobertura del servicio de gas natural siendo esta la relación entre el número de suscriptores y el número de viviendas ocupadas, y la tasa de crecimiento a nivel regional. Con datos históricos y mediante una regresión econométrica que establece la relación entre el nivel de cobertura y la tasa de crecimiento se determina la magnitud constante y particular para cada región y el coeficiente asociado al nivel de cobertura, datos con los cuales se proyecta el nivel de cobertura que alcanzaría cada región del país.

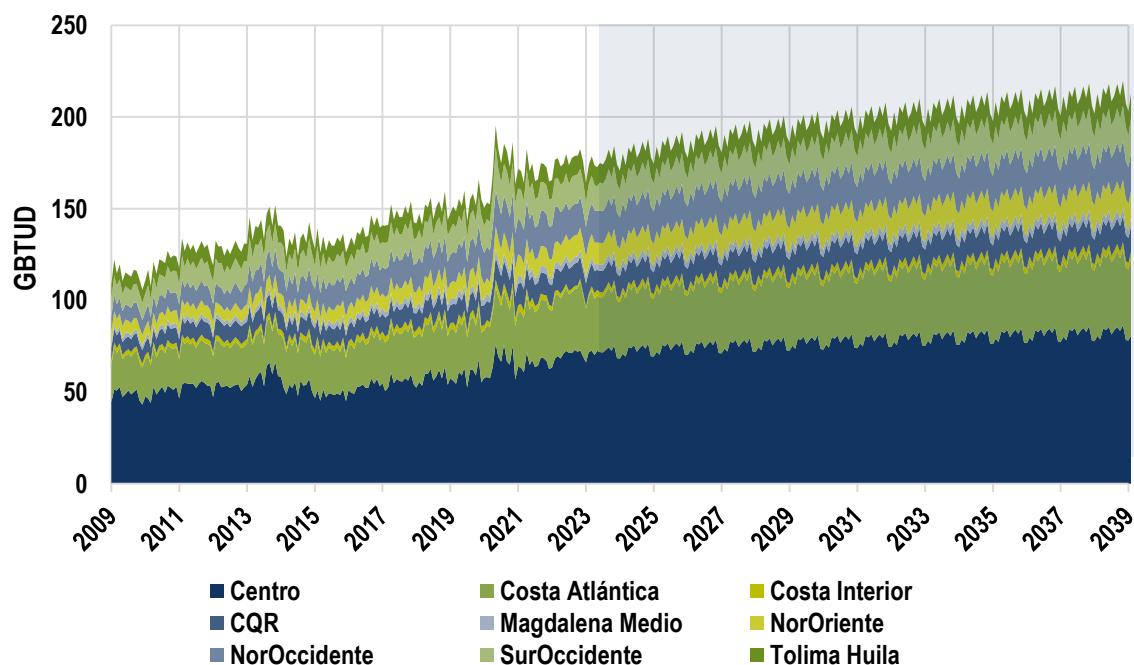
Ahora bien, aplicando la proyección del nivel de cobertura antes determinado sobre la proyección de viviendas ocupadas del DANE, se determina el número de viviendas que en el futuro dispondrían del servicio de gas natural.

En segundo lugar, se realizan la proyección de consumo por usuario siendo este el producto entre el consumo del periodo base y la relación entre el número de personas por vivienda. Con los datos de proyección de cobertura y de consumo por usuario, se realiza la proyección para los períodos futuros y por regiones y se establece las tasas de crecimiento que son aplicadas a la demanda residencial actual que procede del Gestor del Mercado para finalmente proyectar la demanda de gas natural del sector residencial.

Para la estimación de los escenarios bajo y alto, se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo se asume una distribución normal creando un intervalo de $\pm 1,96(\text{ET})^{42}$ (Intervalo de confianza del 95%) alrededor del escenario medio.

b. Resultados

i. Escenario medio proyección – Sector residencial



Gráfica 30: Proyección regional de demanda de gas natural del sector residencial

Fuente: UPME, Concentra y Segas.

En la Gráfica 30 se expone la proyección de demanda del sector residencial por regiones en el escenario medio, donde se evidencia una tendencia creciente alcanzando una demanda nacional de 208,43 GBTUD a diciembre de 2038, lo que representa 34,40 GBTUD adicionales respecto a la demanda nacional de diciembre del 2022, con tasas de crecimiento del 1,52% y 0,53% para los períodos 2022 – 2032 y 2032 – 2038 respectivamente, llegando a 68,7% de cobertura en diciembre de 2038.

⁴² Error típico

La región con mayor participación es Centro con una demanda anual promedio estimada de 74,79 GBTUD entre diciembre del 2023 y diciembre del 2038 con una tasa de crecimiento media en el periodo 2022 – 2032 del 1,08%, alcanzando un nivel de cobertura del 72,6%, seguida por Costa Atlántica con tasas de crecimiento media de 1,98% y 0,88% para los periodos 2022 – 2032 y 2032 – 2038 (39,89 GBTUD a diciembre del 2038). En contraste, las regiones con la demanda promedio estimada con menor participación son Costa interior y Magdalena medio con una tasa de crecimiento media para el periodo 2022 – 2032 del 2,90% y 1,92% respectivamente. La región CQR, presenta el mayor nivel cobertura en el año 2038, llegando al 87,3% con una tasa de crecimiento media de 0,35%.

ii. Escenarios alto, medio y bajo de proyección – Sector residencial

La proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio con unas tasas de crecimiento media anual para el periodo 2022-2032 de 2,51% para el alto, 1,52% para el medio y 0,58% para el bajo, con un intervalo de confianza del 95%. Alcanzando una demanda total nacional estimada a diciembre de 2038 de 185,68 GBTUD para el escenario bajo, 208,43 GBTUD para el escenario medio y 234,63 GBTUD para el escenario alto.



Gráfica 31: Escenarios de proyección nacional de demanda de gas natural del sector residencial

Fuente: UPME, Concentra y Segas.

4. Proyección de la demanda del sector industrial

a. Modelo de proyección– Sector industrial

El modelo para la proyección de demanda del sector industrial utiliza como variables explicativas: el consumo de gas natural a escala de punto de salida, así como, el PIB agregado sectorial y las proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial. Las fuentes de información utilizadas se relacionan en la Tabla 9

Tabla 9. Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Industria

Variables	Periodicidad	Fuente
Consumo industrial a escala de punto de salida del SNT.	2006 - 2023	Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra (SEGAS)
PIB agregado y sectorial	2006 - 2022	DANE
Proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial	2023	contrato UPME-Fedesarrollo

Para realizar las estimaciones de demanda del sector industrial, para cada región, se establece una relación estadística histórica entre la demanda de gas natural industrial y el PIB industrial. Para esto se ejecuta una regresión de panel de datos asumiendo como grupos las regiones de demanda regional de gas natural industrial y el correspondiente PIB industrial regional

La determinación del PIB industrial regional se realiza mediante una regresión estadística histórica que determina la participación que tiene el PIB industrial de cada región en el PIB industrial nacional, con esto se proyecta la participación que tendría cada región en el agregado nacional.

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error de la proyección del PIB sectorial, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1,96 \cdot ET$ alrededor del valor medio del PIB industrial regional de cada periodo.

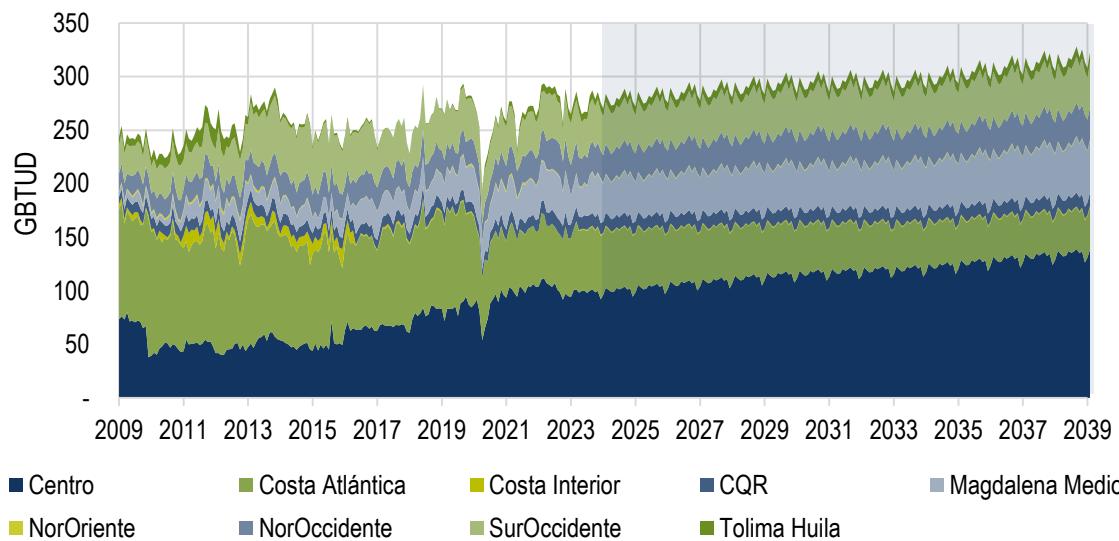
Finalmente, la proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

b. Resultados

i. Escenario medio de proyección – Sector industrial

Para la década 2022-2032 se estima un crecimiento nacional medio anual de 0,46%, asociado a un crecimiento del PIB sectorial del 1,9%. Mientras que, para los siguientes años 2032-2038, la demanda crecería a una tasa anual 0,83% para un crecimiento del PIB de 3,25% anual alcanzando una demanda nacional de 313,72 GBTUD a diciembre de 2038, lo que representa 43,31 GBTUD adicionales respecto a la demanda nacional de diciembre del 2022.

La región con mayor participación es Centro con una demanda anual promedio estimada de 109,30 GBTUD entre diciembre del 2023 y diciembre del 2038 con una tasa de crecimiento promedio del 1,48% (2022 – 2032) y 1,52% (2032 – 2038), seguido por la región Magdalena Medio con 48,62 GBTUD entre diciembre del 2023 y diciembre del 2038 y una tasa de anual al finalizar el periodo de análisis del 1,52%, y Costa Atlántica con una demanda estimada de 46,73 GBTUD entre diciembre del 2023 y diciembre del 2038; sin embargo, el comportamiento para esta región es diferente a las demás ya que su demanda estimada comienza a disminuir desde enero de 2024 a una tasa media anual -2,61% hasta diciembre del 2032 y posterior a una tasa del -1,32%.



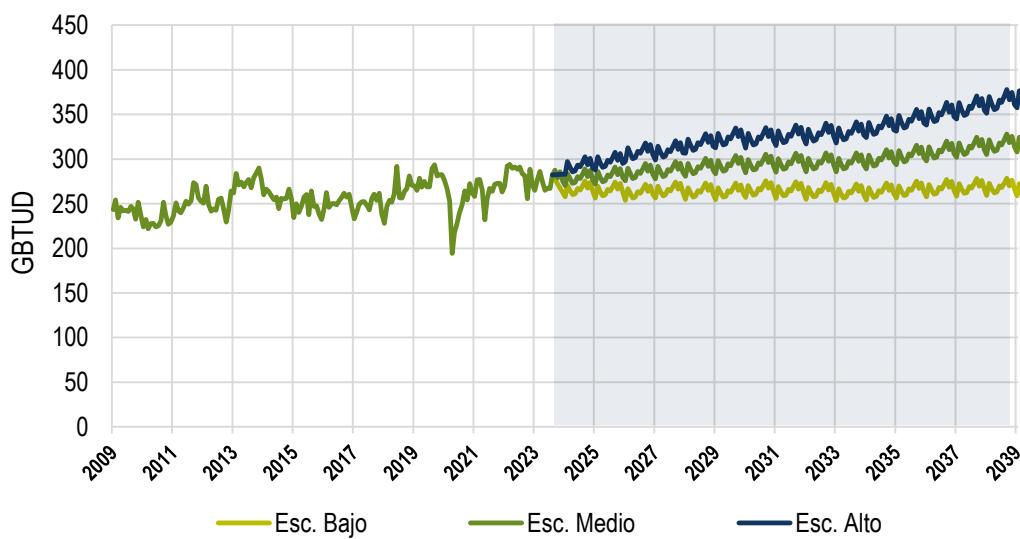
Gráfica 32: Proyección regional de demanda de gas natural del sector industrial

Fuente: UPME, Concentra y Segas.

ii. Escenarios alto, medio y bajo de proyección – Sector industrial

La proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio con unas tasas de crecimiento media anual para el periodo 2022-2032 de 1,5% para el alto, 0,46% para el medio y -0,68% para el bajo y para el periodo 2032 – 2038 se estiman tasas del 1,75%, 1,11%, 0,28% para el escenario alto, medio y bajo respectivamente.

Alcanzando una demanda total nacional estimada a diciembre de 2038 de 266,28 GBTUD para el escenario bajo, 313,72 GBTUD para el escenario medio y 361,15 GBTUD para el escenario alto.



Gráfica 33: Escenarios de proyección nacional de demanda de gas natural del sector industrial

Fuente: UPME, Concentra y Segas.

5. Proyección de la demanda del sector terciario

a. Modelo de proyección– Sector terciario.

El modelo para la proyección de demanda del sector industrial utiliza como variables explicativas: el consumo de gas natural a escala de punto de salida, así como, el PIB agregado sectorial y las proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial. Las fuentes de información utilizadas se relacionan en la Tabla 10

Tabla 10. Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector terciario

Variables	Periodicidad	Fuente
Consumo sector terciario a escala de punto de salida del SNT.	2006 - 2023	Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra (SEGAS)
PIB agregado y sectorial	2006 - 2022	DANE
Proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial	2023	contrato UPME-Fedesarrollo

Para realizar las estimaciones de demanda del sector terciario, para cada región, se establece una relación estadística histórica entre la demanda de gas natural con el PIB en ambos casos para el sector terciario. Para esto se ejecuta una regresión de panel de datos asumiendo como grupos las regiones de demanda y el correspondiente PIB terciario regional

La determinación del PIB terciario regional se realiza mediante una regresión estadística histórica que determina la participación que tiene el PIB terciario de cada región en el PIB terciario nacional, con esto se proyecta la participación que tendría cada región en el agregado nacional.

Para estimar los escenarios alto y bajo de proyección a escala nacional, se utiliza el error de la proyección del PIB sectorial, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de ± 1.9 ET alrededor del valor medio del PIB terciario regional de cada periodo.

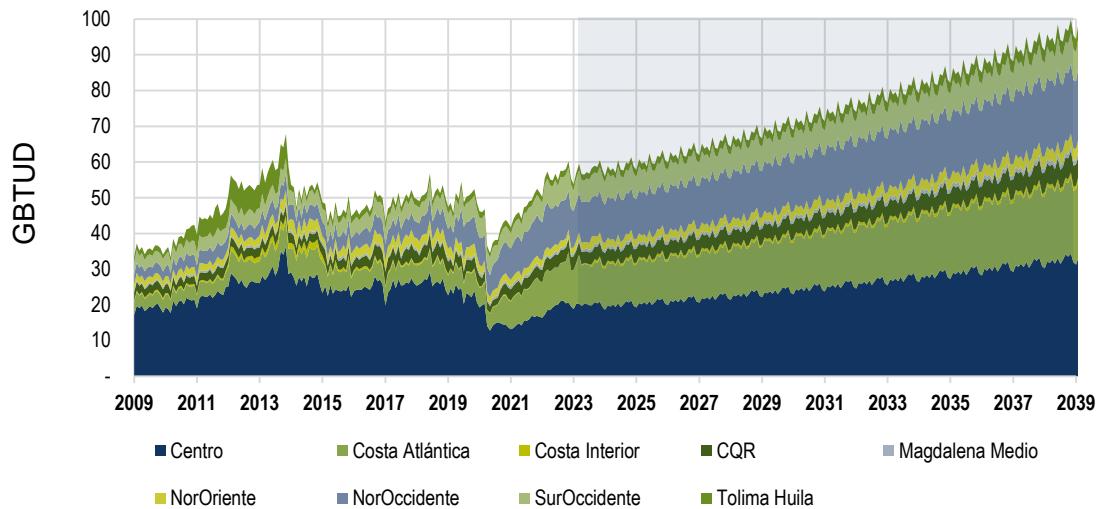
Finalmente, la proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

b. Resultados

i. Escenario medio de proyección– Sector terciario

Para la década 2022-2032 se estima un crecimiento nacional medio anual de 3,26%, asociado a un crecimiento del PIB sectorial del 3,92%. Mientras que para los siguientes años 2032-2038, la demanda crecería a una tasa anual 2,65% para un crecimiento del PIB de 3,61% anual.

La región con mayor participación es Centro con una demanda anual promedio estimada de 24,96 GBTUD entre diciembre del 2023 y diciembre del 2038 con una tasa de crecimiento promedio del 3,12% (2022 – 2032) y 3,82% (2032 – 2038), seguido por la región Costa Atlántica con 15,04 GBTUD y una tasa de anual de crecimiento al finalizar el periodo de análisis del 3,08% y, la región NorOccidente con tasas de crecimiento 3,28% y 2,77% para los periodos 2022-2032 y 2032–2038 respectivamente con una demanda estimada de 19,32 GBTUD a diciembre del 2038.

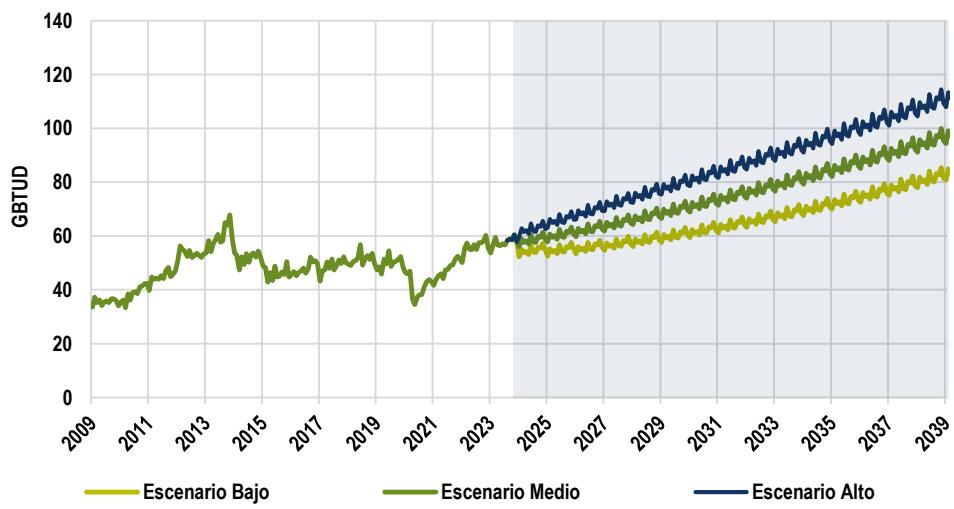


Gráfica 34: Evolución y prospectiva regional de demanda de gas natural del sector terciario

Fuente: UPME, Concentra y Segas.

ii. Escenarios bajo, medio y alto de proyección– Sector terciario

La proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio con unas tasas de crecimiento media anual para el periodo 2022-2032 de 4,68% para el alto, 3,26% para el medio y 1,66% para el bajo, con un intervalo de confianza del 95%. Alcanzando una demanda total nacional estimada a diciembre de 2038 de 81,56 GBTUD para el escenario bajo, 95,44 GBTUD para el escenario medio y 109,31 GBTUD para el escenario alto.



Gráfica 35: Escenarios de proyección nacional de demanda de gas natural del sector terciario

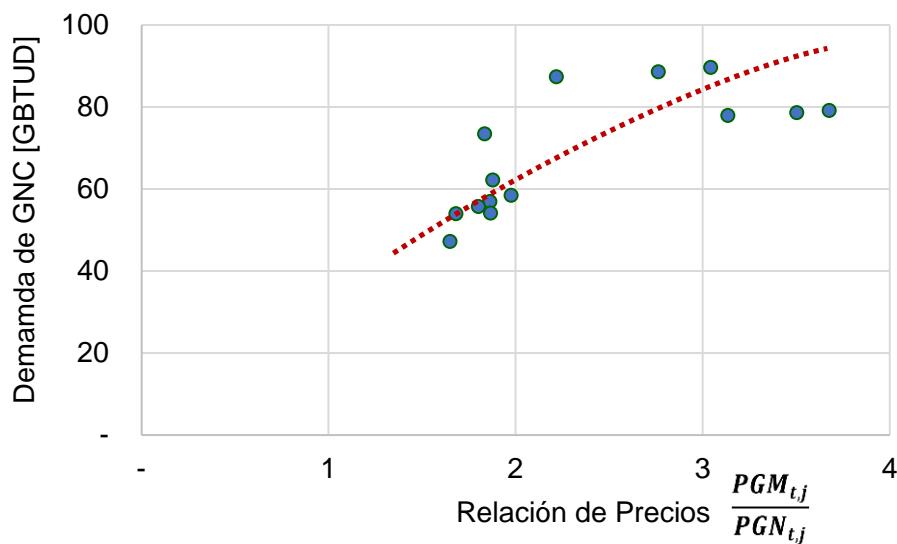
Fuente: UPME, Concentra y Segas.

6. Proyección de la demanda del sector transporte

a. Metodología para la proyección de demanda del gas natural comprimido (GNC)

La metodología que aquí se aplica considera la relación de precios entre la gasolina a motor y gas natural como variable determinante del consumo de GNC. En este sentido, 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.

En la Gráfica 36, se presenta la relación para los años 2010-2023 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 considerando la proyección de precios de ambos combustibles.



Gráfica 36: Relación histórica entre los precios relativos gasolina / GNC y la demanda de GNC

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

Las fuentes de información utilizadas para las proyecciones se relacionan en la Tabla 11.

Tabla 11. Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – GNC

Variables	Periodicidad	Fuente
Tarifas mensuales de gas natural residencial al usuario final	2010 - 2022	SSPD
Tarifas mensuales de gasolina en diferentes ciudades del país	2010 - 2022	SICOM
Proyección de precios al usuario final de gasolina y el gas natural en plantas de generación	2023 – 2040	UPME
Consumo sector transporte a escala de punto de salida del SNT.	2006 - 2023	Gestor del Mercado de Gas Natural y Concentra (SEGAS)

Para las proyecciones de demanda del sector transporte, se establece una relación estadística histórica a escala regional entre el precio de la gasolina motor y el precio del gas natural. Es importante tener 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 del precio del gas natural con base en las series históricas de proyección de precios al usuario final de gasolina y el gas natural en plantas de generación.

Con lo anterior, se realiza una regresión a escala regional entre la demanda histórica de gas natural vehicular y la relación de precios, mediante una regresión de datos de panel con resolución anual, tomando como grupos las regiones en las que se divide la demanda nacional.

Con la relación histórica de precios de la gasolina motor y gas natural, así como, la demanda de gas natural, se realiza la proyección de la demanda en el escenario medio para los períodos futuros y por regiones y se establece las tasas de crecimiento que son aplicadas

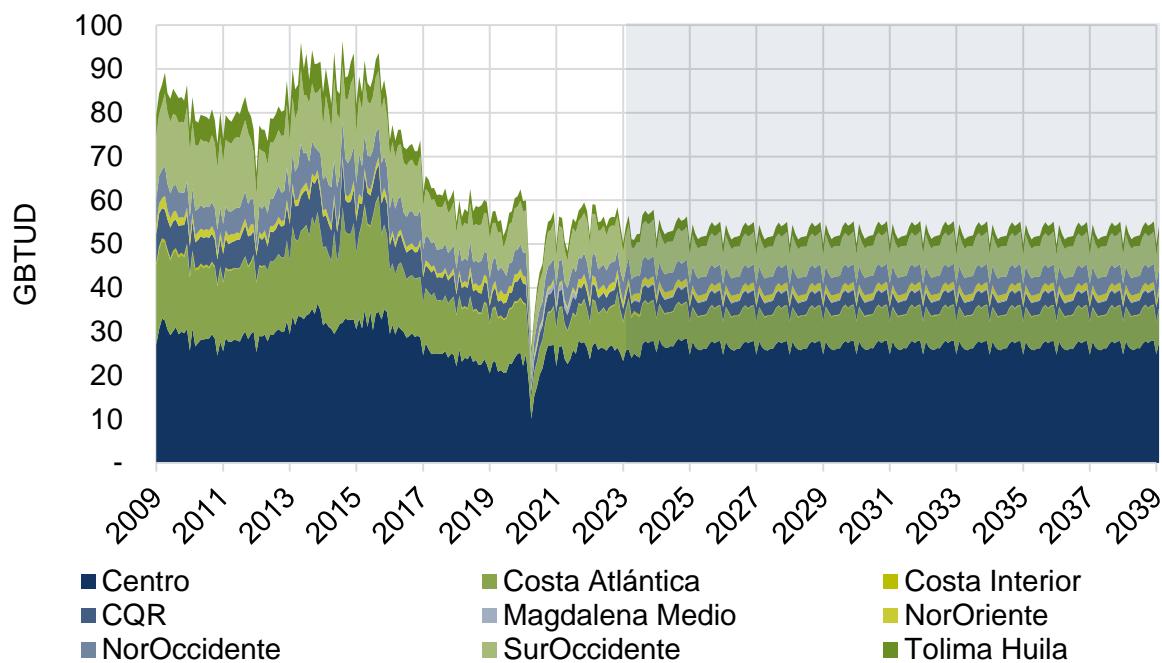
Para estimar los escenarios alto y bajo se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1,96$ ET alrededor del valor medio de la Demanda de GNC nacional de cada periodo.

Finalmente, la proyección de demanda nacional de los escenarios alto y bajo se desagrega a escala regional con la misma distribución geográfica del escenario medio.

b. Resultados

i. Escenario medio proyección– GNC

Para la década 2022-2032 se estima un crecimiento nacional medio anual de -0,52%, asociado a un incremento en los precios relativos del gas natural frente a la gasolina. Para los siguientes años 2032-2038, la demanda se mantendría constante como la citada relación de precios, alcanzando los 55,18 GBTUD de demanda nacional en diciembre de 2038.

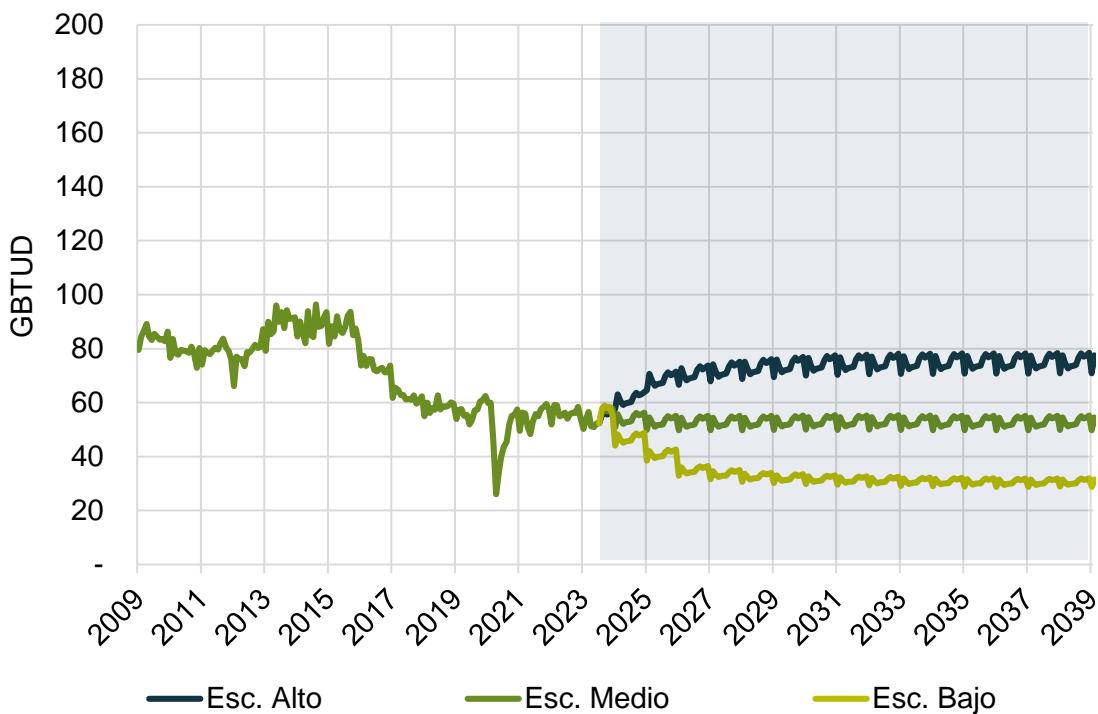


Gráfica 37: Evolución histórica y prospectiva regional de demanda de gas natural del sector transporte

Fuente: UPME, Concentra y Segas

ii. Escenarios bajo, medio y alto de proyección - GNC

La proyección de demanda nacional en los escenarios alto y bajo alcanzan valores de 78,47 GBTUD y 31,89 GBTUD respectivamente con tasas de crecimiento del -1,86% en el escenario bajo y 2,98% para el escenario alto y un intervalo de confianza del 95%. Para el periodo comprendido entre 2032 – 2038, la demanda se mantendría constante.



Gráfica 38: Escenarios de proyección nacional de demanda de gas natural del sector transporte

Fuente: UPME, Concentra y Segas.

c. Metodología para la proyección - GNL

Para la proyección demanda de gas natural licuado (GNL) se incluye de la Actualización del Plan Energético Nacional 2022-2052, los escenarios de, Modernización, Actualización e Innovación para los escenarios alto, medio y bajo, respectivamente⁴³, según se describen a continuación:

Actualización: En el sector del transporte, se contempla para la categoría de vehículos pesados de carga, se prevé la utilización de GNL. Además, se prevé un cambio modal del transporte privado hacia el transporte público, provocando una disminución en la participación de las ventas de automóviles, camperos y camionetas. En este escenario, se logra alcanzar un nivel de electrificación del 7% de la flota de transporte por carretera para 2032 y del 52% para 2052. Además, se estima que habrá entre 154.000 y 155.000 vehículos a GNL como camiones, tractocamiones y volquetas para el año 2052. Para éste, la Gráfica 39 presenta los resultados a escala regional.

Modernización: En consonancia con el supuesto de alta disponibilidad de gas nacional, se prevé una transición hacia tecnologías de bajas y cero emisiones, principalmente en vehículos a gas natural y GLP. Así mismo, se considera la penetración de vehículos GNL para las categorías de vehículos pesados de carga. Así mismo, se considera un cambio modal de transporte privado a transporte público, restando participación en ventas en las categorías automóvil, campero y camioneta.

⁴³ Disponibles en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

Innovación: En el sector del transporte, se prevé una alta penetración de vehículos eléctricos en todas las categorías. Se estima que los vehículos eléctricos representarán el 100% de las ventas en 2052. Asimismo, se considera una importante adopción de vehículos de carga pesada impulsados por hidrógeno y GNL, con aproximadamente 16.500 vehículos a hidrógeno y cerca de 57.000 vehículos a GNL, como camiones, tractocamiones y volquetas, para el año 2052. En este escenario, también se prevé un cambio modal del uso de vehículos privados hacia el transporte público de pasajeros.

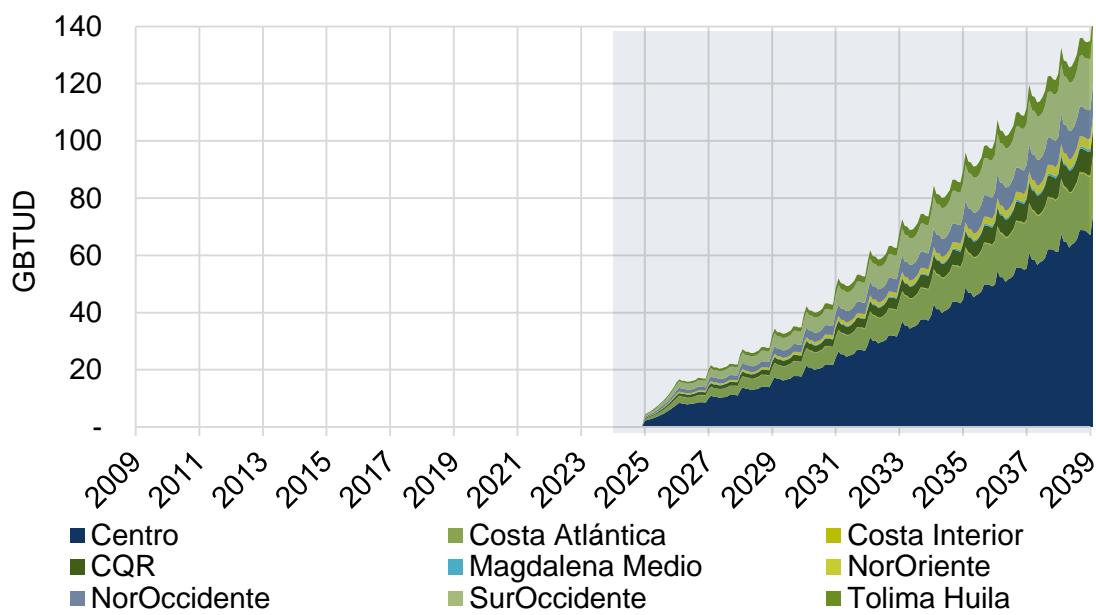
d. Resultados

i. Escenario medio proyección– GNL

En la Gráfica 39 se expone la proyección de demanda del GNL por regiones en el escenario medio, donde se evidencia una tendencia creciente alcanzando una demanda nacional de 134,43 GBTUD a diciembre de 2038 con una tasa del crecimiento 23,49%.

La región con mayor participación es Centro con una demanda anual promedio estimada de 32,26 GBTUD a diciembre del 2038 con una tasa de crecimiento 23,50%, con una participación de aproximadamente el 50% sobre el promedio de la demanda nacional, seguido por Costa Atlántica con una tasa de crecimiento aproximadamente 3 puntos porcentuales por debajo respecto a la tasa de la región centro y una participación sobre la demanda nacional del 15%. La región SurOccidente, tiene una participación del 13% con una tasa de crecimiento del 23,47%.

En el archivo adjunto a este documento titulado Series Históricas y de Proyección de Demanda de Gas Natural - Residencial, se presentan los datos con resolución mensual, regional y nodal del escenario medio.

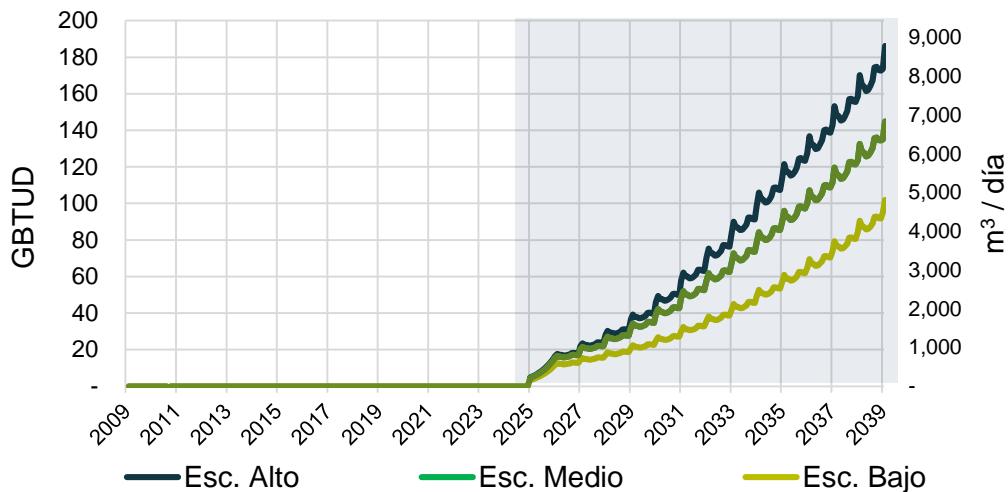


Gráfica 39: Proyección nacional de demanda de gas natural licuado (GNL sector transporte).

Fuente: UPME.

ii. Escenarios bajo, medio y alto de proyección - GNL

La proyección de demanda nacional en los escenarios alto, medio y bajo alcanzan valores de 172,68 GBTUD, 134,43 GBTUD ($6345,36 \text{ m}^3/\text{día}$) y 91,75 GBTUD con una tasa de crecimiento en el escenario medio del 13,58%.



Gráfica 40: Escenarios de proyección nacional de demanda de gas natural licuado (GNL sector transporte).

Fuente: UPME.

7. Proyección de la demanda del sector petrolero

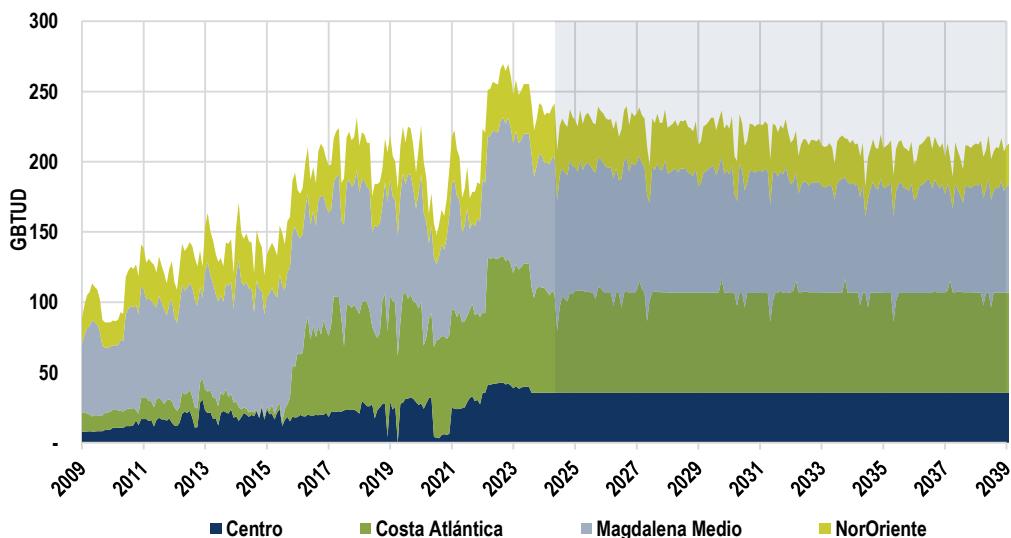
a. Metodología proyección - Sector petrolero

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.

b. Resultados

i. Escenario medio de proyección – Sector petrolero

Para la década 2022-2032 se estima un crecimiento nacional medio anual de -1,67%, asociado a proyectos de optimización en el uso del gas natural en refinerías y campos de producción de hidrocarburos, proyectos que continuarían, de manera que la demanda seguiría reduciéndose en la siguiente década.



Gráfica 41: Evolución y prospectiva regional de demanda de gas natural del sector petrolero

Fuente: UPME, Concentra, Segas y Ecopetrol.

ii. *Escenarios bajo, medio y alto de proyección - Sector petrolero*

La Gráfica 42 presenta tres escenarios de prospectiva nacional, desarrollados también por Ecopetrol. 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.



Gráfica 42: Escenarios de prospectiva nacional de demanda de gas natural del sector petrolero

Fuente: UPME, Concentra, Segas y Ecopetrol.

8. Sector Petroquímico

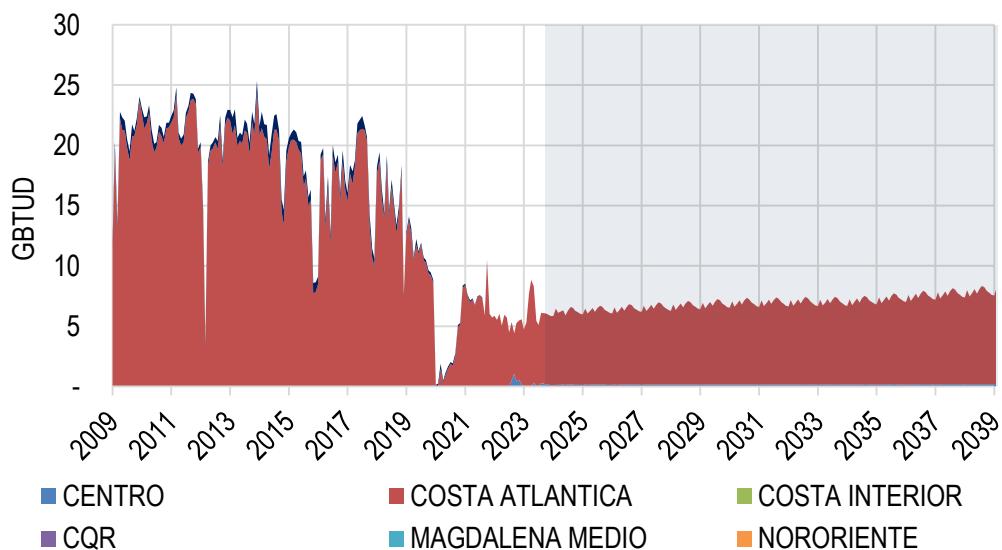
a. Metodología proyección - Sector petroquímico

Para el sector petroquímico, la proyección de demanda (en sus escenarios alto, medio y bajo) sigue las mismas tasas de crecimiento determinadas para el sector industrial nacional, las cuales se aplican sobre la demanda de los últimos doce meses disponibles de información de este sector (agosto 2022 - julio 2023).

b. Resultados

i. *Escenario medio de proyección – Sector petroquímico.*

Para la década 2022-2032 se estima un crecimiento nacional medio anual de 0,46%, asociado a un crecimiento del PIB sectorial del 1,9%. Mientras que para los siguientes años 2032-2038, la demanda crecería a una tasa anual 0,83% para un crecimiento del PIB de 3,25% anual alcanzando una demanda nacional de 7,68 GBTUD a diciembre de 2038.

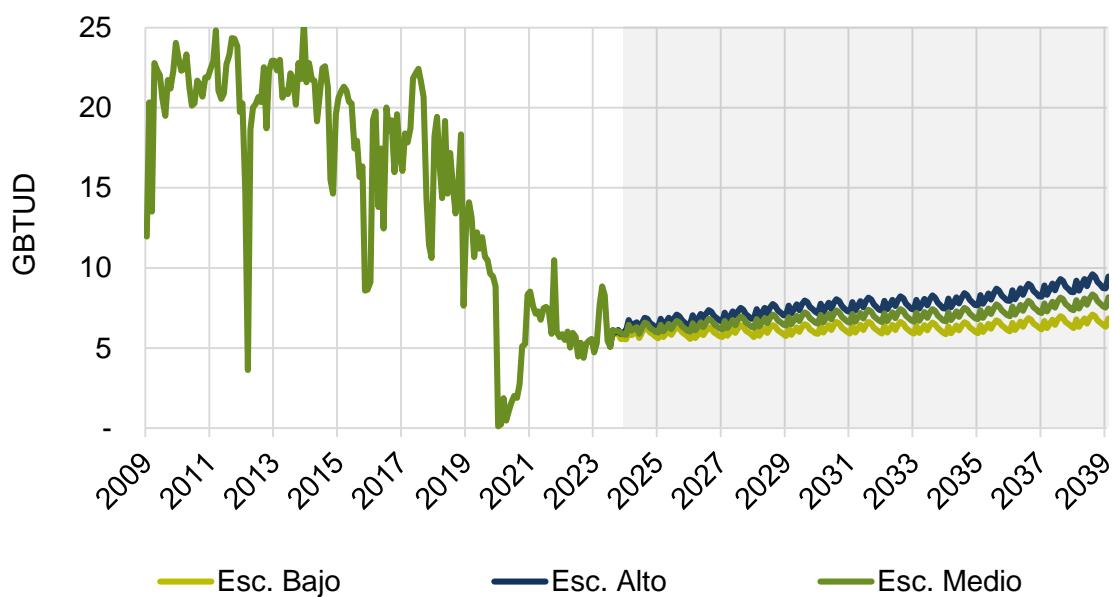


Gráfica 43: Evolución y prospectiva regional del escenario medio de demanda de gas natural del sector petroquímico.

Fuente: UPME, Concentra y Segas.

ii. Escenarios bajo, medio y alto de proyección - Sector petroquímico

La proyección de demanda nacional en los escenarios alto, medio y bajo se encuentran entre los 5 y 10 GBTUD sigue las mismas tasas de crecimiento determinadas para el sector industrial nacional.



Gráfica 44: Escenarios de proyección de demanda de gas natural para el sector petroquímico

Fuente: UPME, Concentra y Segas.

9. Sector Termoeléctrico

a. Metodología proyección - Sector termoeléctrico

El modelo para la proyección de demanda del sector termoeléctrico utiliza como variables explicativas: la proyección de la capacidad instalada de la generación, proyección de escenarios de caudales y simulación de las operaciones futuras, así como, los supuestos tenidos en cuenta en la estructuración de los escenarios proyectados: el bajo (tendencial), medio y alto. Las fuentes de información utilizadas para las proyecciones se relacionan en Tabla 12.

Tabla 12. Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Termoeléctrico.

Variables	Periodicidad	Fuente
Caudales medios mensuales, velocidad del viento y niveles de radiación solar, afluentes al SIN.	1966 - 2023	CND
promedio trimestral de anomalías de temperatura superficial en el Océano Pacífico	1950 - 2023	NOAA
Generación eléctrica mensual y de capacidad instalada por central	1996 - 2023	SINERGOX - XM
Parámetros técnicos de las centrales de generación del SIN		PARATEC - XM
Precios de oferta de las centrales de generación eléctrica del país	2000 - 2023	
Proyecciones de precios de gas natural y carbón para las centrales de generación		PAGN 2019 – 2028 (Actualizado al año 2022)

Para establecer la proyección de la capacidad instalada de generación, inicialmente se establece la capacidad efectiva de la generación, como el producto de la capacidad instalada de generación por el factor de disponibilidad de cada fuente primaria. El factor de disponibilidad por fuente primaria se calcula como la relación entre la sumatoria de la potencia media generada por la central con fuente primaria específica y la capacidad de generación máxima de la central con fuente primaria específica.

Posteriormente, se determina el cociente entre la capacidad efectiva de generación histórica y la demanda media de potencia, lo anterior, permite realizar la proyección de la generación futura conservando la relación entre la potencia efectiva y la potencia media del pasado cercano en el futuro. 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 plazo⁴⁴ para los períodos 2023- 2026. Para los demás años se consideran tendencias en el crecimiento de generación por tipo de energético primario.

Con los resultados anteriores, se realiza la Proyección de la capacidad instalada de generación como la relación entre la capacidad efectiva de generación y el factor de disponibilidad definido según el recurso primario. Ahora, para las proyecciones de caudales, se realiza una prospectiva de anomalía de temperatura en el océano pacífico (ONI) donde se descompone en sus partes estacional y no estacional. El componente estacional del ONI para cada mes es el promedio histórico para los correspondientes meses pasados y para el no estacional, se somete a un filtro autorregresivo de orden 12.

Con lo anterior, se proyectan 200 series de ONI en donde se obtienen datos probabilísticos del indicador donde se evidencian anomalías positivas de diferente grado (relacionadas con el fenómeno del niño) y las anomalías negativas (relacionadas con el fenómeno de niña). Para cada una de las 200 series ONI se generan 10 potenciales series de caudal para cada uno de los 69 afluentes al SIN, estos surgen del residuo obtenido de una regresión de mínimos cuadrados ordinarios entre ambas variables.

Finalmente, se realiza la simulación de la operación futura del SIN. El despacho eléctrico se calcula de acuerdo con la disponibilidad de recursos en los cuales no solo se encuentra el gas, también se tienen en cuenta el agua, el carbón y las renovables no convencionales que cada vez están ganando mayor participación. La competencia entre las diversas centrales y fuentes primarias de electricidad se hace mediante la minimización de costos de racionamiento, producción de energía, arranques y paradas del SIN. La suma de los mencionados costos resulta en un costo agregado cuyo objetivo es minimizar, satisfaciendo las restricciones operativas que tenga el sistema

⁴⁴ Disponible en: <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/obligaciones-de-energia-0>
<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo>

y

b. Supuestos de los escenarios proyectados

Escenario Tendencial: Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica en conjunto con una proyección hidrológica media. Este escenario estima una reducción significativa de los aportes en el SIN en el periodo abril de 2024 – marzo de 2025, ésta se adelanta seis meses.

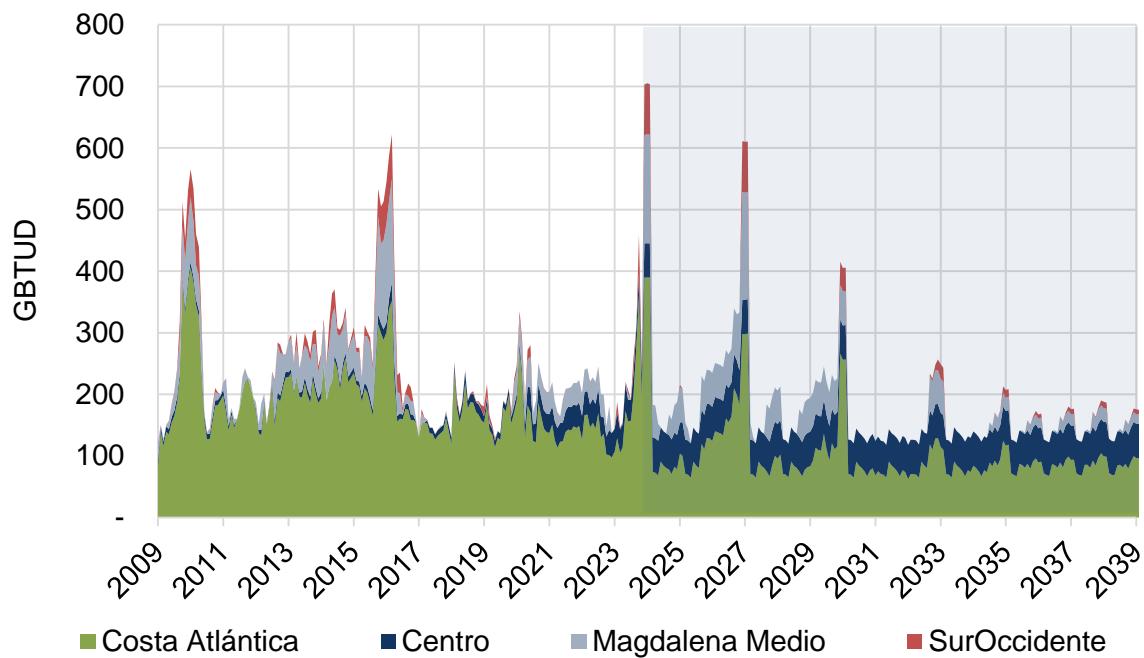
Escenario Medio: Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica establecida en el escenario tendencial retrasada dos años, con el propósito de simular actuales y potenciales retrasos en el desarrollo de la infraestructura. Teniendo en cuenta que la proyección hidrológica establecida estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – marzo de 2025, ésta se adelanta un año.

Escenario Alto: Para la expansión de capacidad de generación del escenario medio, se limita la nueva capacidad de generación con gas natural a la prevista para finales del año 2023. Por otra parte, mantiene la hidrología del escenario medio

c. Resultados

i. Escenario medio proyección – Sector termoeléctrico.

Resultado de la proyección con los supuestos anteriormente mencionados, el escenario medio proyecta una reducción de la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico a una tasa media anual de 2,1%. Lo cual estaría relacionado con una menor participación del gas natural como energético primario frente a las fuentes no convencionales que aumentarían su participación (ver Gráfica 45/Gráfica 57).



Gráfica 45: Evolución y prospectiva regional del escenario medio de demanda de gas natural del sector termoeléctrico.

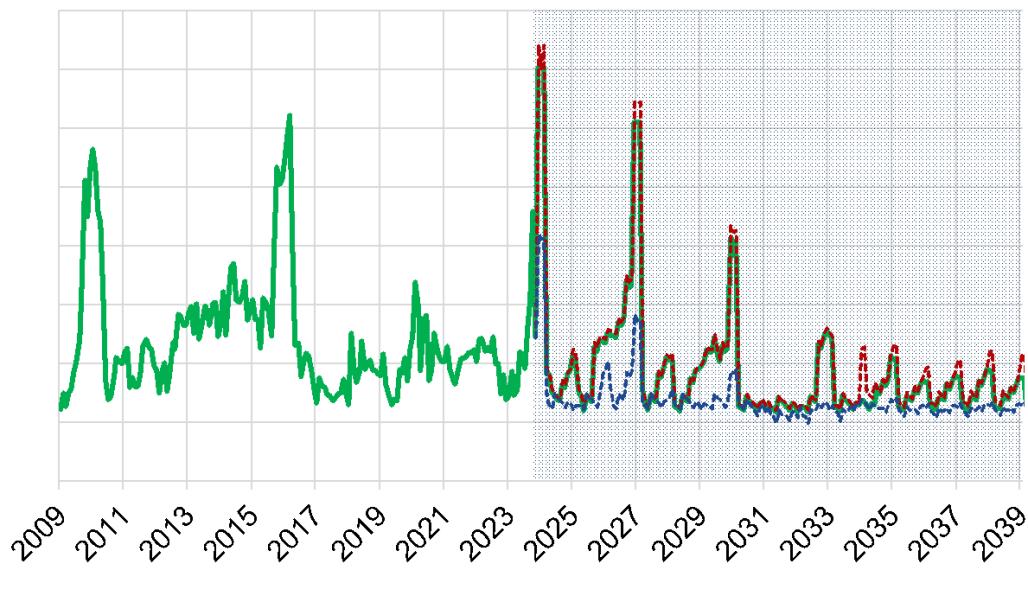
Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

En el corto plazo, el Fenómeno del Niño 2023 en desarrollo posiblemente hasta mediados del próximo año tendría el potencial de demandar flujos de gas natural comparables con los alcanzados en los Fenómenos del Niño anteriores (2009-2010 y 2015-2016).

La demanda termoeléctrica de la región Costa Atlántica, en su razón a su magnitud y menores precios relativos de generación, se mantendría mayoritaria seguida de la región Centro (ubicada en los Llanos Orientales).

ii. Escenarios medio, alto y tendencial de proyección- Sector termoeléctrico.

Comparando los escenarios alto y tendencial, se evidencia una misma tendencia decreciente descrita para el escenario medio. No obstante, es importante tener en cuenta el efecto significativo que conlleva el retraso en la entrada en operación de nueva infraestructura de generación o de transmisión asociada (compasión del escenario tendencial con los demás) que serían del orden de cientos de GBTUD en condiciones de baja hidrología (ver Gráfica 46).



Gráfica 46: Escenarios de proyección de demanda de gas natural del sector termoeléctrico

Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

10. Compresores del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNTGN)

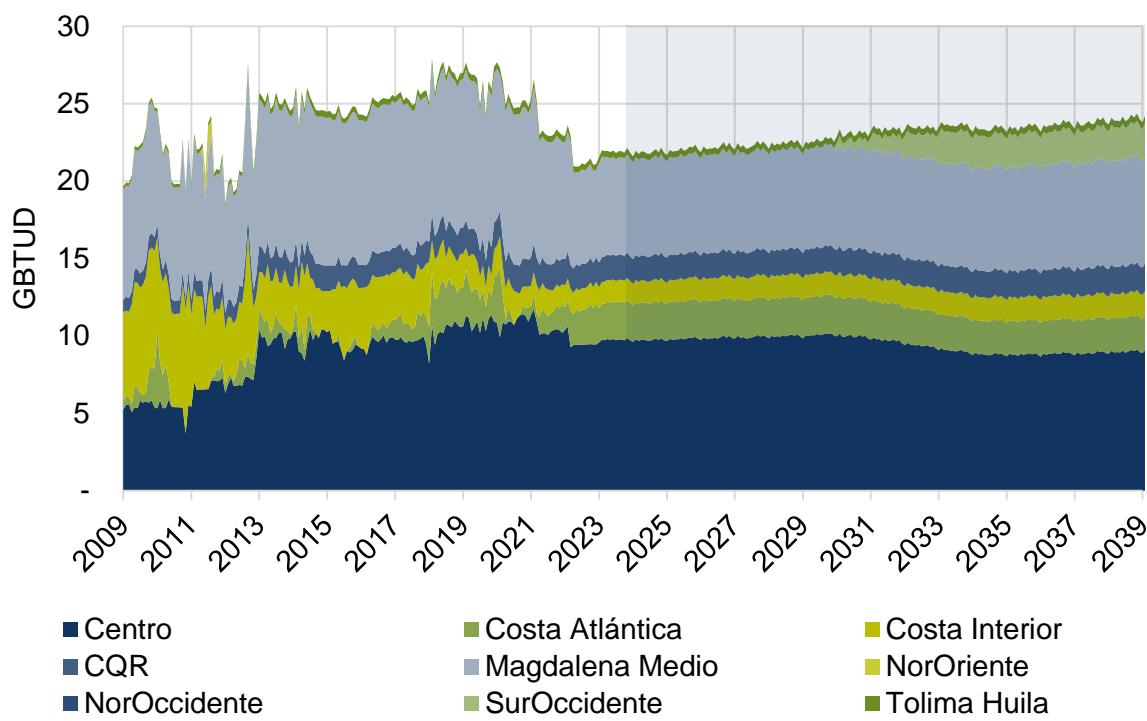
a. Metodología proyección -Compresores del SNTGN

Para estimar la proyección de demanda media de los compresores del SNTGN, se establece una regresión estadística con datos históricos (2009-2022) entre la demanda de tales compresores y el agregado de la demanda de los sectores antes expuestos. Los resultados de esta relación se aplican sobre la proyección de demanda agregada (2023-2038), siguiendo la distribución regional histórica. Adicionalmente, se incluye la participación de los futuros compresores de la prevista bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita desde al año 2030.

b. Resultados

i. Escenario medio proyección -Compresores del SNTG

Para los años anteriores, se tiene una reducción en el consumo de los compresores, relacionado con un menor transporte de gas desde La Guajira a la Costa Atlántica e interior del país por la declinación de los campos de La Guajira. Gas natural de las cuencas de los Llanos Orientales, Sinú-San Jacinto y Valle Inferior del Magdalena, recorriendo menores distancias viene sustituyendo progresivamente el gas natural de La Guajira. Para los años futuros, se tendría un incremento marginal asociado a una mayor demanda; la potencial entrada en operación de la Regasificadora de Buenaventura implicaría nueva capacidad de compresión entre Yumbo y Mariquita que sustituiría flujos de gas natural nacional e importado desde el puerto de Cartagena.

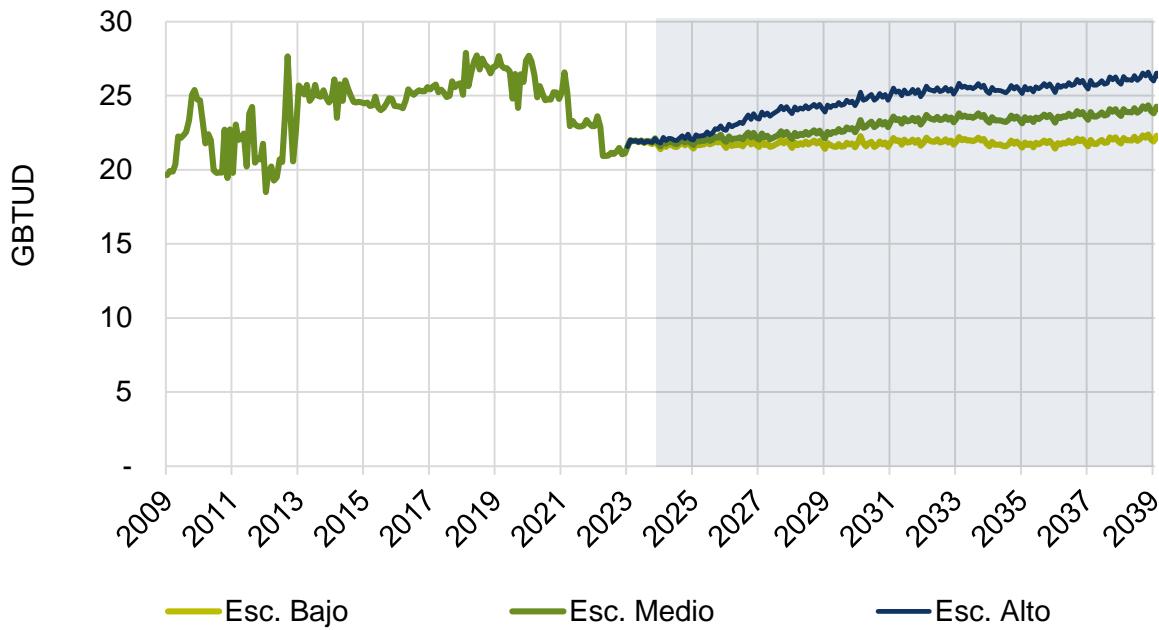


Gráfica 47: Escenarios de proyección de demanda de gas natural para compresores del SNTGN

Fuente: UPME y Concentra.

ii. Escenarios bajo, medio y alto proyección -Compresores del SNTGN

La proyección de demanda nacional en los escenarios alto, medio y bajo alcanzan valores de 26,17 GBTUD, 23,97 GBTUD y 22,04 GBTUD respectivamente con tasas de crecimiento para el periodo 2022 – 20332 del 0,11% en el escenario bajo, 0,82% en el medio y finalmente en una tasa de crecimiento del 1,62% en el alto.



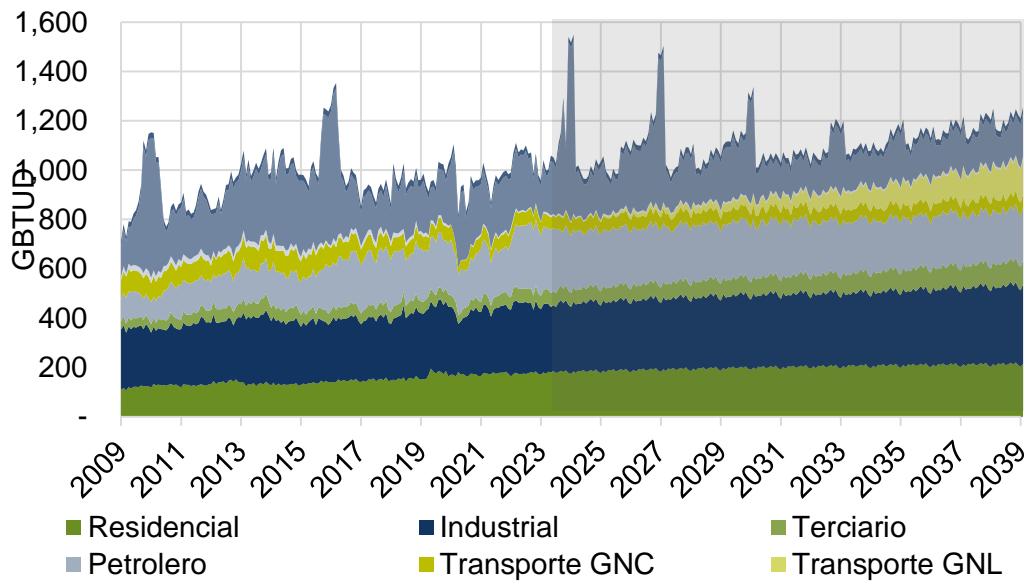
Gráfica 48: Escenarios de proyección de demanda de gas natural para compresores del SNTGN

Fuente: UPME y Concentra.

11. Demanda Agregada Regional y Sectorial

a. Escenario medio demanda agregada y sectorial

De la suma de las demandas proyectadas para cada uno de los sectores anteriormente descritos se obtiene el agregado sectorial (Gráfica 49) y regional (Gráfica 50). La tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-32 se estima en 0.4%, significativamente inferior al crecimiento histórico (2009-2022) de 1.4%.



Gráfica 49: Proyección de demanda de gas natural por sectores, escenario medio

Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

Sectores de mayor peso como el petrolero y termoeléctrico tendrían decrecimientos en el futuro, mientras otros como el residencial y terciario compensarían parcialmente con su crecimiento positivo (1.5% y 3.3%); la industria mantendría un débil crecimiento de 0.5%. Para años posteriores (2032-38), impulsado por el desarrollo del GNL como energético de transporte, el crecimiento de la demanda de gas natural podría aumentar hasta 1.5% (Tabla 13).

Tabla 13: Tasas de crecimiento de la demanda sectorial de gas natural, escenario medio

	Residencial	Industrial	Terciario	Petrolero	Transporte GNC	Transporte GNL	PetroQuím	Termo Eléctrico	Compresor	Total Sectores	Total No Eléctrico
2009-22	3.0%	1.2%	3.6%	7.6%	-3.1%		-9.7%	-1.9%	-0.2%	1.4%	2.5%
2012-22	2.2%	1.3%	0.5%	6.9%	-3.3%		-11.7%	-0.6%	0.1%	1.5%	2.3%
2009-19	3.7%	1.3%	3.5%	7.9%	-3.9%		-5.7%	-4.0%	1.7%	1.0%	2.6%
2017-22	3.3%	2.6%	2.8%	3.7%	-2.1%		-21.5%	6.2%	-3.2%	2.9%	2.5%
2022-32	1.5%	0.5%	3.3%	-1.7%	-0.5%		2.7%	-2.1%	0.8%	0.4%	0.3%
2032-38	0.7%	1.1%	3.5%	-0.3%	0.0%	13.6%	1.9%	-1.5%	0.4%	1.5%	0.8%

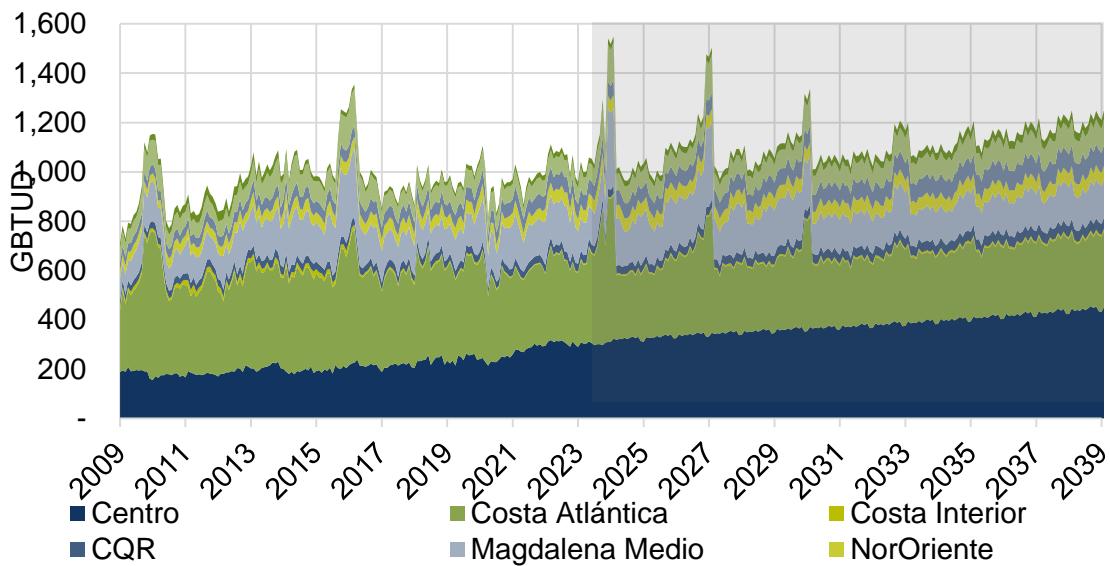
Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

A escala regional (Tabla 14), se tiene que las regiones Costa Atlántica y Magdalena Medio perderían participación en razón al declive de los sectores industrial, termoeléctrico y petrolero, tan significativos en esta región; contrariamente, la región Centro ganaría la participación perdida por la Costa Atlántica, jalonaada por la industria y el sector terciario. Las demás regiones casi que mantendrían su participación.

Tabla 14: Tasas de crecimiento de la demanda regional de gas natural, escenario medio

	Residencial	Industrial	Terciario	Petrolero	Transporte GNC	Transporte GNL	PetroQuím	Termo Eléctrico	Compresor	Total Sectores	Total No Eléctrico
2009-22	3.0%	1.2%	3.6%	7.6%	-3.1%		-9.7%	-1.9%	-0.2%	1.4%	2.4%
2012-22	2.2%	1.3%	0.5%	6.9%	-3.3%		-11.7%	-0.6%	0.1%	1.5%	2.1%
2009-19	3.7%	1.3%	3.5%	7.9%	-3.9%		-5.7%	-4.0%	1.7%	1.0%	2.6%
2017-22	3.3%	2.6%	2.8%	3.7%	-2.1%		-21.5%	6.2%	-3.2%	2.9%	2.2%
2022-32	1.5%	0.5%	3.3%	-1.7%	-0.5%		2.7%	-2.1%	0.8%	0.4%	1.0%
2032-38	0.7%	1.1%	3.5%	-0.3%	0.0%	13.6%	1.9%	-1.5%	0.4%	1.5%	1.9%

Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

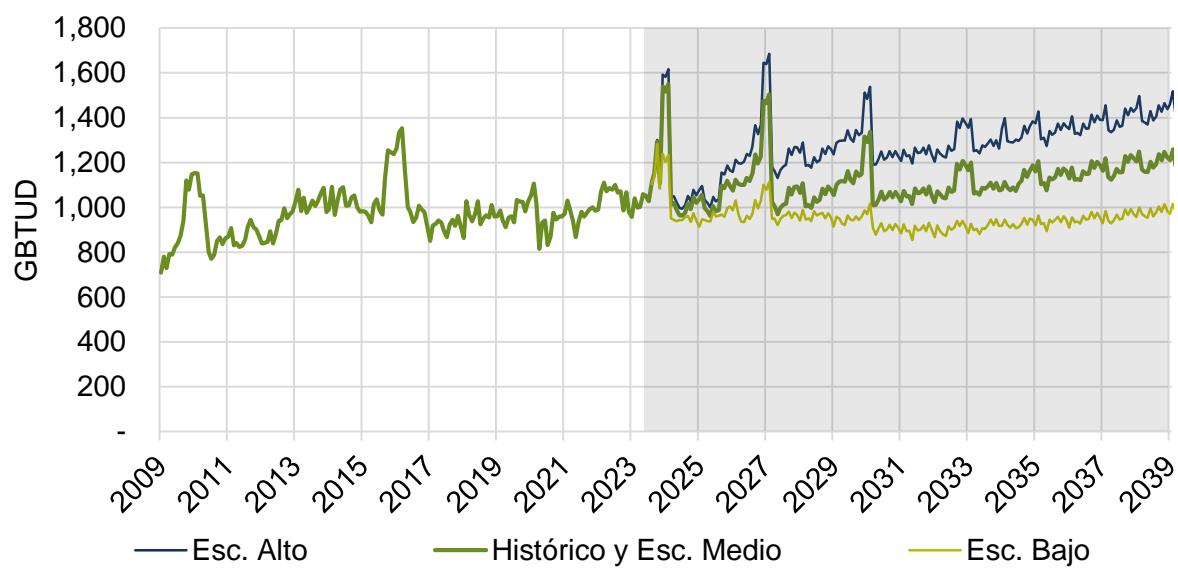


Gráfica 50: Proyección de demanda de gas natural por regiones, escenario medio

Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

b. Comparación de los escenarios alto, medio y bajo demanda agregada y sectorial

Con los supuestos de cada uno de los sectores anteriormente descritos para los diferentes escenarios, la Gráfica 51 los compara. Los crecimientos medios anuales esperados de los escenarios alto, medio y bajo serían para la década 2022-2032, respectivamente, de 2,1%, 0,4% y -1.7%.



Gráfica 51: Comparación de escenarios de crecimiento de la demanda de gas natural

Fuente: UPME, SEGAS y Concentra.

D. ANEXOS

a. Desviaciones proyección UPME Julio 2023 vs demanda real de energía

El enfoque de la revisión se basa en la disminución del error sistemático tipo “sesgo”, para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real. Para ello, se presentan los resultados para el período entre abril-septiembre 2023 de cada uno de los escenarios, en cuanto a: Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE), de acuerdo con el método de evaluación de la Agencia Internacional de Energía⁴⁵ (IEA, por sus siglas en inglés).

A nivel Nacional:

Tabla i. Errores de las proyecciones nacionales – Revisión julio 2023

● Energía eléctrica

	Con GCE nuevos ⁴⁶			Sin GCE nuevos		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	-0,28%	97	0,02%	-0,92%	93	0,03%
I.C. Superior 68%	2,44%	163	0,07%	1,90%	122	0,05%
I.C. Inferior 68%	-2,99%	204	0,13%	-3,73%	245	0,18%
I.C. Superior 95%	1,21%	96	0,03%	0,63%	83	0,02%
I.C. Inferior 95%	-1,77%	122	0,06%	-2,46%	162	0,09%

● Potencia máxima

	Con GCE nuevos			Sin GCE nuevos		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	1,20%	183	0,03%	0,77%	175	0,03%
I.C. Superior 68%	4,16%	465	0,18%	3,85%	413	0,16%
I.C. Inferior 68%	-1,66%	209	0,07%	-2,21%	248	0,10%
I.C. Superior 95%	3,31%	369	0,12%	2,97%	317	0,10%
I.C. Inferior 95%	-0,86%	165	0,04%	-1,37%	180	0,06%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023

A nivel Regional:

Tabla ii. Errores de las proyecciones por áreas – Revisión julio 2023

● Energía eléctrica

Esc. Medio	APE	AAE	MSE
Caribe	-3,97%	69	0,20%
Oriente	1,77%	14	0,05%
Suroccidente	-3,50%	32	0,20%
Antioquia	2,64%	39	0,07%
Nordeste	1,81%	25	0,07%

● Potencia máxima

Esc. Medio	APE	AAE	MSE
Caribe	-4,26%	125	0,33%
Oriente	-1,32%	17	0,04%
Suroccidente	-2,76%	44	0,14%
Antioquia	1,28%	47	0,05%
Nordeste	-1,01%	25	0,02%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 13), 2023

⁴⁵ CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A. (2007). "Gas-Market Forecast: Betting on bad numbers".

En línea: http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf

⁴⁶ Incluyen los grandes consumidores especiales, como: Rubiales, Drummond Rio Córdoba, Tubos Caribe, San Fernando, Drummond La Loma.

c. Proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional

Tabla iii. Proyección de la demanda de energía eléctrica (GWh-año)

	SIN (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	77.291	77.749	76.835	77.546	77.037
2024	80.992	84.411	77.600	82.899	79.098
2025	82.187	87.364	77.067	85.073	79.329
2026	83.140	89.650	76.721	86.771	79.555
2027	84.940	92.653	77.352	89.245	80.699
2028	86.866	95.722	78.171	91.811	82.003
2029	88.683	98.617	78.950	94.234	83.235
2030	90.520	101.491	79.790	96.654	84.510
2031	92.604	104.615	80.876	99.323	86.030
2032	94.570	107.601	81.868	101.864	87.444
2033	96.509	110.540	82.854	104.368	88.842
2034	98.794	113.862	84.153	107.239	90.568
2035	100.985	117.086	85.364	110.014	92.202
2036	103.187	120.323	86.585	112.802	93.845
2037	105.672	123.887	88.050	115.898	95.749

	SIN + GCE + ME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	80.569	81.026	80.113	80.824	80.314
2024	85.738	89.157	82.346	87.645	83.844
2025	88.904	94.082	83.784	91.791	86.047
2026	92.710	99.219	86.291	96.341	89.125
2027	94.720	102.433	87.132	99.025	90.479
2028	97.742	106.597	89.047	102.687	92.879
2029	99.886	109.820	90.152	105.437	94.438
2030	102.071	113.042	91.341	108.205	96.061
2031	104.813	116.824	93.085	111.532	98.239
2032	107.548	120.579	94.846	114.843	100.423
2033	110.324	124.355	96.669	118.183	102.657
2034	113.540	128.608	98.899	121.985	105.314
2035	116.885	132.985	101.264	125.914	108.101
2036	120.198	137.334	103.596	129.813	110.856
2037	123.879	142.094	106.257	134.105	113.956

	SIN + GCE + ME + GD (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	80.268	80.726	79.812	80.524	80.014
2024	85.305	88.724	81.912	87.212	83.411
2025	88.315	93.493	83.195	91.202	85.458
2026	91.952	98.461	85.532	95.583	88.367
2027	93.780	101.493	86.192	98.085	89.539
2028	96.617	105.473	87.922	101.562	91.754
2029	98.590	108.523	88.856	104.140	93.142
2030	100.620	111.590	89.889	106.753	94.609
2031	103.207	115.218	91.479	109.926	96.632
2032	105.808	118.839	93.106	113.103	98.683
2033	108.476	122.507	94.821	116.335	100.809
2034	111.577	126.645	96.936	120.022	103.351
2035	114.825	130.926	99.204	123.854	106.042
2036	118.059	135.196	101.457	127.675	108.718
2037	121.648	139.863	104.026	131.874	111.725

Fuente: UPME. 2023

d. Proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional

Tabla iv. Proyección de la demanda de potencia máxima (MW-año)

	SIN (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	11.090	11.204	11.090	11.130	11.090
2024	11.125	11.823	10.477	11.613	10.657
2025	11.281	12.300	10.373	12.002	10.621
2026	11.429	12.680	10.303	12.311	10.609
2027	11.601	13.065	10.301	12.631	10.655
2028	11.768	13.430	10.312	12.935	10.706
2029	11.946	13.798	10.342	13.244	10.775
2030	12.135	14.173	10.390	13.561	10.859
2031	12.341	14.563	10.457	13.893	10.961
2032	12.552	14.958	10.533	14.231	11.072
2033	12.760	15.346	10.609	14.562	11.181
2034	12.975	15.743	10.694	14.902	11.298
2035	13.199	16.150	10.787	15.250	11.424
2036	13.425	16.560	10.884	15.601	11.553
2037	13.661	16.983	10.990	15.964	11.691

	SIN + GCE + ME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	11.539	11.784	11.539	11.709	11.539
2024	11.852	12.590	11.190	12.376	11.370
2025	12.320	13.339	11.405	13.041	11.654
2026	12.909	14.160	11.786	13.791	12.089
2027	13.087	14.551	11.787	14.117	12.141
2028	13.406	15.067	11.949	14.573	12.344
2029	13.599	15.451	11.996	14.898	12.429
2030	13.817	15.855	12.072	15.243	12.541
2031	14.105	16.327	12.222	15.658	12.725
2032	14.405	16.811	12.387	16.084	12.925
2033	14.714	17.301	12.564	16.517	13.135
2034	15.041	17.809	12.759	16.967	13.364
2035	15.398	18.348	12.986	17.448	13.622
2036	15.763	18.897	13.221	17.939	13.890
2037	16.154	19.475	13.482	18.457	14.183

	SIN + GCE + ME + GD (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	11.475	11.723	11.475	11.649	11.475
2024	11.757	12.495	11.098	12.281	11.278
2025	12.194	13.213	11.279	12.914	11.527
2026	12.747	13.999	11.631	13.629	11.931
2027	12.888	14.352	11.588	13.918	11.941
2028	13.163	14.825	11.717	14.330	12.104
2029	13.320	15.172	11.727	14.618	12.153
2030	13.513	15.551	11.779	14.939	12.241
2031	13.756	15.978	11.886	15.309	12.384
2032	14.039	16.444	12.020	15.717	12.558
2033	14.316	16.903	12.166	16.118	12.737
2034	14.614	17.382	12.344	16.540	12.942
2035	14.951	17.901	12.544	17.001	13.175
2036	15.315	18.449	12.773	17.490	13.442
2037	15.689	19.011	13.018	17.992	13.719

Fuente: UPME. 2023

e. Proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN

Tabla v. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario medio (GWh-año)

	SIN (GWh-año)				
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste
2023	19.790	17.490	15.621	10.719	8.360
2024	21.073	18.022	16.211	11.351	8.695
2025	21.434	18.278	16.409	11.491	8.955
2026	22.108	18.325	16.456	11.568	9.116
2027	23.175	18.485	16.617	11.736	9.347
2028	24.188	18.693	16.828	11.925	9.607
2029	25.132	18.896	17.026	12.101	9.862
2030	26.105	19.101	17.213	12.273	10.118
2031	27.152	19.366	17.432	12.473	10.405
2032	28.149	19.620	17.625	12.656	10.681
2033	29.175	19.858	17.794	12.830	10.948
2034	30.329	20.166	18.010	13.045	11.255
2035	31.376	20.438	18.185	13.232	11.540
2036	32.508	20.733	18.373	13.436	11.837
2037	33.731	21.078	18.597	13.672	12.167

Fuente: UPME. 2023

f. Proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN

Tabla vi. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario medio (MW-año)

	SIN (MW-año)				
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste
2023	2.970	2.567	2.493	1.623	1.290
2024	2.881	2.584	2.440	1.587	1.268
2025	2.930	2.624	2.461	1.605	1.296
2026	3.014	2.646	2.472	1.616	1.315
2027	3.120	2.664	2.481	1.628	1.339
2028	3.229	2.680	2.491	1.639	1.363
2029	3.339	2.695	2.505	1.652	1.389
2030	3.454	2.712	2.519	1.664	1.416
2031	3.573	2.733	2.536	1.679	1.446
2032	3.693	2.758	2.550	1.694	1.476
2033	3.815	2.782	2.565	1.708	1.505
2034	3.943	2.809	2.580	1.723	1.536
2035	4.072	2.836	2.599	1.739	1.566
2036	4.203	2.861	2.615	1.754	1.597
2037	4.338	2.890	2.631	1.771	1.631

Fuente: UPME. 2023

g. Distribución Regional y Nodal de la Demanda de Gas Natural

Tabla vii. Distribución Regional y Nodal – Región Centro

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
AGUAZUL -(AGUAZUL-YOPAL)	CASANARE	AGUAZUL	85010
AGUAZUL -(BOCA-POZO)	CASANARE	AGUAZUL	85010
AGUAZUL -(CUSIANA-APIAY)	CASANARE	AGUAZUL	85010
AGUAZUL -(CUSIANA-EL PORVENIR)	CASANARE	AGUAZUL	85010
BARRANCA DE UPIA -(CUSIANA-APIAY)	CASANARE	VILLANUEVA	85440
BOGOTA -(COGUA-SABANA_F)	BOGOTA, D.C.	BOGOTA, D.C.	11001
BOGOTA -(MARIQUITA-BOGOTA)	BOGOTA, D.C.	BOGOTA, D.C.	11001
CAJICA -(COGUA-SABANA_F)	CUNDINAMARCA	CAJICA	25126
CALDAS -(COGUA-SABANA_F)	Potencial/Futuro	Potencial/Futuro	Potencial/Futuro
CALDAS -(LA BELLEZA-COGUA)	BOYACA	BRICEÑO	15106
COGUA -(COGUA-SABANA_F)	CUNDINAMARCA	COGUA	25200
COGUA -(LA BELLEZA-COGUA)	CUNDINAMARCA	COGUA	25200
CUMARAL -(CUSIANA-APIAY)	CUNDINAMARCA	PARATEBUENO	25530
EL PORVENIR -(CUSIANA-EL PORVENIR)	CASANARE	MONTERREY	85162
FACATATIVA -(COGUA-SABANA_F)	CUNDINAMARCA	BOJACA	25099
GRANADA -(CENTAUROS-GRANADA)	META	GRANADA	50313
JENESANO -(EL PORVENIR-LA BELLEZA)	BOYACA	JENESANO	15367
LA BELLEZA -(EL PORVENIR-LA BELLEZA)	SANTANDER	LA BELLEZA	68377
LA BELLEZA -(LA BELLEZA-COGUA)	BOYACA	TUNUNGUA	15832
LA BELLEZA -(LA BELLEZA-VASCONIA)	SANTANDER	LA BELLEZA	68377
MIRAFLORES -(EL PORVENIR-LA BELLEZA)	BOYACA	MIRAFLORES	15455
MONTERREY -(BOCA-POZO)	CASANARE	TAURAMENA	85410
MONTERREY -(CUSIANA-APIAY)	CASANARE	MONTERREY	85162
MOSQUERA -(COGUA-SABANA_F)	CUNDINAMARCA	FUNZA	25286
PUENTE NACIONAL -(GBS_I-GBS_F)	BOYACA	MONIQUIRA	15469
SANTANA -(GBS_I-GBS_F)	BOYACA	CHITARAQUE	15185
SOACHA -(COGUA-SABANA_F)	CUNDINAMARCA	SOACHA	25754
SOGAMOSO -(BOCA-POZO)	BOYACA	CORRALES	15215
SOGAMOSO -(GBS_I-GBS_F)	BOYACA	BELEN	15087
TERMICAS YOPAL -(FLOREÑA-YOPAL)	CASANARE	YOPAL	85001
TERMOOCOA -(APIAY-OCOA)	META	VILLAVICENCIO	50001
TOCANCIPA -(COGUA-SABANA_F)	CUNDINAMARCA	GACHANCIPA	25295
TUNJA -(GBS_I-GBS_F)	BOYACA	ARCABUCO	15051
USME -(APIAY-USME)	BOGOTA, D.C.	BOGOTA, D.C.	11001
VASCONIA -(LA BELLEZA-VASCONIA)	BOYACA	PUERTO BOYACA	15572
VILLA DE LEYVA -(GBS_I-GBS_F)	BOYACA	RAQUIRA	15600
VILLAVICENCIO -(APIAY-OCOA)	META	ACACIAS	50006
VILLAVICENCIO -(APIAY-USME)	CUNDINAMARCA	GUAYABETAL	25335
VILLAVICENCIO -(CENTAUROS-GRANADA)	META	GUAMAL	50318
VILLAVICENCIO -(CUSIANA-APIAY)	META	VILLAVICENCIO	50001
YOPAL -(AGUAZUL-YOPAL)	CASANARE	NUNCHIA	85225
YOPAL -(BOCA-POZO)	CASANARE	PORE	85263
YOPAL -(FLOREÑA-YOPAL)	CASANARE	YOPAL	85001
YOPAL -(MORICHAL-YOPAL)	CASANARE	YOPAL	85001

Fuente: UPME. 2023

Tabla viii. Distribución Regional y Nodal – Región Costa atlántica.

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
BALLENA -(BALLENA-LA MAMI)	LA GUAJIRA	MANAURE	44560
BALLENA -(BOCA-POZO)	LA GUAJIRA	MANAURE	44560
BARRANQUILLA -(BARRANQUILLA-CARTAGENA)	ATLANTICO	BARANOA	8078
BARRANQUILLA -(BOCA-POZO)	ATLANTICO	BARRANQUILLA	8001
BARRANQUILLA -(LA MAMI-BARRANQUILLA)	ATLANTICO	BARRANQUILLA	8001
CARMEN DE BOLIVAR -(BOCA POZO)	Potencial/Futuro	Potencial/Futuro	Potencial/Futuro
CARMEN DE BOLIVAR -(LA CRECIENTE-SINCELEJO)	BOLIVAR	EL CARMEN DE BOLIVAR	13244
CARTAGENA -(BARRANQUILLA-CARTAGENA)	BOLIVAR	ARJONA	13052
CARTAGENA -(CARTAGENA-MAMONAL)	Potencial/Futuro	Potencial/Futuro	Potencial/Futuro
CARTAGENA -(CARTAGENA-SINCELEJO)	BOLIVAR	ARJONA	13052
CERROMATOSO -(SINCELEJO-JOBO)	ANTIOQUIA	CAUCASIA	5154
CIENAGA -(LA MAMI-BARRANQUILLA)	MAGDALENA	CIENAGA	47189
COROZAL -(LA CRECIENTE-SINCELEJO)	SUCRE	COROZAL	70215

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
EL DIFICIL -(BOCA-POZO)	MAGDALENA	ARAGUANI	47058
FUNDACION -(LA MAMI-BARRANQUILLA)	MAGDALENA	ARACATACA	47053
JOBO -(BOCA-POZO)	CORDOBA	PUEBLO NUEVO	23570
JOBO -(JOBO-MEDELLIN)	CORDOBA	SAHAGUN	23660
JOBO -(SINCELEJO-JOBO)	CORDOBA	AYAPEL	23068
MAMONAL -(CARTAGENA-MAMONAL)	BOLIVAR	CARTAGENA DE INDIAS	13001
MOMPOX -(LA CRECIENTE-SINCELEJO)	BOLIVAR	CICUCO	13188
MONTERIA -(SINCELEJO-JOBO)	CORDOBA	CERETE	23162
PALOMINO -(BALLENA-LA MAMI)	LA GUAJIRA	DIBULLA	44090
PROELECTRICA -(CARTAGENA-MAMONAL)	BOLIVAR	CARTAGENA DE INDIAS	13001
REFICAR -(CARTAGENA-MAMONAL)	BOLIVAR	CARTAGENA DE INDIAS	13001
RIOHACHA -(BALLENA-LA MAMI)	LA GUAJIRA	MAICAO	44430
SAHAGUN -(SINCELEJO-JOBO)	CORDOBA	CHIMA	23168
SAN PEDRO -(BOCA-POZO)	SUCRE	OVEJAS	70508
SAN PEDRO -(LA CRECIENTE-SINCELEJO)	SUCRE	BUENAVISTA	70110
SANTA MARTA -(LA MAMI-BARRANQUILLA)	MAGDALENA	SANTA MARTA	47001
SINCELEJO -(BOCA-POZO)	SUCRE	PALMITO	70523
SINCELEJO -(CARTAGENA-SINCELEJO)	SUCRE	SAN ONOFRE	70713
SINCELEJO -(LA CRECIENTE-SINCELEJO)	SUCRE	SINCELEJO	70001
SINCELEJO -(SINCELEJO-JOBO)	SUCRE	SAMPUES	70670
TEBSA -(LA MAMI-BARRANQUILLA)	ATLANTICO	SOLEDAD	8758
TÉRMICAS BARRANQUILLA -(LA MAMI-BARRANQUILLA)	ATLANTICO	BARRANQUILLA	8001
TÉRMICAS CARTAGENA -(BARRANQUILLA-CARTAGENA)	BOLIVAR	CARTAGENA DE INDIAS	13001
TÉRMICAS CARTAGENA -(CARTAGENA-MAMONAL)	BOLIVAR	CARTAGENA DE INDIAS	13001
TERMICAS JOBO -(SINCELEJO-JOBO)	CORDOBA	SAHAGUN	25436
TERMOGUAJIRA -(BALLENA-LA MAMI)	LA GUAJIRA	DIBULLA	44090
TERMONORTE -(LA MAMI-BARRANQUILLA)	MAGDALENA	SANTA MARTA	47001

Fuente: UPME. 2023

Tabla ix. Distribución Regional y Nodal – Región Costa interior.

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
AGUSTIN CODAZZI -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	CESAR	AGUSTIN CODAZZI	20013
BALLENA -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	LA GUAJIRA	MANAURE	44560
HATO NUEVO -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	LA GUAJIRA	ALBANIA	44035
VALLEDUPAR -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	CESAR	LA PAZ	20621

Fuente: UPME. 2023

Tabla x. Distribución Regional y Nodal – Región CQR

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
ARMENIA -(PEREIRA-ARMENIA)	QUINDIO	ARMENIA	63001
MANIZALES -(MARIQUITA-PEREIRA)	CALDAS	CHINCHINA	17174
MARIQUITA (BOCA-POZO)	CUNDINAMARCA	GUADUAS	25320
MARIQUITA (MARIQUITA-PEREIRA)	TOLIMA	MARIQUITA	73443
PADUA -(MARIQUITA-PEREIRA)	CALDAS	MANZANARES	17433
PEREIRA -(MARIQUITA-PEREIRA)	RISARALDA	DOSQUEBRADAS	66170
PEREIRA -(PEREIRA-ARMENIA)	RISARALDA	BALBOA	66075
ZARZAL -(PEREIRA-ARMENIA)	VALLE DEL CAUCA	CAICEDONIA	76122

Fuente: UPME. 2023

Tabla xi. Distribución Regional y Nodal – Región Magdalena medio

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
AGUACHICA -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	CESAR	AGUACHICA	20011
BARRANCABERMEJA -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	68081
BARRANCABERMEJA -(BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL)	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	68081
BARRANCABERMEJA -(BOCA-POZO)	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	68081
BARRANCABERMEJA -(RAMALES AISLADOS_I-RAMALES AISLADOS_F)	ANTIOQUIA	YONDO	5893

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
CIB1 -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	68081
CURUMANI -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	CESAR	CHIRIGUANA	20178
LA DORADA -(VASCONIA-MARIQUITA)	CALDAS	LA DORADA	17380
MARIQUITA -(VASCONIA-MARIQUITA)	CALDAS	VICTORIA	17867
MERIELECTRICA -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	68081
PAILITAS -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	CESAR	LA GLORIA	20383
SAN ALBERTO -(BALLENA-BARRANCABERMEJA)	CESAR	SAN ALBERTO	20710
SAN ALBERTO -(BOCA-POZO)	CESAR	SAN MARTIN	20770
SAN ALBERTO -(RAMALES AISLADOS)	CESAR	SAN ALBERTO	20710
SEBASTOPOL -(BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL)	ANTIOQUIA	PUERTO BERARIO	5579
SEBASTOPOL -(SEBASTOPOL-VASCONIA)	ANTIOQUIA	PUERTO BERARIO	5579
TERMOCENTRO -(SEBASTOPOL-VASCONIA)	SANTANDER	CIMITARRA	68190
TERMODORADA -(VASCONIA-MARIQUITA)	CALDAS	LA DORADA	17380
TERMOSIERRA -(SEBASTOPOL-VASCONIA)	BOYACA	PUERTO BOYACA	15572
VASCONIA -(SEBASTOPOL-VASCONIA)	BOYACA	PUERTO BOYACA	15572
VASCONIA -(VASCONIA-MARIQUITA)	BOYACA	PUERTO BOYACA	15572

Fuente: UPME. 2023

Tabla xi. Distribución Regional y Nodal – Región NorOccidente

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
CISNEROS -(SEBASTOPOL-MEDELLIN)	ANTIOQUIA	BARBOSA	5079
MEDELLIN -(JOBO-MEDELLIN)	ANTIOQUIA	MEDELLIN	5001
MEDELLIN -(MEDELLIN-MARIQUITA)	ANTIOQUIA	MEDELLIN	5001
MEDELLIN -(SEBASTOPOL-MEDELLIN)	ANTIOQUIA	BELLO	5088
SEBASTOPOL -(SEBASTOPOL-MEDELLIN)	ANTIOQUIA	PUERTO BERARIO	5579

Fuente: UPME. 2023

Tabla xii. Distribución Regional y Nodal – Región NorOriente

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
BARRANCABERMEJA -(BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA)	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	68081
BUCARAMANGA -(BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA)	SANTANDER	BUCARAMANGA	68001
BUCARAMANGA -(BOCA-POZO)	SANTANDER	RIONEGRO	68615
BUCARAMANGA -(GIBRALTAR-BUCARAMANGA)	SANTANDER	BUCARAMANGA	68001
BUCARAMANGA -(RAMALES AISLADOS)	SANTANDER	BUCARAMANGA	68001
CIB2 -(BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA)	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	68081
CUCUTA -(BOCA-POZO)	NORTE DE SANTANDER	EL ZULIA	54261
CUCUTA -(SARDINATA-CUCUTA)	NORTE DE SANTANDER	SAN JOSE DE CUCUTA	54001
PAMPLONA (TANE/CACOTA-PAMPLONA)	NORTE DE SANTANDER	PAMPLONA	54518
TIBU -(BOCA-POZO)	NORTE DE SANTANDER	TIBU	54810
TOLEDO -(BOCA-POZO)	ARAUCA	TAME	81794
TOLEDO -(BUCARAMANGA-GIBRALTAR)	NORTE DE SANTANDER	CHITAGA	54174

Fuente: UPME. 2023

Tabla xiii. Distribución Regional y Nodal – Región SurOccidente

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
BUENAVENTURA -(BUENAVENTURA-YUMBO)	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	76109
CALI -(YUMBO/CALI-CALI)	VALLE DEL CAUCA	CALI	76001
GUACARI -(ARMENIA-YUMBO/CALI)	VALLE DEL CAUCA	EL CERRITO	76248
POPAYAN -(PRADERA-POPAYAN)	CAUCA	CAJIBIO	19130
PRADERA -(ARMENIA-YUMBO/CALI)	VALLE DEL CAUCA	CANDELARIA	76130
PRADERA -(PRADERA-POPAYAN)	CAUCA	CALOTO	19142
TERMICAS VALLE -(ARMENIA-YUMBO/CALI)	VALLE DEL CAUCA	PALMIRA	76520

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
TULUA -(ARMENIA-YUMBO/CALI)	VALLE DEL CAUCA	ANDALUCIA	76036
YUMBO -(ARMENIA-YUMBO/CALI)	VALLE DEL CAUCA	PALMIRA	76520
YUMBO -(BUENAVENTURA-YUMBO)	VALLE DEL CAUCA	YUMBO	76892
ZARZAL -(ARMENIA-YUMBO/CALI)	VALLE DEL CAUCA	ZARZAL	76895

Fuente: UPME. 2023

Tabla xiv. Distribución Regional y Nodal – Región Tolima - Huila

Nodo UPME 2023	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CODIGO MUNICIPIO
AIPE -(GUALANDAY-NEIVA)	HUILA	AIPE	41016
ALVARADO -(BOCA-POZO)	TOLIMA	AMBALEMA	73030
ALVARADO -(MARIQUITA-GUALANDAY)	TOLIMA	ALVARADO	73026
CHICORAL -(CHICORAL-FLANDES)	TOLIMA	ESPINAL	73268
CHICORAL -(FLANDES-GUANDÓ)	TOLIMA	ESPINAL	73268
CHICORAL -(GUALANDAY-NEIVA)	TOLIMA	ESPINAL	73268
CHICORAL -(MONTAÑUELO-GUALANDAY)	TOLIMA	ESPINAL	73268
FLANDES -(CHICORAL-FLANDES)	TOLIMA	FLANDES	73275
FLANDES -(FLANDES-GUANDO)	TOLIMA	CARMEN DE APICALA	73148
FLANDES -(FLANDES-RICAURTE)	CUNDINAMARCA	GIRARDOT	25307
FUSAGASUGA -(GUANDO-FUSAGASUGA)	CUNDINAMARCA	FUSAGASUGA	25290
GUALANDAY -(MARIQUITA-GUALANDAY)	TOLIMA	COELLO	73200
GUALANDAY-(BOCA POZO)	TOLIMA	COELLO	73200
GUALANDAY-(MONTAÑUELO-GUALANDAY)	TOLIMA	SAN LUIS	73678
HOBO -(BOCA-POZO)	HUILA	AGRADO	41013
HOBO -(NEIVA-HOBO)	HUILA	HOBO	41349
IBAGUE -(BUENOS AIRES-IBAGUE)	TOLIMA	IBAGUE	73001
LERIDA -(BOCA-POZO)	CUNDINAMARCA	PULI	25580
LERIDA -(MARIQUITA-GUALANDAY)	TOLIMA	AMBALEMA	73030
MARIQUITA -(MARIQUITA-BOGOTA)	TOLIMA	SAN SEBASTIAN DE MARIQUITA	73443
MARIQUITA -(MARIQUITA-GUALANDAY)	TOLIMA	ARMERO	73055
MARIQUITA -(MEDELLIN-MARIQUITA)	TOLIMA	SAN SEBASTIAN DE MARIQUITA	73443
NEIVA -(BOCA-POZO)	HUILA	PALERMO	41524
NEIVA -(GUALANDAY-NEIVA)	HUILA	NEIVA	41001
SALDAÑA -(BOCA-POZO)	TOLIMA	PURIFICACION	73585
SALDAÑA -(GUALANDAY-NEIVA)	TOLIMA	COYAIMA	73217
TERMOPIEDRAS -(MARIQUITA-GUALANDAY)	TOLIMA	PIEDRAS	73547

Fuente: UPME. 2023

h. Proyecciones de Demanda de Gas Natural Sectorial y Regional, Escenario Medio.

Tabla xv. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Sector residencial

CENTRO	COSTA ATLANTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL
2009	50.27	21.48	2.49	7.96	2.25	6.78	9.34	10.97	7.86 119.41
2010	53.69	22.26	2.58	8.78	2.47	7.01	10.48	12.08	8.86 128.20
2011	52.78	22.56	2.44	9.15	2.38	6.32	10.23	12.84	9.27 127.97
2012	59.27	23.46	2.75	10.02	2.65	7.16	12.93	13.59	9.66 141.48
2013	53.36	23.75	2.89	9.40	2.67	6.75	12.98	13.29	8.71 133.80
2014	48.52	24.46	2.86	9.46	2.80	7.55	13.68	13.18	8.80 131.32
2015	53.08	24.83	2.94	9.54	2.89	8.05	13.90	13.34	8.93 137.49
2016	55.83	26.25	3.14	10.23	3.08	8.53	15.52	14.31	9.28 146.19
2017	58.00	27.15	3.38	9.89	3.32	8.96	15.92	13.97	8.56 149.13
2018	59.20	27.59	3.50	10.37	3.47	9.52	16.39	14.62	8.88 153.55
2019	65.76	29.93	3.62	11.68	3.96	10.37	19.10	17.49	10.32 172.22
2020	65.52	30.85	3.48	11.74	3.81	10.51	18.88	16.02	10.06 170.87
2021	70.23	33.61	1.98	12.03	3.53	11.48	17.55	15.39	10.37 176.17
2022	71.67	31.04	2.56	11.91	3.44	11.99	17.43	14.92	10.55 175.52
2023	72.80	32.35	2.78	12.03	3.53	12.41	18.14	15.66	10.82 180.52
2024	73.84	33.07	2.86	12.31	3.64	12.81	18.56	16.00	11.08 184.17
2025	74.77	33.73	2.94	12.56	3.74	13.16	18.91	16.30	11.31 187.44
2026	75.62	34.37	3.01	12.78	3.83	13.47	19.20	16.58	11.53 190.40
2027	76.41	34.98	3.08	12.98	3.90	13.73	19.45	16.84	11.73 193.11
2028	77.16	35.57	3.15	13.16	3.97	13.96	19.66	17.07	11.92 195.61
2029	77.88	36.15	3.21	13.31	4.03	14.17	19.84	17.27	12.09 197.95
2030	78.56	36.71	3.28	13.45	4.08	14.35	20.00	17.46	12.25 200.14
2031	79.22	37.25	3.34	13.57	4.13	14.51	20.15	17.63	12.39 202.18
2032	79.84	37.78	3.41	13.68	4.16	14.64	20.27	17.78	12.52 204.08
2033	80.42	38.28	3.47	13.77	4.20	14.76	20.39	17.91	12.64 205.85
2034	80.98	38.77	3.53	13.85	4.23	14.87	20.49	18.03	12.75 207.50
2035	81.51	39.24	3.59	13.92	4.26	14.96	20.58	18.13	12.85 209.04
2036	82.01	39.68	3.64	13.98	4.28	15.04	20.67	18.21	12.94 210.46
2037	82.48	40.11	3.70	14.03	4.30	15.11	20.74	18.29	13.02 211.77
2038	82.92	40.51	3.75	14.06	4.31	15.16	20.81	18.34	13.09 212.97

Fuente: UPME. 2023

Tabla xvi. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Sector Industrial

CENTRO	COSTA ATLANTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL
2009	69.17	100.45	3.80	9.43	7.16	1.61	17.32	26.91	7.18 243.04
2010	46.03	104.50	3.51	10.37	6.47	1.87	18.46	28.88	9.85 229.96
2011	50.60	97.75	12.44	10.05	17.23	1.96	20.38	27.35	14.17 251.94
2012	44.91	98.93	8.60	11.17	18.13	1.95	19.21	33.36	12.76 249.02
2013	54.67	107.20	8.19	11.03	15.26	1.62	22.44	48.17	7.31 275.89
2014	49.30	94.14	9.81	10.38	16.69	0.93	23.18	50.52	2.87 257.81
2015	50.13	89.57	10.55	10.28	14.26	0.58	23.62	45.03	2.38 246.38
2016	64.97	82.72	4.35	9.92	21.29	0.50	22.40	44.99	2.02 253.17
2017	66.92	88.15	1.72	9.80	21.66	0.57	23.48	36.12	0.69 249.11
2018	78.76	84.96	1.53	10.45	22.93	0.72	23.81	36.70	0.82 260.68
2019	84.23	89.60	1.19	9.51	29.15	0.99	21.86	38.63	1.80 276.95
2020	84.73	61.34	0.71	9.68	30.71	1.26	22.36	34.04	3.23 248.05
2021	101.05	54.54	0.31	10.48	32.45	1.48	25.19	33.96	5.20 264.65
2022	102.80	56.18	0.06	12.61	37.53	0.86	28.05	38.10	6.80 282.99
2023	98.69	58.15	0.75	12.26	32.29	0.87	27.32	38.20	7.43 275.95
2024	100.55	56.23	0.93	11.65	36.76	0.87	26.98	38.21	7.42 279.58
2025	103.08	54.14	0.94	11.71	37.69	0.87	27.18	38.44	7.50 281.54
2026	106.31	52.17	0.96	11.85	38.86	0.88	27.58	38.97	7.64 285.22
2027	108.81	50.34	0.97	11.91	39.78	0.89	27.80	39.25	7.73 287.49
2028	111.64	48.64	0.99	12.01	40.81	0.90	28.12	39.65	7.85 290.61
2029	114.41	47.07	1.01	12.11	41.83	0.91	28.42	40.04	7.96 293.76
2030	116.21	45.63	1.02	12.11	42.48	0.91	28.49	40.09	8.01 294.95
2031	117.81	44.32	1.03	12.09	43.07	0.91	28.52	40.08	8.05 295.87
2032	119.12	43.14	1.03	12.04	43.55	0.91	28.49	39.97	8.08 296.33
2033	120.14	42.09	1.03	11.97	43.92	0.91	28.39	39.77	8.08 296.30
2034	122.78	41.17	1.05	12.05	44.89	0.91	28.67	40.10	8.20 299.81
2035	125.99	40.38	1.07	12.19	46.06	0.93	29.06	40.56	8.35 304.59
2036	129.00	39.72	1.09	12.29	47.16	0.94	29.39	40.93	8.48 309.00
2037	131.81	39.19	1.11	12.37	48.19	0.95	29.65	41.20	8.60 313.07
2038	134.35	38.79	1.12	12.42	49.12	0.95	29.84	41.36	8.70 316.65

Fuente: UPME. 2023

Tabla xvii. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Sector Terciario

CENTRO	COSTA ATLANTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL
2009	19.10	3.54	0.39	2.42	0.46	1.79	2.83	3.34	1.62 35.51
2010	20.43	3.75	0.43	2.25	0.52	1.88	3.29	3.58	2.51 38.64
2011	22.54	3.98	0.46	2.44	0.55	1.90	3.80	3.90	5.34 44.91
2012	26.49	6.21	1.11	2.47	0.52	2.19	3.43	4.08	6.85 53.34
2013	30.11	6.79	1.50	2.67	0.61	2.76	4.14	4.21	6.71 59.52
2014	27.33	7.63	1.74	2.42	0.67	3.10	4.06	3.56	1.51 52.02
2015	23.97	5.88	0.92	2.74	0.72	2.13	4.11	3.98	1.89 46.34
2016	25.30	5.24	0.60	3.10	0.60	2.76	4.40	4.19	1.83 48.01
2017	25.28	5.15	0.50	3.61	0.65	2.92	4.67	4.36	1.78 48.91
2018	26.34	5.70	0.52	3.70	0.72	2.89	5.46	4.27	1.82 51.40
2019	23.19	5.78	0.40	3.09	0.69	2.85	7.16	4.93	1.81 49.91
2020	15.66	5.95	0.22	2.46	0.71	2.08	7.76	4.79	1.58 41.22
2021	15.35	8.97	0.15	3.15	0.76	1.99	10.15	5.24	1.70 47.46
2022	19.41	11.05	0.05	3.56	0.71	1.97	11.20	6.42	1.73 56.10
2023	20.08	11.41	0.41	3.60	0.71	2.10	11.17	6.35	1.78 57.61
2024	20.01	11.65	0.65	3.65	0.74	2.03	11.56	6.43	1.87 58.59
2025	20.64	12.09	0.67	3.76	0.76	2.10	11.94	6.54	1.95 60.45
2026	21.34	12.57	0.70	3.87	0.79	2.17	12.37	6.66	2.04 62.51
2027	22.12	13.10	0.72	3.99	0.82	2.26	12.84	6.79	2.14 64.78
2028	22.93	13.65	0.75	4.12	0.85	2.35	13.34	6.93	2.25 67.15
2029	23.75	14.22	0.78	4.25	0.88	2.43	13.85	7.06	2.36 69.58
2030	24.60	14.82	0.80	4.38	0.92	2.53	14.37	7.20	2.47 72.09
2031	25.48	15.43	0.83	4.52	0.95	2.62	14.91	7.33	2.59 74.67
2032	26.38	16.07	0.86	4.66	0.99	2.72	15.47	7.47	2.72 77.34
2033	27.32	16.74	0.89	4.80	1.02	2.82	16.05	7.60	2.85 80.10
2034	28.27	17.43	0.93	4.95	1.06	2.93	16.65	7.74	2.98 82.93
2035	29.27	18.15	0.96	5.10	1.10	3.04	17.27	7.88	3.13 85.89
2036	30.29	18.89	0.99	5.25	1.14	3.15	17.91	8.02	3.28 88.93
2037	31.35	19.67	1.03	5.41	1.18	3.27	18.57	8.16	3.44 92.08
2038	32.44	20.48	1.06	5.58	1.23	3.38	19.25	8.30	3.61 95.34

Fuente: UPME. 2023

Tabla xviii. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Gas Natural Comprimido (GNC)

CENTRO	COSTA ATLANTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL
2009	30.28	17.80	0.58	6.73	0.08	2.06	6.03	15.83	5.06 84.43
2010	27.78	16.61	0.43	6.28	0.04	1.65	5.38	14.94	5.58 78.69
2011	28.34	16.45	0.21	6.29	0.09	1.65	5.69	15.21	5.31 79.23
2012	29.32	16.57	0.11	6.62	0.04	1.27	6.10	12.60	5.33 77.96
2013	33.54	19.37	0.11	8.17	0.04	1.48	7.12	13.35	6.52 89.70
2014	31.66	19.22	0.09	7.34	0.06	1.42	7.92	15.29	5.67 88.66
2015	32.98	21.75	0.22	6.72	0.05	1.51	7.32	12.56	4.27 87.39
2016	29.61	13.82	0.06	6.16	0.05	1.12	7.29	11.82	3.56 73.50
2017	25.13	12.68	0.04	5.27	0.01	1.05	5.48	9.79	2.77 62.22
2018	23.42	12.03	0.29	4.52	0.03	1.40	5.24	8.36	3.22 58.51
2019	22.45	12.17	0.29	3.85	0.04	1.65	5.30	8.65	2.56 56.95
2020	21.29	7.79	0.20	3.45	0.70	0.92	4.24	7.22	2.11 47.91
2021	25.44	8.49	0.21	3.68	0.87	1.05	4.63	8.19	2.25 54.82
2022	26.02	9.40	0.17	3.34	0.22	1.63	4.65	8.47	2.03 55.93
2023	25.84	9.32	0.32	3.03	0.32	1.46	4.37	7.71	2.07 54.44
2024	27.23	7.99	0.18	3.26	0.31	1.42	4.15	7.19	2.36 54.10
2025	26.71	7.81	0.18	3.18	0.30	1.39	4.06	7.03	2.32 52.97
2026	26.69	7.80	0.18	3.17	0.30	1.39	4.05	7.02	2.32 52.92
2027	26.69	7.79	0.18	3.17	0.30	1.39	4.05	7.01	2.32 52.90
2028	26.69	7.79	0.18	3.17	0.30	1.39	4.05	7.01	2.32 52.89
2029	26.76	7.80	0.18	3.17	0.30	1.39	4.07	7.02	2.32 53.01
2030	26.80	7.81	0.18	3.18	0.30	1.40	4.07	7.03	2.32 53.10
2031	26.79	7.81	0.18	3.18	0.30	1.40	4.07	7.03	2.32 53.08
2032	26.80	7.82	0.18	3.18	0.30	1.40	4.07	7.03	2.32 53.10
2033	26.75	7.81	0.18	3.18	0.30	1.39	4.07	7.02	2.32 53.01
2034	26.73	7.80	0.18	3.17	0.30	1.39	4.06	7.02	2.32 52.97
2035	26.73	7.79	0.18	3.17	0.30	1.39	4.06	7.01	2.32 52.96
2036	26.70	7.78	0.18	3.17	0.30	1.39	4.06	7.00	2.32 52.90
2037	26.73	7.79	0.18	3.17	0.30	1.39	4.06	7.01	2.32 52.95
2038	26.77	7.80	0.18	3.17	0.30	1.39	4.07	7.02	2.32 53.01

Fuente: UPME. 2023

Tabla xix. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Gas Natural Licuado (GNL)

	CENTRO	COSTA ATLANTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	4.23	1.24	0.03	0.50	0.05	0.22	0.64	1.11	0.37	8.38
2026	8.27	2.42	0.05	0.98	0.09	0.43	1.26	2.18	0.72	16.41
2027	10.68	3.12	0.07	1.27	0.12	0.56	1.62	2.81	0.93	21.17
2028	13.50	3.94	0.09	1.60	0.15	0.70	2.05	3.54	1.17	26.75
2029	17.01	4.96	0.11	2.02	0.19	0.89	2.59	4.46	1.47	33.70
2030	20.91	6.10	0.14	2.48	0.24	1.09	3.18	5.48	1.81	41.42
2031	25.75	7.51	0.17	3.06	0.29	1.34	3.91	6.76	2.23	51.02
2032	30.61	8.93	0.20	3.63	0.35	1.60	4.65	8.03	2.65	60.66
2033	36.00	10.50	0.24	4.27	0.41	1.88	5.47	9.45	3.12	71.35
2034	41.81	12.20	0.28	4.96	0.47	2.18	6.35	10.97	3.63	82.85
2035	47.57	13.87	0.31	5.64	0.54	2.48	7.23	12.48	4.13	94.24
2036	53.20	15.51	0.35	6.31	0.60	2.77	8.08	13.95	4.62	105.39
2037	59.34	17.29	0.39	7.03	0.67	3.09	9.02	15.56	5.15	117.54
2038	65.77	19.15	0.43	7.79	0.74	3.43	9.99	17.24	5.70	130.25

Fuente: UPME. 2023

Tabla xx. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Sector Petrolero

	CENTRO	COSTA ATLANTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL
2009	8.29	12.05	-	-	56.31	21.57	-	-	-	98.22
2010	12.17	11.77	-	-	62.32	23.88	-	-	-	110.13
2011	15.92	14.17	-	-	69.84	26.76	-	-	-	126.70
2012	18.59	13.75	-	-	70.97	27.19	-	-	-	130.49
2013	19.96	13.81	-	-	76.87	29.45	-	-	-	140.09
2014	19.38	4.11	-	-	87.10	33.37	-	-	-	143.96
2015	18.69	10.94	-	-	88.74	34.00	-	-	-	152.37
2016	19.51	57.47	-	-	85.87	32.90	-	-	-	195.74
2017	22.33	70.49	-	-	85.62	32.80	-	-	-	211.25
2018	23.51	67.09	-	-	80.67	30.91	-	-	-	202.17
2019	26.41	70.93	-	-	81.19	31.11	-	-	-	209.64
2020	14.85	63.67	-	-	70.30	26.93	-	-	-	175.75
2021	27.32	64.39	-	-	72.52	27.78	-	-	-	192.02
2022	40.77	83.74	-	-	93.49	35.82	-	-	-	253.82
2023	37.80	80.85	-	-	91.75	35.15	-	-	-	245.55
2024	35.50	67.23	-	-	92.47	35.43	-	-	-	230.62
2025	35.50	72.18	-	-	89.77	34.39	-	-	-	231.84
2026	35.50	69.56	-	-	89.99	34.48	-	-	-	229.53
2027	35.50	70.45	-	-	87.86	33.66	-	-	-	227.46
2028	35.50	71.42	-	-	86.42	33.11	-	-	-	226.45
2029	35.50	72.13	-	-	85.30	32.68	-	-	-	225.60
2030	35.50	69.50	-	-	83.93	32.16	-	-	-	221.09
2031	35.50	69.02	-	-	86.13	33.00	-	-	-	223.64
2032	35.50	72.44	-	-	76.95	29.48	-	-	-	214.37
2033	35.50	72.25	-	-	75.82	29.05	-	-	-	212.62
2034	35.50	69.65	-	-	74.97	28.72	-	-	-	208.84
2035	35.50	68.97	-	-	76.16	29.18	-	-	-	209.80
2036	35.50	71.20	-	-	75.75	29.02	-	-	-	211.47
2037	35.50	72.44	-	-	70.85	27.14	-	-	-	205.93
2038	35.50	69.77	-	-	75.94	29.10	-	-	-	210.31

Fuente: UPME. 2023

Tabla xxii. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Sector Termoeléctrico

CENTRO	COSTA ATLÁNTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL
2009	8.42	203.10		36.83			13.91		262.26
2010	8.44	234.18		35.78			18.74		297.14
2011	3.10	184.58		12.32			0.18		200.18
2012	6.54	178.22		30.76			2.35		217.86
2013	7.69	208.11		52.11			10.71		278.62
2014	6.04	226.23		64.27			13.37		309.92
2015	10.72	230.14		86.15			22.43		349.44
2016	12.77	209.12		62.13			30.83		314.84
2017	6.56	141.66		2.83			0.81		151.87
2018	13.60	177.41		0.61			2.27		193.89
2019	10.50	154.44		4.04			5.73		174.71
2020	25.30	170.51		36.84			5.86		238.52
2021	33.74	136.59		31.92			0.19		202.44
2022	36.99	136.60		31.42			0.27		205.28
2023	38.00	197.03		16.72			17.30		269.05
2024	55.82	129.88		54.31			13.71		253.72
2025	55.12	95.96		31.41			0.30		182.80
2026	55.81	170.06		71.43			6.86		304.16
2027	55.75	115.17		49.77			13.71		234.40
2028	55.78	79.84		25.77			0.00		161.38
2029	55.81	121.62		54.75			3.19		235.37
2030	54.67	105.90		9.19			6.37		176.13
2031	54.21	74.63		0.00			0.00		128.84
2032	55.13	89.87		18.41			2.85		166.27
2033	55.57	81.31		9.16			3.84		149.88
2034	55.24	85.38		9.16			1.21		151.00
2035	54.97	87.42		9.19			2.85		154.42
2036	55.02	83.72		9.18			2.15		150.08
2037	55.19	85.54		11.02			2.58		154.33
2038	55.20	84.68		9.54			2.53		151.94

Fuente: UPME. 2023

Tabla xxii. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Sector Compresores SNTGN

CENTRO	COSTA ATLÁNTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL
2009	5.53	1.10	6.76	0.89	7.81	-	-	-	0.22 22.30
2010	5.33	1.18	6.45	0.85	7.49	-	-	-	0.21 21.52
2011	6.74	0.27	5.14	1.08	7.95	0.34	-	-	0.27 21.78
2012	7.11	0.89	4.28	1.14	7.69	-	-	-	0.28 21.40
2013	9.82	1.00	3.00	1.57	9.37	-	-	-	0.39 25.16
2014	9.78	0.74	3.09	1.57	9.39	-	-	-	0.39 24.96
2015	9.39	0.17	3.65	1.50	9.36	-	-	-	0.38 24.45
2016	9.59	0.63	3.44	1.53	9.41	-	-	-	0.38 24.99
2017	9.72	1.35	3.12	1.55	9.35	-	-	-	0.39 25.47
2018	10.27	2.73	2.38	1.64	9.41	-	-	-	0.41 26.83
2019	10.82	2.21	1.71	1.73	9.52	-	-	-	0.43 26.43
2020	10.92	1.13	1.69	1.75	9.61	-	-	-	0.44 25.54
2021	10.51	1.21	1.51	1.70	8.34	-	-	-	0.43 23.71
2022	9.60	2.21	1.37	1.59	6.44	-	-	-	0.39 21.61
2023	9.75	2.39	1.41	1.62	6.32	-	-	-	0.40 21.90
2024	9.74	2.41	1.41	1.62	6.28	-	-	-	0.40 21.87
2025	9.81	2.43	1.42	1.63	6.33	-	-	-	0.40 22.03
2026	9.88	2.45	1.43	1.64	6.37	-	-	-	0.41 22.19
2027	9.93	2.46	1.44	1.65	6.40	-	-	-	0.41 22.30
2028	9.99	2.48	1.45	1.66	6.44	-	-	-	0.41 22.43
2029	10.06	2.49	1.46	1.67	6.49	-	-	-	0.41 22.58
2030	9.98	2.47	1.47	1.68	6.51	-	-	0.52	0.42 23.06
2031	9.73	2.41	1.48	1.69	6.56	-	-	1.05	0.42 23.34
2032	9.38	2.32	1.48	1.70	6.58	-	-	1.56	0.42 23.45
2033	9.05	2.24	1.49	1.71	6.62	-	-	2.07	0.42 23.60
2034	8.82	2.19	1.50	1.72	6.67	-	-	2.07	0.42 23.39
2035	8.81	2.18	1.51	1.73	6.73	-	-	2.08	0.43 23.47
2036	8.85	2.19	1.53	1.75	6.78	-	-	2.10	0.43 23.64
2037	8.90	2.21	1.54	1.76	6.83	-	-	2.11	0.44 23.78
2038	8.98	2.23	1.55	1.78	6.89	-	-	2.13	0.44 24.01

Fuente: UPME. 2023

Tabla xxiii. Proyección de Demanda de Gas Natural (GBTUD)– Agregado Nacional

CENTRO	COSTA ATLÁNTICA	COSTA INTERIOR	CQR	MAGDALENA MEDIO	NORORIENTE	NOROCCIDENTE	SUROCCIDENTE	TOLIMA HUILA	TOTAL NACIONAL	
2009	191.06	379.03	14.03	27.43	110.90	33.81	36.18	70.97	21.94	885.35
2010	173.88	415.33	13.40	28.53	115.10	36.29	38.21	78.23	27.02	925.99
2011	180.02	361.82	20.69	29.01	110.37	38.93	40.61	59.48	34.35	875.29
2012	192.23	356.23	16.85	31.42	130.74	39.75	42.21	65.97	34.89	910.30
2013	209.16	401.20	15.70	32.84	156.94	42.07	47.59	89.73	29.64	1,024.85
2014	192.02	395.73	17.60	31.16	180.98	46.38	49.96	95.91	19.25	1,028.98
2015	198.96	399.92	18.28	30.79	202.17	46.27	49.75	97.33	17.84	1,061.30
2016	217.58	411.40	11.58	30.96	182.43	45.81	50.33	106.14	17.07	1,073.30
2017	213.94	363.90	8.76	30.12	123.44	46.30	50.29	65.05	14.18	915.98
2018	235.09	392.69	8.22	30.68	117.83	45.43	51.46	66.22	15.15	962.77
2019	243.36	376.05	7.21	29.86	128.60	46.96	53.69	75.44	16.92	978.08
2020	238.27	343.61	6.31	29.07	152.70	41.70	53.43	67.93	17.41	950.43
2021	283.65	315.05	4.16	31.04	150.39	43.78	57.60	62.97	19.94	968.58
2022	307.49	335.38	4.22	33.01	173.25	52.26	61.33	68.18	21.51	1,056.63
2023	303.06	397.68	5.68	32.54	151.65	51.99	61.00	85.21	22.50	1,111.31
2024	322.83	314.55	6.03	32.49	194.51	52.56	61.26	81.54	23.12	1,088.89
2025	330.01	285.77	6.18	33.33	170.04	52.14	62.72	69.73	23.86	1,033.77
2026	339.57	357.69	6.33	34.29	211.67	52.82	64.46	78.26	24.66	1,169.76
2027	346.04	303.83	6.46	34.97	188.96	52.49	65.77	86.41	25.26	1,110.19
2028	353.34	269.85	6.60	35.71	164.72	52.41	67.22	74.19	25.91	1,049.97
2029	361.33	313.10	6.75	36.53	193.77	52.47	68.76	79.04	26.62	1,138.38
2030	367.39	295.71	6.88	37.28	147.66	52.43	70.12	84.15	27.28	1,088.90
2031	374.64	265.20	7.03	38.10	141.43	53.77	71.57	79.87	28.01	1,059.63
2032	382.92	285.23	7.16	38.89	151.29	50.75	72.96	84.70	28.71	1,102.61
2033	390.91	278.08	7.30	39.69	141.46	50.81	74.36	87.68	29.44	1,099.74
2034	400.29	281.51	7.46	40.70	141.75	51.00	76.22	87.14	30.30	1,116.38
2035	410.50	285.11	7.62	41.75	144.33	51.97	78.20	91.00	31.20	1,141.68
2036	420.75	286.01	7.78	42.74	145.21	52.31	80.10	92.37	32.07	1,159.35
2037	431.47	291.75	7.94	43.77	143.34	50.95	82.04	94.91	32.96	1,179.12
2038	442.11	291.10	8.10	44.80	148.09	53.42	83.95	96.92	33.85	1,202.33

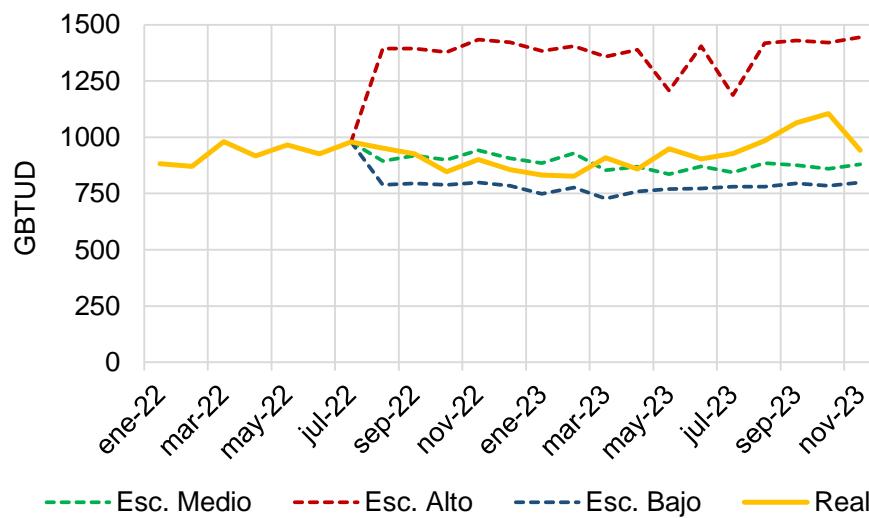
Fuente: UPME. 2023

i. Comparación de la proyección de demanda de gas natural publicados en julio de 2022 con los datos reales e históricos.

A continuación, se comparan los escenarios de proyección de demanda de gas natural publicados en julio del año 2022⁴⁷ con las cantidades de este combustible que efectivamente fueron demandadas por los diversos agentes y sectores desde tal publicación.

Agregado de todos los sectores

En primer lugar, la Gráfica 52 expone para el agregado de todos los sectores los tres escenarios de proyección respecto del consumo real, evidenciándose que se mantenido entre los escenarios alto y bajo. Entre agosto de 2022 y julio de 2023 la diferencia promedio entre el escenario medio y la demanda real se estima en 6,3%. Para los meses de agosto a noviembre de 2023 es notable como con el Fenómeno de El Niño que se viene desarrollando, el incremento de la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico ha aumentado la diferencia haya aumentado a 17,1%.

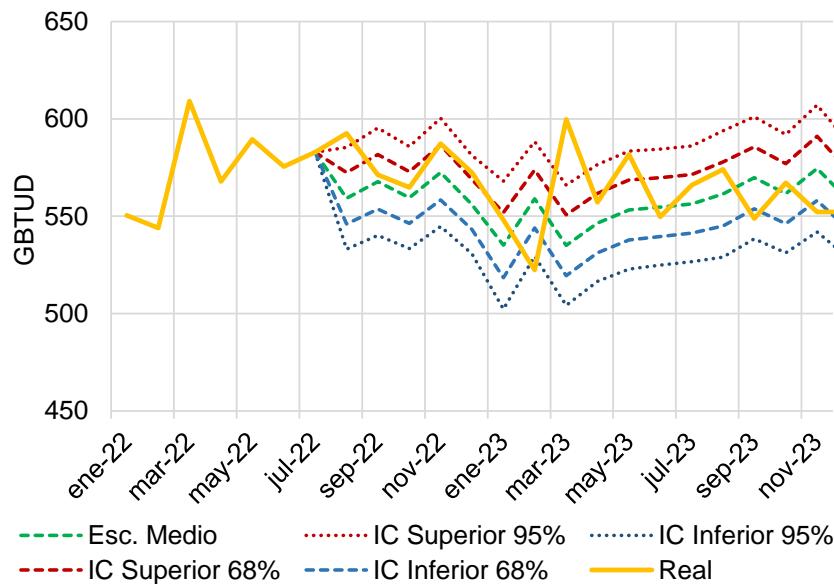


Gráfica 52: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, todos los sectores.
Fuente: UPME y SEGAS.

Sectores residencial, industrial, terciario y transporte

La Gráfica 53 expone, para la suma de los sectores mencionados, los diferentes escenarios de proyección respecto del consumo real, evidenciándose que se mantenido entre la banda de confianza del 68%, excepto durante un mes. Entre agosto de 2022 y noviembre de 2023 la diferencia promedio entre el escenario medio y la demanda real se estima en 3,3%.

⁴⁷ <https://www1-upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

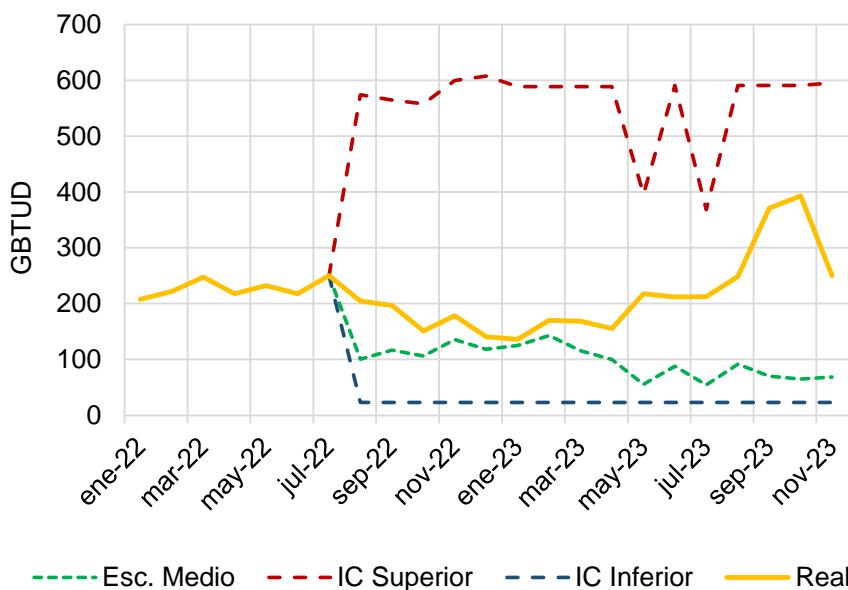


Gráfica 53: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sectores residencial, industrial, terciario y transporte.

Fuente: UPME y SEGAS.

Sector termoeléctrico

La Gráfica 54 muestra, para este sector, los diferentes escenarios de proyección respecto del consumo real, evidenciándose que se ha mantenido entre la banda de los escenarios alto y bajo, excepto durante un mes. Entre agosto de 2022 y noviembre de 2023 la diferencia promedio entre el escenario medio y la demanda real se estima en 48%.



Gráfica 54: Comparación entre los escenarios de proyección de gas natural 2022 y el consumo real, sector termoeléctrico.

Fuente: UPME y SEGAS.

j. Metodología de simulación de demanda termoeléctrica

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.

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

(2) Factor de Disponibilidad (FD_k): según la fuente primaria de generación eléctrica, se determina el factor de disponibilidad. Para las centrales de fuente primaria agua y biomasas del SIN, se asume el factor de utilización histórico como el factor de disponibilidad, FD_k , estimándose su valor en 53% y 39%, respectivamente.

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

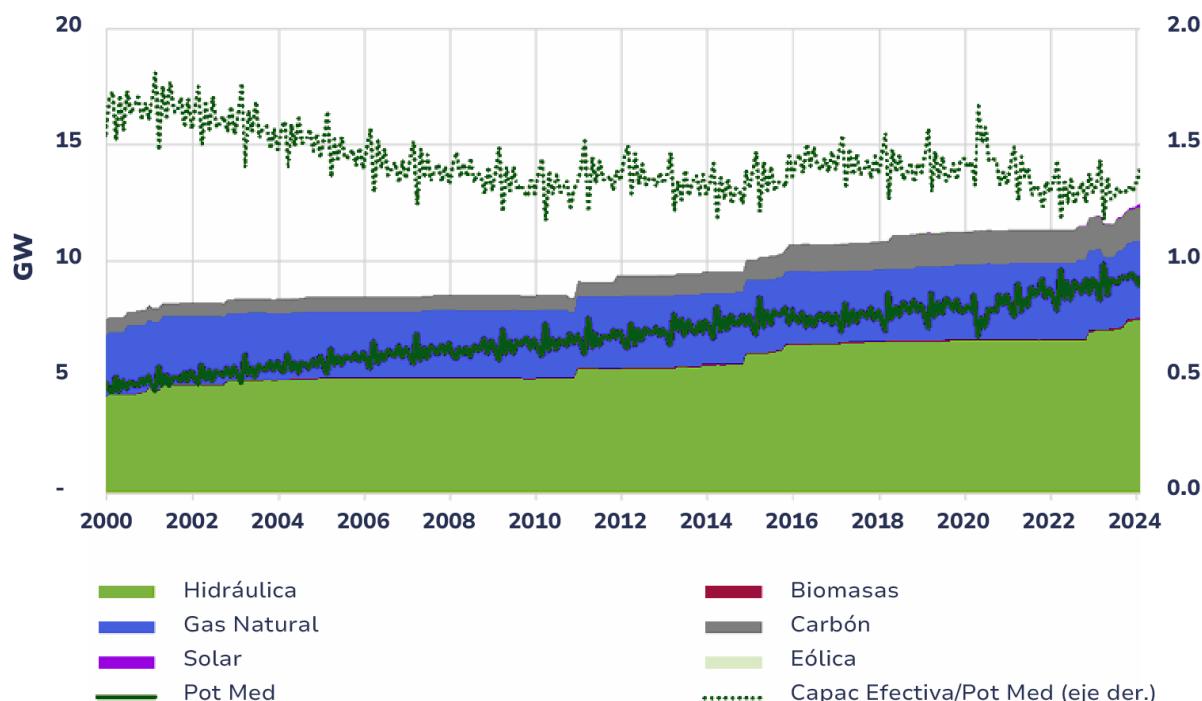
Donde:

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

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

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

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



Gráfica 55: Capacidad efectiva de generación eléctrica histórica.

Fuente: UPME y XM.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra para el SIN la capacidad efectiva de generación histórica (\widehat{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 ($\widehat{P}_t/\bar{P}_t \approx 1.4$).

(4) Proyección de la capacidad efectiva nacional de generación futura (\widehat{G}_t): para cada periodo t futuro, se proyecta la capacidad efectiva de generación de manera que se conserve el cociente \widehat{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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

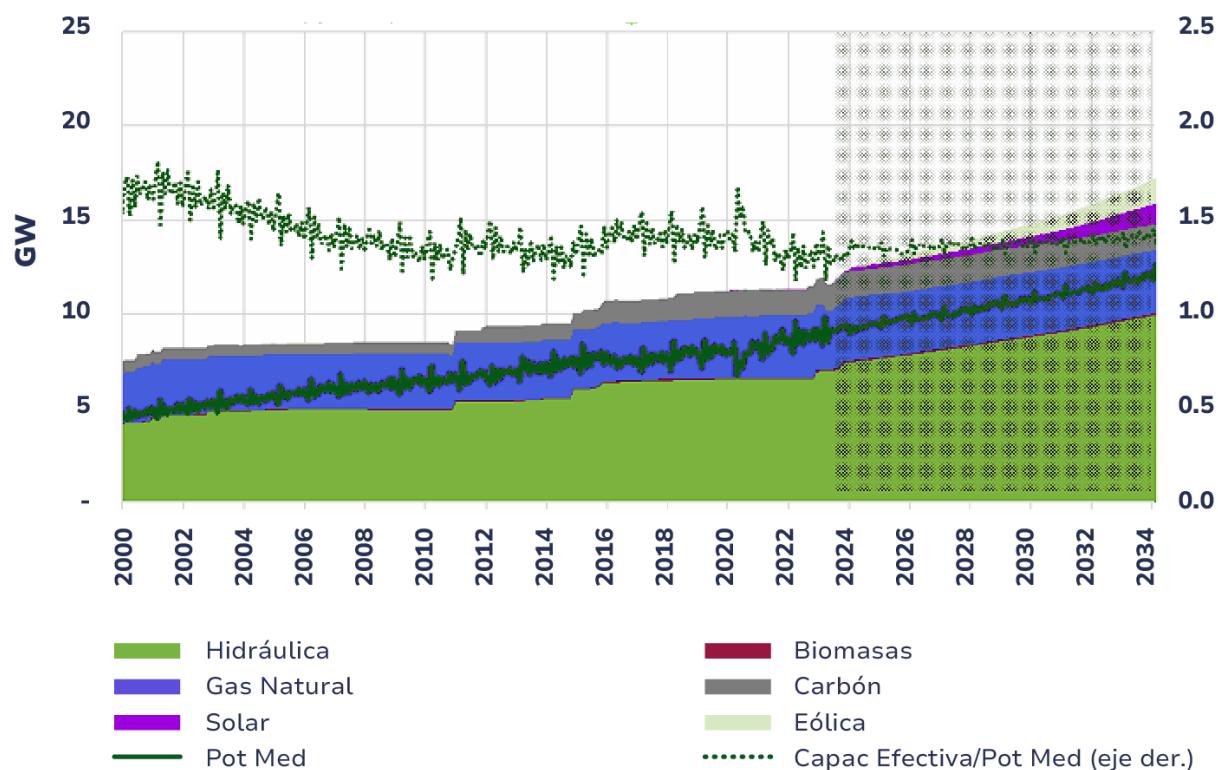
$$\widehat{G}_t/\bar{P}_t \approx 1.4 \approx \widehat{P}_t/\bar{P}_t$$

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 plazo⁴⁸ (2023-2026). 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 (\widehat{G}_t) es el agregado de las capacidades efectivas de cada una de las centrales ($\widehat{G}_{k,j,t}$):

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

(5) Proyección de la capacidad instalada de generación ($GMáx_{k,j,t}$): La capacidad instalada de cada central ($GMáx_{k,j,t}$) depende del factor de disponibilidad definido según recurso primario; ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

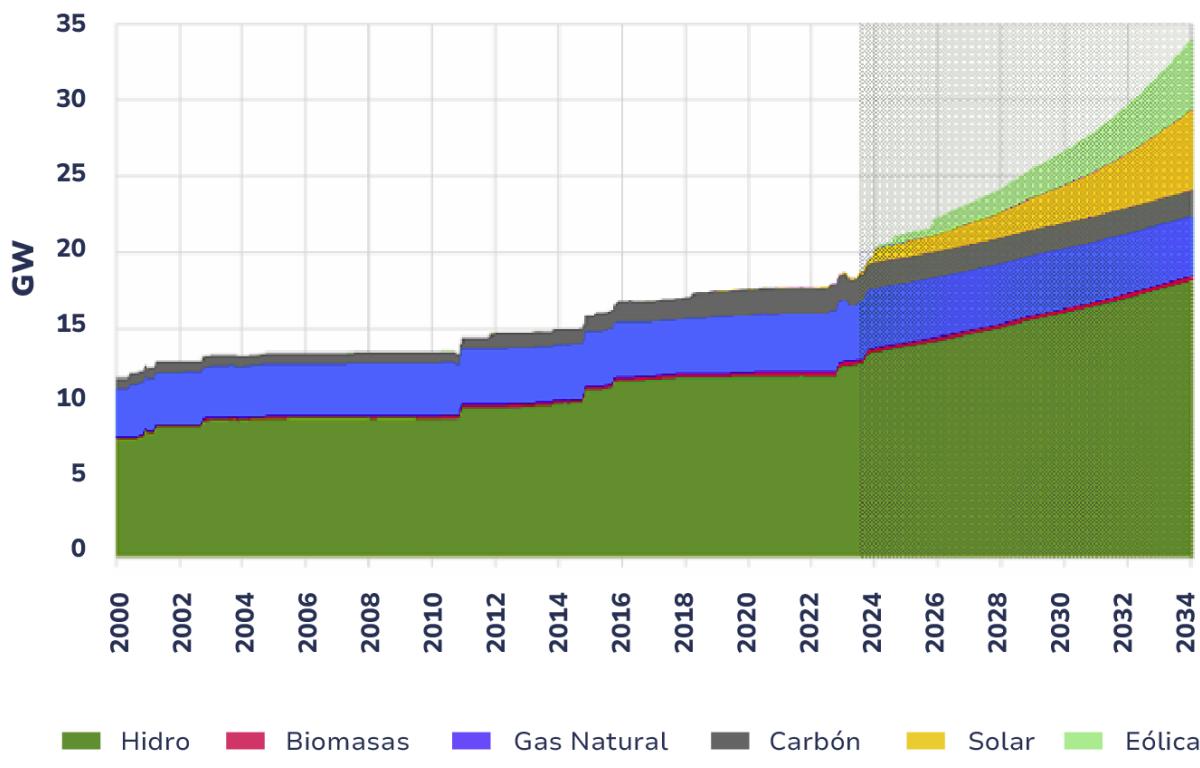
$$GMáx_{k,j,t} = \widehat{G}_{k,j,t} / FD_k$$



Gráfica 56: Capacidad efectiva de generación eléctrica histórica y proyectada.

⁴⁸ Disponible en: <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/obligaciones-de-energia-0>
<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo>

Fuente: UPME.



Gráfica 57: Capacidad instalada de generación eléctrica histórica y proyectada.

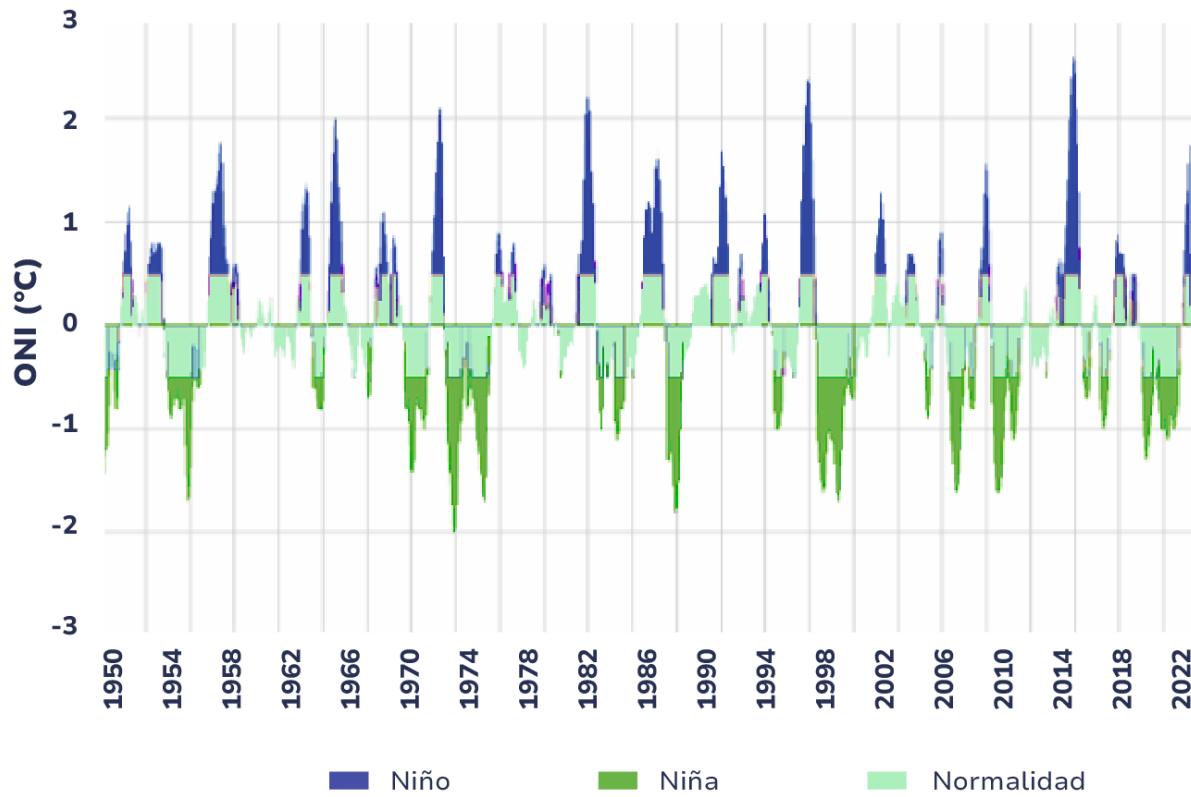
Fuente: UPME.

Proyección de los escenarios de caudales⁴⁹

- (1) Relación de la anomalía de temperatura en el Océano Pacífico y los aportes hidrológicos al SIN.

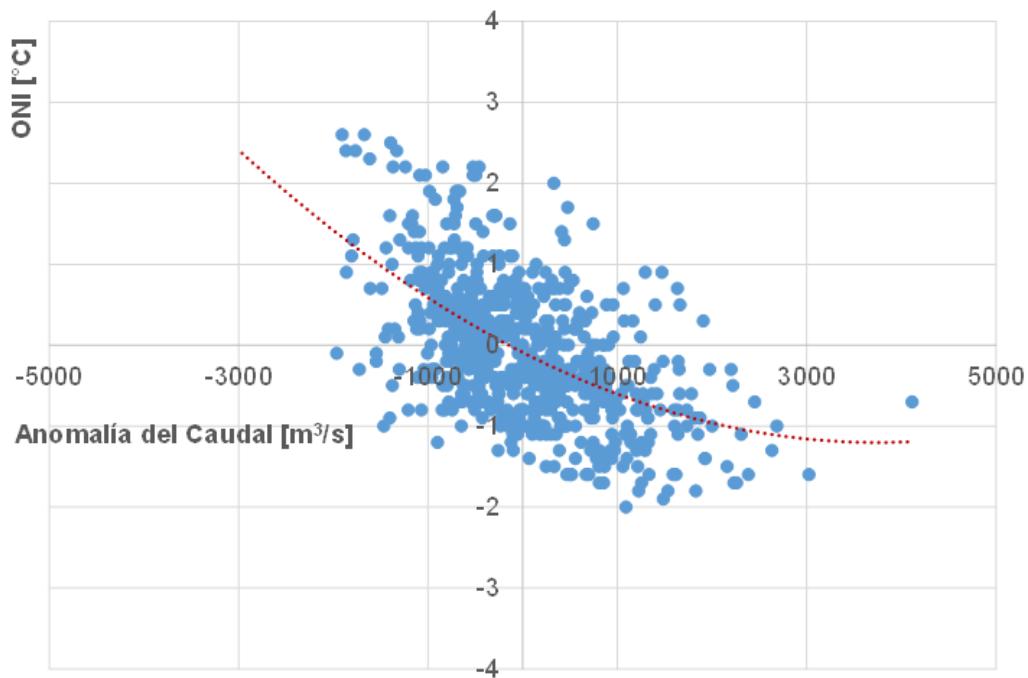
Un indicador de esta anomalía es el ONI (Oceanic Niño Index). A continuación, la Gráfica 58 presenta cómo ha evolucionado tal anomalía desde que se tiene registro en 1950. Considerando la relación inversa que tal variable tiene con los aportes hidrológicos al SIN (Gráfica 59), se considera determinante para proyectar estos y consecuentemente la demanda de gas natural en la operación del SIN.

⁴⁹ Se sigue la metodología expuesta en el numeral 2.2 del documento del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf



Gráfica 58: Anomalía histórica de temperatura en el Océano Pacífico

Fuente: NOAA. Cálculos UPME.



Gráfica 59: Relación entre la Anomalía de Temperatura

Fuente: XM y NOAA. Cálculos y UPME.

(2) Prospectiva de anomalía de temperatura en el océano Pacífico

A esta variable se descompone en sus partes estacional y no estacional. El componente estacional del ONI para cada mes es el promedio histórico para los correspondientes meses pasados; el no estacional se determinará más adelante.

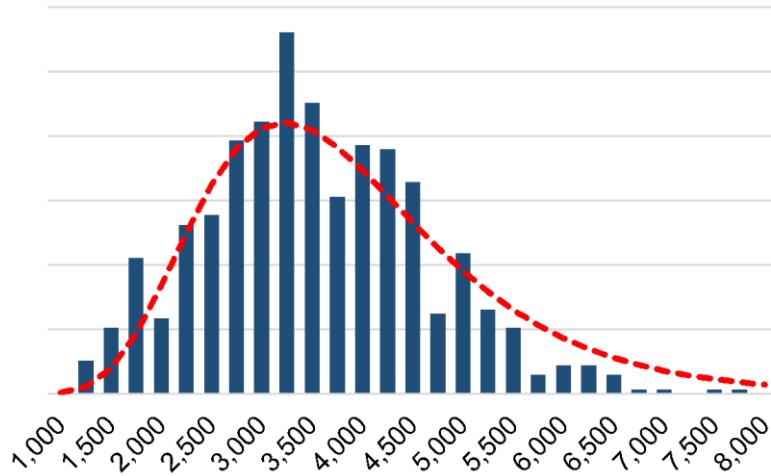
$$ONI_n = ONI_n^{EST} + ONI_n^{NEST}$$

(3) Relación de la anomalía de temperatura en el Océano Pacífico y los aportes hidrológicos al SIN.

Asumiendo que los caudales siguen una distribución log-normal (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), la proyección de los caudales a cada una de las centrales de generación hidráulica tiene un componente estacional (q_n^{Est}) y otro no estacional q_n^{NEst} .

$$\ln(q_n) = \ln(q_n^{Est}) + \ln(q_n^{NEst})$$

Donde el componente estacional de caudal para cada mes es el promedio histórico de caudal de los correspondientes meses pasados.



Gráfica 60: Histograma de los caudales afluentes al SIN

Fuente: XM. Cálculos y UPME.

Y el componente no estacional del caudal se somete a un filtro autorregresivo de orden 12, teniendo como señal de entrada el ONI no estacional. Los coeficientes b , a_v y c son calculados mediante una regresión de mínimos cuadrados ordinarios, haciendo uso de información histórica:

$$\ln(q_n^{NEst}) = b + \sum_{v=1}^{12} a_v \cdot \ln(q_{n-v}^{Est}) + c \cdot ONI_n^{NEst}$$

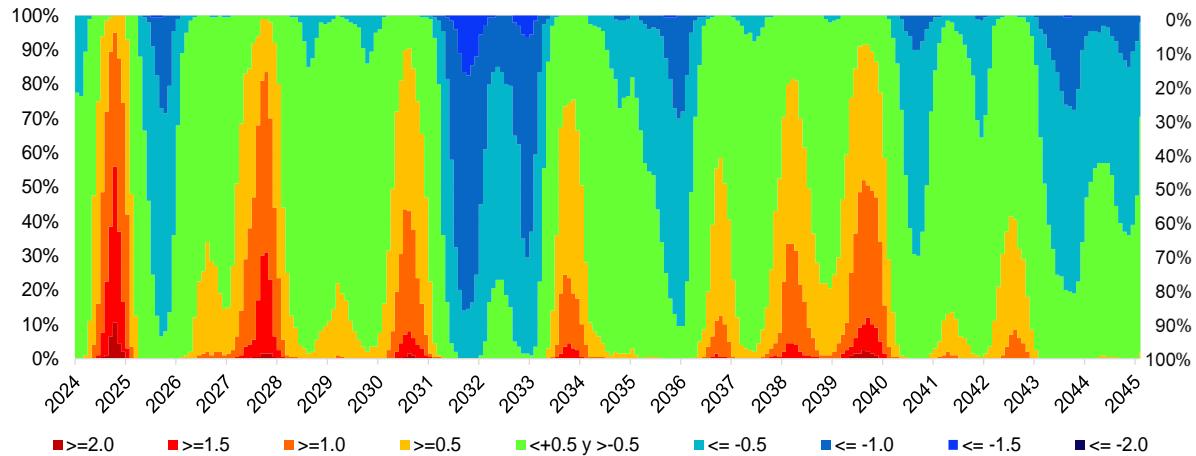
Para la estimación del ONI futuro se recurrió a:

$$ONI_n = \sum_{v=1}^{12} a_v \cdot ONI_{n-v} + b_{1,1} \cdot \cos(\omega n) + b_{1,2} \cdot \sin(\omega n) + b_{2,1} \cdot \cos(3\omega n) + b_{2,2} \cdot \sin(3\omega n) + u_n$$

Donde ONI_n es la serie histórica, a_v son los coeficientes de la parte autorregresiva, $b_{i,j}$ son los componentes de la parte armónica, ω es una frecuencia asumida por medio de pruebas empíricas en 36 meses y u_n es ruido blanco.

(4) Prospectiva de anomalía de temperatura en el Océano Pacífico y de los caudales afluentes al SIN.

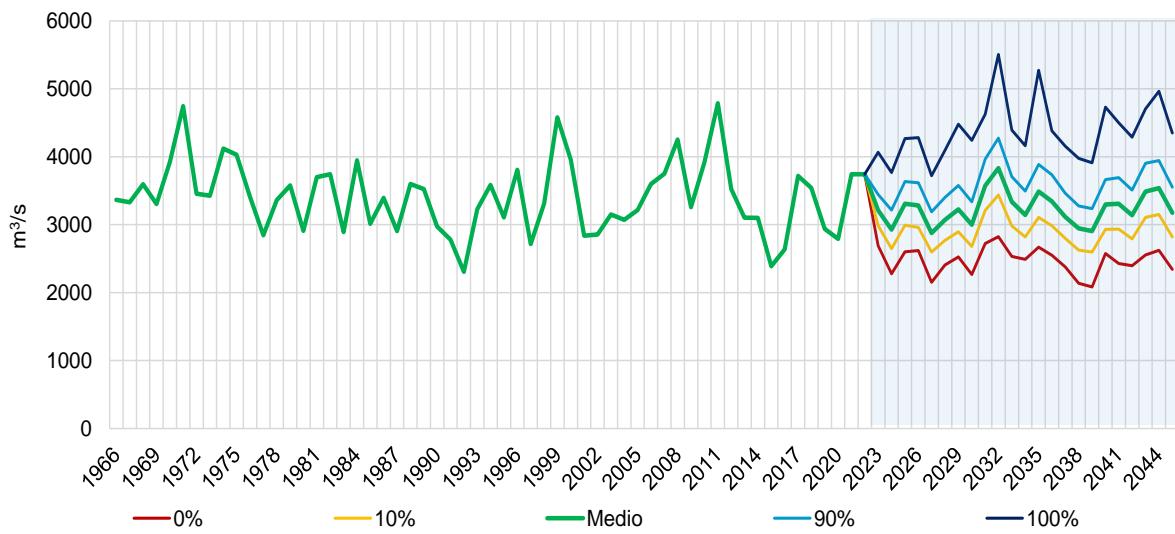
De la metodología expuesta en los anteriores ítems (2) y (3) se proyectan 200 series de ONI. En la Gráfica 61 se presenta de manera probabilística la prospectiva de este indicador, donde los tonos hacia el rojo indican anomalías positivas de diferente grado (relacionados con fenómenos de El Niño), y los tonos hacia el azul indican anomalías negativas (relacionados con fenómenos de La Niña).



Gráfica 61: Prospectiva probabilística de anomalía de ONI.

Fuente: UPME.

Para cada una de estas 200 series de ONI se generan 10 potenciales series de caudales para cada uno de los 69 afluentes al SIN. Estos surgen del residuo obtenido de una regresión de mínimos cuadrados ordinarios entre ambas variables. Para las 2000 series antes aludidas, la Gráfica 62 presenta el caudal medio (más cercano al promedio histórico) y varios percentiles; esto para el agregado nacional afluente al SIN.



Gráfica 62: Prospectiva del caudal agregado afluente al SIN.

Fuente: UPME y XM.

Simulación de la operación futura del SIN

El despacho eléctrico se calcula de acuerdo con la disponibilidad de recursos en los cuales no solo se encuentra el gas, sino el agua, el carbón y las renovables no convencionales que cada vez están ganando mayor participación. La competencia entre las diversas centrales y fuentes primarias de electricidad se

hace mediante la minimización de costos de racionamiento, producción de energía, arranques y paradas del SIN.

La suma de los mencionados costos resulta en un costo agregado cuyo objetivo es minimizarlo, satisfaciendo las restricciones operativas que tenga el sistema. Su ecuación se presenta a continuación donde la variable CT representa el costo a minimizar:

$$CT = \sum_{t=1}^T \left[p_R \cdot \sum_{k=1}^K (D_{t,k} + \delta_{t,k}) + \sum_{s=1}^S \sum_{k=1}^K \sigma_{t,k,s} \cdot (p_{S;s,t} + c_{Tr;s,t}) + \sum_{s=1}^S \sum_{k=1}^{K-1} c_{Arr;s,t} \cdot |\sigma_{t;k+1,s} - \sigma_{t;k,s}| \right]$$

Donde:

$D_{t,k}$: Demanda total de energía eléctrica producida por el sistema, durante el bloque k del periodo t.

$\delta_{t,k}$: generación total de energía eléctrica producida por el sistema, durante el bloque k del periodo t; es igual a la energía consumida.

p_R : costo de racionamiento por unidad de energía.

$\sigma_{t,k,s}$: generación de energía eléctrica producida por la central s, durante el bloque k del periodo t.

$p_{S;s,t}$: costo del combustible para generación de energía eléctrica para la central s, durante el periodo t.

Se tienen los siguientes supuestos:

- La optimización se hace sobre un horizonte de tiempo T , con periodos t de resolución mensual.
- No se considera transmisión de energía; en su generación el sistema es uninodal.
- Las variaciones de la demanda eléctrica $D_{t,k}$ que se presentan durante el periodo t (p.e. la curva de carga diaria) se modelan como variaciones de nivel y duración en los bloques k.
- Las centrales térmicas no tienen restricción en cuanto a disponibilidad de combustible, aunque éstas pueden contar con diferentes combustibles a diferentes costos.

Se tienen las siguientes restricciones:

- La generación total de energía del sistema no puede exceder la demanda de este y debe ser mayor que cero.

$$D_{t,k} \geq \delta_{t,k} \geq 0$$

- La generación de cada central está limitada por el menor entre la disponibilidad de su recurso primario y su disponibilidad operativa.

$$\min \{ S'_{t,k,s} + \beta_{t,k,s} \cdot q_{t,s}^T , IH_{t,s} \cdot S_{t,k,s} \} \geq \sigma_{t,k,s} \geq 0$$

Donde:

$S'_{t,k,s}$: disponibilidad del recurso energético primario la central s, durante el bloque k del periodo t. En el caso de las centrales térmicas se asume un valor tan grande que asegure que no se limite su operación. En el caso de las centrales de fuente primaria renovable se asume un valor de cero.

$q_{t,s}^T$: en el caso de las centrales hidráulicas corresponde a los caudales turbinados; en el caso de las centrales no convencionales corresponde a la disponibilidad de la energía primaria eólica o solar.

$\beta_{t,k,s}$: coeficiente de proporcionalidad entre el recurso energético primario y la energía eléctrica que la central s produce, durante el bloque k del periodo t.

$S_{t,k,s}$: capacidad de generación de la central s, durante el bloque k del periodo t.

$IH_{t,s}$: indisponibilidad de la central s, durante el periodo t.

- La energía entregada por las centrales debe corresponder el consumo de esta.

$$\sum_{s=1}^S \sigma_{t,k,s} = \delta_{t,k}$$

- Los caudales turbinados en cada periodo t:

$$q_{t,s}^T = q_{t,s}^A + \sum_{r=1; r \in IN(s)}^S q_{t,r}^T + \frac{V_{t,s} - V_{t+1,s}}{\Delta t}$$

$q_{t,s}^A$: caudal directamente afluente a la central hidráulica s.

$q_{t,s}^T$: caudal turbinado a la central hidráulica s desde las centrales r, aguas arriba de s.

$V_{t,s}$: volumen del embalse asociado a la central s.

- Los embalses operan entre volúmenes mínimo y máximo:

$$V_s^{Min} \leq V_{t,s} \leq V_s^{Max}$$

- Cada uno de los embalses inicia y termina en volúmenes particulares, para cada periodo de proyección T:

$$V_{t,s} = V_s^{Inic}$$

$$V_{T+1,s} = V_s^{Fin}$$

Al efectuarse optimizaciones de la función CT en sucesivos periodos T se puede modelar el conocimiento que tienen los agentes sobre la hidrología futura. Donde menores valores de T llevan a un manejo menos eficiente del embalse y de los aportes hidrológicos y a un mayor consumo de combustibles fósiles.