PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS

INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL 2025



EDICIÓN **XXVI**
Cifras 2024

Contenido

Pág.

01. Introducción 03

02. Resumen ejecutivo 05

03. Temáticas relevantes: Abastecimiento nacional 15

- 3.1 Contexto 16
- 3.2 Perspectivas del abastecimiento nacional 29
- 3.3 La información en situaciones de escasez 49
- 3.4 Contexto internacional 72

04. Gas Natural en el contexto internacional: 2020-2024 88

- 4.1 Cifras mundiales 89
- 4.2 Cifras del Sur y Centroamérica 108
- 4.3 Cifras de Norteamérica 113

Pág.

05. Gas natural en Colombia 117

- 5.1 Entorno económico 118
- 5.2 Cifras del sector 126

06. Anexos 192

- 6.1 Actualidad regulatoria 2024 - 2025 193
- 6.2 Detalle de cobertura nacional 202
- 6.3 Detalle de municipios sin gas natural 217
- 6.4 Bibliografía 226
- 6.5 Otros anexos 231





1. INTRODUCCIÓN

Introducción

En 2024, Promigas celebró sus primeros 50 años de historia. Medio siglo de un esfuerzo empresarial que ha contribuido a la consolidación del sector de gas natural en Colombia, a la proyección internacional de la industria nacional y, sobre todo, al desarrollo económico de las regiones donde la compañía y sus filiales prestan los servicios de gas natural y energía eléctrica.

Ese mismo año, sin embargo, no fue solo de celebración. Tras varias décadas de crecimiento sostenido, soportado en la producción de un recurso que abunda en nuestro subsuelo, el sector comenzó a enfrentar un desafío de gran envergadura: el abastecimiento. El 2024 será recordado como el inicio de la importación permanente de gas natural para segmentos distintos a la generación térmica.

Por esta razón, la nueva edición del Informe del Sector Gas Natural en Colombia tiene como eje central el abastecimiento nacional de este energético. Este tema se desarrolla en el capítulo 3, dividido en cuatro secciones con información y análisis objetivos que buscan enriquecer al debate sectorial.

La primera sección examina los esfuerzos globales frente al cambio climático y la transición energética, lo cual sirve de marco para el análisis del abastecimiento de gas natural en Colombia. La visión internacional cobra más relevancia para Colombia porque la pérdida de la autosuficiencia del mercado colombiano ocurre justo cuando los debates y decisiones de política pública en torno al gas natural se entrelazan con la agenda climática global y nacional.

En esta sección se muestra que los objetivos de la transición energética -hoy considerada más como "agregación energética"- orientados a limitar el calentamiento global a 1,5°C, aunque deseables, ya no parecen alcanzables. En este contexto, el gas natural no solo se mantiene en la matriz mundial, sino que se reposiciona como un actor clave en la seguridad energética, la resiliencia climática y la viabilidad económica de la transición/agregación. La segunda sección revisa las perspectivas del abastecimiento futuro en Colombia. Entre otros aspectos, se destaca que, pese a la magnitud de los recursos descubiertos, especialmente en áreas costa afuera, persisten contingencias técnicas, ambientales, sociales y contractuales que impiden su conversión en reservas.

Allí se concluye que el sector requiere una visión de largo plazo, decisiones oportunas y una coordinación efectiva entre autoridades nacionales y locales, el sector privado y las comunidades, con el fin de superar dichas contingencias, asegurar el desarrollo de las reservas e impulsar la ampliación de la capacidad de transporte.

La tercera sección analiza la creciente importancia de la información en un mercado deficitario. Por un lado, la incertidumbre sobre el balance entre oferta y demanda, exacerbada por la variabilidad climática y la dependencia del respaldo térmico, evidencia las limitaciones de los enfoques determinísticos tradicionales de la planeación sectorial.

Por otro lado, la calidad y oportunidad de la información sobre las relaciones comerciales entre los agentes de la cadena y las gestiones operativas se convierte en un factor crítico para el funcionamiento del mercado. En este escenario, el Gestor del Mercado tiene tanto el potencial como la responsabilidad de asumir un papel más protagónico.

La última sección del capítulo 3 presenta un recuento de hechos relevantes ocurridos en el mercado internacional de gas natural en 2024 y una perspectiva de su comportamiento en el corto plazo. Todo ello bajo la premisa de que la nueva condición del abastecimiento nacional refuerza la necesidad de seguir de cerca la evolución del mercado global.

Se destacan los cambios recientes en la regulación que abren la puerta a importaciones mediante contratos de más largo plazo. No obstante, persiste la necesidad de mayor flexibilidad para que la regulación colombiana se ajuste a las prácticas comerciales internacionales, condición esencial para viabilizar contratos de largo plazo, fundamentales para garantizar el abastecimiento del país a precios eficientes.

Por otra parte, esta nueva entrega, como las anteriores del Informe del Sector Gas Natural en Colombia, incluye un compendio de las principales estadísticas del sector, tanto en el ámbito mundial como en el nacional. De esto se ocupan los capítulos 4 y 5, respectivamente, que hacen énfasis en lo ocurrido durante el período 2020-2024.

Estas cifras permiten comparar las condiciones del sector antes de la pandemia del COVID 19 con aquellas posteriores, no solo a la pandemia, sino también a la convulsión generada por la invasión de Rusia a Ucrania. Así, ofrecen elementos para dimensionar el "nuevo normal" hacia el que el mercado global se ha ido aproximando de manera gradual.

La vigésimo sexta edición del Informe del Sector de Gas Natural en Colombia brinda información de valor para analizar la coyuntura actual del sector energético nacional y prepararse para los retos de abastecimiento que enfrenta.

En estas páginas se demuestra una vez más el rol estratégico del gas natural para hacer una transición ordenada en Colombia, que disminuya la pobreza energética que todavía afecta a millones de ciudadanos y que contribuya a lograr las metas de sostenibilidad y descarbonización de nuestro país.

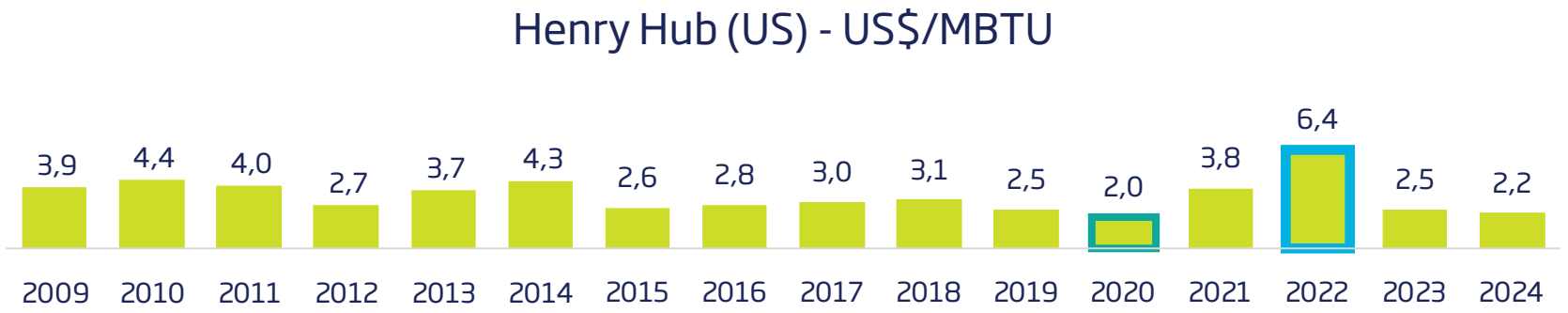


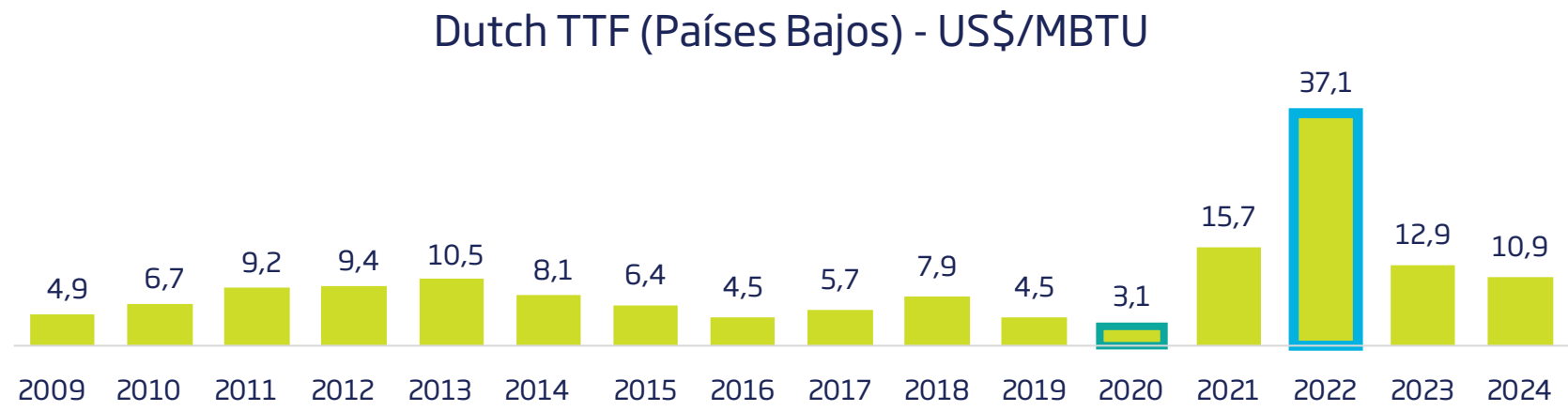
Juan Manuel Rojas Payán
Presidente Promigas

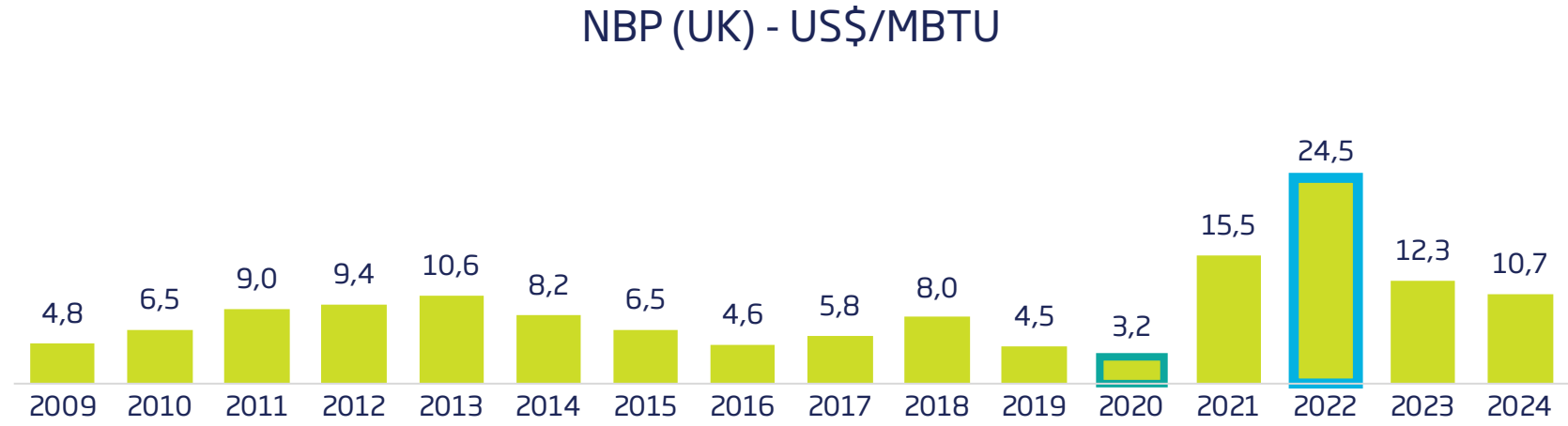


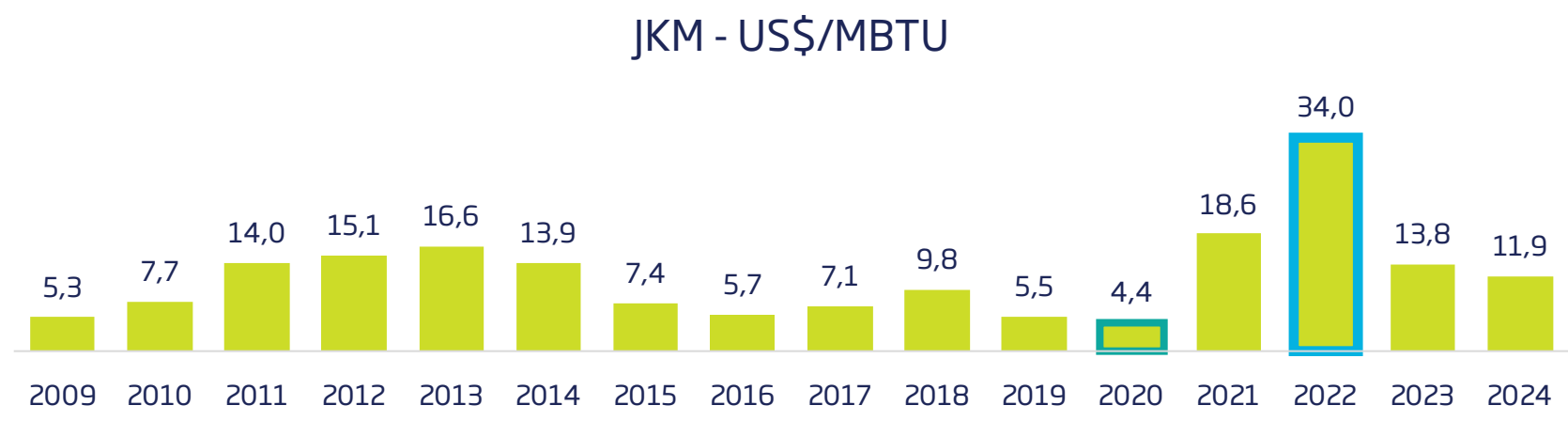
2. RESUMEN EJECUTIVO

Precios del gas natural en el mercado internacional, entre 2009 y 2024





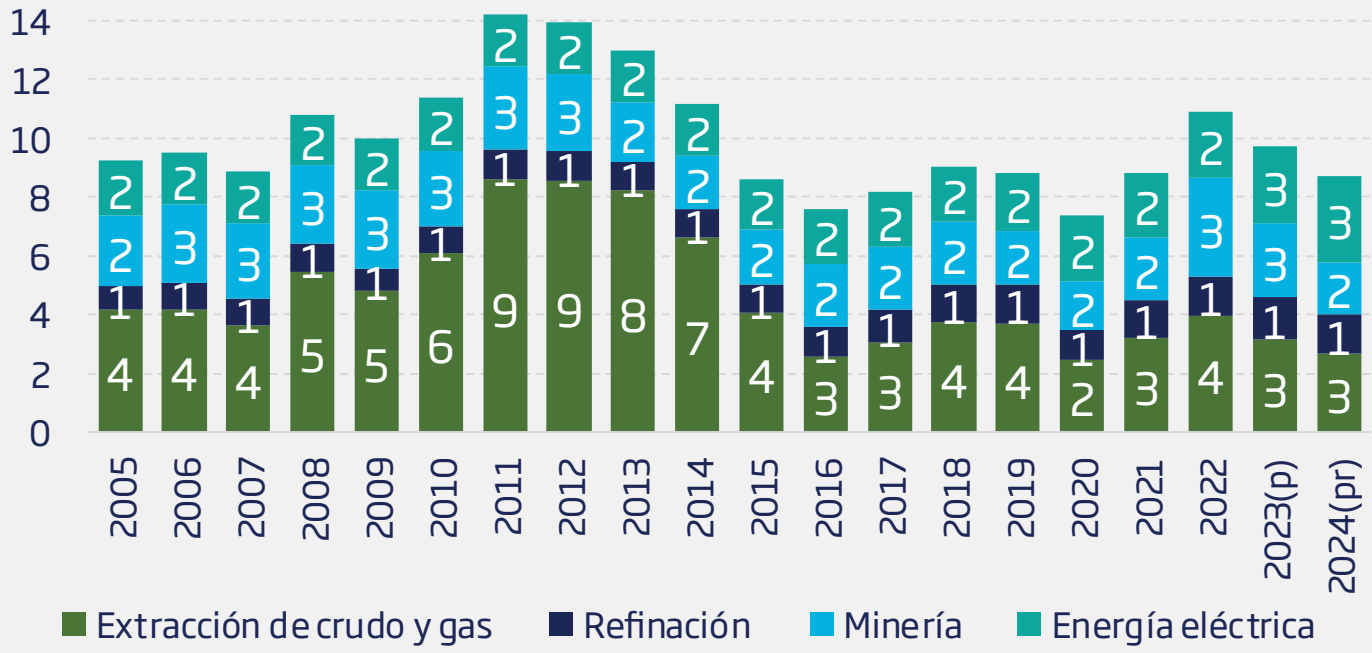




Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Entorno económico de Colombia

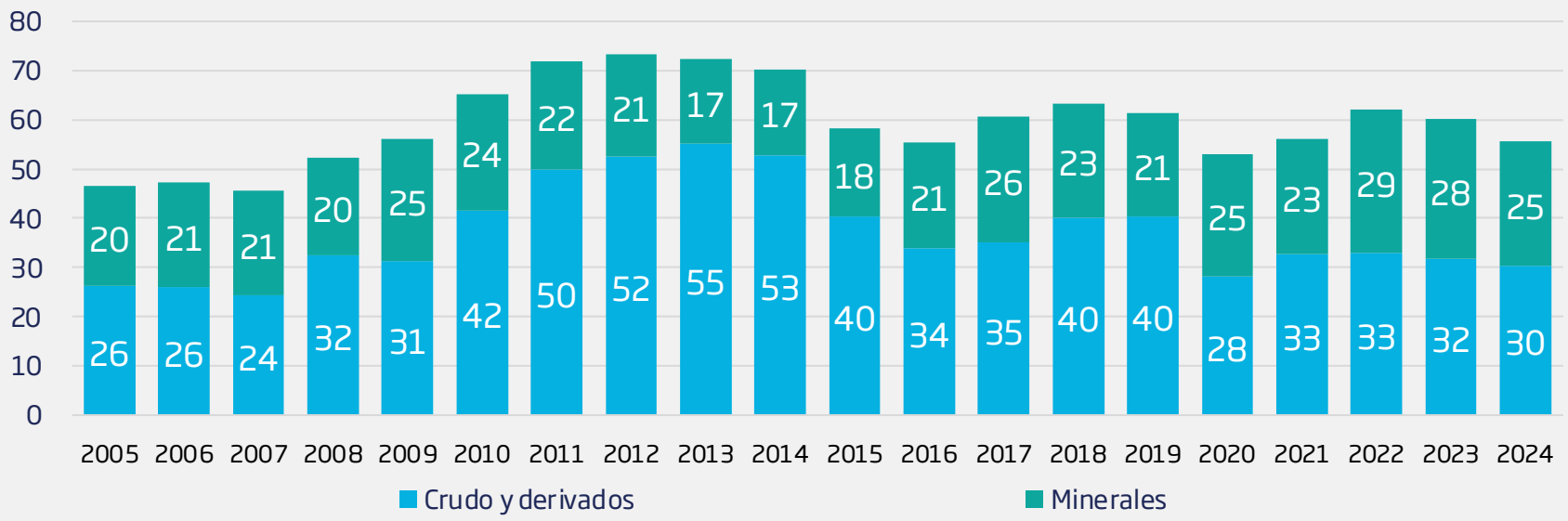
Participación del sector de minas y energía en el PIB (Porcentaje del PIB)



Fuente: DANE

(P) Provisional (Pr) Preliminar

Participación del sector de minas y energía en las exportaciones (Porcentaje)



Fuente: Banco de la República

Cifras de gas natural en Colombia

Colombia 2024

2.064 Gpc

Se registra una tendencia decreciente entre 2021 y 2024, con un descenso del 34,8%.





351 Gpc

La incorporación de reservas de gas natural fue de 42 gigapiés cúbicos (Gpc) durante 2024, mientras que la producción fue de 351 Gpc. La diferencia entre estos dos valores explica la caída de 309 Gpc en las reservas probadas.

Reservas

Producción



7.775 km

Aunque TGI cuenta con el 52% de la red, transporta el 44% del gas, mientras que Promigas y sus filiales movilizan el 52% del volumen con el 42% de la infraestructura.

Transporte

Consumo

Entre 2020 y 2024, el consumo de gas natural creció en 15%, apoyado principalmente en los sectores termoeléctrico, industrial y comercial.



Usuarios



11.876.205

La región Andina, con más de 7,4 millones de usuarios al término de 2024, reúne al 62,6%. En esta, Antioquia fue el departamento con el mayor aumento con 242.000 usuarios y en el Caribe, Atlántico tuvo el mayor incremento con 112.000 usuarios. Se estima que alrededor de 36 millones de colombianos cuentan con el servicio público domiciliario.

Fuente: elaboración propia

Oferta interna bruta de energía primaria en Colombia entre 2020 y 2024 (TJ)

Fuentes de energía	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Petróleo	729.472	782.629	797.194	910.046	899.930	5%	(1%)
Gas natural	443.827	443.221	433.916	444.145	456.350	1%	3%
Hidroelectricidad	184.688	225.248	239.647	211.452	192.055	1%	(9%)
Carbón	238.372	216.774	265.820	293.177	331.696	9%	13%
Renovables	26.818	34.081	35.440	42.968	49.413	17%	15%
Otros	207.410	194.698	203.604	201.208	199.441	(1%)	(1%)
Total	**1.830.587**	**1.896.651**	**1.975.621**	**2.102.995**	**2.128.885**	**4%**	**1%**

Fuente: años 2020 a 2023 tomados del BECO - UPME. Año 2024 estimado con los crecimientos por fuente de energía del Statistical Review of World Energy 2025.
Nota: 'otras renovables' incluye energía solar fotovoltaica, energía eólica, caña molida y aceite de palma para producción de alcohol carburante y biodiésel, respectivamente. 'Otros' incluye: leña, bagazo, y recuperación y residuos.'Otros' incluye: leña, bagazo, y recuperación y residuos.

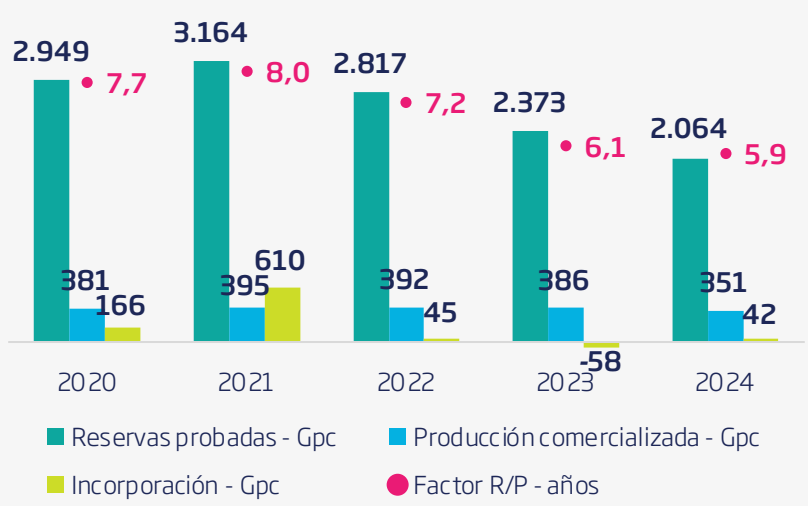
Exploración y reservas

Número de pozos perforados en 2024



Nota: pozos exploratorios A3/A2 clasificación LAHEE.

Factor R/P entre 2020 y 2024 (Gpc y años)



Fuente: ANH, elaboración propia

Producción fiscalizada de gas natural - Gpc

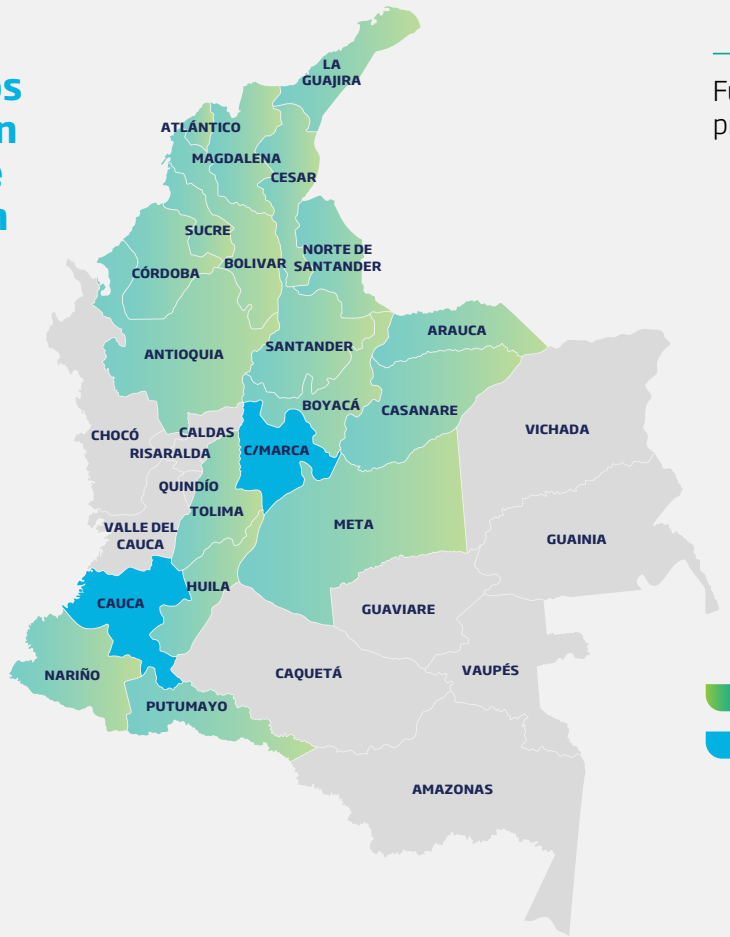
Producción fiscalizada de gas natural, por cuencas, entre 2020 y 2024 (Gpc)

Cuenca	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Llanos Orientales	529	476	414	369	352	(10%)	(5%)
VIM	84	87	89	91	86	1%	(5%)
La Guajira	49	48	47	41	39	(6%)	(5%)
VMM	26	28	32	31	22	(3%)	(27%)
Sinú - San Jacinto	9	10	11	13	11	6%	(15%)
Cuencas menores	11	18	20	19	12	3%	(36%)
Total	**707**	**668**	**612**	**564**	**523**	**(7%)**	**(7%)**

Fuente: ANH, elaboración propia

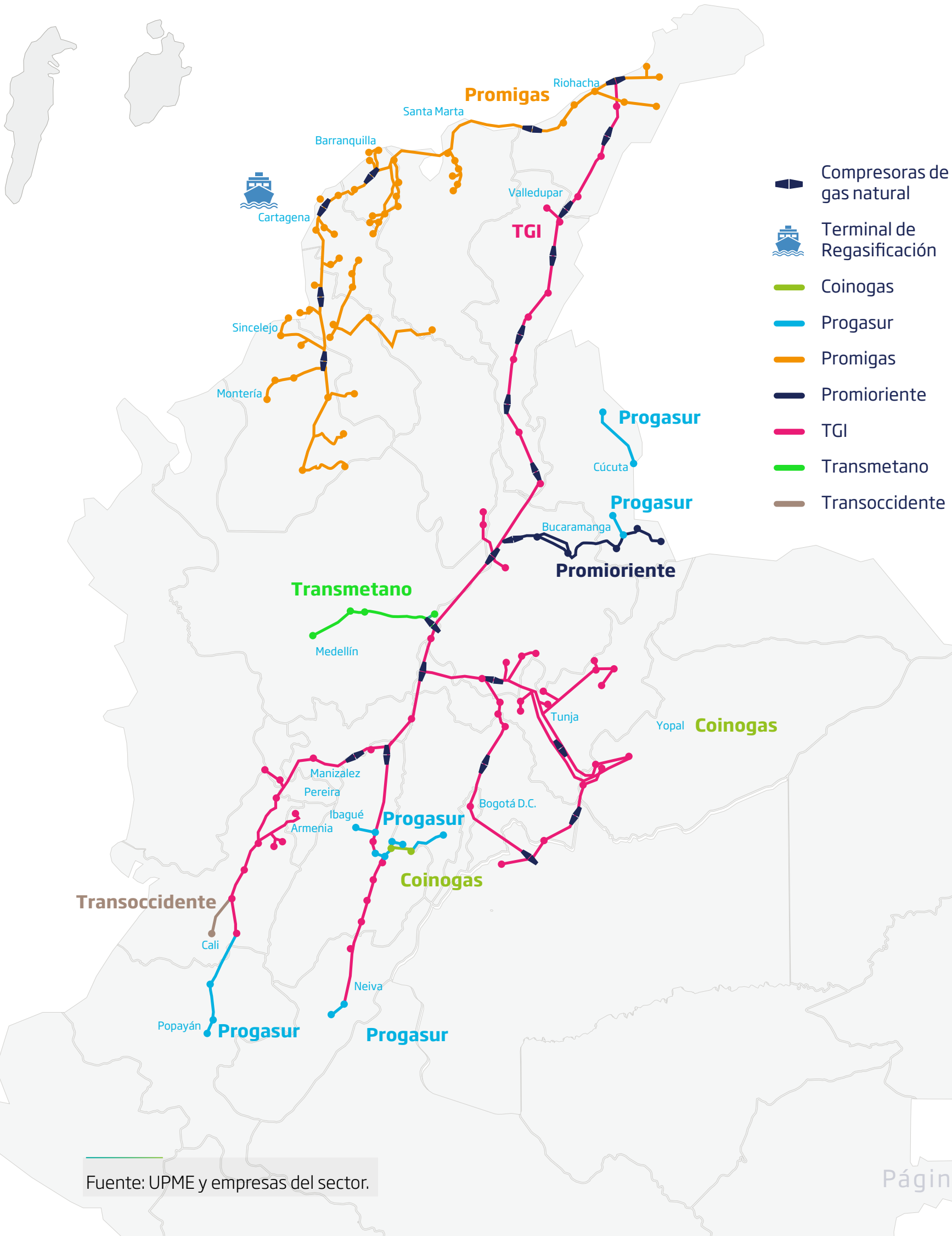
Producción de gas natural

Departamentos con producción fiscalizada de gas natural en 2020 y 2024



Fuente: ANH, elaboración propia

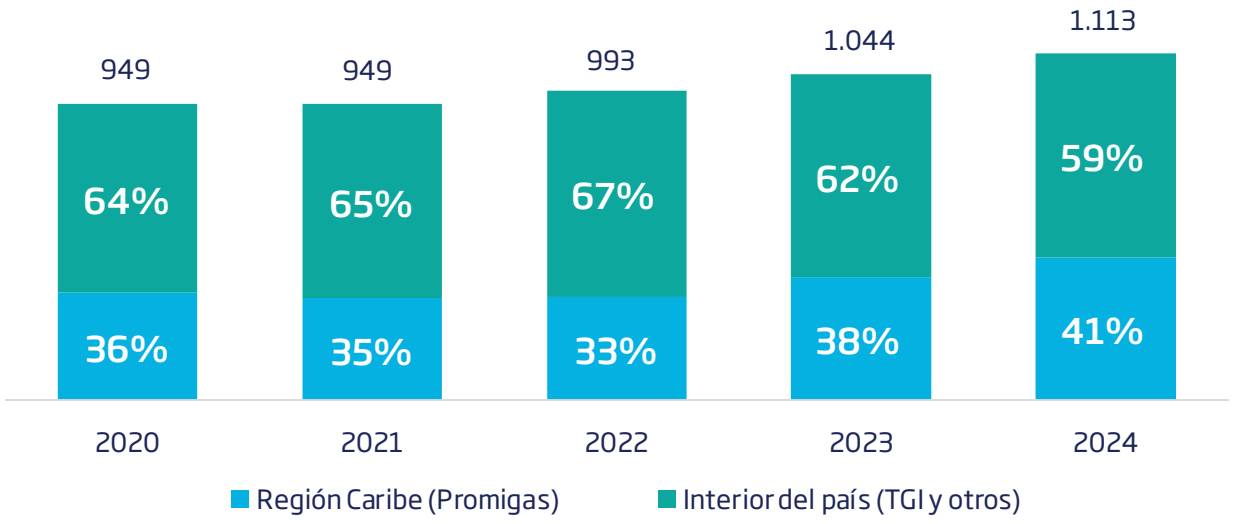
Red de transporte de gas natural, por transportador, en 2024



Fuente: UPME y empresas del sector.

Transporte de gas natural (Mpcd)

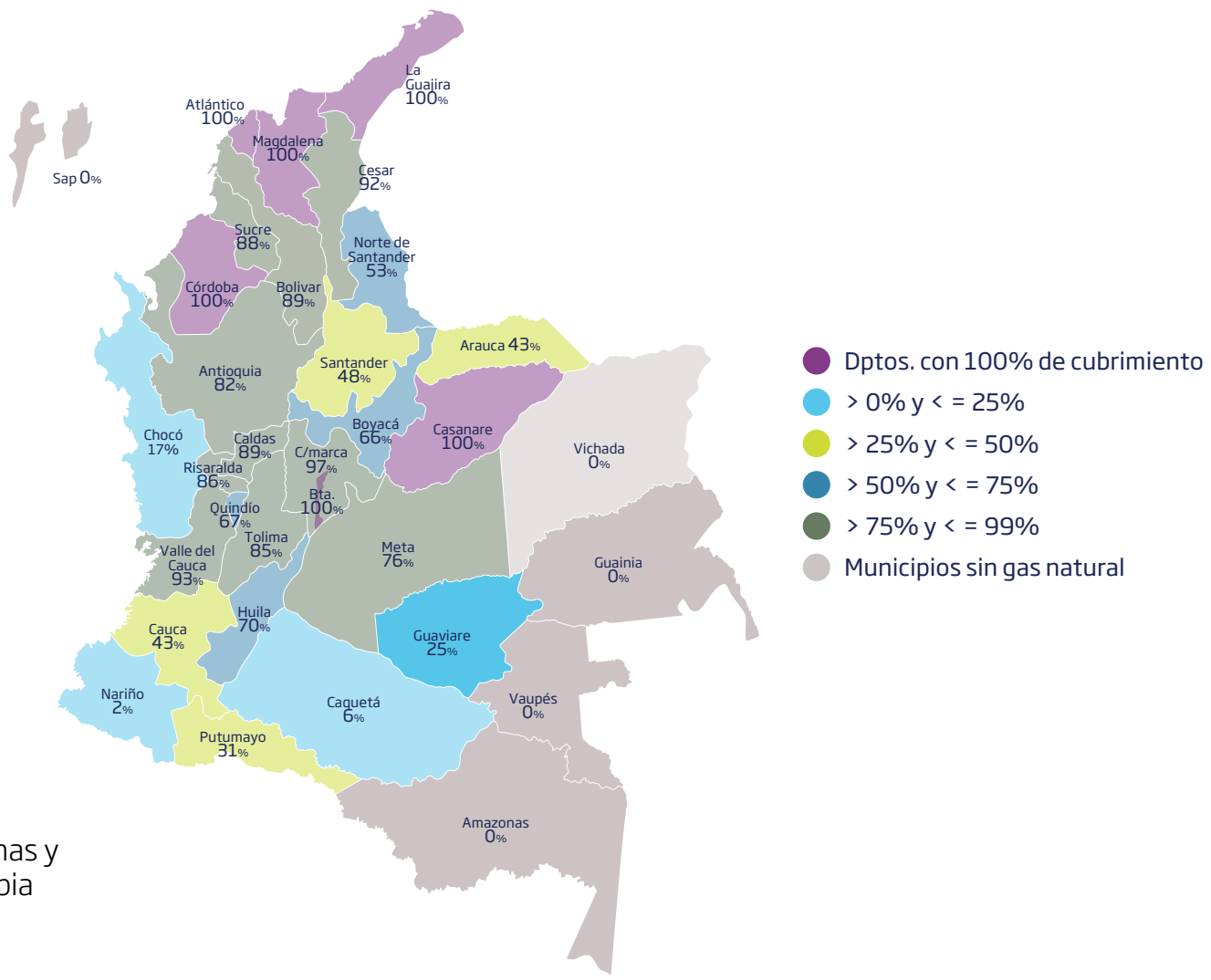
Volumen transportado de gas natural, por región, entre 2020 y 2024 (Mpcd)



Fuente: Promigas y empresas del sector.

Cobertura de gas natural

Municipios con servicio de gas natural, por departamento, en 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

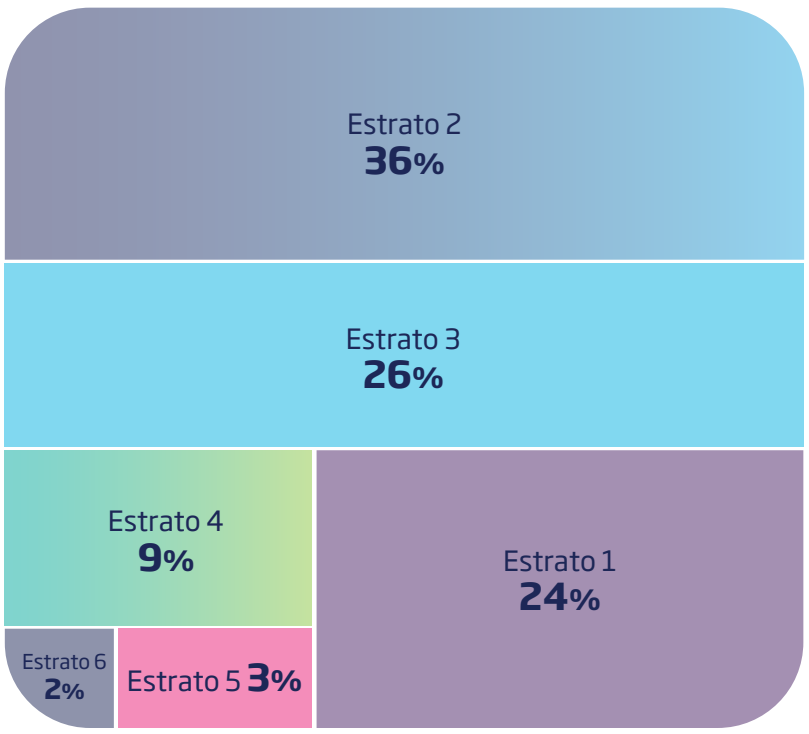
Usuarios de gas natural

Consumo de gas natural, por sector, entre 2020 y 2024 (GBTUD y Mpcd)

Sector	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2023 - 2024	Variación 2023 - 2024
Industrial y comercial	296	314	338	333	323	2%	(3%)
Termoeléctrico	229	191	193	232	322	9%	39%
Residencial	168	174	177	174	176	1%	1%
Petrolero y otros	142	134	143	153	146	1%	(5%)
GNV	50	55	55	53	60	5%	13%
Petroquímico	17	22	24	23	15	(3%)	(35%)
Total	**903**	**891**	**931**	**968**	**1.041**	**4%**	**8%**
Mpcd	**834**	**823**	**860**	**894**	**961**		

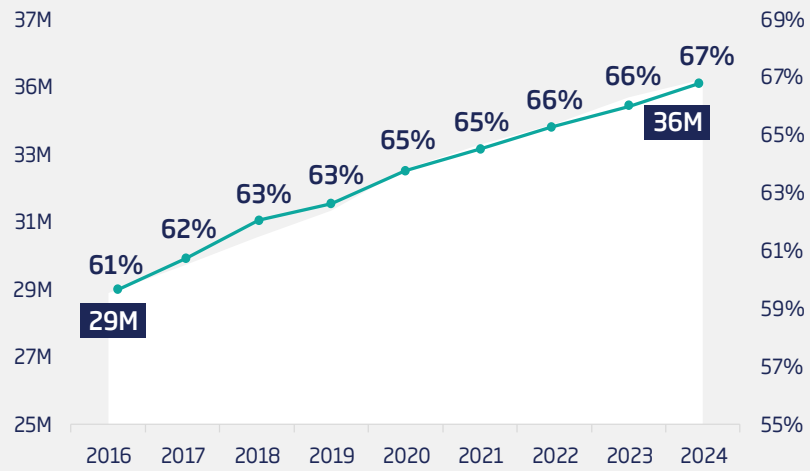
Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia

Usuarios residenciales de gas natural, por estrato, en 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Población con gas natural (Millones de habitantes)



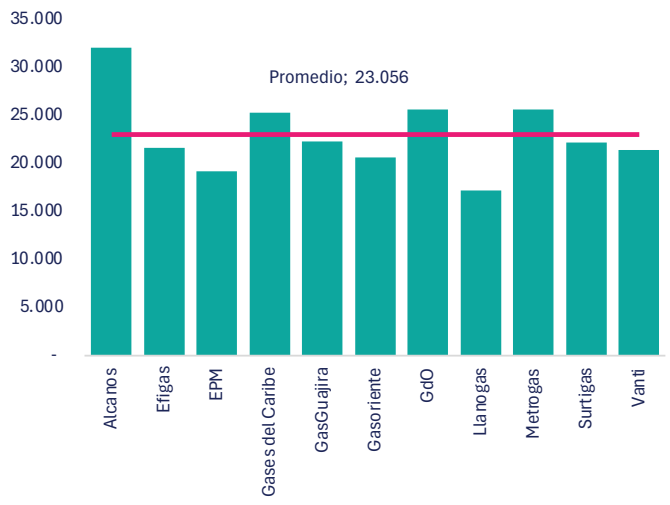
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Tarifa a usuario final 2024

Facturación a usuarios residenciales, diciembre de 2024 ($/factura)

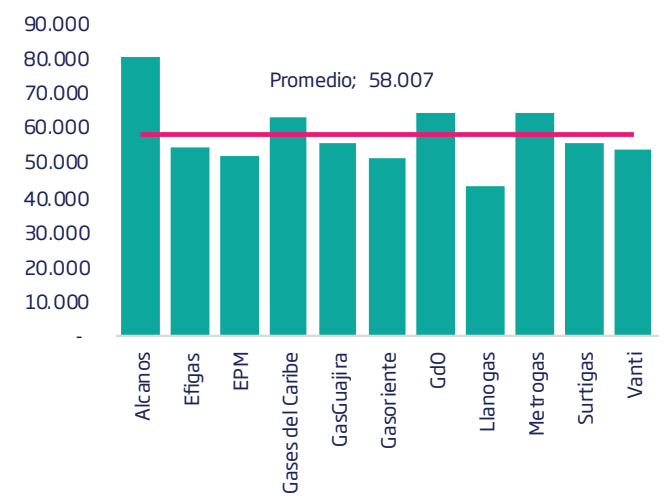
Estrato 1 (20 m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Alcanos	22.182	21.670	23.364	27.432	32.095
Efigas	18.672	18.689	21.700	26.044	21.697
EPM	17.803	18.342	22.342	19.552	19.199
Gases del Caribe	17.367	19.743	22.116	22.449	25.360
GasGuajira	17.540	18.515	21.560	22.500	22.295
Gasoriente	10.309	16.469	17.506	14.455	20.629
GdO	21.224	20.790	25.550	26.452	25.658
Llanogas	12.938	13.760	15.991	16.656	17.216
Metrogas	11.860	12.154	15.253	22.593	25.724
Surtigas	17.100	16.129	19.260	18.916	22.287
Vanti	16.773	17.826	22.630	19.362	21.451
Promedio	**16.706**	**17.644**	**20.661**	**21.492**	**23.056**

Estrato 1 - 2024



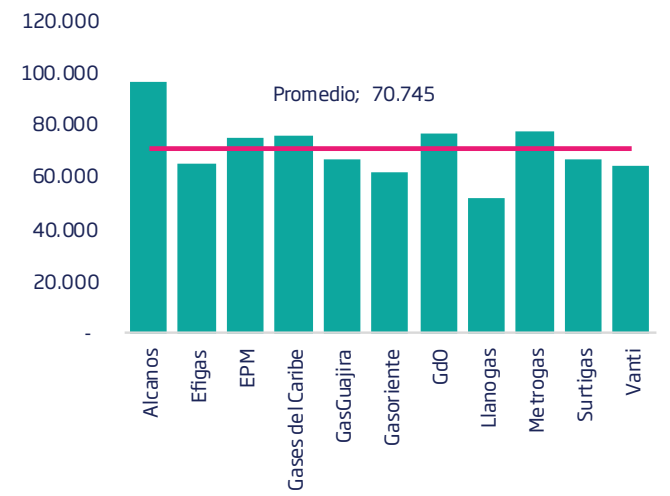
Estratos 3 y 4 (20 m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Alcanos	51.957	59.623	65.945	71.914	80.238
Efigas	43.096	44.610	51.088	53.020	54.243
EPM	41.995	42.946	51.888	48.880	52.049
Gases del Caribe	43.417	49.358	55.290	56.122	63.399
GasGuajira	41.354	44.872	51.973	54.045	55.737
Gasoriente	25.113	41.173	43.766	36.139	51.574
GdO	51.635	52.236	63.875	66.131	64.144
Llanogas	29.353	35.845	45.483	41.639	43.041
Metrogas	30.254	43.903	51.684	56.482	64.311
Surtigas	37.522	37.688	46.175	47.291	55.718
Vanti	37.289	42.948	54.546	48.404	53.628
Promedio	**39.362**	**45.018**	**52.883**	**52.733**	**58.007**

Estratos 3 y 4 - 2024



Estratos 5 y 6 (20 m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Alcanos	62.348	71.548	79.134	86.297	96.285
Efigas	51.716	53.532	61.306	63.624	65.092
EPM	50.394	51.535	62.266	58.656	74.951
Gases del Caribe	52.100	59.230	66.348	67.346	76.079
GasGuajira	46.884	53.847	62.351	64.850	66.885
Gasoriente	30.136	49.408	52.519	43.366	61.888
GdO	61.962	62.683	76.650	79.357	76.973
Llanogas	35.223	43.014	54.580	49.967	51.649
Metrogas	36.303	52.684	62.021	67.779	77.173
Surtigas	45.027	42.089	55.418	56.749	66.862
Vanti	44.747	51.538	65.456	58.085	64.353
Promedio	**46.985**	**53.737**	**63.459**	**63.280**	**70.745**

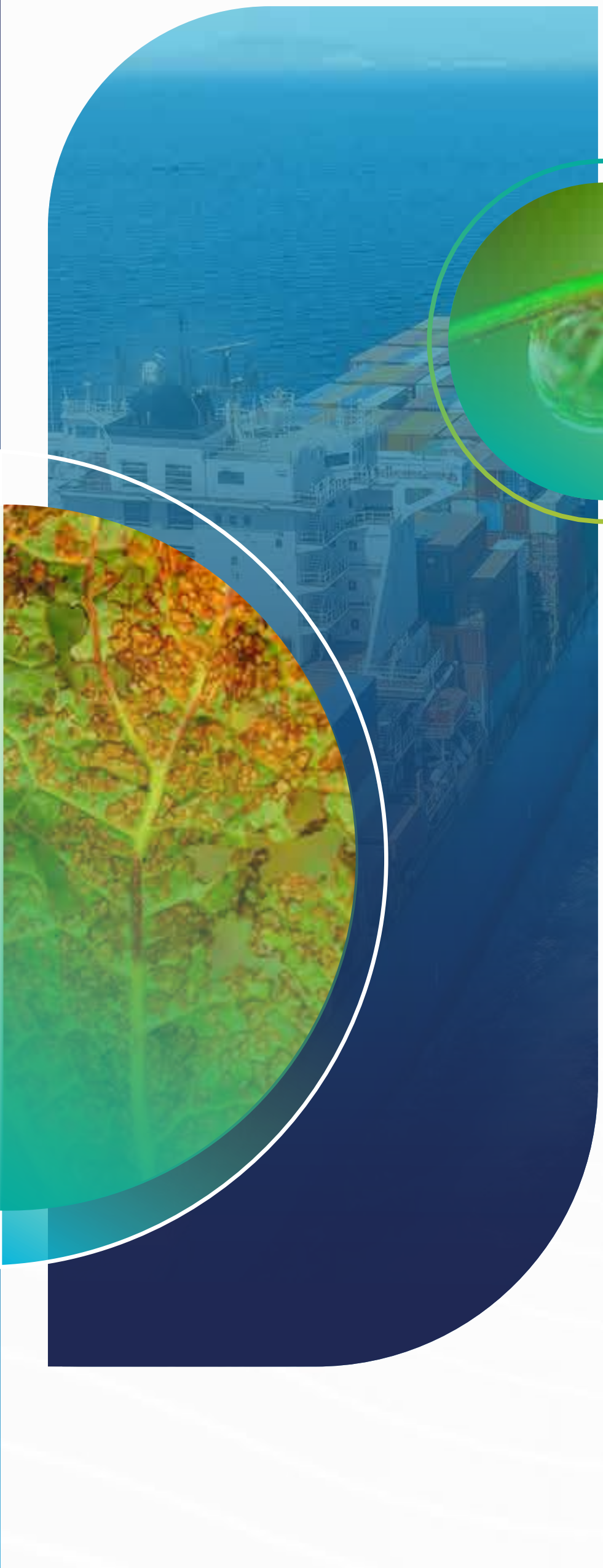
Estratos 5 y 6 - 2024



Fuente: Cálculos propios con base en las publicaciones tarifarias de las empresas del sector.

Nota: los mercados relevantes considerados para cada comercializador son aquellos en los que se encuentran estas ciudades capitales o regiones: Alcanos - Neiva, Efigas - Caldas, EPM - Valle de Aburrá, Gases del Caribe - Barranquilla, GasGuajira - Riohacha, Gasoriente - Bucaramanga, GdO - Cali, Llanogas - Villavicencio, Metrogas - Ocaña, Surtigas - Cartagena, Vanti – Bogotá.

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS



3. TEMÁTICAS RELEVANTES: ABASTECIMIENTO NACIONAL

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS



3.1 CONTEXTO

Gas natural, aliado en la transición[1]

Desde diciembre de 2024, Colombia inició la importación permanente de gas natural destinado a segmentos de la demanda diferentes a la generación térmica. Este hecho, sin precedentes en la historia del país, marcó un punto de inflexión: hasta entonces, la producción nacional había sido suficiente para cubrir plenamente las necesidades de los demás renglones del consumo, incluido el denominado "esencial" donde están hogares, comercios y vehículos.

La pérdida de la autosuficiencia del mercado colombiano hace necesario analizar en profundidad las perspectivas del abastecimiento futuro de este energético, que hoy cubre más del 80% del territorio nacional; examinar cómo el acceso oportuno a información comercial y operativa cobra mayor relevancia en un mercado deficitario; y fortalecer el entendimiento del mercado internacional, que ahora se convierte en una fuente estructural de suministro.

Esta situación se presenta justo cuando los debates y decisiones de política pública en torno al gas natural se entrelazan con la agenda climática global y nacional. La transición energética, con todas sus tensiones, oportunidades y límites, se ha convertido en el marco de referencia obligado de esta discusión. Estos son, precisamente, los temas que se abordan en este capítulo.

Esfuerzos mundiales por moderar el cambio climático

El balance entre los compromisos asumidos por la comunidad internacional en materia de acción climática y los resultados obtenidos indica que es prácticamente imposible alcanzar los objetivos establecidos para moderar los efectos del cambio climático mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Esta realidad incide en la agenda pública internacional y en las decisiones de cada país sobre la producción y el consumo de gas natural y otros hidrocarburos. De hecho, ya está en curso el debate sobre las nuevas metas y los mecanismos para alcanzarlas. Por ello, conviene recordar cuáles son los objetivos trazados y qué avances se han logrado hasta ahora.

Al respecto, dentro del ámbito de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), se han adoptado acuerdos multilaterales orientados a estabilizar las concentraciones de GEI en la atmósfera, con el objetivo de mitigar el calentamiento global y sus efectos adversos.

Este es el caso del Acuerdo de París, tratado internacional vinculante que busca mantener el aumento de la temperatura media global respecto a los niveles preindustriales por debajo de 2 grados centígrados (°C), y realizar esfuerzos adicionales para limitarlo a 1,5 °C.

En este contexto, cada país firmante del Acuerdo se ha comprometido, mediante las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC[2]), a adoptar medidas para reducir sus emisiones de GEI y adaptarse al cambio climático. Cabe recordar que si estos compromisos no dependen de apoyo externo se denominan NDC incondicionales, pero

[1]Sección basada en documentos de la Agencia Internacional de Energía, el Centro Regional de Estudios de Energía, la revista Foreign Affairs, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, referenciados en la bibliografía.
[2] NDC, por las iniciales de *nationally determined contributions.*

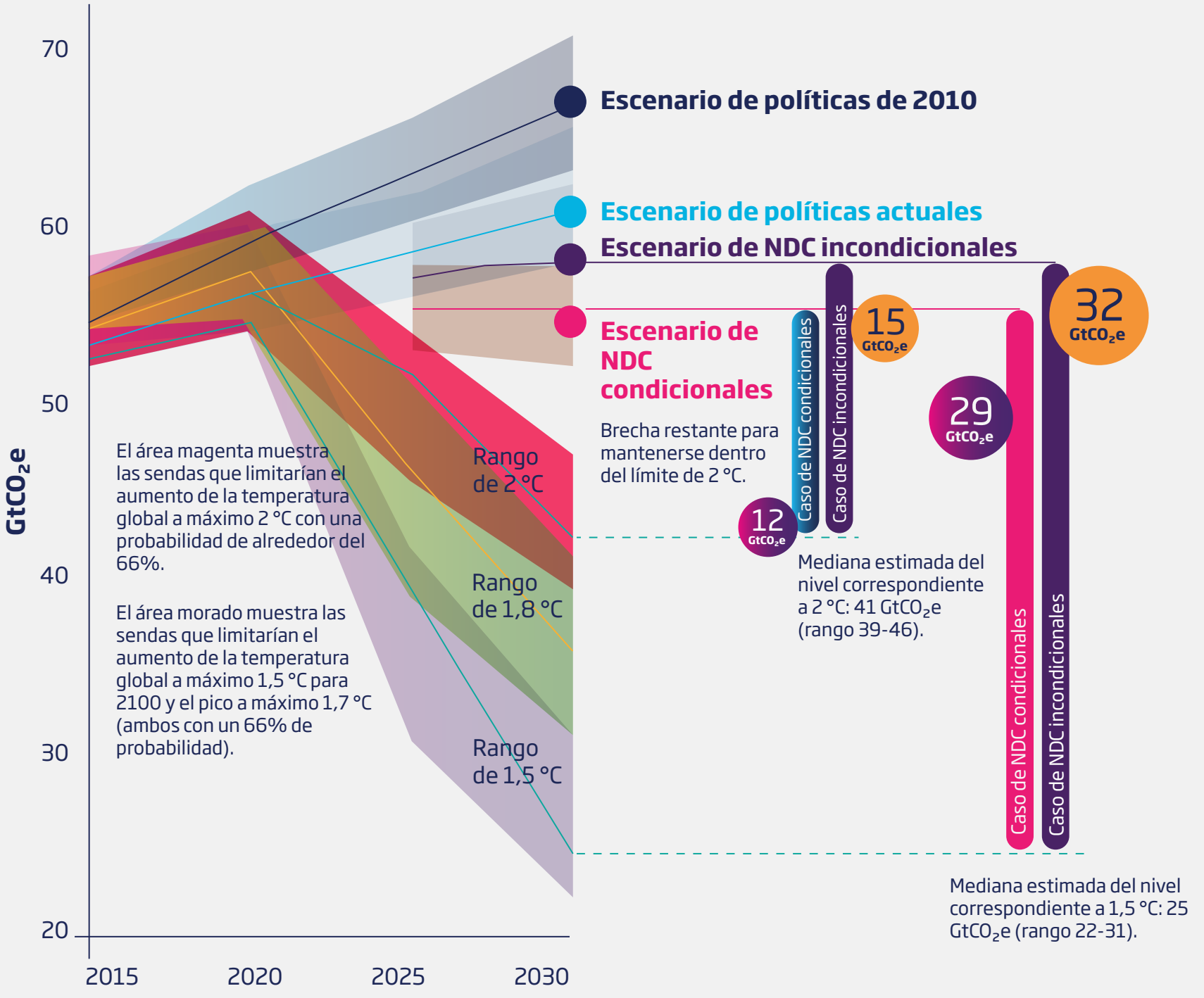
si su cumplimiento está sujeto a dicho apoyo, se conocen como NDC condicionales.

El seguimiento a estos compromisos se realiza a través de los Informes de Brechas de Emisiones que el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) publica anualmente. La comparación entre informes permite evaluar si se están corrigiendo las desviaciones respecto a los objetivos trazados.

En el Informe de 2020 se estimó que la diferencia entre las emisiones globales en el escenario de plena implementación de las NDC incondicionales y aquellas compatibles con una senda de 2 °C sería de 15 gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente ($GtCO_2e$) en 2030 (Figura 3.1). En comparación con el escenario de políticas actuales, es decir, las medidas ya adoptadas, la brecha sería de 18 $GtCO_2e$.

Figura 3.1

Brecha de emisiones de GEI estimada en 2020 para el año 2030



Fuente: Adaptado del Informe de Brecha de Emisiones de 2020, PNUMA.

Por su parte, en el Informe de 2024 se reporta que esa brecha sería de 14 $GtCO_2e$ entre el escenario de plena implementación de las NDC incondicionales y la senda de 2 °C, y de 16 $GtCO_2e$ frente al escenario de políticas actuales (Figura 3.2).

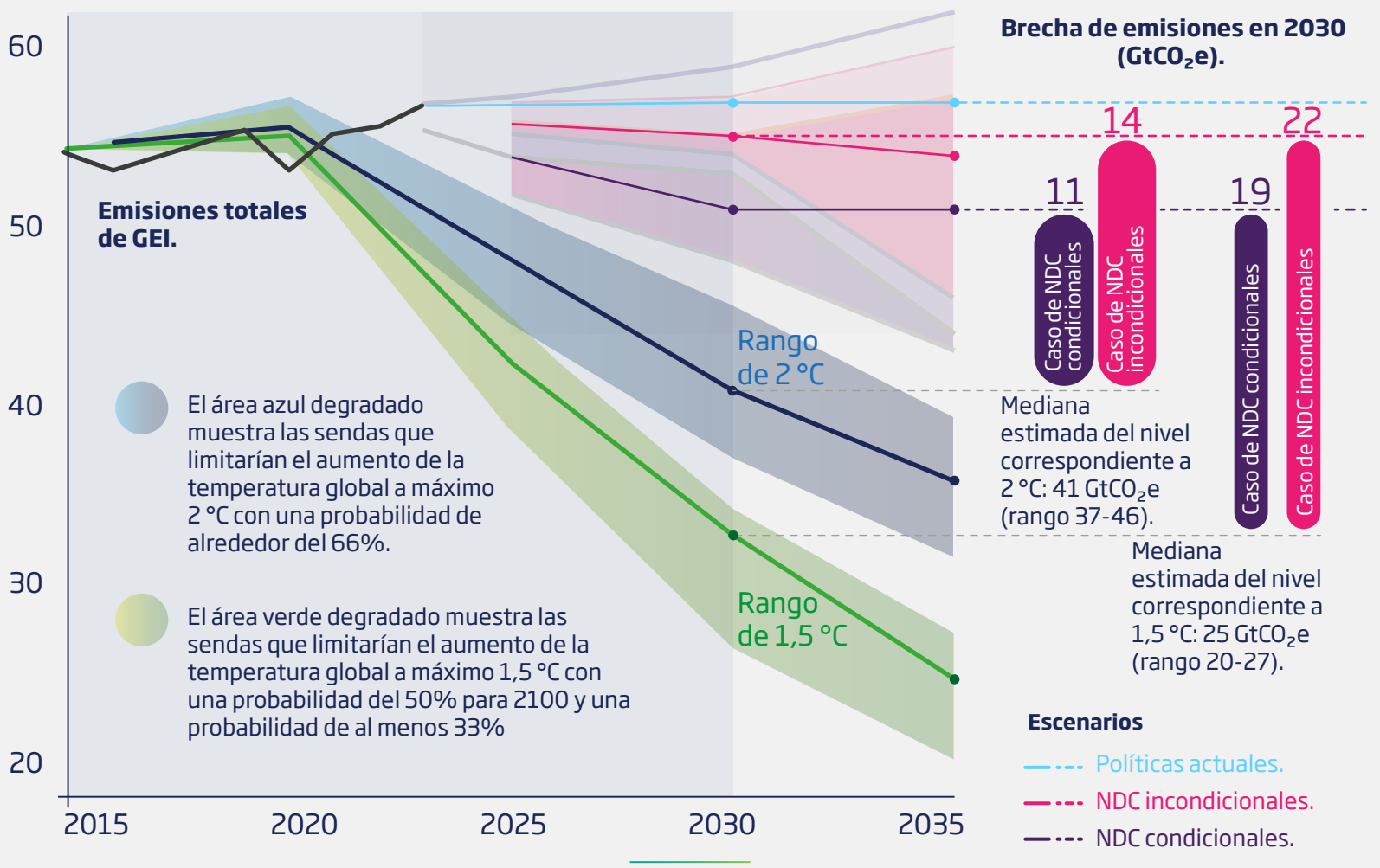
Esto indica que, aunque las emisiones globales de GEI han seguido aumentando, hasta alcanzar un récord de 57,1 $GtCO_2e$ en 2023, los cambios recientes en las NDC incondicionales y en las políticas vigentes sí conducirían a brechas menores que las proyectadas en 2020. A pesar de lo anterior, es importante destacar que el plazo hasta 2030 se ha reducido más que proporcionalmente frente a la reducción en las brechas.

Las conclusiones son similares si se analizan las brechas con respecto a la senda que limitaría el calentamiento global a un máximo de 1,5 °C. En este caso, la diferencia sería de 22 $GtCO_2e$ bajo el escenario de NDC incondicionales, y de 24 $GtCO_2e$ bajo el escenario de políticas actuales.

Las propias Naciones Unidas advierten que, si se mantienen los esfuerzos de las políticas actuales, el aumento de la temperatura global se limitaría a un máximo de 3,1 °C; la implementación de las NDC incondicionales lo reduciría a 2,8 °C; y con las NDC condicionales este se ubicaría en 2,6 °C.

Figura 3.2

Brecha de emisiones de GEI estimada en 2024 para el año 2030 ($GtCO_2e$)



Fuente: Adaptado del Informe de Brecha de Emisiones de 2024, PNUMA.

Por todo esto, según el mismo organismo, sus proyecciones indican que la probabilidad de limitar el calentamiento global a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales es prácticamente cero.

Lo anterior evidencia la necesidad de aumentar significativamente los esfuerzos para reducir las emisiones de GEI. La presentación de una nueva versión de las NDC en 2025 representa una oportunidad clave para que los países firmantes del Acuerdo de París ajusten sus compromisos en un marco de realismo.

En este sentido, el PNUMA enfatiza que las nuevas NDC deben formularse con ambición y justicia. Ambición, por la urgencia de alcanzar las metas del Acuerdo de París; y justicia, debido a las diferencias en emisiones nacionales y per cápita, así como en los niveles de desarrollo.

Ejemplo de ello es el llamado que le hace al Grupo de los Veinte (G20) para que asuma una mayor responsabilidad en el cierre de las brechas de emisiones, excluyendo explícitamente de esta exigencia a la Unión Africana, que también forma parte de ese grupo. Asimismo, subraya la necesidad de mayor apoyo financiero internacional, indispensable para que los países puedan aprovechar equitativamente las oportunidades y avanzar en los esfuerzos globales de mitigación y desarrollo.

Infortunadamente, el PNUMA no reconoce en su informe las tensiones existentes entre las necesidades socioeconómicas, los retos ambientales y las capacidades fiscales y de acción colectiva de los países, que son las razones que están en la base del mínimo avance observado.

El caso colombiano

Colombia no es muy distinto del resto del mundo. Representa un caso de ambición significativa en los compromisos climáticos, pero con escasas ejecuciones concretas.

En la primera versión de sus NDC, el país se comprometió a reducir 20% sus emisiones de GEI proyectadas para 2030 y hasta 30% si recibía apoyo internacional. Esta meta, formulada en 2015 en las Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (iNDC[3]) que rigieron antes de la Conferencia de las Partes (COP) 21, adquirió carácter obligatorio en 2018 con la ratificación del Acuerdo de París.

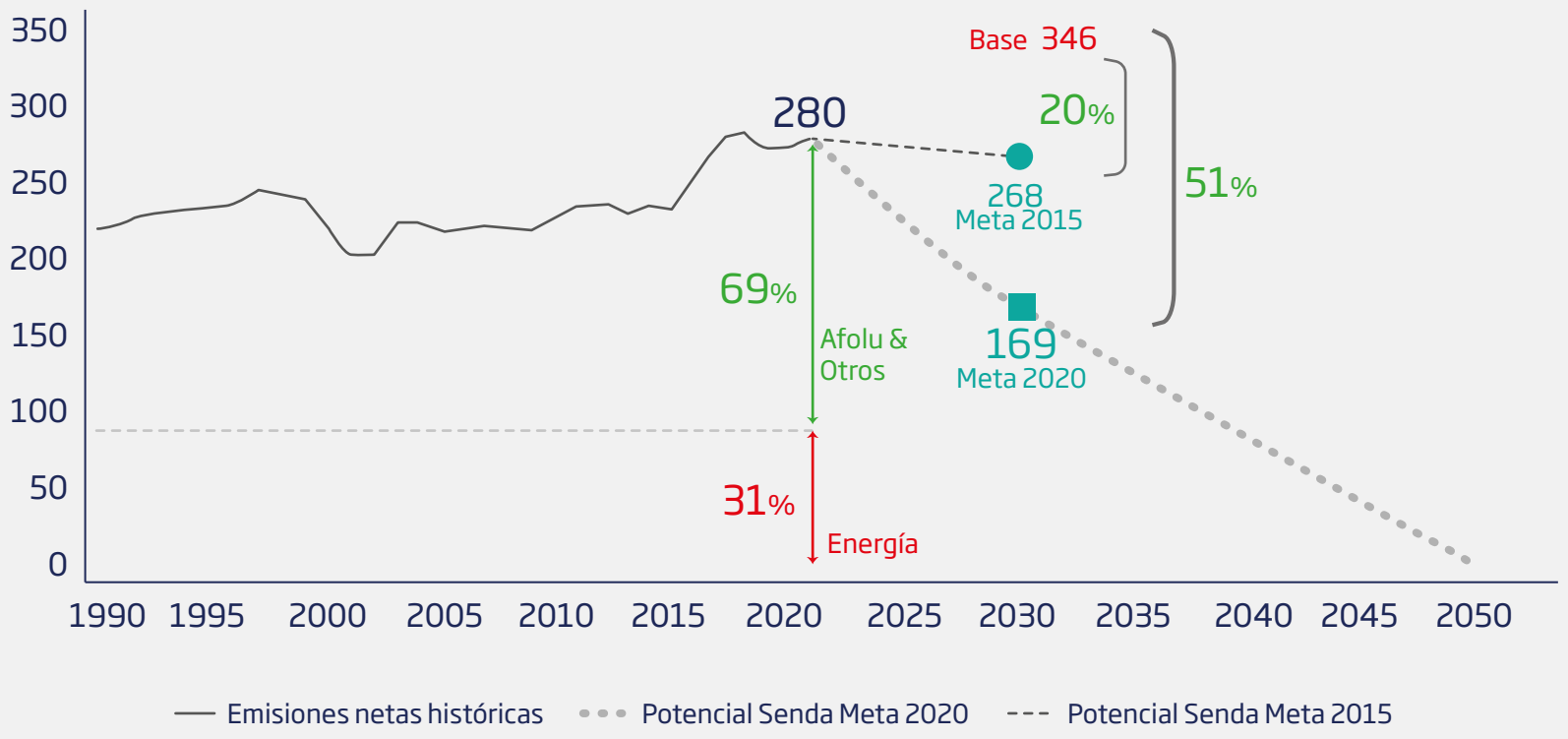
En ese entonces, con base en supuestos de actividad económica y análisis de políticas actuales y prospectivas, se estimaba que las emisiones de GEI serían de 278 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_2e$) en 2020 y 335 $MtCO_2e$ en 2030. Así, la meta consistía en reducir las emisiones a 268 $MtCO_2e$ para el año 2030.

A finales de 2020 Colombia elevó este compromiso: ahora busca reducir 51% sus emisiones proyectadas para 2030, con el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad en 2050. Con base en las proyecciones de un nuevo escenario de referencia (346 $MtCO_2e$ en 2030), el país debería emitir como máximo 169,44 $MtCO_2e$ en 2030.



[3] iNDC por las iniciales de *intended nationally determined contributions.*

Figura 3.3
Metas de emisiones de Colombia ($MtCO_2e$)



Fuente: CREE, 2025.

En diciembre de 2024, Colombia presentó ante la CMNUCC su Primer Informe Bienal de Transparencia (BTR1[4]). Este informe, que en Colombia fue elaborado bajo la coordinación del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), es la herramienta mediante la cual las partes del Acuerdo de París reportan los avances en sus NDC.

Según el informe, las emisiones netas fueron de 274,79 $MtCO_2e$ en 2020 y 280,10 $MtCO_2e$ en 2021. Por lo tanto, la mitigación requerida para cumplir la meta de 2030 equivale a 110,66 $MtCO_2e$ respecto a las de 2021.

Esto significa que en 2020 las emisiones netas fueron apenas 3,21 $MtCO_2e$ inferiores a las proyectadas en 2015 para esa fecha, lo que equivale a una reducción del 1,15% en un período de cinco años.

Ahora Colombia enfrenta el desafío de reducir un 39,5% de sus emisiones entre 2022 y 2030, en medio de un debate aún inconcluso sobre las implicaciones económicas de esta transición y sin haber identificado la mitad de los proyectos que necesitaría para cumplir la meta.

En el BTR1 también se presentan proyecciones de emisiones con el fin de mostrar las tendencias a futuro. Aunque en el informe se aclara que no deben usarse para evaluar el cumplimiento de las NDC, sí ofrecen indicios sobre su viabilidad.

De acuerdo con estas proyecciones, si se implementan las medidas de mitigación previstas en las NDC de 2020, las emisiones en 2030 serían de 221,32 $MtCO_2e$, cerca de 30% más altas de lo requerido.

[4] BTR por las iniciales de *biennial transparency report.*

Con miras a la actualización de las NDC en 2025, el PNUMA ha instado a los países a que sus compromisos sean bien diseñados, específicos y transparentes. Recomienda detallar cómo los planes nacionales orientados a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) se alinean con los ambiciosos esfuerzos para reducir las emisiones.

Figura 3.4
Llamado a la acción



Fuente: PNUMA

Todavía no es claro cómo serán las nuevas NDC de Colombia, ni cuál será la participación de los actores no gubernamentales para asegurar su legitimidad y realismo. Es por eso pertinente insistir en que este llamado debe operar en ambas direcciones: debe conciliar las necesidades de mitigación con las necesidades de seguridad energética y desarrollo económico y social, en un marco de realismo en cuanto a las posibilidades financieras y fiscales del país.

Avances en la transición energética

A pesar de las enormes dificultades para cumplir las metas del Acuerdo de París, es innegable que ha habido avances en la transición energética.

En el prólogo del World Energy Outlook 2024, la edición más reciente del informe prospectivo que la Agencia Internacional

de Energía (IEA[5]) publica anualmente, se enfatiza que la seguridad energética y la acción climática no son excluyentes. Se plantea que no es necesario elegir entre garantizar un suministro confiable de energía y atender la crisis climática: ambos objetivos pueden abordarse simultáneamente.

En el informe se destaca que la transición hacia energías limpias se ha acelerado en los últimos años. En efecto, en 2023 entraron en operación más de 560 gigavatios (GW) de nueva capacidad de generación renovable, lo que representa un aumento del 15% en la capacidad de generación de este tipo, en un solo año. Esta expansión constituyó el 84% de toda la nueva capacidad agregada a nivel mundial.

El auge no se limita a la capacidad instalada, sino que también se refleja en la generación eléctrica. Entre 2022 y 2023, la generación global de electricidad aumentó en aproximadamente 720 teravatios hora (TWh), de la cual el 64% provino de fuentes renovables.

Este dinamismo es producto del crecimiento sostenido de la inversión en generación renovable, que según la IEA se aproxima a los US$2 billones anuales, casi el doble de la inversión global en nueva oferta de petróleo, gas natural y carbón. Además, los costos de la mayoría de las tecnologías renovables han retomado su tendencia descendente tras la pandemia del COVID 19.

Estos avances, sumados a la electrificación progresiva de los usos finales de la energía, pueden contribuir a la reducción de las emisiones de GEI.

A pesar de estos avances, la IEA propone analizarlos desde una perspectiva más amplia. En 2023, dos tercios del incremento en la demanda energética global se cubrieron con fuentes fósiles. Si se observa un período más largo, se encuentra que la participación de los combustibles fósiles en la matriz energética mundial apenas pasó del 82% en 2013 al 80% en 2023.

Durante ese lapso, la demanda energética mundial aumentó un 15%, de la cual solo el 40% se satisfizo con energías limpias (incluyendo renovables, nuclear y combustibles de bajas emisiones).

En el World Energy Outlook 2024, la IEA examina tres posibles trayectorias para el sector energético, complementadas con análisis de sensibilidad. Aclara que estos escenarios no pretenden predecir el futuro, sino ofrecer un marco analítico para comprender mejor la posible evolución global del sector:

- El Escenario de Políticas Declaradas (STEPS) refleja la trayectoria del sector bajo las políticas vigentes o anunciadas.
- El Escenario de Compromisos Anunciados (APS) asume el cumplimiento oportuno de las NDC.
- El Escenario de Cero Emisiones Netas en 2050 (NZE) traza una ruta compatible con limitar el calentamiento a 1,5 °C.

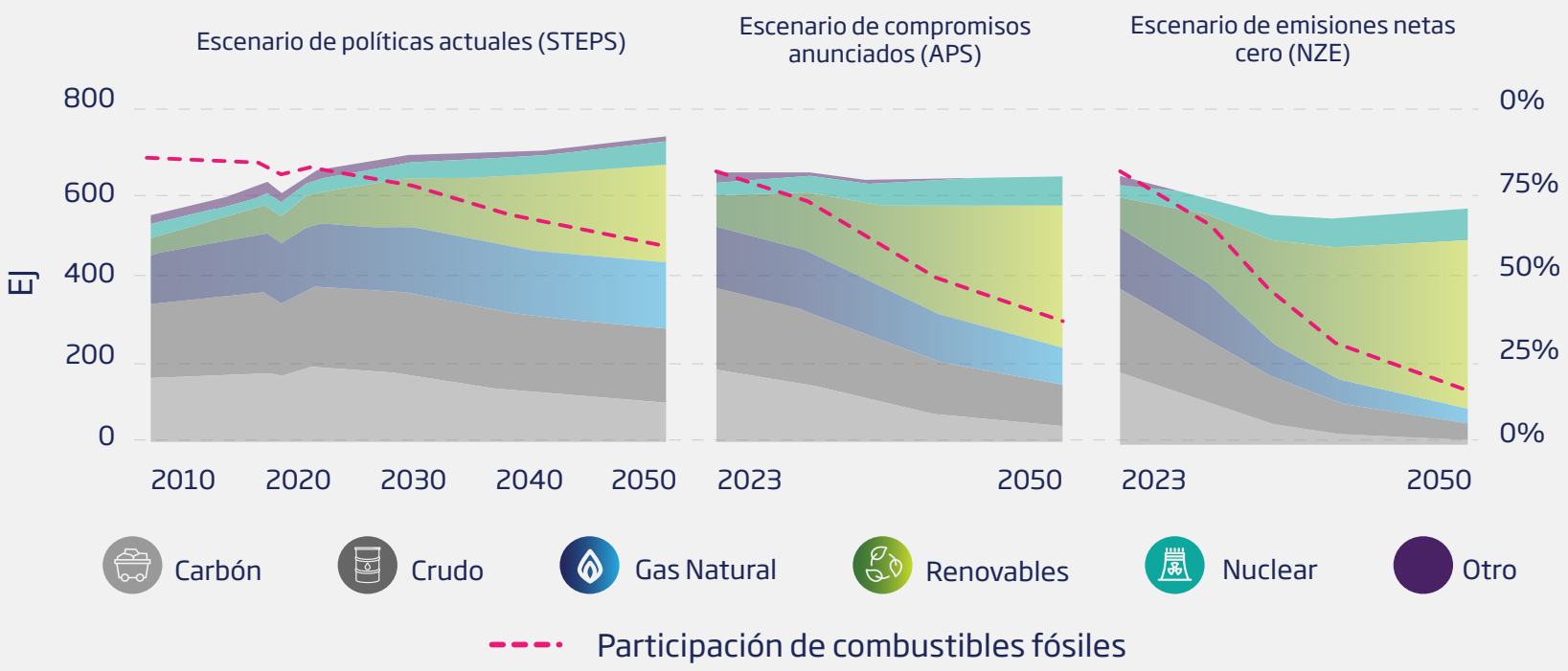
En el escenario STEPS, los combustibles fósiles representarían el 75% del suministro energético global en 2030 y el 58% en 2050, mientras que las renovables alcanzarían el 18% y el 33%, respectivamente. En el APS, los fósiles

[5] IEA por las iniciales de *International Energy Agency*.

caerían al 71% en 2030 y al 36% en 2050; las renovables llegarían al 53% en ese año. En el NZE, los fósiles se reducirían al 15% en 2050, mientras que las renovables alcanzarían el 28% en 2030 y el 71% en 2050.

Figura 3.5

Suministro mundial de energía por fuente (EJ) y participación de combustibles fósiles (%) en los escenarios STEP, APS y NZE



Fuente: Adaptado del World Energy Outlook 2024, con información de las ediciones de 2020 y 2021, IEA.

Dado el enfoque del Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2025, resulta pertinente profundizar en las cifras de este combustible. En el escenario STEPS, la participación del gas natural en la matriz global se mantendría en torno al 23% entre 2023 y 2030, y descendería gradualmente al 21% en 2050, mientras que el suministro mundial de energía aumentaría de 642 a 722 exajulios (EJ).

En el APS, la participación del gas caería al 22% en 2030 y al 14% en 2050, con un suministro energético de 635 EJ en ese último año. En el NZE, el gas natural representaría el 21% en 2030 y solo el 5% en 2050, con un suministro de 564 EJ.

Con esta información a la mano, surge la pregunta sobre la probabilidad de que alguno de estos escenarios se materialice. Aunque en este informe no se ofrece una respuesta concluyente a esta pregunta, los hechos presentados bajo el título "esfuerzos mundiales por moderar el cambio climático" aportan elementos para construir un juicio al respecto.

Otros datos del World Energy Outlook 2024 contribuyen a complementar el análisis. En primer lugar, el suministro global de gas natural aumentó un 27% entre 2010 y 2023, lo que evidencia la creciente demanda por este combustible.

En segundo lugar, se proyecta un incremento del 50% en la capacidad mundial de exportación de gas natural licuado (GNL o LNG[6]). Si todos los proyectos en construcción se completan a tiempo, la capacidad anual de licuefacción pasaría de 580 miles de millones de metros cúbicos (bcm) en 2023 a 850 bcm en 2030.

La IEA señala que esta nueva oferta enfrentará desafíos, entre ellos la brecha entre el precio necesario para recuperar la inversión y la disposición a pagar por energía, especialmente considerando la oferta competitiva de fuentes renovables.

Sin embargo, también identifica factores que podrían incrementar la demanda de gas, como un aumento inesperado en la demanda eléctrica que requiera más generación térmica; un menor avance en eficiencia energética o electrificación industrial; o una mayor sustitución del carbón por gas debido a una baja en los precios de este último.

Con el tiempo se definirá cuál de estos caminos prevalecerá. En todo caso, dada la cautela con que actúan las empresas del sector al aprobar sus inversiones, es previsible que los proyectos en curso estén respaldados por acuerdos comerciales sólidos y no dependan exclusivamente de un entorno incierto y cambiante.

[6] LNG por las iniciales de *liquefied natural gas.*
[7] Vicepresidente de *S&P Global.*
[8] Director ejecutivo y presidente de *Lazard.*
[9] Estratega principal de energía de *S&P Global.*

Los nuevos debates en la agenda internacional sobre la transición

Como es evidente de los apartes anteriores, los esfuerzos mundiales para reducir las emisiones de GEI y avanzar en la transición energética no se están concretando como se previó. Esto plantea la necesidad de reflexionar sobre las causas de esta situación y sobre cómo abordar los desafíos identificados.

En el artículo The Troubled Energy Transition, escrito por Daniel Yergin[7], Peter Orszag[8] y Atul Arya[9], publicado por Foreign Affairs en febrero de 2025, se expone una serie de argumentos que ayudan a dar respuesta sobre la evolución que se ha observado en la transición energética. A continuación se resumen sus principales plantea-mientos.

Adición y no transición energética

En 2024 se alcanzó un récord en la generación eléctrica a partir de energía eólica y solar, que llegó al 15% de la generación total mundial. Sin embargo, ese mismo año también se registró un máximo histórico en el suministro de crudo y carbón.

Aunque se podría esperar que la transición energética consistiera en sustituir progresivamente los hidro-carburos por fuentes renovables, lo que en realidad se observa es que las renovables se están sumando, no reemplazando, a las fuentes tradi-cionales. Esto aleja al mundo de las trayectorias necesarias para contener el aumento de la temperatura global.

Relación con la economía

En transiciones energéticas anteriores, como el paso de la leña al carbón, los menores costos fueron un fuerte incentivo. Hoy, este incentivo no es evidente de forma generalizada.

Por el contrario, uno de los principales retos de la transición actual es su elevado costo y la incertidumbre sobre quién debe asumirlo. Según estimaciones citadas por los autores, las inversiones anuales requeridas a nivel global para la acción climática superarían los US$6 billones hasta 2030 y llegarían a US$8 billones hasta 2035. Apenas una fracción de esto se está gastando en la transición.

Adicionalmente, y como ya se mencionó, los objetivos de la transición pueden entrar en tensión con otros como el crecimiento económico, el desarrollo y la seguridad energética. Estas tensiones se agravan por las crecientes divisiones entre el norte y el sur global, y entre occidente y oriente.

Estiman que el sur global tendría que asumir cerca del 45% de las inversiones necesarias hasta 2030. Si se lo eximiera de estas cargas, los países del norte tendrían que destinar alrededor del 10% del PIB mundial anual hasta 2050 para cubrir la diferencia, cifra a todas luces casi imposible de conseguir.

Así, la transición energética no solo afecta el sistema energético: exige una profunda reconfiguración de la economía global.

Una nueva división

La necesidad de equilibrar los objetivos climáticos con las prioridades de desarrollo económico ha generado una nueva división entre el norte y el sur global. En los países del sur, la transición energética compite con necesidades urgentes como el crecimiento económico y la reducción de la pobreza.

El desarrollo suele implicar mayor consumo de energía, lo que a su vez genera más emisiones. Por ello, los autores señalan que el trilema de seguridad energética, asequibilidad y sostenibilidad se presenta de manera muy distinta en África, América Latina y Asia en desarrollo, en comparación con Estados Unidos y Europa.

Seguridad energética

La invasión rusa a Ucrania reactivó la preocupación por la seguridad energética, especialmente en Europa, donde quedó claro que no se toleran interrupciones en el suministro ni variaciones bruscas en los precios de la energía.

Esto ha llevado a reconocer que el petróleo y el gas seguirán desempeñando un papel clave en la matriz energética por más tiempo del previsto, lo cual requiere nuevas inversiones en estas fuentes tradicionales.

Aunque la demanda global de crudo podría estabilizarse en la década de 2030, el consumo de gas natural seguiría creciendo incluso durante la década de 2040. Se proyecta que la capacidad de licuefacción de gas aumente un 65% para 2040, lo que fortalecería la seguridad energética en Europa, facilitaría la sustitución del carbón en Asia y apoyaría el crecimiento económico en el sur global.

Subrayan que el gas natural, además de ser una fuente de energía de fácil acceso, emite aproximadamente un 60% menos de CO_2 por kilovatio hora que el carbón. Por lo tanto, su papel en la generación eléctrica será más relevante de lo que se estimaba hace dos o tres años.

El rol de la minería

La transición energética depende en gran medida de la minería a gran escala y del procesamiento de minerales críticos. Según la IEA, la demanda mundial de estos minerales debe cuadruplicarse para 2040.

Sin embargo, los autores advierten que las tensiones ambientales, políticas y culturales asociadas a la minería, así como los desafíos en el uso del suelo y en la gestión de permisos, pueden convertirse en obstáculos que limiten el ritmo de la transición energética.

Competencia entre las potencias

La rivalidad entre Estados Unidos y China también impacta la transición energética. Esta competencia no solo se refleja en las metas climáticas, sino también en el control sobre las cadenas de suministro de tecnologías renovables.

China domina la extracción y el procesamiento de muchos minerales necesarios para fabricar componentes esenciales de infraestructuras renovables. A su vez, busca ampliar su control sobre el sector de energías renovables y sobre la producción de carbón, petróleo y gas.

Estados Unidos, por su parte, ha adoptado políticas industriales sin precedentes y ha impuesto aranceles a productos importados, principalmente de origen chino, con el fin de proteger sus cadenas de suministro. Esto ha desembocado en represalias comerciales por parte de China.

Los autores anticipan que estas tensiones podrían retrasar el despliegue de tecnologías renovables, incrementar sus costos y, en consecuencia, ralentizar la transición energética.

El aumento de la demanda eléctrica

Un reto final es el aseguramiento del suministro eléctrico frente al aumento proyectado de la demanda, impulsado en parte por la propia transición energética. Por ejemplo, se estima que la electrificación de la economía de Estados Unidos duplicará su demanda eléctrica para el año 2050.

Un nuevo papel para el gas natural

El análisis presentado en esta sección muestra que la transición energética, tal como ha sido concebida para limitar el calentamiento global a 1,5 °C, enfrenta un creciente riesgo de fracaso. A pesar de los avances tecnológicos y de la mayor inversión, las trayectorias actuales de emisiones, los compromisos nacionales y las proyecciones de temperatura global indican que ese objetivo, aunque deseable, ya no parece alcanzable.

Colombia no es la excepción. Al igual que muchos otros países, ha mostrado una notable ambición en sus compromisos de mitigación, pero sus capacidades institucionales, financieras y operativas

no han estado a la altura de dichos compromisos.

El aumento de las metas en 2020 no ha estado acompañado por una implementación proporcional, y las propias proyecciones oficiales muestran que el país aún está lejos de una senda compatible con la carbono neutralidad. Será inevitable, por tanto, abrir una discusión honesta sobre cuál debe ser la nueva meta, más realista y viable, y cómo cumplirla de manera responsable y justa.

Este panorama global y nacional obliga a reconocer una realidad incómoda: el incumplimiento en mitigación no retrasa simplemente la transición, sino que agrava los desafíos de adaptación. Un mayor calentamiento global implicará lidiar con eventos climáticos más extremos y frecuentes, cuyos efectos recaerán con especial fuerza en países altamente vulnerables como Colombia. Este hecho convierte la planificación climática no solo en un imperativo ambiental, sino en una urgencia social y económica.

En este contexto, el gas natural adquiere un papel central. Por un lado, su infraestructura, sensible a riesgos físicos y climáticos, debe adaptarse a escenarios más adversos. Por otro, su papel como respaldo ante una hidrología más volátil, especialmente en la generación térmica, se vuelve aún más relevante en el corto plazo. Esto ocurre justo cuando Colombia deja atrás la autosuficiencia y se vuelve estructuralmente dependiente de un mercado internacional que, como se mostró, estará atravesado por tensiones geopolíticas, disputas por minerales críticos, competencia industrial y cambios en la matriz global de oferta y demanda.

A esto se suman factores emergentes con alto potencial de disrupción. Entre ellos destaca la inteligencia artificial, que según estimaciones recientes de la propia IEA, podría generar un aumento significativo en la demanda eléctrica mundial en el corto plazo, reforzando la necesidad de contar con fuentes firmes y flexibles como el gas natural.

Estamos entrando en una etapa distinta de la transición energética: más lenta, más caliente y más incierta. En ella, el gas natural no desaparece, sino que se reposiciona como un actor clave en la seguridad energética, la resiliencia climática y la viabilidad económica de la transición, especialmente en contextos como el colombiano.

En este escenario cambiante, la política pública deberá reequilibrar sus prioridades entre mitigación, adaptación y seguridad energética, dentro de un marco realista, técnicamente sustentado y sensible a las necesidades sociales.





3.2 PERSPECTIVAS DEL ABASTECIMIENTO NACIONAL

Abastecimiento: urge una visión de largo plazo[1]

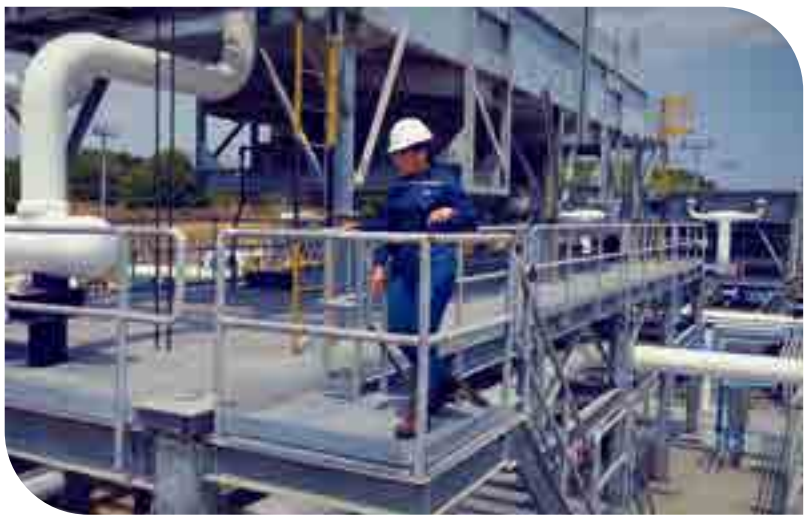
Desde finales de 2024, Colombia ha tenido que recurrir a importaciones de gas natural para cubrir una porción del consumo de los distintos segmentos de la demanda nacional. Como se explica en la sección anterior, este hecho marcó un cambio con respecto a la situación del mercado desde diciembre de 2016, pues desde entonces las importaciones se destinaban exclusivamente a atender algunas plantas térmicas ubicadas en la región Caribe.

A pesar de la necesidad creciente de gas importado para cubrir la demanda local de los próximos años, el Gobierno Nacional ha mantenido sin modificaciones su política para desincentivar la inversión en exploración y producción de hidrocarburos. En esta línea, no ha adjudicado nuevas áreas para desarrollar estas actividades, por lo que la exploración continúa limitada a los contratos suscritos hasta 2022; al mismo tiempo, ha persistido en la suspensión de los proyectos piloto de yacimientos no convencionales en el Magdalena Medio, que tienen gran potencial en gas; y ha impulsado nuevos gravámenes al sector, como el impuesto especial a la extracción de crudo creado con el Decreto Ley 175 de 2025, en el marco del estado de conmoción interior.

En paralelo, el Gobierno ha propuesto que se intensifique la explotación de las áreas ya contratadas y se mejore el aprovechamiento de los recursos extraídos. En este contexto, flexibilizó la regulación para facilitar las compras de gas, tanto nacional como importado, en especial por parte de los usuarios clasificados como demanda esencial, que incluye hogares, vehículos y pequeños comercios. Del mismo modo, está promoviendo el desarrollo de nueva infraestructura de importación de gas, tanto en la Costa Caribe como en la región Pacífica.

En medio de este panorama se hace urgente analizar en detalle las perspectivas del abastecimiento futuro del mercado colombiano de gas natural, por lo que en esta sección se presentan, de forma general, algunos elementos relevantes para orientar esa discusión.

El análisis incluye la revisión de algunos conceptos esenciales, como los de seguridad de abastecimiento, confiabilidad, reservas y recursos contingentes; una revisión de las responsabilidades de los organismos estatales; y el seguimiento de variables críticas, como las reservas y los recursos contingentes. Asimismo, se presenta un recuento de la inversión en exploración, las iniciativas de importación y los requerimientos en infraestructura de transporte. Además, el impacto que las importaciones han tenido en las tarifas que pagan los usuarios.



[1]Sección basada en documentos de la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, la Sociedad de Ingenieros de Petróleos y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, referenciados en la bibliografía.

Seguridad de abastecimiento y confiabilidad

A menudo estos dos términos se emplean de manera indistinta, como si fueran sinónimos. Sin embargo, el marco normativo colombiano los diferencia con claridad. El Decreto 1073 de 2015, reglamentario del sector de minas y energía, define así la seguridad de abastecimiento:

"Seguridad de abastecimiento: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo."

Esta definición alude a la viabilidad de que, en condiciones normales de funcionamiento de la cadena de gas natural, la demanda pueda disponer de cantidades suficientes de este producto para satisfacer sus necesidades a mediano y largo plazo.



La misma norma define así el concepto de confiabilidad:

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

En este caso, el enfoque está puesto en la capacidad del sistema para mantener la continuidad del servicio, incluso ante circunstancias extraordinarias que alteren el funcionamiento habitual de los diferentes eslabones de la cadena.

Dado que la distribución de gas natural es un servicio público domiciliario, el sistema debe estar en capacidad de operar con estos dos atributos. En otras palabras, los usuarios del servicio público deben tener la certeza de que sus necesidades estarán cubiertas en el corto, mediano y largo plazo, incluso en situaciones que alteren la operación normal del sistema.

Durante 2024 no se registraron fallas en la infraestructura que condujeran a interrupciones del servicio, al menos no con alcance nacional o regional. El último evento significativo ocurrió en mayo de 2023, cuando se suspendió el transporte en el tramo Mariquita-Cali, a la altura del volcán Cerro Bravo, debido a anomalías en la temperatura del suelo que podrían haber afectado la tubería. Esta situación, que motivó la suspensión del servicio en una parte del occidente del país durante

varios días, fue analizada por distintas entidades del Gobierno, sin que se emitiera un dictamen que señalara causas asociadas a la integridad del gasoducto.

Este episodio, sin embargo, puso en evidencia que el sistema tiene desafíos en materia de confiabilidad, en parte debido a su configuración, ya que algunos de los principales mercados, como Medellín y Cali, dependen de una única ruta de suministro. A pesar de ello, las urgencias de la coyuntura actual no están relacionadas con la confiabilidad, sino con la seguridad de abastecimiento.

La gran pregunta que hoy se plantean los agentes de la cadena y los usuarios es cómo se garantizará la prestación continua del servicio a mediano y largo plazo, tras la pérdida de la autosuficiencia en diciembre de 2024.

La responsabilidad del abastecimiento

El mercado colombiano de gas natural está expuesto a condiciones cambiantes en la oferta, la demanda y el precio de equilibrio. Con la creciente dependencia del suministro internacional, estos cambios pueden originarse tanto dentro como fuera del territorio nacional.

Algunos factores determinantes escapan a la acción directa del Gobierno o de los agentes de la cadena en Colombia. Por ejemplo, el aumento significativo en la producción de gas natural en Estados Unidos y Argentina, resultado de la decisión de explotar yacimientos no convencionales, ha generado excedentes que han beneficiado el comercio internacional y, en el caso de Estados Unidos, reducciones en los precios internacionales. Otro caso es el alza pronunciada en los precios globales del gas tras la invasión de Rusia a Ucrania en 2022, que reconfiguró de forma abrupta los flujos comerciales de este energético en el ámbito mundial.

Sin embargo, el Estado colombiano sí tiene capacidad para moldear el mercado nacional y definir las condiciones para su funcionamiento. Así lo concibe el marco normativo, empezando por la Constitución Política, que señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que este debe asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional[2].



[2] Artículo 365 de la Constitución.

La Constitución también dispone que la ley definirá las competencias y responsabilidades en la prestación de los servicios públicos domiciliarios[3]. En desarrollo de este mandato, el artículo 3 de la Ley 2128 de 2001 establece que:

"El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado, como eje de la transición energética. Para efectos de incrementar la oferta, establecerá mecanismos que viabilicen y promuevan la producción nacional, siguiendo criterios de eficiencia, seguridad energética y responsabilidad ambiental. Para ello tendrá en cuenta la implementación de nuevas tecnologías e infraestructura disponibles que garanticen la protección del medio ambiente (...)"

De esta forma, la ley asigna al Ministerio de Minas y Energía y a sus entidades adscritas la responsabilidad de garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas natural. A la vez, les otorga las facultades necesarias para cumplir esta misión.

El Ministerio, como rector de la política pública del sector energético, tiene a su cargo "adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles"[4].

También debe "formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del sector de minas y energía"[5], y "formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles"[6].

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) tiene como objetivo "administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional"[7]. Para esto, debe "adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos"[8].

[3] Artículo 365 de la Constitución.
[4] Numeral 32 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, adicionado por el Decreto 1617 de 2013.
[5] Artículo 1 del Decreto 381 de 2012. Compilado en el artículo 1.1.1.1.1 del Decreto 1073 de 2015.
[6] Numeral 2 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012.
[7] Artículo 2 del Decreto 714 de 2012 (subrogó al artículo 3 del Decreto 4137 de 2011, que a su vez subrogó al artículo 5 del Decreto Ley 1760 de 2003). Compilado en el artículo 1.2.1.1.1 del Decreto 1073 de 2015.
[8] Numeral 13 del artículo 3 del Decreto 714 de 2012 (subrogó al artículo 4 del Decreto 4137 de 2011, que a su vez subrogó al artículo 5 del Decreto Ley 1760 de 2003).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) tiene el mandato de "regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente (...)"[9]. Asimismo, está facultada para incentivar la importación de gas natural, considerando la necesidad de asegurar el abastecimiento continuo de este energético: "la CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético"[10].

Por su parte, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) debe "planear las alternativas para satisfacer los requerimientos mineros y energéticos, teniendo en cuenta los recursos convencionales y no convencionales, según criterios tecnológicos, económicos, sociales y ambientales[11]". Entre sus funciones también está la de "elaborar y actualizar los planes de abastecimiento de gas y de ordenamiento minero, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía"[12].

En conjunto, el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas cuentan con herramientas de política pública, regulación y planeación para fomentar la inversión en la expansión de la oferta nacional, facilitar el desarrollo de nuevas fuentes de suministro importado y fortalecer la infraestructura de transporte y la distribución, pilares fundamentales para garantizar el abastecimiento y la continuidad del servicio de gas natural.

[9] Literales a y c del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994.
[10] Artículo 30 del Decreto 2100 de 2011. Compilado en el artículo 2.2.2.2.41 del Decreto 1073 de 2015.
[11] Numeral 2 del artículo 4 del Decreto 2121 de 2023.
[12] Numeral 4 del artículo 4 del Decreto 2121 de 2023.

Recursos al alcance del mercado colombiano

Dado que el principal desafío que enfrenta el mercado colombiano de gas natural es la seguridad de abastecimiento, es prioritario revisar la magnitud de los recursos descubiertos y potencialmente al alcance de la demanda nacional. Es decir, aquellos que podrían desarrollarse bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, con el concurso activo de las empresas dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos.

En este contexto, es clave repasar dos conceptos ampliamente utilizados por la industria para clasificar los recursos descubiertos en el subsuelo: reservas y recursos contingentes. Para esto se puede consultar el Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PMRS[13]), aprobado en 2018 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SPE[14]). Este es un sistema para la definición, clasificación y estimación consistente y confiable de los recursos de hidrocarburos.



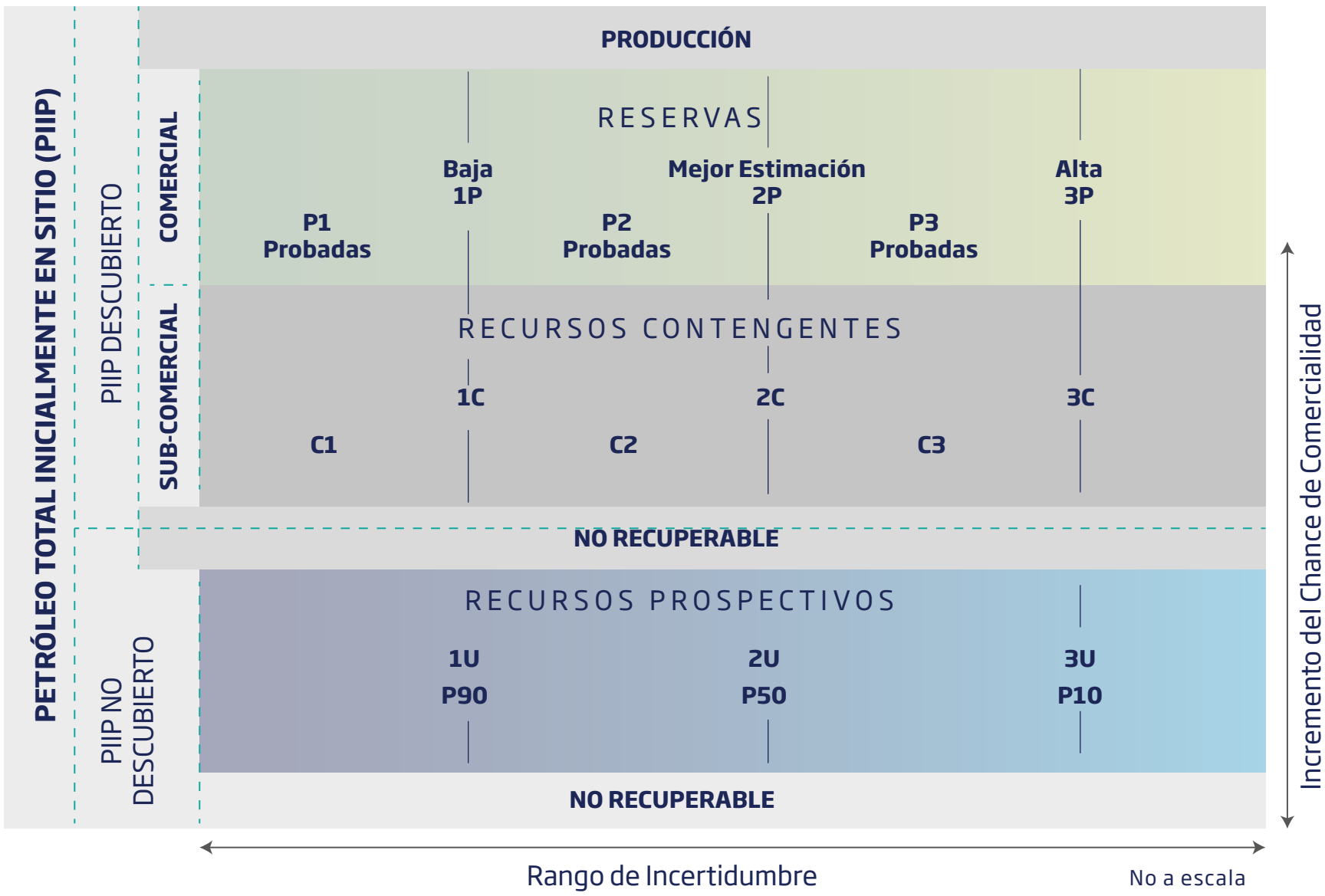
[13] PMRS por las iniciales de *Petroleum Resources Management System.*
[14] SPE por las iniciales de *Society of Petroleum Engineers".*

El PMRS define recursos como "todas las cantidades de petróleo presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo ya sean actualmente considerados como recursos convencionales o no convencionales". El término petróleo encierra cualquier mezcla natural compuesta por hidrocarburos en sus fases gaseosa, líquida o sólida; es decir, también incluye al gas natural.

La Figura 3.6 ilustra el sistema de clasificación del PMRS:

- Divide los recursos en descubiertos y no descubiertos, agrupados en franjas que representan las clases de recursos: producción, reservas, recursos contingentes, recursos prospectivos y recursos no recuperables.
- El eje vertical representa el chance de comercialidad: entre más alta la franja, mayor es la probabilidad de que un proyecto alcance la producción comercial.
- El eje horizontal muestra el rango de incertidumbre de las cantidades en sitio recuperables y/o potencialmente recuperables: entre más pequeño sea el rango, medido desde el costado izquierdo, menor será la incertidumbre.

Figura 3.6
Marco de clasificación de recursos según el PMRS



Fuente: Tomado del PMRS, SPE.

De acuerdo con el PMRS, las reservas (franja verde en la Figura 3.6) son las cantidades de hidrocarburos que se anticipa serán comercialmente recuperables mediante proyectos de desarrollo en yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Para ser clasificadas como reservas, deben cumplir con cuatro criterios: estar descubiertas, ser técnicamente recuperables, ser comercializables y corresponder a volúmenes remanentes.

Las reservas se agrupan en tres categorías, según el grado de certeza en su recuperación. En el caso de la estimación baja (1P), debería existir una probabilidad de por lo menos 90% de que las cantidades recuperadas sean mayores o iguales a las estimadas; en la mejor estimación (2P), una probabilidad de por lo menos 50%; y en el caso de la estimación alta (3P), una probabilidad de al menos 10%.

Las reservas probadas (P1), probables (P2) y posibles (P3) son cantidades incrementales, estimadas con mayor o menor certeza. Las reservas probadas (P1) son aquellas que, mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas. Las probables (P2) son menos probables de ser recuperadas que las probadas, pero más que las posibles. Las posibles (P3) son menos probables de ser recuperadas que las reservas probables.

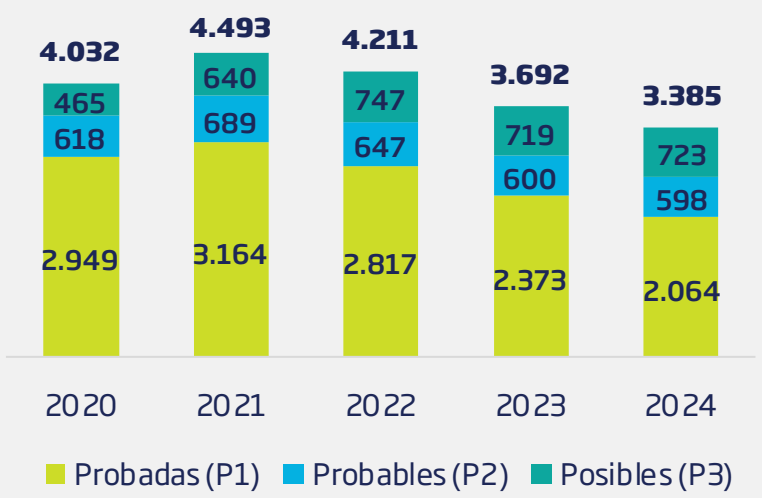
Así las cosas, la estimación baja de las reservas (1P) corresponde a las reservas probadas (P1); la mejor estimación (2P) es la suma de las reservas probadas (P1) y las probables (P2); y la estimación alta (3P) es la suma de las reservas probadas (P1), las probables (P2) y las posibles (P3).

Por su parte, los recursos contingentes son cantidades de hidrocarburos estimadas como potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, mediante proyectos de desarrollo que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias. Aunque los criterios de categorización están definidos formalmente para las reservas, en la práctica se extienden a los recursos contingentes. Es por esto que también se habla de recursos contingentes 1C, 2C, 3C, C1, C2 y C3.

Evolución de las reservas y los recursos contingentes en Colombia

El marco conceptual anterior sirve para analizar la evolución reciente de las reservas y los recursos contingentes de gas natural en Colombia. La Figura 3.7 muestra el comportamiento de las reservas 3P de gas natural durante los últimos cinco años.

Figura 3.7
Reservas 3P entre 2020 y 2024 (Gpc)

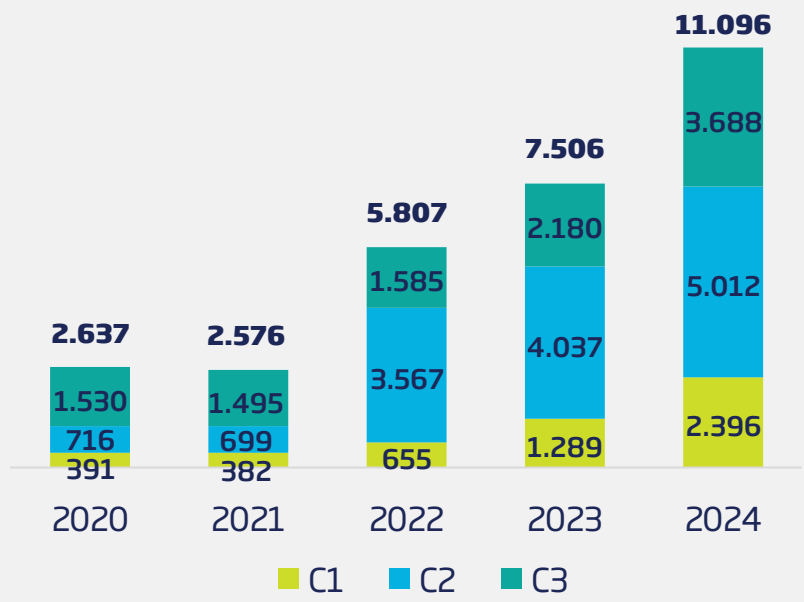


Fuente: ANH, elaboración propia.

Según la información de la ANH, las reservas 3P se redujeron un 16% en ese período, al pasar de 4.032 gigapiés cúbicos (Gpc) en 2020 a 3.385 Gpc en 2024. Aunque las reservas posibles (P3) aumentaron en 258 Gpc, las reservas probadas (P1) disminuyeron en 885 Gpc. Es decir, se redujo la porción de reservas con mayor certeza de recuperación, lo que plantea un desafío para la seguridad de abastecimiento.

En contraste, la Figura 3.8 muestra un aumento significativo de los recursos contingentes 3C de gas durante el mismo período. Estos pasaron de 2.637 Gpc a 11.096 Gpc, lo que representa un crecimiento del 321%, con incrementos en los recursos contingentes C1, C2 y C3.

Figura 3.8
Recursos contingentes 3C entre 2020 y 2024 (Gpc)

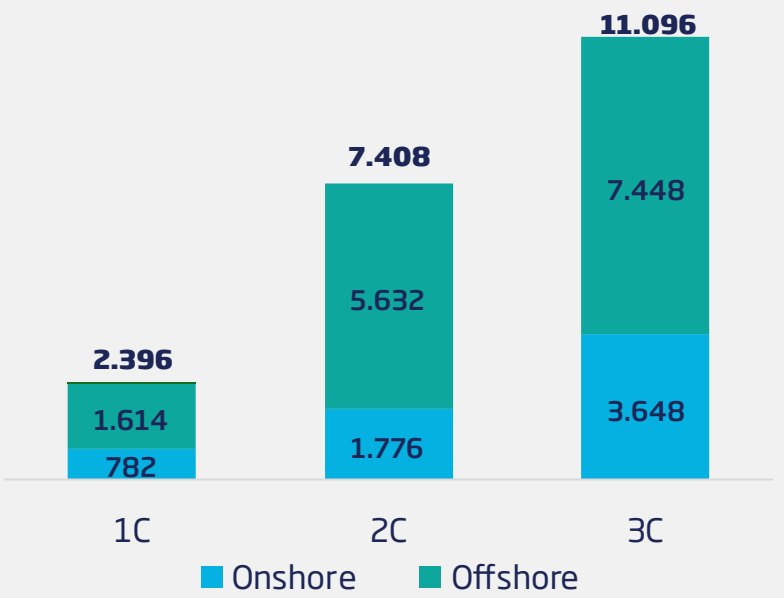


Fuente: ANH, elaboración propia.



El incremento menos pronunciado se observó en los recursos contingentes C1, que son los de menor incertidumbre, pero aun así aumentaron en 2.005 Gpc, una cifra significativa si se compara con la magnitud de las reservas totales certificadas a la fecha. Como se puede apreciar en la Figura 3.9, dos tercios de los recursos contingentes están en las áreas costa afuera, como resultado de los procesos de evaluación de los descubrimientos que se han anunciado en el Caribe colombiano desde 2015.

Figura 3.9
Ubicación de los recursos contingentes 3C (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia.

En el Informe de Recursos y Reservas de 2024, la ANH identifica las principales causas que hasta el momento impiden la comercialidad de estos recursos: el 42,2% de las contingencias son de carácter ambiental y/o social, el 26,1% corresponden a factores económicos, el 21,9% están relacionadas con asuntos legales y/o contractuales, el 9,2% obedecen a razones de orden técnico y el 0,6% están relacionadas con la terminación de contratos.

La información sobre el comportamiento de las reservas y los recursos contingentes durante el quinquenio anterior, interpretada a la luz de los conceptos definidos en el PMRS, pone de relieve la necesidad de que el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas enfoquen sus esfuerzos en tres frentes:

- Promover la inversión en exploración para identificar nuevos descubrimientos que amplíen la base de recursos y permitan una transición hacia reservas comercializables.
- Superar las contingencias existentes, mediante el trabajo articulado con otras entidades del Gobierno Nacional, las autoridades regionales y los operadores de las áreas contratadas, con el fin de convertir recursos en reservas.
- Facilitar la importación de gas natural, fuente de suministro disponible para atender las necesidades de la demanda, al menos durante el resto de la década.

Los retos para transformar los recursos contingentes en reservas

La evolución de las reservas y los recursos contingentes de Colombia lleva a varios interrogantes sobre los retos del sector en los próximos años: ¿cómo transformar los recursos contingentes en reservas?; ¿cómo llevar las reservas posibles o probables a reservas probadas?; y ¿qué puede hacer el Gobierno Nacional para conseguirlo de forma expedita?

Para responder a estas preguntas se invitó a dos empresas de exploración y producción de hidrocarburos que estuvieron o están presentes en el mercado colombiano, para compartir su perspectiva en el marco del Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2025. A continuación se presentan sus reflexiones:

> "Para materializar los recursos contingentes en reservas y posteriormente en producción, se necesita trabajar en distintos niveles:
>
> 1. Mejorar la competitividad del país como destino de inversión: regresar el *government take* de Colombia a ser competitivo ya que es fundamental que Colombia recupere una posición adecuada a nivel internacional en términos de carga fiscal para el sector. Esto implica eliminar las sobretasas sectoriales y establecer un marco de estabilidad fiscal a lo largo de la vida útil de los proyectos, lo cual es clave para atraer inversión y reducir la incertidumbre de los inversionistas en la toma de decisiones de desarrollo.
>
> 2. Marco regulatorio competitivo / Regulaciones que sean competitivas y practicables: es decir, en el ámbito ambiental, emitir permisos ambientales en tiempos

razonables y con requisitos acordes y ajustados a los riesgos asumidos; una licencia con requerimientos innecesariamente altos puede a volver inviable un proyecto. En el ámbito de la regulación económica, mantener un balance entre la libertad de mercado, la regulación y la vigilancia de tal forma que se logre un ambiente atractivo y altamente competitivo.

3. Condiciones en campo para trabajar de manera segura y en armonía con la comunidad: acompañamiento por parte de los gobiernos nacional y locales, y de otras entidades del Estado, garantizando que se pueden ejecutar los planes de manera eficiente y segura.

4. Tomar medidas para evitar destrucción de demanda: mientras todo esto se logra, es necesario poder pasar señales claras de disponibilidad de gas, para no debilitar la demanda (ante escasez de gas, cierres de plantas o migración a sustitutos de mayores emisiones). En este sentido, los proyectos de importación de GNL son una parte fundamental de la ecuación a corto, mediano y largo plazo como complementariedad de la matriz energética en Colombia."

Un punto muy importante frente a las discusiones coyunturales es que, más allá de que haya o no nuevos contratos, lo que se debe asegurar es la viabilidad de los existentes y por ende de los futuros. Si bien para poder atraer la inversión y el conocimiento es necesario contar con los factores descritos, también esta viabilidad de los proyectos en operación es clave para garantizar el suministro hoy."

- Teniendo en cuenta que gran parte de las contingencias están relacionadas con temas ambientales y sociales, resulta critico trabajar en diagnósticos ambientales sólidos para todo el ciclo de exploración y producción, de tal forma que se establezcan medidas y compromisos consientes para el manejo de impactos y compensaciones en las zonas de influencia de las operaciones. Igualmente, se necesitan múltiples diálogos que involucren diferentes actores, operadoras, entes gubernamentales y sociales de las regiones (mano de obra local, dinamismo en la economía regional, inversión social estructurada, continua y transparente) de modo que su participación se encamine al desarrollo de las actividades de E&P, promoviendo a su vez la productividad, bienestar y la sostenibilidad de los territorios; esto sin desconocer la complejidad en los territorios que viven conflictos sociales y que representa uno de los retos más importantes.

- Ahora bien, la viabilidad de las actividades de E&P y el éxito de la gestión en cabeza de las operadoras, depende en gran medida de la voluntad de las autoridades competentes para acelerar las aprobaciones, permisos, licencias, servidumbres, entre otros; así como acompañar el desarrollo de estas actividades, principalmente en medio de zonas de conflicto que están afectando al país en gran medida.

- Las contingencias del ámbito económico y de carácter legal o jurídico, requieren análisis económicos

detallados que con base en un enfoque costo-beneficio logren optimizaciones, sin comprometer la seguridad y la sostenibilidad de las operaciones, así como un continuo monitoreo de las condiciones del mercado. La viabilidad económica de las actividades requiere estabilidad en reglas fiscales, de gobierno y en la política energética y en normatividad para E&P, así como requiere la consistencia en la promoción de la industria, pera disminuir el riesgo país; otro aspecto es la mejora en la infraestructura que facilite la ejecución de actividades asociadas a la exploración y desarrollo.

- Otra medida para manejar las contingencias de tipo económico es buscar incentivos para que el país pueda atraer inversión, como por ejemplo incentivos tributarios a nivel de empresa que pueden fomentar la inversión, incrementando producción y recaudo de regalías para el país.

- Para el ámbito legal y contractual es primordial por parte de las operadoras, el cumplimiento normativo, especialmente de las áreas protegidas, al igual que la adaptación ágil e iterativa de las regulaciones, marcos de licenciamiento y de los contratos, que permitan reactivaciones rápidas y generen una capacidad de respuesta oportuna a los cambios en el mercado o en la política. Otro aspecto importante es la estandarización de acuerdos de coexistencia que permitan evitar sobrecostos por superposiciones y agilizar los trámites de licencias."

Inversiones en exploración

Según el informe económico publicado en mayo de 2025 por la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP)[15], la inversión total en exploración de hidrocarburos durante 2024 fue de US$900 millones, lo que significa una caída del 14% frente a la inversión de 2023, cuando alcanzó US$1.050 millones.

Durante 2024 se ejecutó 82% de lo presupuestado: el 94% de lo previsto para las áreas continentales, debido a dificultades ambientales, sociales y de orden público, y el 61% de lo programado para áreas costa afuera, principalmente por la imposibilidad de perforar el pozo Komodo, como consecuencia del proceso de licenciamiento ambiental.

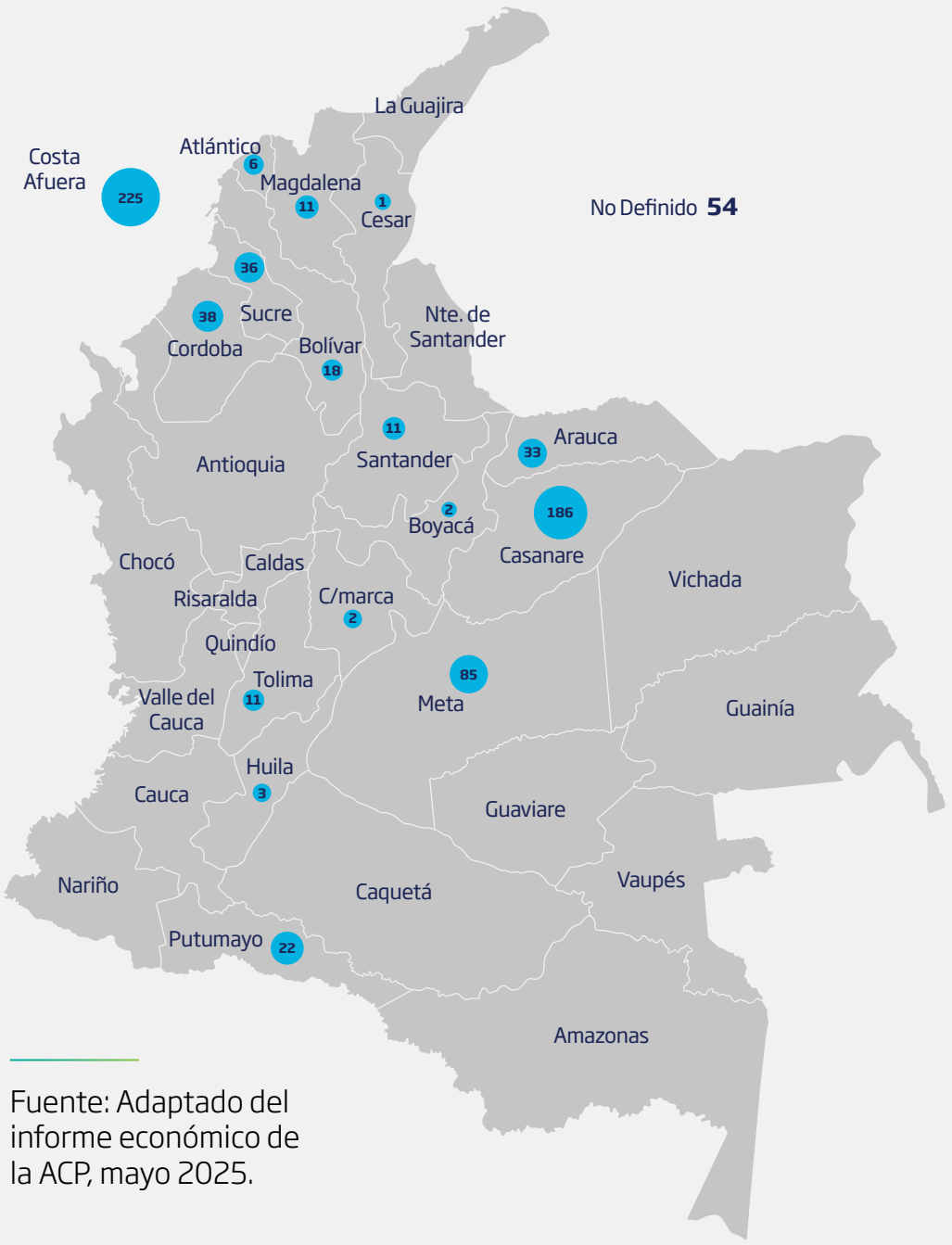
Para 2025, la ACP estima que la inversión total en exploración será de US$740 millones, lo que supondría una reducción del 18% respecto a la registrada en 2024 (US$900 millones). La distribución departamental proyectada para estas inversiones se presenta en la Figura 3.10.



[15] Tendencias de Inversión en Exploración y Producción (E&P) de Petróleo y Gas en Colombia 2024 y Perspectivas 2025: Un Sector Estratégico en Estado Crítico, ACP.

Figura 3.10

Inversiones en exploración de hidrocarburos previstas para 2025 (US$ millones)



Fuente: Adaptado del informe económico de la ACP, mayo 2025.

El 56% de las inversiones en exploración de 2025, esto es, US$412 millones, tendría como foco la búsqueda de gas natural. De ese monto, US$225 millones se concentrarían en áreas costa afuera y US$187 millones en áreas continentales.

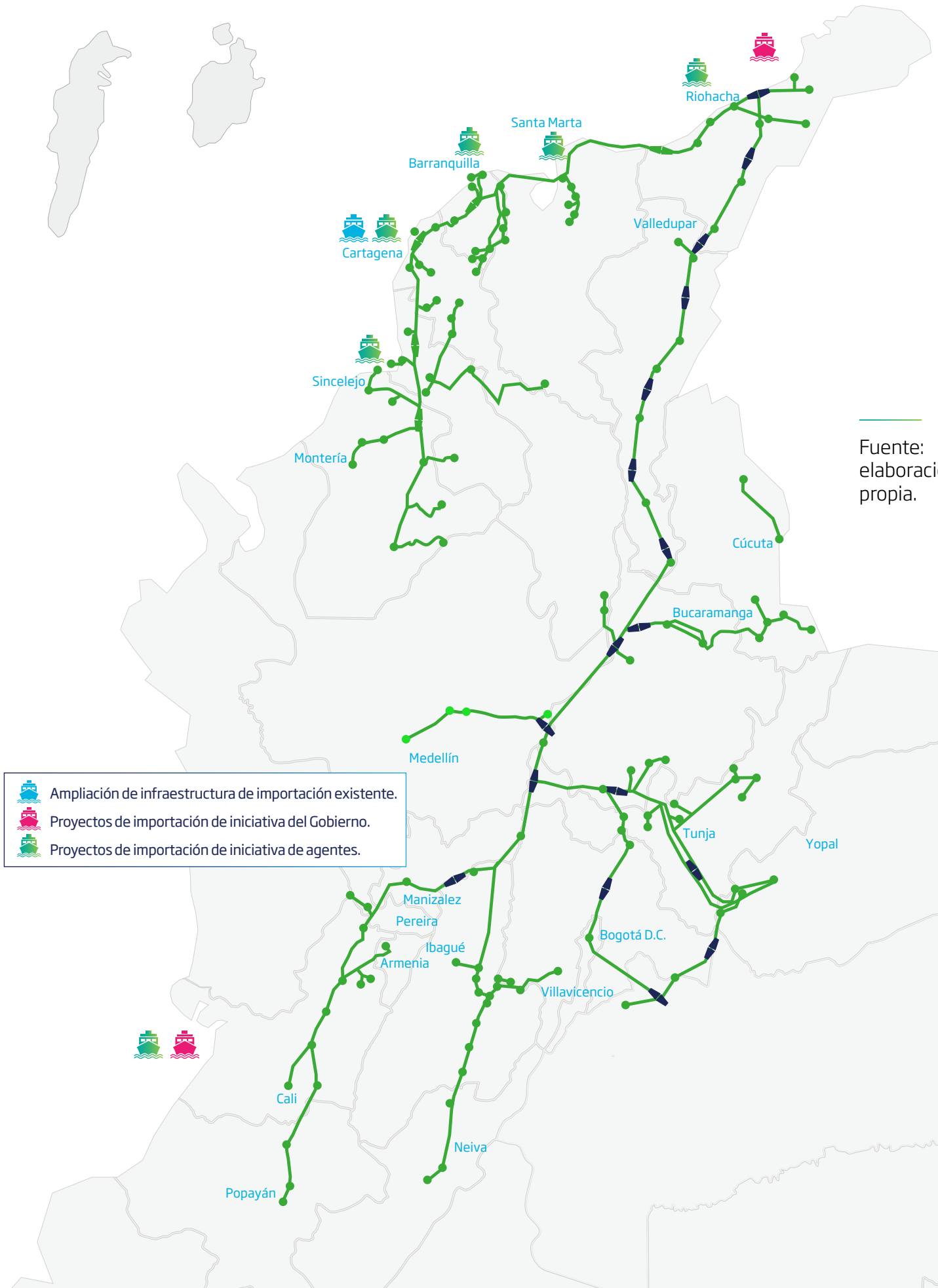
Un aspecto que la ACP resalta en su informe es que, a diferencia de años anteriores, en los que las inversiones en áreas costa afuera se dirigían a tres provincias gasíferas, en 2025 solo se proyecta actividad en una de ellas.



Proyectos de importación

En paralelo a los esfuerzos de las compañías de exploración y producción por elevar las reservas y la producción de gas natural, el Gobierno y diversos actores están avanzando en la estructuración de proyectos de importación que contribuirían al abastecimiento de este energético (Figura 3.11). A excepción de la ampliación de la infraestructura de regasificación existente, a la fecha de publicación de este informe no se tiene conocimiento del cierre financiero de estos proyectos.

Figura 3.11
Proyectos de importación



Fuente: elaboración propia.

Un caso concreto es la ampliación en curso de la capacidad de regasificación de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC), cuya operación inició en 2016 para abastecer plantas térmicas que proveen generación de seguridad en el mercado eléctrico. La capacidad inicial de 400 millones de pies cúbicos por día (mpcd) se aumentó a 450 mpcd en 2024 y se elevará a 475 mpcd en el tercer trimestre de 2025 y a 533 mpcd en el tercer trimestre de 2027.

Además, a través del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía está impulsando el desarrollo de dos nuevos proyectos de importación (convención roja en la Figura 3.11):

- Infraestructura de importación en el Pacífico: incluye una planta de regasificación en Buenaventura con capacidad de 400 mpcd, almacenamiento para 170.000 metros cúbicos (m^3) de GNL y un gasoducto entre Buenaventura y Yumbo con una capacidad de transporte de 400 mpcd.
- Según las recomendaciones de la UPME, esta infraestructura debería entrar en operación 58 meses después de la selección del inversionista, proceso que está en cabeza de esa entidad. No obstante, sugiere que se explore su entrada anticipada a inicios de 2030.
- Infraestructura de importación en La Guajira: contempla una planta de regasificación con capacidad de 250 mpcd y almacenamiento para 120.000 m3 de GNL. Al igual que en el caso del Pacífico, la UPME propone su entrada en operación 58 meses después de la selección del inversionista, pero plantea que es deseable su entrada anticipada en 2026.

Adicionalmente, algunos inversionistas están estructurando proyectos de importación en ambas costas (convención verde en la Figura 3.11). Algunos de estos buscan participar en las convocatorias del Plan de Abastecimiento, que tiene la ventaja de trasladar el riesgo de demanda a los usuarios, lo cual facilita el cierre financiero de los proyectos. Otros lo están haciendo con miras a lograr un cierre financiero a través de la firma de contratos de largo plazo para el suministro de gas importado y para disponer de la capacidad de regasificación.

Expansión del sistema de transporte

La seguridad del abastecimiento y la confiabilidad del servicio no dependen únicamente de la disponibilidad de gas natural, sino también de la capacidad del sistema para transportarlo de manera eficiente desde sus fuentes hasta los centros de consumo. En la medida en que el mercado está experimentando un cambio en sus fuentes de suministro, es fundamental adecuar y expandir oportunamente la infraestructura de transporte.

Esto puede implicar la construcción de activos que permitan la inyección de gas desde nuevas fuentes de suministro; la ampliación de gasoductos, en respuesta al aumento del flujo desde unas regiones y a la disminución desde otras; la reversión del flujo en ciertos tramos; o incluso la adecuación de ductos construidos originalmente para otros hidrocarburos, con el fin de habilitarlos para el transporte de gas natural.

En Colombia, el desarrollo del sistema de transporte se ha basado en la iniciativa de los agentes de la cadena, sustentada en

acuerdos comerciales de largo plazo que permiten asegurar la financiación de los proyectos. No obstante, esta herramienta sigue siendo de gran relevancia, la incertidumbre sobre la localización de las nuevas fuentes de suministro y el exiguo horizonte de producción de los campos existentes se traducen en un alto riesgo de demanda que limita el apetito de los agentes para asumir compromisos que den pie a emprender nuevos proyectos.

En este contexto, el Plan de Abastecimiento de Gas Natural emerge como un instrumento que puede acotar los riesgos asumidos por los agentes, al asegurar que el costo de la nueva infraestructura se irrigue entre los beneficiarios de la misma y durante un período de tiempo prudente. La versión más reciente del Plan, adoptada por el Ministerio de Minas y Energía en enero de 2025 contempla catorce proyectos, de los cuales doce corresponden a activos de transporte y dos a infraestructura de importación, distribuidos geográficamente, como se muestra en la Figura 3.12:

1. Ampliación del tramo Guando – Fusagasugá: capacidad adicional de 1,6 mpcd.

2. Ampliación del tramo Centauros – Granada: capacidad adicional de 1,1 mpcd.

3. Gasoducto Valle Inferior del Magdalena (VIM) – Interior: capacidad de 400 mpcd.

4. Gasoducto Bogotá – SNT Magdalena Medio: capacidad de 215 mpcd.

5. Gasoducto Cúcuta – SNT Magdalena Medio: capacidad de 8 mpcd.

6. Infraestructura de importación en La Guajira con conexión al SNT.

7. Bidireccionalidad en el tramo Vasconia – Mariquita (capacidad adicional de 192 mpcd hacia Vasconia).

8. Bidireccionalidad en el tramo Vasconia – La Belleza (capacidad adicional de 200 mpcd hacia La Belleza).

9. Ampliación de capacidad en dirección La Belleza – El Porvenir – Cusiana (con conexión al tramo Cusiana – Apiay): capacidad adicional de 120 mpcd.

10. Gasoducto Aguazul – Yopal: capacidad de 13,9 mpcd.

11. Ampliación del tramo Gualanday – Neiva: capacidad adicional de 17 mpcd.

12. Gasoductos para conexión de ramales aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio.

13. Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita: capacidad bidireccional de 250 mpcd en Mariquita.

14. Infraestructura de importación en el Pacífico.

Estos se suman cinco proyectos que se vienen desarrollando en el marco del anterior Plan de Abastecimiento:

A. Interconexión de tramos Barranquilla – Ballena y Ballena – Barrancabermeja: 170 mpcd en ambos sentidos.

B. Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena: 100 mpcd en Ballena.

C. Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena: 170 mpcd en Ballena.

D. Ampliación del tramo Mariquita – Gualanday: 20 mpcd en Gualanday.

E. Ampliación del ramal Jamundí hacia Popayán: 3 mpcd en Popayán.

Figura 3.12
Proyectos impulsados dentro del marco del Plan de Abastecimiento de Gas Natural



Fuente: Adaptado del Documento Complementario del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de la UPME, 2025.

Efectos recientes de la importación sobre las tarifas

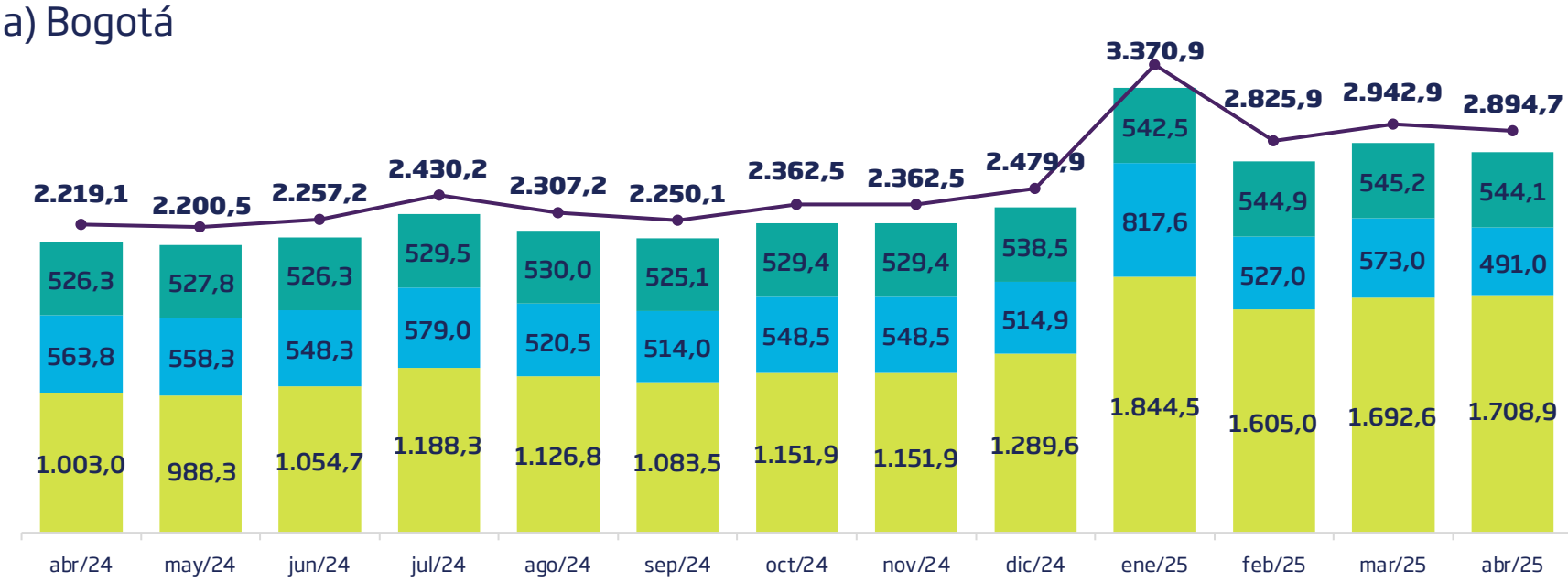
Antes de cerrar esta sección sobre las perspectivas del abastecimiento del mercado colombiano de gas natural, conviene analizar los impactos recientes de las importaciones sobre las tarifas aplicadas a los usuarios residenciales, especialmente desde que el país perdió su autosuficiencia en diciembre de 2024.

La Figura 3.13, elaborada con información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), muestra la evolución del costo unitario variable del servicio para usuarios residenciales de estrato 4 en los tres mercados relevantes de distribución más grandes del país. Esto es, aquellos en los que se encuentran las ciudades de Bogotá, Medellín y Barranquilla.

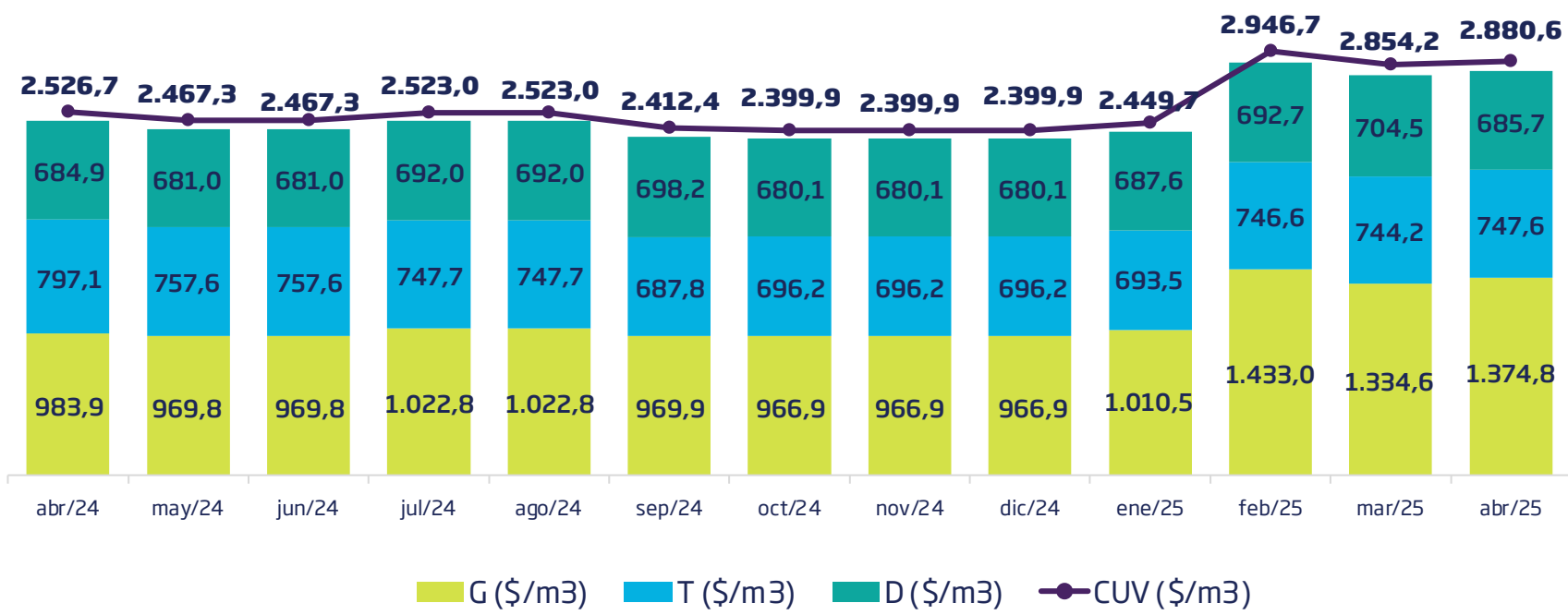
Figura 3.13

Evolución de las tarifas a usuarios residenciales de estrato 4 ($/m3)

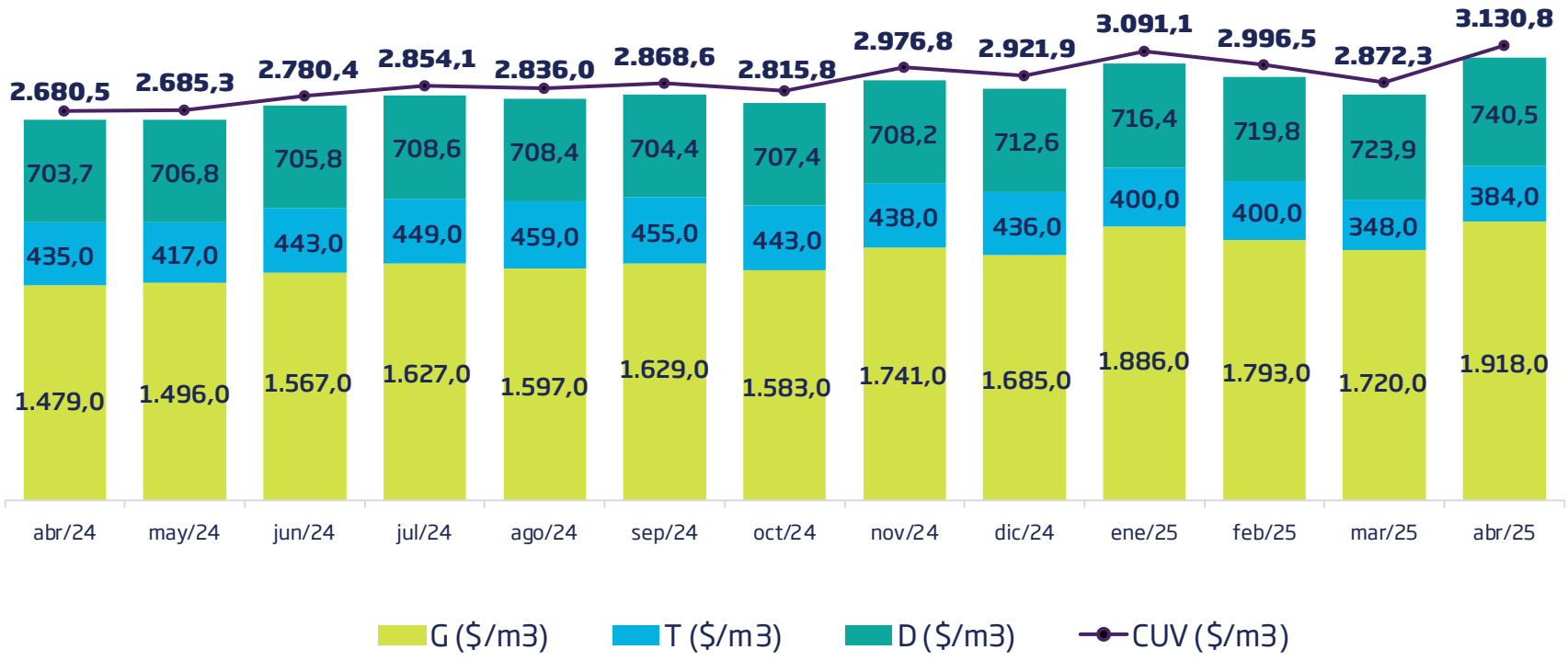
a) Bogotá



b) Medellín



a) Barranquilla



Fuente: SSPD, elaboración propia.

Según los datos publicados por la SSPD, entre abril de 2024 y abril de 2025, el costo de las compras de gas natural por parte de los prestadores del servicio tuvo un incremento de 70,4% en el mercado de Bogotá, 39,7% en el de Medellín y 29,7% en el de Barranquilla. Por su parte, el costo unitario variable, que refleja el costo por metro cúbico consumido, tuvo un aumento de 30,4%, 14,0% y 16,8%, respectivamente.

Lo ocurrido en estos tres mercados relevantes, que aglomeran alrededor del 45% de los usuarios de gas natural del país, evidencia un incremento en las tarifas que supera con creces el aumento de precios de la economía. Esto en la medida en que ha sido necesario acudir a gas importado y que, dada la regulación vigente, las transacciones para esto corresponden a compras de corta duración hechas con poca antelación. Además, la estrechez del mercado nacional ha impulsado un aumento de los precios del gas local.

En síntesis, las relaciones comerciales que tienen lugar en el mercado mayorista reflejan las condiciones actuales y las perspectivas del abastecimiento. Además, dado que las tarifas pagadas por los usuarios transmiten los precios pactados en el mercado mayorista, son los usuarios los que en últimas se benefician de un mercado superavitario o los que padecen las consecuencias de un mercado caracterizado por la escasez, ya sea en forma de aumentos de precios o, en casos extremos, mediante restricciones en el suministro.

Las consecuencias no se limitan a mayores tarifas. Algunos usuarios, ante la imposibilidad de cubrir los nuevos costos, migran a otros combustibles de menor precio, como pueden ser el carbón y la leña. Estas decisiones son contrarias a los objetivos de la transición energética y definitivamente no contribuyen a

cumplir las metas de descarbonización del país y del mundo, incluidos los compromisos del Acuerdo de París.

Desafíos para el futuro del abastecimiento

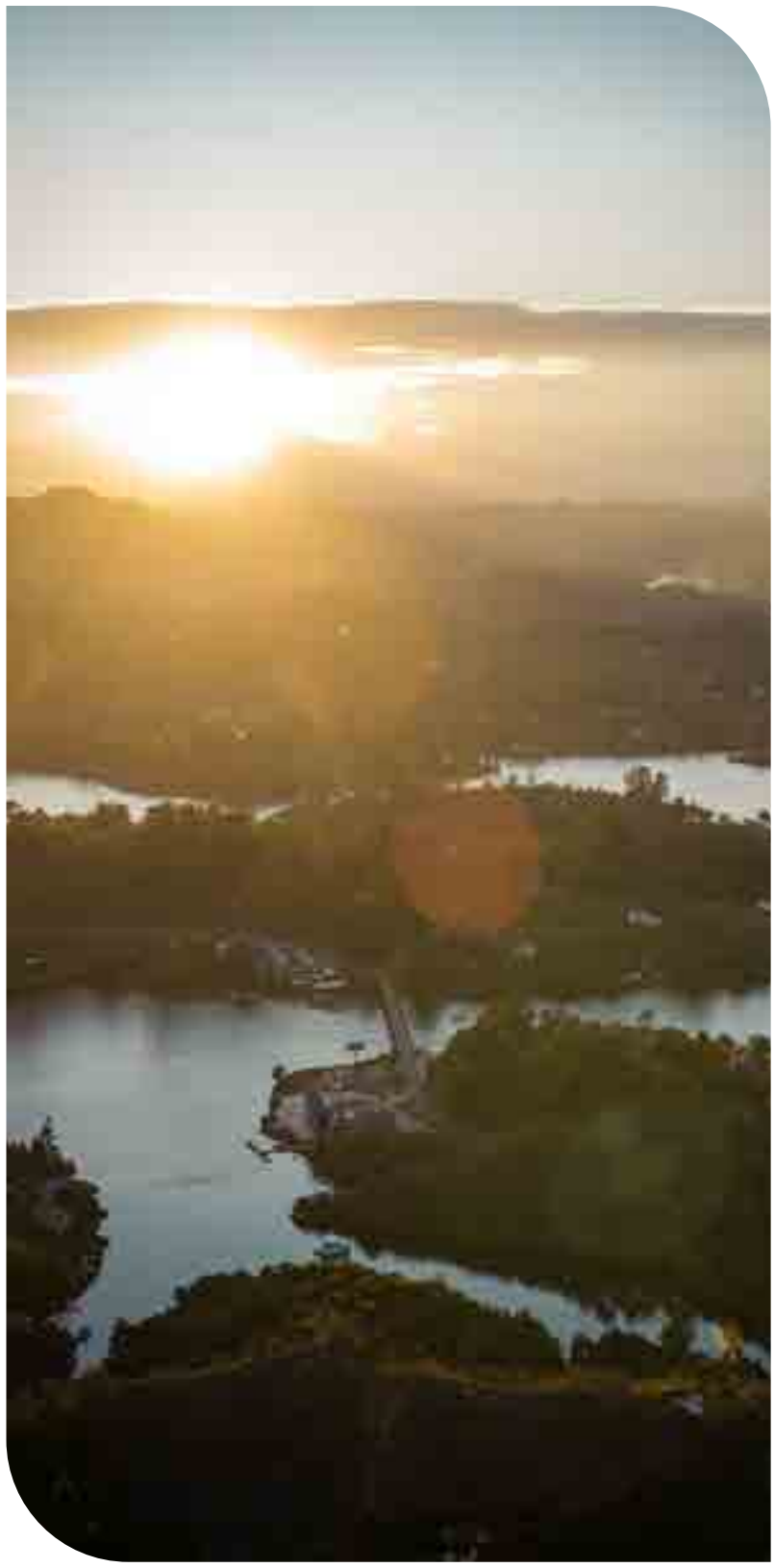
El análisis de la coyuntura actual del abastecimiento del mercado colombiano de gas natural revela un punto de inflexión. La pérdida de la autosuficiencia a finales de 2024 ha llevado a acudir a la importación como una fuente estructural del suministro, al tiempo que ha puesto en evidencia la imperiosa necesidad de retomar la actividad exploratoria, aunar esfuerzos para asegurar el desarrollo de las reservas e impulsar la ampliación de la capacidad de transporte.

A pesar de la magnitud de los recursos descubiertos, especialmente en áreas costa afuera, persisten contingencias de orden técnico, ambiental, social y contractual que impiden su conversión en reservas efectivas.

El comportamiento de las reservas 3P y los recursos contingentes 3C muestra una evolución que no es armónica: mientras las primeras disminuyen rápidamente, los segundos crecen sin que se logre concretar su paso a reservas. Esta expansión de los recursos con menor chance de comercialidad es una oportunidad, pero también una advertencia. Para evitar que estos recursos se queden atrapados en el subsuelo, se requiere una política pública activa que facilite su desarrollo, incentive la inversión y desbloquee los cuellos de botella que los mantienen sin explotar.

Este complejo y retador panorama del sector ya está afectando a los usuarios vía mayores tarifas.

De lo anterior se concluye que el sector está en un punto en el que se requiere una visión de largo plazo, decisiones oportunas y una coordinación efectiva entre el Gobierno Nacional, las autoridades locales, el sector privado y las comunidades para que se garantice el abastecimiento de gas natural y más de 35 millones de ciudadanos sigan contando con un energético confiable, asequible y con una menor huella de carbono que sus sustitutos.





3.3 LA INFORMACIÓN EN SITUACIONES DE ESCASEZ

Información: mayor relevancia en situaciones de escasez[1]

Diciembre de 2024 marcó un hito en la historia energética de Colombia por ser el mes a partir del cual fue necesario acudir a la importación de gas natural como fuente estructural de abastecimiento del mercado colombiano, según lo expuesto en las dos secciones anteriores de este informe.

Esta fecha determinó el punto de inflexión en el que el país pasó de un mercado superavitario a uno deficitario.

Tenía una condición superavitaria porque la oferta nacional permitía cubrir en su totalidad los consumos de los usuarios del servicio público domiciliario de gas natural, con la excepción de parte de la demanda térmica localizada en la Costa Caribe, para la cual el Gobierno Nacional promovió oportunamente la construcción de infraestructura de importación para atenderla sin interferir con el funcionamiento normal del mercado.

Luego de diciembre de 2024, la condición deficitaria se da porque se requiere gas importado para satisfacer los consumos de los distintos segmentos de la demanda, y ya no exclusivamente para la generación térmica en la región Caribe.

En este nuevo contexto, además de la necesidad de asegurar el balance permanente entre las cantidades demandadas y las ofrecidas por productores nacionales e importadores, resulta imperativo examinar si la capacidad del sistema de transporte es suficiente para soportar los flujos asociados al gas importado, así como los posibles cambios en los patrones de flujo del gas nacional.

Así, en un mercado deficitario, la información sobre las relaciones comerciales entre los agentes de la cadena y las gestiones operativas adquiere mayor relevancia. Esta nueva condición hace que el Gobierno Nacional y los agentes del mercado se vean obligados a tomar decisiones con menos grados de libertad y, en algunos casos, con menor antelación de la que era posible en el pasado.

Con esta perspectiva, en esta sección se presenta un recuento de la evolución del balance de gas natural publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en los estudios técnicos que han servido de base para los planes de abastecimiento; se analiza la información sobre oferta y demanda disponible para el Gobierno y los agentes del mercado; y se evalúa cómo las diferencias entre las proyecciones y las cifras observadas pueden integrarse en nuevos ejercicios de planeación.

Como complemento, se incluye una reseña de la información que recopila y publica el Gestor del Mercado de Gas Natural, así como un análisis de su contribución al funcionamiento de los mercados primario y secundario.



[1]Sección basada en documentos del Centro Regional de Estudios de Energía, el Gestor del Mercado de Gas Natural y la Unidad de Planeación Minero Energética, referenciados en la bibliografía

Balances de la UPME

En años recientes, el Ministerio de Minas y Energía ha expedido dos versiones del Plan de Abastecimiento de Gas Natural: en 2020, mediante la Resolución 40304, y en 2025, a través de la Resolución 40031. Las dos normas se sustentaron en los estudios técnicos elaborados por la UPME.

Uno de los componentes clave de dichos estudios es el balance proyectado entre la oferta y la demanda de gas natural. Este balance no solo aporta información de interés para los agentes del mercado, sino que también orienta la definición de las obras de infraestructura que el Ministerio impulsa con el fin de garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del sistema.

En el estudio técnico correspondiente al período 2019 – 2028, que sirvió de base para el Plan adoptado en 2020, se destacan los siguientes supuestos del balance:

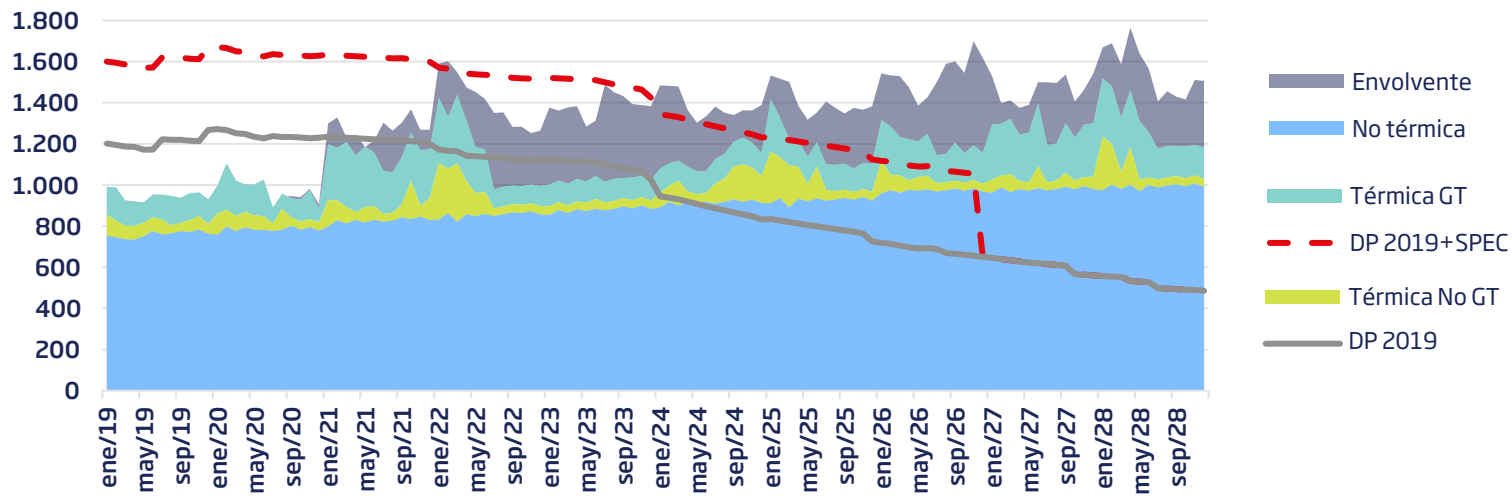
"Debe señalarse que si bien el balance nacional da señales de momentos de exceso o déficit de oferta, este supone implícitamente e idealmente dos situaciones, i) una red de transporte que permite flujos en cualquier dirección, lo que hace que se disponga de todas las corrientes de gas en todo el territorio nacional y ii) transacciones comerciales que permiten el flujo físico o no del gas natural en el sistema, es decir, solo se pierde el equilibrio hasta tanto la demanda supera la oferta independiente de la localización de las fuentes de gas natural desde cualquier fuente de suministro hasta cualquier sitio de consumo, sin restricciones de capacidad. En segundo lugar, se asumió que todo el volumen de gas disponible puede ser comercializado, sin tener en cuenta las limitaciones que imponen las modalidades contractuales vigentes.

Así, más allá del rigor con que se haya estimado la oferta, estos dos supuestos introdujeron elementos que reducen la precisión del balance proyectado.

En esa oportunidad, la UPME modeló tres escenarios de oferta y señaló como más probable el que está basado en las declaraciones de producción presentadas por los productores para el período 2019 – 2028. Para la demanda adoptó el que denominó escenario medio de proyección (Figura 3.14).

Figura 3.14

Balance 1 del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de 2020 (GBTUD)



Fuente: Tomado del Estudio Técnico de la UPME para el Plan de Abastecimiento, junio 2020

Al comparar estas proyecciones de oferta y demanda, la UPME concluyó:

"En este escenario se puede observar que se presentaría el punto de corte entre la oferta y la demanda a partir de enero de 2024, mostrando un déficit para toda la demanda nacional. Fecha en la cual para los análisis se considera la entrada de un nuevo punto de suministro de gas natural, que de acuerdo con la última información disponible y con los resultados de la planeación centralizada de la UPME, este punto de suministro se suple con la Infraestructura de Importación de gas natural del Pacífico (…) Sin embargo, de presentarse un Fenómeno del Niño entre el 2021-22, se presentaría déficit en los requerimientos de gas natural".

Por otra parte, el Plan de Abastecimiento que el Ministerio de Minas y Energía adoptó en enero de 2025 se basó en el estudio técnico que la UPME publicó en junio de 2024 y complementó en enero de 2025.

Al igual que en la versión de 2020, en esta nueva edición la UPME consideró varios escenarios de oferta y demanda. En esta oportunidad señaló que "para efectos del balance volumétrico se emplean como insumo de referencia el Escenario de Oferta 2 y el Escenario de Demanda 2 actual (Demanda Media), los cuales son considerados por la UPME como los de menor grado de incertidumbre para el horizonte de planeación propuesto".

El Escenario de Oferta 2 incorpora la producción asociada al 100% de las reservas probadas (P1) y probables (P2), así como al 100% de los recursos contingentes C1 y C2 de las áreas continentales. Además, incluye la capacidad de regasificación reportada por la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC), con las expansiones anunciadas por esta empresa.

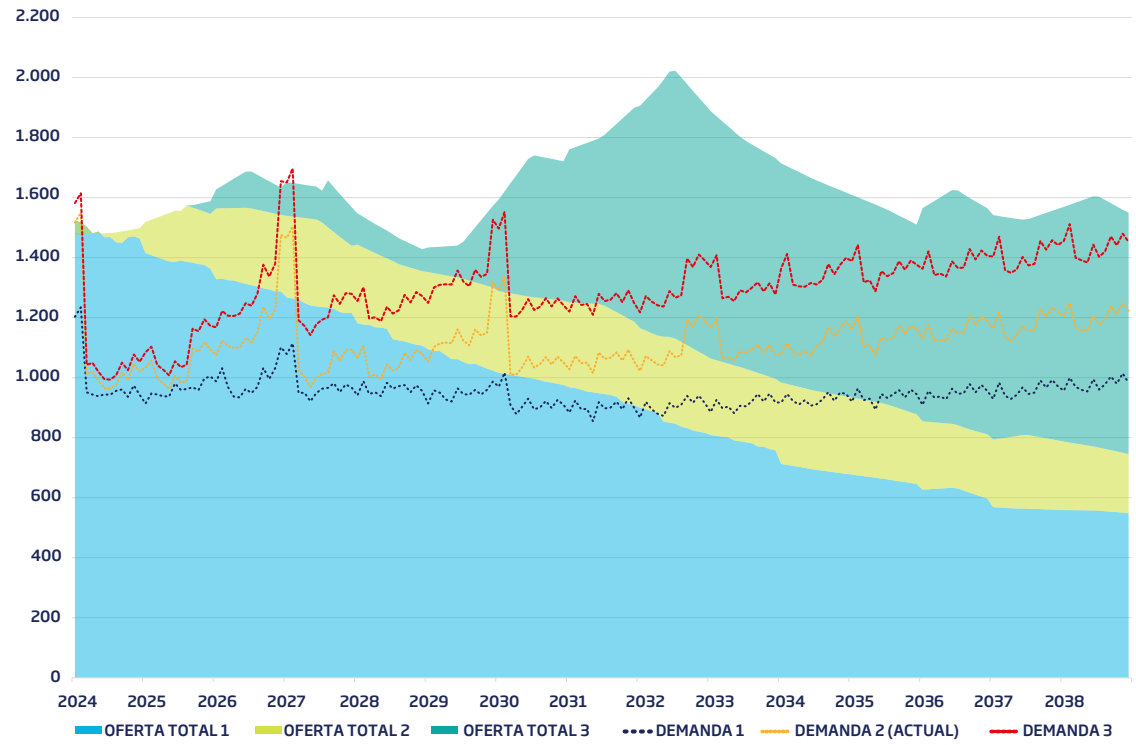
Cabe resaltar que el Escenario de Oferta 1 considera las declaraciones de producción realizadas por los productores de gas a lo largo de 2024, las cuales fueron publicadas por el Ministerio en noviembre de ese año. Este escenario también contempla la capacidad de regasificación de SPEC que no está comprometida contractualmente con plantas térmicas. En este sentido, guarda similitud con el escenario considerado como el más probable en el balance presentado en 2020.

La UPME indicó en su estudio técnico que "en este balance volumétrico no se consideran las restricciones dadas por la indisponibilidad del gas natural importado por compromisos contractuales (como el cumplimiento de OEF del sector eléctrico), o las limitaciones existentes en la infraestructura de transporte que hace parte del SNT, aspectos que se analizarán detalladamente en la sección de simulación de transporte posterior".

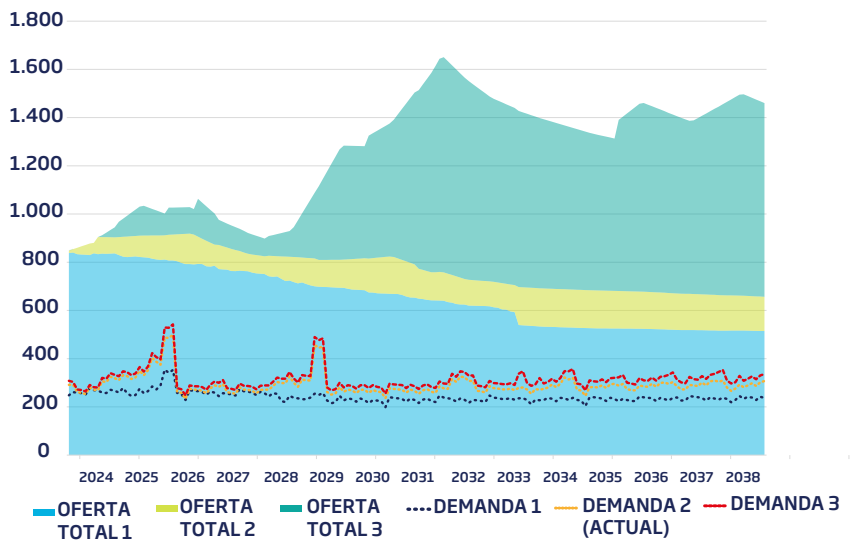
En consecuencia, al igual que en la versión de 2020, el balance de 2025 no contempla las restricciones en el sistema de transporte. Además, en esta ocasión se plantea como escenario de menor incertidumbre uno que no considera que el gas importado está comprometido, en primera instancia, para tres plantas térmicas ubicadas en la Costa Caribe. Es decir, compara la suma de la oferta nacional e importada con la demanda nacional, sin reparar en las limitaciones contractuales existentes. Las conclusiones que arroja este balance contrastan con las derivadas de los balances regionales de la misma entidad (Figura 3.15).

Figura 3.15
Balance entre oferta agregada y demanda proyectada de gas natural del Plan de Abastecimiento de Gas Natural de 2025 (GBTUD)

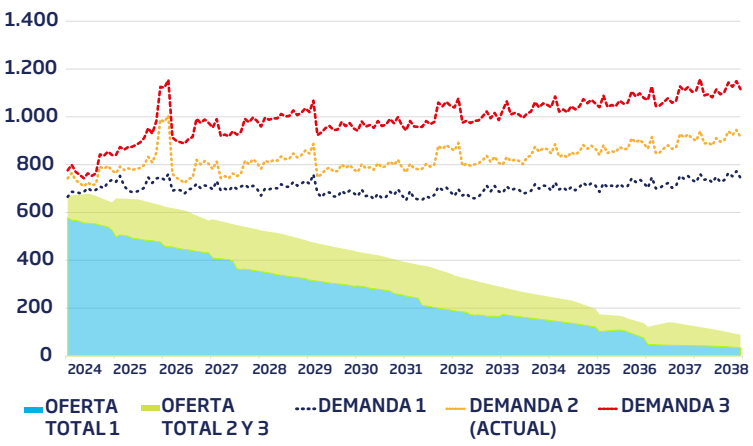
Balance Nacional



Balance regional de la Costa Caribe



Balance regional del interior



Fuente: Tomado del documento complementario del Estudio Técnico de la UPME para el Plan de Abastecimiento, enero 2025

En su informe técnico de 2025, la UPME expone las conclusiones a las que llega a partir de diferentes combinaciones de escenarios de oferta y demanda nacional. Aquí se destacan las que se desprenden de la combinación que esa entidad considera de menor incertidumbre:

"Para el escenario de Oferta 2, el cual incorpora la entrada adicional de recursos nacionales descubiertos a nivel continental y una ligera ampliación de capacidad de importación, el déficit de gas se trasladaría hacia el primer trimestre de 2030 por un período aproximado de tres

meses y con un pico de 53 GBTUD. Por otra parte, desde el segundo semestre del año 2032 se observa un déficit creciente hasta el final del período analizado".

Al respecto, como se explica en la sección 3.2[2], las categorías en las que se agrupan las reservas reflejan el grado de certeza en su recuperación. Para las reservas 1P, debe existir una probabilidad mínima del 90% de que las cantidades recuperadas sean iguales o superiores a las estimadas; mientras que para las reservas 2P (P1 y P2), esta probabilidad se reduce al 50%. Por lo tanto, los supuestos del Escenario de Oferta 2 son menos conservadores que los del Escenario de Oferta 1.

Adicionalmente, en el caso de los recursos contingentes C1 y C2 en áreas continentales, aún deben superarse varias contingencias para garantizar su explotación, tal como se expone en la sección 3.2. Este aspecto introduce un nuevo factor de incertidumbre que podría llevar a una sobreestimación de las cantidades realmente disponibles para el mercado.

Aunque es factible que las plantas térmicas ofrezcan en el mercado secundario los volúmenes que no consumen, debe tenerse en cuenta la alta variabilidad de la demanda térmica. En este sentido, asumir que la capacidad de regasificación contratada por estas plantas estará disponible para cualquier tipo de demanda, en todo momento, implica riesgos.

Por último, la Figura 3.15 muestra que mientras el balance regional de la Costa Caribe es superavitario gracias a su cercanía a las principales fuentes de abastecimiento, el balance del interior del país es estructuralmente deficitario, por su dependencia de transporte desde otras regiones. Esta diferencia regional evidencia que, aunque el balance nacional sea superavitario, existen riesgos de abastecimiento diferenciados que requieren soluciones específicas en infraestructura y contratación.



[2] De orden técnico, ambiental, social y contractual.

Balance físico vs balance contractual

Durante el año 2024 se suscitó un debate en torno a la necesidad de importar gas natural para atender una demanda diferente de la térmica. Las distintas posturas se sustentaron en proyecciones del balance futuro de gas natural, sin que existiera plena claridad sobre los supuestos de dichas estimaciones.

El diálogo entre el Gobierno Nacional, los agentes de la cadena y los usuarios del servicio se enriquecería y facilitaría si las discusiones sobre el abastecimiento partieran de balances entre oferta y demanda construidos con base en supuestos conocidos por todas las partes e, idealmente, acordados entre ellas.

En este contexto, resulta pertinente hacer una diferenciación entre un balance físico y uno contractual. Aunque no existe una definición normativa para estos conceptos, puede entenderse que un balance físico corresponde a la diferencia entre la cantidad de gas producida y la cantidad demandada en un período determinado. Bajo esta lógica, si el balance físico es positivo en todos los períodos del año, se asume que es posible atender la totalidad de la demanda.

Los balance entre oferta y demanda que la UPME incluye en sus estudios técnicos son de esta naturaleza.

En contraste, un balance contractual refleja la diferencia entre la disponibilidad de contratos de suministro y capacidad de transporte que garantizan firmeza, y las necesidades de contratación que requieren firmeza. Si el balance es positivo, debería ser posible atender de manera firme la demanda que así lo exige.

Los balances elaborados por el Gestor del Mercado de Gas Natural con base en las disponibilidades de gas declaradas por los agentes y la información contractual vigente, son un paso en esta dirección. En ellos se puede ver un marcado contraste con la holgura que muestran los balances físicos de la UPME.

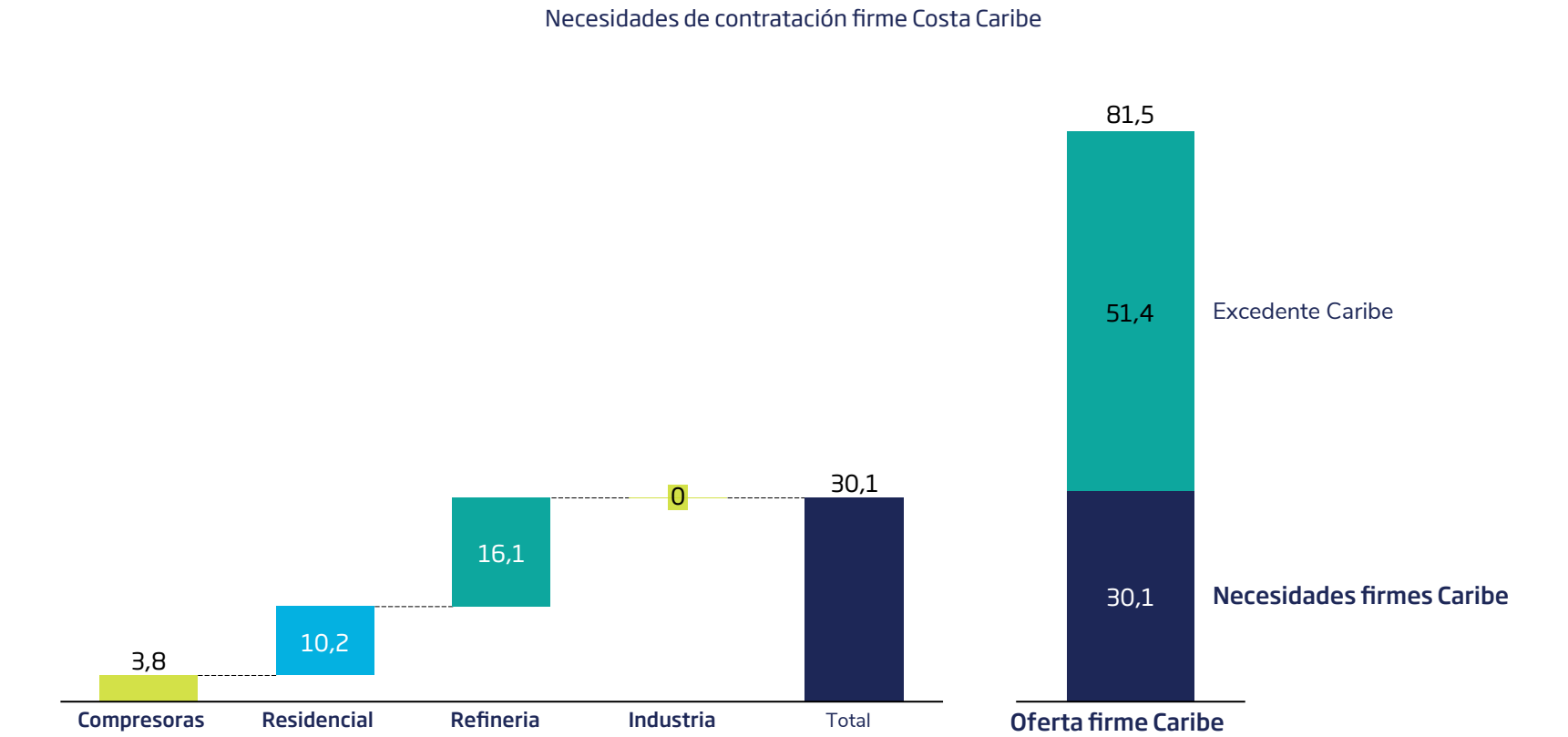
Bajo condiciones de hidrología crítica que dispararían la demanda térmica, el gas firme disponible sería insuficiente para atender la demanda que, según la regulación, debe atenderse con contratos firmes de gas.

La Figura 3.16 los ilustra. El panel superior presenta las necesidades de contratación firme en la región Caribe, desglosadas por sector. Con base en la disponibilidad de gas en esa zona, el balance muestra un excedente de 51,4 GBTUD.

El panel inferior muestra el balance para el interior del país. Si se suman los excedentes de la Costa Caribe y el interior (66,8 GBTUD), puede verse que son insuficientes para atender las necesidades de contratación firme de esta región (131,0 GBTUD).

Incluso bajo el supuesto de que los excedentes reportados de contratación firme en la Costa Caribe para los sectores de GNV e industria pudieran ser completamente redirigidos al interior, persistiría un déficit de 36,0 GBTUD que corresponde más o menos a un 4% de la demanda esperada para el año.

Figura 3.16
Balance contractual 2025[3] (Condiciones críticas, GBTUD)



Fuente: Centro Regional de Estudios de Energía, CREE, con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural.

[3] Estos balances se basan en la información presentada por el Gestor a finales de 2024. En situaciones de hidrología normal, el balance se calculó como superavitario en 18,4 GBTUD. Es importante anotar que los balances contractuales del Gestor no recogen las restricciones que pueda imponer la disponibilidad de contratación del transporte.

Balances probabilísticos

Incluir balances probabilísticos en la planeación del sector permite reflejar de forma más realista la incertidumbre inherente tanto a la oferta como a la demanda de gas. A diferencia de los balances determinísticos, como los que tradicionalmente realizan la UPME y el Gestor, y que se construyen con supuestos puntuales y pocos escenarios, los balances probabilísticos consideran un rango de posibles valores para variables clave como la disponibilidad de producción, las condiciones hidrológicas, el comportamiento de la demanda térmica o industrial, y la evolución de la infraestructura.

Esto permite identificar no solo escenarios medios, sino también riesgos extremos como déficits severos de gas en condiciones críticas, lo cual es crucial para anticipar vulnerabilidades del sistema y diseñar respuestas más robustas.

Un enfoque probabilístico contribuye también a mejorar la toma de decisiones regulatorias, comerciales y de inversión. Al incorporar distribuciones de probabilidad en lugar de supuestos únicos, se facilita la evaluación de medidas de gestión del riesgo como el almacenamiento, la diversificación de fuentes o la contratación de capacidad de respaldo.

Finalmente, este enfoque permite cuantificar con mayor precisión el valor de inversiones estratégicas bajo distintas condiciones futuras, alineando la planificación del sector con principios modernos de gestión de la incertidumbre y resiliencia energética.

En otras palabras, los balances probabilísticos no eliminan la incertidumbre, pero permiten gestionarla de una manera mejor informada y estratégica.

Declaraciones de producción

El punto de partida para la construcción de un balance probabilístico son las declaraciones de producción. Al construir escenarios de oferta de gas natural, tanto la UPME como el Gestor suelen basarse en las declaraciones de producción presentadas ante el Ministerio de Minas y Energía por los productores.

El Decreto 1073 de 2015 establece que los productores de gas natural deben declarar anualmente ante el Ministerio de Minas y Energía el Potencial de Producción, la Producción Comprometida, el gas de propiedad del Estado y la Producción Total Disponible para la Venta, por cada campo en el que tienen participación. Adicionalmente, están obligados a actualizar su declaración ante variaciones frente a lo reportado inicialmente.

El Potencial de Producción (PP) corresponde al pronóstico de las cantidades de gas natural que pueden ser producidas para atender la demanda, una vez descontadas las cantidades requeridas para la operación. La norma establece de forma explícita que este pronóstico debe considerar el desarrollo de las reservas de gas natural, es decir, aquellas cantidades que se anticipa serán comercialmente recuperables. En consecuencia, el potencial de producción no incluye el desarrollo de recursos contingentes.

La Producción Comprometida (PC) comprende la suma de los volúmenes pactados por el productor en contratos con garantía de firmeza y aquellos reservados para su consumo propio.

A su vez, el gas de propiedad del Estado corresponde a los volúmenes que este puede recibir como regalías y/o como participación en la propiedad del recursoen los contratos y/o convenios de exploración y producción suscritos con la ANH.

Así, la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) resulta de restar del potencial de producción tanto la producción comprometida como el gas de propiedad del Estado. Esto refleja las cantidades que un productor estima tener disponibles para comercializar bajo cualquier modalidad contractual.

El propósito de estas declaraciones es aportar a la transparencia del mercado mayorista de gas natural, en tanto permiten que las entidades del Gobierno Nacional, los agentes de la cadena y los usuarios tengan acceso oportuno y uniforme a la información sobre la disponibilidad de gas en el mercado.

Es importante tener presente que se trata de pronósticos para un horizonte de diez años, por lo cual es de esperar que existan diferencias entre lo declarado y la producción efectiva, así como variaciones entre las declaraciones de un año a otro. Estas variaciones previsibles son precisamente un aspecto crítico a considerar en los procesos de planeación del sector.

Producción fiscalizada de gas natural

Entre las funciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se encuentran aquellas relacionadas con la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos. En virtud de la Ley 2056 de 2020, una de estas funciones es verificar la medición y realizar el monitoreo de los volúmenes de producción.

En el marco de estas funciones, que antes desarrollaba por delegación del Ministerio de Minas y Energía y que ahora ejerce por mandato de la Ley, la ANH recopila y publica periódicamente la información registrada en los sistemas de medición de cada uno de los campos productores de crudo y gas natural.

De forma específica, la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones de la ANH publica un reporte mensual que recoge la producción fiscalizada, el gas reinyectado, el gas quemado y el consumo en campo, discriminado por campo de producción.

Al restar de la producción fiscalizada las cantidades correspondientes al gas reinyectado, el gas quemado y el gas consumido en el propio campo, se obtiene un valor comparable con el potencial de producción declarado por los productores. En este análisis, a esta cifra se le denomina Producción Observada (PO).

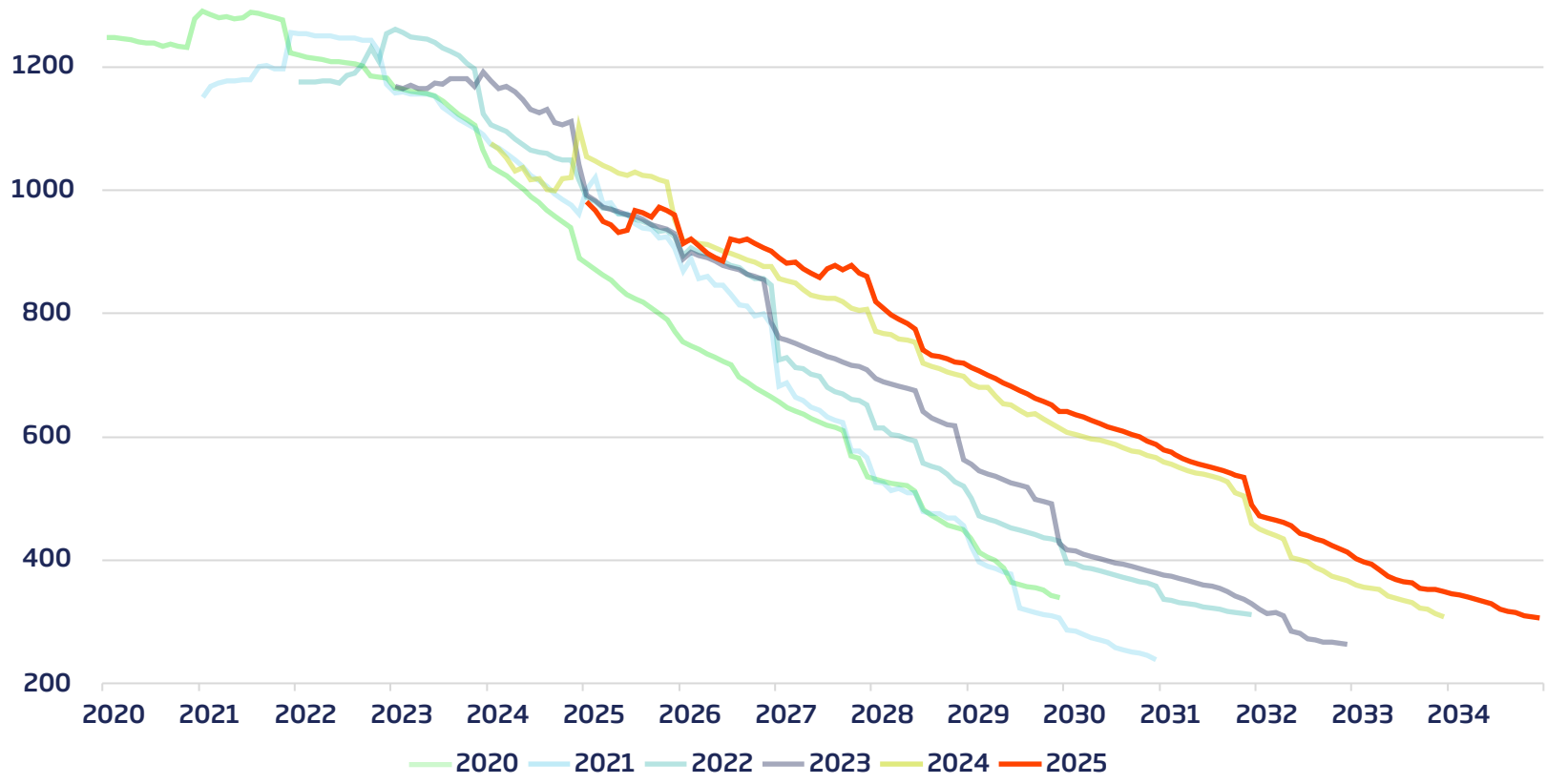
Esta comparación entre el potencial de producción declarado por los productores

y los resultados de esta operación aritmética, alimentada con las cifras publicadas por la ANH, permite identificar desviaciones que es esperable ocurran entre las proyecciones de los productores, que por definición no pueden anticipar perfectamente el futuro, y la producción efectivamente realizada.

La Figura 3.17 muestra la evolución del potencial de producción de gas declarado por los agentes, diferenciando por año de declaración. Todas las curvas reflejan una tendencia decreciente a lo largo del tiempo, en línea con el agotamiento natural de los yacimientos, pero también evidencian revisiones importantes entre años.

En particular, las curvas correspondientes a 2024 y 2025 muestran un repunte frente a años anteriores, lo que sugiere la incorporación de nueva información técnica, la inclusión de campos adicionales o el efecto de decisiones de inversión que elevan las proyecciones más recientes.

Figura 3.17
Potencial de producción por año de declaración (GBTUD)



Fuente: Cálculos propios con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural.

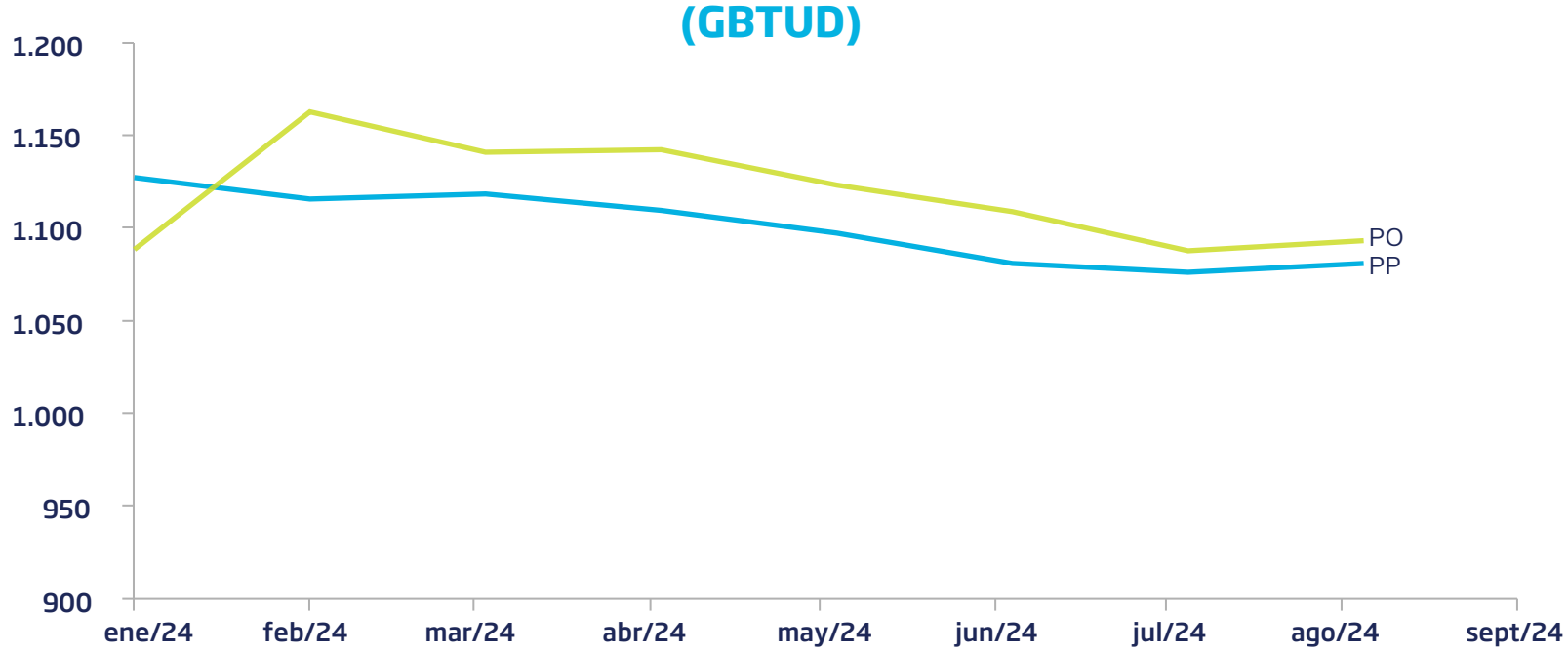
Un aspecto menos evidente, pero significativo, es que sistemáticamente el potencial de producción proyectado para los años más cercanos es más alto que el estimado en años anteriores para esos mismos periodos. Esto indica que a medida que transcurre el tiempo, la actividad exploratoria, el desarrollo de campos y la actualización de reservas tienden a mejorar las expectativas de producción futura.

Los años más lejanos, sin embargo, continúan viéndose con mayor pesimismo relativo, reflejando tanto la incertidumbre natural de un horizonte largo de proyección, como la ausencia de decisiones de inversión aún no tomadas.

Esta dinámica resalta la necesidad de adoptar enfoques probabilísticos en la planeación, que reconozcan tanto la incertidumbre estructural como el potencial de mejora futura asociado al desarrollo sectorial.

La Figura 3.18 muestra cómo las proyecciones de producción pueden desviarse de la Producción Observada (PO). Utilizando datos mensuales de 260 campos, se compara el Potencial de Producción (PP) declarado en 2023 y la Producción Observada (PO) de gas natural durante 2024. Esto ilustra que puede haber diferencias mensuales significativas entre lo que se proyectó y lo que efectivamente se produjo; diferencias que pueden alcanzar cerca del 4% del total de la oferta nacional.

Figura 3.18
Potencial de Producción (PP) y Producción Observada (PO) (GBTUD)



Fuente: Cálculos propios con base en información de la ANH y el Gestor del Mercado de Gas Natural.

Estas discrepancias reflejan la presencia de incertidumbre estructural en la oferta de gas. El PP es un pronóstico consolidado a partir de las declaraciones individuales de los productores de cada campo, que estiman su producción futura con base en la información técnica disponible, el desarrollo esperado de reservas, la capacidad nominal de sus instalaciones, y asumen una tasa máxima eficiente de recobro. A pesar de basarse en parámetros técnicos rigurosos, estas estimaciones siguen siendo proyecciones sujetas a juicios de valor y supuestos específicos que varían según el productor que las formula.

Cabe recordar que el PP para un año específico se declara en marzo del año anterior ante el Ministerio de Minas y Energía, que consolida la información y la publica posteriormente. Por lo tanto,

refleja un escenario base de operación esperado que puede cambiar de forma significativa cuando se disponga de nueva información sobre, por ejemplo, el comportamiento de los yacimientos, fallas en equipos, condiciones de entorno adversas o nuevos lineamientos operativos o comerciales. Cada nuevo ciclo de declaración incorpora estos cambios, lo que hace que el PP pueda variar con el tiempo.

Dado que el PP resulta de la agregación de múltiples campos de producción, cada uno con realidades técnicas y operativas distintas, las diferencias entre PP y PO no son anomalías, sino una expresión natural de la complejidad del sistema. En consecuencia, no es razonable esperar que la producción observada (PO) coincida exactamente con el potencial declarado (PP). Por el contrario, estas variaciones refuerzan la necesidad de adoptar enfoques de balance que reconozcan explícitamente la incertidumbre e incorporen análisis probabilísticos, especialmente cuando se toman decisiones de planificación, asignación o confiabilidad del suministro.

Demanda de gas natural

La UPME, que es la fuente oficial de proyecciones de demanda para los distintos energéticos, realiza sus proyecciones de demanda de gas natural con base en un enfoque sectorial. Para cada sector (residencial, industrial, GNV, petroquímico y térmico, entre otros), considera series históricas de consumo, supuestos de crecimiento económico, precios relativos, eficiencia tecnológica y políticas públicas relevantes.

La metodología incluye modelos econométricos que relacionan la demanda con variables económicas sectoriales (el PIB, por ejemplo) y luego se desagrega regionalmente siguiendo patrones históricos y la infraestructura del sistema nacional de transporte. Para cada sector se construyen escenarios alto, medio y bajo, que permiten capturar parte de la variabilidad futura.

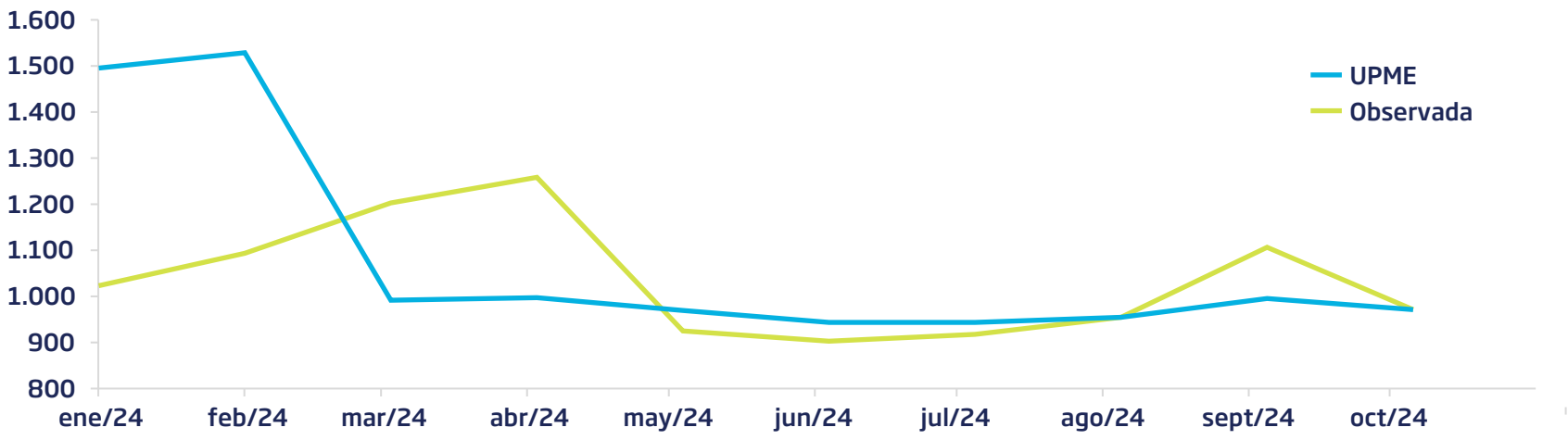
En el caso específico del sector térmico, se agregan supuestos sobre el comportamiento del sistema eléctrico, como el nivel de los embalses, la disponibilidad de generación renovable y la probabilidad de eventos climáticos extremos relevantes para Colombia, como fenómenos de El Niño.

La demanda observada, sin embargo, puede diferir sustancialmente de la proyectada. Estas diferencias pueden deberse a factores no anticipados como problemas en la cadena de suministro de los sectores, choques de precios, decisiones operativas de los agentes o variaciones en el clima.

En el caso del sector térmico esta variabilidad es aún mayor. Su demanda está directamente determinada por el despacho eléctrico, que a su vez responde a la hidrología, a los precios del mercado de energía eléctrica y a la entrada o salida de plantas.

La Figura 3.19 compara la demanda media mensual proyectada por la UPME con la demanda observada, excluyendo el componente térmico. Aun sin la variabilidad extrema de este sector, se observan desviaciones mensuales considerables. En 2024, considerando los diferentes sectores de manera mensual, reflejando la dificultad de anticipar con precisión el comportamiento del consumo de gas, incluso en sectores más estables como el industrial o el residencial.

Figura 3.19
Demanda UPME y Demanda Observada (GBTUD)



Fuente: Cálculos propios con base en información de la UPME y el Gestor del Mercado de Gas.

Estas diferencias son aún más marcadas en el caso de la demanda térmica, que en años recientes ha oscilado entre 165 y 513 GBTUD, lo que equivale a una diferencia de 3,1 veces. Esta alta volatilidad se explica por el carácter de respaldo del gas natural dentro de la matriz energética colombiana, que lo convierte en una fuente flexible, pero cuya utilización es altamente incierta.

Dado este panorama resulta evidente que, al igual que en el análisis de oferta, la modelación de la demanda deba incorporar enfoques probabilísticos. Las proyecciones puntuales no capturan adecuadamente los rangos posibles de consumo ni sus implicaciones para el balance de abastecimiento. Incorporar distribuciones de probabilidad permitiría anticipar mejor escenarios de riesgo, fortalecer la planeación de capacidad de transporte y almacenamiento, y diseñar instrumentos regulatorios más robustos para enfrentar la incertidumbre inherente del sistema.

Aproximación a un balance probabilístico de gas natural

Para construir un balance probabilístico de gas natural es indispensable utilizar una metodología que incorpore explícitamente la incertidumbre histórica observada, tanto en la oferta como en la demanda.

A diferencia de los balances determinísticos que utilizan valores puntuales únicos como el Potencial de Producción (PP) o la demanda proyectada por la UPME, un balance probabilístico debe reconocer que: i) estas variables están sujetas a factores inciertos que pueden causar desviaciones significativas respecto a las proyecciones originales; y ii) dichas desviaciones siguen patrones estadísticos que pueden modelarse a través de distribuciones de probabilidad.

Esto permite utilizar los valores declarados por los productores para la

oferta y los proyectados por la UPME para la demanda como base para estimar rangos de variación posibles en ambas variables y, a partir de ellos, calcular un balance con su correspondiente distribución de probabilidad.

Como primera aproximación a esta metodología, en el lado de la oferta se partió del estudio de las desviaciones recientes entre el PP y la Producción Observada (PO) para cada campo[4]. Los resultados muestran que estas diferencias tienden a concentrarse en ciertos campos y que presentan una mediana del error cercana a -4%.

Para capturar esta variabilidad, las desviaciones se modelaron mediante una distribución estadística que permite representar errores con colas pesadas y comportamientos asimétricos. Es decir, distribuciones en las que los errores tienden a ser más frecuentes o más grandes en una dirección que en otra.

Con base en esa distribución, se generaron 1.000 trayectorias posibles de oferta esperada para cada mes de 2025 a partir del PP reportado por cada campo en 2024.

En el caso de la demanda se utilizó un procedimiento similar. Se analizaron las desviaciones recientes entre la demanda observada por sector, según los registros del Gestor del Mercado, y las proyecciones de la UPME[5]. En los sectores no térmicos, estas diferencias presentan una mediana cercana al -8% y una media del -12%, lo cual revela una tendencia sistemática a la sobreestimación.

Dado este comportamiento, las desviaciones se modelaron utilizando una distribución de probabilidad con mayor densidad en el centro (picos agudos) y colas más anchas que una distribución normal, permitiendo representar eventos extremos con mayor realismo. Usando esta distribución se generaron 1.000 trayectorias simuladas de demanda esperada para cada mes de 2025, basadas en las proyecciones vigentes de la UPME a finales de 2024. Esto permitió, al igual que con la oferta, estimar un rango de posibles consumos futuros.

Con estas trayectorias probabilísticas de oferta y demanda, el balance mensual de gas se calculó como la diferencia entre ambas distribuciones[6]. Este enfoque no solo permite estimar un valor promedio de balance, sino también calcular la probabilidad de ocurrencia de escenarios críticos, como déficits de abastecimiento o excedentes de oferta.

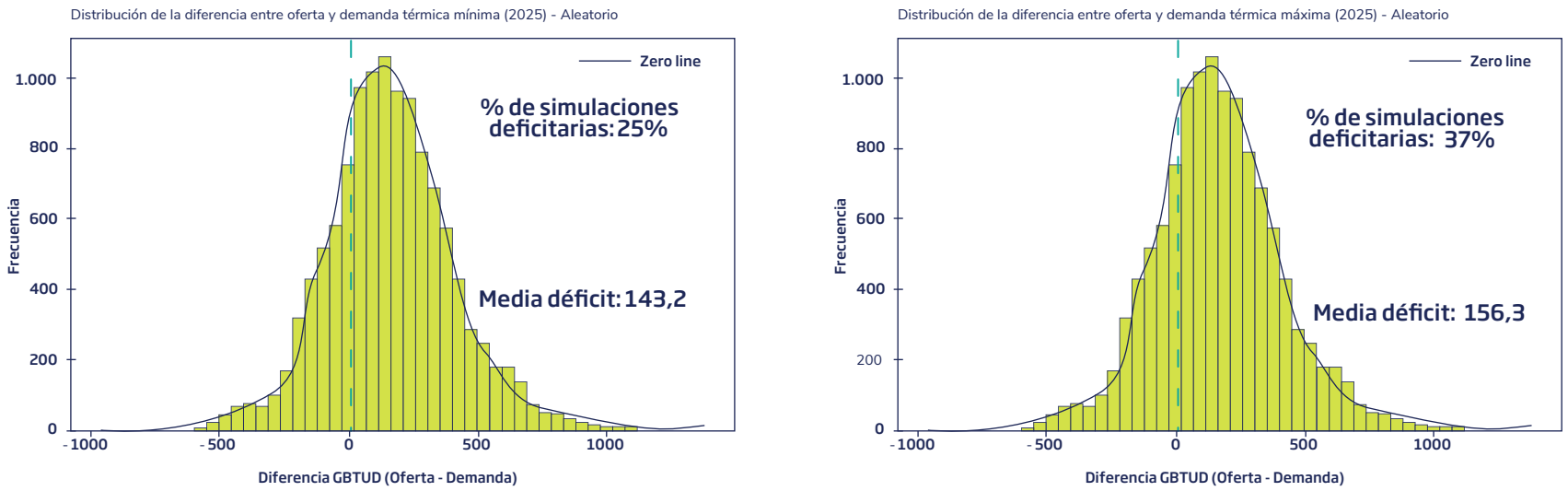
La Figura 3.20 ilustra los resultados de las simulaciones del balance probabilístico de gas natural para el año 2025, calculado como la diferencia entre la oferta esperada y la demanda con dos escenarios extremos de demanda térmica a partir del comportamiento observado para 2024: uno con requerimientos mínimos y otro con requerimientos máximos.

[4] El análisis incorpora los 30 campos más grandes, que representan aproximadamente el 96% de la producción nacional, y se construye con más de 300 observaciones campo-mes. Esta granularidad otorga solidez estadística y permite ajustar distribuciones que capturan tanto la dispersión central como los eventos extremos.

[5] Para la demanda se aplicó un enfoque análogo al de la oferta: probabilístico sectorial, con distribución que refleja picos centrales y colas más pesadas. La demanda térmica, por su alta dependencia de condiciones hidrológicas y de despacho, se trató de manera determinística en escenarios máximo y mínimo, para evitar que su volatilidad distorsionara la modelación del resto de sectores.

[6] La estimación probabilística se basa en las desviaciones observadas en 2024, que son las únicas plenamente coherentes con los modelos de proyección actualmente en uso tanto del lado de la oferta como de la demanda.

Figura 3.20
Balance probabilístico de gas 2025 (GBTUD)



Fuente: Cálculos propios.

Para asegurar consistencia, en los balances probabilísticos la oferta corresponde a la producción nacional más las cantidades adicionales declaradas por los importadores como disponibles, mientras que la demanda se calcula como la suma de la demanda no térmica más la demanda térmica, excluyendo al Grupo Térmico de la Costa Caribe que es el destinatario regular del gas importado. En este sentido, el balance debe interpretarse como el déficit o superávit del país sin incluir al Grupo Térmico.

En el escenario de demanda térmica mínima, la cuarta parte de las simulaciones suponen un déficit de abastecimiento (oferta insuficiente para cubrir la demanda). Aunque el balance promedio es mayor que cero, existe una cola significativa de resultados negativos, lo que evidencia que, incluso bajo condiciones térmicas conservadoras, persistiría un riesgo no despreciable de déficit. En este escenario la magnitud promedio de los déficits es de 143 GBTUD.

Como era de esperarse, el escenario de demanda térmica máxima refleja una situación de mayor estrés para el sistema. La proporción de simulaciones deficitarias se eleva a un poco más de la tercera parte, y el déficit promedio alcanza 156 GBTUD. Este incremento evidencia el rol determinante que juega la generación térmica en el balance del sistema, especialmente en contextos de baja hidrología o fallas en la generación renovable. La disponibilidad de recursos intermitentes, los precios del mercado y la incertidumbre sobre su participación efectiva en el despacho eléctrico introduce una fuente significativa de variabilidad en los balances de gas.

Cabe anotar que los resultados obtenidos contienen como caso particular los balances determinísticos elaborados por la UPME, en la medida en que dichos ejercicios corresponden a un único punto dentro de la distribución probabilística. La diferencia esencial es que el enfoque aquí presentado incorpora explícitamente la incertidumbre inherente a la oferta y la demanda de gas, lo que permite estimar no solo un valor puntual.

En consecuencia, los resultados presentados muestran que este tipo de análisis permite cuantificar con mayor claridad tanto la probabilidad de ocurrencia como la magnitud de eventos críticos, y proveen una base objetiva para evaluar escenarios de riesgo en el sistema de abastecimiento. Los balances probabilísticos se convierten así en una herramienta clave para orientar decisiones de política pública, regulación y planificación sectorial. Su capacidad para anticipar situaciones de estrés y estimar su severidad facilita la formulación de estrategias como el diseño de reservas operativas, el fortalecimiento de la gestión de la demanda o la implementación de contratos de respaldo.

La comparación con los balances determinísticos más recientes elaborados por el Gestor del Mercado confirma esta utilidad. En mayo de 2025, el Gestor publicó una actualización de su balance para ese año que, frente a la estimación de finales de 2024 de un superávit contractual en firme de +18 GBTUD bajo condiciones normales, presentó un cambio sustancial hacia un déficit de -39 GBTUD. Esta modificación evidencia el carácter cambiante de los balances determinísticos ante nueva información y supuestos actualizados.

En el mismo sentido, al incorporar la demanda térmica en el análisis, los resultados del Gestor son consistentes con las simulaciones probabilísticas aquí presentadas, ya que sugieren la posibilidad de déficits en el segundo semestre de 2025 bajo escenarios de alta generación térmica.

La actualización publicada en junio de 2025 para el año 2026 refuerza también la relevancia de este enfoque. El Gestor estima un faltante contractual cercano al 20% de la demanda que requiere contratación firme y proyecta un déficit físico a lo largo de todo el año si se incluye la demanda térmica. Esto es consistente con lo señalado por los balances probabilísticos. Bajo las condiciones utilizadas en el balance probabilístico para 2025, el próximo año tendría probabilidades de déficit que varían entre el 40% y el 50% de los casos, con magnitudes promedio que podrían alcanzar hasta 170 GBTUD. Esta coincidencia respalda la utilidad del enfoque probabilístico como herramienta de planeación.

En consecuencia, y más allá de su valor técnico, este enfoque revela la limitación de los balances determinísticos para capturar adecuadamente la incertidumbre. Al incorporar explícitamente distribuciones de probabilidad, el análisis probabilístico permite integrar umbrales de riesgo y condiciones de contingencia dentro de la toma de decisiones, fortaleciendo así la resiliencia del sistema para enfrentar un entorno cada vez más volátil y complejo.

Comparación

En síntesis, según el estudio técnico que la UPME publicó en enero de 2025, que sirvió de base para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural de la Resolución 40031 de 2025, “para efectos del balance volumétrico se emplean como insumo de referencia el Escenario de Oferta 2 y el Escenario de Demanda 2 actual (Demanda Media), los

cuales son considerados por la UPME como los de menor grado de incertidumbre para el horizonte de planeación propuesto.

(...)

Para el escenario de Oferta 2, el cual incorpora la entrada adicional de recursos nacionales descubiertos a nivel continental y una ligera ampliación de capacidad de importación, el déficit de gas se trasladaría hacia el primer trimestre de 2030 por un período aproximado de tres meses y con un pico de 53 GBTUD. Por otra parte, desde el segundo semestre del año 2032 se observa un déficit creciente hasta el final del período analizado".

En tal sentido, el balance volumétrico de la UPME indica que 2026 tendría una condición superavitaria. Esto es, la oferta nacional, sumada al gas importado, serían superiores a la demanda nacional.

Por su parte, de acuerdo con el balance contractual hecho por el Gestor del Mercado, para 2026 "se estiman 205 GBTUD faltantes por contratar con firmeza, los cuales podrían disminuir a 151 GBTUD si se toma en cuenta el 60 % de la contratación de la PTDV, en la modalidad con interrupciones, y a 98 GBTUD si la CIDV declarada se ofrece como CIDVF en la próxima declaración".

En contraste, y de acuerdo con la metodología y los supuestos empleados para realizar el balance probabilístico de 2025, el balance de 2026 sería deficitario entre el 40% y el 50% de los casos simulados. En dichos casos, el déficit promedio sería del orden de 170 GBTUD.

El rol del Gestor del Mercado

Así como resulta fundamental contar con información precisa sobre la oferta y la demanda de gas natural para un adecuado proceso de planeación sectorial, disponer de datos veraces y oportunos sobre las relaciones comerciales del mercado y la operación de la cadena es clave para su buen funcionamiento. En este sentido, el Gestor del Mercado de Gas Natural cumple un papel crucial en el contexto colombiano.

De acuerdo con la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), uno de los principales servicios a cargo del Gestor consiste en recopilar y publicar la información relativa a la Producción Total Disponible para la Venta Firme (PTDVF), es decir, la fracción de la PTDV que los productores están dispuestos a comercializar mediante contratos que garantizan firmeza. En el caso del gas natural importado, recopila y publica las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta Firme (CIDVF), que corresponden a la porción de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta (CIDV) ofrecidas bajo contratos con garantía de firmeza.
Dado el papel central de la firmeza en las relaciones comerciales entre los agentes de la cadena, la divulgación de estas cifras representa es un hito clave en los procesos de comercialización mayorista.

Adicionalmente, el Gestor del Mercado calcula y publica la capacidad disponible primaria para contratación de cada tramo o grupo de gasoductos del sistema

nacional de transporte. Esta capacidad corresponde a la porción de la capacidad máxima de mediano plazo que no es requerida para el consumo de las estaciones de compresión y que no está comprometida mediante contratos de transporte que garantizan firmeza.

Otro de los servicios a cargo del Gestor consiste en centralizar la información transaccional del mercado. Para ello, recopila, verifica, publica y conserva los datos relacionados con las negociaciones del mercado primario y secundario, incluyendo un registro detallado de los contratos de suministro y transporte suscritos en ambos mercados.

Asimismo, recoge información operativa, como la cantidad de energía inyectada por los vendedores del mercado primario en cada punto de entrada al sistema nacional de transporte y en otros medios de transporte, así como la energía entregada por los comercializadores en el marco de acuerdos del mercado secundario.

También recopila datos sobre la operación del sistema de transporte, como la cantidad de energía recibida por los transportadores en cada puntode entrada o de transferencia del sistema de transporte, y de la energía entregada a cada remitente en los puntos de salida.

A esto se suma la gestión de información sobre nominaciones y renominaciones de suministro y transporte, así como otros elementos operativos que el Gestor debe verificar antes de su publicación.

A partir de esta base de datos, publica información agregada con una periodicidad diaria, semanal, mensual, trimestral y anual, además de emitir informes especiales en función de la coyuntura del mercado. La Figura 3.21 es un ejemplo del tipo de información incluida en sus reportes semanales, mientras que las Figuras 3.22 y 3.23 muestran indicadores relevantes extraídos de sus informes anuales.



Figura 3.21

Energía en el sistema nacional de transporte entre el 14 julio y el 20 de julio de 2025



jul 14 - jul 20	**194**	**681**	**4**	**170**	**131**	**266**	**60**	**66**	**176**	**874**
Variación semanal	-3 %	-0,55 %	0,00 %	-1,16 %	-6,43 %	-2,56 %	0,00 %	0,00 %	-6,38 %	**-3,21 %**
jul 7 - jul 13	201	724	4	172	140	273	60	66	188	**903**
Prom. jul 2024	65	842	5	178	124	296	60	51	192	

Fuente: Tomado del reporte semanal del mercado de gas natural del 14 al 20 de julio, Gestor del Mercado de Gas Natural.

Figura 3.22

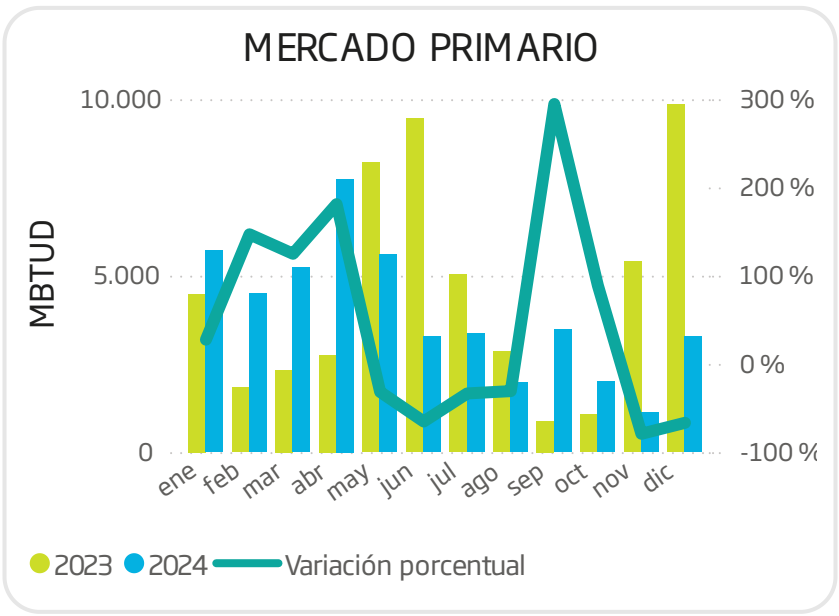
Promedio de las cantidades de energía negociada en cada mes de 2024

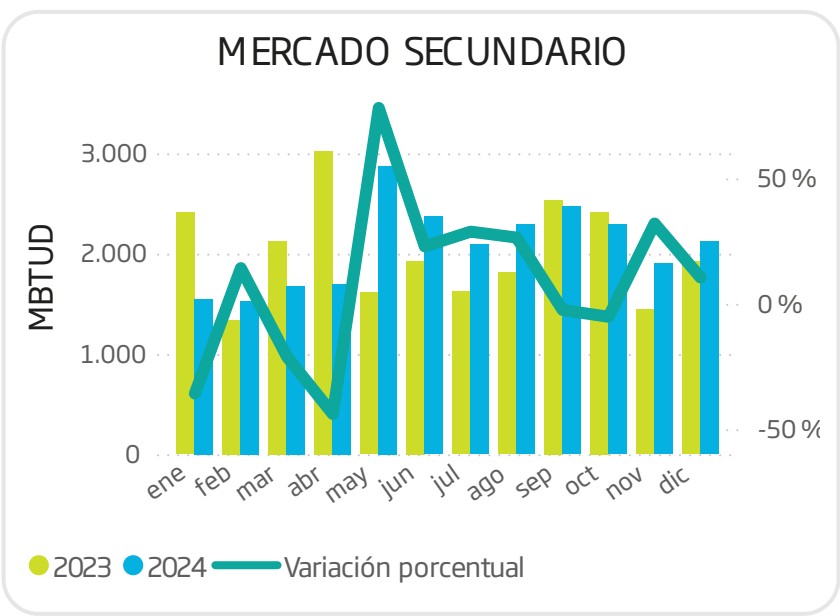
Mercado Primario - Cantidad de energía promedio Negociada Mensual - MBTUD

Mes	2022	2023	2024	Variación porcentual	Desvios significativos en variación porcentual
ene	5.716	4.479	5.708	27 %	
feb	5.320	1.822	4.496	147 %	
mar	6.588	2.326	5.228	125 %	
abr	4.781	2.753	7.738	181 %	
may	4.877	8.201	5.599	-32 %	
jun	5.008	9.454	3.279	-65 %	
jul	3.082	5.040	3.351	-34 %	
ago	4.874	2.848	1.969	-31 %	
sep	4.781	879	3.467	295 %	
oct	3.465	1.065	2.011	89 %	
nov	2.773	5.392	1.120	-79 %	
dic	5.828	9.852	3.270	-67 %	

Mercado Secundario - Cantidad de energía promedio Negociada Mensual - MBTUD

Mes	2022	2023	2024	Variación porcentual	Desvios significativos en variación porcentual
ene	1.877	2.410	1.547	-36 %	
feb	1.868	1.340	1.530	14 %	
mar	2.238	2.126	1.680	-21 %	
abr	1.726	3.026	1.697	-44 %	
may	1.608	1.614	2.875	78 %	
jun	1.916	1.929	2.370	23 %	
jul	1.919	1.623	2.091	29 %	
ago	2.557	1.812	2.291	26 %	
sep	2.482	2.534	2.471	-2 %	
oct	2.254	2.416	2.291	-5 %	
nov	2.867	1.442	1.904	32 %	
dic	1.967	1.921	2.122	10 %	



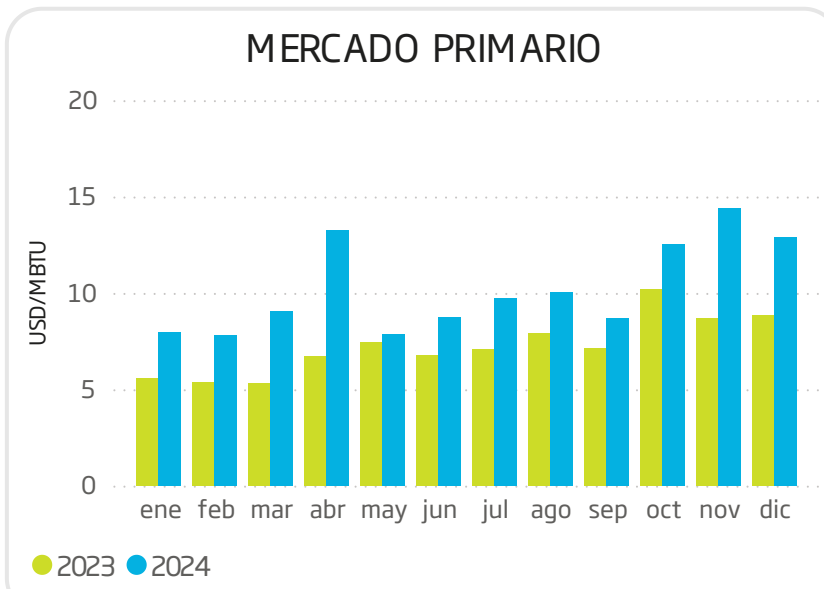


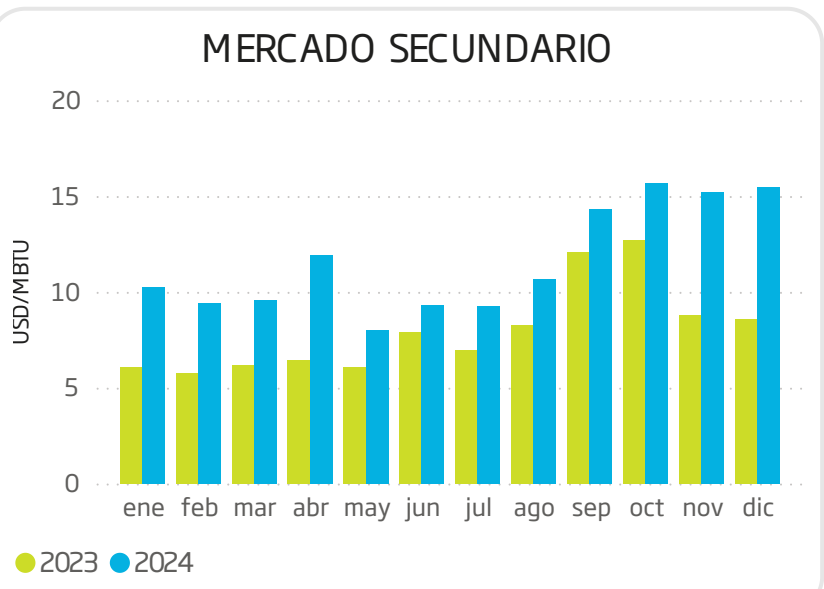
Fuente: Tomado del informe regulatorio de divulgación anual de 2024, Gestor del Mercado de Gas Natural.

Figura 3.23
Promedio de las cantidades de energía negociada en cada mes de 2024

Mercado Primario - Precio Promedio Ponderado por Cantidad Mensual - USD/MBTU					
Mes	2022	2023	2024	Variación Porcentual	Desvios significativos en variación porcentual
ene	6,13	5,56	7,95	42,9 %	
feb	5,90	5,36	7,83	46,2 %	
mar	5,69	5,30	9,05	70,7 %	
abr	5,92	6,71	13,26	97,7 %	
may	5,67	7,44	7,83	5,3 %	
jun	6,92	6,78	8,76	29,2 %	
jul	6,41	7,08	9,73	37,3 %	
ago	6,11	7,91	10,02	26,6 %	
sep	6,75	7,15	8,71	21,8 %	
oct	5,53	10,19	12,52	22,8 %	
nov	5,00	8,70	14,39	65,3 %	
dic	6,25	8,86	12,88	45,4 %	

Mercado Secundario - Precio Promedio Ponderado por Cantidad Mensual - USD/MBTU					
Mes	2022	2023	2024	Variación Porcentual	Desvios significativos en variación porcentual
ene	5,93	6,09	10,25	68,2 %	
feb	5,64	5,78	9,41	62,7 %	
mar	5,82	6,18	9,56	54,5 %	
abr	5,73	6,44	11,92	85,0 %	
may	6,30	6,06	8,01	32,0 %	
jun	6,84	7,93	9,29	17,2 %	
jul	6,53	6,96	9,23	32,7 %	
ago	6,73	8,29	10,68	28,8 %	
sep	6,79	12,09	14,32	18,5 %	
oct	6,99	12,73	15,69	23,3 %	
nov	6,39	8,80	15,18	72,6 %	
dic	6,17	8,59	15,47	80,1 %	





Fuente: Tomado del informe regulatorio de divulgación anual de 2024, Gestor del Mercado de Gas Natural.

El Gestor del Mercado de Gas Natural inició operaciones en enero de 2015. Desde entonces se le ha encomendado la prestación de nuevos servicios relacionados con la recopilación de información adicional del sector, lo cual ha fortalecido la transparencia del mercado. También se han abierto oportunidades para fortalecerlo de cara a los retos futuros.

El fortalecimiento del rol del Gestor del Mercado de Gas Natural representa una oportunidad clave para mejorar la eficiencia, confiabilidad y transparencia del mercado de gas en Colombia. A medida que el entorno de abastecimiento se torna más incierto y complejo por factores como la mayor exposición a eventos climáticos extremos, la volatilidad de la demanda térmica o el aumento de las importaciones, el Gestor debe evolucionar hacia un esquema de información más completo, integrado y orientado a apoyar la planeación.

En particular, es indispensable que fortalezca sus capacidades para recolectar, verificar y divulgar datos operativos y contractuales más desagregados, para la construcción de

balances técnicos de oferta que incluyan la red transporte y puedan así aportar una mayor confiabilidad; para proveer una trazabilidad completa de las transacciones en el mercado secundario y los swaps operativos, que son cada vez más relevantes en escenarios de escasez o congestión; para recopilar la información asociada a la planificación y coordinación de mantenimientos programados e imprevistos en el sistema de transporte que ayuden a evitar disrupciones no anticipadas; y para el seguimiento de las nominaciones y renominaciones en tiempo real, de forma tal que se conviertan en un insumo clave para alertas tempranas de desbalance operativo.

De otra parte, es indispensable repensar la estructura de servicios y la remuneración del Gestor. La incorporación de nuevos servicios como los descritos requerirá no solo el desarrollo de nuevas capacidades técnicas, sino también un marco regulatorio actualizado que le provea los recursos adecuados.

El fortalecimiento del Gestor no debe limitarse a una ampliación operativa de sus servicios actuales. Debe concebirse como parte de una estrategia integral para mejorar el monitoreo, la planeación y la gestión de riesgos del sistema de gas natural en Colombia. Un Gestor más robusto y empoderado no solo beneficiará a los agentes y reguladores, sino que también contribuirá a una provisión más segura y eficiente del gas natural en Colombia.

Decisiones informadas para un futuro incierto

Esta sección se centra en mostrar que la calidad, precisión y trazabilidad de la información sobre la oferta, la demanda y las relaciones comerciales es un factor crítico para el funcionamiento eficiente y seguro del mercado de gas natural en Colombia.

La creciente incertidumbre sobre el balance de abastecimiento, exacerbada por la alta variabilidad climática y la dependencia del respaldo térmico, ha evidenciado las limitaciones de los enfoques determinísticos tradicionales y la urgente necesidad de avanzar hacia metodologías que incorporen explícitamente el riesgo.

En este contexto, se propone adoptar una metodología de balance probabilístico, basada en la modelación estadística de los errores observados históricamente en las proyecciones de oferta y demanda. A partir del ajuste de distribuciones de probabilidad, es posible generar trayectorias que estimen no solo la magnitud del balance promedio esperado, sino también la probabilidad de escenarios críticos como déficits de abastecimiento o excedentes no utilizados. Los ejercicios realizados muestran que incluso en escenarios conservadores persisten riesgos significativos de desabastecimiento, lo que refuerza la necesidad de integrar enfoques probabilísticos en los procesos de planeación, regulación y toma de desiciones.

decisiones. Una limitación estructural de los balances actuales es su presentación en forma agregada a nivel nacional, sin considerar las restricciones físicas del sistema de transporte ni los compromisos contractuales de firmeza asociados a cada tramo. Esta omisión puede llevar a una falsa sensación de seguridad y ocultar riesgos de desabastecimientos regionales.

Por ello, es indispensable que los balances futuros integren la capacidad efectiva de transporte disponible, así como la localización geográfica desagregada de la oferta, la demanda y los contratos vigentes. Solo así será posible identificar cuellos de botella, zonas vulnerables o necesidades de expansión de infraestructura, y diseñar mecanismos de respaldo y gestión de la demanda ajustados a las condiciones específicas de cada región.

El Gestor del Mercado de Gas Natural tiene el potencial y la obligación de asumir un rol más protagónico en este nuevo entorno. Además de sus servicios actuales de recopilación y publicación de información transaccional y operativa, debe convertirse en el punto focal para mejorar la trazabilidad del sistema, fortalecer el monitoreo de variables críticas y generar insumos para la evaluación de riesgos y la formulación de políticas públicas. Para ello será necesario fortalecer su marco institucional, redefinir sus servicios y establecer mecanismos de remuneración acordes con sus nuevas responsabilidades.

Al mirar hacia adelante, la evolución del sector de gas en Colombia dependerá de su capacidad para adoptar enfoques más flexibles, basados en evidencia y conscientes del riesgo. Incorporar herramientas probabilísticas en la planificación no solo permitirá anticipar escenarios críticos, sino también fortalecer la resiliencia del sistema frente a un entorno estructuralmente incierto.

La consolidación de un ecosistema de información más completo, oportuno y descentralizado, con el Gestor como articulador, será clave para orientar decisiones oportunas, tanto públicas como privadas, y asegurar un suministro confiable, eficiente y equitativo de gas natural para el país.



PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS



3.4 CONTEXTO INTERNACIONAL

Mercado internacional, nueva fuente de suministro[1]

La pérdida de la autosuficiencia del mercado colombiano de gas natural ha reforzado la necesidad de seguir de cerca la evolución del mercado global, que se convirtió en una fuente permanente para abastecer la demanda interna. En esta sección se presentan los hechos más relevantes ocurridos en 2024 y una mirada al comportamiento esperado del mercado internacional en el corto plazo.

Balances de la UPME

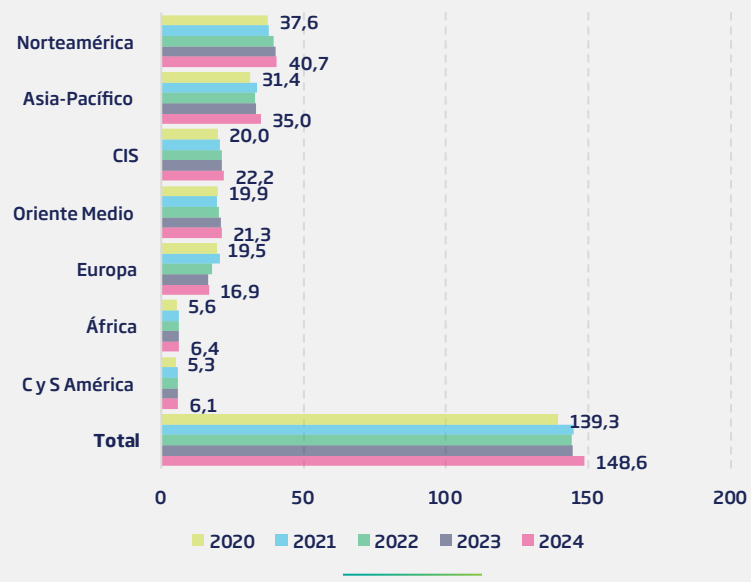
Según el Statistical Review of World Energy 2025 del Energy Institute, el consumo mundial de gas natural alcanzó los 148,6 exajulios (EJ) en 2024, 6,7% más que en 2020 y 2,8% por encima de 2023. El principal motor de este crecimiento en 2024 fue la región Asia-Pacífico, responsable del 40% de la nueva demanda, gracias a su continua expansión económica.

De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA[2]), el gas natural representó cerca del 40% del aumento de la demanda energética global en 2024, con lo cual superó a las demás fuentes. Su avance se explica por la sustitución del petróleo y sus derivados en sectores como la generación eléctrica y el transporte, respaldado por políticas y regulaciones ambientales más estrictas. Ejemplos de esta tendencia son la rápida expansión de la flota de camiones a gas natural licuado (GNL o LNG[3]) en China y el creciente uso de este combustible en el bunkering marítimo.

En el ámbito regional, Norteamérica mantuvo el liderazgo en consumo con 40,7 EJ, equivalentes al 27,4% del total mundial, tras crecer 8,2% entre 2020 y 2024 y 1,6% en el último año. Asia-Pacífico ocupó el segundo lugar, con 23,6% del total, tras un incremento de 11,5% en el quinquenio; además, fue la región más dinámica en 2024, con un alza anual del 4,8%.

La Comunidad de Estados Independientes (CIS[4]) se ubicó en la tercera posición con el 14,9% del total, después de crecer 11,0% en cinco años y 4,1% en el último. Europa, en contraste, redujo su consumo 13,5% entre 2020 y 2024, principalmente por los efectos de la invasión rusa a Ucrania, lo que llevó su participación en el total mundial del 14,0% al 11,4% (Figura 3.24).

Figura 3.24
Consumo mundial de gas natural (EJ)



Fuente: Cálculos propios con información del Statistical Review of World Energy 2025.

En cuanto a países, los mayores consumidores en 2024 fueron Estados Unidos (21,9%), Rusia (11,6%), China (10,5%), Irán (5,9%) y Canadá (3,1%).

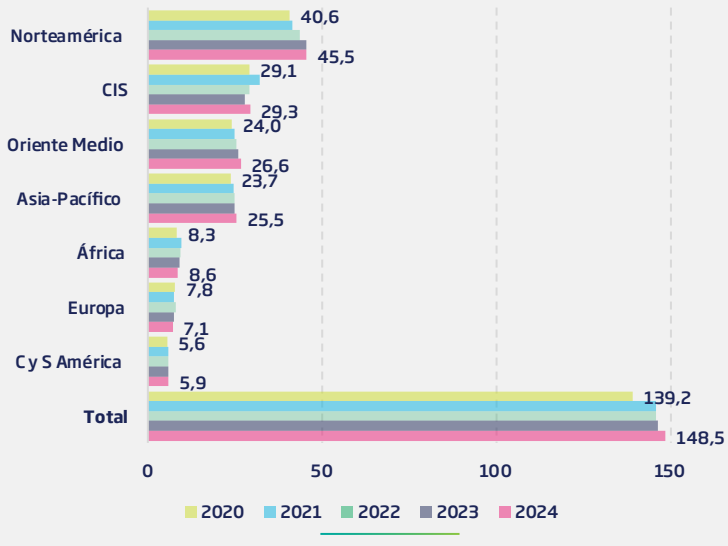
[1] Sección basada en documentos del Centro de Política Energética Global de Columbia, el Energy Institute, el Gas Exporting Countries Forum, la International Gas Union, el Oxford Institute for Energy Studies y S&P Global, referenciados en la bibliografía.
[2] IEA por las iniciales de International Energy Agency.
[3] LNG por las iniciales de liquefied natural gas.
[4] CIS por las iniciales de Commonwealth of Independent States. En el Statistical Review of World Energy 2025 consolida la información de Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Rusia, Kazajistán, Kirguistán, Moldovia, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán.

Para 2025, la IEA anticipa que la demanda mundial seguirá en expansión, liderada por los mercados asiáticos, aunque con un ritmo más moderado (inferior al 2%), debido a la estrechez entre oferta y demanda, retrasos en nuevos proyectos de ampliación del suministro y tensiones geopolíticas.

Por otra parte, la producción mundial de gas natural fue de 148,5 EJ en 2024, un 6,7% más que en 2020 y un 1,5% por encima de 2023. La diferencia frente al consumo se debe al almacenamiento en los mercados más desarrollados.

Norteamérica registró el mayor crecimiento porcentual en el quinquenio (12,1%), al pasar de 40,6 a 45,5 EJ, lo que le permitió consolidar su liderazgo con el 30,6% del total mundial en 2024; sin embargo, su avance en el último año fue marginal (0,1%). La CIS apenas creció 0,6% en cinco años, pero en 2024 tuvo el mayor aumento anual entre todas las regiones (5,3%), con lo que alcanzó el 19,7% de la producción global. Oriente Medio también se destacó, con un alza de 10,6% en el quinquenio y de 2,6% en 2024, para un total de 26,6 EJ y el tercer puesto en producción (Figura 3.25).

Figura 3.25
Producción mundial de gas natural (EJ)



Fuente: Cálculos propios con información del Statistical Review of World Energy 2025.

Al comparar estas proyecciones de oferta Por países, Estados Unidos encabezó la producción mundial en 2024 con 37,2 EJ, seguido por Rusia (22,7 EJ), Irán (9,5 EJ), China (8,9 EJ) y Canadá (7,9 EJ).

Como puede verse, dos grandes movimientos marcaron la evolución del mercado mundial de gas natural en 2024. En primer lugar un crecimiento sostenido, impulsado principalmente por Asia-Pacífico que se consolidó como el motor de la nueva demanda, y por Norteamérica que consolidó su liderazgo tanto en consumo como en producción. El consumo global alcanzó un nuevo máximo cercano a los 149 EJ, con Estados Unidos, Rusia y China siendo los mayores consumidores individuales.

En segundo lugar, Europa redujo su participación en el mercado debido a la crisis energética y a la necesidad de diversificar su abastecimiento tras la invasión rusa a Ucrania, factor que evidencia la creciente importancia del GNL como alternativa al gas transportado por gasoducto.

Comercio internacional de gas natural

En 2024, los intercambios internacionales de gas natural por gasoductos sumaron 16,5 EJ, mientras que el comercio de GNL alcanzó 15,1 EJ. En conjunto, el 21,3% de la producción mundial se comercializó internacionalmente, lo que evidencia la creciente flexibilidad de este energético.

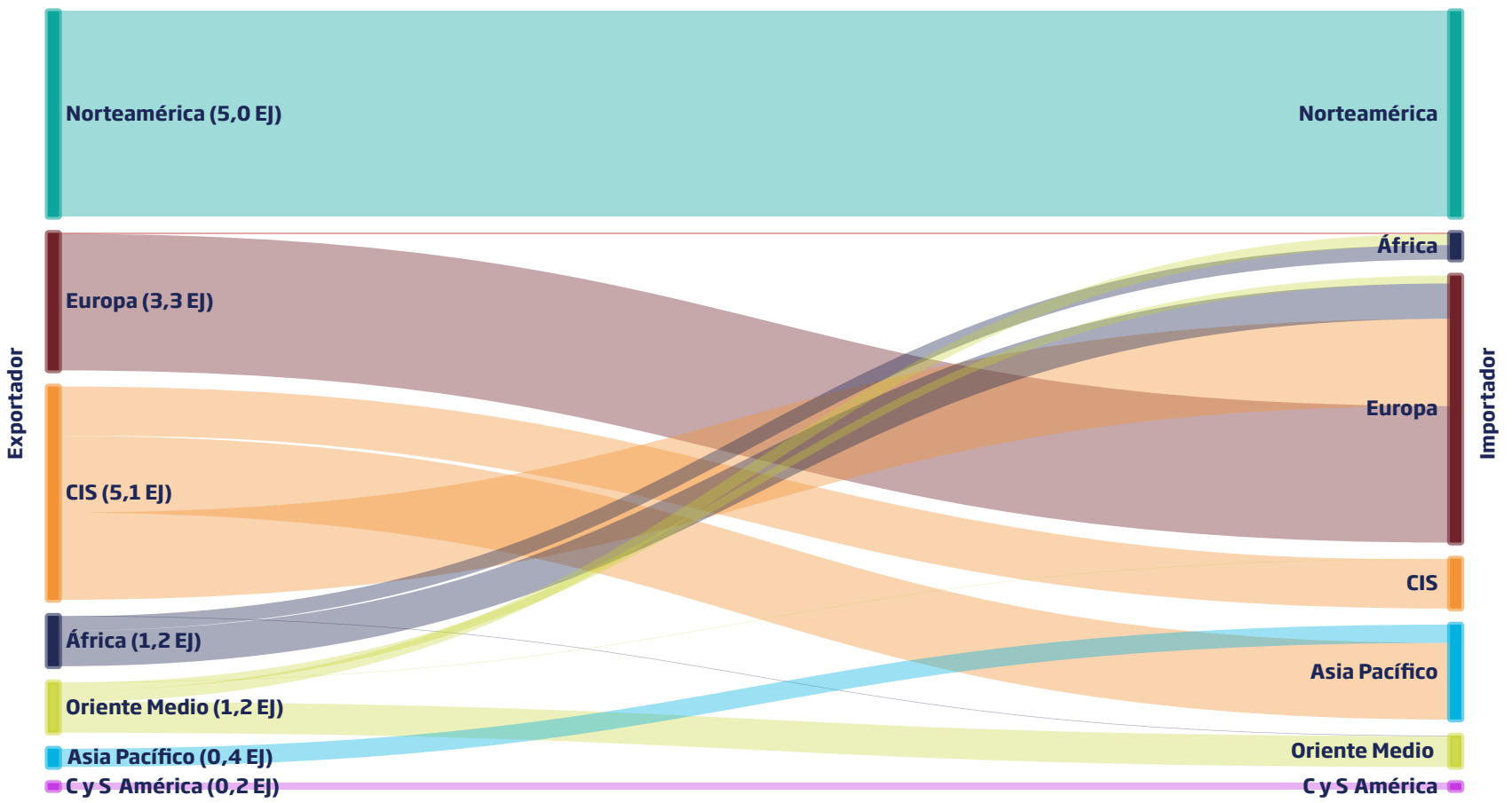
La CIS lideró las exportaciones por gasoductos con 5,1 EJ, de los cuales 3,0 correspondieron a Rusia, 1,2 a Turkmenistán y 0,7 a Azerbaiyán; solo Rusia concentró el 18,2% del comercio global por esta vía.

Norteamérica ocupó el segundo puesto con 5,0 EJ, 2,5 exportados desde Estados Unidos y 2,4 desde Canadá.

Europa se ubicó en el tercer lugar con 3,3 EJ, de las cuales el 99,3% tuvo origen en Noruega.

Figura 3.26

Comercio internacional de gas natural a través de gasoductos



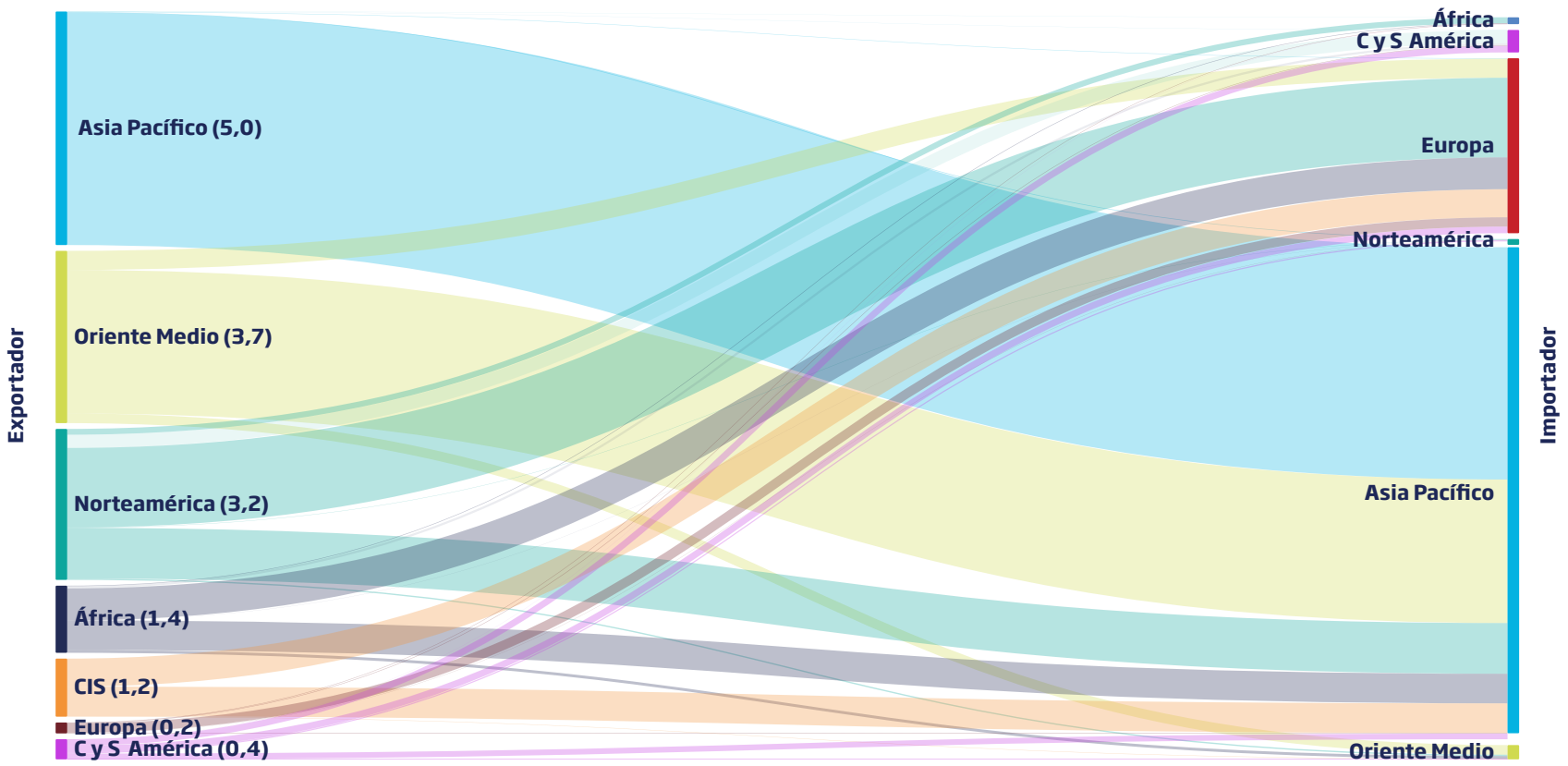
Fuente: Cálculos propios con información del Statistical Review of World Energy 2025.

En relación con el mercado global de GNL, la IEA resalta que el balance entre la oferta y la demanda se mantuvo frágil en 2024. La oferta creció apenas 2,5%, muy por debajo del ritmo observado entre 2016 y 2020, debido a la limitada entrada en operación de nuevas plantas de licuefacción y a problemas operativos y de suministro en activos existentes. Además, fenómenos meteorológicos extremos generaron presiones del lado de la demanda.

El patrón de comercio de GNL difiere del de los gasoductos. En 2024, Asia-Pacífico fue la principal región exportadora con 5,0 EJ, el 60% de ellos provenientes de Australia, país que representó el 19,6% de las exportaciones globales. Malasia también se destacó con 1,0 EJ. Oriente Medio ocupó el segundo lugar con 3,7 EJ, liderado por Catar con 3,0, cifra apenas superior a la de Australia. Norteamérica fue tercera con 3,2 EJ, todos originados en Estados Unidos, que se consolidó como el mayor país exportador mundial de GNL con el 21,2% del total.

En importaciones, Asia-Pacífico dominó con 10,4 EJ, equivalentes al 69% del comercio mundial de GNL; China lideró la región con 2,9 EJ, seguida por Japón (2,5), Corea del Sur (1,8) e India (1,1). Europa fue segunda, con 3,7 EJ, mientras que Centro y Suramérica sumaron 0,5 EJ (Figura 3.27).

Figura 3.27
Comercio internacional de GNL (EJ)



Fuente: Cálculos propios con información del Statistical Review of World Energy 2025.

En el total agregado de exportaciones por gasoducto y como GNL, Norteamérica fue la principal exportadora de gas natural en 2024 con 8,2 EJ (5,0 por gasoductos y 3,2 como GNL), seguida por la CIS con 6,4 (5,1 por gasoductos y más de 1,2 como GNL), y Asia-Pacífico con 5,4 (0,4 por gasoductos y 5,0 como GNL).

En importaciones totales, Asia-Pacífico lideró con 12,7 EJ (2,3 por gasoductos y 10,4 como GNL), seguida por Europa con 10,2 (6,4 por gasoductos y 3,7 como GNL), y Norteamérica con 5,0, de los cuales el 99% llegó por gasoductos.

Por países, Estados Unidos encabezó las exportaciones globales en 2024 con 5,7 EJ (2,5 por gasoductos y 3,2 como GNL), seguido por Rusia con 4,2 (3,0 por gasoductos y 1,2 como GNL) y Noruega con 3,5 (3,3 por gasoductos y 0,2 como GNL). Catar registró poco menos de 3,5 EJ, con 0,5 por gasoductos y cerca de 3,0 como GNL.

La IEA prevé que la estrechez del mercado de GNL persistirá en 2025, lo cual limitará el crecimiento de la demanda, especialmente en economías sensibles a los precios. Estima un aumento del 5% en el suministro en 2025, liderado por Norteamérica. Aunque el cese del tránsito de gas ruso por Ucrania desde el 1 de enero de 2025 no implica un riesgo inminente para el abastecimiento de la Unión Europea, podría elevar sus necesidades de importación de GNL y tensionar aún más el mercado internacional.

De esta manera, el comercio internacional ganó peso con más de una quinta parte de la producción destinada a mercados externos.

Los gasoductos siguen siendo clave en regiones conectadas físicamente, pero el GNL ha cobrado fuerza al dar mayor flexibilidad y permitir que países como Estados Unidos y Australia se consoliden como grandes exportadores. Esto refleja un mercado más interconectado, pero también más expuesto a tensiones políticas y a la fragilidad entre oferta y demanda.

Estados Unidos, líder en producción, consumo y exportaciones

Entre 2014 y 2023, la producción de gas natural en Estados Unidos pasó de 23,6 a 37,2 EJ. Así, en un período de diez años se incrementó 57,5%, equivalente a un crecimiento promedio anual de 4,65%. La expansión fue continua, con la única excepción de 2020, cuando la pandemia del COVID 19 provocó una contracción del 0,9%.

En 2024, la producción prácticamente se mantuvo estable, con una mínima variación frente a 2023 (-0,001%). Esta pausa obedeció a la caída de precios en el Henry Hub, que llevó a reducir la producción de gas seco, principalmente en Haynesville y, en menor medida, en la cuenca de los Apalaches. En contraste, el mejor entorno para el mercado de crudo impulsó la producción de gas asociado, como en el caso del Permian, según lo reseña la IEA.

Pese a este receso en la expansión de la producción, Estados Unidos tuvo una participación del 25% en la producción mundial en 2024, lo que lo ubicó como el mayor productor global. La IEA prevé que la entrada en operación de nuevos proyectos de licuefacción en 2025 estimulará un nuevo ciclo de crecimiento en la oferta estadounidense.

En cuanto al consumo, Estados Unidos alcanzó los 32,5 EJ en 2024, equivalentes al 21,9% del total mundial, lo que lo consolida como el mayor consumidor de gas natural. El incremento de 1,3% frente a 2023 se debió, en gran medida, al aumento de la generación eléctrica a partir de gas. Por un lado, la demanda eléctrica creció más de 3% debido a un invierno particularmente frío en enero y a intensas olas de calor en verano. Por otro, los menores precios en el Henry Hub favorecieron la sustitución del carbón, que se tradujo en una reducción del 4% en la generación eléctrica con este combustible.

Así, el caso estadounidense ilustra cómo la exploración, producción y uso de hidrocarburos pueden coexistir con la diversificación de la matriz con recursos que generen menos emisiones.

En el ámbito de las exportaciones, Estados Unidos también lideró en 2024 con el 23,3% de las exportaciones globales de gas natural. De ese total, el 44% se hicieron por gasoductos y el 56% como GNL. La IEA estima que en 2025 las exportaciones de GNL podrían crecer un 14%, gracias a la entrada en operación de nueva infraestructura de licuefacción y a la expansión de infraestructura existente, además del incremento de los envíos por gasoducto hacia México, impulsados por proyectos de licuefacción que se alimentan con gas estadounidense.

El cambio de administración en enero de 2025 representó un impulso adicional para Estados Unidos. S&P Global señala que, bajo el nuevo gobierno, se podría agilizar la aprobación de licencias de exportación pendientes y la renovación de las que estén próximas a expirar.

Esto contrasta con lo ocurrido en enero de 2024, cuando la administración anterior suspendió temporalmente las autorizaciones para revisar los criterios técnicos del proceso, lo que retrasó varios proyectos de licuefacción.

Cabe recordar que las exportaciones de gas natural desde Estados Unidos requieren dos permisos federales: una licencia de exportación de GNL, a cargo del U.S. Department of Energy (DOE), y un permiso de construcción de la infraestructura, otorgado por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) para activos en áreas continentales o por la Maritime Administration (MARAD) para activos en áreas costa afuera.

Aun así, S&P Global indica que persisten desafíos. Entre ellos, fallos judiciales, como los que en 2024 anularon permisos de la FERC para dos proyectos en la costa del Golfo de México. Asimismo, los posibles efectos de las políticas arancelarias de la nueva administración podrían tener un efecto adverso, al encarecer tanto las exportaciones de GNL desde Estados Unidos como la importación de insumos clave para desarrollar nueva infraestructura.

La expansión del consumo en Asia-Pacífico

En 2024, Asia-Pacífico se consolidó como la segunda región de mayor consumo de gas natural en el mundo y la primera en importaciones. Su dinamismo fue tal que en 2024 absorbió el 40% del incremento global de la demanda, impulsado por el crecimiento económico, las olas de calor registradas en el segundo trimestre y la moderación de los precios del GNL en el primer semestre, según la IEA.

China e India concentraron el 52% del consumo regional y el 85% de las nuevas importaciones en 2024, lo que justifica examinar más de cerca sus fundamentos de mercado.

En China, el gas natural ha ganado peso en la matriz energética, al punto de mantener su crecimiento incluso con una desaceleración económica, según lo resalta la IEA. La demanda industrial se redujo por la menor actividad en construcción y manufactura, pero los precios competitivos del GNL frente al diésel impulsaron su uso en el transporte, mientras que las olas de calor del verano favorecieron el aumento de la generación eléctrica a gas.

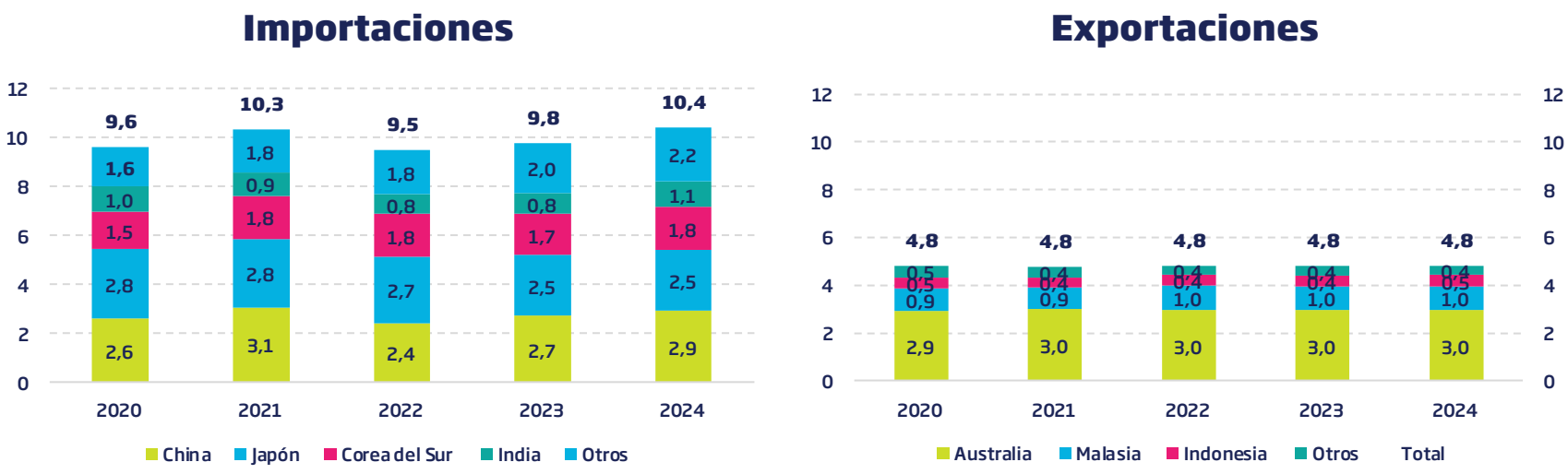
Para 2025, con un crecimiento económico más moderado, se espera que la demanda aumente a un ritmo inferior al de 2024. Una mayor proporción sería abastecida con producción interna, impulsada por el desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales. Además, se alcanzaría el volumen máximo del contrato del gasoducto El Poder de Siberia, que mantendría en alza las importaciones desde Rusia.

En India, el consumo creció 13% en 2024, principalmente por la industria y la refinación, y en menor medida por los sectores residencial, comercial y transporte. Las importaciones de GNL aumentaron en 25% gracias a los menores precios del mercado spot, que se ubicaron 12% por debajo del promedio del año anterior. Aunque la producción nacional mostró una leve caída a partir de julio de 2024, se espera que los incentivos a productores y la inversión en exploración y producción impulsen la oferta interna para reforzar la seguridad energética.

India se posicionó en 2024 como el cuarto mayor importador de GNL del mundo, con el 7% del total global. La IEA explica que su estrategia se basa en diversificar fuentes de suministro, con contratos desde Emiratos Árabes, Catar y Estados Unidos, entre otros, y en asegurar acuerdos a largo plazo, incluyendo acuerdos de compraventa por 20 años.

La Figura 3.28 muestra la evolución de las importaciones y exportaciones de GNL en Asia-Pacífico entre 2020 y 2024.

Figura 3.28
Comercio internacional de GNL en la región Asia-Pacífico (EJ)



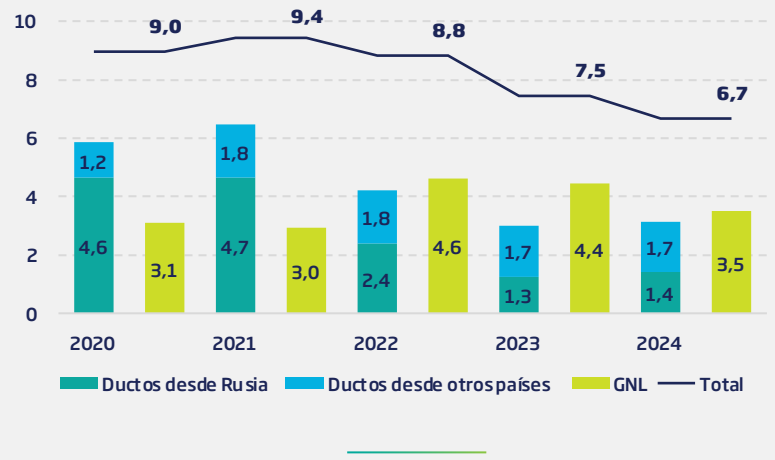
Fuente: Cálculos propios con información del Statistical Review of World Energy 2025.

La contracción del mercado europeo

En 2024, el consumo de gas natural en Europa creció 1,6% frente a 2023, con un repunte concentrado en el último trimestre. Según la IEA, este incremento se explicó por un invierno severo, la menor generación eólica y un aumento en el consumo industrial. Aunque a lo largo del año la generación eléctrica con gas disminuyó de forma notable por la expansión de las fuentes renovables no convencionales, el gas recuperó un papel clave hacia final de año para suplir la menor producción de estas.

Ahora bien, en una perspectiva más amplia, el mercado europeo ha experimentado un cambio estructural en sus condiciones de abastecimiento desde la invasión rusa a Ucrania. La dependencia del suministro ruso obligó a una drástica reducción del consumo. Como resultado, las importaciones totales pasaron de 9,4 EJ en 2021 a 6,7 en 2024 (Figura 3.29).

Figura 3.29
Importaciones de Europa 2020-2024 (EJ)



Fuente: Cálculos propios con información del Statistical Review of World Energy 2025.

En ese período, las importaciones por gasoducto se redujeron de 6,5 a 3,1 EJ. La participación de Rusia en este suministro cayó del 72% al 45%. Pese a que en 2024 las importaciones por gasoducto desde Rusia aumentaron de 1,3 a 1,4 EJ, el tránsito por Ucrania se interrumpió por completo en enero de 2025.

En 2022 y 2023, Europa compensó parte de las menores importaciones por gasoducto con mayores compras de GNL, que alcanzaron 4,6 y 4,4 EJ, respectivamente. Sin embargo, en 2024 las importaciones de GNL retrocedieron un 21% frente al año anterior. Estados Unidos siguió siendo el principal proveedor, aunque sus envíos cayeron un 18%, mientras que los de Catar se redujeron un 30%. En contraste, las importaciones desde Rusia aumentaron 17%, lo que situó a este país como la segunda fuente de GNL para Europa.

El abastecimiento de Europa en 2024 se sustentó principalmente en su producción, que cayó a 7,1 EJ, en importaciones por gasoductos desde orígenes distintos a Rusia y en GNL proveniente de diversos mercados, incluido el ruso. Según la IEA, la limitada disponibilidad de volúmenes pactados en contratos obligará a los compradores europeos a recurrir con mayor frecuencia al mercado spot, lo que podría presionar al alza los precios y aumentar la volatilidad del mercado. Unos precios más elevados podrían incentivar la sustitución del gas por carbón en el sector eléctrico y provocar destrucción de demanda industrial.

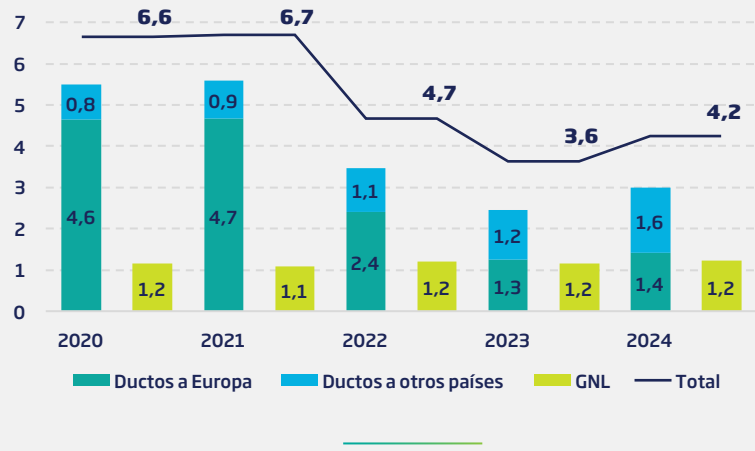
En síntesis, Europa ejemplifica los riesgos que enfrenta un mercado cuando la política pública deja en un plano secundario los objetivos asociados a la seguridad del abastecimiento de gas natural. El caso europeo confirma que una mayor penetración de fuentes renovables no convencionales no sustituye por completo la generación con gas, recurso que conserva un papel esencial como respaldo en el sistema eléctrico.

La reconfiguración del mercado ruso

Rusia también se ha visto obligada a reconfigurar su mercado de gas natural. Entre 2021 y 2023, su producción pasó de 25,3 a 21,1 EJ, para luego recuperarse parcialmente hasta 22,7 en 2024.

La contracción registrada entre 2021 y 2023 respondió, en gran medida, a la disminución de las exportaciones, que cayeron 3,1 EJ en ese mismo período, principalmente por la reducción de los envíos a Europa a través de gasoductos (Figura 3.30). El repunte de 2024 refleja, en cambio, la apertura de nuevos mercados.

Figura 3.30
Exportaciones de Rusia 2020-2024 (EJ)



Fuente: Cálculos propios con información del Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, la demanda interna absorbió parte del incremento en la producción, debido a un invierno más frío de lo habitual, un mayor uso del gas en generación eléctrica y un aumento del consumo industrial. Asimismo, Rusia aumentó sus exportaciones por gasoductos hacia otros destinos, de lo cual se destaca el crecimiento del 35% en los envíos a China a través del gasoducto El Poder de Siberia y el incremento de las ventas a Uzbekistán, según datos de la IEA.

Pese a estos avances en los esfuerzos de Rusia por encontrar nuevos espacios para su oferta de gas, la IEA advierte que las exportaciones de GNL desde Rusia

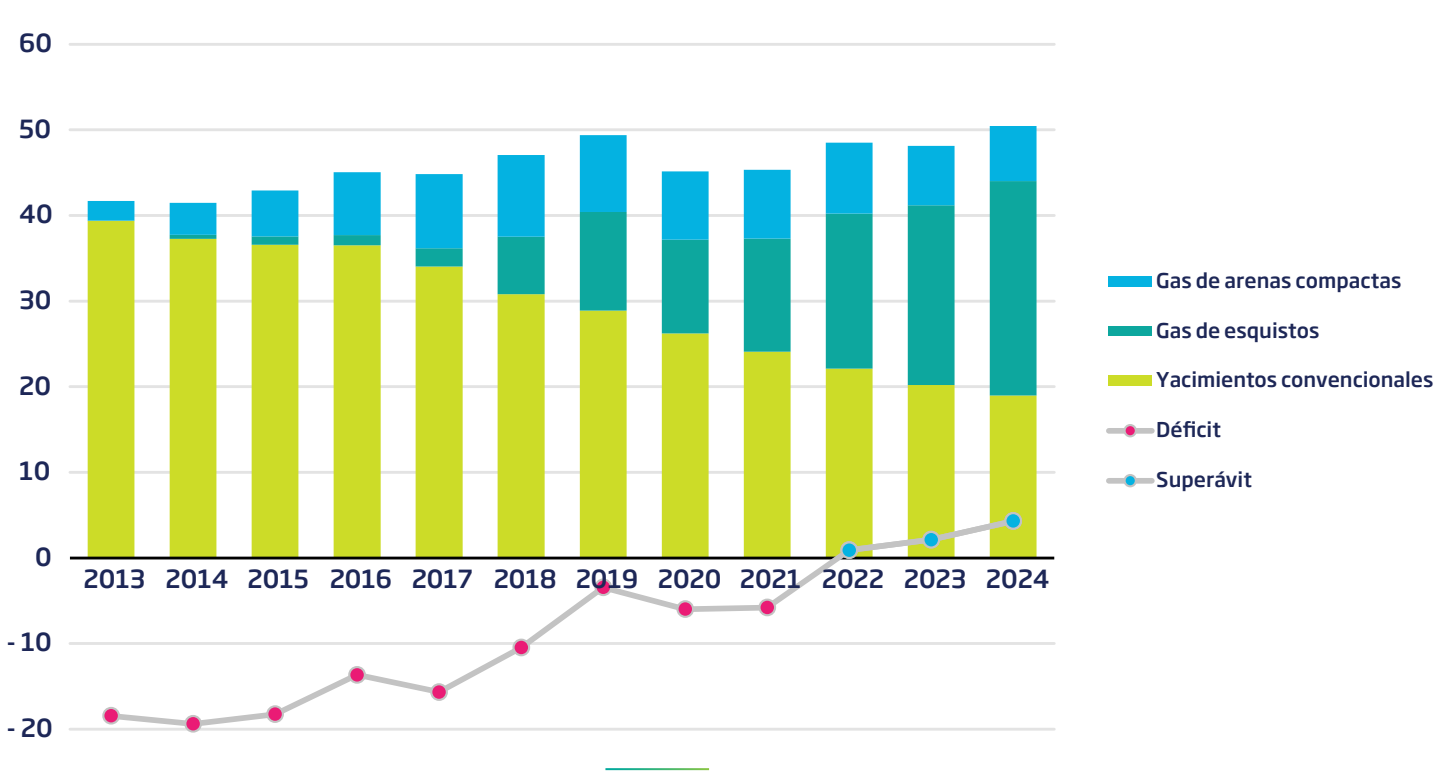
enfrentan una elevada incertidumbre derivada de las tensiones geopolíticas tras la invasión a Ucrania. Por un lado, se discuten sanciones orientadas a disuadir a los compradores de adquirir GNL ruso; por otro, la Comisión Europea ha planteado la posibilidad de negociar con Estados Unidos un mayor consumo de su GNL, como vía para evitar la imposición de aranceles a productos exportados desde Europa hacia ese país.

Argentina se destaca en Centro y Suramérica

El mercado de Centro y Suramérica tiene una escala menor que la de los otros mercados analizados en esta sección. En 2024, su consumo agregado fue de 6,1 EJ, mientras que su producción alcanzó 5,9 EJ, cifras que representan el 4,1% y el 4,0% del consumo y la producción mundiales, respectivamente.

En este contexto, se destaca el caso de Argentina, que ha logrado expandir su mercado gracias a políticas encaminadas a fomentar la inversión en exploración y producción de hidrocarburos. Como se observa en la Figura 3.31, la explotación de yacimientos no convencionales ha compensado con creces la declinación de la producción de los yacimientos convencionales.

Figura 3.31
Producción de gas natural en Argentina, por fuente (Mil millones de metros cúbicos por día)



Fuente: Adaptado de Gas Market Report Q1-2025, IEA.

Esto ha provocado cambios estructurales en el mercado del Cono Sur, según reporta S&P Global. En septiembre de 2024, Argentina puso fin a las importaciones de gas natural desde Bolivia, después de 18 años de operaciones y dos años antes del vencimiento del contrato.

En junio del mismo año, el gobierno argentino autorizó por primera vez exportaciones de gas hacia Brasil a través de Bolivia. Además, el incremento en la producción permitió realizar exportaciones firmes a Chile durante todo un año.

La IEA señala que Argentina ha sentado bases sólidas para aumentar sus exportaciones en los próximos años. Está previsto que en 2027 entre en operación una terminal flotante de licuefacción en Río Negro, con capacidad de 0,09 EJ anuales, y se evalúa la construcción de otra planta con capacidad de hasta 1,1 EJ anuales.

Los precios en el mercado internacional

En el mercado internacional, los precios de los contratos de suministro de gas natural suelen atarse al comportamiento de los precios que se forman en los nodos o hubs donde se concentran las transacciones de este energético. Estos valores, que resultan de la interacción entre la oferta y la demanda en tiempo real (precios spot), sirven como referencia para el comercio global. Un hub es un punto físico o virtual donde los agentes del mercado transan productos y servicios asociados al gas, como suministro, transporte o almacenamiento, tanto en el ámbito físico como financiero. Asimismo, en el mercado internacional, los precios del gas natural con frecuencia se atan al comportamiento del precio del petróleo o sus derivados.

Como sucede con otros bienes transables, la diferencia entre precios en los distintos mercados determina la dirección de los flujos comerciales. Si el precio en el mercado B supera al del mercado A, la exportación tenderá a dirigirse hacia el primero. Por ello, los hubs que se han consolidado en el mercado internacional tienen una relevancia central en la dinámica del comercio global.

Por su relevancia en el comercio de GNL, los principales hubs de gas natural son: Henry Hub, hub físico localizado en Luisiana, Estados Unidos; Dutch Title Transfer Facility (TTF), hub virtual en Países Bajos que ha ganado fuerza como referencia para Europa continental; UK National Balance Point (NBP), hub virtual en el Reino Unido; y Japan Korea Marker (JKM), índice de precios spot del GNL en el noreste asiático.

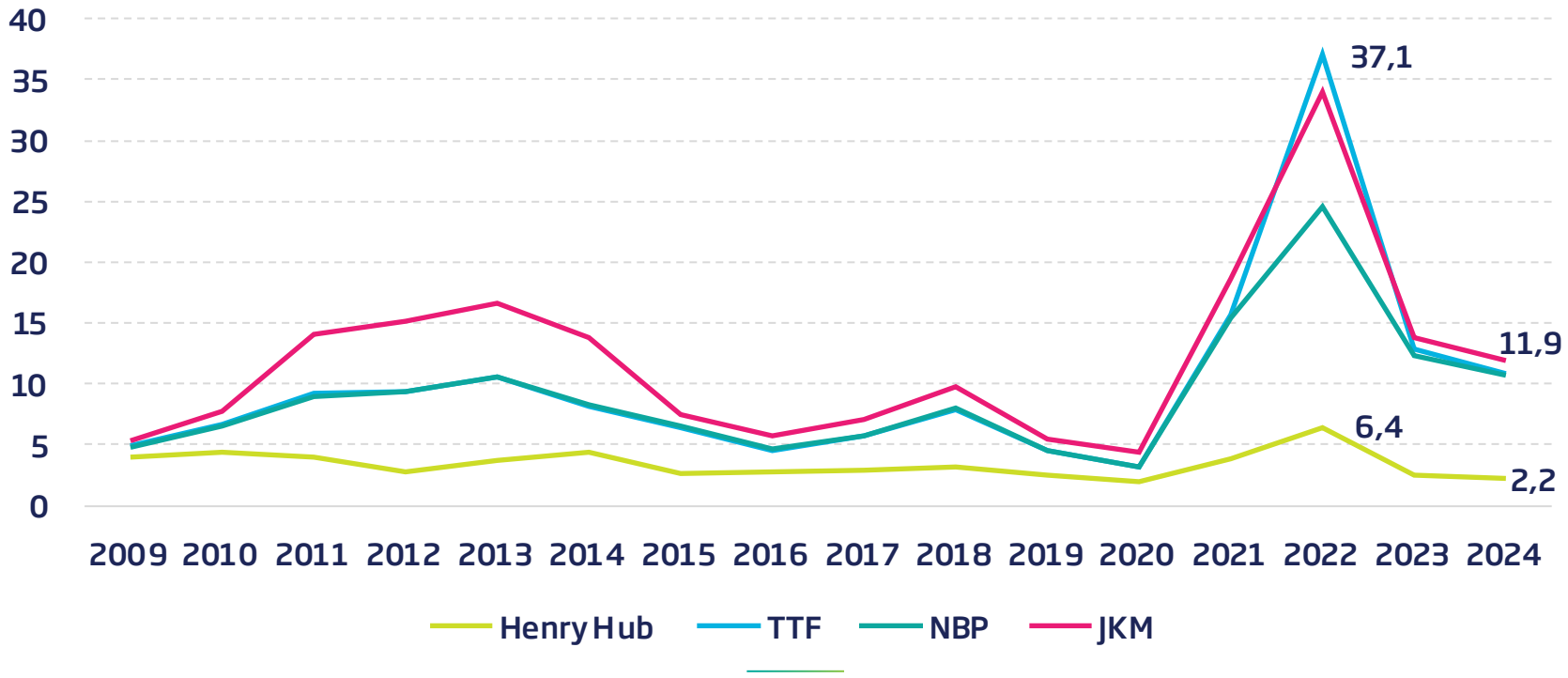
Es importante anotar que en estos mercados de referencia los precios publicados no siempre corresponden al costo final de entrega física. Henry Hub es un nodo físico que refleja el valor del gas disponible en ese punto de interconexión, pero normalmente requiere contratar transporte adicional hasta los centros de consumo. TTF y NBP son hubs virtuales que representan precios en los países en que se ubican, por lo que hay que sumarles las tarifas de transporte y distribución según el destino. JKM es diferente porque se refiere al precio del GNL ya entregado en los puertos de Japón y Corea bajo condiciones que incluyen flete marítimo internacional, pero no su regasificación ni el transporte posterior dentro de esos países.

La Figura 3.32 presenta la evolución de los precios en estos puntos de referencia entre 2009 y 2024.



Figura 3.32

Precios promedio del gas natural en el mercado internacional, 2009 a 2024 (US$/MBTU)



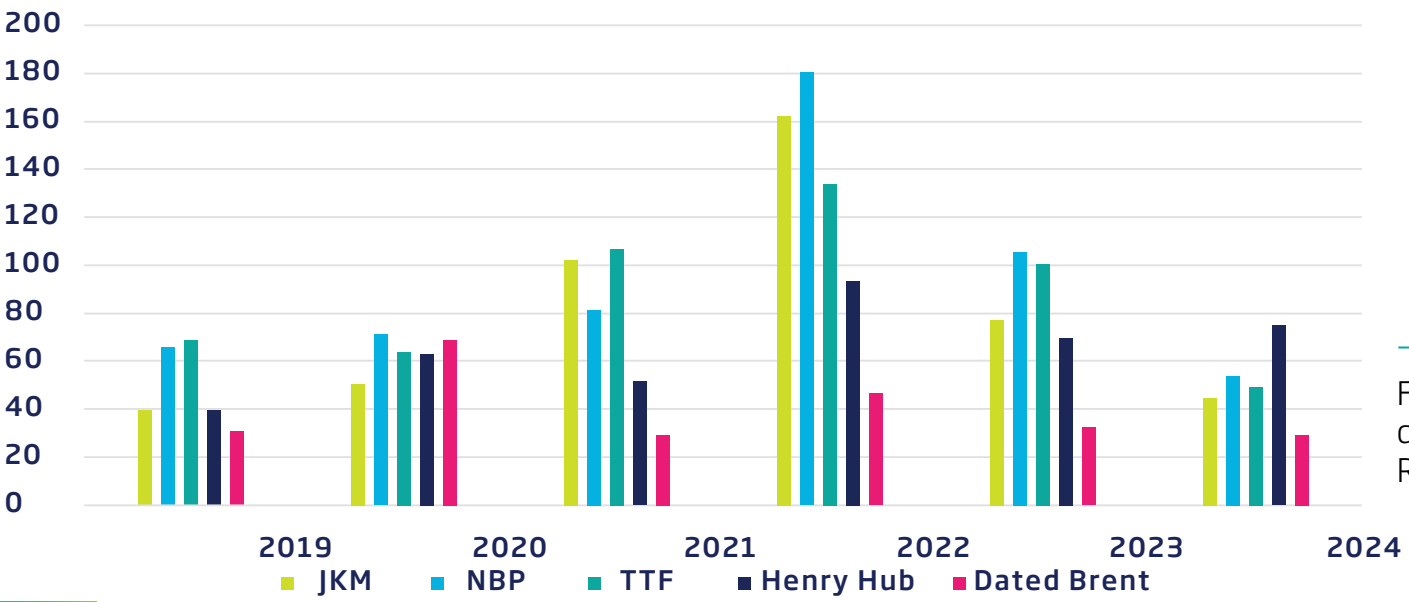
Fuente: Statistical Review of World Energy 2025.

Tras los máximos históricos de 2022, asociados a la reconfiguración del mercado internacional por la invasión rusa a Ucrania, los precios han tendido a moderarse y estabilizarse. En 2024, el Henry Hub promedió US$2,2/MBTU, tras una caída del 11,2% respecto a 2023. El TTF y el NBP registraron promedios de US $10,9 / MBTU y US $10,7 / MBTU, después de descender 15,4% y 13,1% frente a 2023, respectivamente. El JKM promedio fue de US$11,9/MBTU, 13,5% menos que el año anterior.

La volatilidad también disminuyó en 2024, según datos de la International Gas Union (IGU) con base en S&P Global Commodity Insights[5]. En efecto, la volatilidad anualizada del TTF para una ventana móvil de 30 días fue de 49%, la mitad que en 2023. La del JKM se redujo a 45% frente al 77% de 2023. La misma tendencia se observó en el caso del NBP, mientras que para el Henry Hub la tendencia fue contraria, pues aumentó al 75% (Figura 3.33).

Figura 3.33

Comparación de la volatilidad anualizada de los precios de referencia para una ventana móvil de 30 días (Porcentaje)



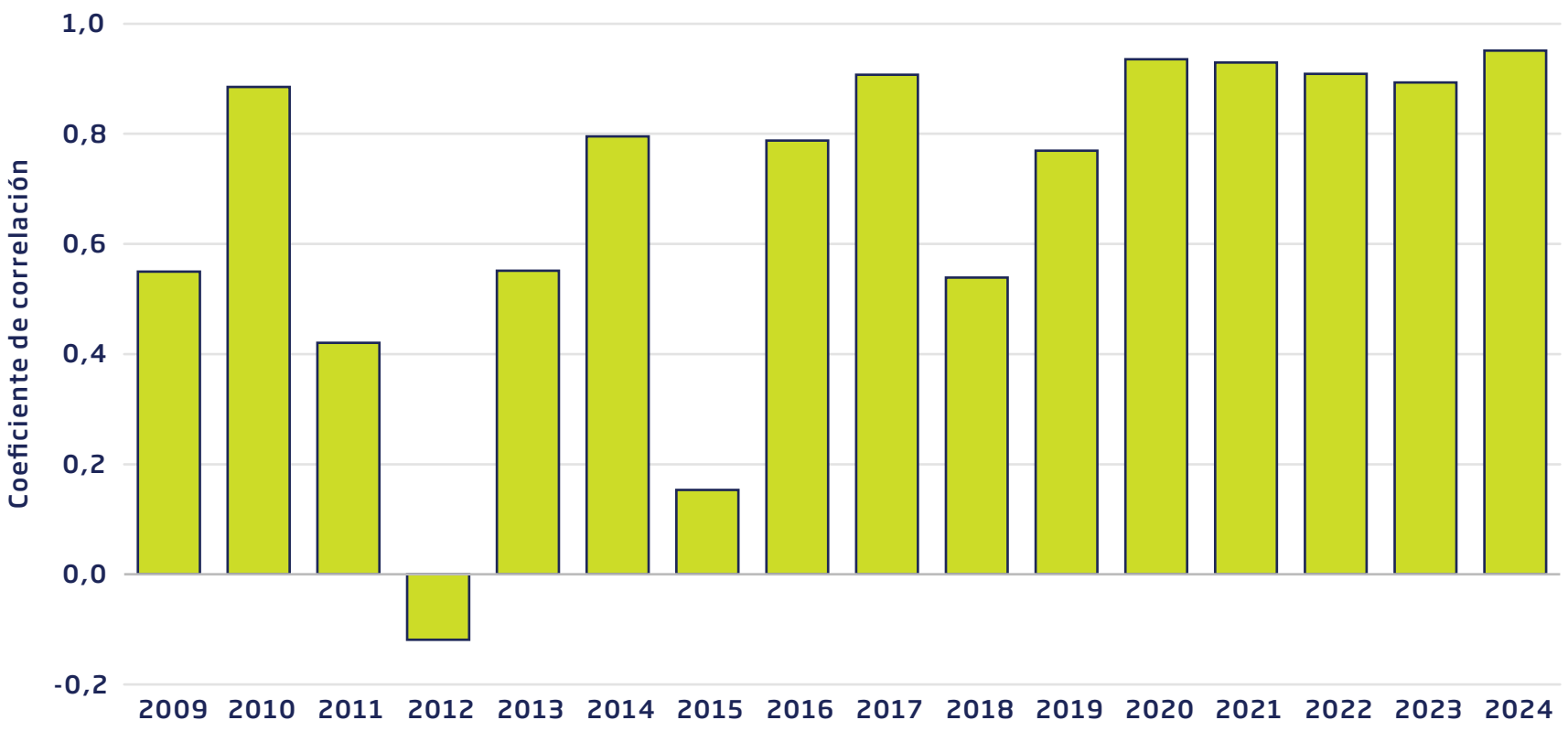
Fuente: Tomado de 2025 World LNG Report, IGU.

[5] La volatilidad refleja la intensidad de las variaciones de precio en un mercado. La IGU la calcula con precios diarios de Platts, midiendo la dispersión de los cambios en ventanas de 30 días y anualizándola sobre 252 días hábiles de negociación, lo que permite comparar de manera homogénea distintos hubs de gas.

Este entorno de precios spot más bajos y menor volatilidad impulsó el comercio global de GNL en 2024, especialmente en el mercado de Asia-Pacífico, como se analizó en apartados anteriores. Un aspecto adicional a destacar es la alta correlación entre los precios spot de Europa y Asia, reflejo de la competencia directa entre estos dos mercados por los cargamentos de GNL, en un contexto de creciente participación del suministro de GNL con destino flexible (Figura 3.34).

Figura 3.34

Correlación entre los precios del TTF y el JKM entre 2009 y 2024



Fuente: Tomado de Gas Market Report Q1-2025, IEA.

Finalmente, con base en las curvas forward de mediados de 2025, la IEA proyecta que los precios del Henry Hub llegarían a promedios cercanos a US$3,7/MBTU en 2025 y $4,3/MBTU en 2026.

El TTF tendría un promedio algo superior a US$12,5/MBTU en 2025 y por debajo de US$12/MBTU en 2026. Por su parte, el JKM promedio se situaría en torno a US$13/MBTU en 2025 y US$12,5/MBTU en 2026.

La IEA atribuye estos cambios a una mayor estrechez en el mercado, en la medida en que la oferta se está expandiendo a un ritmo menor que la demanda, y a las tensiones geopolíticas.

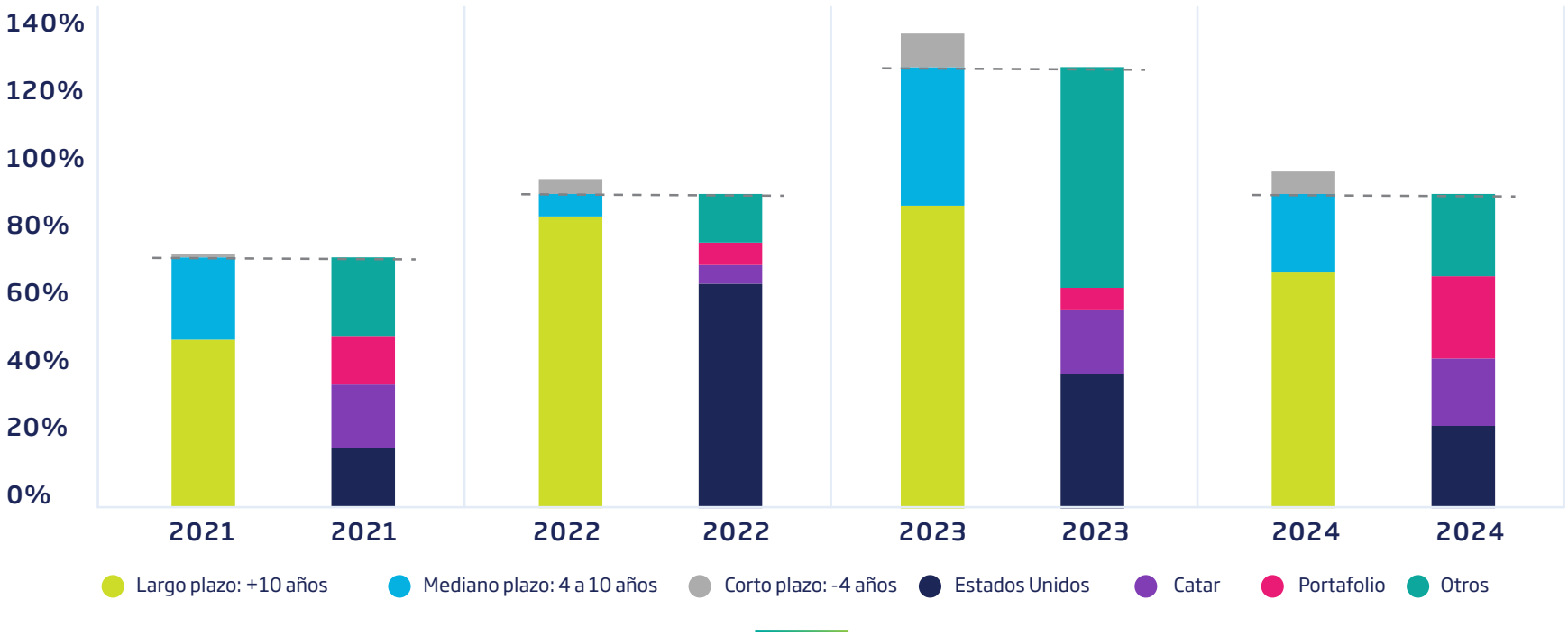
Dinámica de la contratación en el mercado internacional

En sus primeras décadas, el desarrollo del mercado mundial de GNL se sustentó principalmente en contratos de largo plazo, con duraciones de 20 o más años. Con el tiempo, la evolución de la oferta y la demanda impulsó una mayor flexibilidad en los términos contractuales.

En el mercado spot se transan volúmenes de gas natural que se requieren en cuestión de días, lo que permite reaccionar con rapidez a cambios abruptos en las necesidades de los agentes. Los contratos de corto plazo suelen tener una vigencia de hasta cuatro años; los de mediano plazo, hasta diez; y los de largo plazo, más de diez años. La proporción de contratos según su duración ha variado con los años, como se muestra en la Figura 3.35, tomada del Global Gas Outlook 2050 del Gas Exporting Countries Forum (GECF).

Figura 3.35

Contratos de GNL[6] por duración y fuente, 2021 a 2024
(Millones de toneladas por año)



Fuente: Adaptado de Global Gas Outlook 2050, Gas Exporting Countries Forum, 2025.

El superávit de GNL registrado en 2019 y 2020 llevó a algunos compradores, especialmente en Europa, a inclinarse por compras en el mercado spot en lugar de compromisos de largo plazo. Esta tendencia se revirtió parcialmente con la reducción de los volúmenes exportados a Europa por gasoductos, que derivó en un repunte de contratos de mediano y largo plazo en 2023. Sin embargo, en los últimos años se observa un aumento en los acuerdos de menor duración, reflejo del interés de las partes por mantener mayor flexibilidad.

La oferta también se ha ajustado a esta dinámica, como se aprecia en el conjunto de columnas de la derecha de la Figura 3.35. Empresas integradas de energía y grandes comercializadores han ganado protagonismo en el mercado al asegurar suministros a largo plazo mientras ofrecen una gama más amplia de plazos contractuales. Este modelo ha fortalecido a los llamados jugadores de portafolio.

Contar con un portafolio diversificado en duración de contratos les permite adaptarse a cambios del mercado y a las preferencias de los compradores, a la vez que gestionan mejor los riesgos económicos y regulatorios. Para los vendedores, transar en múltiples mercados es esencial, ya que depender de un solo mercado con contratos a largo plazo aumenta la exposición a riesgos geopolíticos.

[6] El GECF anota que entre los contratos de GNL aquí referidos están los acuerdos de compraventa (sales and purchase agreements, SPA), acuerdos preliminares (heads of agreements, HOA), contratos secundarios con disposiciones de renovación (secondary contracts with renewal provisions), contratos secundarios anticipando la renovación (secondary contracts anticipating renewal), y memorandos de entendimiento (memorandums of understanding, MOU).

De acuerdo con la IEA, la participación de volúmenes de GNL con destino flexible pasó del 30% en 2016 al 48% en 2024. En ese mismo período, la participación de jugadores de portafolio en las compras aumentó del 26% al 42%. Esto confirma que el mercado ha ganado flexibilidad de forma significativa.

En este contexto, es pertinente mencionar que los acuerdos de compraventa (sales and purchase agreements o SPA) son el instrumento contractual más común en el mercado internacional[7]. Aunque no existe un contrato estándar, en la práctica comparten elementos clave. Dos de sus elementos son los mecanismos de formación de precios y la duración, aspectos a los que ya se hizo referencia.

Según el Oxford Institute for Energy Studies (OIES), para los vendedores una prioridad es asegurar certidumbre sobre los volúmenes consumidos. Para garantizar un flujo estable de ingresos, los compradores se obligan al consumo firme del GNL, que normalmente se traduce en un acuerdo tipo take or pay, esto es, a tomar y pagar el gas contratado o, en su defecto, a pagar el gas no tomado. Esta obligación, no obstante, suele ser negociada. En proyectos nuevos, los niveles de take or pay tienden a ser más altos, dado que la financiación depende de esa estabilidad.

Entre las situaciones que liberan al comprador de esta obligación están los eventos de fuerza mayor, el incumplimiento del vendedor en la entrega o la entrega de gas fuera de especificaciones. La definición de fuerza mayor varía entre los contratos, pero siempre se refiere a circunstancias externas imprevistas que impiden el cumplimiento.

La responsabilidad del vendedor en caso de incumplimiento también difiere ampliamente. Algunos contratos contemplan el reembolso de todos los daños razonables, directos y verificables; otros establecen límites a esta responsabilidad.

Dado que las partes de estos contratos suelen estar domiciliadas en jurisdicciones diferentes, es común que acuerden regirse por la legislación de un tercer país, como medida de neutralidad.

Todos estos elementos reflejan que, aunque los contratos de suministro de GNL mantienen estructuras relativamente estandarizadas, su negociación requiere flexibilidad, lo cual se constituye en un referente importante para Colombia.

Una mirada al caso de Colombia

La pérdida del autoabastecimiento de gas natural en Colombia hace imperativo el acceso al mercado internacional. En este contexto, varios de los aspectos analizados en esa sección ofrecen lecciones para el país.

En primer lugar, el cambio reciente en la regulación, que modifica las reglas de comercialización de suministro de gas natural, es un avance significativo. Dichas reglas habilitan la posibilidad de fijar los precios de los contratos mediante una fórmula que incorpora indicadores internacionales, abriendo la puerta a transacciones de GNL de corto, mediano y largo plazo. Asimismo, la definición de los contratos sujetos a condiciones contribuye a facilitar el cierre financiero de nuevos proyectos de infraestructura de regasificación.

Otro aspecto positivo es la obligación de que los comercializadores de gas importado contraten la capacidad de regasificación. Dado que estos agentes actúan como vendedores en el mercado mayorista, dejar en sus manos la contratación

[7] International Gas Contracts, Oxford Institute for Energy Studies, 2022.

de la regasificación favorece la coordinación de los aspectos comerciales.

No obstante, persisten retos relevantes. Es necesario otorgar mayor flexibilidad en la definición de los eventos eximentes de responsabilidad que pueden ser pactados en los contratos de suministro, así como ajustar las disposiciones de fuerza mayor con las prácticas comerciales internacionales.

Estas condiciones son esenciales para viabilizar contratos de suministro de largo plazo, indispensables para que los agentes del mercado puedan conseguir el mencionado cierre financiero y claves para asegurar el abastecimiento del país.

En efecto, acudir al mercado spot supone pagar una prima por la flexibilidad que ofrece, como la nominación de cargamentos con destino flexible ya comprometidos con otros compradores, lo que incrementa la exposición al riesgo de choques de precios ante cambios en la oferta como la demanda. Mientras que las compras en el mercado spot suelen referenciarse al TTF, con alta correlación con el mercado asiático, los contratos de largo plazo tienden a referenciarse al Henry Hub, ofreciendo condiciones más estables y previsibles.

Colombia debe preparase para enfrentar la volatilidad de los precios internacionales. La experiencia de hubs como TTF, JKM y Henry Hub demuestra que las fluctuaciones pueden ser abruptas y de gran magnitud.

Por ello resulta indispensable promover mecanismos de coberturas financieras y esquemas de indexación diversificada que reduzcan la exposición a choques concentrados en un solo mercado.

La seguridad de abastecimiento requiere también avanzar en la diversificación de proveedores y rutas de suministro. Esto implica fortalecer relaciones con exportadores tradicionales, como Estados Unidos y países del Caribe, explorar oportunidades con nuevos actores en África Occidental y avanzar en esquemas de integración regional mediante interconexiones con países vecinos. Estas medidas, como se ha sugerido en otros capítulos del informe, deben enmarcarse en un entorno de gobernanza transparente, que asegure condiciones de competencia efectiva en el suministro.

Lo anterior no significa prescindir de contratos de corto y mediano plazo, ni de operaciones en el mercado spot, que cumplen un papel relevante para atender demandas esporádicas, como las de plantas térmicas en la Costa Caribe que usan la infraestructura de regasificación existente. Sin embargo, estos mecanismos, por sí solos, no ofrecen el respaldo necesario para financiar infraestructura de esta envergadura.

Finalmente, los acuerdos comerciales de largo plazo permiten asegurar el suministro desde fuentes cercanas, reduciendo costos logísticos y mejorando la competitividad. El precio final del GNL refleja no solo el valor del producto, sino también los gastos asociados a su transporte, como se ilustra en la Figura 3.32.

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS



4 GAS NATURAL EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL: 2020-2024

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS



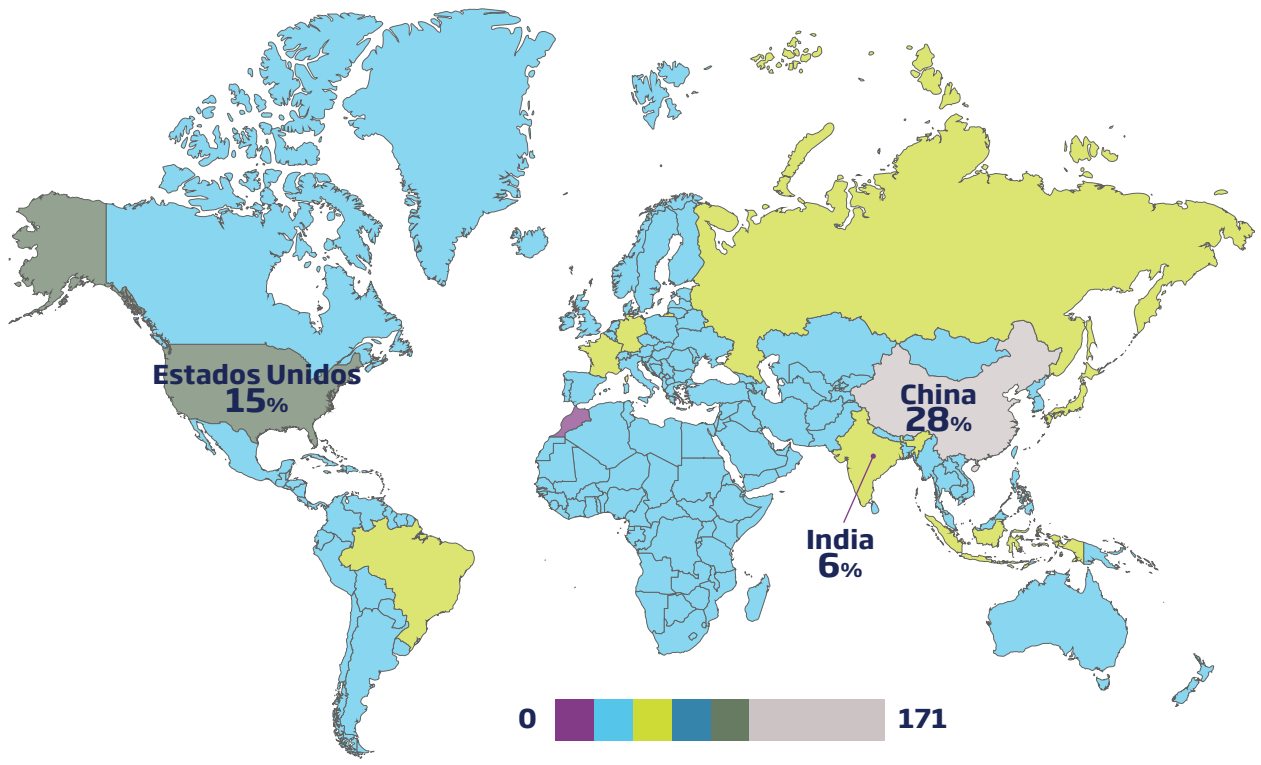
4.1 CIFRAS MUNDIALES

El consumo energético mundial sigue al alza

En 2024, el consumo de energía de China, Estados Unidos e India fue prácticamente equivalente al del resto del planeta. Si este conjunto se amplía a los diez países con mayor consumo energético, esto es, si también se consideran Rusia, Japón, Brasil, Canadá, Corea del Sur, Irán y Alemania, su consumo agregado fue dos tercios del consumo mundial.

Figura 4.1
Consumo energético mundial, 2024 (EJ)

País	2024
China	177
Estados Unidos	96
India	41
Rusia	33
Japón	17
Brasil	14
Canadá	14
Corea del Sur	13
Irán	13
Alemania	12
Otros países	207
Total general	**636**



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.



Entre 2020 y 2024 se fortaleció la complementariedad entre las fuentes tradicionales de energía y las energías renovables no convencionales.

El consumo de petróleo, carbón y gas natural se incrementó en 47 exajulios (EJ), mientras que el de las energías renovables diferentes a la hidroelectricidad se aumentó en 22 EJ.

Tabla 4.1

Consumo energético mundial, por fuente, entre 2020 y 2024 (EJ)

Energético	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023- 2024
Petróleo	175	186	192	196	199	3%	2%
Carbón	152	161	162	164	165	2%	1%
Gas natural	139	145	144	144	149	2%	3%
Renovables	35	40	45	51	57	13%	11%
Hidroelectricidad	41	40	41	40	41	0%	4%
Energía nuclear	24	25	24	25	25	1%	1%
Total	**585**	**597**	**607**	**620**	**636**	**2 %**	**3 %**

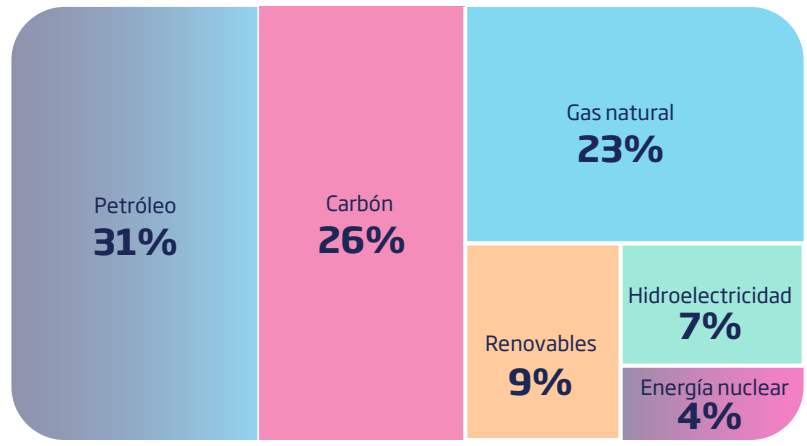
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, el consumo de gas natural representó cerca de la cuarta parte del consumo mundial de energía. El consumo de los energéticos de origen fósil correspondió a cuatro quintas partes del consumo total.

Por otra parte, el de las energías renovables diferentes a la hidroelectricidad siguió en ascenso y se acercó a la décima parte del consumo total.

Figura 4.2

Consumo energético mundial, por fuente, 2024



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

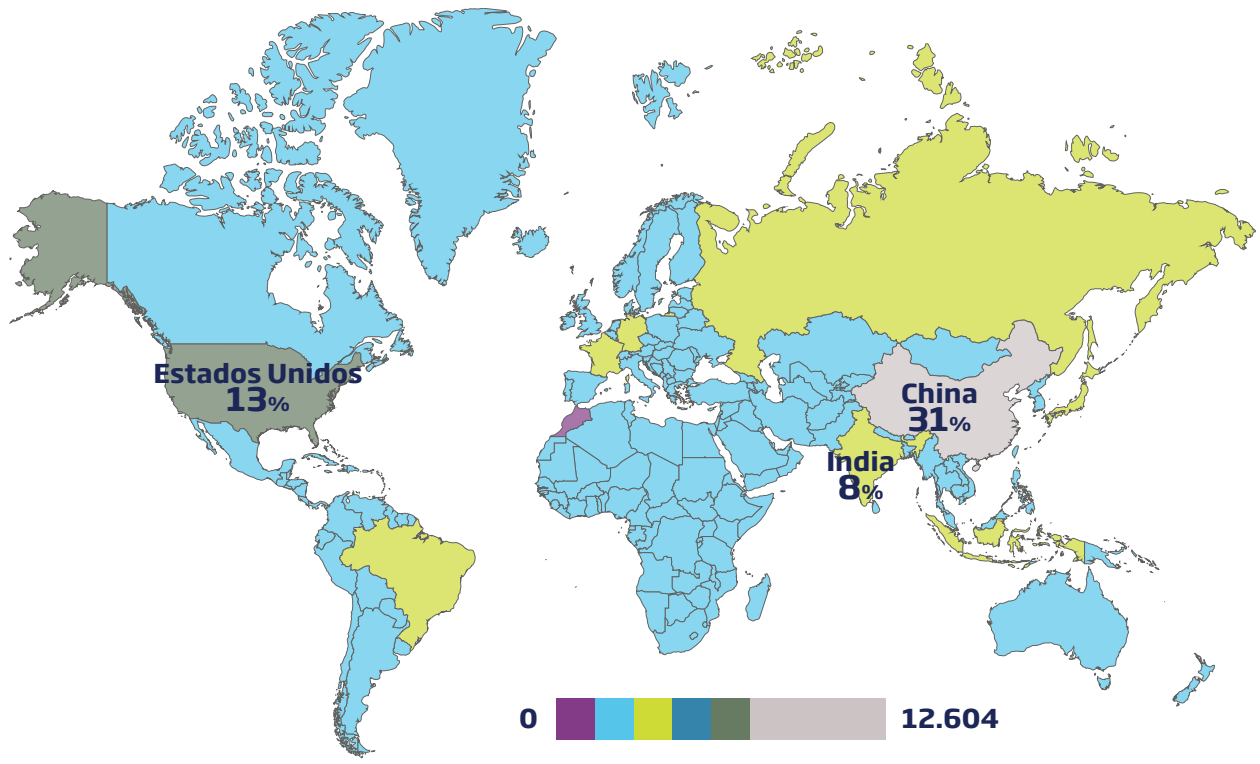
La reducción de emisiones sigue siendo una tarea pendiente

China, Estados Unidos e India concentraron la mitad de las emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemas de gas. Las emisiones registradas en la Figura 4.3 no incluyen aquellas asociadas a otras actividades o procesos, como la agricultura, la silvicultura y el cambio de uso del suelo; por esta razón, estas cifras no coinciden con las de la sección 3.1.

Figura 4.3

Emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemas de gas, 2024 ($MtCO_2e$)

País	2024
China	12.605
Estados Unidos	5.110
India	3.262
Rusia	2.250
Japón	1.031
Irán	962
Indonesia	917
Arabia Saudita	738
Corea del Sur	619
Alemania	583
Otros países	12.735
Total	**40.812**



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025

Norteamérica es la única región del planeta que en el último año consiguió una reducción en las emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemas de gas, según la agrupación regional que se presenta en la Tabla 4.2 esto obedeció en parte al mayor consumo de gas natural como sustituto de otros combustibles de origen fósil.

Tabla 4.2

Emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemas de gas, por región, entre 2020 y 2024 ($MtCO_2e$)

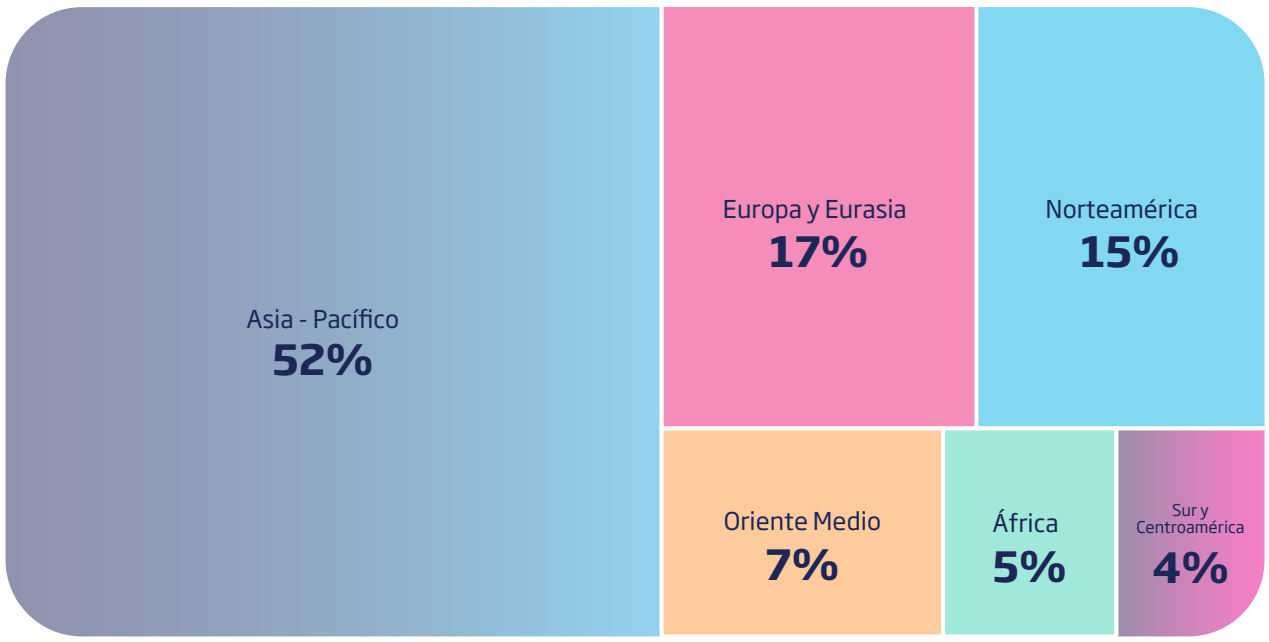
Región	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Asia-Pacífico	19.013	19.809	20.082	21.058	21.269	2,8%	1%
Europa y Eurasia	6.568	6.946	6.909	6.784	6.814	0,9%	0%
Norteamérica	5.962	6.291	6.405	6.289	6.261	1,2%	0%
Oriente Medio	2.669	2.750	2.889	2.900	3.017	3,1%	4%
África	1.629	1.780	1.770	1.788	1.852	3,3%	4%
Sur y Centroamérica	1.348	1.495	1.534	1.599	1.600	4,4%	0%
Total	**37.189**	**39.071**	**39.588**	**40.418**	**40.812**	**2%**	**1%**

Fuente: SUI y estados financieros de Transmetano.

Las emisiones de Asia-Pacífico por los conceptos mencionados superan la suma de las emisiones de las demás regiones del mundo. De esta región forman parte China, India, Japón, Indonesia y Corea del Sur, cinco de los diez países con mayores emisiones, que explican el 87% de las cifras de Asia-Pacífico.

Figura 4.4

Emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemas de gas, por región, 2024



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Las reservas probadas de gas natural están concentradas en pocos jugadores

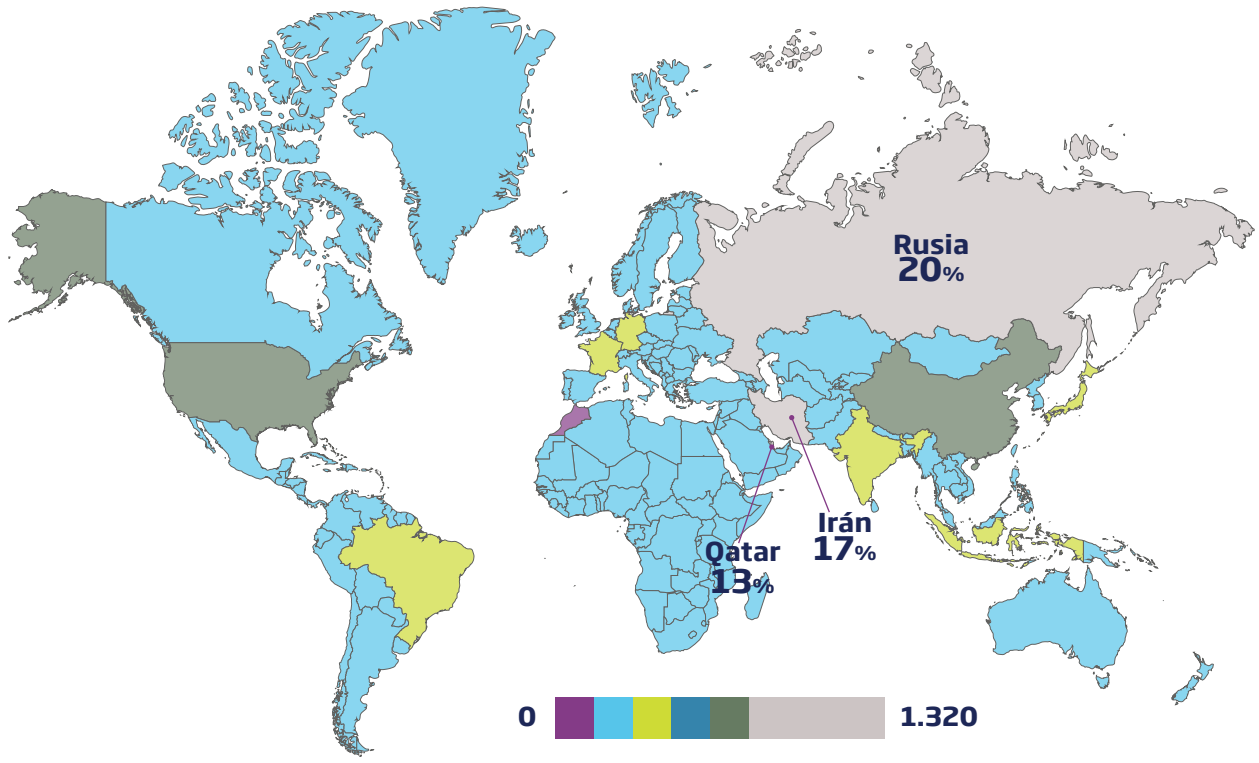
Las cifras más recientes sobre las reservas mundiales de gas natural, correspondientes al año 2020, dan cuenta de la concentración de estos recursos en unos pocos países. En efecto, el 81% de las reservas probadas se distribuían entre diez países. Rusia, Irán y Catar tenían la mitad de las reservas del planeta. Solo las de Rusia equivalían a la quinta parte de las reservas totales.



Figura 4.5

Reservas probadas mundiales de gas natural, 2020 (Tpc)

País	2020
Rusia	1.320
Irán	1.134
Catar	871
Turkmenistán	480
Estados Unidos	446
China	297
Venezuela	221
Arabia Saudita	213
Emiratos Arabes	210
Nigeria	193
Otros países	1.257
Total	**6.642**



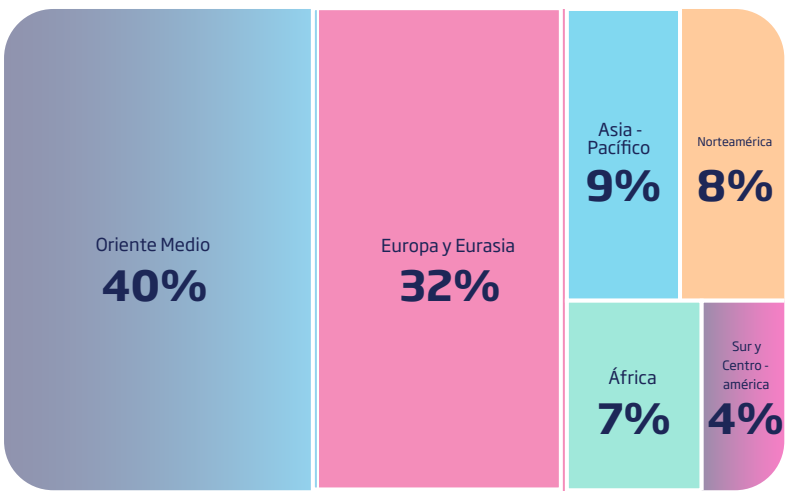
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En Oriente Medio estaban localizadas dos quintas partes de las reservas probadas mundiales de gas natural. Irán, Catar, Arabia Saudita y Emiratos Árabes explicaban el 91% de dichas reservas.

Figura 4.6

Reservas probadas mundiales de gas natural, por región, entre 2019 y 2020 (Tpc)

Región	2019	2020	Variación 2019-2020
Oriente Medio	2.676	2.677	0%
Europa y Eurasia	2.120	2.111	0%
Asia-Pacífico	593	585	-1%
Norteamérica	522	535	2%
África	528	455	-14%
Sur y Centroamérica	280	279	0%
Total	**6.719**	**6.642**	**-13%**



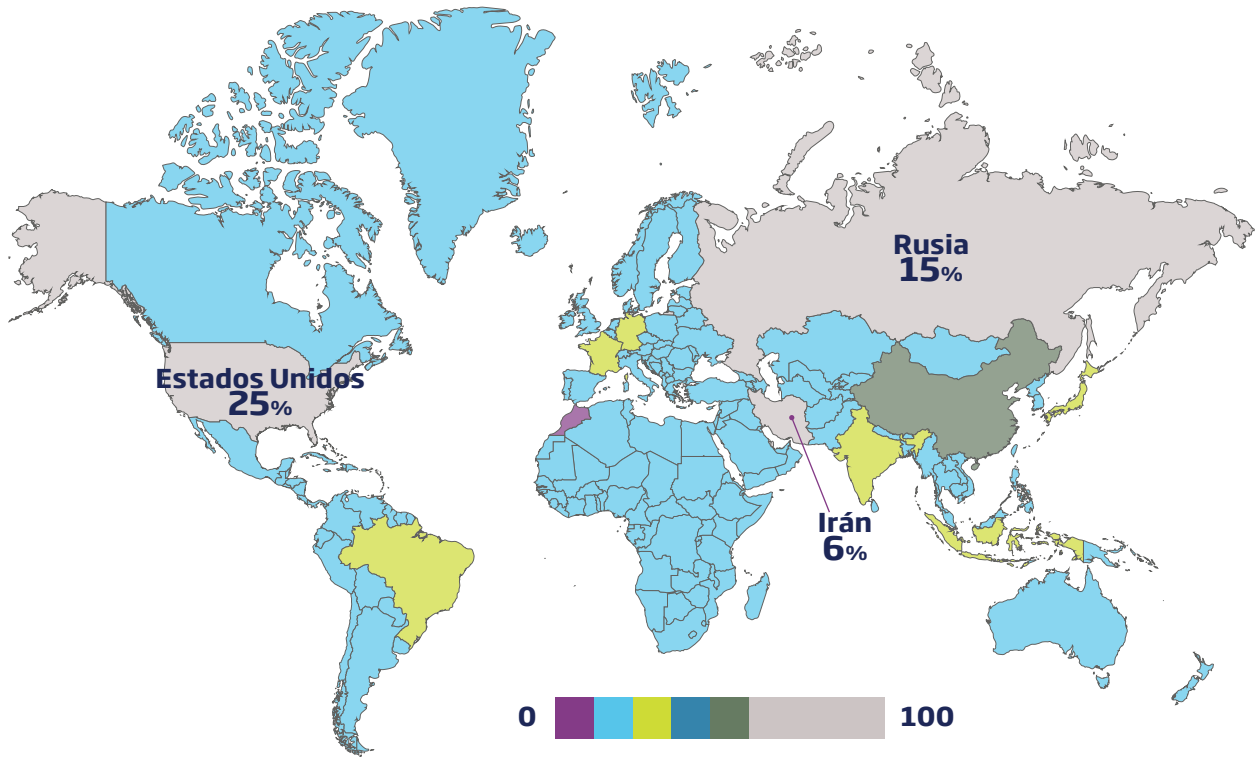
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

La producción mundial de gas natural es liderada por Estados Unidos

Estados Unidos se consolidó como el principal productor de gas natural en 2024. Su producción excedió la de Rusia en 64% y la de Irán en 293%, países que ocupan el segundo y el tercer lugar entre los mayores productores del mundo. La producción de estos tres países representa cerca de la mitad de la producción mundial (Figura 4.7).

Figura 4.7
Producción mundial de gas natural, 2024 (Gpcd)

País	2024
Estados Unidos	100
Rusia	61
Irán	25
China	24
Canadá	19
Catar	17
Australia	14
Noruega	11
Arabia Saudita	12
Argelia	9
Otros países	106
Total	**398**



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Aunque la producción de Norteamérica se mantuvo estable en el último año, fue la de mayor expansión en el quinquenio pasado. La producción de esta región se elevó en 13% entre 2020 y 2024, la de Oriente Medio en 10% y la de Asia-Pacífico en 8%.

Tabla 4.3
Producción mundial de gas natural, por región, entre 2020 y 2024 (Gpcd)

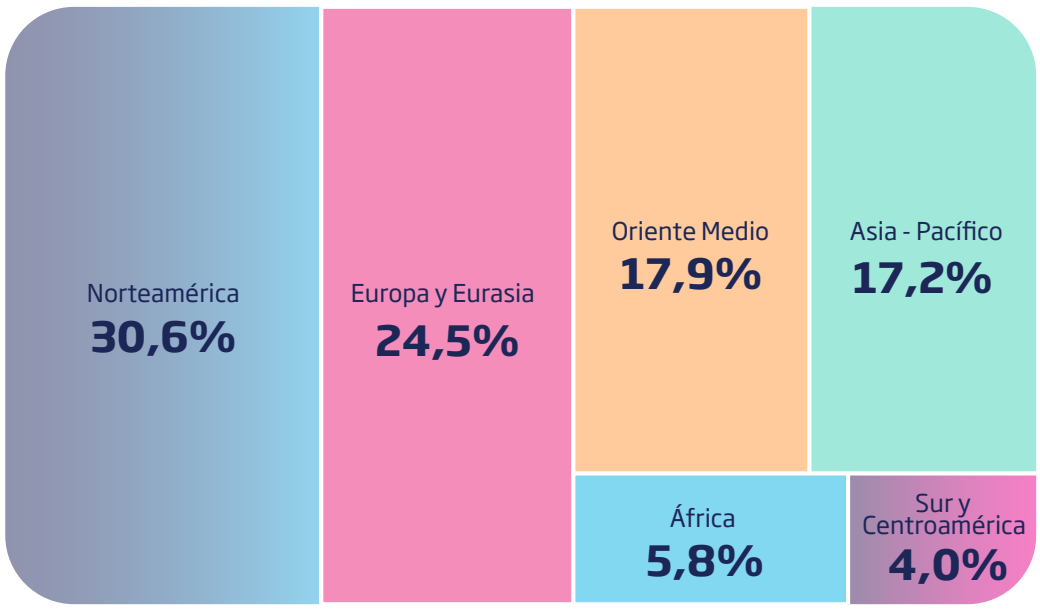
Región	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Norteamérica	108	112	116	122	122	3%	0%
Europa y Eurasia	99	107	99	95	98	0%	3%
Oriente Medio	65	68	70	69	71	2%	3%
Asia-Pacífico	63	65	66	67	68	2%	2%
África	22	25	24	25	23	1%	-8%
Sur y Centroamérica	15	15	16	16	16	2%	0%
Total	**372**	**392**	**391**	**393**	**398**	**2 %**	**1%**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, Norteamérica concentró cerca de un tercio de la producción mundial de gas natural. Por su parte, Europa y Eurasia tuvieron una producción cercana a un cuarto de la producción mundial (Figura 4.8).

Figura 4.8

Producción mundial de gas natural, por región, 2024



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

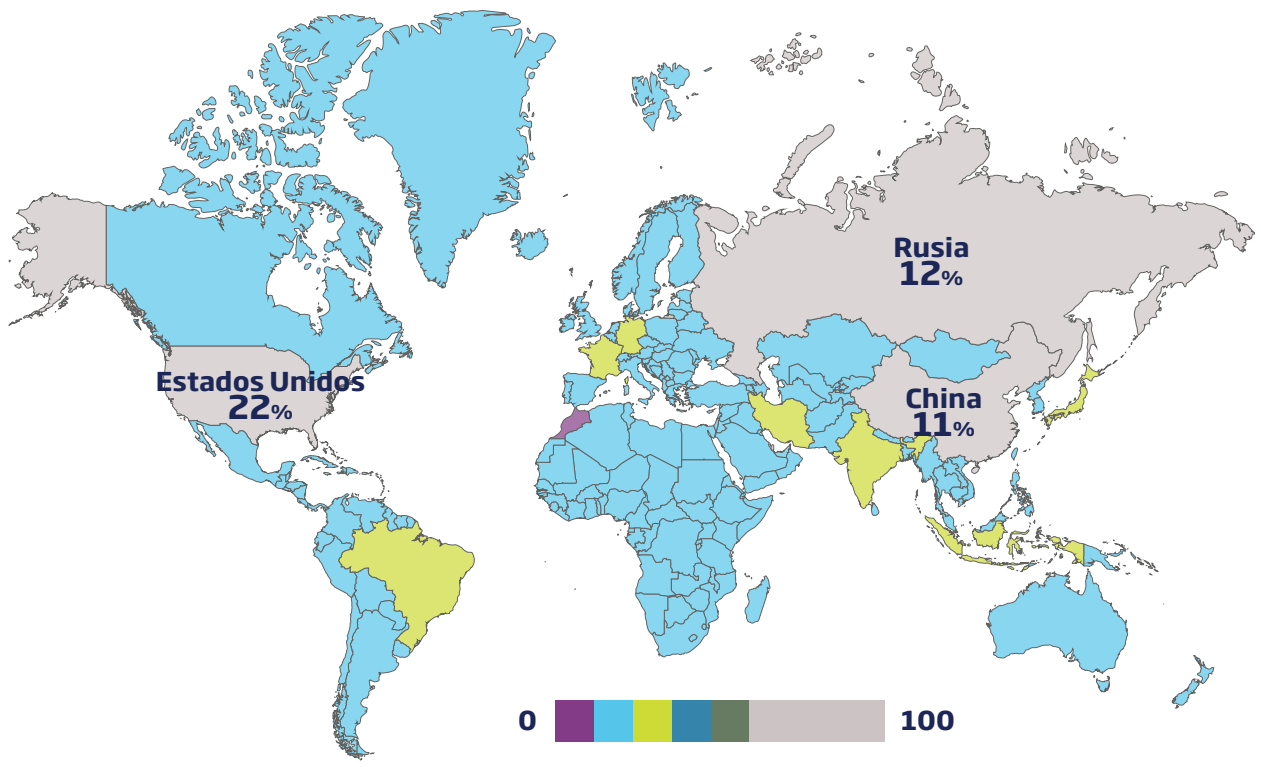
El consumo mundial siguió al alza, dado el rol del gas en la transición

Estos Unidos y Rusia no solo fueron los mayores productores de gas natural en 2024, sino también los mayores consumidores. China, el cuarto mayor productor, fue el tercer mayor consumidor. Por su parte Irán, el tercer mayor productor, fue el cuarto mayor consumidor.

Figura 4.9

Consumo mundial de gas natural, 2024 (Gpcd)

País	2024
Estados Unidos	87
Rusia	46
China	42
Irán	24
Canadá	12
Arabia Saudita	12
Japón	9
México	10
Alemania	8
Reino Unido	6
Otros países	144
Total	**398**



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

El consumo mundial de gas natural mantuvo una tendencia al alza durante los últimos años. El caso de Europa es la excepción, en buena medida por la reconfiguración de su mercado tras la invasión rusa a Ucrania (Tabla 4.4).

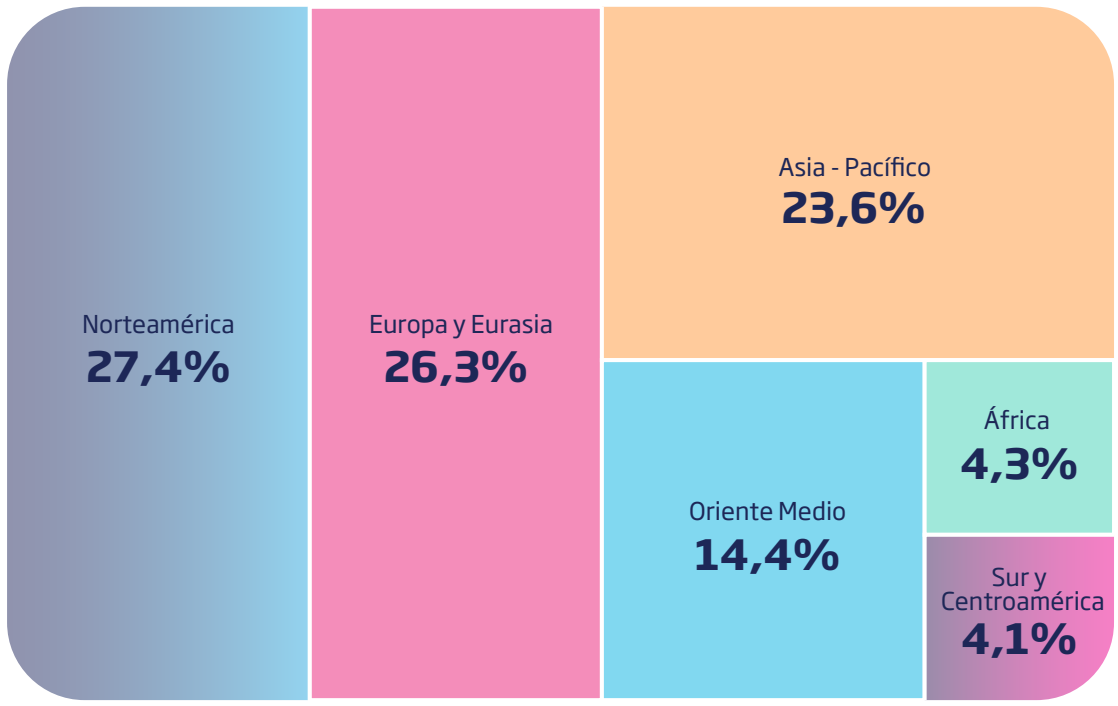
Tabla 4.4
Consumo mundial de gas natural, por región, entre 2020 y 2024 (Gpcd)

Región	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Norteamérica	101	102	106	107	109	2%	2%
Europa y Eurasia	106	115	102	102	105	0%	3%
Asia-Pacífico	84	90	88	91	94	3%	3%
Oriente Medio	53	54	54	56	57	2%	2%
África	15	16	16	17	17	3%	1%
Sur y Centroamérica	14	16	16	16	16	4%	2%
Total	**373**	**393**	**382**	**388**	**398**	**2 %**	**3 %**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, Norteamérica se mantuvo como la región de mayor consumo de gas natural, con poco más de la cuarta parte del total mundial. Sur y Centroamérica sobresalió como la región con la mayor expansión en el consumo entre 2020 y 2024, que alcanzó un 16%; aun así, su participación es de solo el 4% en el consumo mundial.

Figura 4.10
Consumo mundial de gas natural, por región, 2024



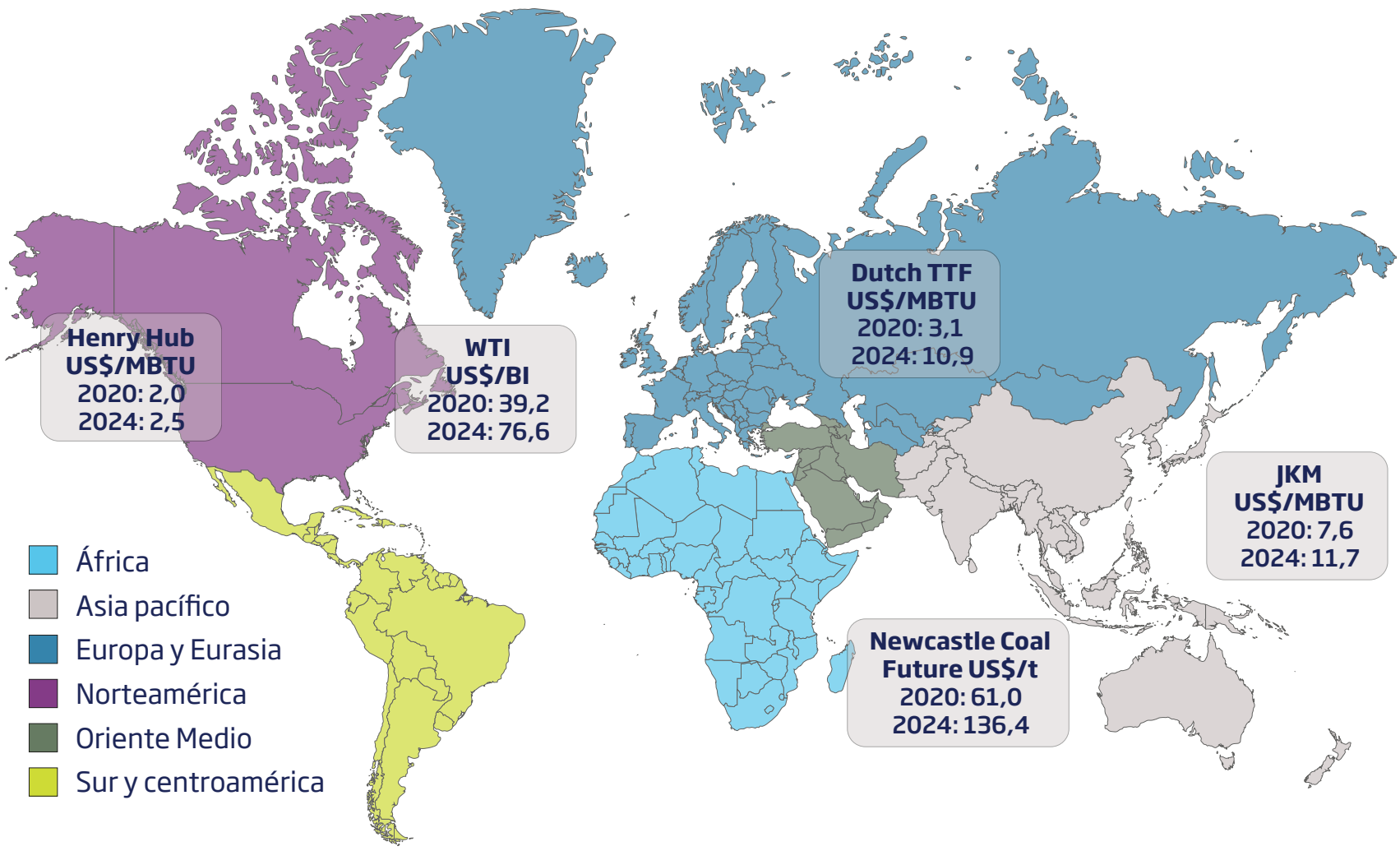
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Los precios del gas natural siguieron moderándose en 2024

Después de la pandemia del COVID 19 y la invasión de Rusia a Ucrania, los mercados de los diferentes energéticos gradualmente han encontrado un nuevo equilibrio. Los precios promedio de 2024 fueron, en general, superiores a los de 2020, año de baja demanda por las cuarentenas decretadas a lo largo y ancho del planeta.

Figura 4.11

Precios promedio en el mercado internacional, en 2020 y 2024

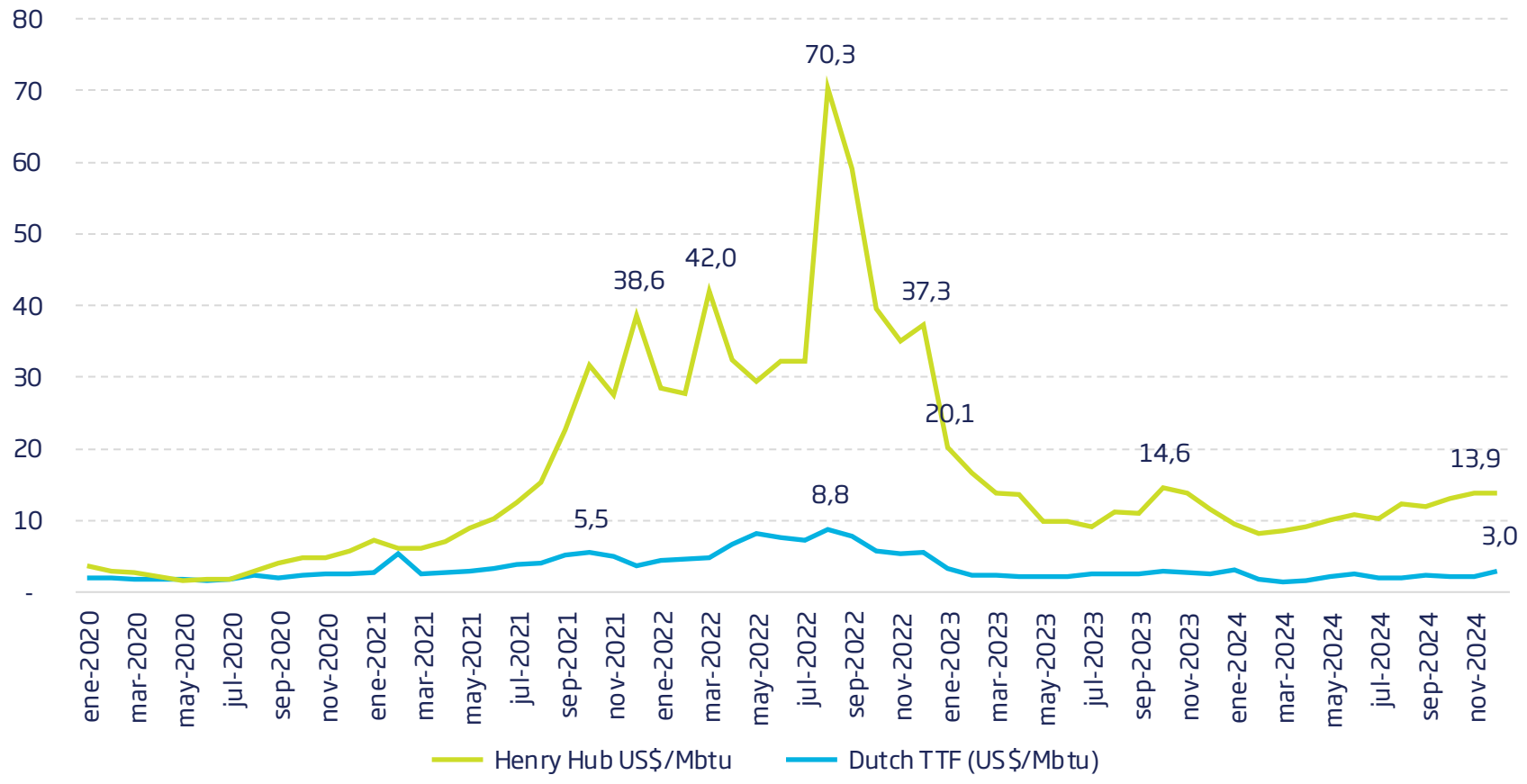


Fuente: EIA, Energy Institute y www.investing.com

El Henry Hub, hub físico localizado en Luisiana, Estados Unidos, sirve como referencia para las transacciones de gas natural en el hemisferio occidental. Por su parte, el Dutch Title Transfer Facility (TTF), hub virtual en Países Bajos, ha ganado fuerza como referencia para las transacciones en Europa continental. En el período comprendido entre 2020 y 2024, los dos alcanzaron su precio máximo en agosto de 2022, el primero con US$8,8/MBTU y el segundo con US$70,3/MBTU. Tras esa escalada, asociada a la reconfiguración del mercado de gas natural producto de la invasión a Ucrania, los precios se han moderado gradualmente.

Figura 4.12

Precios del gas natural en el mercado internacional, entre 2020 y 2024 (US$/MBTU)

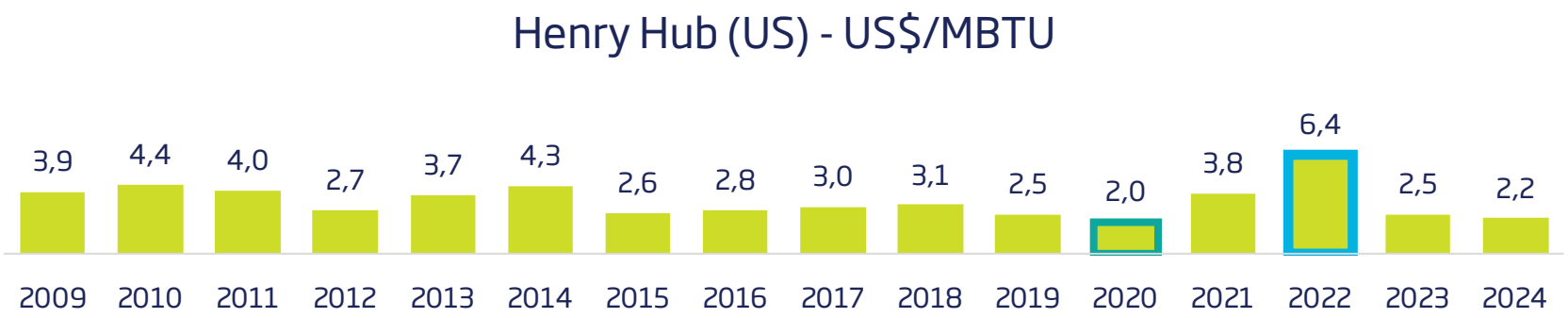


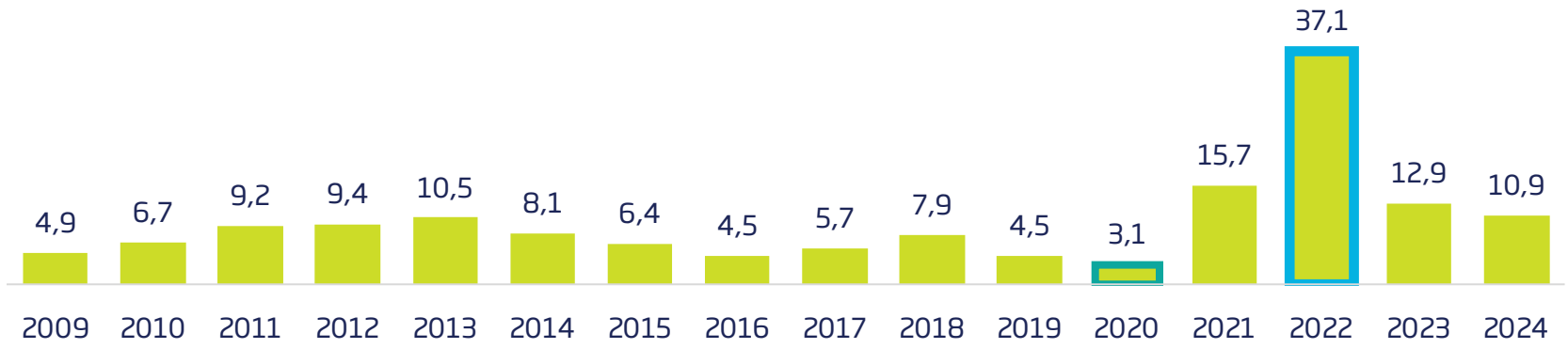
Fuente: EIA y https://en.macromicro.me/

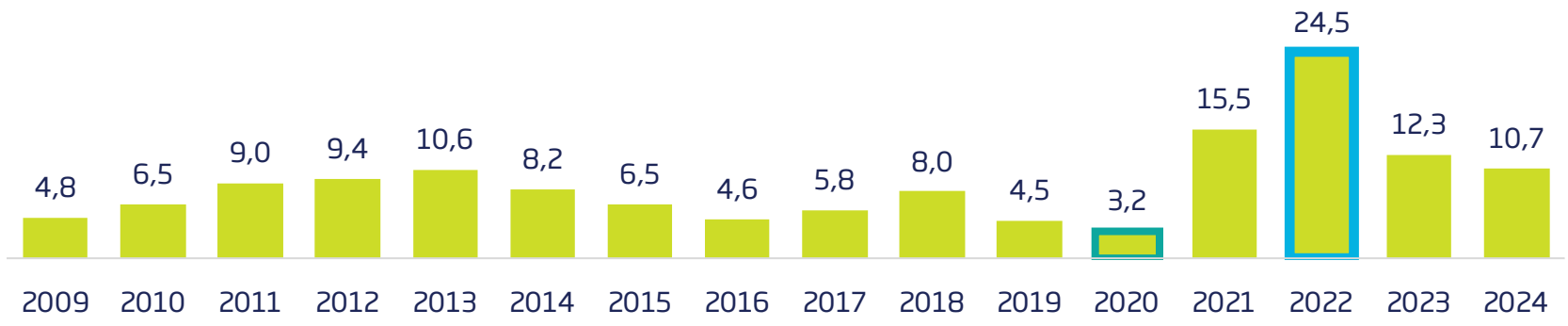
Al analizar un período más extenso, de 2009 a 2024, se confirma que 2020 y 2022 fueron años atípicos en el mercado mundial de gas natural. El primero por los efectos de la pandemia del COVID 19 y el segundo como consecuencia del conflicto entre Rusia y Ucrania. Tras estos eventos, el mercado se ha aproximado paulatinamente a un nuevo normal. Los cuatro índices de precios más destacados en el mercado mundial de gas natural dan cuenta de esto.

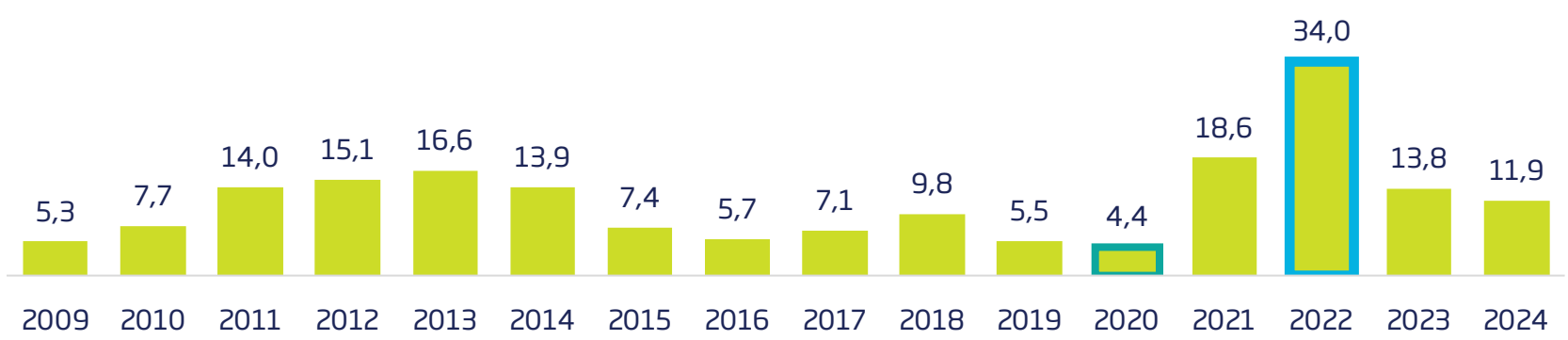
Figura 4.13

Precios del gas natural en el mercado internacional, entre 2009 y 2024 (US$/MBTU)









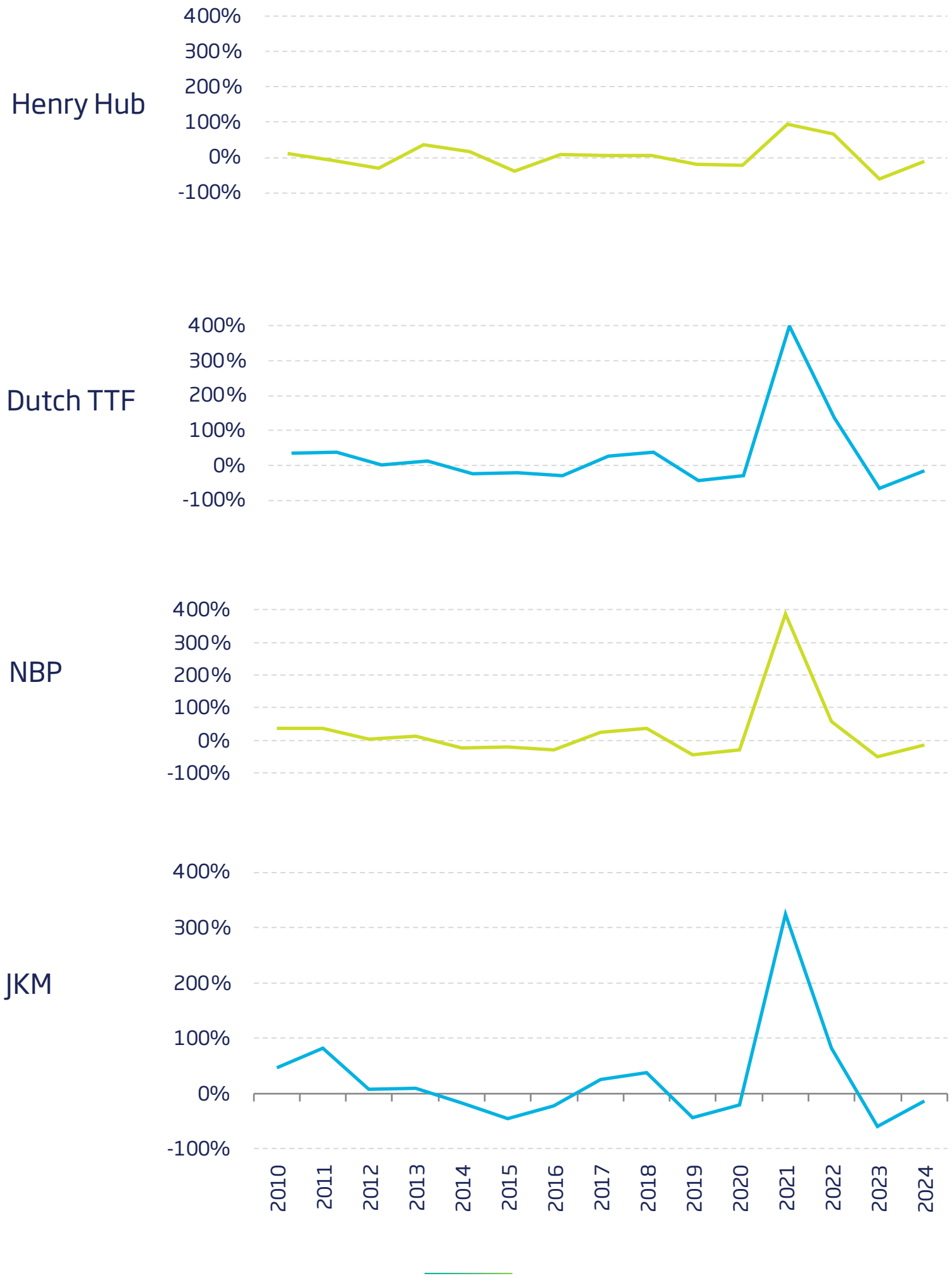
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

El UK National Balance Point (NBP) es un hub virtual en el Reino Unido, mientras que el Platts Japan Korea Marker (JKM) es un índice de precios spot del gas natural licuado (GNL o LNG) en el noreste asiático. Entre 2009 y 2024 hubo una alta correlación entre las variaciones de los índices TTF, NBP y JKM, indicio de la creciente competencia entre Europa y Asia por el GNL. Dicha correlación fue más alta entre el TTF y el NBP hasta 2022. A partir de ese año se ha acentuado la correlación entre el TTF y el JKM.

[1] LNG por las iniciales de liquefied natural gas.

Figura 4.14

Variación anual de los precios internacionales del gas natural, entre 2009 y 2024

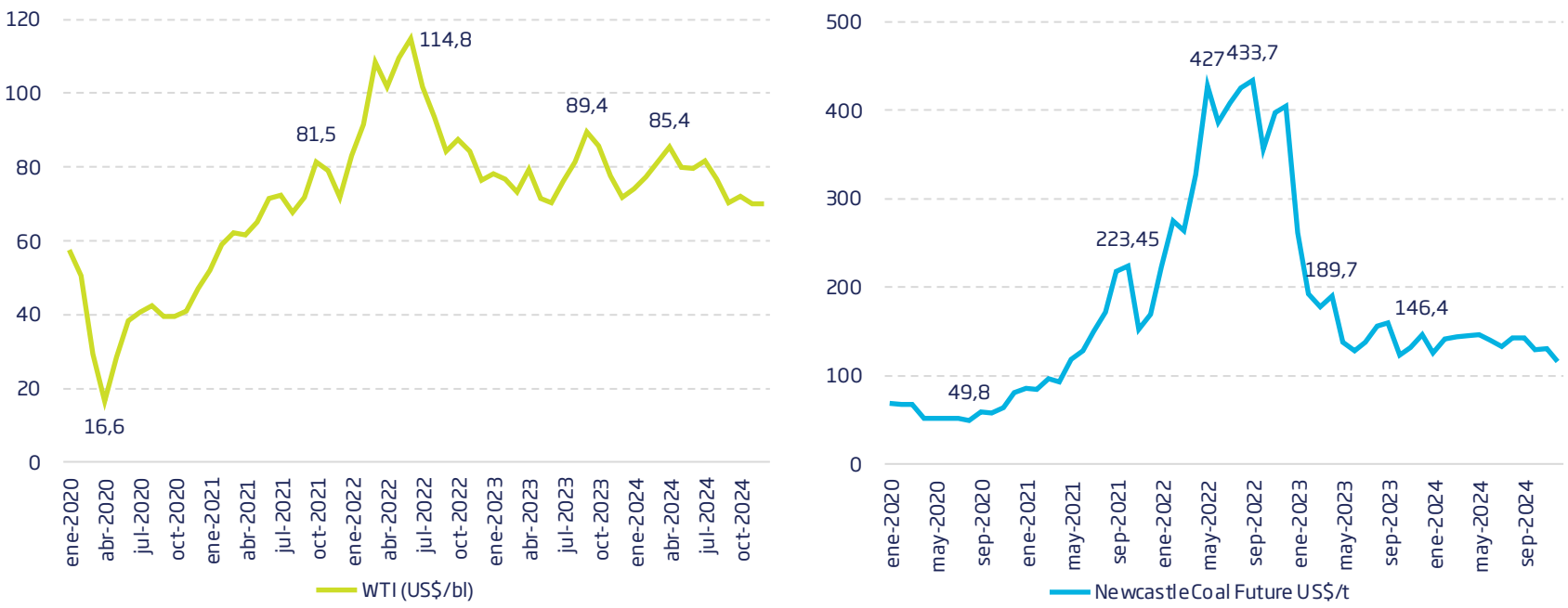


Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Los precios del petróleo y el carbón tuvieron un comportamiento similar entre 2020 y 2024. Alcanzaron sus máximos entre el segundo y el tercer trimestre de 2022, para luego moderarse gradualmente. El petróleo WTI cerró 2024 con un precio promedio de US$70,1/bl en diciembre, mientras que los futuros del carbón cargado en la Terminal de Carbón de Newcastle, Australia, lo hicieron a un promedio de US$116,5/t.

Figura 4.15

Precios de otros commodities en el mercado internacional, entre 2020 y 2024 (US$/bl y US/t)



Fuente: EIA, https://en.macromicro.me/ y www.investing.com.

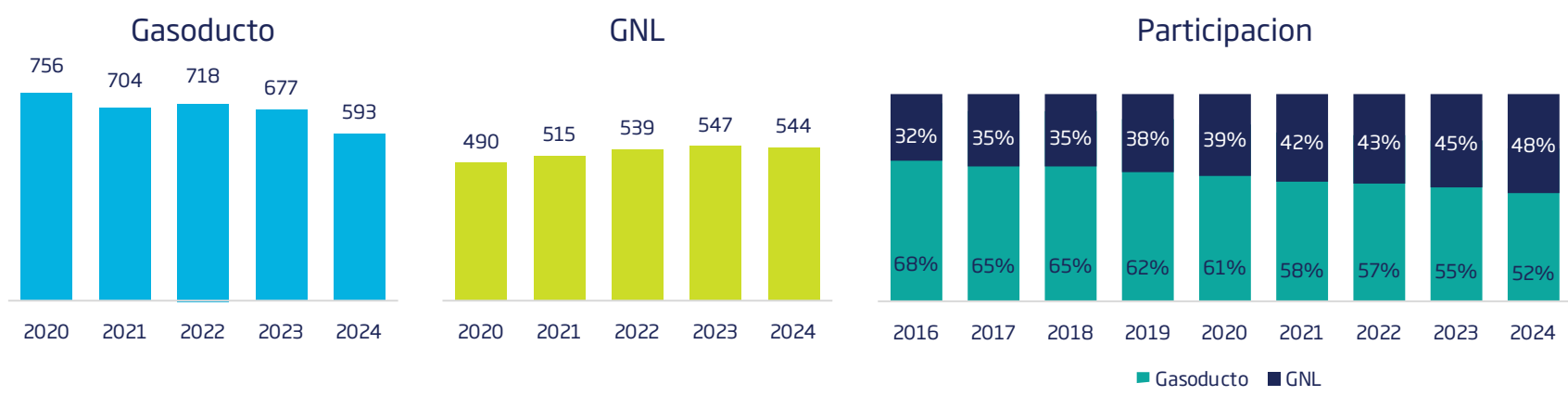
El GNL sigue siendo un dinamizador del comercio internacional

Más de la quinta parte de la producción mundial de gas natural se comercializa internacionalmente, bien sea por gasoductos o como GNL, lo que evidencia la creciente flexibilidad de este energético.

Pese a los cambios marginales en el comercio de GNL en 2024, su participación sigue al alza en los intercambios internacional y ya representa el 48% de los volúmenes transados.

Figura 4.16

Comercio internacional de gas natural, entre 2020 y 2024 (Miles de millones de metros cúbicos (bcm))



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, Noruega, Rusia y Estados Unidos encabezaron la lista de países exportadores de gas natural por gasoductos, con más de las mitad de las exportaciones por este medio. Europa y Estados Unidos concentraron más de la mitad de las importaciones de gas por gasoductos.

Tabla 4.5

Comercio internacional de gas natural por gasoductos, en 2024 (Miles de millones de metros cúbicos (bcm)

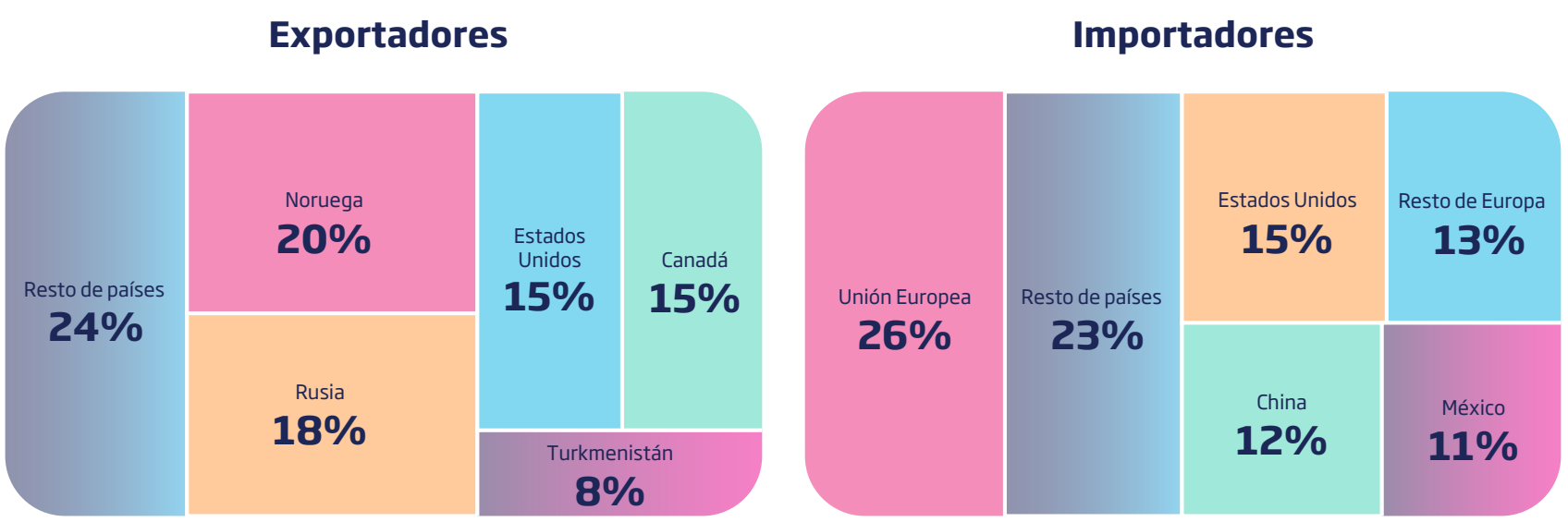
Países importadores	Países exportadores									Total general
	Noruega	Rusia	Estados Unidos	Canadá	Turkmenistán	Argelia	Azerbaiyán	Catar	Otros países	
Unión Europea	87	27				29	12		1	**157**
Estados Unidos				88					0	**88**
Resto de Europa	31	24					12		7	**75**
China		27			33				12	**71**
México			64							**64**
Canadá			27							**27**
Emiratos Árabes Unidos								17		**17**
Bielorrusia		16								**16**
Otros países		14			12	3		2	47	**78**
Total	**119**	**108**	**91**	**88**	**45**	**33**	**24**	**19**	**67**	**593**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Noruega lideró las exportaciones por gasoductos, con la quinta parte de las exportaciones por este medio. Los países europeos absorbieron cerca de dos quintas partes de las cantidades de gas natural transadas por esta vía.

Figura 4.17

Comercio internacional de gas natural por gasoductos, en 2024



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Las exportaciones de GNL de Estados Unidos, Catar y Australia representan tres quintas partes de las exportaciones totales.

Por su parte, las importaciones de GNL de China, Japón y Corea del Sur suman cerca de la mitad del comercio mundial (Tabla 4.6).

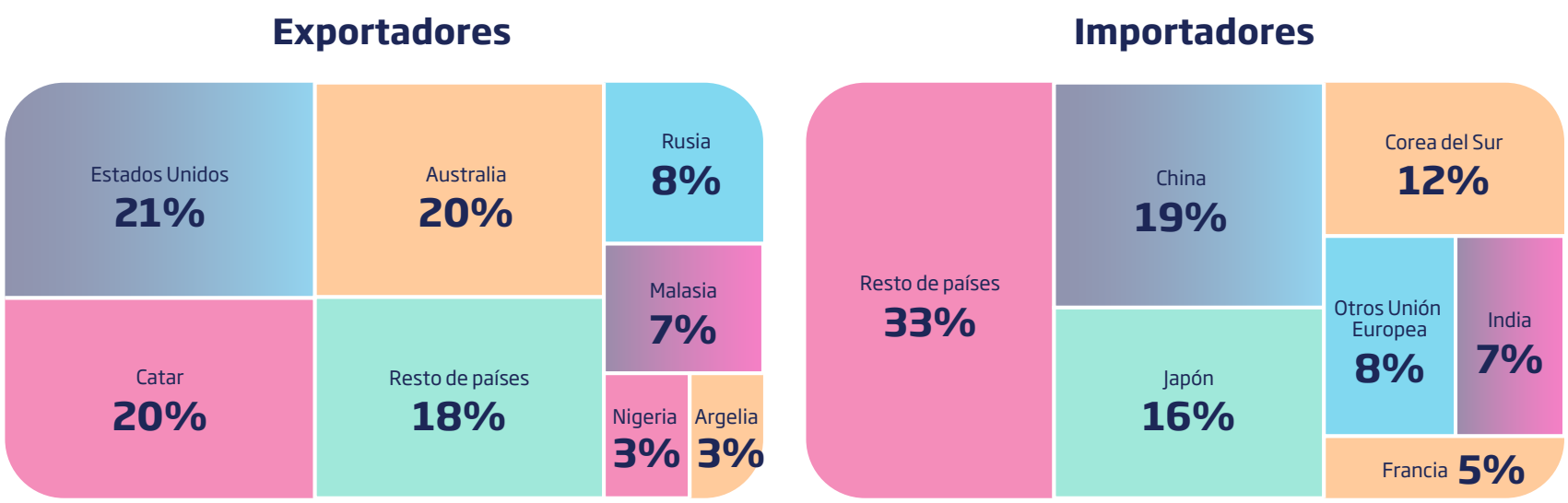
Tabla 4.6
Comercio internacional de GNL, en 2024 (Miles de millones de metros cúbicos (bcm)

Países importadores	Países exportadores									
	Estados Unidos	Catar	Australia	Rusia	Malasia	Argelia	Nigeria	Indonesia	Otros países	Total general
China	6	25	36	11	10	0	2	5	10	**105**
Japón	9	4	34	8	13	0	1	4	16	**89**
Corea del Sur	8	12	16	3	8		1	4	11	**64**
Otros Unión Europea	28	3		2		1	2		9	**45**
India	7	15	0				2	0	13	**38**
Francia	10	0		8		5	1		2	**26**
Taiwán	3	7	11	1	1		0	1	4	**29**
España	5	1		7		2	2	0	1	**18**
Reino Unido	7	1				0	0		1	**10**
Italia	5	7		0		2			1	**15**
Turquía	5			1		5	0		1	**12**
Bélgica	1	3		3			0		0	**8**
Otros países	22	28	10	0	3	0	6	2	14	**86**
Total	**115**	**107**	**107**	**44**	**36**	**16**	**18**	**16**	**84**	**544**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, Estados Unidos, Catar y Noruega dominaron las exportaciones de GNL, cada uno con alrededor de quinta parte de las exportaciones totales. China, por su parte, fue el mayor importador, con cerca de una quinta parte de las importaciones de GNL.

Figura 4.18
Comercio internacional de GNL, en 2024 (Porcentaje)



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

El gas natural vehicular, una alternativa sostenible con tendencia al alza

Según el portal Market Growth Reports, el mercado de vehículos a gas natural (NGV [2]) ha experimentado un crecimiento considerable en los últimos años, impulsado principalmente por razones ambientales. Estos vehículos emiten entre un 20% y un 25% menos

[2] NGV por las iniciales de natural gas vehicles.

de dióxido de carbono (CO_2) que los de gasolina y diésel, y hasta un 75% menos de óxidos de nitrógeno (NOx).

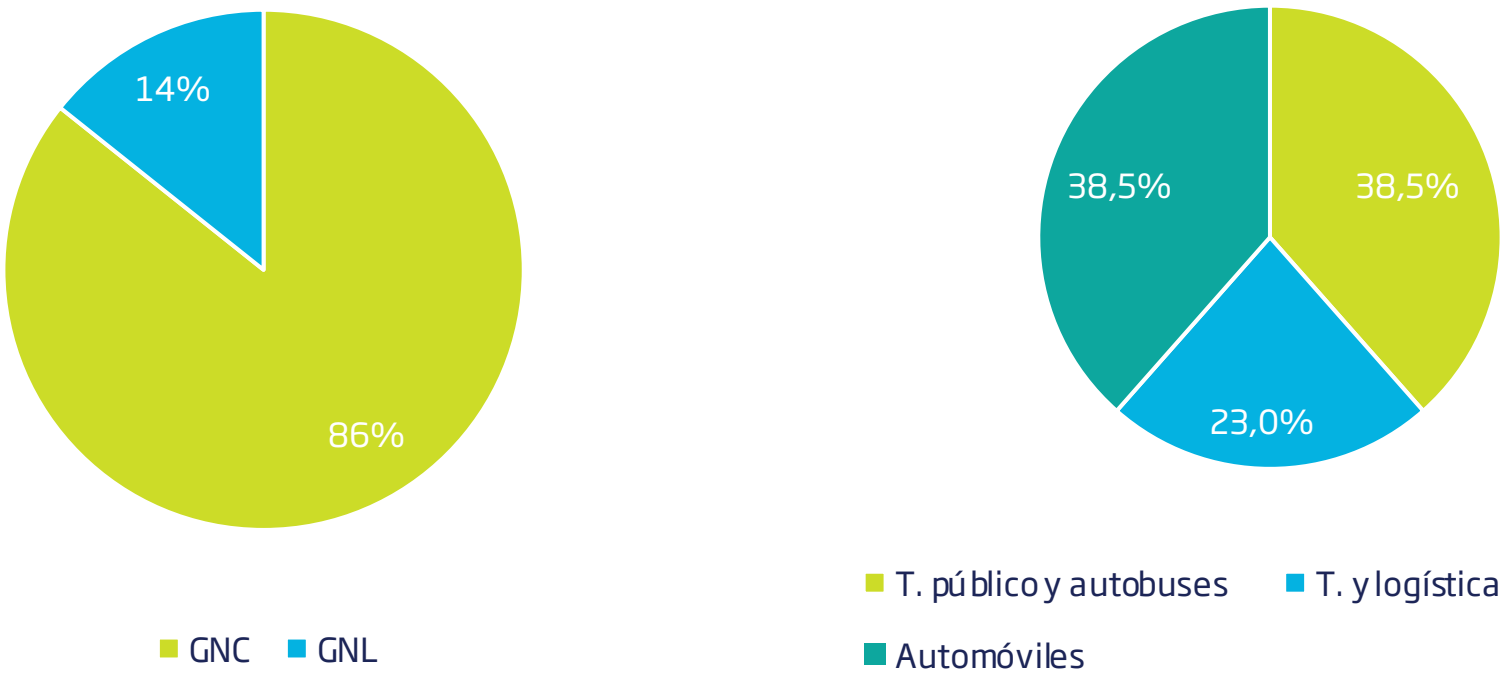
La regulación más estricta, especialmente en zonas urbanas con requisitos de bajas emisiones, está acelerando la migración de flotas públicas y privadas hacia alternativas a gas natural. Esta transición también se soporta en el desarrollo de infraestructura de abastecimiento, con más de 33.000 estaciones de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado en operación a nivel mundial.

En 2024, el parque de vehículos a gas natural superó las 28 millones de unidades. Asia-Pacífico se consolidó como la región líder, con más de 19,6 millones de vehículos (alrededor del 70% del total). China, India y Pakistán encabezaron el mercado, con flotas entre 3,5 y 7,8 millones de unidades cada uno. En comparación, Europa y Norteamérica cuentan con 2,1 y 1,8 millones de vehículos a GNV, respectivamente.

Actualmente, el 86% de los vehículos opera con GNC, mientras que el 14% utiliza GNL. Por tipo de aplicación, el 38,5% corresponde a transporte público y autobuses, otro 38,5% a automóviles particulares y el 23% restante a vehículos de transporte de mercancías y logística.

Figura 4.19

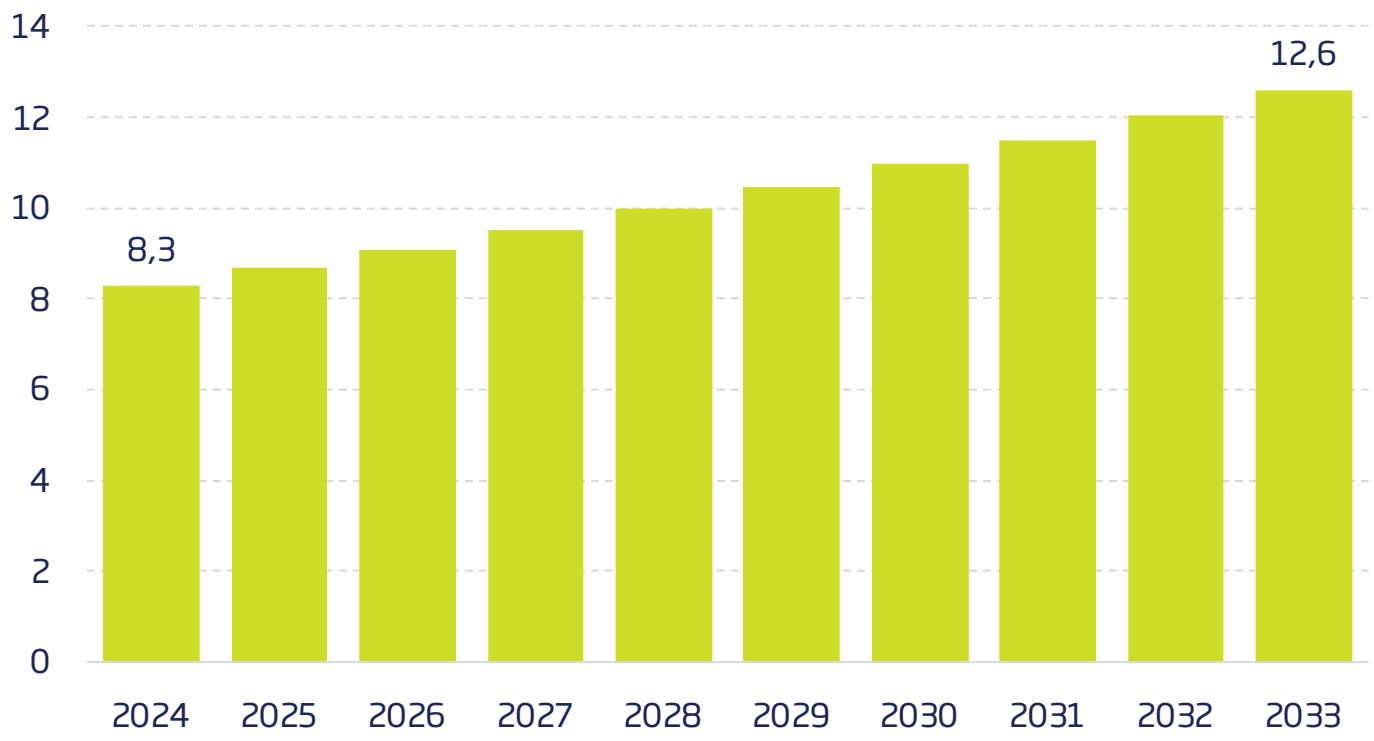
Caracterización del mercado de vehículos a gas natural



Fuente: https://www.marketgrowthreports.com/market-reports/natural-gas-vehicles-market-113561.

Se estima que el mercado global de vehículos a gas natural alcanzó un valor de US$8,3 mil millones en 2024 y que llegará a US$12,6 mil millones en 2033, lo que representa una tasa de crecimiento anual compuesta del 4,79%.

Figura 4.20
Tamaño del mercado global de vehículos a gas natural (Miles de millones de US$)



Fuente: https://www.marketgrowthreports.com/market-reports/natural-gas-vehicles-market-113561.

Aplicaciones de GNV: uso en otros medios de transporte en el ámbito mundial

La barcaza Energy Stockholm: innovación sostenible en el transporte fluvial europeo. [3]

La Energy Stockholm fue clasificada por Bureau Veritas Marine & Offshore como la barcaza de transporte de GNL más grande construida en Europa para operar en vías navegables interiores. Tiene una capacidad de almacenamiento de 8.000 metros cúbicos (m^3), una eslora de 135 metros (m), una manga de 22 m y un calado de diseño de 4 m. Está clasificada como buque cisterna Tipo G, con doble casco, propulsión híbrida (cero emisiones) y sistema de doble combustión.

Su sistema de propulsión aprovecha el gas de evaporación de la carga, lo que mejora su eficiencia operativa. Además, incorpora tecnología de baterías y conexión a tierra (shore power), lo que contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El diseño fue desarrollado por Naval Engineering Consultants (INEC) y la construcción realizada en el astillero RMK Marine en Tuzla, Turquía. Los tanques y sistemas de manipulación de carga fueron suministrados por la empresa italiana Gas & Heat.

[3] https://portalportuario.cl/bureau-veritas-clasifica-la-barcaza-de-gnl-para-transporte-interior-mas-grande-de-europa/

Figura 4.21
Barcaza Energy Stockholm



Fuente: www.shippingtelegraph.com

Freedom 125: la primera motocicleta a GNC marca un hito en movilidad sostenible.[4]

La Freedom 125, lanzada por Bajaj, es la primera motocicleta del mercado que funciona con gas natural comprimido (GNC), lo que constituye un avance importante en movilidad sostenible. Equipada con un motor de 125 centímetros cúbicos (c.c.) y 9,4 caballos de fuerza, combina eficiencia energética y bajo costo operativo, a pesar de ofrecer una potencia ligeramente inferior a sus equivalentes a gasolina.

Tiene una caja de cambios de cinco velocidades y un sistema dual de combustible que permite alternar fácilmente entre GNC y gasolina. Su tanque de GNC almacena 2 kilogramos (kg) de combustible y, junto con el tanque de gasolina de 2 litros, ofrece una autonomía combinada de hasta 330 kilómetros (km). La Freedom 125 alcanza una velocidad de 90,5 kilómetros por hora (km/h) en modo GNC y 93,4 km/h en modo gasolina. Además, promete un ahorro de hasta el 50% frente a modelos equivalentes de gasolina, y se comercializa en tres versiones.

Figura 4.22
Motocicleta Bajaj Freedom 125



Fuente: www.bajajauto.com
[4] https://www.gnvmagazine.com/en/bajaj-launches-first-natural-gas-motorcycle-for-the-indian-market/

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS





4.2 CIFRAS DE SUR Y CENTROAMÉRICA

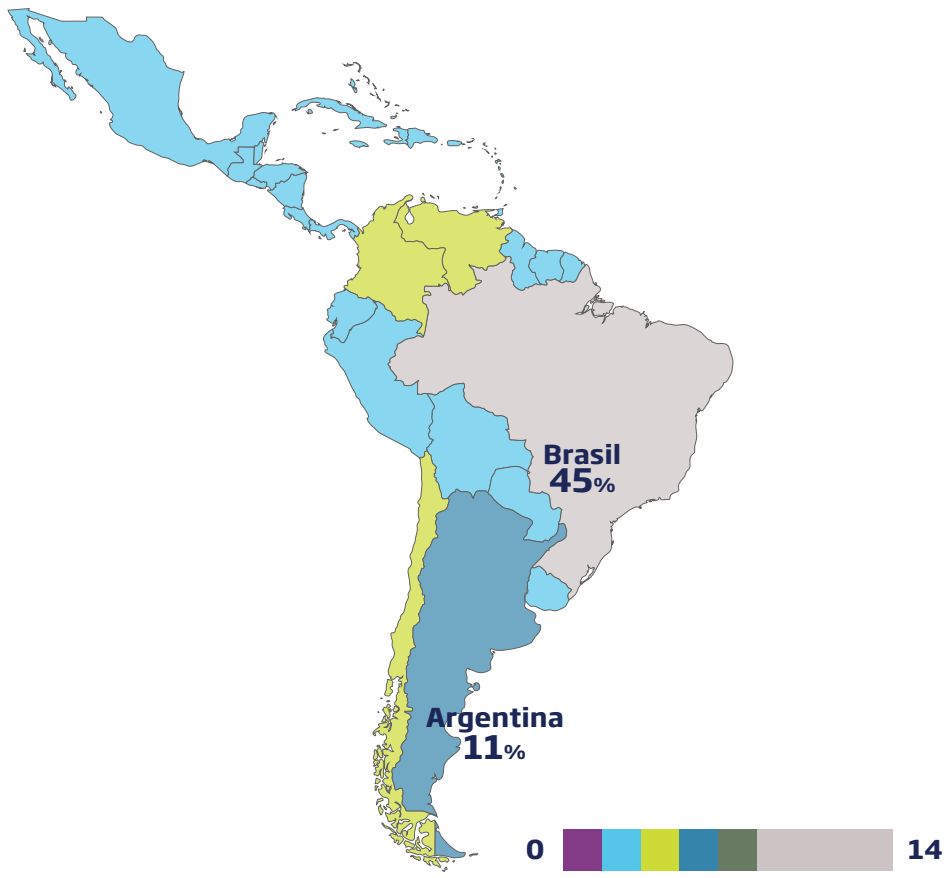
El consumo energético de Sur y Centroamérica continuó creciendo

Brasil y Argentina continuaron a la cabeza del consumo energético de Sur y Centroamérica. Estos dos países explican cerca de tres quintas partes del consumo de la región.

Figura 4.23

Consumo energético en Sur y Centroamérica, 2024 (EJ)

País	2024
Brasil	14
Argentina	4
Venezuela	3
Colombia	2
Chile	2
Perú	1
Ecuador	1
Trinidad y Tobagc	1
Otros países	5
Total general	**32**



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Entre 2020 y 2024, el consumo de petróleo, gas natural y carbón pasó del 59% al 63% del consumo total de la región. El consumo de energía de fuentes renovables no convencionales pasó del 11% al 14% del consumo total. Así, la transición energética en esta región del planeta ha consistido en el fortalecimiento del complemento entre las fuentes tradicionales de energía y las energías renovables no convencionales.

Tabla 4.7

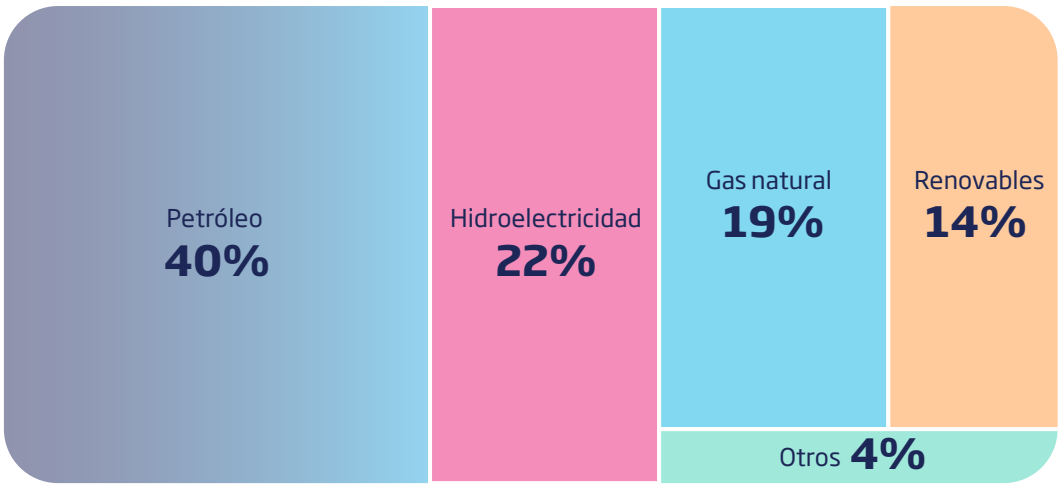
Consumo energético en Sur y Centroamérica, por fuente, entre 2020 y 2024 (EJ)

Energético	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Petróleo	10	12	13	13	13	6%	0%
Hidroelectricidad	7	6	7	7	7	-1%	-3%
Gas natural	5	6	6	6	6	5%	4%
Renovables	3	3	4	4	5	11%	11%
Carbón	1	1	1	1	1	3%	-4%
Energía nuclear	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1%	9%
Total	**27**	**29**	**30**	**31**	**32**	**4 %**	**2 %**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

El consumo de petróleo, gas natural y carbón representó cerca de dos tercios del consumo total de la región en 2024. Se resalta que el consumo de energía de fuentes renovables no convencionales continuó acercándose al de gas natural.

Figura 4.24
Consumo energético en Sur y Centroamérica, por fuente, 2024



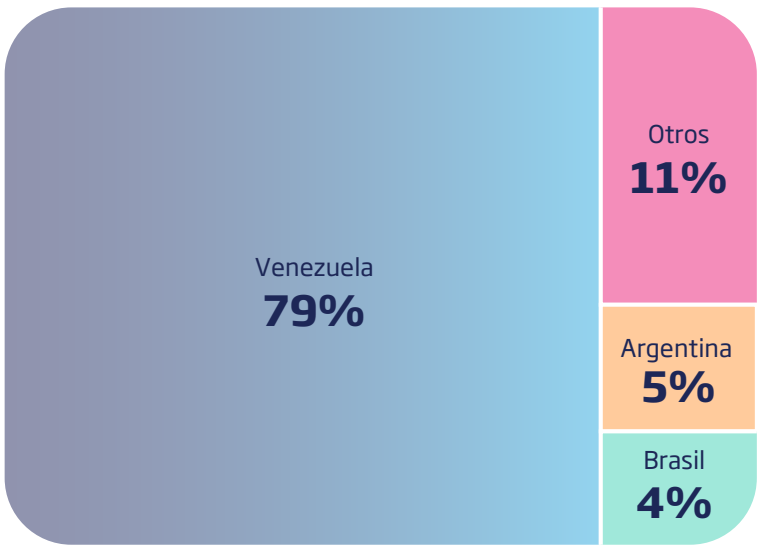
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Venezuela, líder en reservas probadas de gas natural

Las cifras más recientes sobre las reservas mundiales de gas natural, que corresponden al año 2020, indican que Venezuela concentraba cerca de cuatro quintas partes de las reservas probadas de gas natural de la región.

Figura 4.25
Reservas probadas de gas natural en Sur y Centroamérica, entre 2019 y 2020 (Tpc)

País	2019	2020	Variación 2019-2020
Venezuela	221	221	0%
Argentina	14	14	0%
Brasil	13	12	-7%
Trinidad y Tobago	10	10	0%
Perú	10	9	-5%
Bolivia	8	8	-
Colombia	3	3	-7%
Otros países	2	2	-1%
Total	**281**	**279**	**-1%**



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Argentina se consolidó como el mayor productor de la región

Las estadísticas sobre la producción de gas natural permiten contrastar los efectos de las políticas públicas adoptadas en los distintos países de la región. En particular, se destaca el caso de Argentina, cuya producción creció un 15% durante el último quinquenio y se situó en el primer lugar regional gracias a la decisión de explotar tanto yacimientos convencionales como no convencionales. En contraste, la producción de Colombia en 2024 se redujo al 75% del nivel registrado en 2020.

Tabla 4.8

Producción de gas natural en Sur y Centroamérica, entre 2020 y 2024 (Gpcd)

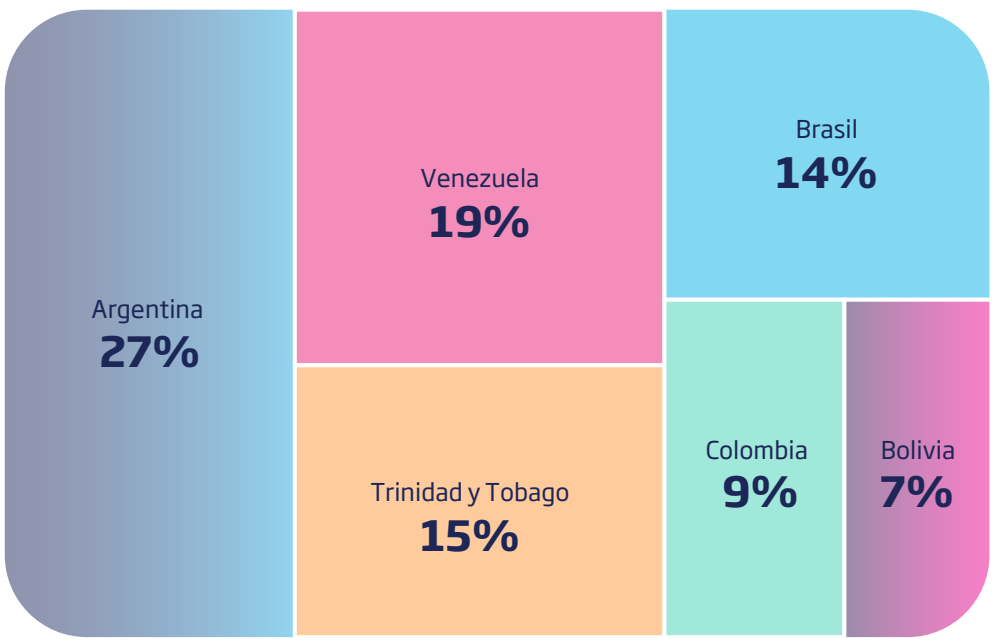
Energético	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Argentina	3,7	3,7	4,0	4,0	4,3	4%	6%
Venezuela	2,1	2,7	2,8	2,9	3,1	10%	7%
Trinidad y Tobago	2,8	2,4	2,5	2,4	2,4	-4%	-2%
Brasil	2,3	2,4	2,2	2,3	2,2	-1%	-3%
Colombia	1,9	1,8	1,7	1,5	1,4	-7%	-8%
Bolivia	1,4	1,5	1,3	1,2	1,1	-5%	-2%
Perú	1,3	1,2	1,4	1,5	1,5	4%	3%
Otros países	0,3	0,3	0,3	0,3	1,4	47%	363%
Total	**15,8**	**16,0**	**16,2**	**16,3**	**15,9**	**0%**	**-2%**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, Colombia ocupó el quinto lugar, con el 9% de la producción regional de gas natural.

Figura 4.26

Producción de gas natural en Sur y Centroamérica, 2024



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Argentina también lideró el consumo regional de gas natural

Argentina no solo encabezó la producción de gas natural, sino también el consumo. Brasil, pese a ser el cuarto mayor productor, se ubicó como el segundo consumidor. Por su parte, Trinidad y Tobago, tercer productor de la región, ocupó el cuarto lugar en consumo. Estos contrastes reflejan la importancia del comercio internacional de gas natural en el ámbito regional.

Tabla 4.9

Consumo de gas natural en Sur y Centroamérica, entre 2020 y 2024 (Gpcd)

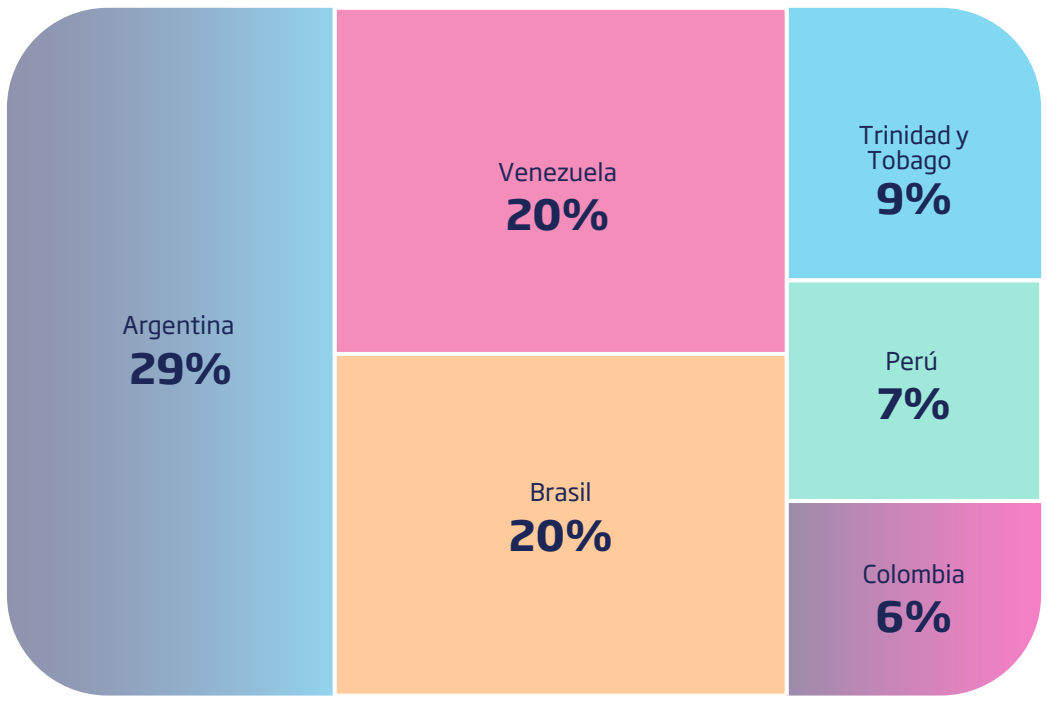
Energético	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Argentina	4,2	4,4	4,4	4,3	4,4	1%	1%
Brasil	3,0	3,9	3,1	2,9	3,0	0%	4%
Venezuela	2,1	2,7	2,8	2,9	3,1	10%	7%
Trinidad y Tobago	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	-3%	-4%
Colombia	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	4%	7%
Perú	0,8	0,8	1,0	1,0	1,1	8%	12%
Chile	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	3%	-7%
Otros países	0,9	0,9	1,0	1,2	0,4	-16%	-63%
Total	**13,9**	**15,6**	**15,4**	**15,3**	**15,0**	**2 %**	**-2 %**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, Argentina y Brasil concentraron cerca de la mitad del consumo de Sur y Centroamérica.

Figura 4.27

Consumo de gas natural en Sur y Centroamérica, 2024



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS



4.3 CIFRAS DE NORTEAMÉRICA

Las fuentes fósiles tienen un gran peso en el consumo energético de Norteamérica

Entre 2020 y 2024, cuatro quintas partes del consumo energético de Norteamérica correspondió a combustibles de origen fósil. En todo caso, se resalta que el consumo de gas natural tuvo un crecimiento anual compuesto de 2%, mientras que el consumo de carbón cayó a una tasa anual compuesta de -4%. Esto evidencia el proceso de transición de carbón por gas natural que se viene dando en la economía norteamericana.

Tabla 4.10

Consumo energético en Norteamérica, por fuente, entre 2020 y 2024 (EJ)

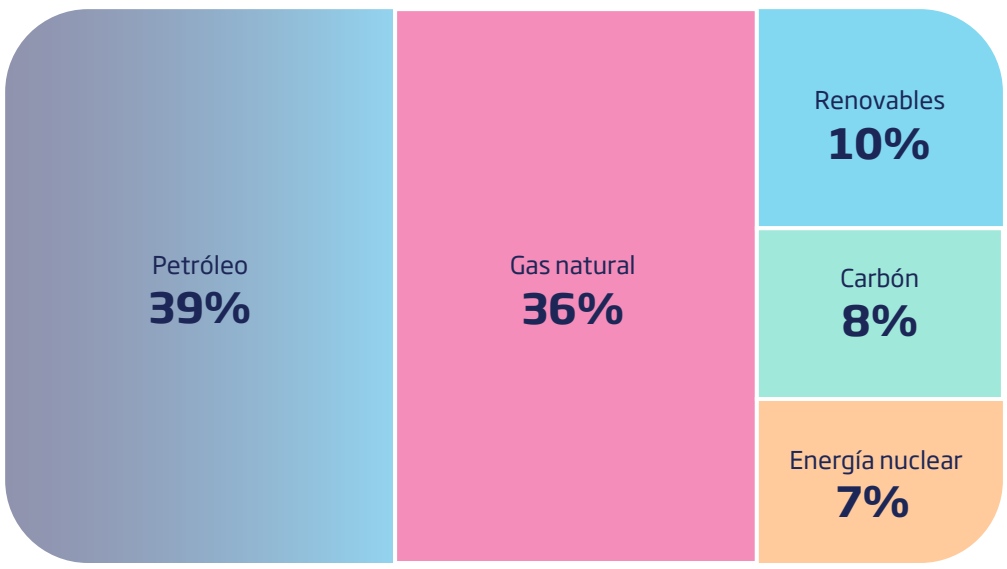
Energético	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Petróleo	40	43	44	44	44	2%	0%
Gas natural	38	38	39	40	41	2%	2%
Renovables	8	9	10	10	11	8%	11%
Carbón	10	11	11	9	8	-4%	-4%
Energía nuclear	9	8	8	8	8	-2%	0%
Hidroelectricidad	7	6	6	6	6	-5%	-3%
Total	**110**	**115**	**118**	**117**	**112**	**0%**	**-4%**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

El consumo de gas natural representó más de un tercio del consumo energético de Norteamérica en 2024. Solo fue superado por el consumo de petróleo que se acercó a dos quintas partes del consumo total.

Figura 4.28

Producción de gas natural en Norteamérica, 2024



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Estados Unidos encabezó en reservas probadas de gas natural

Según las cifras más recientes sobre las reservas mundiales de gas natural, en el años 2020 Estados Unidos reunía cuatro quintas partes de las reservas probadas de gas natural de Norteamérica.

Figura 4.29
Reservas probadas de gas natural en Norteamérica, en 2019 y 2020 (Tpc)

País	2019	2020	Variación 2023 - 2024
Estados Unidos	446	446	0%
Canadá	70	83	19%
México	6	6	0%
Total	**522**	**535**	**2%**



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

De acuerdo con esta información, la relación entre las reservas probadas de gas natural y la producción anual de este combustible era de 14 años para Estados Unidos y Canadá, y de cinco años para México.

Figura 4.30
Factor reservas/producción de gas natural en Norteamérica, en 2019 y 2020 (años)



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Estados Unidos fue el mayor productor de la región

En términos porcentuales, Canadá registró el mayor crecimiento en la producción de gas natural entre 2020 y 2024. Sin embargo, la producción promedio anual de Estados Unidos fue más de cinco veces la de Canadá y más de treinta veces la de México (Tabla4.11).

Tabla 4.11

Producción de gas natural en Norteamérica, entre 2020 y 2024 (Gpcd)

País	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Estados Unidos	89	91	96	100	100	3%	0%
Canadá	16	17	18	18	19	4%	2%
México	3	3	3	3	3	4%	15%
Total	**109**	**111**	**117**	**122**	**122**	**10%**	**17%**

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

En 2024, Estados Unidos concentró más de las cuatro quintas partes del gas natural extraído en la región.

Figura 4.31

Producción de gas natural en Norteamérica, 2024



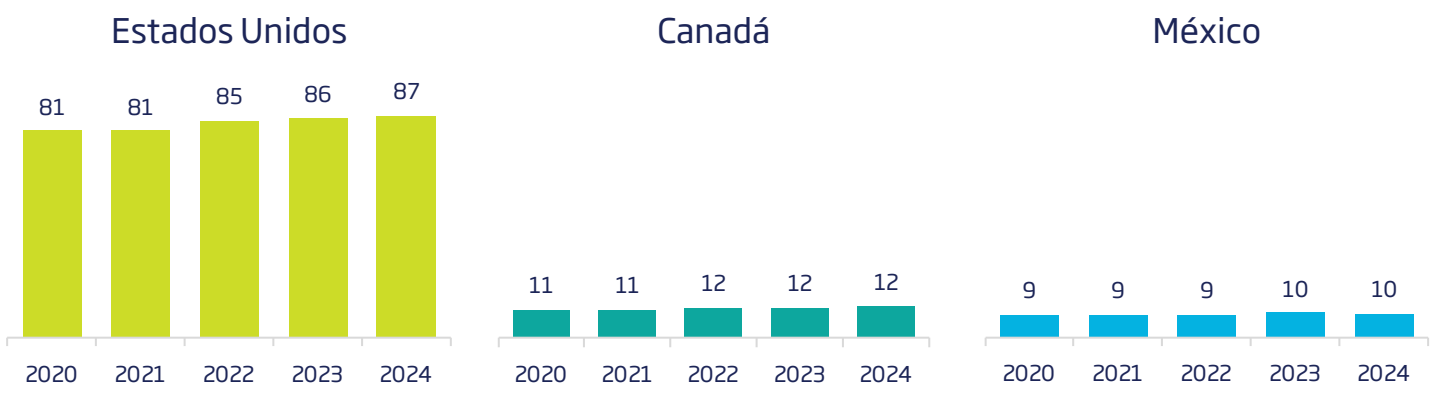
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

Estados Unidos también lideró el consumo regional

El consumo de gas natural mantuvo su tendencia creciente en Estados Unidos, el cual lideró en parte por la sustitución de generación eléctrica a carbón.

Figura 4.32

Consumo de gas natural en Norteamérica, entre 2020 y 2024 (Gpcd)



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2025.

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS





5. GAS NATURAL EN COLOMBIA

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS



5.1 ENTORNO ECONÓMICO

Entorno económico global y regional en 2024[1]: resiliencia con riesgos latentes

En 2024 la economía global mostró resiliencia en un contexto marcado por tensiones geopolíticas, endurecimiento financiero, fragmentación comercial y nuevos choques climáticos.

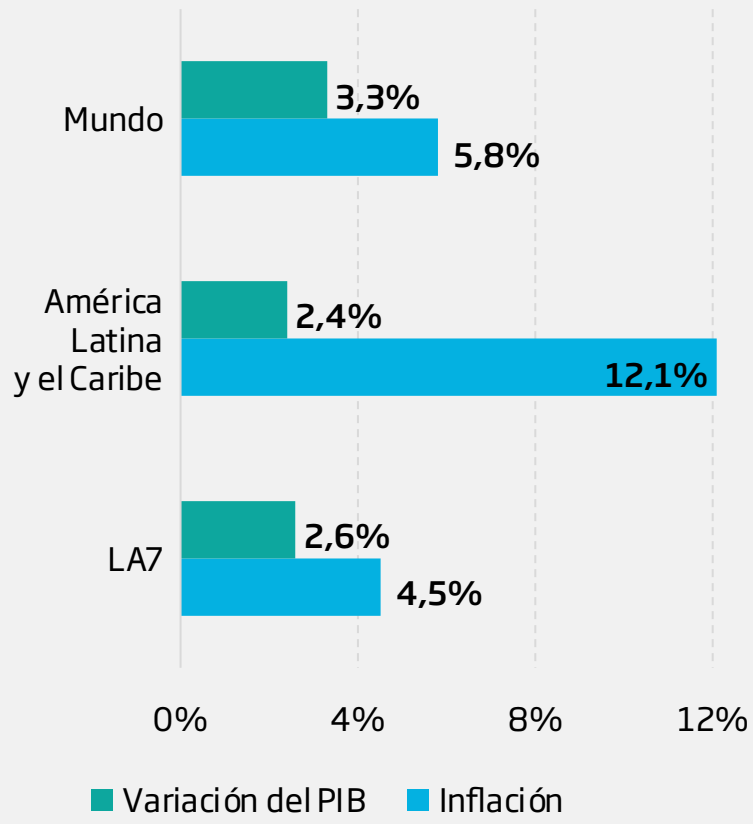
Mientras que el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) se mantuvo estable en 3,3%, impulsado por el consumo en economías avanzadas y la demanda tecnológica en Asia emergente, la inflación global continuó su trayectoria descendente, al pasar de 6,7% en 2023 a 5,8% en 2024. Con una expectativa de reducción a 4,3% en 2025, los bancos centrales pudieron iniciar ciclos prudentes de reducción de tasas de interés.

Hacia finales del año, sin embargo, resurgieron riesgos importantes. El anuncio de nuevos aranceles por parte de Estados Unidos elevó las tensiones comerciales e hizo previsibles impactos negativos en el comercio global y en los precios de materias primas, incluyendo la energía. Entidades como el Fondo Monetario Internacional (FMI) advirtieron que estos choques podrían implicar riesgos a la baja para el crecimiento y al alza para la inflación, dependiendo de su efecto sobre cadenas de suministro, tipos de cambio y precios internos.

En América Latina y el Caribe, el crecimiento se moderó a 2,4%, manteniéndose por debajo del promedio histórico. La actividad estuvo sostenida por el consumo privado, en un contexto de mercados laborales fuertes y expansión del crédito, mientras que la inversión sigue rezagada. En el grupo de economías más grandes (LA7[2]), el crecimiento fue del 2,6%, mientras que en Centroamérica, Panamá y República Dominicana (CAPDR) alcanzó el 3,9%, apoyado en exportaciones y remesas.

La inflación también cedió, aunque con menor velocidad que en otras regiones. En los países del LA7 cerró en 4,5%, y en CAPDR en 1,8%. La inflación de servicios, como el gas natural, se mantuvo elevada en varios países, reflejando presiones persistentes en precios regulados y costos laborales. La política monetaria mantuvo su enfoque prudente, con algunas autoridades comenzando recortes, mientras que otras se mantuvieron cautelosas dada la incertidumbre externa y la sensibilidad de los mercados.

Figura 5.1
Variación del PIB e inflación en 2024



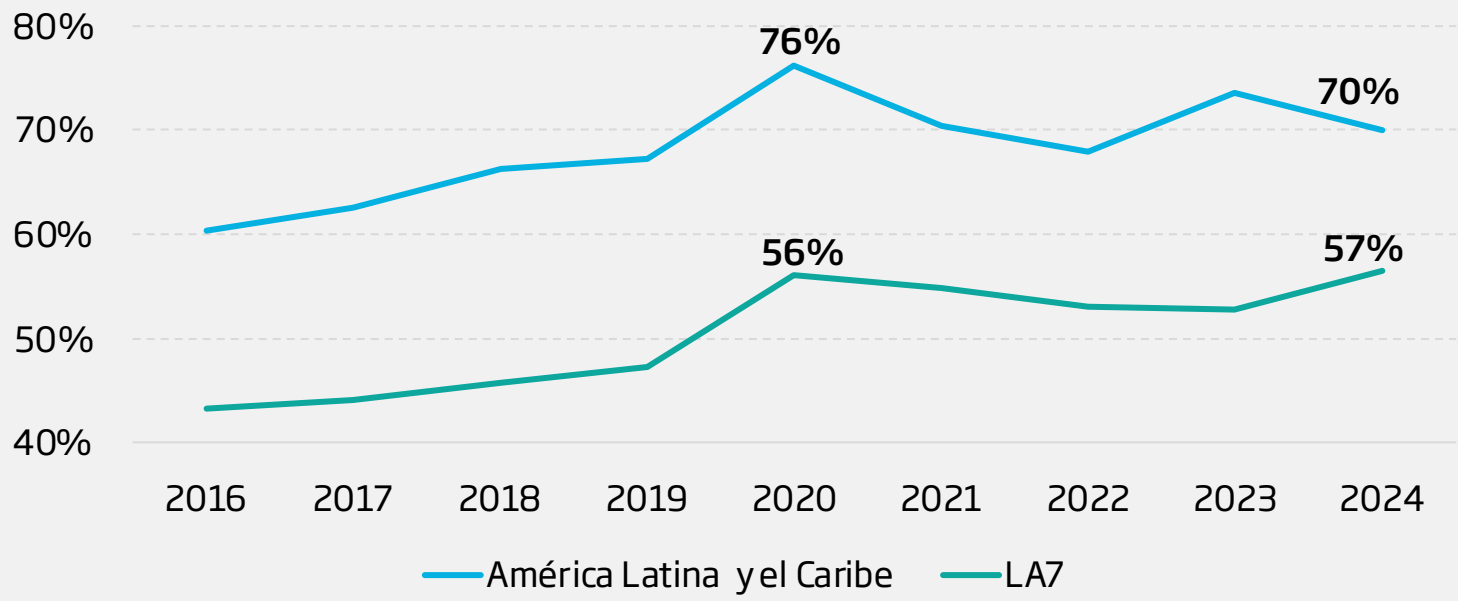
Fuente: FMI, elaboración propia

[1] Sección basada en los informes de perspectivas económicas globales y regionales del Fondo Monetario Internacional 2024 y 2025, referenciados en la bibliografía.
[2] Brasil, Chile, Colombia, México, Paraguay, Perú y Uruguay.

Uno de los principales desafíos continúa siendo la consolidación y sostenibilidad fiscal. En muchos países de la región los niveles de deuda pública se encuentran cerca de sus máximos post-pandemia (Figura 5.2). Esta situación, combinada con el aumento en los costos de financiamiento y la baja productividad, limita los márgenes de maniobra para enfrentar nuevos choques y subraya la necesidad de reforzar los marcos fiscales y recuperar el espacio presupuestal para darle soporte de la estabilidad.

Figura 5.2

Deuda bruta del gobierno en 2024 (Porcentaje del PIB)



Fuente: FMI, elaboración propia

En suma, el año 2024 cerró con señales mixtas: moderación de la inflación y recuperación del consumo y empleo, pero también con riesgos crecientes por menor inversión y alta deuda pública.

Para el gas natural este entorno supone una demanda vulnerable a choques de precios y ajustes fiscales, subrayando la necesidad de marcos regulatorios estables y políticas de mediano plazo orientadas a la eficiencia y a la resiliencia.

Entorno económico local[3]: crecimiento moderado y deterioro de las finanzas públicas

La actividad económica de Colombia creció 1,7% en 2024, cifra que muestra que se retomó una senda de recuperación al compararse con la de 2023 (Tabla 5.1). Sin embargo, el Banco de la República resalta en su informe al Congreso, presentado en febrero de 2025, que este crecimiento aún está por debajo de su tendencia de largo plazo. En

[3] Sección basada en los informes al Congreso de la República presentados por la Junta Directiva del Banco de la República y el Comité Autónomo de la Regla Fiscal en febrero y abril de 2025, respectivamente, referenciados en la bibliografía.

efecto, algunos analistas internacionales y nacionales proyectan un crecimiento de entre 2,4% y 3,0% para 2025.

Este crecimiento en 2024 obedeció en buena medida al fortalecimiento de la demanda interna, estimulada por la reducción de las tasas de interés. El consumo privado, que sigue siendo el principal componente de la demanda interna y que se mantiene en niveles superiores a los registrados antes de la pandemia del COVID 19, aumentó 1,6%. Por su parte, la inversión en capital fijo creció 3,0%, cifra que contrasta con la contracción del 12,7% en 2023; aun así, se mantiene en niveles inferiores a los previos a la pandemia.

De otro lado, la inflación de 2024 fue de 5,2%. Esto significa que se mantuvo a la baja hasta acumular una reducción de 4,1 puntos porcentuales frente a la del cierre de 2023 y de 8,1 puntos porcentuales frente a la de marzo de 2023, mes en el que se observó el valor máximo de los últimos años. El Emisor resalta que la inflación de los precios regulados se redujo de 17,2% en 2023 a 7,3% en 2024; en el caso de los servicios públicos, la inflación cayó de 13,65% a 5,21%, siendo el gas una excepción, pues fue el único servicio para el que se observó un aumento de precios.

La reducción de la inflación se ha dado en un contexto de política monetaria contractiva adoptada por el Banco de la República, que redujo gradualmente la tasa de política monetaria desde un pico de 13,25% en noviembre de 2023 hasta 9,5% al final de 2024. Ahora bien, ante el deterioro de las finanzas públicas colombianas y la creciente incertidumbre sobre el futuro de la economía global, el Banco tiene menos espacio para mantener el ritmo en las reducciones de la tasa.

Tabla 5.1
Principales indicadores de la economía colombiana

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024
Variación PIB	(7,2%)	10,8%	7,3%	0,6%	1,7%
Inflación (variación IPC anual)	1,6%	5,6%	13,1%	9,3%	5,2%
Variación IPP anual	(1,0%)	26,6%	21,8%	(6,0%)	7,3%
TRM fin de año ($ Col)	3.433	3.981	4.810	3.822	4.409
TRM promedio año ($ Col)	3.693	3.743	4.255	4.325	4.074

Fuente: DANE y Banco de la República.

En línea con lo anterior, la tasa de interés de los depósitos a término fijo (DTF), esto es, el promedio ponderado de las tasas efectivas de captación de los certificados de depósito a término (CDT) a 90 días, se redujo de 12,7% a 9,2% durante el año 2024 (Tabla 5.2). Asimismo, el indicador bancario de referencia (IBR) a tres meses pasó de 12,0% a 9,0% en el mismo período.

Por otra parte, el crecimiento de la economía incidió positivamente en el empleo, que tuvo un crecimiento de 2,2% en el agregado nacional, con una creación de 508.000 puestos de trabajo.

En paralelo, la población fuera de la fuerza laboral creció 1,3%. Así, la tasa de desempleo se redujo al 9,7% al cierre de 2024.

Tabla 5.2

Otros indicadores de la economía colombiana

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024
DTF Fin de año	1,9%	3,1%	13,7%	12,7%	9,2%
IBR Fin de año (Tres meses)	1,7%	3,4%	11,7%	12,0%	9,0%
Tasa de desempleo	14,3%	12,3%	11,2%	10,4%	9,7%
Salario mínimo legal - ($/mes)	877.802	908.526	1.000.000	1.160.000	1.300.000
Total deuda externa - US$MM	154.507	171.303	184.118	196.219	201.764
Riesgo país: EMBI + (fin de año)	209	352	369	272	330
				(P) Provisional	*(Pr) Preliminar*

Fuente: Banco de la República y Fedesarrollo.

De otro lado, en su informe al Congreso de la República de abril de 2025, el Comité Autónomo de la Regla Fiscal (CARF) señala que la situación fiscal se deterioró en 2024 y actualmente representa la principal fuente de inestabilidad macroeconómica del país.

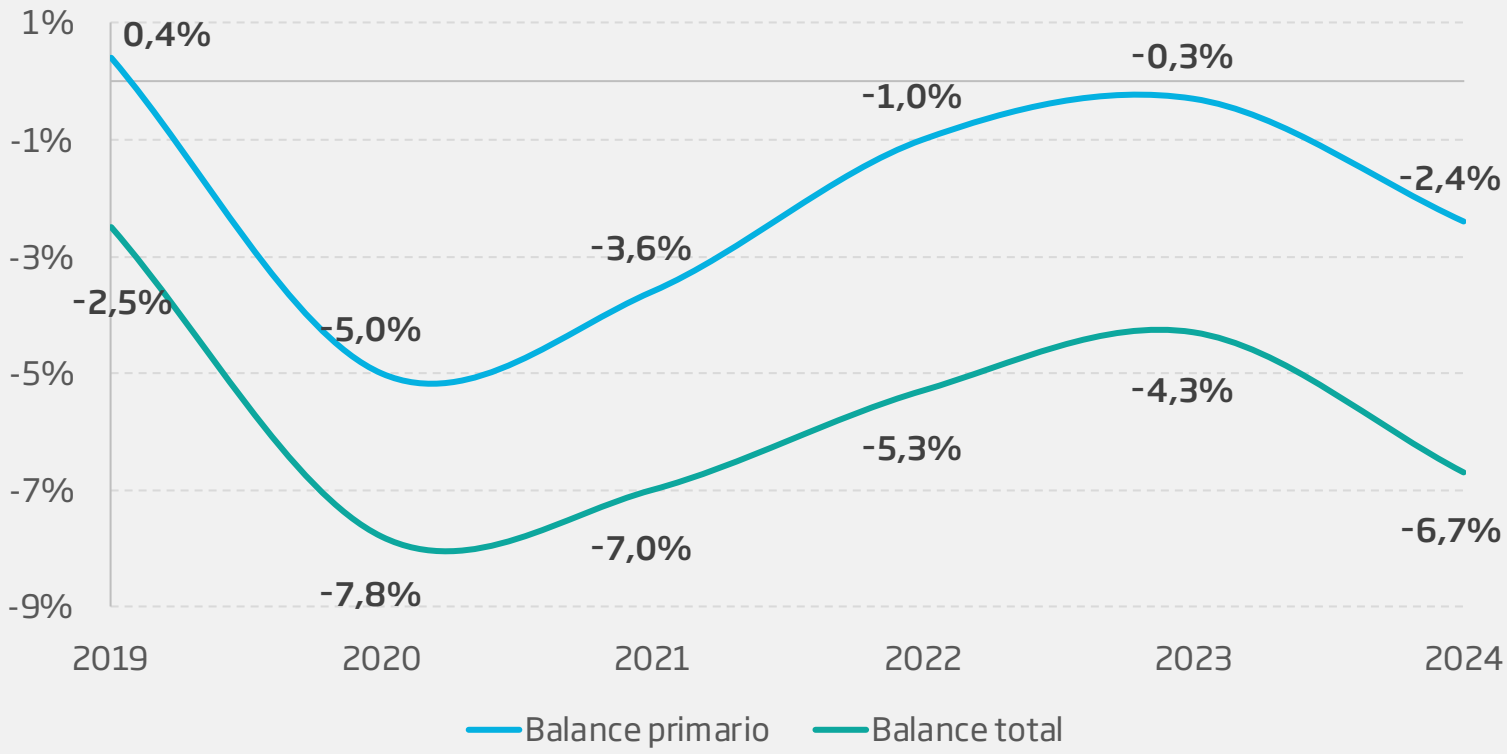
El CARF estima que el déficit total del Gobierno Nacional Central (GNC) fue de 6,7% del PIB en 2024, mientras que el déficit primario fue de 2,4% del PIB, cifras superiores a las metas del Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2024 (MFMP 2024), establecidas en 5,6% y 0,9% del PIB, respectivamente. Esto obedeció a menores ingresos y mayores gastos frente a lo proyectado por el Gobierno.

Los ingresos fueron $7,3 billones inferiores a los estimados en el MFMP 2024, como resultado de un menor recaudo tributario de $13,6 billones, compensado en parte con mayores ingresos de capital por $6,3 billones. Por su parte, el gasto total superó en $12,3 billones la meta del MFMP 2024; pese a que el gasto en intereses fue $5,6 billones menor al programado, el gasto primario fue $18 billones mayor que el programado.

Así las cosas, el déficit fiscal fue de $114,5 billones (6,7% del PIB), mientras que el déficit primario fue de $40,4 billones (2,4% del PIB), cifras que muestran un retroceso en el proceso de fortalecimiento fiscal que se dio entre 2021 y 2023.

Figura 5.3

Deuda bruta del gobierno en 2024 (Porcentaje del PIB)



Fuente: CARF, elaboración propia

En paralelo, la deuda neta del GNC tuvo un incremento sustancial, al pasar del 53,4% del PIB en 2023 a 59,3% del PIB en 2024, cifra superior al 55% del PIB que la Ley 2155 de 2021 (Regla Fiscal) definió como objetivo de deuda en el mediano plazo.

Como complemento de lo anterior, en su Comunicado No. 13, el CARF advirtió que a finales de 2024 se evidenció una caída significativa en la posición de caja en pesos del GNC, pues los depósitos en el Banco de la República habrían cerrado 2024 en $3,7 billones, cifra inferior al promedio histórico ($13,6 billones).

Menor peso de los hidrocarburos y la minería

Vale la pena complementar esta mirada a la economía colombiana con información del desempeño del sector de energía, que redujo su peso en la economía nacional en 2024, afectado por una política gubernamental de suspender la firma de nuevos contratos de exploración y producción de hidrocarburos, elevar la carga tributaria de las empresas del sector y anunciar reformas regulatorias que modificarían la esencia de la prestación de los servicios públicos domiciliarios; a esto se suman las

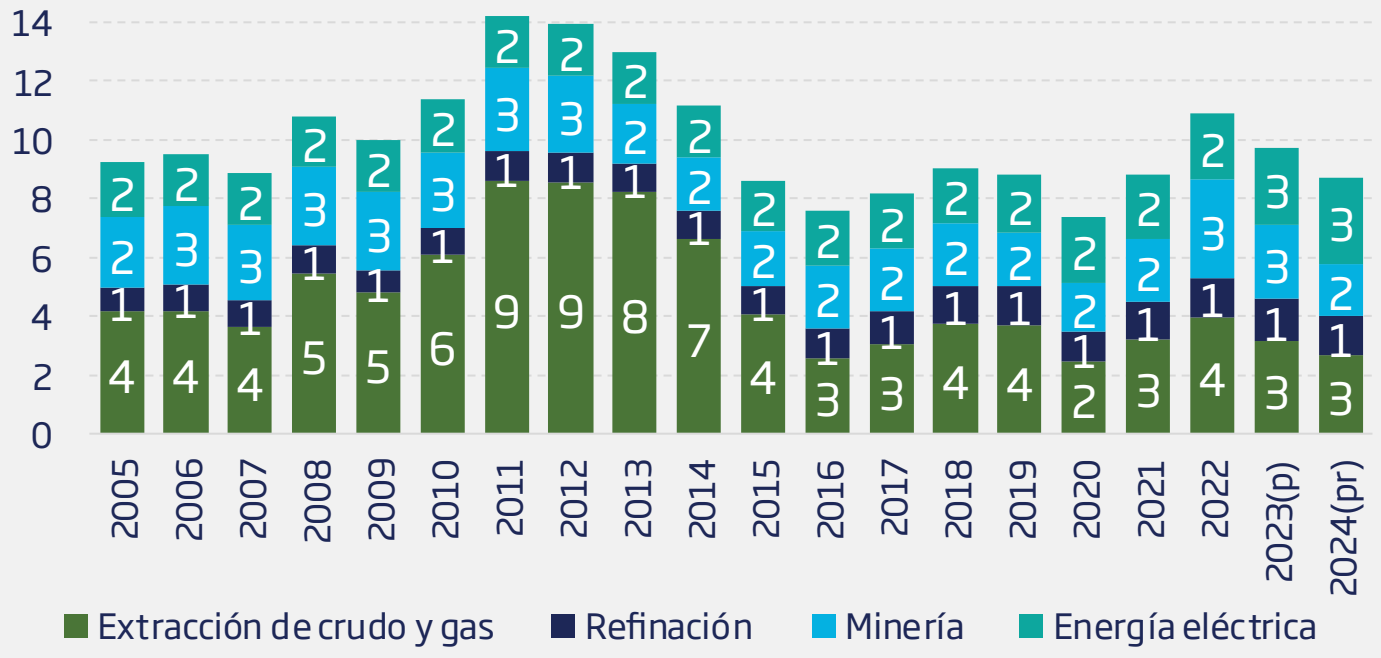
dificultades financieras de algunas empresa de generación y distribución de energía eléctrica, incluida la intervención de una de ellas en la Costa Atlántica.

En el caso de la extracción de crudo y gas, su participación en el PIB se contrajo de un promedio de 4,83% entre 2005 y 2022, a 2,66% en 2024. Algo similar ocurrió con la minería, cuya participación en el PIB se redujo de un promedio de 2,33% entre 2005 y 2022 a 1,79% en 2024. Es diferente el caso de la energía eléctrica, pues su participación aumentó de un promedio de 1,87% entre 2005 y 2022 a 2,91% del PIB de 2024.

El marchitamiento de la extracción de crudo y gas y de la actividad minera se ha dado en paralelo a la contracción de la industria manufacturera, cuyo valor agregado se redujo 2,7% en 2023 y 2,1% en 2024.

En cambio, el valor agregado del sector de agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca tuvo un crecimiento de 1,7% en 2023 y 8,1% en 2024, mientras que el de las actividades artísticas, de entretenimiento y recreación se expandió 10,5% en 2023 y 8,1% en 2024, al punto que hoy aporta más al PIB que el sector de minas y canteras, dentro del cual se contabiliza la extracción de crudo y gas.

Figura 5.4
Participación del sector de minas y energía en el PIB (Porcentaje)



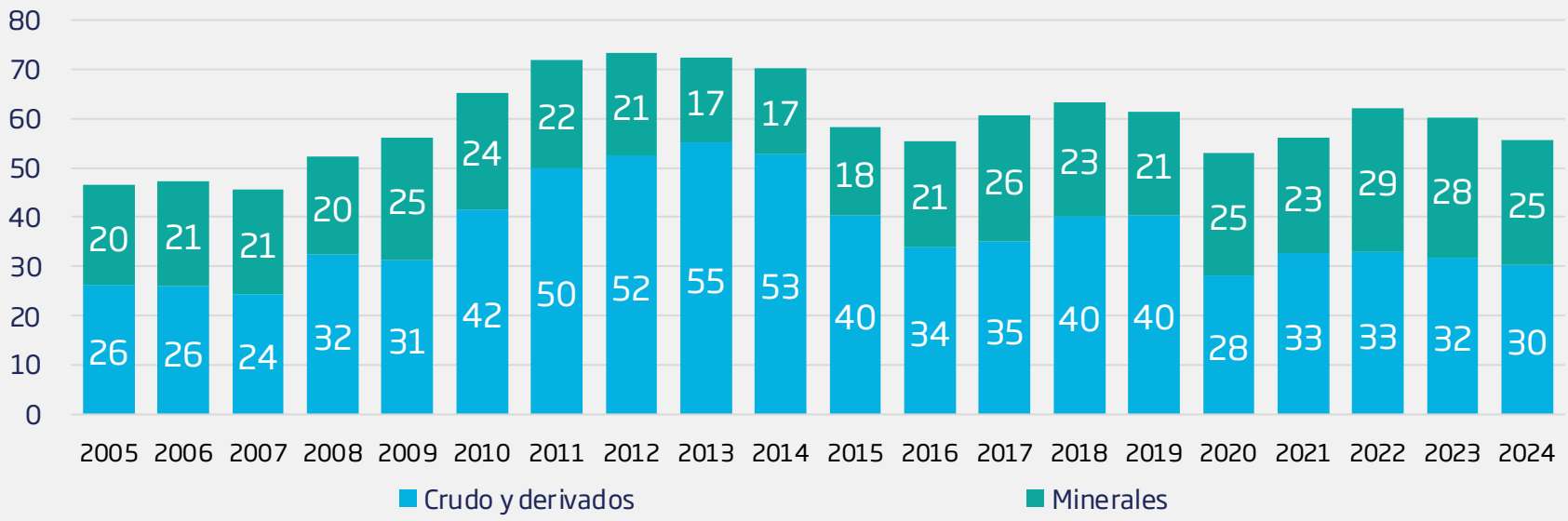
Fuente: DANE

(P) Provisional (Pr) Preliminar

Finalmente, la participación del sector de energía en las exportaciones ayuda a ilustrar la dinámica de este sector. La participación de las exportaciones de crudo y derivados en las exportaciones totales se redujo de un promedio de 38% entre 2005 y 2022, a 30% en 2024. Por su parte, la de minerales aumentó de un promedio de 22% entre 2005 y 2022, a 25% en 2024, pese a la menor participación de este sector en el PIB.

Figura 5.5

Participación del sector de minas y energía en las exportaciones



Fuente: Banco de la República





5.2 CIFRAS DEL SECTOR

5.2.1 Matriz energética y emisiones de CO_2

La oferta interna bruta de energía primaria en Colombia se incrementó en un 16% entre 2020 y 2024 (Tabla 5.3), impulsada por el crecimiento económico, en parte debido a la recuperación tras la pandemia del COVID 19 y el mayor acceso a energía por parte de comunidades alejadas de los centros tradicionales de consumo.

Cabe aclarar que por oferta interna bruta de energía primaria se entiende la cantidad total de energía disponible en un país, antes de cualquier proceso de transformación o consumo final. En esencia, corresponde a la suma de la energía extraída directamente de fuentes naturales, más las importaciones, menos las exportaciones, ajustada por las variaciones en los inventarios.

Durante el período mencionado, las fuentes fósiles (petróleo, gas natural y carbón) representaron más del 75% de la oferta (Tabla 5.3). En particular, se destacan el petróleo y el gas natural, cuya participación superó, respectivamente, las dos quintas partes y una quinta parte de la matriz energética. Asimismo, es relevante señalar que, no obstante el proceso de transición energética, la participación del carbón y del petróleo en la matriz creció 39% y 23%, respectivamente.

Tabla 5.3
Oferta interna bruta de energía primaria en Colombia, entre 2020 y 2024 (TJ)

Fuentes de energía	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Petróleo	729.472	782.629	797.194	910.046	899.930	5%	(1%)
Gas natural	443.827	443.221	433.916	444.145	456.350	1%	3%
Hidroelectricidad	184.688	225.248	239.647	211.452	192.055	1%	(9%)
Carbón	238.372	216.774	265.820	293.177	331.696	9%	13%
Renovables	26.818	34.081	35.440	42.968	49.413	17%	15%
Otros	207.410	194.698	203.604	201.208	199.441	(1%)	(1%)
Total	**1.830.587**	**1.896.651**	**1.975.621**	**2.102.995**	**2.128.885**	**4%**	**1%**

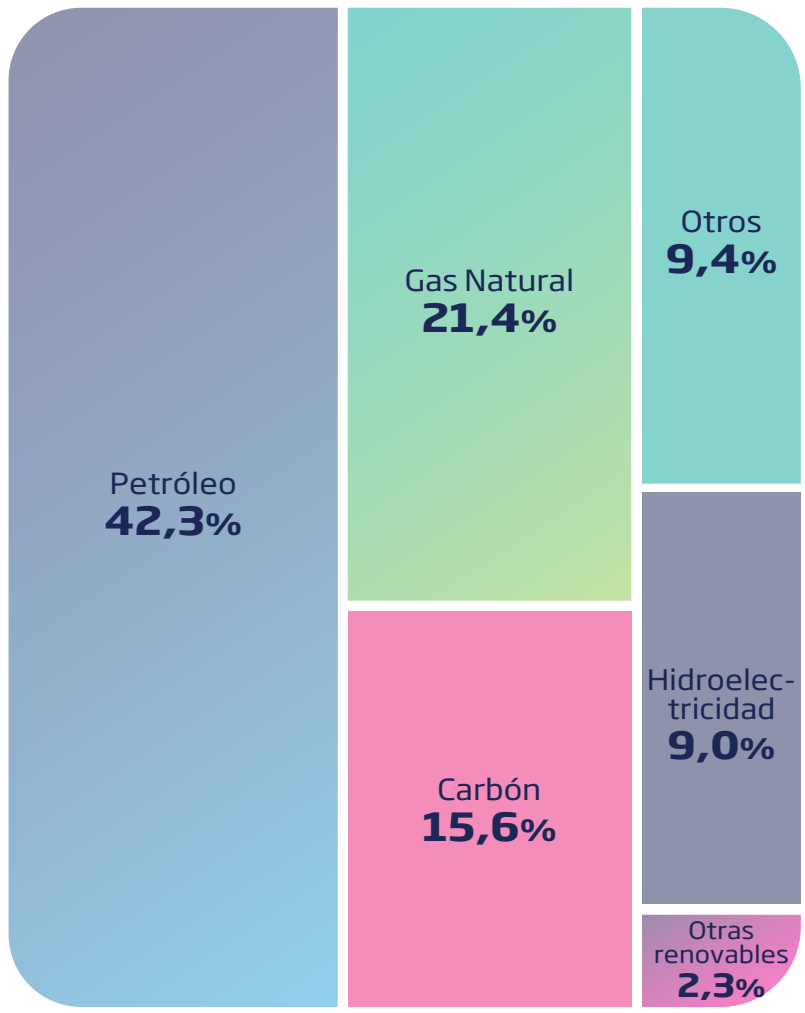
Fuente: años 2020 a 2023 tomados del BECO - UPME. Año 2024 estimado con los crecimientos por fuente de energía del Statistical Review of World Energy 2025.
Nota: 'otras renovables' incluye energía solar fotovoltaica, energía eólica, caña molida y aceite de palma para producción de alcohol carburante y biodiésel, respectivamente. 'Otros' incluye: leña, bagazo, y recuperación y residuos.'Otros' incluye: leña, bagazo, y recuperación y residuos.

Colombia es reconocida por contar con una matriz eléctrica mayoritariamente limpia, gracias a su parque instalado de generación hidroeléctrica. En efecto, la hidroelectricidad tuvo una participación promedio en la oferta interna bruta superior al 10% durante el quinquenio. En la medida en que se incrementó la participación de las fuentes de origen fósil, la de la hidroelectricidad tuvo una caída leve al 9,0% en 2024.

En paralelo, el suministro de energía a partir de otras fuentes renovables aumentó significativamente (84%) en el mismo período, aunque su participación en la matriz sigue siendo marginal, con el 2,3% en 2024. (Figura 5.6).

Figura 5.6

Participación en la oferta interna bruta de energía primaria en Colombia, 2024





La composición de la matriz energética influye en el comportamiento de las emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemas de gas (Figura 5.7).

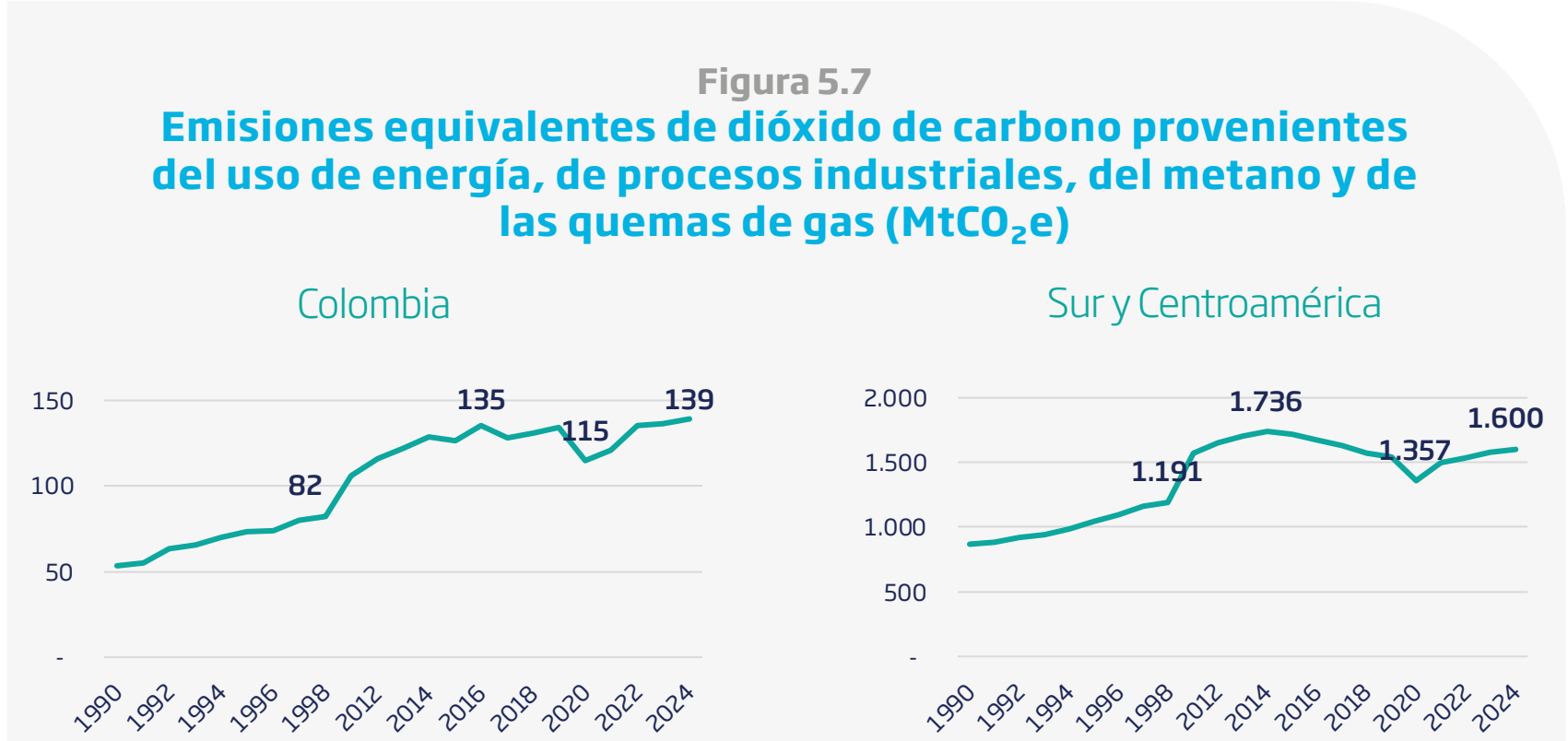
En Colombia, dichas emisiones han mostrado una tendencia creciente desde la pandemia del COVID 19, hasta alcanzar un pico histórico de 139 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_2e$).

Este comportamiento refleja el incremento en la participación de fuentes fósiles, en especial del petróleo y el carbón, en la oferta interna bruta de energía.

Es pertinente señalar que las emisiones registradas en la Figura 5.7 no incluyen aquellas asociadas a otras actividades o procesos, como la agricultura, la silvicultura y el cambio de uso del suelo. Por esta razón, las cifras allí presentadas no coinciden con las mencionadas en la sección 3.1.

Figura 5.7

Emisiones equivalentes de dióxido de carbono provenientes del uso de energía, de procesos industriales, del metano y de las quemas de gas ($MtCO_2e$)



Fuente: Energy Institute, elaboración propia
Cálculos propios con información del Statistical Review of World Energy 2025



5.2.2 Exploración y reservas

Exploración: menor dinámica en una actividad clave para el abastecimiento

El número de pozos perforados en Colombia mantuvo su tendencia a la baja en 2024. Los pozos exploratorios se redujeron en un 36%, mientras que los de desarrollo en un 20%.

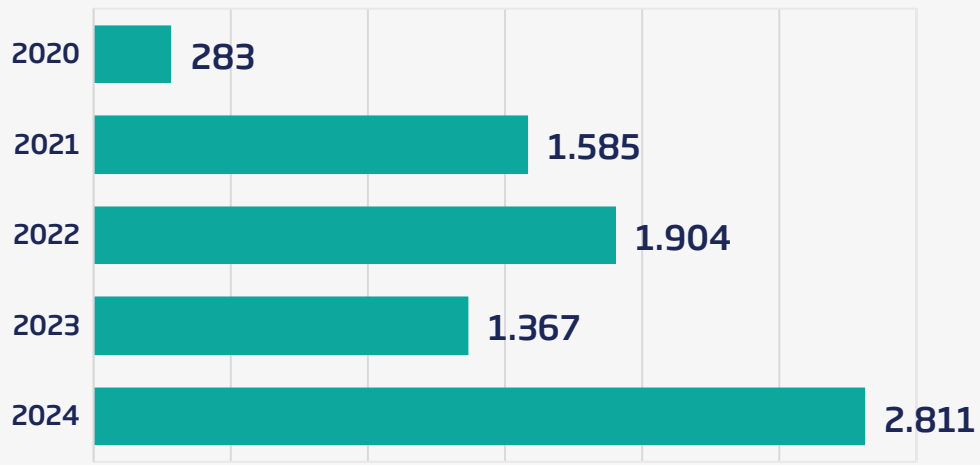
Figura 5.8
Número de pozos perforados en 2024



Fuente: ANH, elaboración propia
Nota: pozos exploratorios A3/A2 clasificación LAHEE. Se ajustan datos de años anteriores que sumaban pozos A1.

En contraste, entre 2020 y 2024 se registró un aumento en la adquisición de sísmica. Sin embargo, toda se adquirió en áreas continentales. Además, lo ejecutado en 2024 es apenas el 7% de los 40.473 kilómetros (km) de sísmica 2D equivalente alcanzados de 2014 (Figura 5.9).

Figura 5.9
Adquisición de sísmica entre 2020 y 2024 (km de sísmica 2D equivalente)

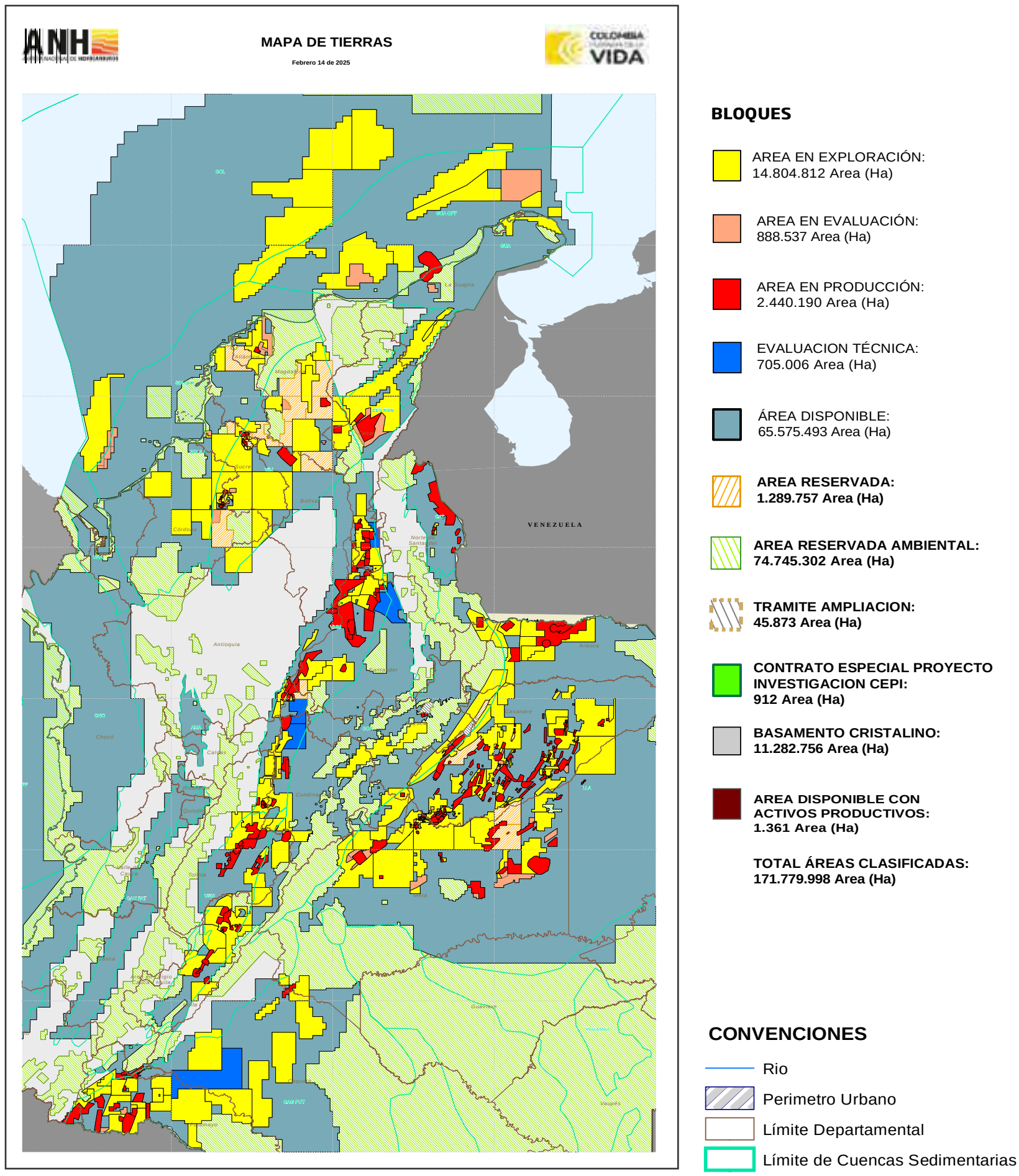


Fuente: ANH, elaboración propia.

De acuerdo con el Mapa de Tierras que la ANH publicó en febrero de 2025 (Figura 5.10), el área en exploración supera los 14,8 millones de hectáreas (ha) y el área en producción es mayor a 2,4 millones de ha, mientras que el área disponible es de cerca de 66 millones de ha. (Tabla 5.4).

Figura 5.10

Mapa de Tierras, febrero de 2025



Fuente: ANH

Tabla 5.4
Clasificación de áreas en el Mapa de Tierras (ha)

Bloques	Área (ha)
Área en exploración	14.804.812
Área en evaluación	888.537
Área en producción	2.440.190
Evaluación técnica	705.006
Área disponible	65.575.493
Área reservada	1.289.757
Área reservada ambiental	74.745.302
Otros	11.330.901
Total áreas clasificadas	**171.779.998**

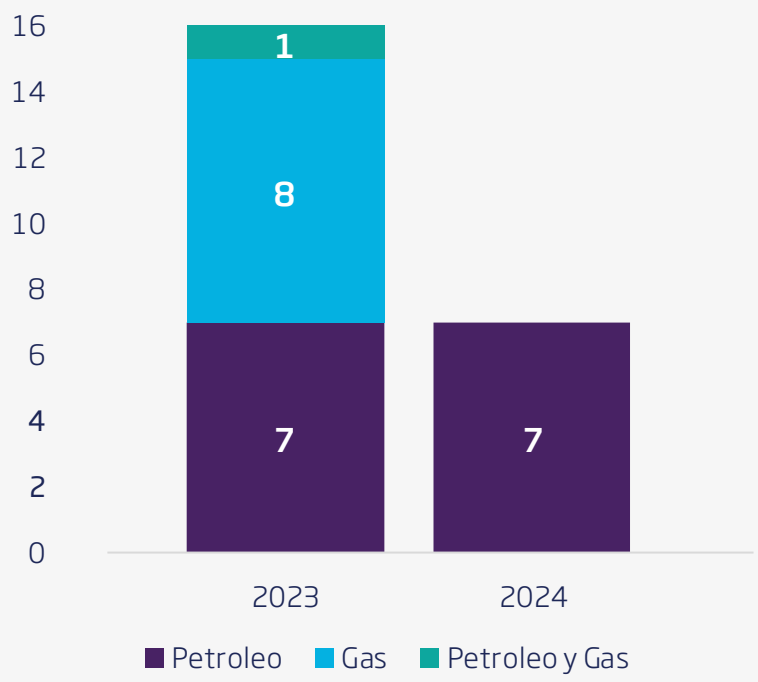
Fuente: ANH, elaboración propia



Descubrimientos, asignatura pendiente

El número total de avisos de descubrimiento se redujo 56% en 2024 (Figura 5.11) y en estos no hubo indicios de presencia de gas natural (Tabla 5.5).

Figura 5.11
Avisos de descubrimiento en 2023 y 2024



Fuente: ANH, elaboración propia

Tabla 5.5
Avisos de descubrimientos de hidrocarburos en 2024

CONTRATO	OPERADOR	POZO	HIDRO-CARBURO	FECHA	CUEN-CA	MUNICIPIO (DEPARTA-MENTO)
LLA-123	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	TORITOS - 1	Petróleo	21/01/ 2024	LLA	Cabuyaro (Meta)
LLA-81	PAREX RESOURCES COLOMBIA AG	LUCERO 1	Petróleo	09/02/ 2024	LLA	San Luis de Palenque (Casanare)
CPO-5	ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA	HALCON 1X	Petróleo	23/02/ 2024	LLA	Cabuyaro (Meta)
ARAUCA	PAREX RESOURCES COLOMBIA AG	ARAUCA 8	Petróleo	02/04/ 2024	LLA	Saravena (Arauca)
LLA-61	SUELOPETROL.C.A. SUCURSAL COLOMBIA	OMI-3	Petróleo	18/04/ 2024	LLA	Paz de Ariporo (Casanare)
ARAUCA	PAREX RESOURCES COLOMBIA AG	ARAUCA 15ST2	Petróleo	23/08/ 2024	LLA	Saravena (Arauca)
LLA-61	SUELOPETROL .C.A. SUCURSAL COLOMBIA	OMI-4	Petróleo	03/09/ 2024	LLA	Paz de Ariporo (Casanare)

Fuente: ANH, elaboración propia

Exploración en áreas costa afuera

Dada la importancia que la exploración en áreas costa afuera tiene para el mercado colombiano de gas natural, vale la pena profundizar en el estado de los contratos vigentes en esta zona.

Al cierre de 2024, la ANH tenía doce contratos vigentes, correspondientes tanto a exploración y producción (E&P) como a exploración y explotación (E&E). De estos, siete estaban en la fase 1 del período de exploración (PEP), tres en ejecución de programas de evaluación (PEV), y dos en la fase 2 del período de exploración y en desarrollo de programas de evaluación (Tabla 5.6).

El período de exploración es la etapa en la cual el contratista realiza actividades orientadas a determinar la existencia de yacimientos de hidrocarburos en el área contratada. Por su parte, el programa de evaluación consiste en el análisis de un descubrimiento para determinar su viabilidad comercial; su ejecución es un paso necesario antes de la eventual declaración de comercialidad de un campo.

Tabla 5.6

Contratos en áreas costa afuera vigentes al cierre de 2024

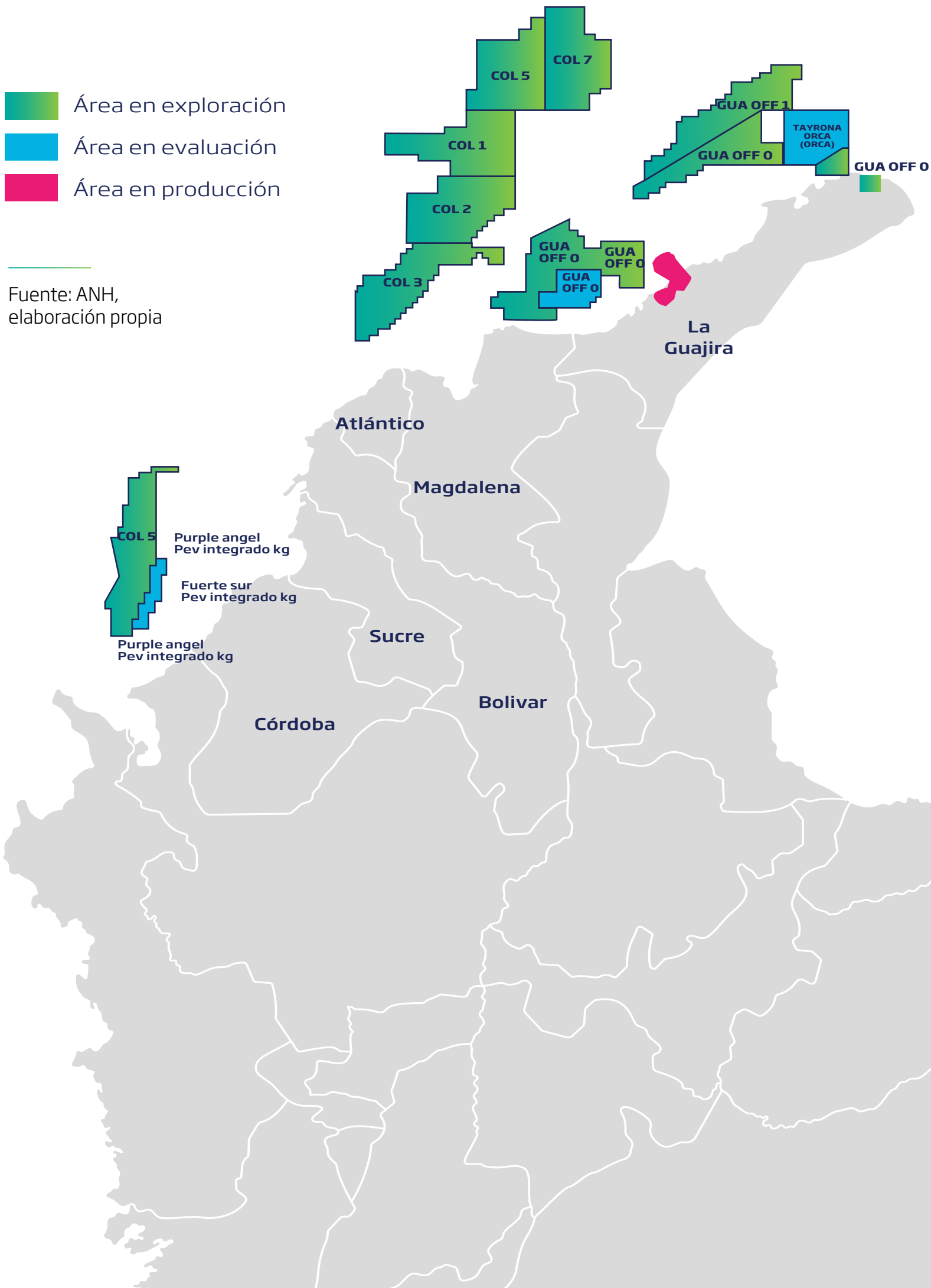
Contrato	Tipo	Fase actual	Contratistas	Operador
COL 1 COL 2 COL 6 COL 7	E&P E&P E&P E&P	Fase 1 del PEP Fase 1 del PEP Fase 1 del PEP Fase 1 del PEP	Anadarko Colombia Company (60%) Ecopetrol S.A. (40%)	Anadarko Colombia Company
GUA OFF 1 GUA OFF 10 Tayrona Orca	E&P E&P E&E	Fase 1 del PEP Fase 1 del PEP PEV Orca	Ecopetrol S.A. (100%)	Ecopetrol S.A.
COL 3	E&P	Fase 1 del PEP	Shell Exploration and Production Colombia GMBH (SEPC) Sucursal Colombia (60%) Noble Energy Colombia Limited (40%)	Noble Energy Colombia Limited
GUA OFF 0	E&E	Fase 2 del PEP y PEV Uchuva	Ecopetrol S.A. (56%) Petrobras International Braspetro BV (44%)	Petrobras International Braspetro BV
COL 5 Fuerte Sur Purple Angel	E&P E&P E&P	Fase 2 del PEP y PEV Integrado PEV Integrado PEV Integrado	Ecopetrol S.A. (50%) Shell EP Offshore Ventures Limited (50%)	Shell EP Offshore Ventures Limited

Fuente: ANH, elaboración propia

La Figura 5.12 muestra la localización geográfica de las áreas objeto de estos contratos y en particular resalta las áreas en evaluación.

Figura 5.12

Contratos en áreas costa afuera vigentes al cierre de 2024



Fuente: ANH, elaboración propia

En el marco de estos contratos se han declarado ante la ANH un total de siete descubrimientos, listados en orden cronológico en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7
Avisos de descubrimiento en áreas costa afuera

Contrato	Pozo	Fin de perforación	Aviso de descubrimiento
Tayrona Orca	Orca 1	Sep. 16 de 2014	Ene. 23 de 2015
Fuerte Sur	Kronos 1B	Ago. 03 de 2015	Dic. 03 de 2015
Purple Angel	Purple Angel 1A	Feb. 14 de 2017	Jun. 14 de 2017
Purple Angel	Gorgon 1	Abr. 13 de 2017	Jul 19. de 2017
GUA OFF 0	Uchuva 1	Jul. 15 de 2022	Nov. 09 de 2022
COL 5	Gorgon 2 ST2	Jun. 20 de 2022	Nov. 17 de 2022
COL 5	Glaucus 1	Ago. 10 de 2023	Dic. 21 de 2023

Fuente: ANH, elaboración propia

Los programas de evaluación en curso están precisamente orientados a analizar la viabilidad comercial de dichos descubrimientos. Bajo el contrato Tayrona Orca se adelanta la evaluación de Orca 1; en el contrato GUA OFF 0 se ejecuta el programa correspondiente a Uchuva 1, ahora conocido como Sirius; y en los contratos Fuerte Sur, Purple Angel y COL 5 se desarrolla el programa de evaluación integrado de Kronos 1B, Purple Angel 1A, Gorgon 1, Gorgon 2 ST2 y Glaucus 1.

En el marco del programa de evaluación del descubrimiento Uchuva 1, las empresas Petrobras International Braspetro BV y Ecopetrol S.A. iniciaron en junio de 2024 la perforación del pozo Sirius 2, ubicado a 77 kilómetros de Santa Marta, con una lámina de agua de 830 metros. Según información publicada por Ecopetrol en diciembre de 2024, "las actividades de evaluación de los resultados de la perforación del pozo Sirius-2 confirman los volúmenes de gas in place mayores a 6 Terapiés Cúbicos. Este hallazgo podría aumentar en un 200% las reservas actuales de gas del país".

Por otra parte, en abril de 2025, diversos medios de comunicación reportaron el interés de Shell EP Offshore Ventures Limited en vender su participación en los contratos COL 5, Fuerte Sur y Purple Angel. Ante esta situación, Ecopetrol S.A. informó que está evaluando las acciones a seguir para continuar con el proceso de evaluación de los recursos descubiertos en dichas áreas.

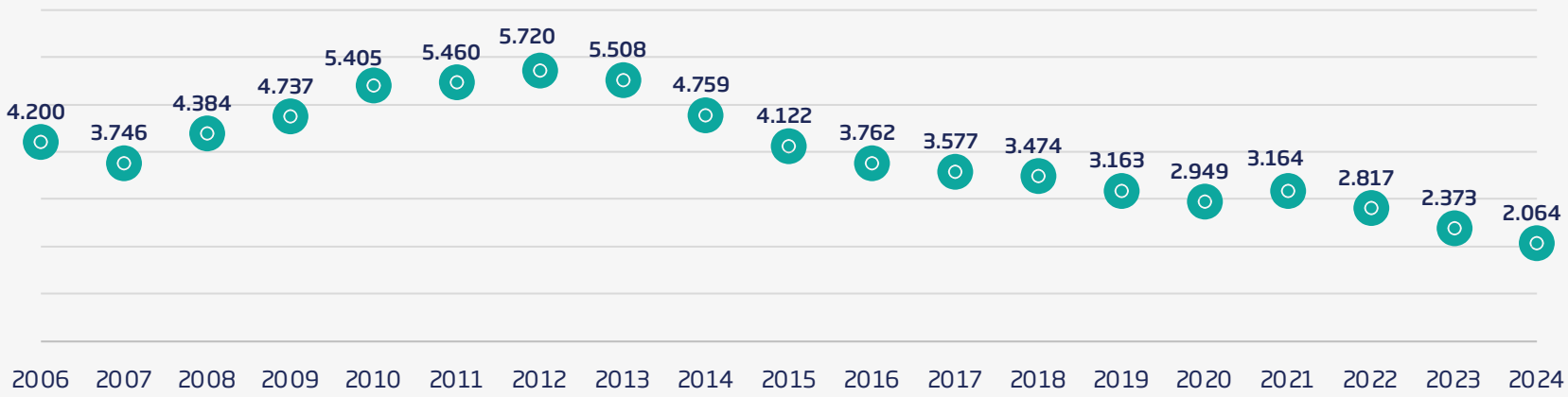


Reservas con tendencia a la baja, reflejo de menos exploración

Las reservas probadas de gas natural mantuvieron la tendencia a la baja observada durante la última década.

Después de alcanzar un pico de 5.720 gigapiés cúbicos (Gpc) en 2012, las reservas probadas tuvieron una caída cercana al 64% en un lapso de doce años.

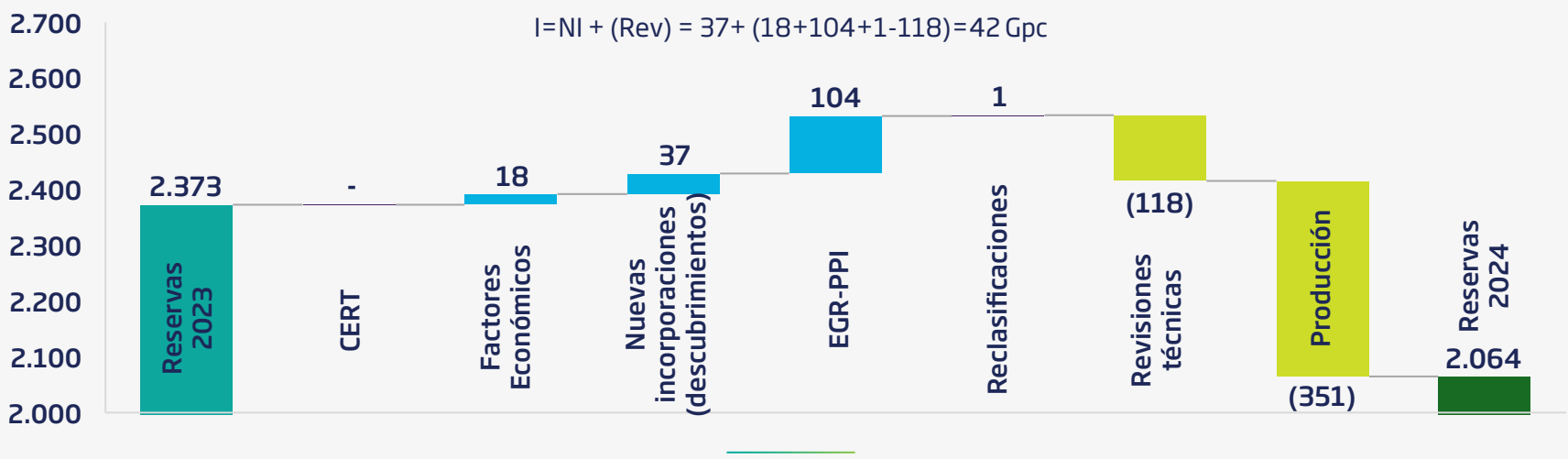
Figura 5.13
Reservas probadas 1P de gas natural (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia

La incorporación de reservas de gas natural fue de 42 Gpc durante 2024, mientras que la producción fue de 351 Gpc. La diferencia entre estos dos valores explica la caída de 309 Gpc en las reservas probadas.

Figura 5.14
Incorporación de reservas probadas 1P de gas natural en 2024 (Gpc)

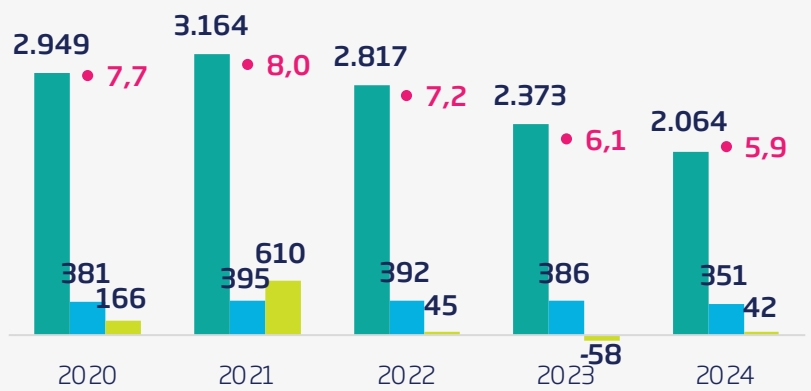


Fuente: ANH, elaboración propia

El cociente entre las reservas probadas 1P y la producción comercializada se redujo 3,3% en 2024.

Así, de mantenerse constantes las reservas probadas 1P y la producción comercializada, las primeras serían suficiente para atender la demanda durante apenas 5,9 años (Figura 5.15).

Figura 5.15
Factor R/P entre 2020 y 2024 (Gpc y años)

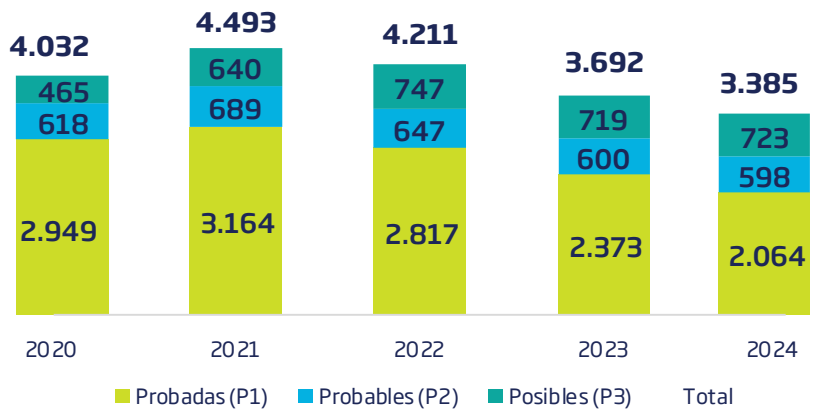


Fuente: ANH, elaboración propia

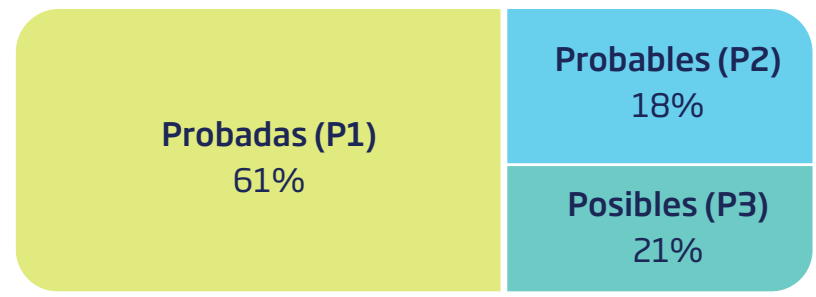
Las reservas totales (3P) de gas natural se redujeron 25% entre 2021 y 2024. De estas, las reservas probadas representan el 61%.



Figura 5.16
Reservas totales (3P) entre 2020 y 2024 (Gpc)



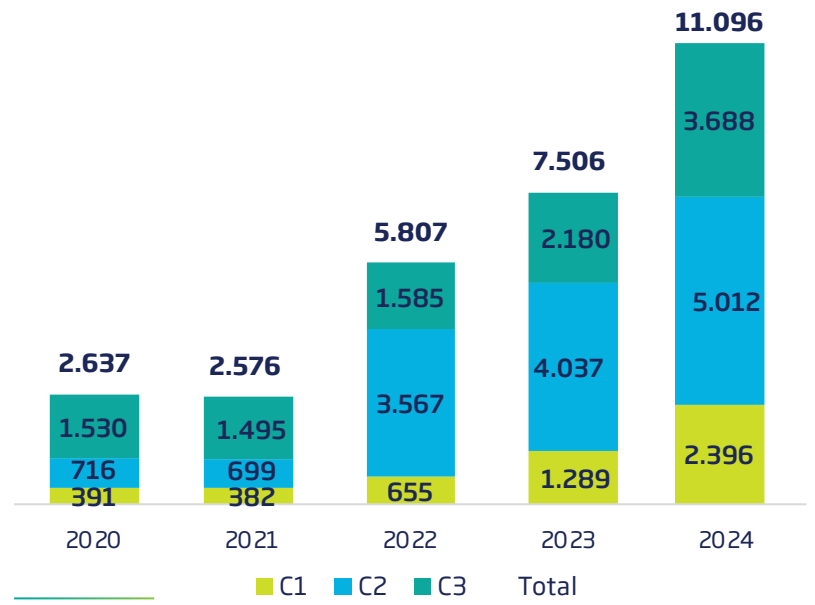
2024



Fuente: ANH, elaboración propia

Por su parte, los recursos contingentes 3C mantuvieron una tendencia al alza durante el quinquenio, hasta llegar a 11.096 Gpc en 2024 (Figura 5.17).

Figura 5.17
Recursos contingentes de gas natural entre 2020 y 2024 (Gpc)

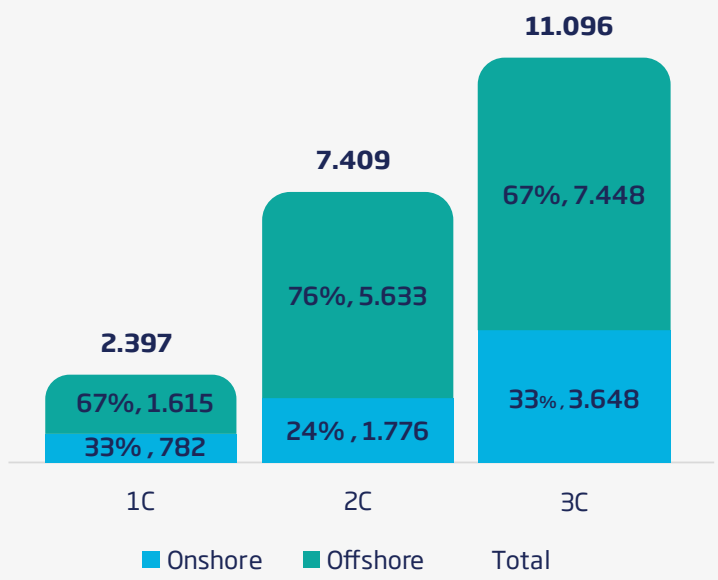


Fuente: ANH, elaboración propia

El 67% de los recursos contingentes 3C está en áreas costa afuera (Figura 5.18). De allí la importancia de una adecuada coordinación entre las entidades del Gobierno para que estos recursos puedan pasar a ser clasificados como reservas.

De los recursos contingentes 3C, el 42% registra contingencias de orden ambiental y/o social, el 26% de orden económico y el 22% de carácter legal o contractual.

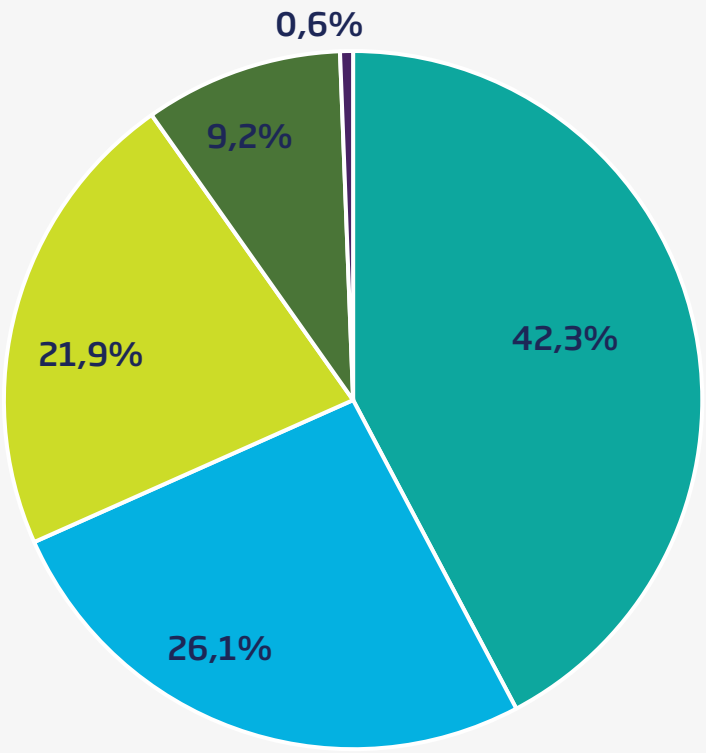
Figura 5.18
Ubicación de los recursos contingentes de gas natural 3C en 2024 (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia

El Gobierno, en coordinación con las autoridades locales y las empresas productoras, tiene un rol importante en la superación de las contingencias que obstaculizan la consecución de los permisos y autorizaciones para desarrollar proyectos clave.

Figura 5.19
Tipo de contingencia de los recursos contingentes de gas natural 3C en 2024



Fuente: ANH, elaboración propia

5.2.3. Producción y suministro

Casanare y Ecopetrol concentraron la producción fiscalizada en 2024.

La alta concentración de la producción en los Llanos Orientales refleja una creciente dependecia en una sola cuenca, con la consecuente vulnerabilidad en el suministro. Lo anterior se presenta en un contexto de declive de campos tradicionales como los de La Guajira (Figura 5.20).

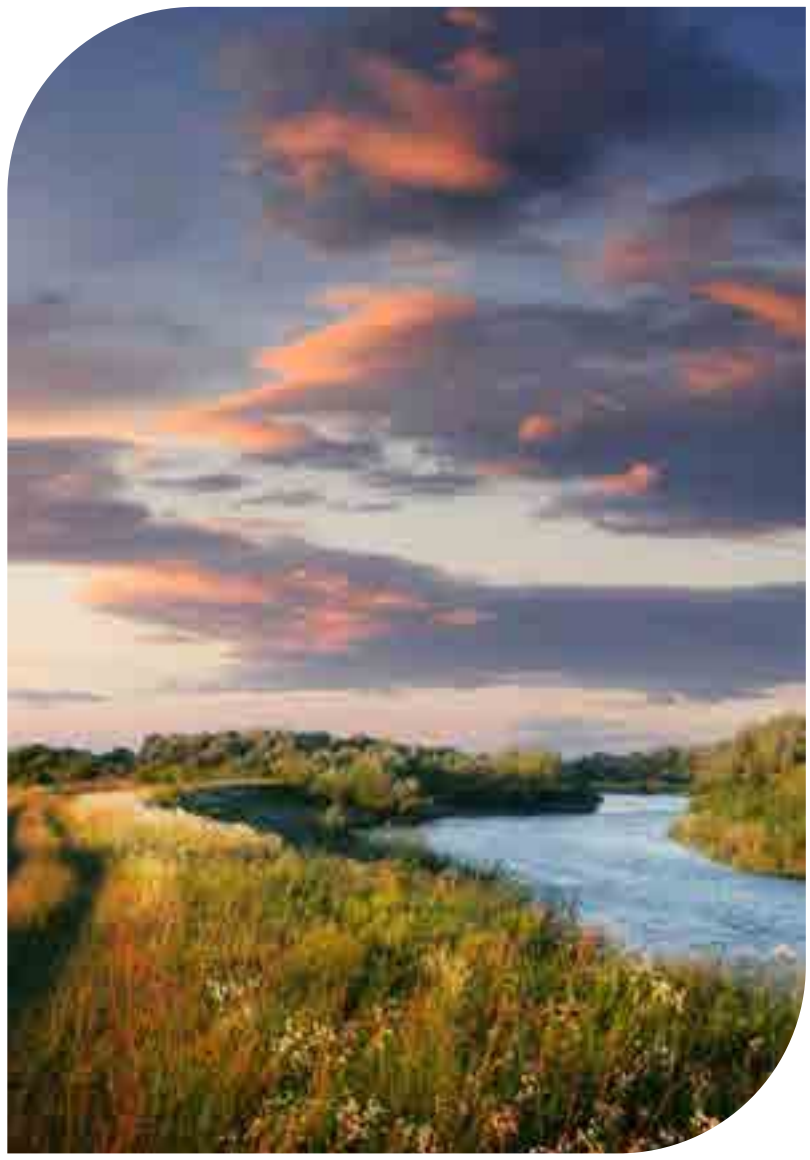
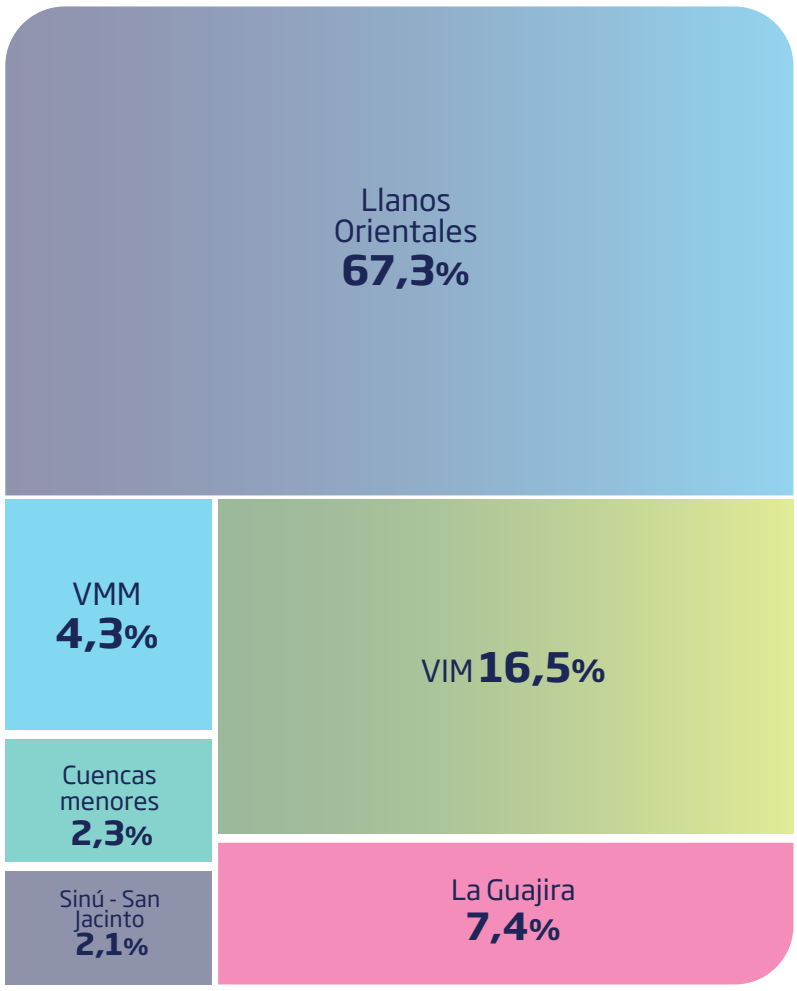


Figura 5.20
Producción fiscalizada de gas natural, por cuencas, en 2024



Fuente: ANH, elaboración propia

La caída sostenida en la producción de gas (26% en los últimos 5 años) muestra una declinación estructural, sin nuevos desarrollos significativos ni reposición efectiva de reservas.

La producción fiscalizada de las cuencas Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena y La Guajira, que concentraron el 91% durante 2024, sufrió una reducción del 5% en el último año (Tabla 5.8).

Tabla 5.8

Producción fiscalizada de gas natural, por cuencas, entre 2020 y 2024 (Gpc)

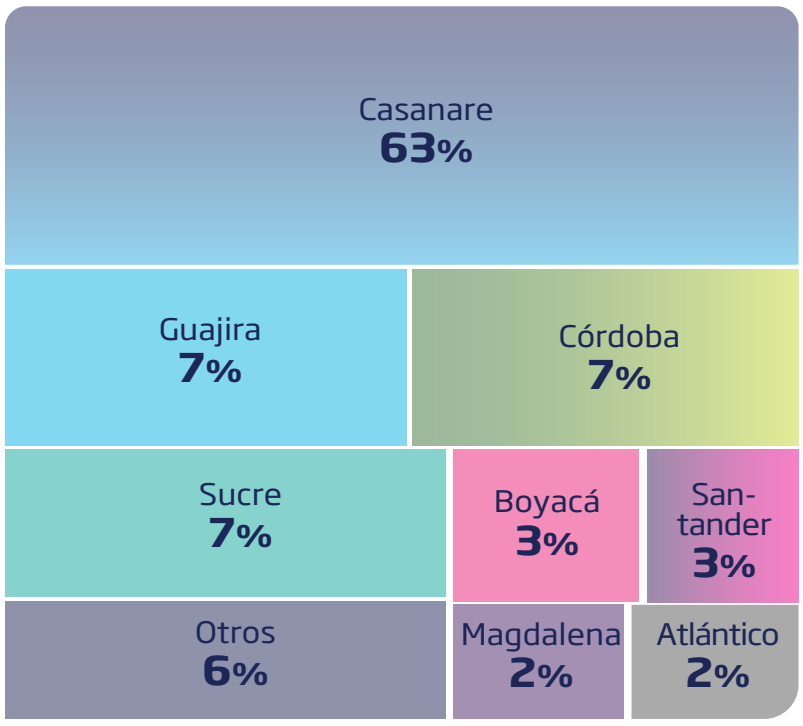
Cuenca	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Llanos Orientales	529	476	414	369	352	(10%)	(5%)
VIM	84	87	89	91	86	1%	(5%)
La Guajira	49	48	47	41	39	(6%)	(5%)
VMM	26	28	32	31	22	(3%)	(27%)
Sinú - San Jacinto	9	10	11	13	11	6%	(15%)
Cuencas menores	11	18	20	19	12	3%	(36%)
Total	**707**	**668**	**612**	**564**	**523**	**(7%)**	**(7%)**

Fuente: ANH, elaboración propia

Hay una marcada concentración geográfica, con Casanare produciendo casi el doble de los otros departamentos productores. Este departamento aportó el 63% de la producción fiscalizada de gas natural durante 2024.

Figura 5.21

Producción fiscalizada de gas natural, por departamentos, en 2024



Fuente: ANH, elaboración propia

Aunque Casanare sigue siendo el principal productor de gas natural, su menor producción durante el quinquenio explica más del 90% de la contracción en la producción nacional. Además, su participación se redujo del 72% al 63% en el mismo período (Tabla 5.9).

Tabla 5.9

Producción fiscalizada de gas natural, por departamentos, en 2020 y 2024 (Gpc)

Departamento	2020	2024
Casanare	506	329
Guajira	49	39
Córdoba	36	37
Sucre	42	37
Boyacá	4	16
Santander	14	13
Magdalena	4	11
Atlántico	9	11
Otros	43	29
Total	**707**	**523**

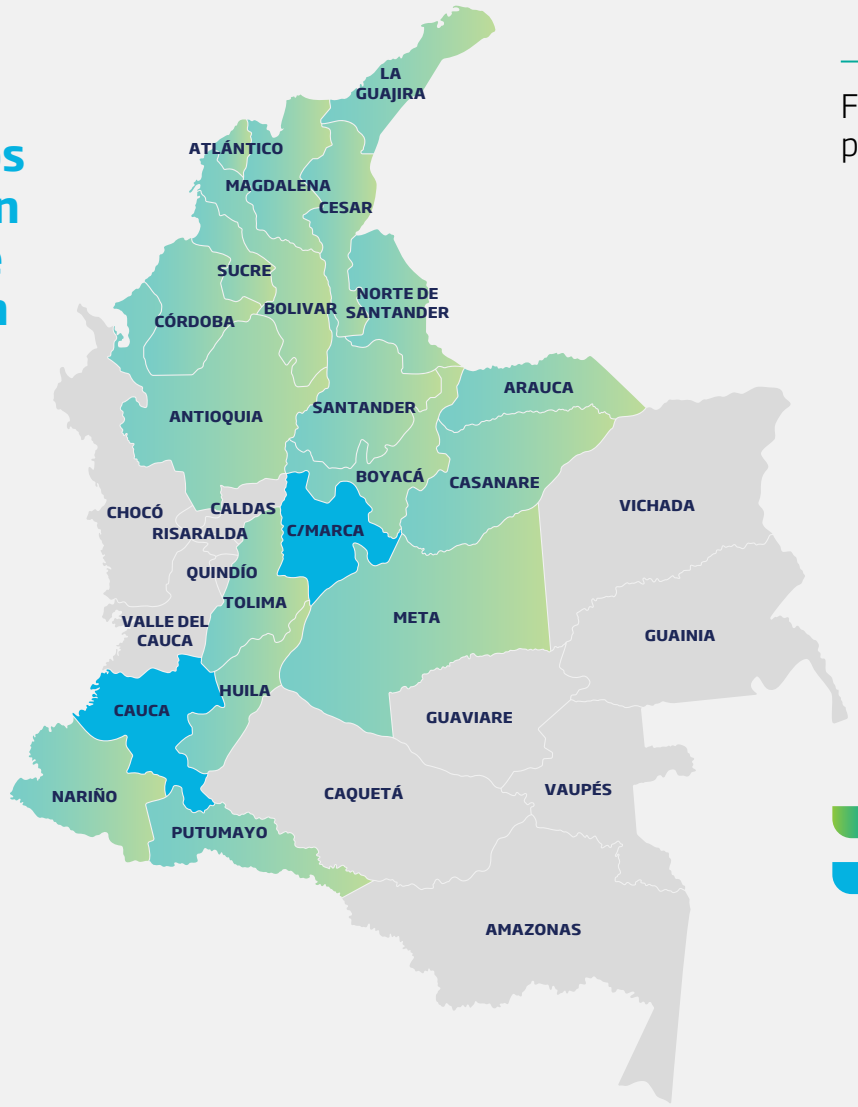
Fuente: ANH, elaboración propia

Durante el quinquenio 2020 a 2024, el número de departamentos productores de gas natural se redujo de 21 a 19.

En los departamentos de Cauca y Cundinamarca se registró producción en 2020, pero no en 2024.

Figura 5.22

Departamentos con producción fiscalizada de gas natural en 2020 y 2024



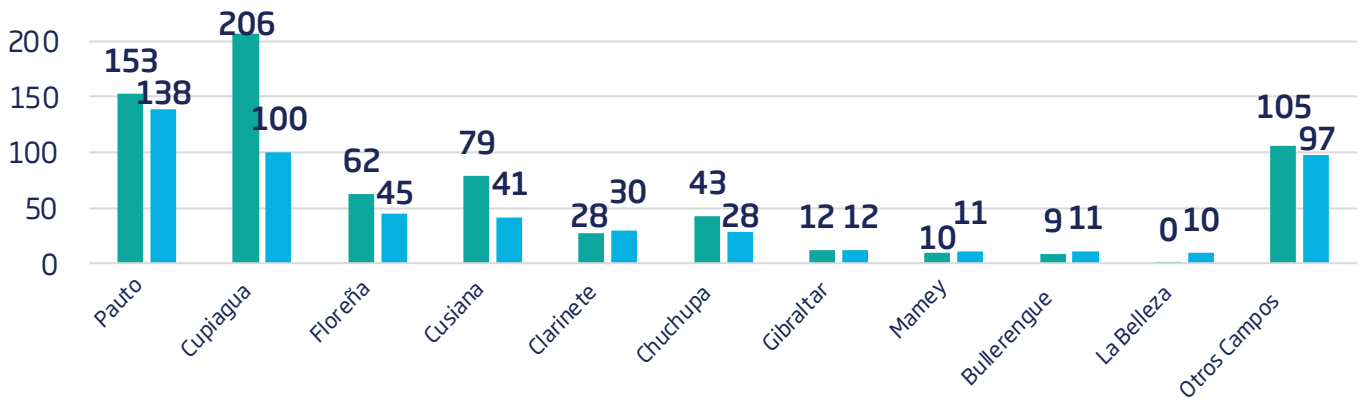
Fuente: ANH, elaboración propia

La caída en la producción nacional entre 2020 y 2024 estuvo altamente concentrada en cuatro campos de Casanare.

Cupiagua, que era el principal productor, cayó a la mitad. Pauto, que cayó un poco menos de 10%, pasó a ser el principal productor.

Figura 5.23

Producción fiscalizada de gas natural, por campos, en 2020 y 2024 (Gpc)



Fuente: ANH, elaboración propia

Campos menores como Mamey, Bullerengue y La Belleza se estabilizaron o crecieron. Chuchupa, que fue una fuente clave de suministro desde La Guajira, continuó su pérdida de relevancia, lo que confirmó el cambio estructural en la geografía del suministro de gas en Colombia (Tabla 5.10). Se resalta que Bullerengue viene presentando inconvenientes técnicos desde mediados de 2024, con una tendencia a disminuir su producción.

Tabla 5.10

Producción fiscalizada de gas natural, por campos, en 2020 y 2024 (Gpc)

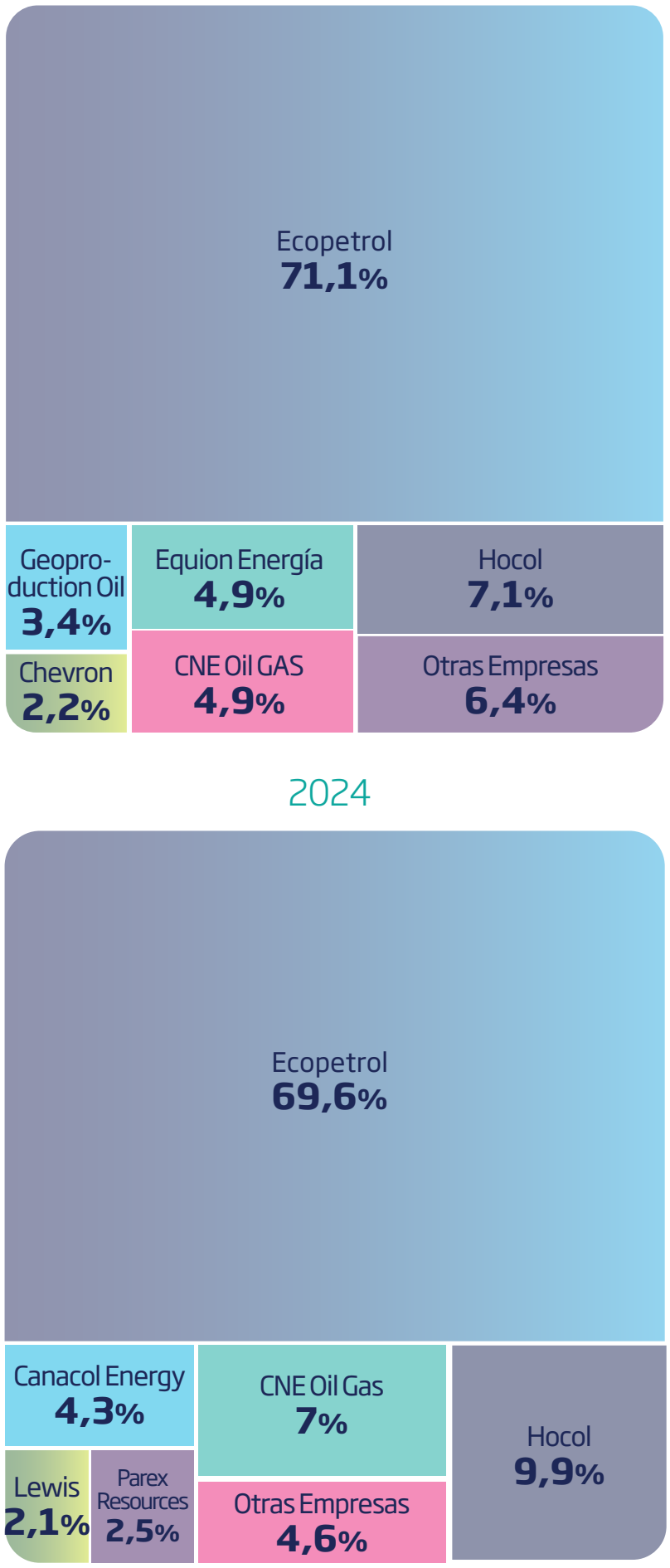
Campo	2020	2024
Pauto	153	138
Cupiagua	206	100
Floreña	62	45
Cusiana	79	41
Clarinete	28	30
Chuchupa	43	28
Gibraltar	12	12
Mamey	10	11
Bullerengue	9	11
La Belleza	0	10
Otros Campos	105	97
Total	**707**	**523**

Fuente: ANH, elaboración propia

El Grupo Ecopetrol, a través de las empresas Ecopetrol y Hocol, siguió consolidándose como el principal productor del país, al concentrar el 80% de la producción en 2024. Las siguientes dos compañías en tamaño son de un mismo grupo, lo que muestra que más del 90% del producción de gas en Colombia se concentró en dos grupos empresariales.

Figura 5.24

Producción fiscalizada de gas natural, por operadora, en 2020 y 2024

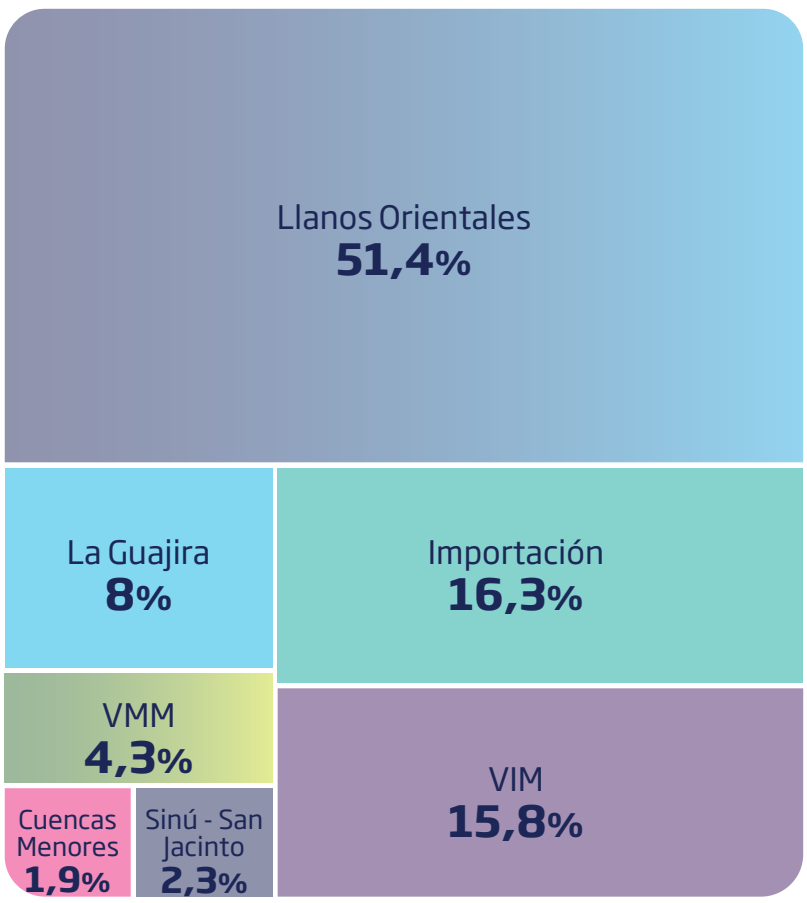


Fuente: ANH, elaboración propia

Suministro: en 2024, la importación aportó tanto como la segunda mayor cuenca.

En el caso de los campos productores de gas natural, el suministro se estima como la producción fiscalizada menos el gas reinyectado y el gas quemado. La mitad del gas natural suministrado en 2024 provino de la cuenca Llanos Orientales.

Figura 5.25
Suministro de gas natural, por cuencas, en 2024



Fuente: ANH, elaboración propia

El gran protagonista del suministro en 2024 fue la importación (16,3%), con un aporte ligeramente mayor que el Valle Inferior del Magdalena (15,9%), la segunda Cuenca más importante del país (Figura 5.25).

Aunque el suministro total de gas natural creció ligeramente entre 2020 y 2024, el crecimiento provino de la importación, que se multiplicó por seis, en buena medida por la baja hidrología, lo que llevó a un menor despacho de las hidroeléctricas y uno mayor de las plantas térmicas, algunas de las cuales se abastecen con gas natural importado. En cambio, el suministro de las cuencas nacionales cayó o se estancó.

Los Llanos Orientales siguieron siendo la principal fuente de gas, pero con una caída del 12% en el periodo y sin nuevas fuentes que la reemplacen, lo cual confirma la transición hacia una creciente dependencia externa y una mayor vulnerabilidad del suministro (Tabla 5.11).



Tabla 5.11
Suministro de gas natural, por cuencas, entre 2020 y 2024 (mpcd)

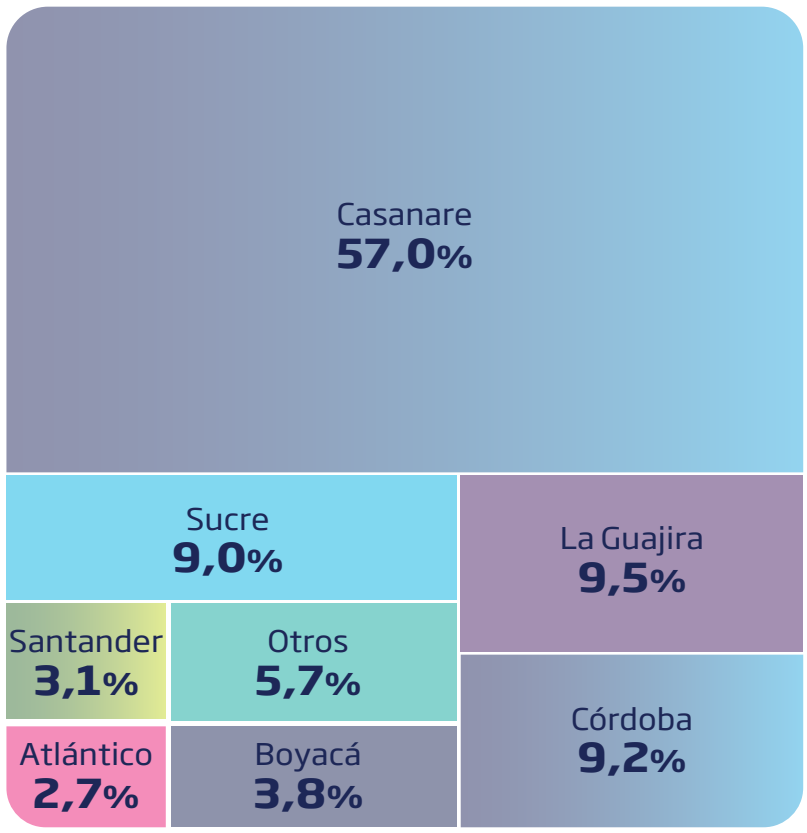
Cuenca	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Llanos Orientales	779	754	725	720	683	(3%)	(5%)
VIM	229	237	241	232	211	(2%)	(9%)
La Guajira	133	132	129	112	106	(6%)	(5%)
Importación	36	5	3	82	217	57%	165%
VMM	63	72	83	80	57	(2%)	(29%)
Sinú - San Jacinto	24	28	30	35	30	7%	(13%)
Cuencas menores	21	41	42	43	25	4%	(42%)
Total	**1.285**	**1.268**	**1.252**	**1.304**	**1.329**	**1%**	**2%**

Fuente: ANH y Promigas, Informe Integrado de Gestión 2024 ; elaboración propia

Al igual que con la producción fiscalizada, hay una alta concentración en el suministro por departamentos: Casanare, La Guajira, Córdoba y Sucre aportaron el 85% en 2024.

El suministro de los departamentos productores se contrajo 136 mpcd (11%) entre 2020 y 2024. Casanare fue el que más contribuyó al suministro en 2024, con el 57% de las cantidades.

Figura 5.26
Suministro de gas natural, por departamentos, en 2024



Fuente: ANH, elaboración propia

Tabla 5.12
Suministro de gas natural, por departamentos, en 2020 y 2024 (mpcd)

Departamento	2020	2024
Casanare	726	634
La Guajira	133	106
Córdoba	99	102
Sucre	115	100
Boyacá	10	43
Santander	37	35
Atlántico	24	30
Otros	104	63
Total	**1.249**	**1.112**

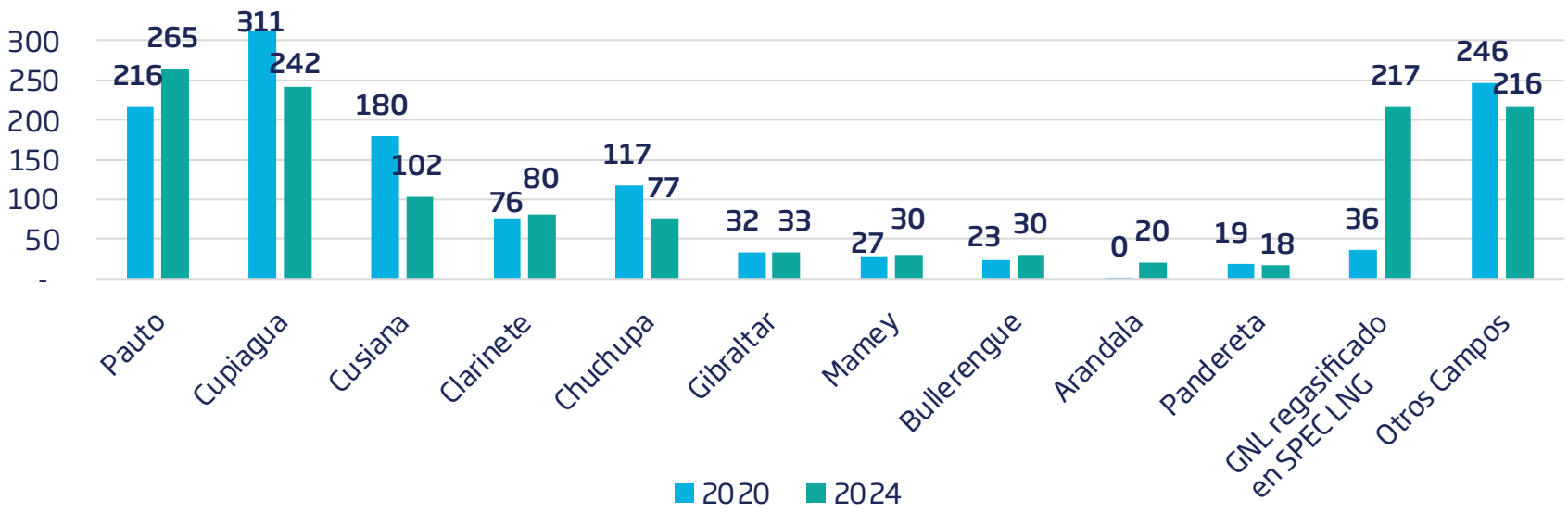
Fuente: ANH, elaboración propia

Pauto, Cupiagua, Cusiana y Clarinete fueron los cuatro campos que más aportaron al suministro en 2024.

Con excepción del campo Floreña, los campos con mayor producción fiscalizada fueron los que más aportaron al suministro.

Figura 5.27

Suministro de gas natural, por campos, en 2020 y 2024 (mpcd)

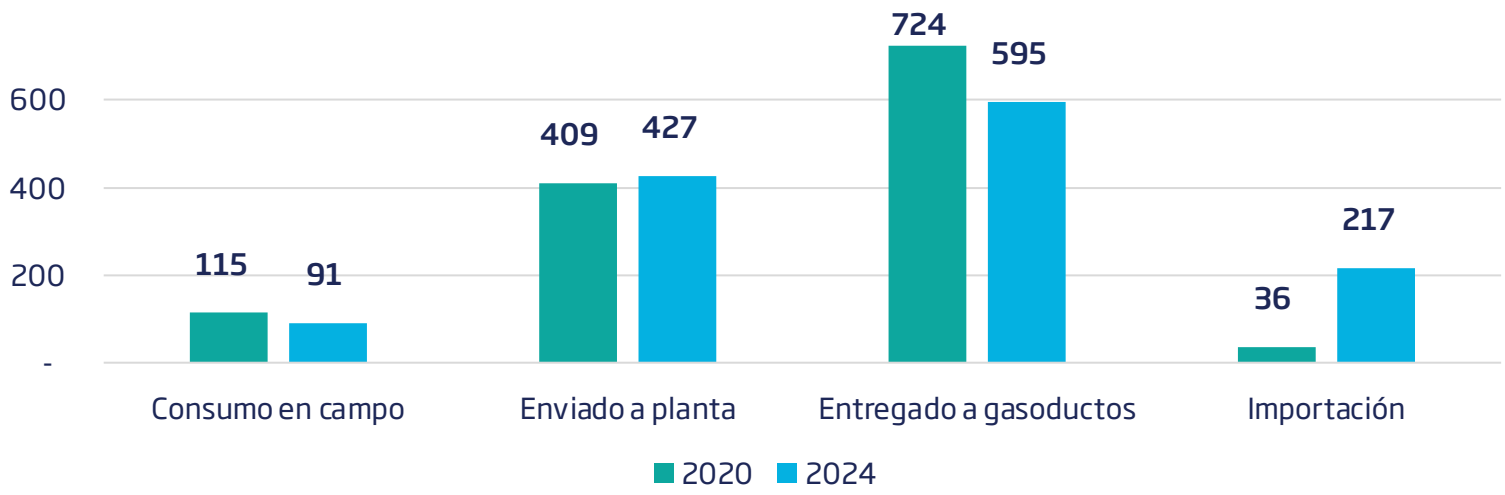


Fuente: ANH, elaboración propia

Las importaciones se están convirtiendo en un pilar del suministro: aunque el volumen de gas nacional entregado a gasoductos cayó 18%, el descenso fue compensado por un aumento significativo de las importaciones. En el mismo sentido, la proporción de gas importado respecto al entregado a gasoductos subió de 5% a 36% en solo cuatro años, lo que refleja la reconfiguración estructural del origen del gas. El descenso del consumo en campo (-21%) y el leve aumento del gas enviado a planta sugieren, sin embargo, un uso más eficiente en sitio, con más volumen destinado a procesamiento y comercialización (Figura 5.28).

Figura 5.28

Suministro de gas natural en 2020 y 2024 (Mpcd)



Fuente: ANH, elaboración propia

Declaraciones de producción: continúa la tendencia a la baja

Las declaraciones de producción presentadas ante el Ministerio de Minas y Energía en 2025 mantienen la tendencia a la baja de los años anteriores: el potencial de producción (PP) declarado para 2034 es apenas un tercio del declarado para 2025 (Tabla 5.13).

Tabla 5.13
Potencial de producción (PP) declarado en 2024 y 2025 (GBTUD)

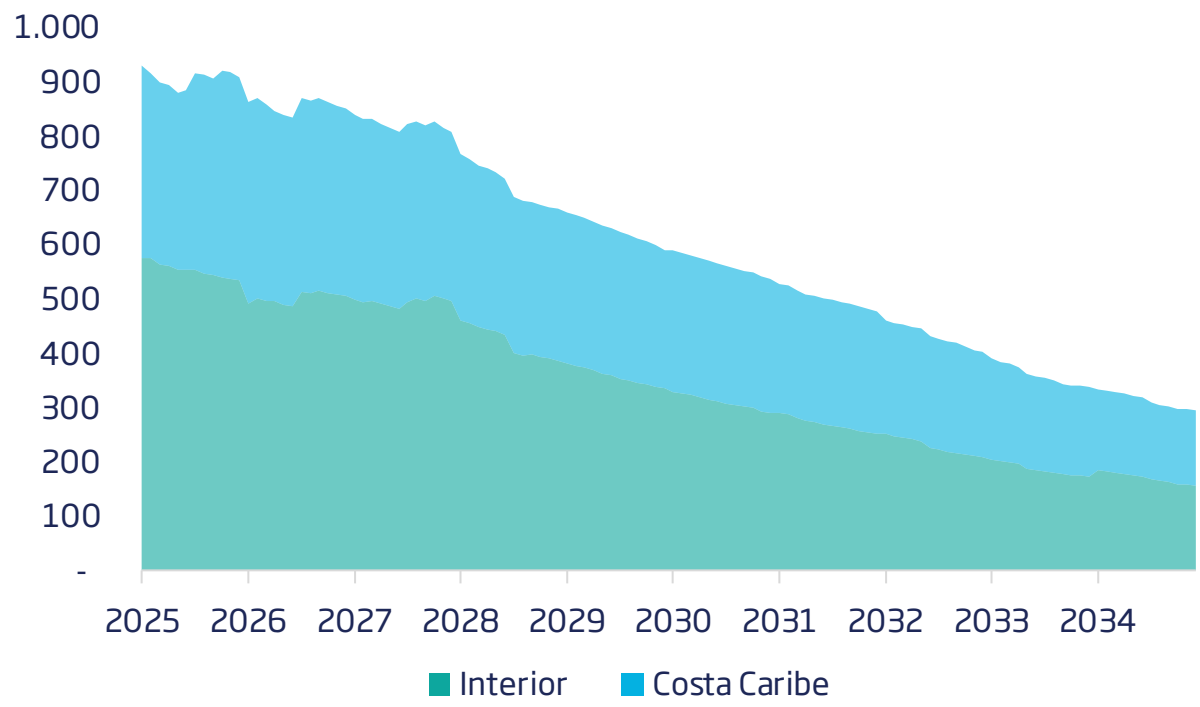
Año de declaración	Potencial de producción declarado										
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2024	1.029	939	859	789	695	609	547	492	404	335	
2025		905	856	821	709	626	562	500	431	359	313

Fuente: Resoluciones 00739 de 2025 y 01626 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía; la última modificó las resoluciones 01217 y 00662 de 2024.

El 59,8% del potencial de producción declarado para los años calendario 2025 y 2026 se concentra en los campos del interior del país, mientras que el 40,2% restante corresponde a los campos de la costa Caribe (Figura 5.29).

Sin embargo, la participación de los campos del interior disminuye con los años, hasta alcanzar el 54,2% en 2034, mientras que la participación de los campos de la costa Caribe aumenta hasta 45,8%.

Figura 5.29
Potencial de producción (PP), por regiones, declarado en 2025 (GBTUD)

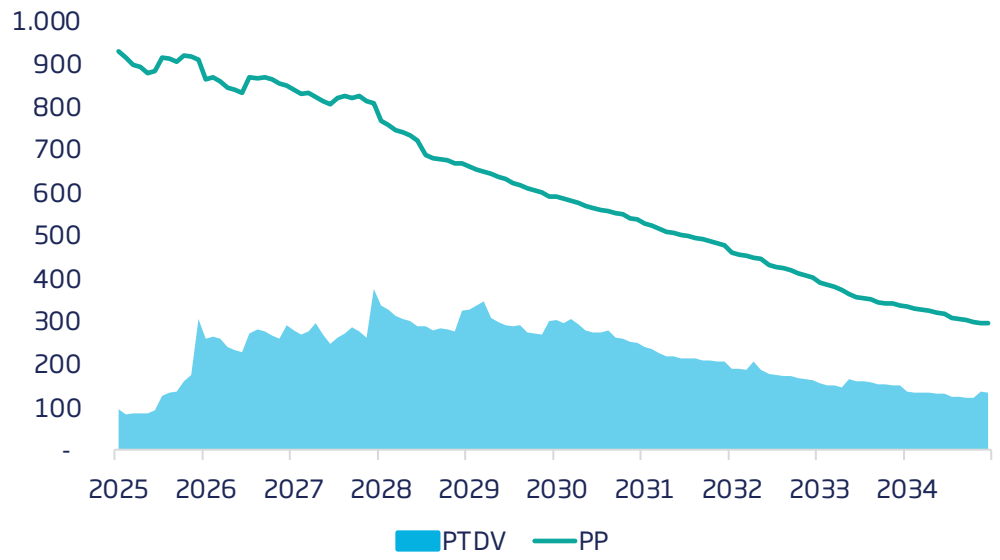


Fuente: Resolución 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

En promedio, el 22,2% del potencial de producción declarado para los años calendario 2025 y 2026 está disponible para la venta en el mercado primario (PTDV/PP).

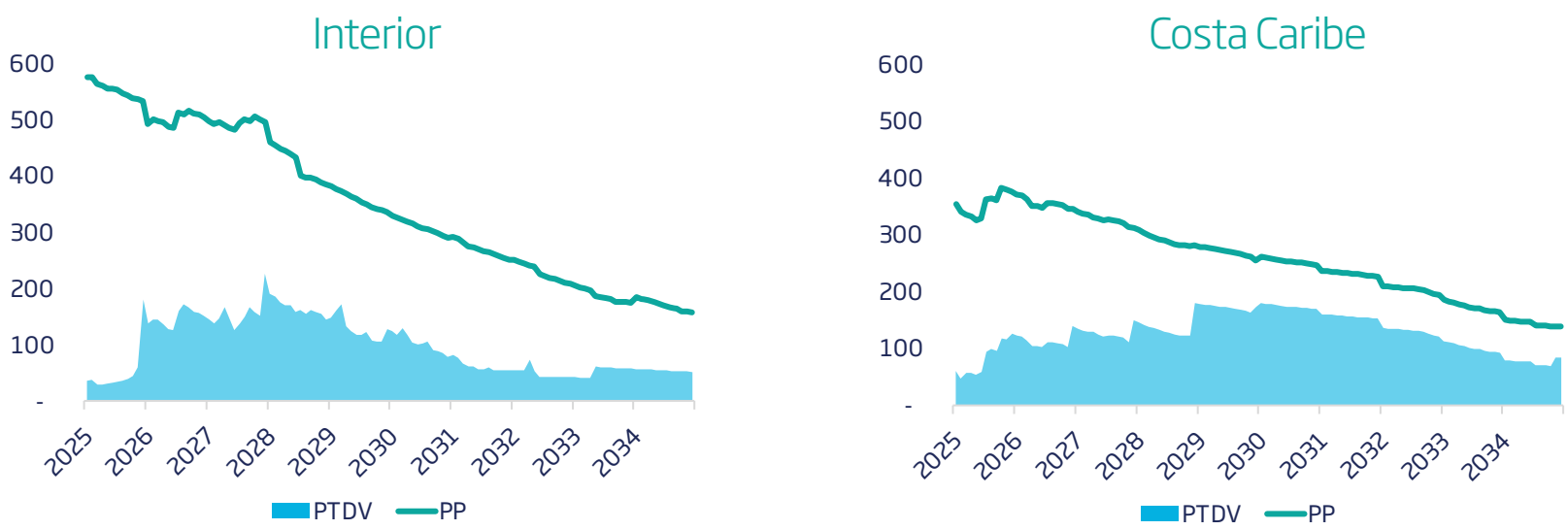
Dicho promedio se eleva al 36,6% cuando se considera toda la década comprendida entre enero de 2025 y diciembre de 2034 (Figura 5.30).

Figura 5.30
Potencial de producción (PP) y producción total disponible para la venta (PTDV), declarados en 2025 (GBTUD)



Fuente: Resolución 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

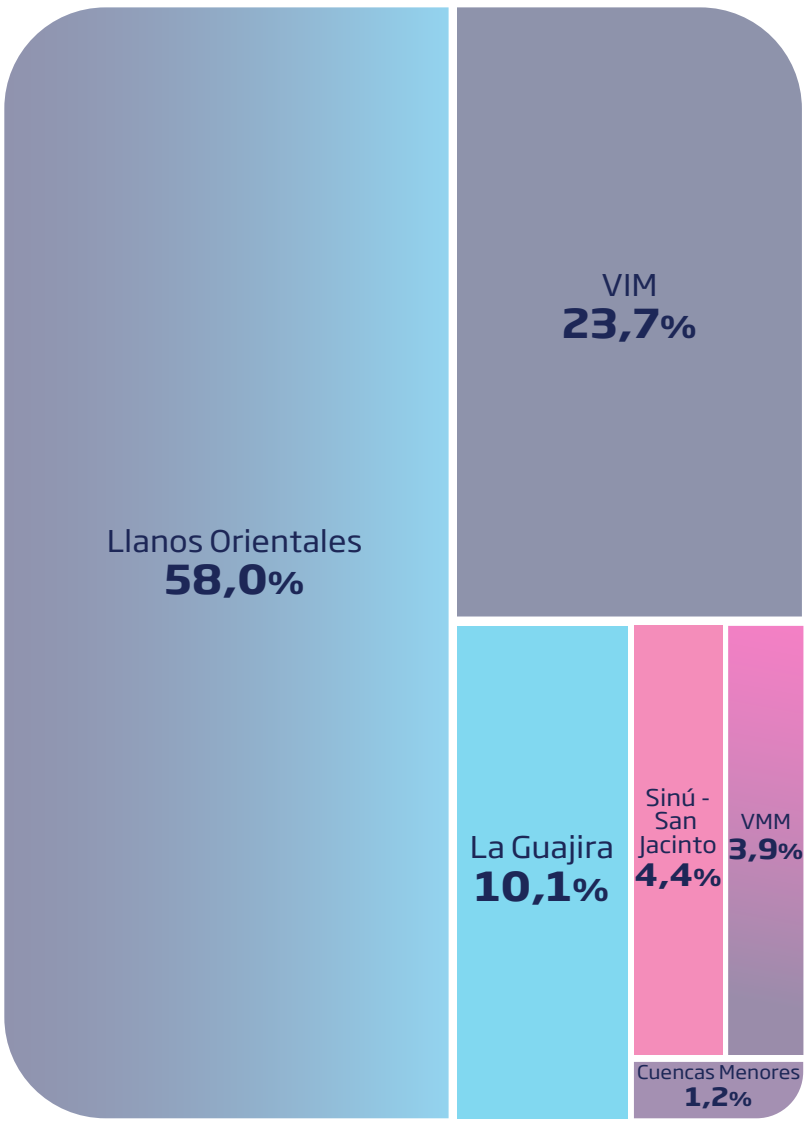
Figura 5.31
Potencial de producción (PP) y producción total disponible para la venta (PTDV), por regiones, declarados en 2025 (GBTUD)



Fuente: Resolución 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

El 80,5% del potencial de producción declarado para el año calendario 2025 se concentra en las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Inferior del Magdalena (VIM) (Figura 5.32).

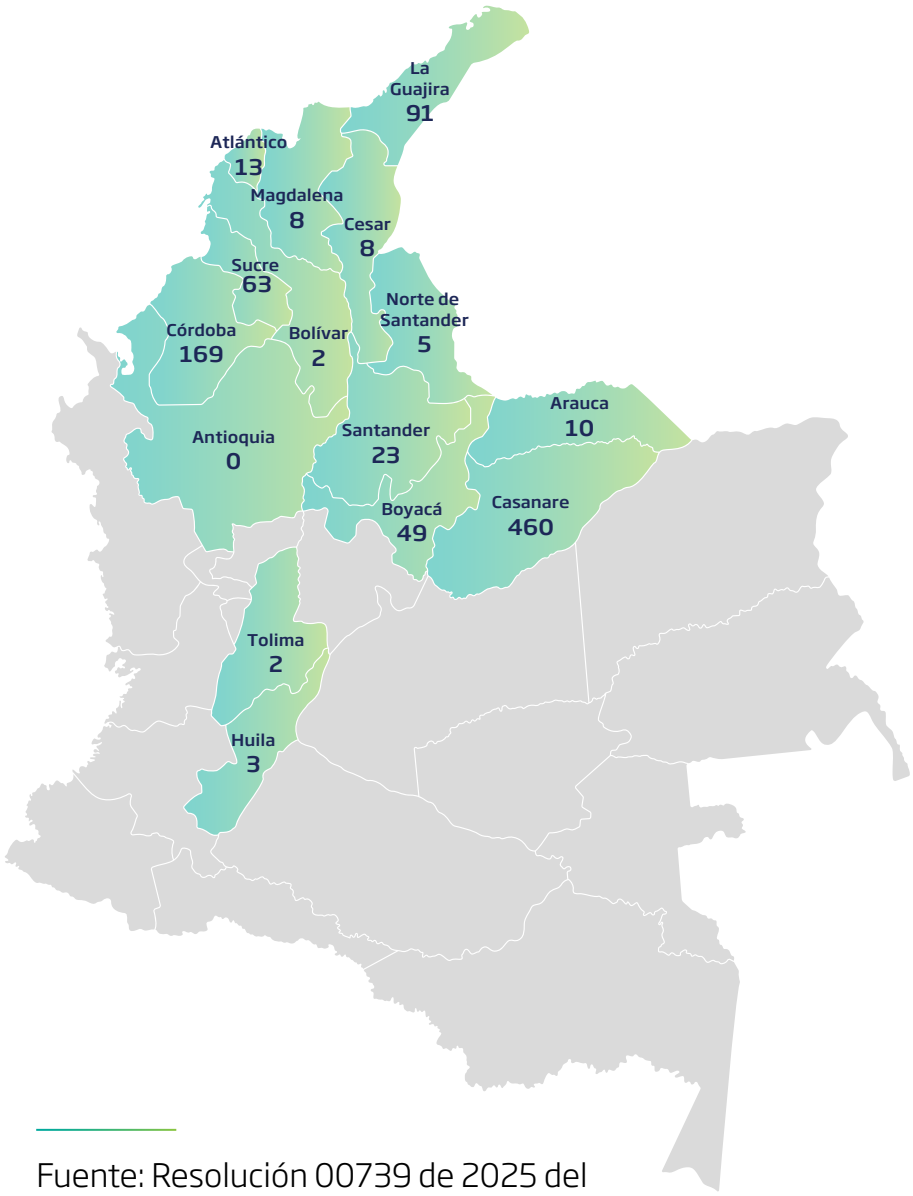
Figura 5.32
Potencial de producción (PP), por cuenca, en 2025



Fuente: Resolución 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con las declaraciones de producción de 2025, durante el año calendario 2025 el potencial de producción es mayor a 1 Giga BTU por día (GBTUD) en catorce departamentos (Figura 5.33). Casanare concentra el mayor potencial con 460,2 GBTUD, seguido por Córdoba con 169,0 GBTUD y La Guajira con 91,2 GBTUD.

Figura 5.33
Departamentos con potencial de producción (PP) mayor a 1 GBTUD en 2025 (GBTUD)

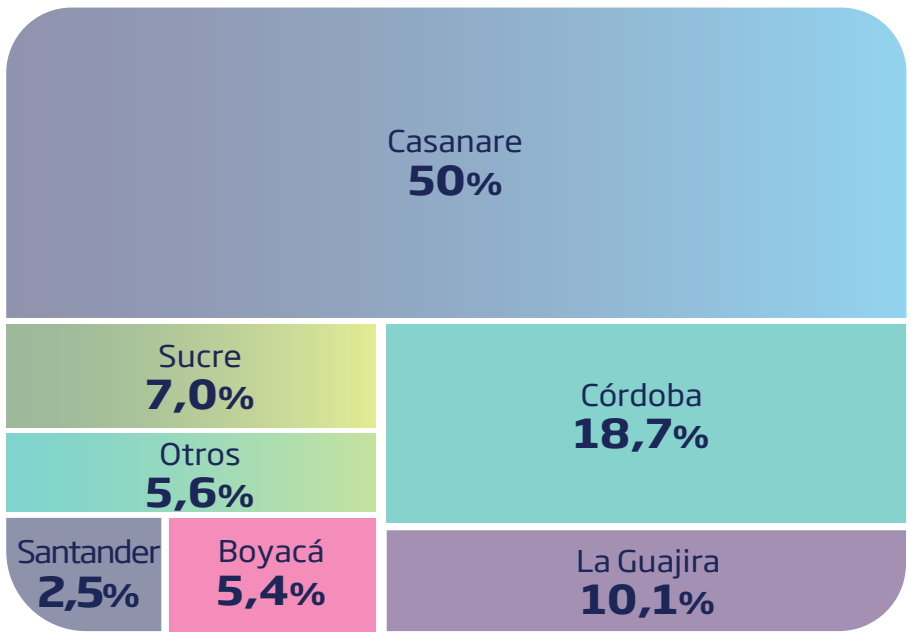


Fuente: Resolución 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.



En 2025, seis departamentos concentran el 94,4% del potencial de producción, mientras que el 5,6% restante se encuentra en doce departamentos (Figura 5.34). El potencial de producción del departamento de Casanare representa más de la mitad del potencia de producción del país.

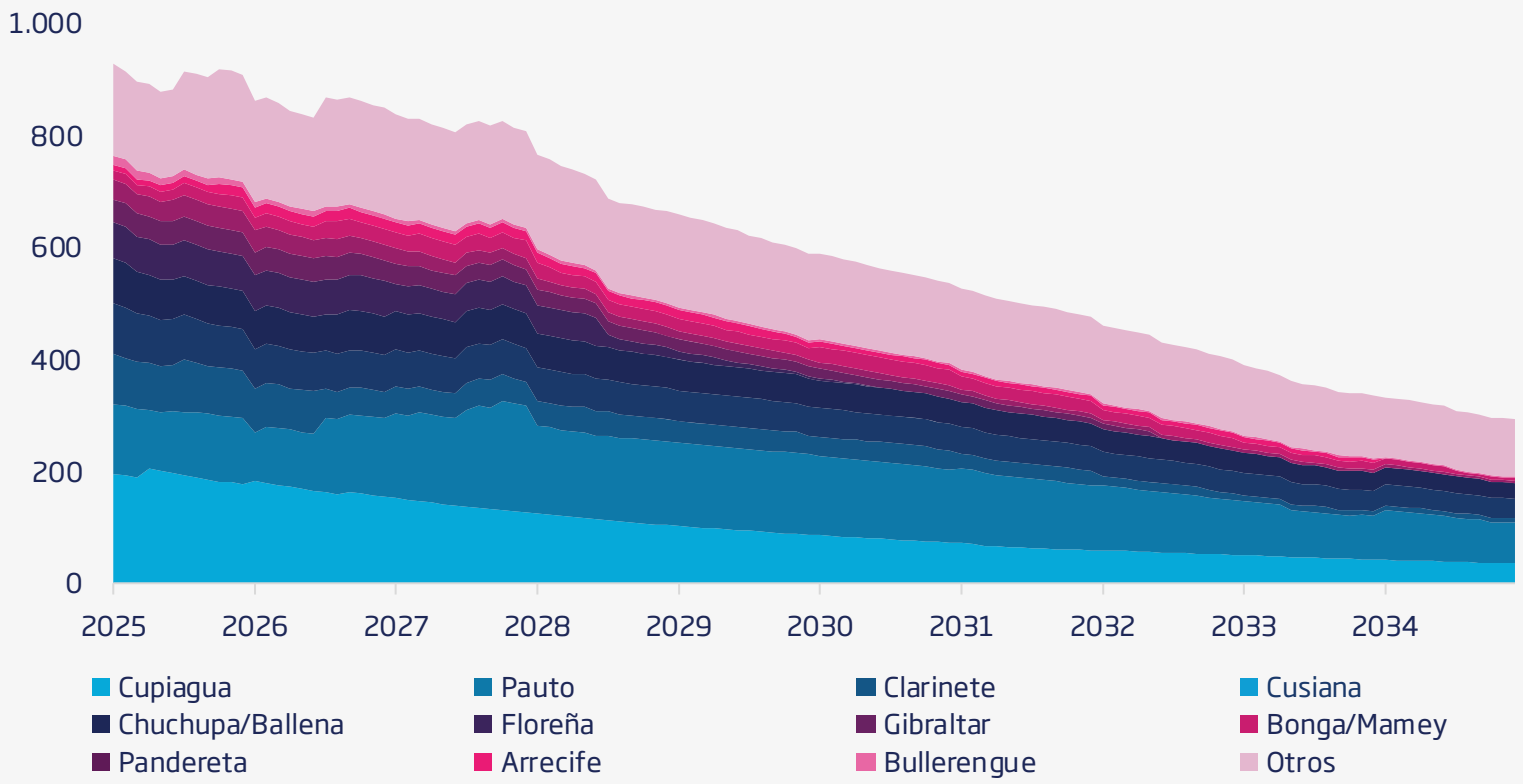
Figura 5.34
Potencial de producción (PP), por departamento, en 2025



Fuente: Resolución 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

De los once campos con mayor potencial de producción declarado para el año calendario 2025, seis tendrían un potencial de producción menor al 50% en 2030, cuatro de los cuales tendrían uno menor al 30% (Figura 5.35).

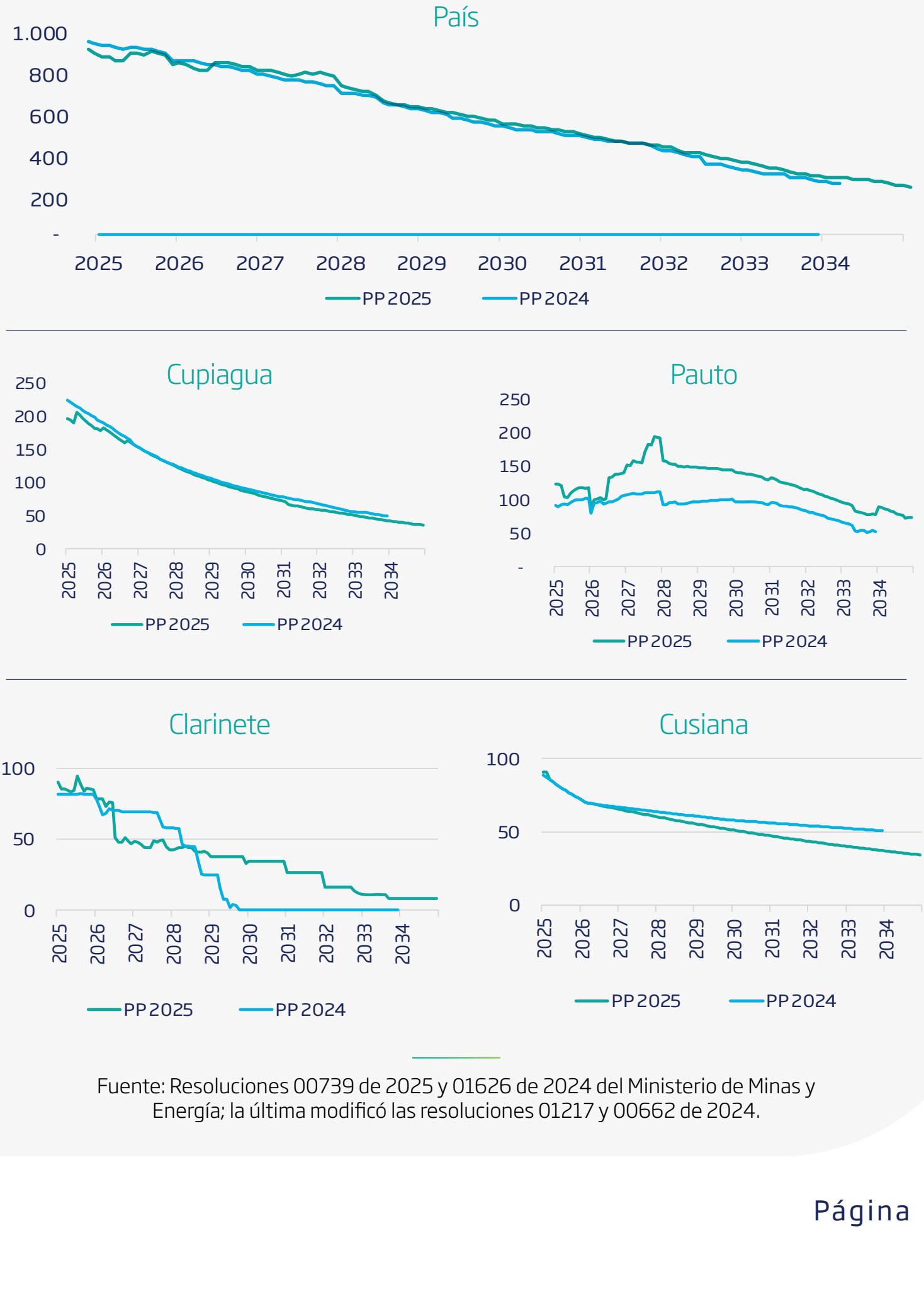
Figura 5.35
Potencial de producción (PP), por campo, declarado en 2025 (GBTUD)



Fuente: Resolución 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

El potencial de producción declarado en 2025 para el año calendario 2025 es 3,6% inferior al declarado hace un año para 2025. En contraste, el declarado para cada año calendario entre 2027 y 2033 tiene incrementos entre 1,6% y 7,0% (Figura 5.36). En general, esta tendencia también se observa en los principales campos del país, salvo en el caso de Pauto.

Figura 5.36
Potencial de producción (PP) declarado en 2024 y 2025 (GBTUD)



Fuente: Resoluciones 00739 de 2025 y 01626 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía; la última modificó las resoluciones 01217 y 00662 de 2024.

La (Tabla 5.14) resume las declaraciones de producción, para el año calendario 2025, de once de los campos con mayor potencial de producción. En promedio, el 9,4% del potencial de estos campos está disponible para la venta en el mercado primario.

El 35,5% de la producción total disponible para la venta está en otros campos, los cuales tienen un potencial de producción inferior. Por regiones, el 43,4% de estas cantidades disponibles está en el interior del país y el 56,6% en la costa Caribe.

Tabla 5.14

Potencial de producción (PP) y producción total disponible para la venta (PTDV), por región y por campo, en 2025 (GBTUD)

Región	Campos	PP	PTDV	%PTDV/ PP
Interior	Cupiagua	191,2	6,0	3,2%
	Pauto	115,6	3,0	2,6%
	Cusiana	81,0	-	0,0%
	Floreña	63,5	5,0	7,8%
	Gibraltar	41,4	7,9	19,2%
	Otros	59,5	26,5	44,6%
	Total	**552,2**	**48,4**	**8,8%**
Costa Caribe	Clarinete	86,2	25,5	29,6%
	Chuchupa/ Ballena	71,8	2,1	2,9%
	Bonga/ Mamey	37,1	4,1	11,0%
	Pandereta	19,7	12,2	61,9%
	Arrecife	12,9	3,1	23,8%
	Bullerengue	12,8	-	0,0%
	Otros	112,6	34,5	30,7%
	Total	353,1	81,5	23,1%

Fuente: Resolución 00739 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía.

5.2.4 Transporte de gas por redes

El sistema nacional de transporte tuvo un crecimiento marginal entre 2020 y 2024. Esto evidencia que las nuevas fuentes de suministro y la nueva demanda se han desarrollado alrededor del sistema existente.

Tabla 5.15
Red de transporte de gas natural entre 2020 y 2024 (km)

Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
TGI	4.017	4.033	4.033	4.033	4.033	0,1%	0,0%
Promigas	2.756	2.752	2.753	2.753	2.757	0,0%	0,1%
Progasur	392	392	392	392	392	0,0%	0,0%
Promioriente	335	335	335	335	335	0,0%	0,0%
Transmetano	190	190	190	190	190	0,0%	0,0%
Transoccidente	11	11	11	11	11	0,0%	0,0%
Coinogas	19	19	57	57	57	31,7%	0,0%
Total	**7.719**	**7.732**	**7.771**	**7.771**	**7.775**	**0,2%**	**0,1%**

Fuente: Promigas y empresas del sector.

El 65% de la red de transporte está desplegada en el interior del país, mientras que el 35% restante se ubica en la región Caribe (Tabla 5.16). En la Figura 5.37 se muestra la disposición geográfica del sistema de cada transportador, lo cual también sirve para ilustrar la composición de la red de cada región.

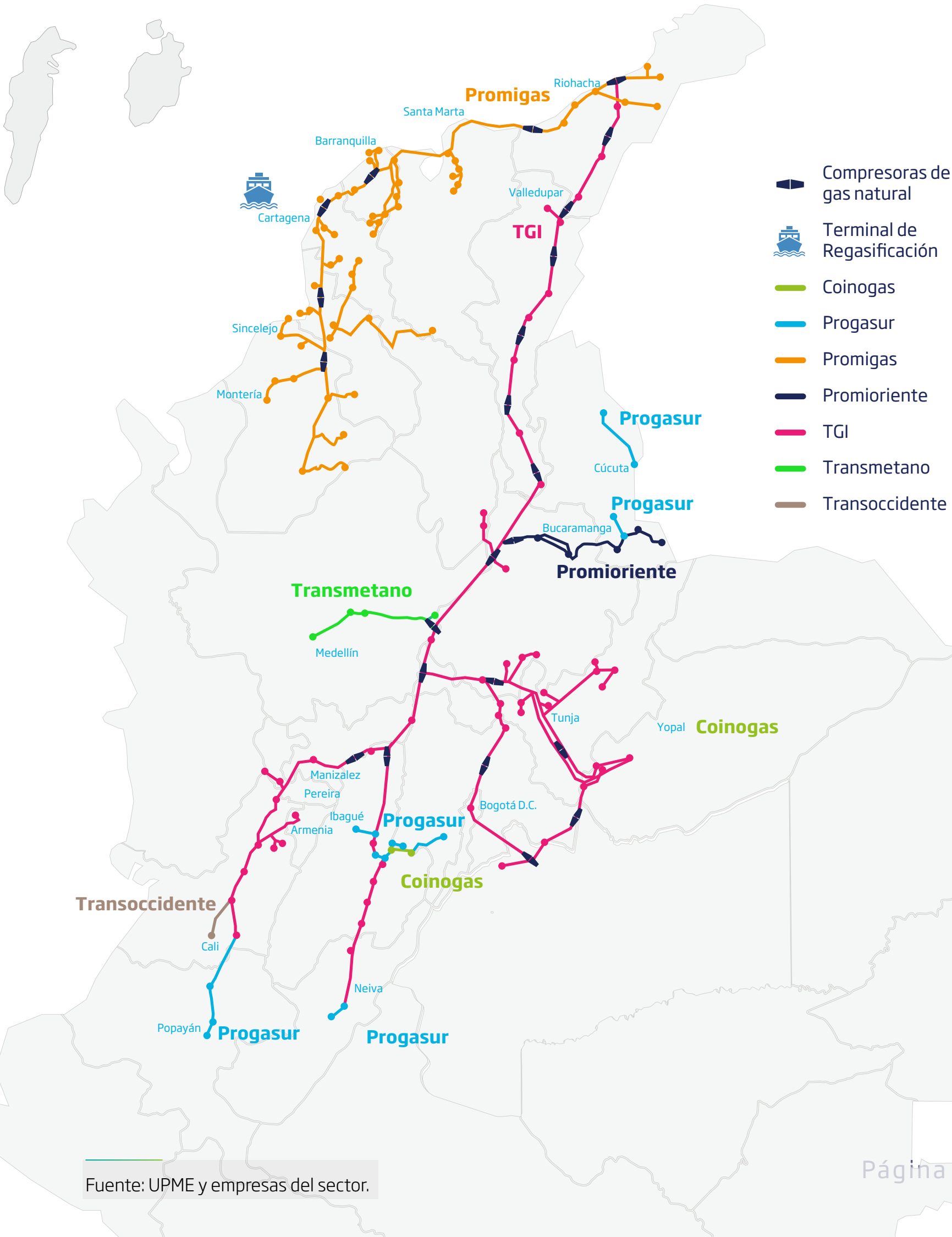
Tabla 5.16
Red de transporte de gas natural, por región, en 2024.

Región	2020	2024
Interior del país (TGI y otros)	4.964	5.018
Región Caribe (Promigas)	2.756	2.757
Total	**7.719**	**7.775**

Fuente: Promigas y empresas del sector.

Figura 5.37

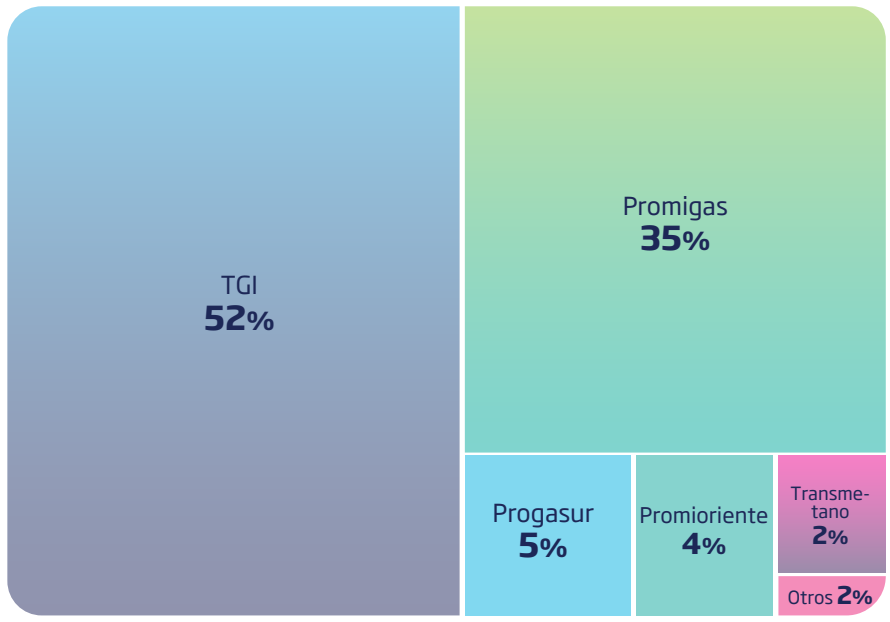
Red de transporte de gas natural, por transportador, en 2024



Fuente: UPME y empresas del sector.

El 87% del sistema nacional de transporte es operado por dos empresas, situación natural por tratarse de una actividad de redes (Figura 5.38).

Figura 5.38
Red de transporte de gas natural, por transportador, en 2024



Fuente: Promigas y empresas del sector.

En 2023 y 2024, el volumen de gas natural transportado tuvo un crecimiento significativo (Tabla 5.17). Esto obedeció, en buena medida, a la baja hidrología y el consecuente incremento en el despacho de las plantas térmicas a gas. Promigas aportó dos tercios del crecimiento del volumen transportado entre 2020 y 2024, en buena medida por los mayores consumos de las plantas térmicas localizadas en la región Caribe. Aunque TGI sigue siendo el principal transportador en términos absolutos, su volumen creció apenas al 1% anual; pese a las condiciones hidrológicas de los últimos años, las circunstancias del abastecimiento de gas natural del interior del país no permiten un incremento en el consumo de este energético en esta zona.

Tabla 5.17
Volumen transportado de gas natural, por transportador, entre 2020 y 2024 (Mpcd)

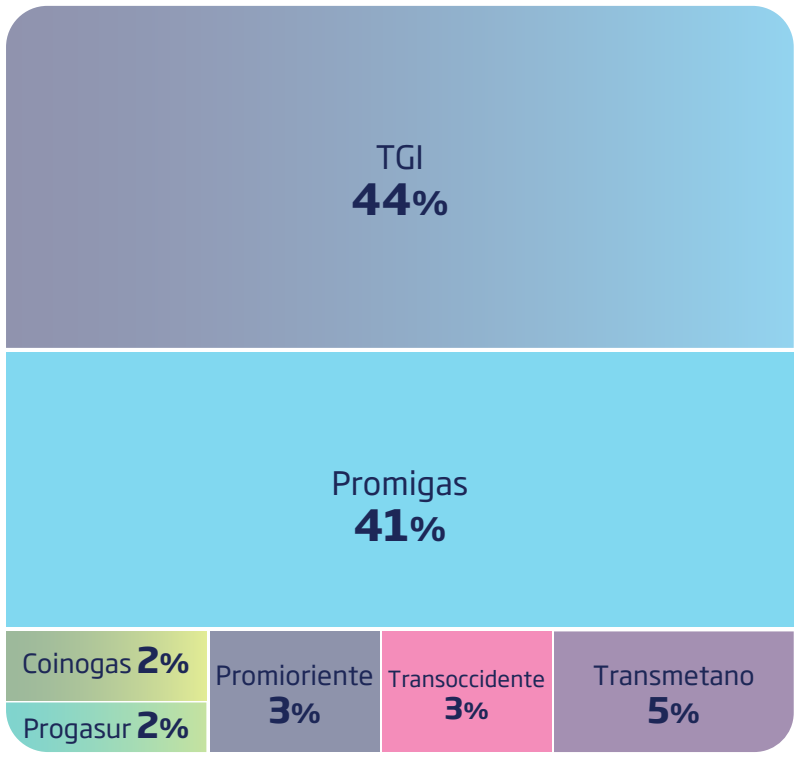
Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
TGI	464	480	496	484	488	1%	1%
Promigas	347	328	331	396	456	7%	15%
Transmetano	47	51	54	52	52	3%	0%
Transoccidente	36	37	41	39	37	1%	-5%
Promioriente	30	22	36	33	37	6%	12%
Progasur	18	18	19	18	18	0%	0%
Coinogas	9	13	16	22	25	30%	15%
Total	**949**	**949**	**993**	**1.044**	**1.113**	**4%**	**7%**

Fuente: Promigas y empresas del sector.



Aunque TGI cuenta con el 52% de la red, transporta el 44% del gas, mientras que Promigas y sus filiales movilizan el 52% del volumen con el 42% de la infraestructura, lo que evidencia un uso más intensivo de su red (Figura 5.39).

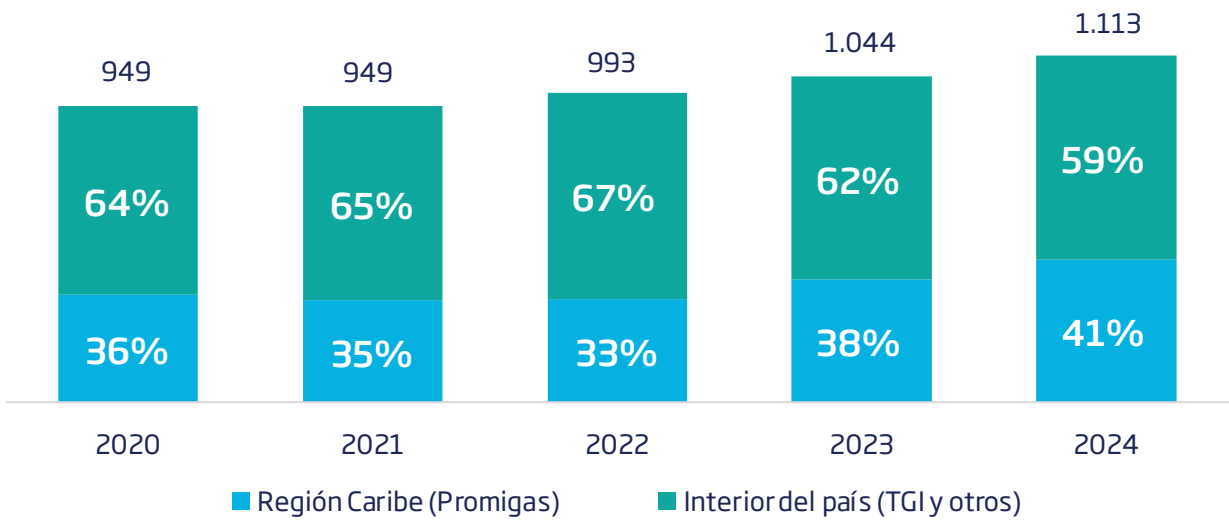
Figura 5.39
Volumen transportado de gas natural, por transportador, en 2024



Fuente: Promigas y empresas del sector.

La región Caribe ha ganado participación de forma sostenida y acelerada en el volumen transportado de gas, con un incremento de ocho puntos porcentuales entre 2022 y 2024 que explica prácticamente todo el crecimiento del sistema en ese período. Este cambio sugiere un mayor dinamismo de la demanda en la costa Caribe frente al interior del país, debido principalmente a los patrones de consumo del parque térmico (Figura 5.40)

Figura 5.40
Volumen transportado de gas natural, por región, entre 2020 y 2024



Fuente: Promigas y empresas del sector.

5.2.5 Distribución y comercialización

Consumo: crecimiento en 2023 y 2024 impulsado por el sector termoeléctrico

El consumo del sector termoeléctrico se incrementó cerca del 67% entre 2022 y 2024, debido en buena medida a las bajas hidrologías registradas en 2023 y 2024 que obligaron a un mayor despacho térmico (Tabla 5.18). Por otro lado, aunque el sector industrial y comercial sigue siendo el de mayor consumo de gas natural en Colombia, tuvo una caída de 4,6% en el mismo período.

Tabla 5.18
Consumo de gas natural, por sector, entre 2020 y 2024 (GBTUD y Mpcd)

Sector	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2023 - 2024	Variación 2023 - 2024
Industrial y comercial	296	314	338	333	323	2%	(3%)
Termoeléctrico	229	191	193	232	322	9%	39%
Residencial	168	174	177	174	176	1%	1%
Petrolero y otros	142	134	143	153	146	1%	(5%)
GNV	50	55	55	53	60	5%	13%
Petroquímico	17	22	24	23	15	(3%)	(35%)
Total	**903**	**891**	**931**	**968**	**1.041**	**4%**	**8%**
Mpcd	**834**	**823**	**860**	**894**	**961**		

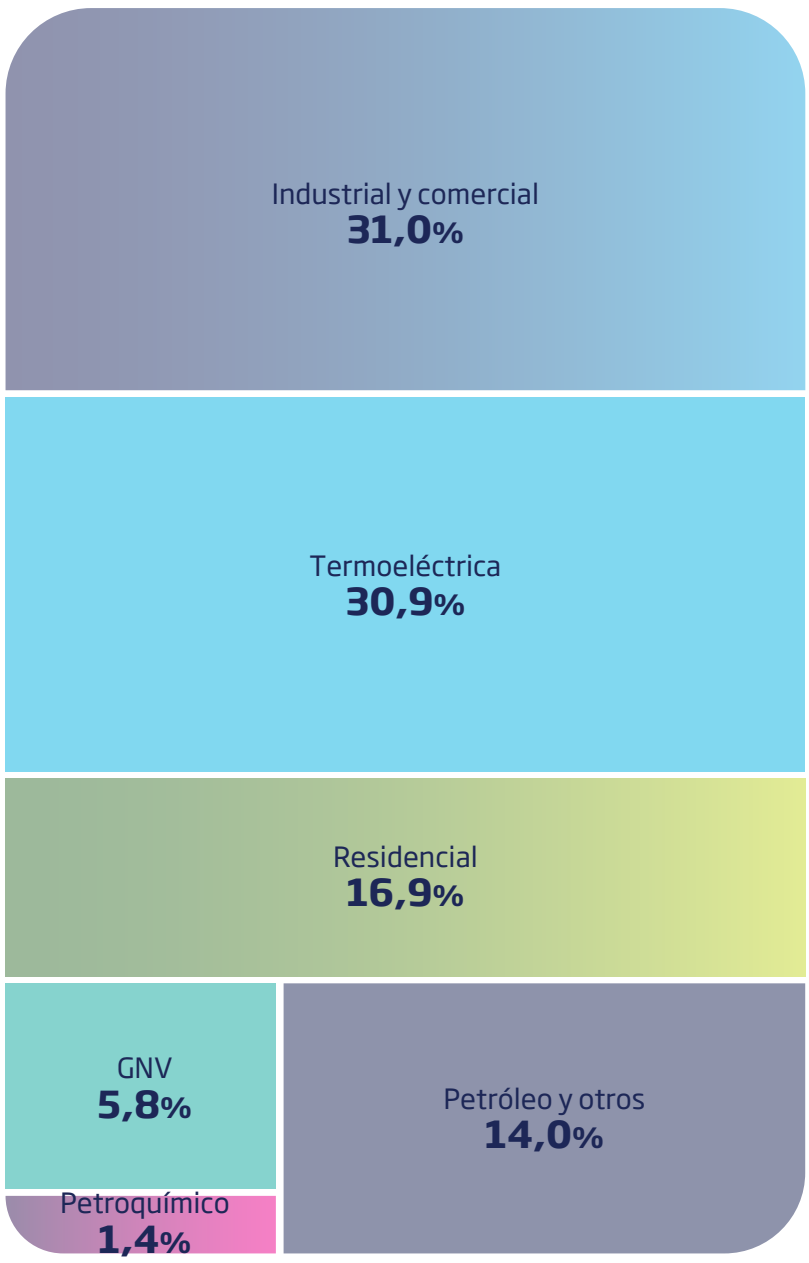
Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia



En 2024, el consumo del sector termoeléctrico estuvo a la par del consumo del sector industrial y comercial (Figura 5.41), en contraste con lo ocurrido entre 2020 y 2023, periodo en el que las cifras de este último sector fueron significativamente más altas. Durante 2024, el consumo de gas natural vehicular aumentó 13% hasta alcanzar una participación de mercado del 5,8%.

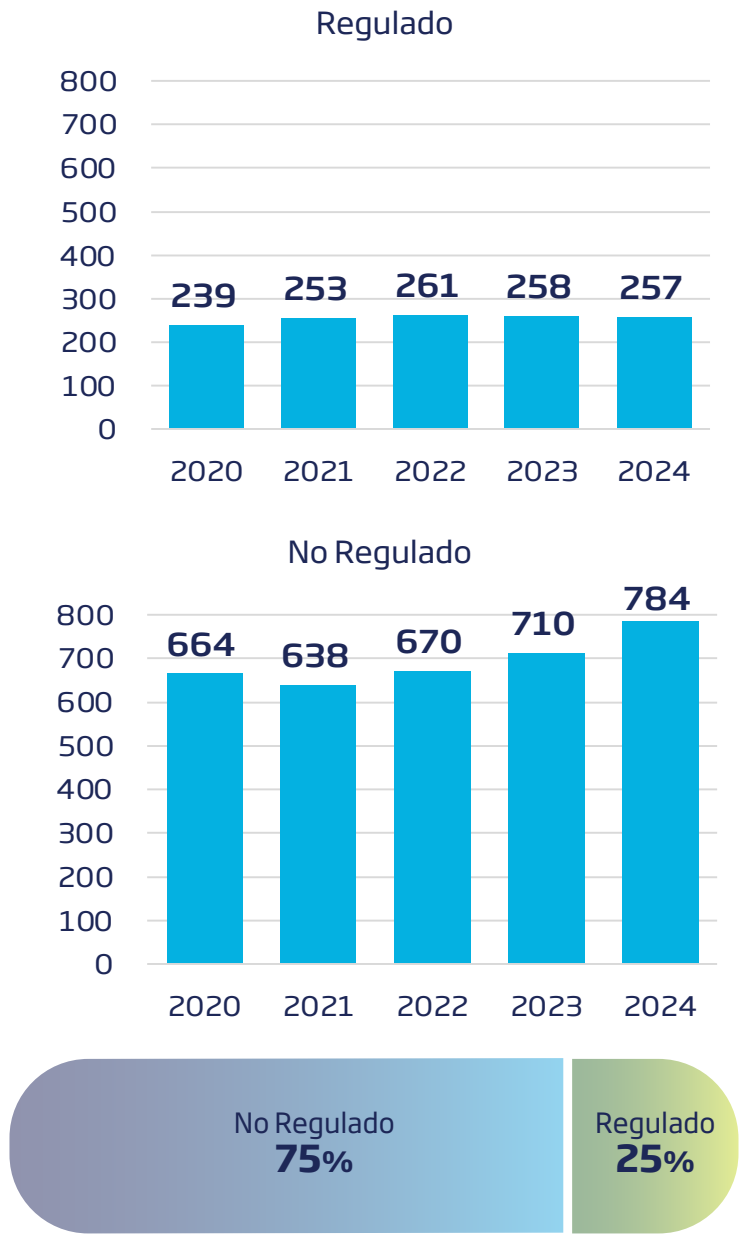
Entre 2020 y 2024, el consumo de los usuarios no regulados se incrementó 18,1%, aumento que obedeció en gran medida al comportamiento de la demanda termoeléctrica durante los últimos dos años (Figura 5.42). En efecto, el 95% del incremento mencionado se registró en los últimos dos años, cuando el consumo termoeléctrico se elevó en 128,6 Giga BTU por día (GBTUD).

Figura 5.41
Consumo de gas natural, por sector, en 2024



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia

Figura 5.42
Consumo de gas natural, por tipo de usuario, entre 2020 y 2024 (GBTUD)



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia

El consumo de los usuarios regulados tuvo una variación cercana a 2% durante el quinquenio pasado (Tabla 5.19). Entre 2023 y 2024, los cambios en el consumo de los usuarios regulados fueron marginales en cada región del país, así como en el agregado nacional.

Tabla 5.19

Consumo de gas natural de los usuarios regulados, por región, entre 2020 y 2024 (GBTUD y Mpcd)

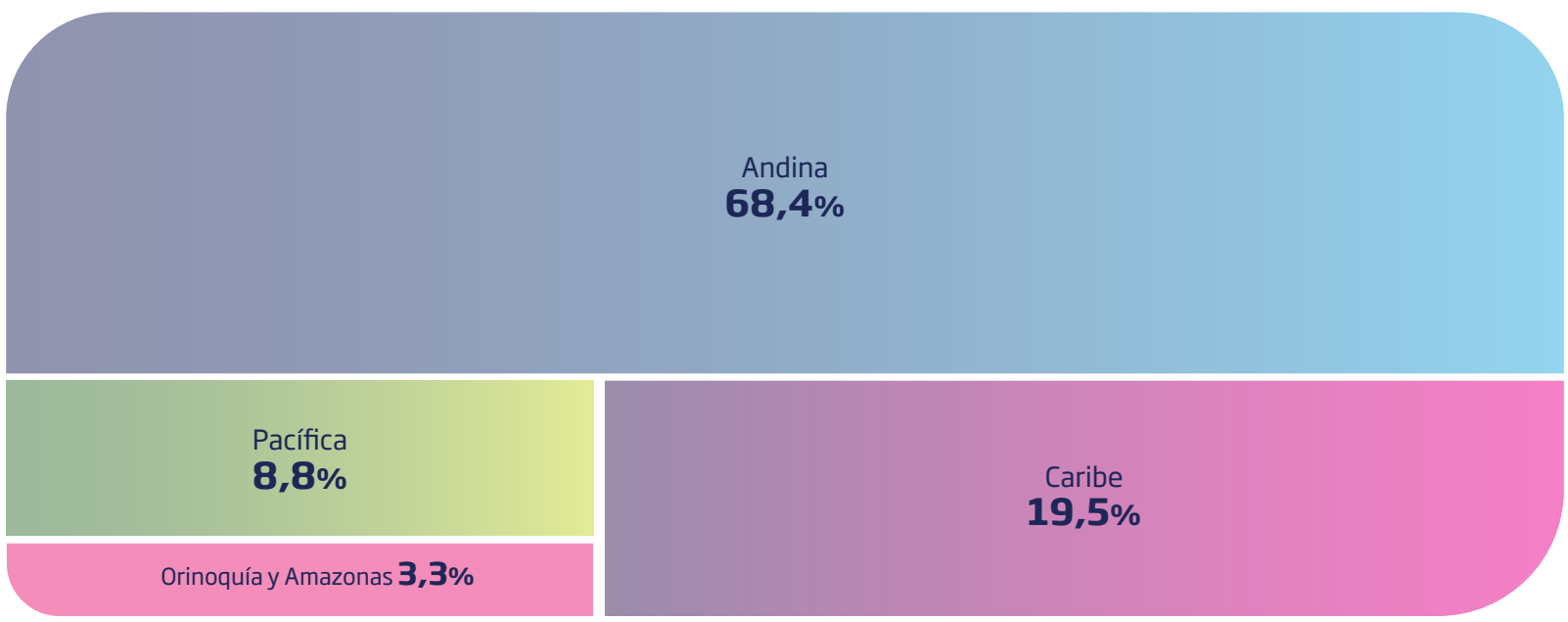
Región	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2023 - 2024	Variación 2023 - 2024
Andina	162	172	177	177	176	2%	(1%)
Caribe	47	51	51	51	50	2%	(2%)
Pacífica	22	23	25	23	23	1%	(2%)
Orinoquía y Amazonía	8	8	8	8	9	2%	(6%)
Total	**239**	**253**	**261**	**258**	**257**	**2%**	**0%**
Mpcd	**221**	**234**	**241**	**238**	**237**		

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia

En 2024, el 88% del consumo de gas natural de los usuarios regulados se concentró en las regiones Andina y Caribe (Figura 5.43). El 12% restante correspondió al Pacífico, la Orinoquía y la Amazonía, lo cual evidencia que el país sigue avanzado en la penetración del servicio público domiciliario de distribución de gas natural.

Figura 5.43

Consumo de gas natural de los usuarios regulados, por región, en 2024



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia

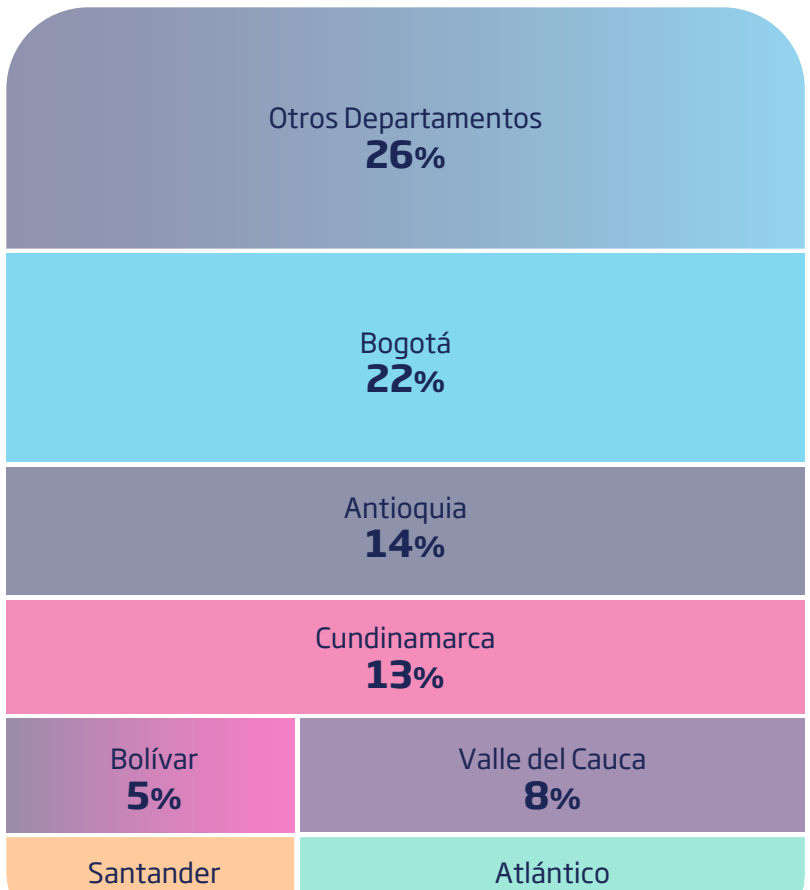
Durante el último año, Bogotá y los departamentos de Antioquia, Cundinamarca, Valle del Cauca y Atlántico representaron aproximadamente dos tercios del consumo de los usuarios regulados (Tabla 5.20 y Figura 5.44).

Tabla 5.20
Consumo de gas natural de los usuarios regulados, por departamento, en 2024 (GBTUD)

Departamento	GBTUD	%
Bogotá	58	22%
Antioquia	36	14%
Cundinamarca	33	13%
Valle del Cauca	20	8%
Atlántico	19	8%
Bolívar	12	5%
Santander	11	4%
Otros departamentos	67	26%
Total	**257**	**100%**

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia

Figura 5.44
Consumo de gas natural de los usuarios regulados, por departamento, en 2024

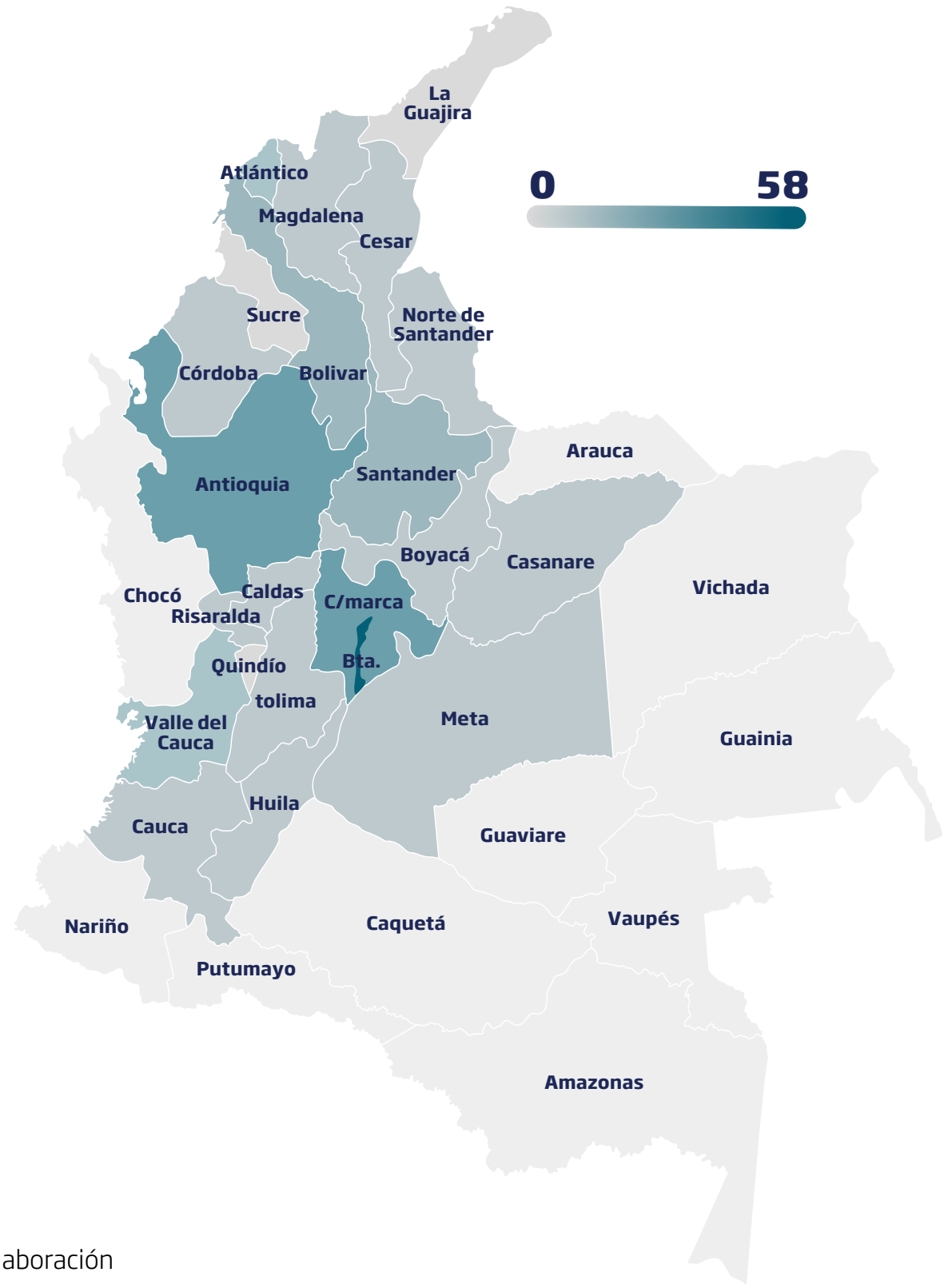


Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia



En la Figura 5.45 se ilustra el consumo de los usuarios regulados de gas natural, por departamento. Entre más oscuro es el color del área de cada departamento, mayor fue el consumo registrado en 2024. En contraste, entre más tenue es el color, menor fue el consumo en 2024.

Figura 5.45
Consumo de gas natural de los usuarios regulados, por departamento, en 2024 (GBTUD)



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural, elaboración propia



Cobertura:

Durante el quinquenio pasado, el servicio público domiciliario de gas natural distribuido por redes se llevó a doce nuevos municipios, de forma que se alcanzó una cobertura de 769 municipios del territorio nacional (Tabla 5.21). En el mismo período, las empresas del sector conectaron a más de 1,6 millones de nuevos domicilios, 98% de los cuales correspondieron a usuarios residenciales. El 82,5% de los nuevos usuarios residenciales son viviendas de estratos 1, 2 y 3, y el 15,5% restante son viviendas de estratos 4, 5 y 6.

Tabla 5.21

Cobertura del servicio público domiciliario de gas natural, entre 2020 y 2024 (Número de municipios y de empresas, miles de usuarios)

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
D.C. y municipios atendidos	757	758	764	769	769	0,4%	0,0%
Departamentos atendidos	27	27	27	27	27	0,0%	0,0%
Empresas distribuidoras	41	42	42	43	44	1,8%	2,3%

Cifras en Miles

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020-2024	Variación 2023-2024
Usuarios potenciales	12.473	12.702	13.166	14.226	14.679	4,2%	3,2%
Residenciales anillados	10.880	11.249	11.536	12.330	12.783	4,1%	3,7%
Usuarios conectados	10.254	10.663	11.053	11.492	11.876	3,7%	3,3%
Residenciales	10.061	10.463	10.843	11.275	11.651	3,7%	3,3%
Estratos 1, 2 y 3	8.587	8.928	9.252	9.618	9.925	3,7%	3,2%
Estratos 4, 5 y 6	1.474	1.535	1.591	1.657	1.726	4,0%	4,2%
Comerciales	187	194	204	211	219	4,0%	3,8%
Industriales	6	6	6	6	5	(4,5%)	(16,7%)

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

La cobertura residencial potencial, estimada como el cociente entre el número de usuarios residenciales anillados y el número potencial de usuarios, tuvo una disminución del 89% al 87% entre 2021 y 2024 (Tabla 5.22). Esto, en tanto el número de usuarios residenciales anillados creció en poco más de 1,5 millones, mientras que los usuarios potenciales aumentaron en cerca de 2 millones.

Por su parte, la cobertura residencial efectiva, calculada como el cociente entre el número de usuarios residenciales conectados y el número potencial de usuarios, tuvo una disminución del 82% al 79% en el mismo período. Esto porque el número de usuarios residenciales conectados creció menos que proporcionalmente que el número de usuarios residenciales anillados (1,2 millones frente a 1,5 millones). Esto muestra que hay espacio para que la política pública y la regulación, sumada a la iniciativa de las empresas del sector, impulsen el crecimiento de la cobertura a la par del crecimiento de la población, y en especial evidencia que hay una oportunidad en el impulso de las conexiones.

Tabla 5.22

Cobertura residencial potencial y efectiva, entre 2020 y 2024

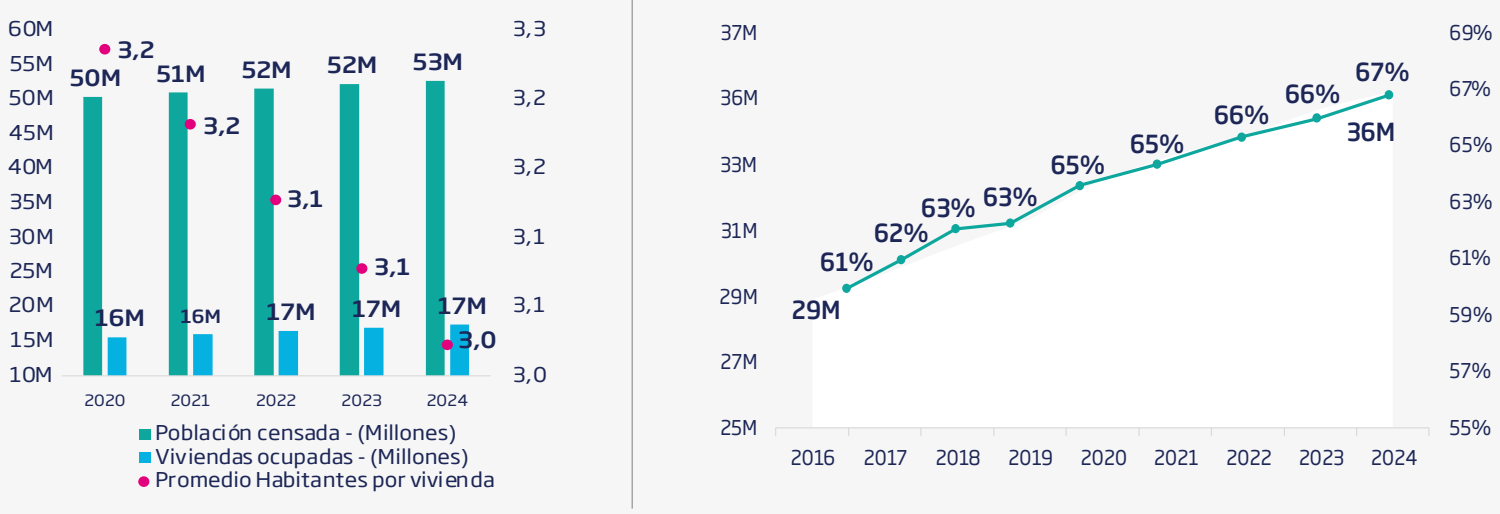
	2020	2021	2022	2023	2024
Potencial	87%	89%	88%	87%	87%
Efectiva	81%	82%	82%	79%	79%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Se estima que alrededor de 36 millones de colombianos cuentan con el servicio público domiciliario de gas natural distribuido por redes (Figura 5.46). Esto, sobre la base de que una vivienda colombiana está habitada, en promedio, por 3,07 personas y que 11,6 millones de domicilios residenciales están conectados al servicio. Haber conseguido que más de dos tercios de la población del país tenga acceso a este servicio es un éxito del trabajo conjunto del Gobierno Nacional y la industria durante varias décadas.

Figura 5.46

Población con gas natural, entre 2020 y 2024 (Millones de habitantes y viviendas)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Entre los usuarios no residenciales, los comerciales siguen siendo mayoría (Figura 5.47). En efecto, el 98% de los usuarios no residenciales corresponden a usuarios comerciales, mientras que el 2% restante corresponde a usuarios industriales. Esta diferencia se acentuó durante el último lustro, gracias a la conexión de aproximadamente 32.000 nuevos usuarios comerciales.

Figura 5.47
Usuarios no residenciales, en 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Durante el quinquenio 2020 – 2024, el número total de usuarios del servicio público domiciliario de gas natural se incrementó 4% (Tabla 5.23). Las regiones con mayor expansión fueron la Orinoquía y la Amazonía, con un aumento del 5%, al punto que su número de usuarios supera el medio millón. Entretanto, la región Pacífica tiene más de 1,5 millones de suscriptores, pese a haber tenido el menor aumento durante este período, con un 3%.

Tabla 5.23
Número de usuarios de gas natural, por región, entre 2020 y 2024 (Miles de usuarios)

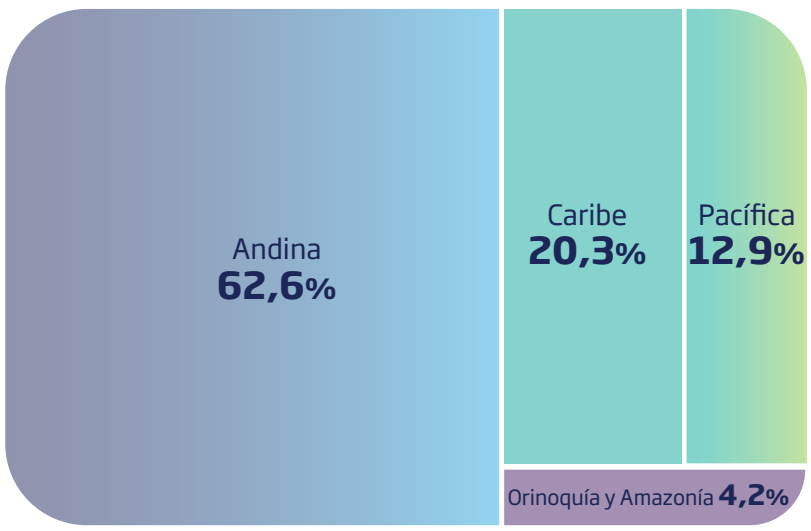
Región	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2023 - 2024	Variación 2023 - 2024
Andina	6.416	6.682	6.915	7.187	7.433	4%	3%
Caribe	2.079	2.159	2.246	2.338	2.407	4%	3%
Pacífica	1.338	1.381	1.434	1.487	1.533	3%	3%
Orinoquía y Amazonía	420	440	458	481	503	5%	5%
Total	**10.254**	**10.663**	**11.053**	**11.492**	**11.876**	**4%**	**3%**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia



La región Andina, con más de 7,4 millones de usuarios al término de 2024, reúne al 62,6% de los usuarios de todo el país (Figura 5.48). Por su parte, en la región Caribe se localiza el 20,3% de los usuarios del servicio, con más de 2,4 millones al final de 2024.

Figura 5.48
Número de usuarios de gas natural, por región, en 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

La Figura 5.49 muestra la variación en el número total de usuarios de cada región del país, entre 2020 y 2024. También muestra la variación en la participación porcentual de cada departamento en el número total de usuarios de cada región.

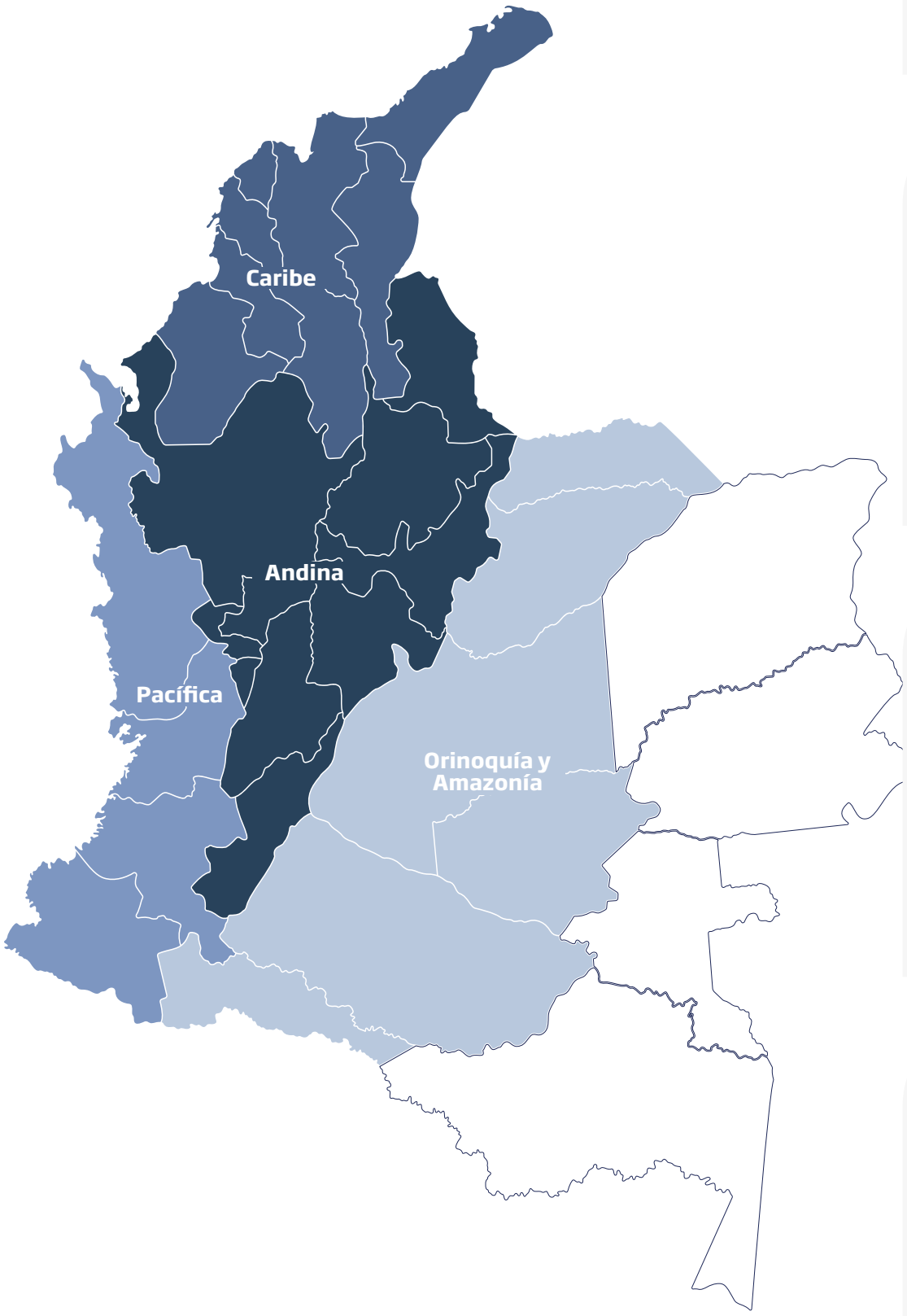
En la región Andina, Antioquia tuvo el mayor incremento en el número de usuarios, que superó los 242.000; por su parte, el departamento que más aumentó su participación fue Cundinamarca, al pasar del 11,5% al 12,5%. En la región Caribe, el mayor crecimiento se dio en el departamento de Atlántico, con un aumento de más de 112.000 usuarios y una mayor participación de 0,4 puntos porcentuales.

En la región Pacífica, el mayor aumento en número de usuarios tuvo lugar en Nariño, con cerca de 24.000, mientras que el mayor aumento en la participación se dio en el Cauca, con 0,9 puntos porcentuales. Finalmente, en la Orinoquía y la Amazonía, la mayor expansión sucedió en el Casanare, con un incremento superior a los 22.000 usuarios y cercano a los 0,3 puntos porcentuales.

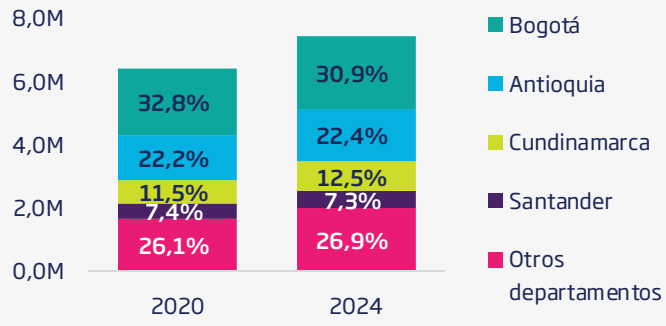


Figura 5.49

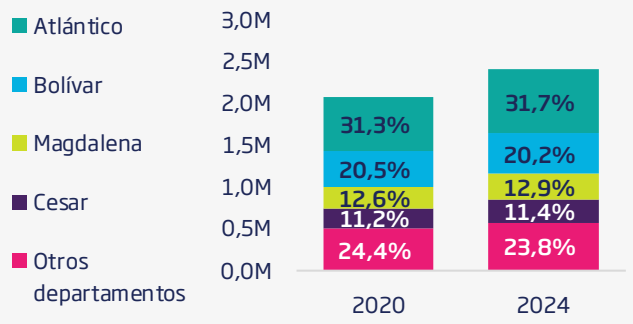
Número de usuarios de gas natural, por región y por departamento, en 2020 y 2024 (Millones de usuarios)



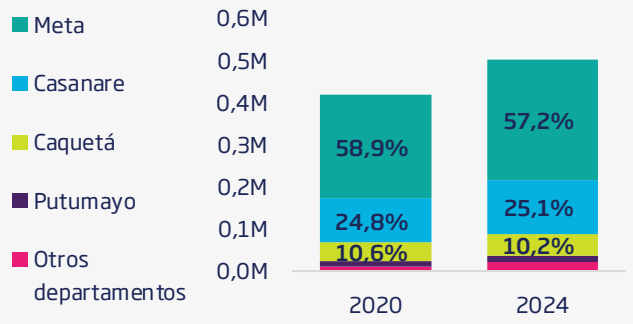
Región Andina



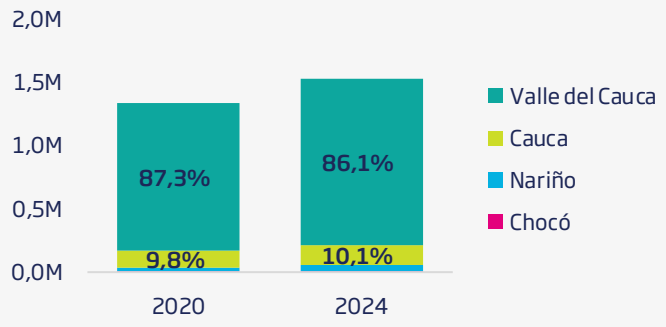
Región Caribe



Región Orinoquía y Amazonía



Región Pacífica



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

La Tabla 5.24 muestra la evolución del número de usuarios, por departamento, entre 2020 y 2024. En número de usuarios, Antioquia tuvo el mayor incremento, con un aumento superior a 242.000, seguida por Bogotá, cuyo número de usuarios se aumentó en más de 186.000. En términos porcentuales, Arauca vivió la mayor expansión, con un incremento superior a 180%, seguida por Nariño, con un aumento cercano al 57%.

Tabla 5.24

Número de usuarios de gas natural, por departamento, entre 2020 y 2024 (Miles de usuarios)

Departamento/ D.C.	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Bogotá	2.107	2.160	2.192	2.247	2.294	2%	2%
Antioquia	1.425	1.487	1.552	1.609	1.668	4%	4%
Valle del Cauca	1.168	1.201	1.241	1.283	1.320	3%	3%
Cundinamarca	736	791	826	882	927	6%	5%
Atlántico	650	677	712	740	762	4%	3%
Santander	473	491	507	528	543	3%	3%
Bolívar	427	441	457	479	487	3%	2%
Tolima	320	333	347	362	374	4%	3%
Risaralda	268	281	294	305	318	4%	4%
Magdalena	263	276	287	296	311	4%	5%
Norte de Santander	236	253	273	287	304	6%	6%
Meta	247	256	265	274	288	4%	5%
Boyacá	226	240	250	268	284	6%	6%
Huila	248	256	267	276	284	3%	3%
Cesar	232	241	249	260	274	4%	5%
Córdoba	232	240	247	257	259	3%	1%
Caldas	213	222	231	239	249	4%	4%
Quindío	163	169	176	183	189	4%	3%
Sucre	153	156	161	168	172	3%	2%
Cauca	132	137	144	150	155	4%	4%
La Guajira	122	127	132	137	142	4%	4%
Casanare	104	111	117	121	126	5%	5%
Nariño	34	39	45	50	53	12%	8%
Caquetá	44	46	47	49	51	4%	5%
Putumayo	14	15	16	16	16	5%	2%
Arauca	5	7	7	15	15	29%	0%
Guaviare	5	6	6	6	7	6%	4%
Chocó	4	4	4	4	4	0%	0%
Total	**10.254**	**10.663**	**11.053**	**11.492**	**11.876**	**4%**	**3%**

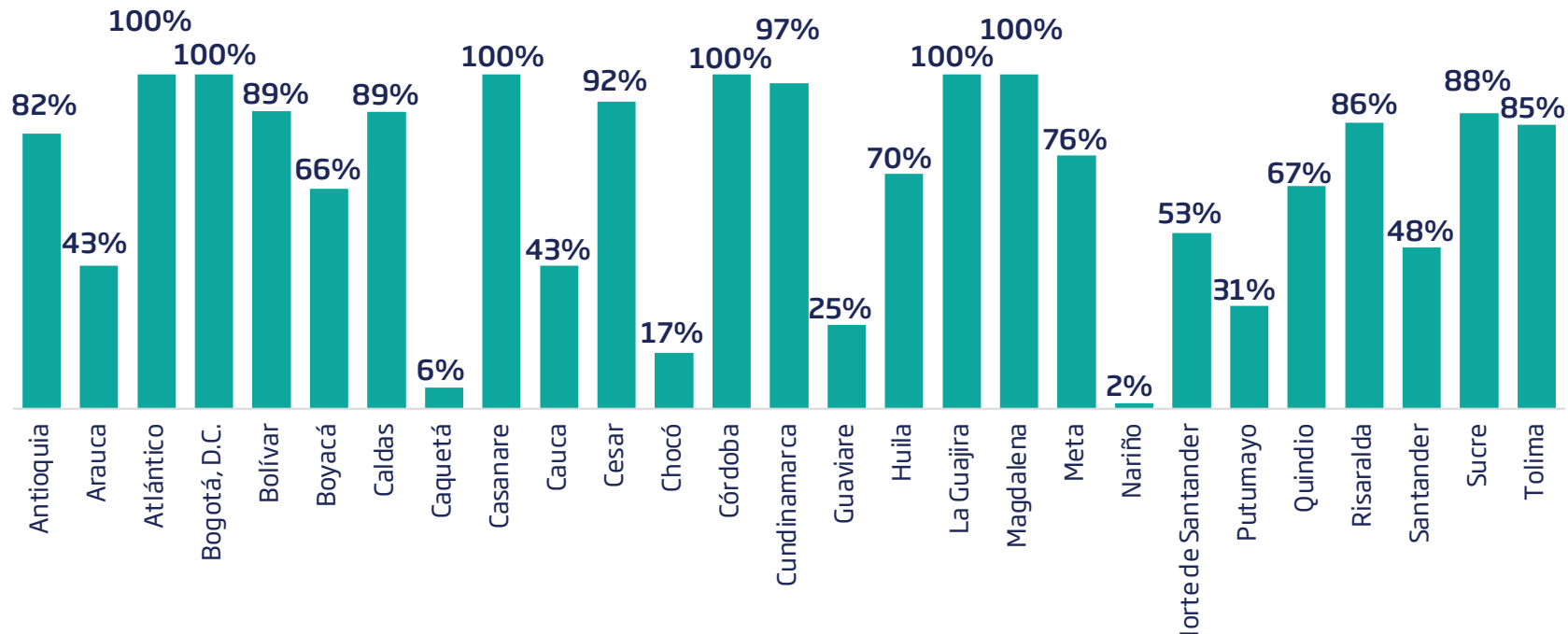
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

En los departamentos de Atlántico, Casanare, Córdoba, La Guajira y Magdalena, el 100% de los municipios tiene el servicio de gas natural distribuido por redes (Figura 5.50). Los siguen Cundinamarca y Cesar, con prestación en el 97% y 92% de sus municipios.

En Cundinamarca, 113 municipios tienen acceso al servicio, por lo que solo quedan pendientes tres para alcanzar una cobertura del 100%. En el Cesar, 23 municipios tienen el servicio y dos aún no.

Figura 5.50

Municipios con servicio de gas natural, por departamento, en 2024

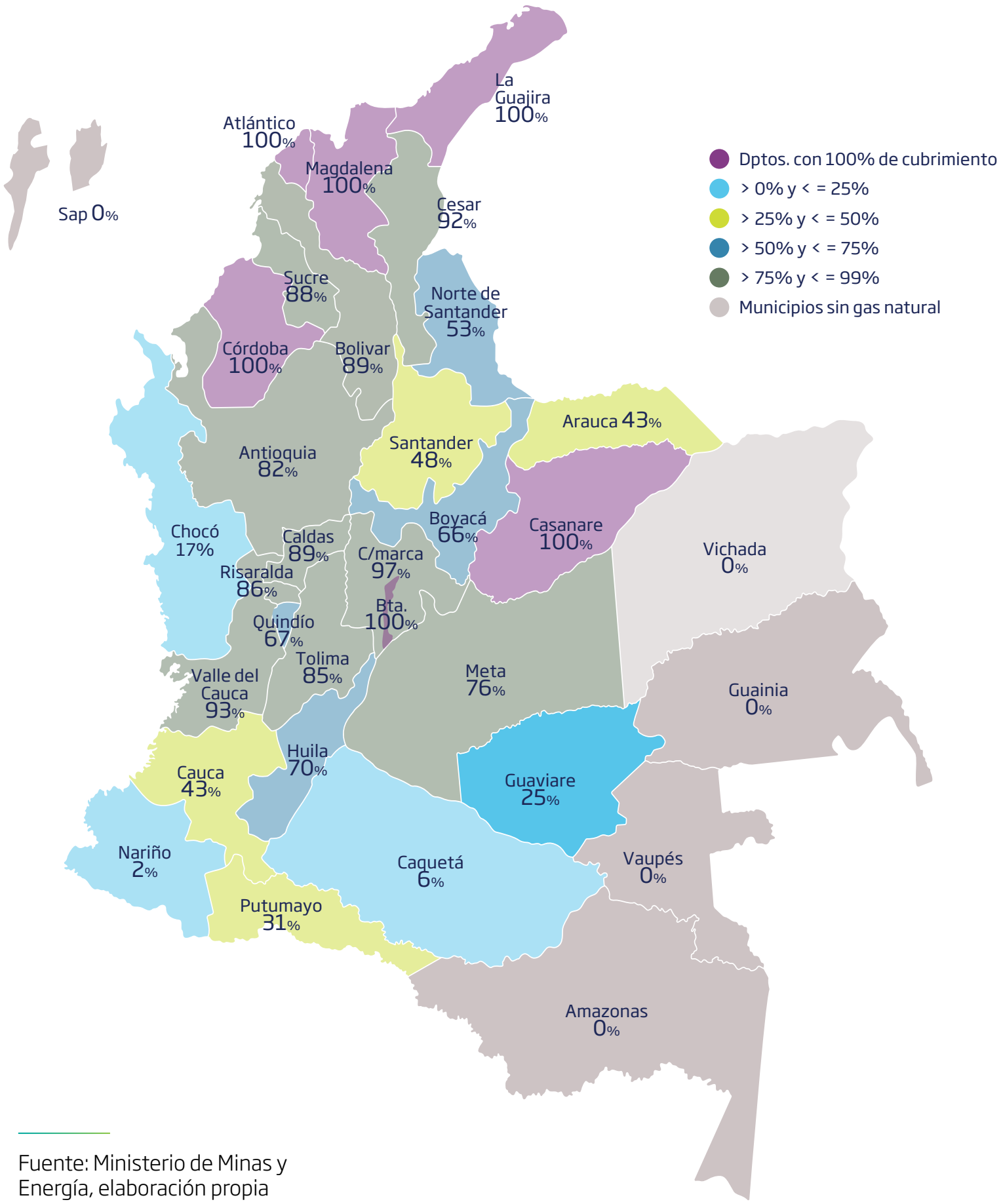


Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia



La Figura 5.51 representa el porcentaje de municipios de cada departamento con acceso al servicio de gas natural.

Figura 5.51
Municipios con servicio de gas natural, por departamento, en 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Vanti es la distribuidora con mayor número de suscriptores, el cual se acercó a 2,6 millones al cierre de 2024, tras un aumento de más de 221.000 entre 2020 y 2024 (Tabla 5.25). La sigue EPM, con más de 1,5 millones de suscriptores, número que se amplió en más de 209.000 durante el mismo período. Gases de Occidente está en tercer lugar, con cerca de 1,4 millones de usuarios, número que se incrementó en aproximadamente 161.000 durante el quinquenio pasado.

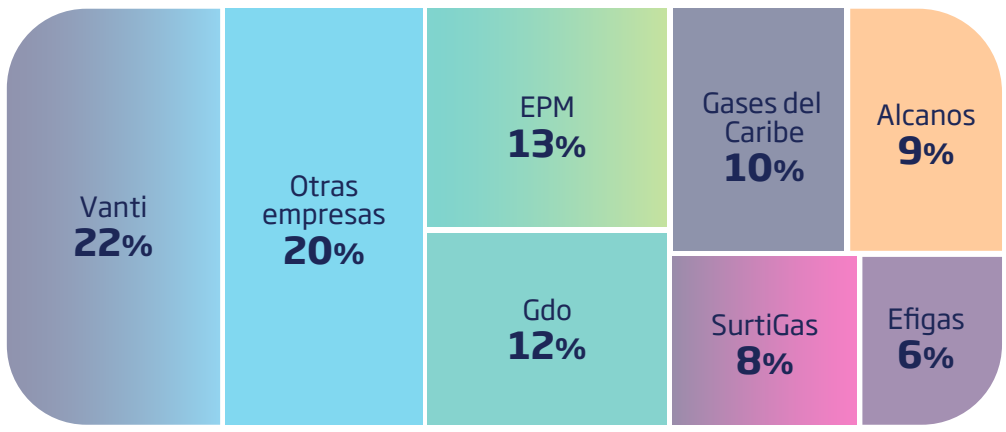
Tabla 5.25
Número de usuarios de gas natural, por empresa, entre 2020 y 2024 (Miles de usuarios)

Empresa	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Vanti	2.356	2.420	2.459	2.523	2.577	2%	2%
EPM	1.327	1.381	1.438	1.487	1.536	4%	3%
GdO	1.213	1.248	1.291	1.336	1.374	3%	3%
Gases del Caribe	1.058	1.103	1.154	1.197	1.242	4%	4%
Alcanos	914	958	1.007	1.050	1.095	5%	4%
Surtigas	825	850	879	918	932	3%	2%
Efigas	611	638	665	690	716	4%	4%
Otras Empresas	1.950	2.064	2.160	2.292	2.404	5%	5%
Total	**10.254**	**10.663**	**11.053**	**11.492**	**11.876**	**4%**	**3%**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Al cierre de 2024, las dos distribuidoras más grandes (Vanti y EPM) sumaron más de un tercio de los usuarios del país, mientras que las cinco más grandes (Vanti, EPM, Gases de Occidente, Gases del Caribe y Alcanos) atendían cerca de dos tercios (Figura 5.52). Al agregar los usuarios de Surtigas y Efigas se alcanza el 80% de los usuarios.

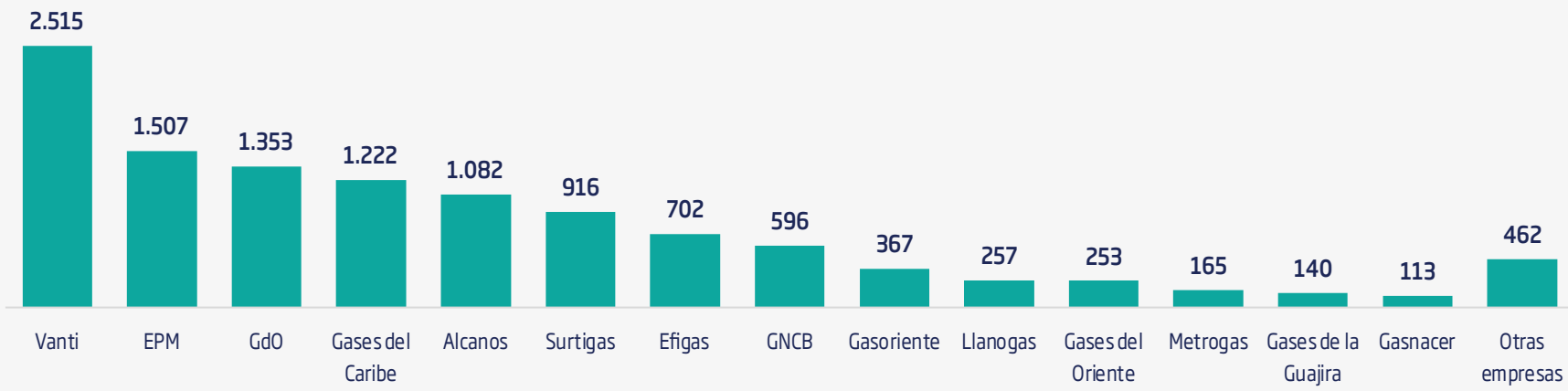
Figura 5.52
Usuarios de gas natural, por empresa, en 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Vanti es la única distribuidora con más de 2,5 millones de usuarios residenciales al final de 2024 (Figura 5.53). A esta le siguen EPM, Gases de Occidente, Gases del Caribe y Alcanos, cada una con entre 1 y 1,6 millones de usuarios residenciales. Luego Surtigas, Efigas y Gas Natural Cundiboyacense (GNCB), cada una con entre 0,5 y 1 millón de usuarios residenciales.

Figura 5.53
Usuarios residenciales de gas natural, por empresa, en 2024 (Miles de usuarios)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Entre 2020 y 2024, el número de usuarios residenciales de estrato 1 se incrementó en más de 432.000, el de estrato 2 en más de 500.000 y el de estrato 3 en cerca de 405.000 (Tabla 5.26). En el agregado, el número de usuarios residenciales de estratos 4, 5 y 6 aumentó en más de 252.000. Durante el mismo período, el estrato 4 tuvo la mayor tasa de crecimiento anual compuesto, que se acercó a 5% anual.

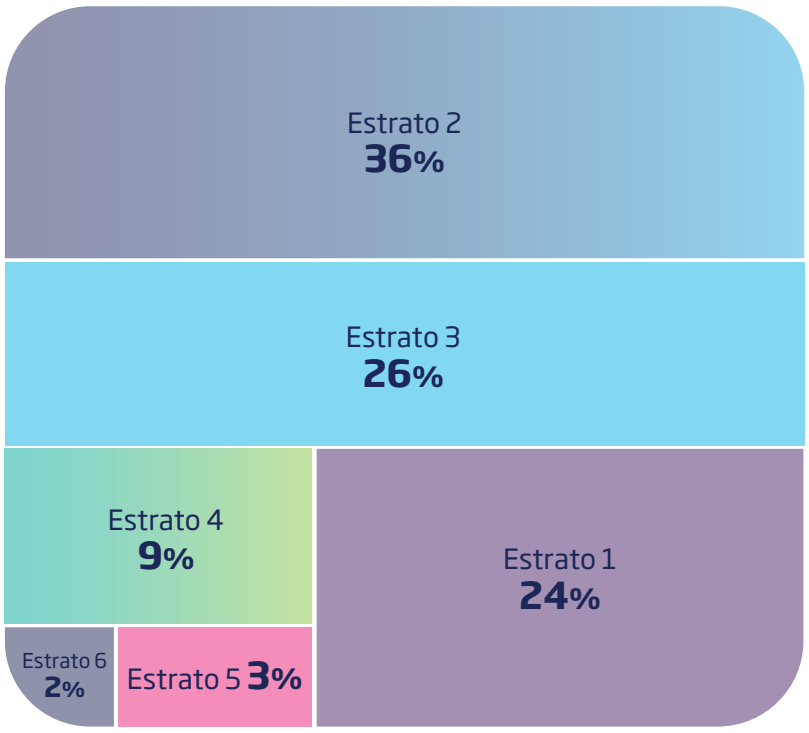
Tabla 5.26
Número de usuarios residenciales de gas natural, por estrato, entre 2020 y 2024 (Miles de usuarios)

Estrato	2020	2021	2022	2023	2024	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Estrato 1	2.327	2.434	2.541	2.654	2.759	4%	4%
Estrato 2	3.672	3.805	3.928	4.061	4.172	3%	3%
Estrato 3	2.589	2.689	2.784	2.904	2.994	4%	3%
Estrato 4	924	969	1.008	1.056	1.105	5%	5%
Estrato 5	347	360	373	386	400	4%	4%
Estrato 6	202	206	210	215	221	2%	3%
Total	**10.061**	**10.463**	**10.843**	**11.275**	**11.651**	**4%**	**3%**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

En 2024, los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 representaron tres quintas partes del número total de usuarios residenciales del país (Figura 5.54). Por su parte, los de estratos 5 y 6 apenas un poco más del 5%.

Figura 5.54
Usuarios residenciales de gas natural, por estrato, en 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Al cierre de 2024, los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3 representaron el 85% del número total de usuarios residenciales del país, mientras que los de estratos 4, 5 y 6 representaron el 15% (Figura 5.55).

Figura 5.55
Usuarios residenciales de gas natural, por estrato, en 2024



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

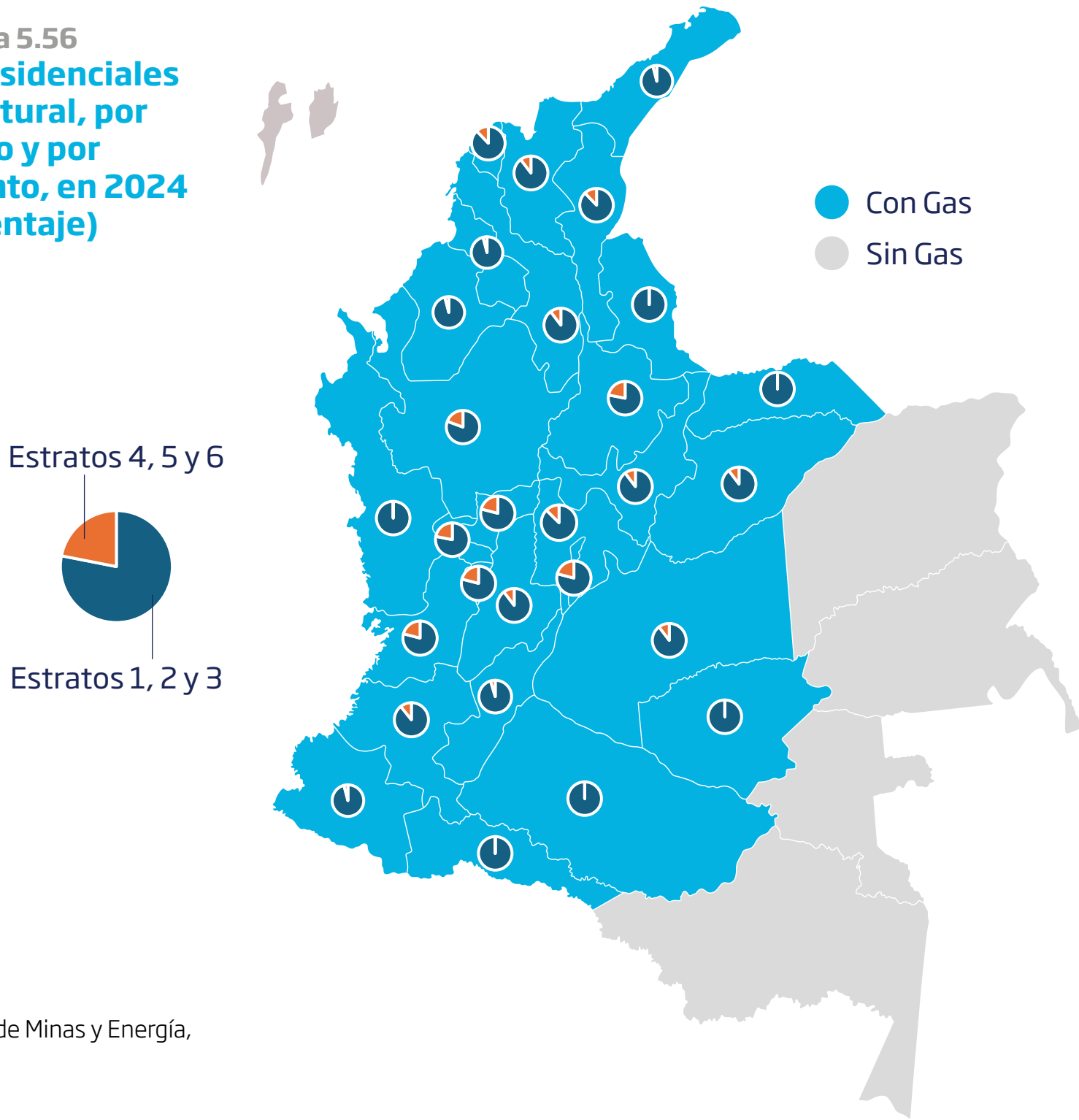


La Figura 5.56 muestra esta misma desagregación para cada uno de los departamentos con acceso al servicio de gas natural distribuido por redes; la porción oscura de la circunferencia representa la participación de los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3, mientras que la porción clara representa la de los usuarios residenciales de estratos 4, 5 y 6.

En los departamentos de Arauca, Chocó, Guaviare y Putumayo, prácticamente el 100% de los usuarios residenciales corresponden a los estratos 1, 2 y 3. En los departamentos de Caquetá, Córdoba, Huila, La Guajira, Nariño y Sucre, más del 95% de los usuarios residenciales son de estratos 1, 2 y 3. Por su parte, en los departamentos de Boyacá, Casanare, Cesar, Meta, Norte de Santander y Tolima, más del 90% de los usuarios residenciales son de estratos 1, 2 y 3.

Figura 5.56

Usuarios residenciales de gas natural, por estrato y por departamento, en 2024 (Porcentaje)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, elaboración propia

Aunque el país ha tenido grandes avances en materia de cobertura del servicio público domiciliario de gas natural distribuido por redes, todavía hay espacio para conseguir una mayor penetración del servicio.

LaTabla 5.27 muestra la desagregación de los municipios que no tienen acceso al servicio, agrupados por departamento. Se estima que en las cabeceras urbanas de dichos municipios hay cerca de 1,5 millones de viviendas sin servicio.

Tabla 5.27

Población de municipios sin servicio de gas natural, en 2024 (Número de municipios, de habitantes y de viviendas)

Departamento	Total municipios	Municipios sin gas	Población sin gas en cabecera	No. de viviendas proyectadas por cabecera*	NBI Promedio en cabecera
Amazonas	11	11	76.589	24.916	36%
Antioquia	125	22	193.688	63.011	29%
Arauca	7	4	143.750	46.765	35%
Archipiélago de San Andrés	2	2	61.280	19.936	15%
Atlántico	23	0	0	0	NA
Bogotá, D.C.	1	0	0	0	NA
Bolívar	46	5	113.547	36.939	52%
Boyacá	123	42	167.025	54.337	22%
Caldas	27	3	31.949	10.394	13%
Caquetá	16	15	233.503	75.964	31%
Casanare	19	0	0	0	NA
Cauca	42	24	535.983	174.368	28%
Cesar	25	2	31.386	10.211	59%
Chocó	30	25	337.357	109.750	62%
Córdoba	30	0	0	0	NA
Cundinamarca	116	3	15.836	5.152	11%
Guainía	9	9	48.114	15.653	60%
Guaviare	4	3	29.952	9.744	36%
Huila	37	11	133.676	43.488	20%
La Guajira	15	0	0	0	NA
Magdalena	30	0	0	0	NA
Meta	29	7	68.886	22.410	37%
Nariño	64	63	1.237.662	402.640	28%
Norte de Santander	40	19	213.776	69.546	33%

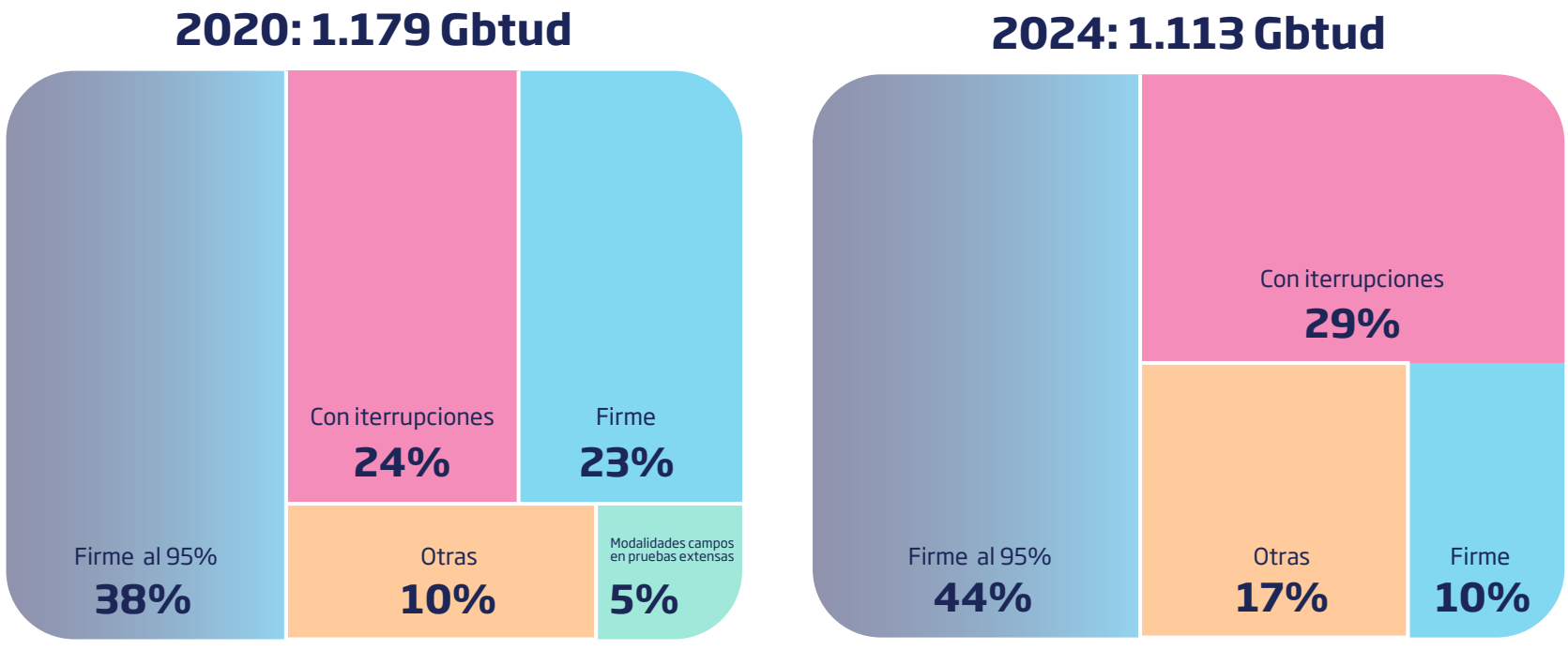
Departamento	Total municipios	Municipios sin gas	Población sin gas en cabecera	No. de viviendas proyectadas por cabecera*	NBI Promedio en cabecera
Putumayo	13	9	187.122	60.875	24%
Quindio	12	4	21.472	6.985	10%
Risaralda	14	2	33.106	10.770	48%
Santander	87	45	286.946	93.350	17%
Sucre	26	3	83.915	27.299	52%
Tolima	47	7	109.759	35.707	28%
Valle del Cauca	42	3	21.151	6.881	14%
Vaupés	6	6	40.797	13.272	69%
Vichada	4	4	107.808	35.072	73%
Total	**1.122**	**353**	**4.566.035**	**1.485.437**	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DANE Censo poblacional 2018. Cálculos propios con el promedio de personas por vivienda, 3,1.

Precios y tarifas: contratación de suministro y transporte

El contrato de suministro firme al 95% (CF95) fue la modalidad contractual más negociada en 2020 y 2024. Esta modalidad, definida por el regulador en 2020 como reemplazo de los contratos firmes, desplazó progresivamente a estos últimos, cuya participación disminuyó a medida que vencieron los acuerdos suscritos con anterioridad. Otro aspecto a destacar es el aumento en las cantidades pactadas en los contratos con interrupciones, que gradualmente se acercaron a un tercio del total.

Figura 5.57
Contratación por modalidad en diciembre de 2020 y de 2024

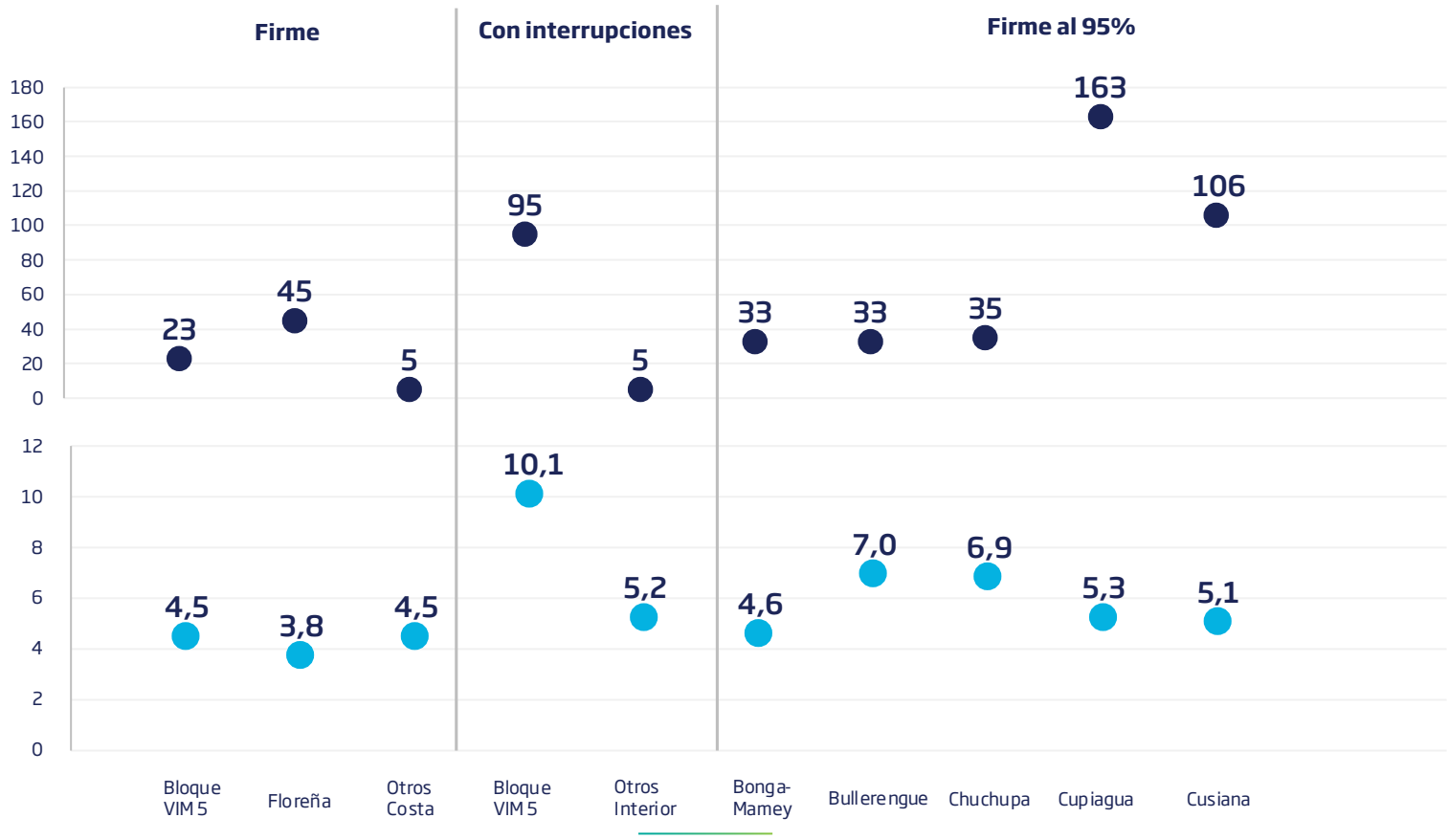


Fuente: Cálculos propios con información del Gestor del Mercado de Gas Natural.

En diciembre de 2024, Cupiagua era la fuente nacional con la mayor cantidad de gas natural contratada mediante la modalidad CF95: 163 GBTUD. Por su parte, Bullerengue era la fuente nacional con el precio promedio ponderado más alto para los contratos vigentes de esa misma modalidad: US$7,0/MBTU. La diferencia en el nivel de precios entre los contratos CF95 y los contratos firmes, estos últimos suscritos antes de 2020, dan cuenta de la evolución del mercado en materia de precios.

Figura 5.58

Contratación vigente por campo y por modalidad, en diciembre de 2024 (GBTUD y US$/MBTU)



Fuente: Cálculos propios con información del Gestor del Mercado de Gas Natural.

Entre 2020 y 2024 se redujo la cantidad de gas natural contratada en el mercado primario, evidencia de la estrechez en dicho mercado como consecuencia de la declinación de los campos nacionales y de la dificultad que ha tenido el país para incorporar nuevas fuentes locales de suministro que compensen la menor producción. En contraste, la cantidad contratada en el mercado secundario se multiplicó por tres durante dicho período.

Esto se reflejó en los precios promedio ponderado del gas negociado en los dos mercados. En 2024, el precio promedio ponderado del mercado primario fue 36,5% mayor que el de 2023; el del mercado secundario fue 42,5% mayor que el de 2023.



Tabla 5.28
Energía negociada en el mercado mayorista, entre 2020 y 2024 (MBTU y US$/MBTU)

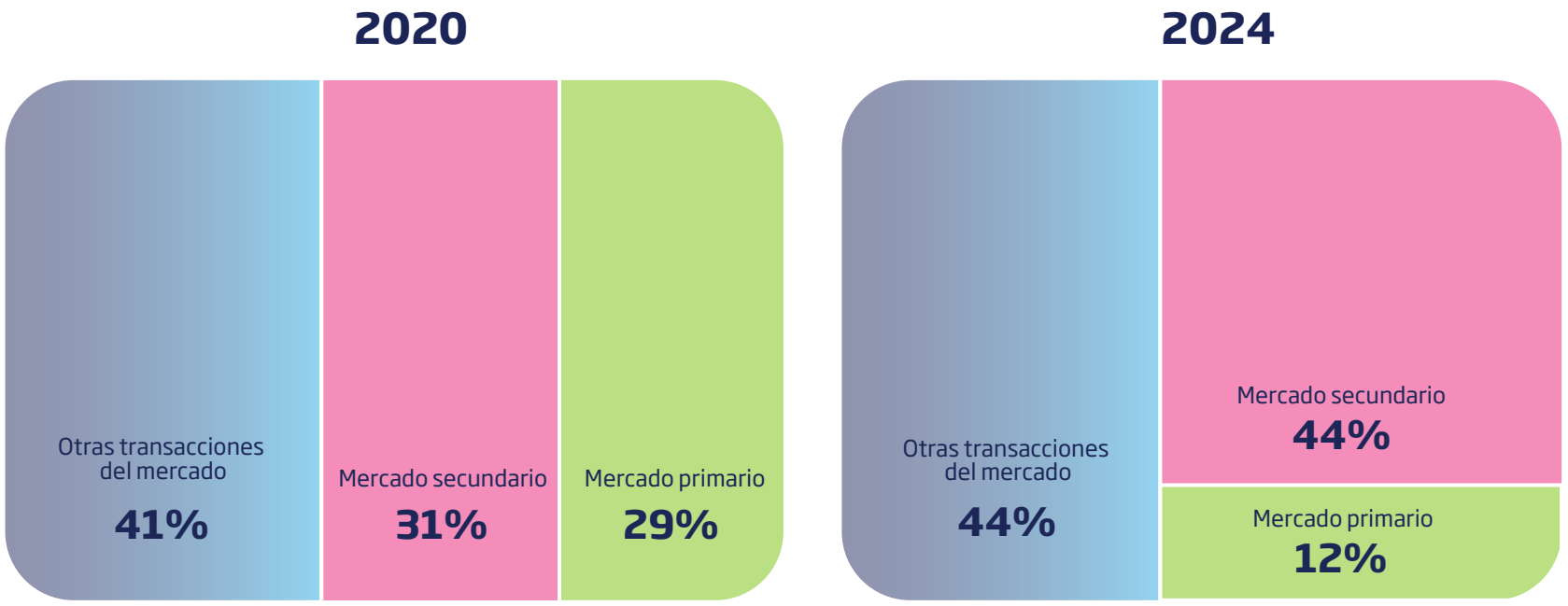
Tipo de mercado	2020 MBTU	Precio promedio ponderado	2021 MBTU	Precio promedio ponderado US$/MBTU	2022 MBTU	Precio promedio ponderado	2023 MBTU	Precio promedio ponderado	2024 MBTU	Precio promedio ponderado
Mercado primario	4.311.959	5,2	5.306.806	5,7	4.311.959	6,1	3.064.631	7,7	3.925.141	10,6
Mercado secundario	4.568.223	5,4	9.286.758	5,7	4.568.223	6,4	9.982.765	8,5	13.978.387	12,1
Otras transacciones del mercado mayorista	6.089.951	5,5	5.748.045	7,3	6.089.951	8,0	17.175.337	10,3	14.204.662	13,9

Fuente: Cálculos propios con información del Gestor del Mercado de Gas Natural.

En 2020, el 29% del gas natural transado en el mercado mayorista se negoció en el mercado primario y el 31% en el mercado secundario.

En 2024, solo el 12% se negoció en el mercado primario, mientras que el 44% en el mercado secundario.

Figura 5.59
Energía negociada en el mercado mayorista, en 2020 y 2024



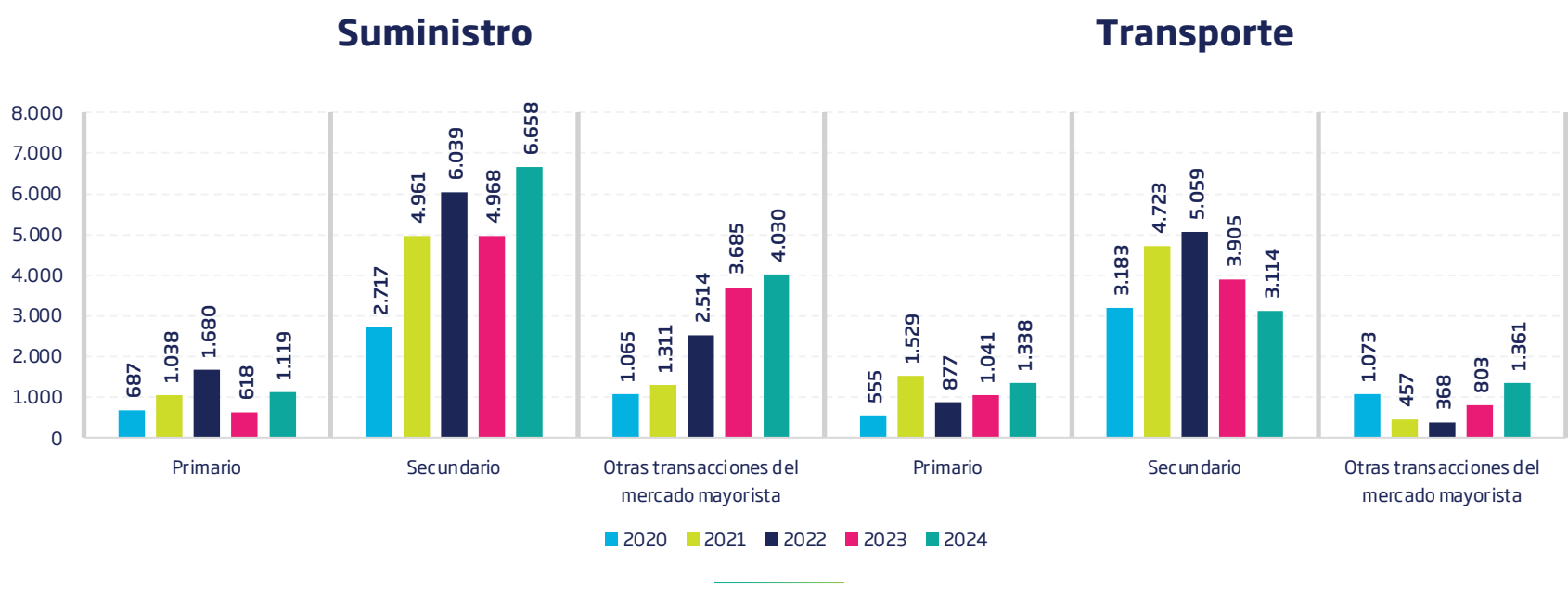
Fuente: Cálculos propios con información del Gestor del Mercado de Gas Natural.

Aunque en el mercado primario de suministro el número de transacciones aumentó un 63% entre 2020 y 2024, al analizar solo el periodo entre 2022 y 2024 se registró una reducción del 33%. En el mercado secundario de suministro, en cambio, las transacciones crecieron 145% en el período 2020-2024.

La dinámica en el mercado de transporte muestra marcadas diferencias en sus variaciones: mientras que en el mercado primario las transacciones se incrementaron un 141% entre 2020 y 2024, en el mercado secundario disminuyeron un 38% entre 2022 y 2024. Estos resultados sugieren que 2022 marcó un punto de inflexión en la evolución de las transacciones del mercado mayorista, tanto de suministro como de transporte.

Figura 5.60

Número anual de transacciones en el mercado mayorista, entre 2020 y 2024



Fuente: Cálculos propios con información del Gestor del Mercado de Gas Natural.

La siguiente tabla recopila información sobre la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) de los tramos de gasoductos que conforman el Sistema Nacional de Transporte, la capacidad contratada y la Capacidad Disponible Primaria (CDP) a diciembre de 2024. La información consignada en la tabla muestra una menor tasa de contratación de los sistemas de transporte del interior, lo cual es indicio de la declinación de la producción de los campos del interior del país y, por lo tanto, de la localización de los mayores retos en materia de abastecimiento de gas natural.

Tabla 5.29

Contratación del Sistema Nacional de Transporte, entre 2020 y 2024 (kpcd y $/kpc)

Región	Tramos	Flujo y contraflujo	Agentes contratados	CMMP (Kpcd)	Capacidad contratada (Kpcd)	CDP (Kpcd)	Pareja de cargos 90-20 (COP/Kpc)
Interior	Aguazul - Yopal	No	0	13.943	0	13.943	$ 4.814,49
	Apiay - Ocoa	No	4	24.175	15.123	9.052	$ 1.922,61
	Apiay - Usme	No	3	18.197	17.357	830	$ 3.000,72
	Armenia - Yumbo/Cali	No	5	148.000	139.176	8.824	$ 2.694,73
	Ballena - Barrancabermeja	Si	13	260.000	223.021	28.979	$ 5.660,16
	Barrancabermeja - Bucaramanga	Si	5	19.726	14.080	5.124	$ 1.855,91
	Barrancabermeja - Sebastopol	Si	9	203.000	137.303	65.697	$ 2.334,27
	Buenos Aires - Ibague	No	1	15.552	5.348	10.204	$ 3.586,53
	Chicoral - Flandes	No	2	12.015	4.873	7.142	$ 6.448,59
	Cogua - Sabana_F	No	2	215.000	195.473	19.527	$ 1.998,31
	Cusiana - Apiay	No	8	70.569	54.837	14.732	$ 2.770,85
	Cusiana - El Porvenir	No	20	470.000	450.801	9.277	$ 337,00
	El Porvenir - La Belleza	No	16	470.000	441.438	18.640	$ 3.852,01
	Flandes - Guando	No	2	10.738	2.921	7.817	$ 2.158,33
	Flandes - Ricaurte	No	1	2.156	1.538	618	$ 4.289,28
	Floreña - Yopal	No	8	16.161	13.336	2.825	$ 2.066,32
	GBS_I - GBS_F	No	10	63.744	8.423	55.321	$ 3.774,47
	Gibraltar - Bucaramanga	No	6	42.000	40.107	1.371	$ 12.293,73
	Gualanday - Neiva	No	2	11.000	8.865	2.135	$ 20.553,81

Región	Tramos	Flujo y contraflujo	Agentes contratados	CMMP (Kpcd)	Capacidad contratada (Kpcd)	CDP (Kpcd)	Pareja de cargos 90-20 (COP/Kpc)
	Guando - Fusagasuga	No	1	957	957	0	$ 10.991,87
	La Belleza - Cogua	No	6	223.500	199.058	24.442	$ 1.337,60
	La Belleza - Vasconia	Si	13	271.312	241.771	24.883	$ 2.028,11
	Mariquita - Gualanday	No	4	17.500	15.202	2.298	$ 5.928,67
	Mariquita - Pereira	No	7	168.000	165.703	1.149	$ 3.327,18
	Neiva - HOBO	No	1	2.765	1.450	1.315	$ 31.374,73
	Pereira - Armenia	No	7	158.000	134.426	23.574	$ 1.172,54
	Pradera - Popayan	No	2	3.675	3.675	0	$ 10.056,48
	Sardinata - Cucuta	No	1	4.637	4.077	560	$ 6.998,49
	Sebastopol - Medellin	No	7	78.000	62.024	15.378	$ 6.347,63
	Sebastopol - Vasconia	Si	5	143.000	97.059	45.941	$ 984,43
	Tane/Cacota - Pamplona	No	1	360	251	109	$ 24.506,93
	Vasconia - Mariquita	No	8	192.000	187.293	3.399	$ 1.944,45
	Yopal - Morichal	No	1	11.836	5.200	6.336	$ 2.062,57
	Yumbo/Cali - Cali	No	1	73.600	73.600	0	$ 408,68
Costa	Ballena - La Mami	Si	13	256.600	255.100	0	$ 1.063,18
	Barranquilla - Cartagena	Si	16	551.303	541.803	8.200	$ 1.142,06
	Barranquilla - La Mami	Si	16	468.003	466.703	0	$ 1.648,36
	Cartagena - Mamonal	No	9	204.509	204.509	0	$ 186,29
	Sincelejo - Cartagena	Si	12	267.845	266.794	0	$ 2.325,82
	Jobo - Sincelejo	Si	11	181.645	179.045	0	$ 2.491,60
	La Creciente - Sincelejo	No	7	92.000	90.500	0	$ 1.010,99

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.

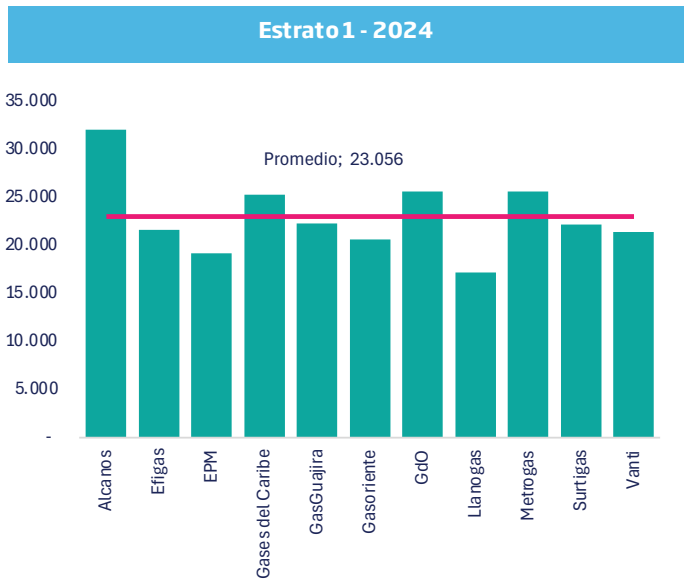


Tarifas a usuario final

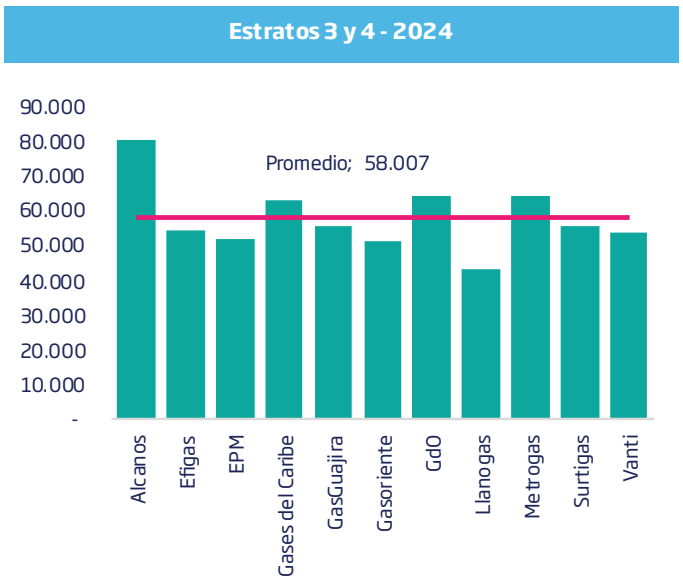
Figura 5.61

Facturación a usuarios residenciales, diciembre de 2024 ($/factura)

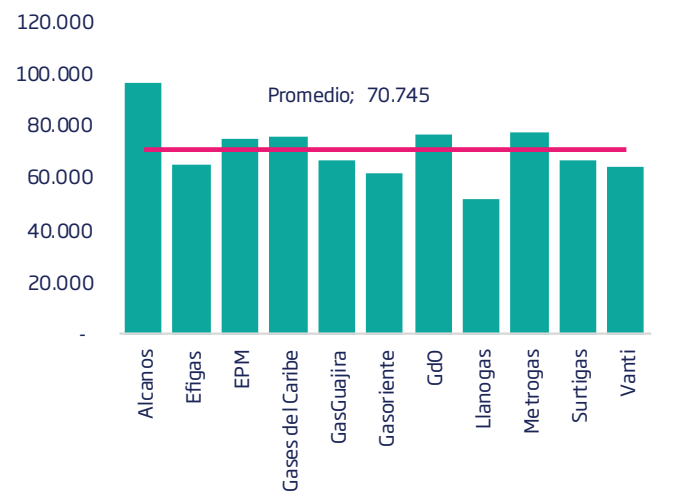
Estrato 1 (20 m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Alcanos	22.182	21.670	23.364	27.432	32.095
Efigas	18.672	18.689	21.700	26.044	21.697
EPM	17.803	18.342	22.342	19.552	19.199
Gases del Caribe	17.367	19.743	22.116	22.449	25.360
GasGuajira	17.540	18.515	21.560	22.500	22.295
Gasoriente	10.309	16.469	17.506	14.455	20.629
GdO	21.224	20.790	25.550	26.452	25.658
Llanogas	12.938	13.760	15.991	16.656	17.216
Metrogas	11.860	12.154	15.253	22.593	25.724
Surtigas	17.100	16.129	19.260	18.916	22.287
Vanti	16.773	17.826	22.630	19.362	21.451
Promedio	**16.706**	**17.644**	**20.661**	**21.492**	**23.056**



Estratos 3 y 4 (20 m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Alcanos	51.957	59.623	65.945	71.914	80.238
Efigas	43.096	44.610	51.088	53.020	54.243
EPM	41.995	42.946	51.888	48.880	52.049
Gases del Caribe	43.417	49.358	55.290	56.122	63.399
GasGuajira	41.354	44.872	51.973	54.045	55.737
Gasoriente	25.113	41.173	43.766	36.139	51.574
GdO	51.635	52.236	63.875	66.131	64.144
Llanogas	29.353	35.845	45.483	41.639	43.041
Metrogas	30.254	43.903	51.684	56.482	64.311
Surtigas	37.522	37.688	46.175	47.291	55.718
Vanti	37.289	42.948	54.546	48.404	53.628
Promedio	**39.362**	**45.018**	**52.883**	**52.733**	**58.007**



Estratos 5 y 6 (20 m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Alcanos	62.348	71.548	79.134	86.297	96.285
Efigas	51.716	53.532	61.306	63.624	65.092
EPM	50.394	51.535	62.266	58.656	74.951
Gases del Caribe	52.100	59.230	66.348	67.346	76.079
GasGuajira	46.884	53.847	62.351	64.850	66.885
Gasoriente	30.136	49.408	52.519	43.366	61.888
GdO	61.962	62.683	76.650	79.357	76.973
Llanogas	35.223	43.014	54.580	49.967	51.649
Metrogas	36.303	52.684	62.021	67.779	77.173
Surtigas	45.027	42.089	55.418	56.749	66.862
Vanti	44.747	51.538	65.456	58.085	64.353
Promedio	**46.985**	**53.737**	**63.459**	**63.280**	**70.745**



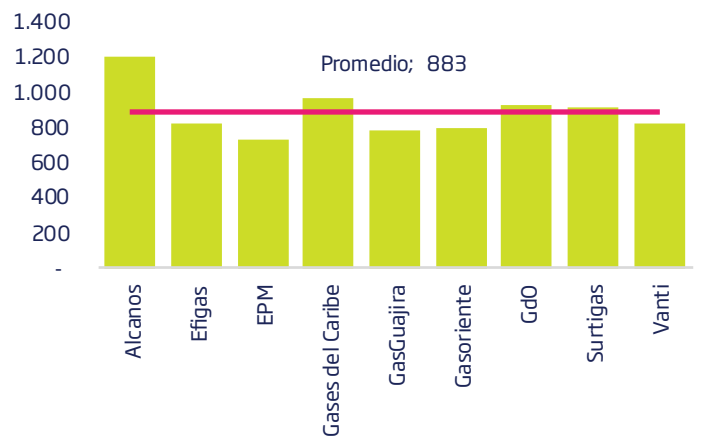
Fuente: Cálculos propios con base en las publicaciones tarifarias de las empresas del sector.

Nota: los mercados relevantes considerados para cada comercializador son aquellos en los que se encuentran estas ciudades capitales o regiones: Alcanos - Neiva, Efigas - Caldas, EPM - Valle de Aburrá, Gases del Caribe - Barranquilla, GasGuajira - Riohacha, Gasoriente - Bucaramanga, GdO - Cali, Llanogas - Villavicencio, Metrogas - Ocaña, Surtigas - Cartagena, Vanti – Bogotá.

Figura 5.62
Facturación a usuarios no residenciales, diciembre de 2024 (miles de $/factura)

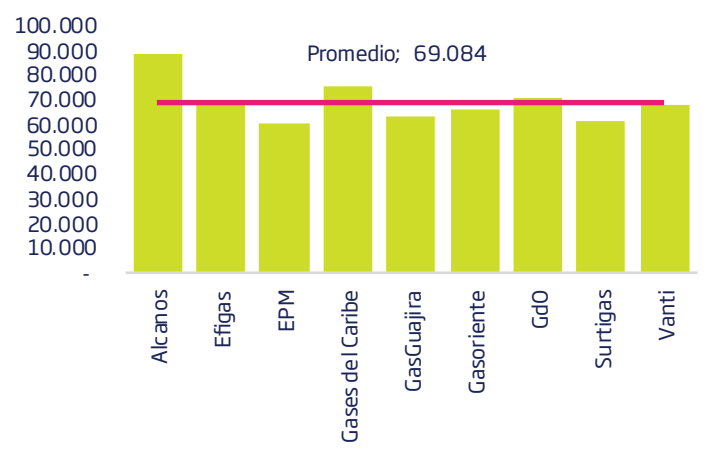
Sector comercial (300m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Alcanos	756	819	918	1.146	1.198
Efigas	605	626	719	809	827
EPM	594	603	831	749	731
Gases del Caribe	630	648	834	844	960
GasGuajira	567	629	738	748	784
Gasoriente	416	613	677	552	799
GdO	777	715	931	969	930
Surtigas	447	581	683	769	907
Vanti	562	652	836	726	815
Promedio	**595**	**654**	**796**	**812**	**883**

Sector comercial - 2024



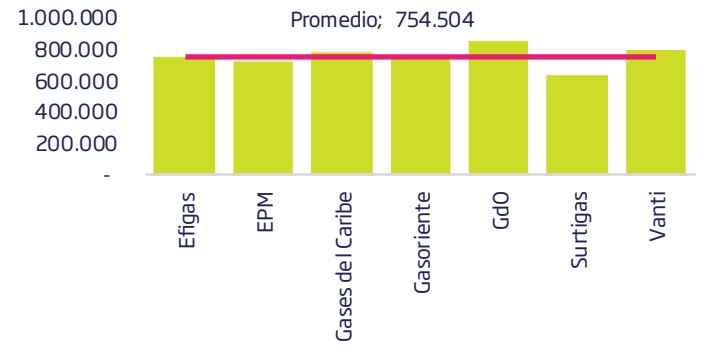
Sector industrial regulado (25.000m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Alcanos	62.826	68.114	72.973	84.618	88.815
Efigas	50.180	51.917	59.556	67.008	68.555
EPM	49.179	49.975	68.922	62.106	60.484
Gases del Caribe	48.437	48.625	61.261	61.452	75.745
GasGuajira	41.529	51.892	61.227	61.107	62.974
Gasoriente	34.511	50.919	54.219	44.041	65.836
GdO	62.939	57.611	72.330	74.454	70.760
Surtigas	35.041	38.989	46.367	50.179	61.070
Vanti	46.520	54.067	69.377	60.603	67.520
Promedio	**47.907**	**52.457**	**62.915**	**62.841**	**69.084**

Sector industrial regulado - 2024



Sector industrial no regulado - (300.000m³/mes)					
Empresa	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Efigas	590.274	598.910	714.638	804.051	750.117
EPM	590.102	599.655	673.852	735.077	725.756
Gases del Caribe	495.608	522.900	627.922	631.516	776.898
Gasoriente	414.117	611.003	605.770	483.316	741.802
GdO	733.683	694.632	870.870	897.991	853.984
Surtigas	347.612	392.370	471.431	507.369	633.802
Vanti	558.200	637.595	820.008	715.513	799.171
Promedio	**532.799**	**579.581**	**683.499**	**682.119**	**754.504**

Sector industrial no regulado - 2024



Fuente: Cálculos propios con base en las publicaciones tarifarias de las empresas del sector.

Nota: los mercados relevantes considerados para cada comercializador son aquellos en los que se encuentran estas ciudades capitales o regiones: Alcanos - Neiva, Efigas - Caldas, EPM - Valle de Aburrá, Gases del Caribe - Barranquilla, GasGuajira - Riohacha, Gasoriente - Bucaramanga, GdO - Cali, Surtigas - Cartagena, Vanti – Bogotá.

Subsidios y contribuciones

En las anteriores ediciones del Informe de Gas Natural en Colombia se acudió al Sistema Único de Información (SUI), administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), como la fuente de información de los subsidios a los usuarios de menores ingresos y las contribuciones en cabeza de otros usuarios del servicio.

En el enlace que despliega esta información no se dispone de datos actualizados para 2024; además, los Boletines Tarifarios de Gas Combustible que la SSPD publica trimestralmente contienen información que no es consistente con la de años anteriores. Por lo anterior, en esta ocasión se presenta la información de subsidios y contribuciones con corte al año 2023.

Tabla 5.30

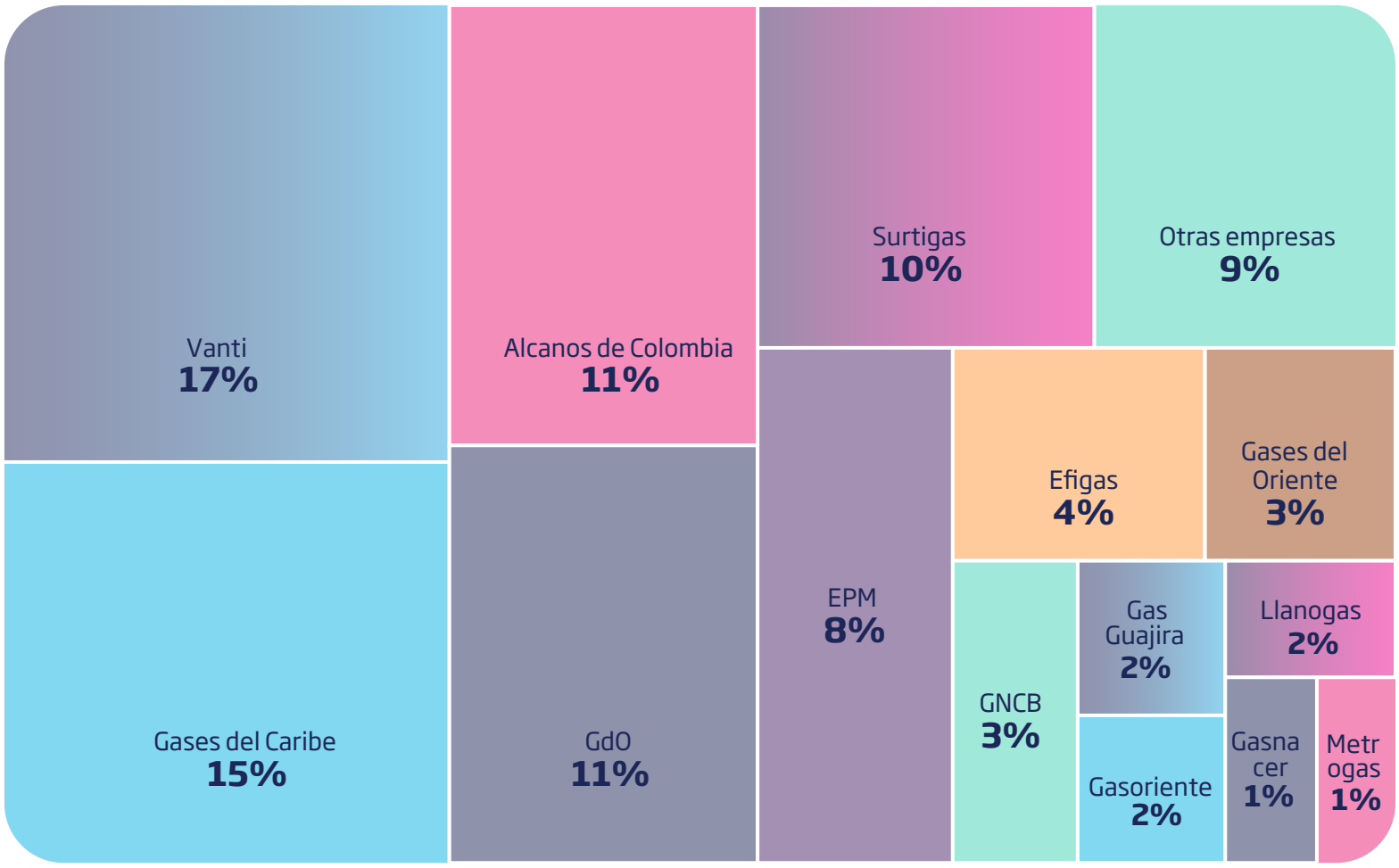
Subsidios a las tarifas de gas natural, por empresa, entre 2019 y 2023 (Millones de $)

Empresa	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2020 - 2023	Variación 2022 - 2023
Vanti	123.965	148.939	172.311	201.858	225.556	16%	12%
Gases del Caribe	109.004	133.198	138.589	157.848	197.502	16%	25%
Alcanos de Colombia	91.902	123.950	115.957	125.560	150.811	13%	20%
GdO	89.361	117.488	121.270	130.218	142.767	12%	10%
Surtigas	74.882	87.152	93.323	112.563	128.153	14%	14%
EPM	59.508	70.363	86.818	102.566	111.393	17%	9%
Efigas	42.016	50.778	51.031	54.334	59.492	9%	9%
Gases del Oriente	23.610	31.068	32.721	40.117	44.575	17%	11%
GNCB	21.960	28.662	27.998	34.267	41.790	17%	22%
GasGuajira	10.595	13.064	16.305	19.223	25.425	24%	32%
Gasoriente	14.089	16.204	18.229	21.745	24.012	14%	10%
Llanogas	12.572	15.959	15.845	17.937	22.174	15%	24%
Gasnacer	10.318	14.404	14.714	15.740	18.975	16%	21%
Metrogas	5.293	12.817	11.370	13.146	15.927	32%	21%
Otras empresas	29.248	35.694	40.053	57.851	114.145	41%	97%
Total	**718.322**	**899.740**	**956.532**	**1.104.974**	**1.322.698**	**16%**	**20%**



Fuente: Cálculos propios con información del Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD.
Nota: GNBC corresponde a Gas Natural Cundiboyacense.

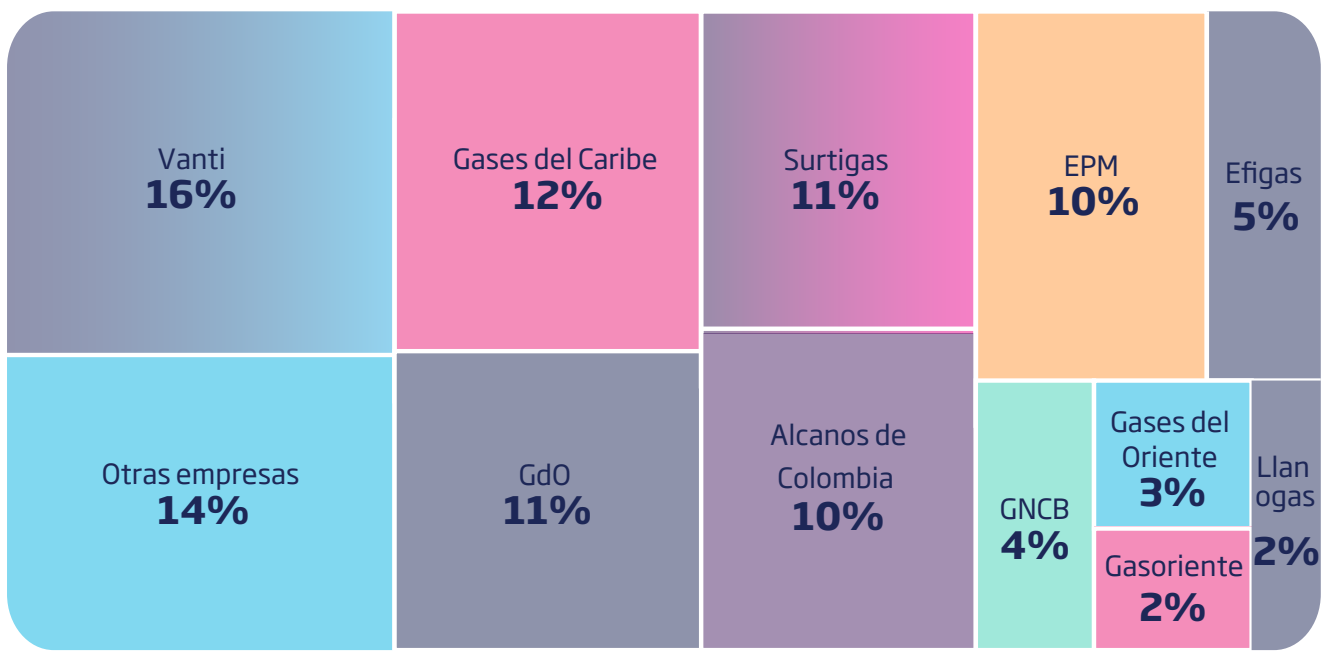
Figura 5.63
Subsidios a las tarifas de gas natural, por empresa, en 2023



Fuente: Cálculos propios con información del Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD.

Los usuarios beneficiados con los subsidios a las tarifas del servicio de gas natural fueron más de 6,9 millones en 2023 y cerca de 7,2 millones en 2024.

Figura 5.64
Usuarios beneficiados con subsidios, en 2024



Fuente: Cálculos propios con información del Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con las resoluciones mediante las cuales el Ministerio de Minas y Energía ordenó el giro de recursos del Presupuesto General de la Nación para cubrir los subsidios a las tarifas de gas natural distribuido por red del año 2024, los giros ascendieron a $1,22 billones.

Tabla 5.31

Subsidios girados por el Ministerio de Minas y Energía, 2024 (Millones de $)

Empresa	2024	Participación
Alcanos de Colombia	212.503	17%
Gases del Caribe	182.211	15%
Vanti	153.011	13%
Surtigas	130.901	11%
GdO	95.329	8%
Otras empresas	446.325	37%
Total	**1.220.280**	**100%**

Fuente: Cálculos propios con información del Ministerio de Minas y Energía.

Teniendo en cuentas las razones expuestas previamente, a continuación se relacionan las contribuciones liquidadas entre 2019 y 2023 a los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, a los usuarios comerciales y a aquellos usuarios industriales que no están exentos de ella.

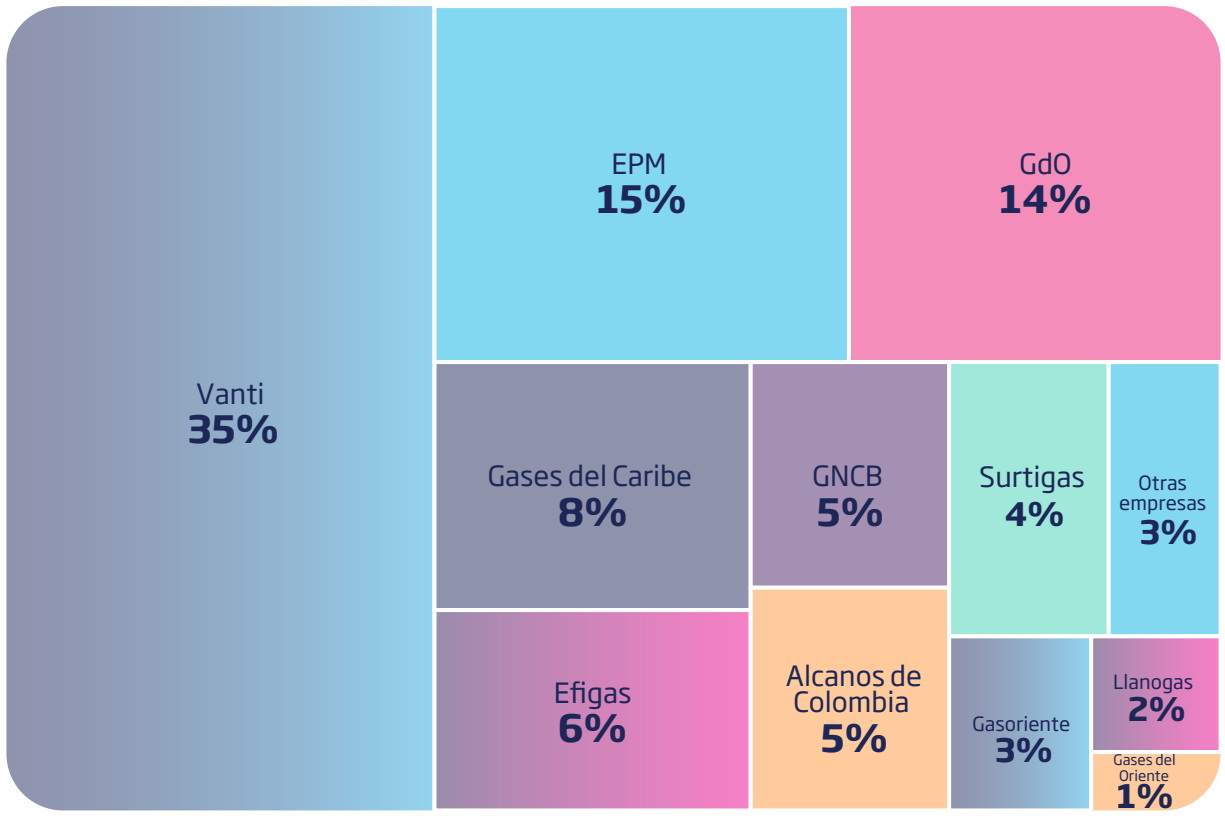
Tabla 5.32

Contribuciones a las tarifas de gas natural, por empresa, entre 2019 y 2023 (Millones de $)

Empresa	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2020 - 2024	Variación 2023 - 2024
Vanti	43.295	36.442	43.139	55.515	85.629	19%	54%
EPM	14.743	14.537	19.197	23.813	36.787	26%	54%
GdO	11.708	11.600	12.425	14.985	32.890	29%	119%
Gases del Caribe	9.735	9.307	9.842	12.407	19.520	19%	57%
Efigas	7.239	7.421	8.048	9.518	15.795	22%	66%
GNCB	4.910	4.533	5.114	6.876	11.153	23%	62%
Alcanos de Colombia	4.594	4.241	5.142	6.254	10.996	24%	76%
Surtigas	4.569	4.163	4.873	6.008	10.929	24%	82%
Gasoriente	3.089	2.505	3.117	4.070	6.174	19%	52%
Llanogas	1.716	1.577	1.889	2.480	3.710	21%	50%
Gases del Oriente	448	409	622	1.036	1.846	42%	78%
Otras empresas	3.004	2.881	3.534	4.627	7.614	26%	65%
Total	**109.052**	**99.617**	**116.942**	**147.589**	**243.044**	**22%**	**65%**

Fuente: Cálculos propios con información del Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD.
Nota: GNBC corresponde a Gas Natural Cundiboyacense.

Figura 5.65
Contribuciones a las tarifas de gas natural, por empresa, en 2023

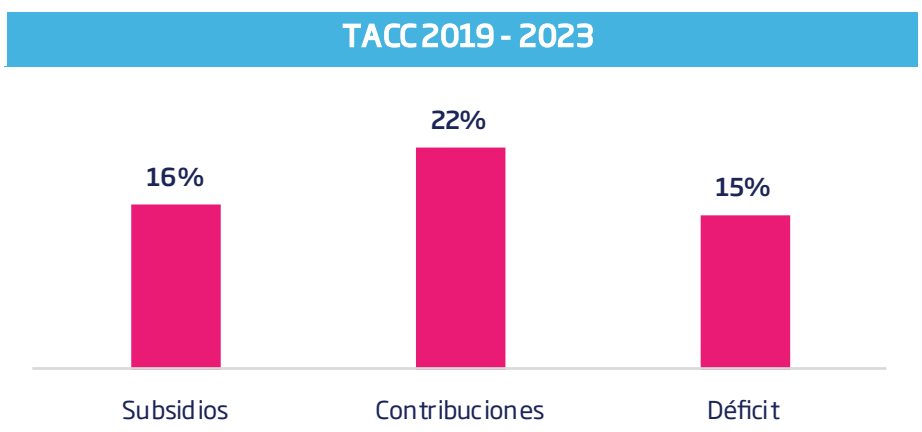


Fuente: Cálculos propios con información del Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD

Así las cosas, el déficit anual entre los subsidios y las contribuciones a las tarifas de gas natural experimentó un alza entre 2019 y 2023, hasta sobrepasar $1 billón en el último año. En este período, los subsidios tuvieron una tasa de crecimiento anual compuesta del 16%, mientras que las contribuciones tuvieron una del 22%, con lo cual el déficit entre subsidios y contribuciones tuvo una del 15%.

Figura 5.66
Balance anual entre subsidios y contribuciones, entre 2019 y 2023 (Millones de $)

Millones de $			
Año	**Subsidios**	**Contribuciones**	**Déficit**
2019	718.322	109.052	609.270
2020	899.740	99.617	800.123
2021	956.532	116.942	839.591
2022	1.104.974	147.589	957.385
2023	1.322.698	243.044	1.079.654
Total	**5.002.265**	**716.243**	**4.286.022**



Fuente: Cálculos propios con información del Sistema Único de Información (SUI), administrado por la SSPD.

Gas natural vehicular

Participación del GNV en el mercado de energía

En los últimos años, el consumo total de energía del sector transporte ha disminuido como resultado de la eliminación gradual de los subsidios a la gasolina, el creciente uso de vehículos de bajas y cero emisiones, como híbridos y eléctricos, y los cambios en los hábitos de movilidad, entre los que se destacan el mayor uso de medios no motorizados, como la bicicleta y la caminata.

No obstante, en 2024 se registró un repunte en la demanda de gas natural vehicular (GNV), que alcanzó 60 GBTUD. Durante el período 2021-2024, la participación del GNV en el mercado energético para el transporte se mantuvo relativamente estable, en un rango de 3,5% a 4,0%.

Tabla 5.33

Mercado de energía para el transporte, entre 2021 y 2024 (GBTUD)

Energético	2021	2022	2023	2024	TACC 2021-2024	Variación 2023-2024
Gasolina corriente	692	773	756	711	1%	-6%
Diésel	642	705	712	726	4%	2%
GNV	55	55	53	60	3%	13%
Total	1.389	1.533	1.521	1.497	3%	-2%

Fuente: Promigas.

Distribución del consumo de GNV por regiones

La demanda nacional de GNV aumentó 13% entre 2023 y 2024. Entre las regiones con mayor dinamismo se destacó Bogotá, con un crecimiento cercano al 21%, lo que elevó su participación en el mercado nacional del 32% al 34%.

En la costa Caribe, el departamento del Atlántico se consolidó como líder regional, con una participación estable del 10% en la demanda nacional. Sucre duplicó su participación, al pasar del 1% al 2%, mientras que Bolívar registró un incremento del 38%, que le permitió pasar del 2% al 3%. Por su parte, Córdoba creció un 39% en términos absolutos, aunque su participación se mantuvo en el 1% nacional.

En otras regiones también se observaron crecimientos destacados: Santander aumentó su consumo en un 52%, Meta en un 63% y Risaralda en un 27%.



Tabla 5.34

Distribución del consumo de GNV por regiones, en 2023 y 2024 (GBTUD)

Región	2023	2024	Participación 2023	Participación 2024	Variación 2023-2024
Bogotá	16,8	20,3	32%	34%	21%
Valle del Cauca	7,4	7,7	14%	13%	5%
Atlántico	5,4	5,8	10%	10%	7%
Cundinamarca	5,8	5,4	11%	9%	-7%
Antioquia	4,3	4,1	8%	7%	-3%
Santander	1,9	2,8	4%	5%	52%
Meta	1,4	2,3	3%	4%	63%
Bolívar	1,2	1,7	2%	3%	38%
Risaralda	1,1	1,4	2%	2%	27%
Magdalena	1,3	1,4	3%	2%	3%
Sucre	0,6	1,1	1%	2%	99%
Boyacá	0,8	0,9	2%	1%	6%
Córdoba	0,6	0,9	1%	1%	39%
Caldas	0,7	0,8	1%	1%	7%
Huila	0,8	0,8	2%	1%	-4%
Quindío	0,7	0,8	1%	1%	13%
Tolima	0,8	0,6	2%	1%	-28%
Cesar	0,6	0,4	1%	1%	-40%
Casanare	0,5	0,3	1%	0,4%	-48%
Cauca	0,3	0,3	0,5%	0,4%	-4%
Total	**53**	**60**	**100%**	**100%**	**13%**

Fuente: Promigas.

Aunque la competitividad del GNV se ha visto limitada por los subsidios al diésel, este combustible ha logrado mantener su presencia en las matrículas anuales, gracias a su competitividad frente a otras opciones energéticas y a los beneficios ambientales que ofrece en comparación con los combustibles líquidos.

En 2021 y 2022 se registraron incrementos extraordinarios en el segmento de pasajeros, asociados con la renovación y ampliación de la flota de transporte masivo, especialmente en Bogotá (TransMilenio). A partir de 2024 también se destaca la participación del segmento de última milla, impulsada por la entrada al mercado de vehículos dedicados de la marca Dongfeng.

Tabla 5.35
Matrícula de vehículos a GNV, entre 2021 y 2024
(Número de matrículas)

Región	2021	2022	2023	2024
Matrículas dedicados GNV	699	786	342	345
Matrículas totales	250.497	262.595	186.826	201.219
Participación GNV	0,28%	0,30%	0,18%	0,17%

Fuente: Promigas.

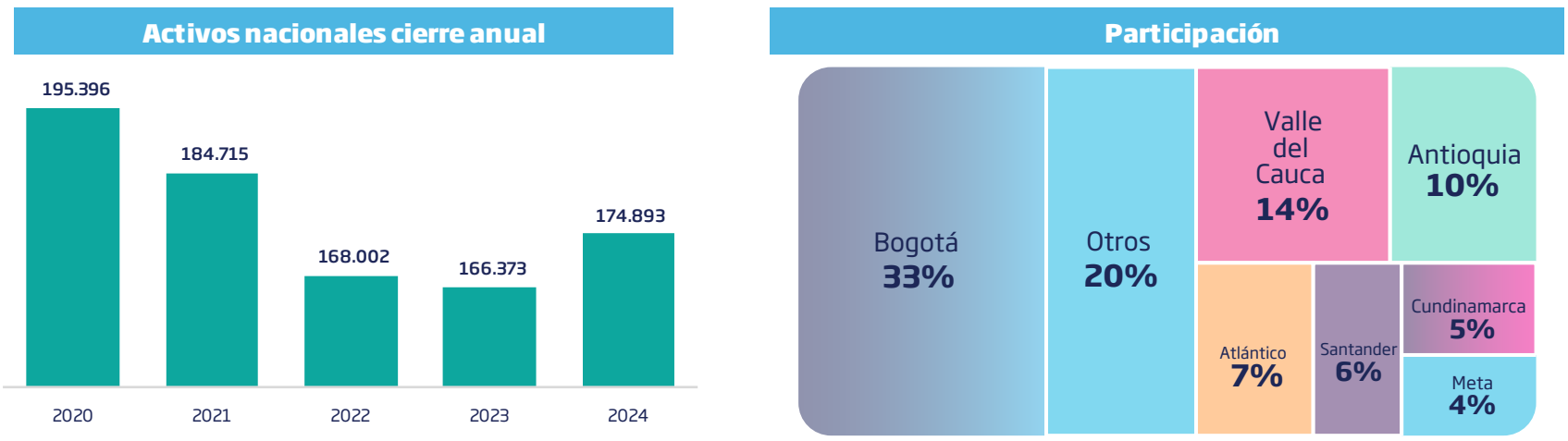
Vehículos con consumo activo

Entre 2021 y 2024, el parque automotor colombiano creció a una tasa anual compuesta del 3%. En este contexto de expansión sostenida, el GNV logró conservar su participación en el mercado, con una penetración estable en el rango de 2,3% a 2,8%, lo que evidencia su relevancia dentro del sector.

En 2024, el número de vehículos activos a GNV aumentó en más de 8.500 unidades frente al año anterior, lo que permitió recuperar su participación en el parque automotor nacional hasta el 2,4%. Este repunte respondió principalmente a la conversión de vehículos, impulsada por el desmonte de los subsidios a la gasolina, así como a los esfuerzos coordinados de la cadena de valor del GNV para promover su adopción en operaciones de transporte.

Bogotá y los departamentos de Valle del Cauca, Antioquia y Atlántico concentraron alrededor de dos tercios de los vehículos activos en 2024.

Figura 5.67
Vehículos activos a GNV, entre 2020 y 2024
(Número de vehículos)



Fuente: Promigas y Naturgas.



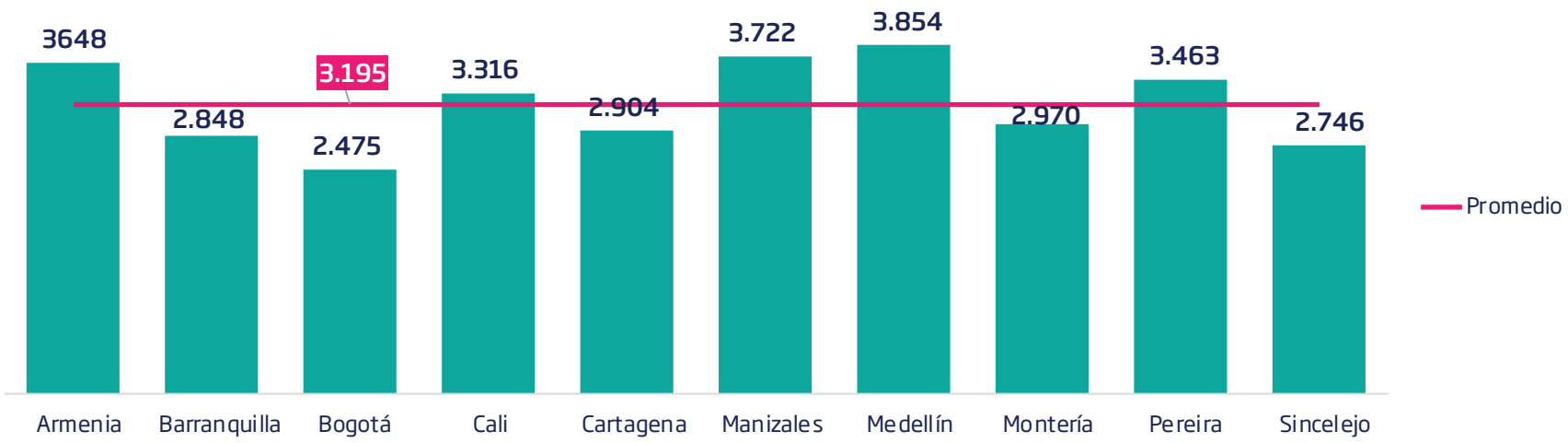
Competitividad del GNV

En diciembre de 2024, tras el ajuste de precios que se realiza al inicio de cada 'año de gas' (1 de diciembre), el GNV ofreció un ahorro promedio del 36% frente a la gasolina en varias de las principales ciudades. En algunas zonas del país este ahorro alcanzó hasta el 56%, lo que lo convierte en un energético altamente atractivo para el segmento de vehículos livianos, en especial para aquellos usuarios que utilizan sus automóviles como fuente de ingresos.

En el segmento de transporte de carga y pasajeros, el GNV también presenta ventajas competitivas, tanto operativas como ambientales. A diferencia del diésel, no está expuesto a prácticas de sustracción de combustible, una problemática que impacta la eficiencia logística. Esta característica permite un mayor control sobre el consumo real y se traduce en mayor rentabilidad para las operaciones.

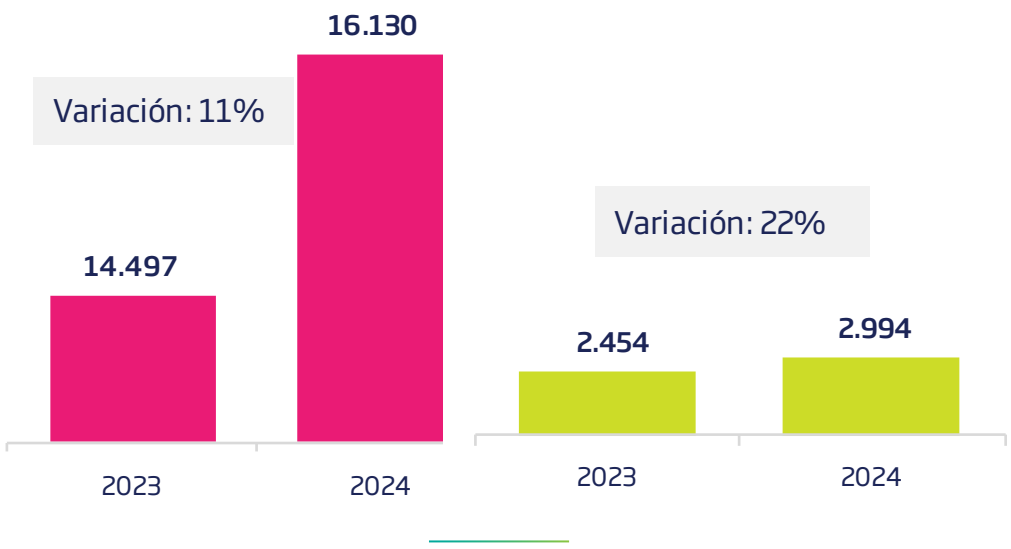
Desde el punto de vista ambiental, el GNV genera aproximadamente un 30% menos de gases de efecto invernadero y un 90% menos de material particulado fino que las tecnologías diésel tradicionales. Esto contribuye significativamente a la reducción de la huella de carbono y al cumplimiento de los objetivos ambientales, tanto empresariales como gubernamentales.

Figura 5.68
Precios del GNV en las ciudades capitales, a diciembre de 2024 ($/m³)



Fuente: Naturgas.

Figura 5.69
Precios promedio en todo el país, a diciembre de 2023 y 2024 ($/gal y $/m³)



Fuente: Naturgas y CREG.

Estaciones de servicio

Al cierre de 2024, aproximadamente el 8% de las estaciones de servicio (EDS) registradas como activas en el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles (SICOM) contaban con suministro de GNV, lo que equivale a 489 estaciones en todo el país.

Terpel, con su marca Gazel, se consolidó como líder del mercado con una red que supera las 200 EDS. Vanti, principal distribuidor de gas natural en la región central, dispone de más de 90 EDS, muchas de ellas concentradas en Bogotá y sus alrededores. Distracom, con presencia en distintas zonas del país, es un actor clave que contribuye de manera significativa a la cobertura del GNV con

alrededor de 30 EDS, especialmente ubicadas en corredores de transporte de carga y pasajeros.

El resto de la infraestructura pertenece a empresas como EPM, Plexa, Primax, Cusiana Gas y otras franquicias, que desempeñan un papel fundamental al complementar la red, garantizar el suministro en zonas estratégicas y fortalecer la capilaridad del servicio a nivel nacional.

Nuevas aperturas que impulsan la movilidad sostenible.

En 2024, Terpel inauguró tres nuevas estaciones de servicio diseñadas para vehículos pesados: EDS El Diamante, en Bosconia (Cesar); EDS Palmas de Aguachica, en Aguachica (Cesar); y EDS Melany, ubicada en Puerto Salgar (Cundinamarca). Además, proyecta inaugurar en 2025 la EDS Las Mercedes, en Cartagena (Bolívar).

Figura 5.70
Estación de servicio Las Palmas, Aguachica, Cesar



Fuente: https://www.premiosvia.com/

Por su parte, Vanti inauguró dos nuevas estaciones de servicio para el abastecimiento de vehículos pesados: EDS Frontera, en Pailitas (Cesar); y EDS Pegaso, en Boyacá. Además, avanzó en las obras requeridas para inaugurar en 2025 la EDS La Leona, en Cundinamarca.

Figura 5.71
Estación de servicio Frontera, Pailitas, Cesar



Fuente: https://revistacargapesada.com/

Tecnología y Oferta

En el segmento de transporte de carga, marcas como Scania, Faw, Sitrak y Foton lideran la oferta de vehículos con motores dedicados a GNV. Estos modelos cubren aplicaciones desde 10,5 hasta 52 toneladas de peso bruto vehicular, lo cual abarca tanto operaciones logísticas como nichos específicos, entre ellos la recolección de residuos y las concreteras.

En el transporte de pasajeros, marcas como Scania, Zhongtong, Dongfeng y Golden Dragon han desarrollado soluciones tecnológicas para operaciones de transporte masivo, colectivo y especial. Estos vehículos ofrecen eficiencia energética, reducción de emisiones y mejoras en la calidad del servicio, en línea con los objetivos de movilidad sostenible en las principales ciudades del país.

Para continuar con la masificación del GNV y mejorar la competitividad del sector, resulta fundamental la incorporación de nuevas marcas con experiencia internacional. En este sentido, la llegada de Dongfeng, respaldada por el grupo internacional Magna Motors, constituye un hito relevante. Esta marca ha fortalecido la oferta de vehículos en el segmento de menos de 10,5 tonel

En 2024, Dongfeng puso 239 nuevos vehículos en el mercado colombiano y, a julio de 2025, había incorporado 217 unidades adicionales, según cifras del Informe del Sector Automotor de la Asociación Nacional de Movilidad Sostenible (Andemos). Esta expansión refleja la creciente confianza en la tecnología GNV y su viabilidad operativa en distintos sectores.

Entre los proyectos destacados se encuentra el desarrollado por Surtigas, en alianza con Bahamón Jaramillo, que puso en operación 10 vehículos dedicados a GNV para transporte de carga y cuadrillas de personal, utilizando el modelo Capitán T doble cabina. Este proyecto evidencia el compromiso de Surtigas con la sostenibilidad y su impacto positivo en las comunidades.

En la zona de influencia de Gases de Occidente se incorporaron 20 vehículos GNV en 2025, destinados a operaciones de última milla y soporte técnico. Asimismo, Vanti ha promovido el uso de vehículos tipo botellero para el transporte de bebidas, lo que demuestra la versatilidad del GNV en aplicaciones comerciales específicas y fomenta el desarrollo del segmento de transportadores independientes con operaciones logísticas urbanas.

El GNV sigue consolidándose como una solución estratégica para la transformación del transporte en Colombia. Su creciente adopción en los sectores de carga y pasajeros, junto con el ingreso de nuevos actores como Dongfeng en el segmento de última milla, reflejan el compromiso del país con una movilidad más limpia, eficiente y sostenible.





6. ANEXOS



6.1 ACTUALIDAD REGULATORIA

2024 - 2025

Índice de decretos, resoluciones y circulares del Ministerio de Minas y Energía a junio de 2025

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Exploración y producción	Res 40537	14/12/2024	Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos
Mercado y suministro de gas natural	Dec 0484	16/04/2024	Por el cual se modifica el artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015, en relación con la disponibilidad de gas natural con destino a la demanda de gas eléctrica durante eventos de baja hidrología
	Res 40142	25/04/2024	Por la cual se adoptan medidas transitorias para reglamentar el Decreto 1073 de 2015 en materia de comercialización de excedentes de gas, durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024 y se dictan otras disposiciones
	Res 40165	20/05/2024	Por la cual se establecen los parámetros para el desarrollo del programa de sustitución de leña, carbón y residuos por energéticos de transición de gas combustible para la cocción de alimentos, para la entrega de los subsidios al consumo de gas combustible a los beneficiarios del programa y se dictan otras disposiciones
	Res 00662	03/07/2024	Por la cual se publica la declaración de producción de gas natural – GN, para el período 2024-2033
	Res 01217	12/10/2024	Por la cual se modifica la declaración de producción de gas natural para el período 2024 - 2033 publicada en la Resolución No.00662 del 03 de julio de 2024
	Res 40444	28/10/2024	Por la cual se declara un racionamiento programado de gas natural
	Cir 40035	29/10/2024	Ajustes en las cantidades proyectadas a racionar y sus fuentes de suministro con ocasión de la declaración de racionamiento programado de gas natural, de conformidad con lo establecido en la Resolución MME 40444 de 2024
	Dec 1467	10/12/2024	Por la cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar medidas de política pública orientadas a viabilizar las fuentes de gas natural costa afuera y la importación de gas natural, y se dictan otras disposiciones
	Res 00739	28/05/2025	Por la cual se publica la declaración de producción de gas natural – GN, para el período 2025-2034
Abastecimiento y confiabilidad	Res 40031	30/01/2025	Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 y se establecen otras disposiciones
	Proyectos de resolución		
		05/05/2025	Por la cual se modifica el parágrafo del artículo 4 de la Resolución 40031 de 2025 "por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 y se establecen otras disposiciones"
Distribución y comercialización	Res 00200	08/03/2024	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al primer trimestre de 2024
	Res 00312	04/04/2024	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al segundo pago del primer trimestre de 2024
	Res 00445	20/05/2024	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a saldos del cuarto trimestre de 2022, primer, segundo, tercero y cuarto trimestre de 2023
	Res 00614	20/06/2024	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al segundo pago parcial del segundo trimestre de 2024
	Res 00615	20/06/2024	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al primer pago del segundo trimestre de 2024

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Distribución y comercialización	Res 40251	28/06/2024	Por la cual se desarrollan los lineamientos para la presentación y ejecución de proyectos dirigidos a la presentación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes, financiados con aportes de empresas de economía mixta, públicas o privadas, en el marco del Decreto 1073 de 2015
	Res 40311	08/08/2024	Por la cual se prorroga la vigencia del reglamento técnico de instalaciones internas de gas combustible
	Res 01927	30/12/2024	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a saldos del cuarto trimestre de 2022, primero, segundo, tercero y cuarto de 2023, y primero de 2024
	Res 01928	30/12/2024	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a saldos del primer y segundo trimestre de 2024
	Res 01934	31/12/2024	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a saldos del primer y segundo trimestre de 2024
	Res 00459	11/04/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes a saldos del cuarto trimestre 2021, primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del 2022 y 2023, y primero, segundo y tercero de 2024
	Res 00644	16/05/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondiente al primer pago al cuatro trimestre 2024
	Res 00645	16/05/2025	Por la cual se ordena el giro para cubrir subsidios a la tarifa de gas combustible domiciliario por red, correspondientes al segundo pago al cuarto trimestre de 2024

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



Índice de resoluciones de la CREG a junio de 2025

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Mercado y suministro de gas natural	Res 102 007	18/04/2024	Por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020, "por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural"
	Res 102 009	22/08/2024	Por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020, "por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural"
	Res 102 013	27/10/2024	Por la cual se establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del mercado mayorista de gas natural establecidos en las resoluciones CREG 186 de 2020, "por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural" y 185 de 2020, "por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural"
	Res 102 015	30/01/2025	Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural
	Proyectos de resolución		
	Res 702 013	20/02/2025	Por la cual se establece una transición para la negociación y el registro de los contratos de suministro con interrupciones
Transporte	Res 102 008	24/06/2024	Por la cual se modifica la Resolución CREG 175 de 2021, "por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural" en virtud de las solicitudes particulares en interés general recibidas por la Comisión con base en lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, "por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones"
	Res 102 016	04/04/2025	Por medio de la cual se modifica la Resolución CREG 175 de 2021, "por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural"
Abastecimiento y confiabilidad	Res 502 061	23/05/2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 029 de 2023, "por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Capacidad de Transporte en el tramo Mariquita – Gualanday de Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P."
	Res 502 062	23/05/2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 030 de 2023, "por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena de Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P."
	Res 502 063	23/05/2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa TGI S.A. E.S.P. en contra de la Resolución CREG 502 031 de 2023, "por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Ampliación de la capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca de la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P."
	Res 502 064	23/05/2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Promigas S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 033 de 2023, mediante la cual la Comisión oficializó los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barrancabermeja a cargo de la empresa Promigas S.A. E.S.P.

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Abastecimiento y confiabilidad	Res 502 067	24/06/2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Promigas S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 032 de 2023, "por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena a cargo de la empresa Promigas S.A. E.S.P"
	Res 102 012	10/10/2024	Por la cual se ajusta y se modifica la Resolución 102 008 de 2022, "por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural"
			Proyectos de resolución
	Res 702 014	04/04/2025	Por la cual se establecen reglas complementarias para la ejecución de los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se modifican las resoluciones CREG 102 008 de 2022, "por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017" y 102 009 de 2022, "por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 152 de 2017"
Distribución y comercialización	Res 105 007	30/01/2024	Por la cual se modifican transitoriamente los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 108 de 1997, "por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones"
	Res 105 008	20/04/2024	Por la cual se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 105 007 de 2024, "por la cual se modifican transitoriamente los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 108 de 1997"
	Res 502 065	06/06/2024	Por la cual resuelve el recurso de apelación interpuesto por la empresa Madigas Ingenieros S.A. E.S.P. contra la Resolución 009 del 07 de julio de 2022 "por medio de la cual se otorga licencia de intervención del espacio público para la construcción de las redes y acometidas de gas natural en el municipio de Monguí" expedida por la Secretaría de Planeación y Obras Públicas del Municipio de Monguí, departamento de Boyacá
	Res 502 155	10/05/2025	Por la cual se adopta una medida temporal respecto de los componentes tarifarios a aplicar por la empresa Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. en el Municipio de Carmen de Viboral en el Departamento de Antioquia
			Cargos de distribución y comercialización
	Res 502 058	11/05/2024	Por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mercado relevante de distribución especial conformado los centros poblados de Sinzona, Brisas de Bolívar, Patico Bajo y Patico Alto en el municipio de Cantagallo, departamento de Bolívar, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Hega S.A. E.S.P
	Res 502 059	11/05/2024	Por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural comprimido (GNC) por redes de tubería para el mercado relevante de distribución especial conformado por el centro poblado de Puente de Piedra en el municipio de Madrid, departamento de Cundinamarca, según solicitud de la empresa Keops y Asociados S.A.S. E.S.P.
	Res 502 068	04/07/2024	Por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución y el componente fijo del costo de comercialización de gas natural por redes de tubería para el mercado relevante especial de distribución conformado por las veredas y centros poblados Alto Coral, Alto Rico, Belén, Cabuyal, El Arrayan, El Coral, La Línea, La Morena, Reforma, San Andrés y Potrerito del municipio de La Plata, Agua Blanca, Bella Vista, El Mesón, La Cabaña, La Pita, Las Brisas, Mesitas y Puerto Oasis en el municipio de Garzón, y Alto Tres Esquinas del municipio de Gigante, en el departamento del Huila según solicitud tarifaria presentada por la empresa Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Distribución y comercialización	Res 502 069	04/07/2024	Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos por Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. y por el Departamento Nacional de Planeación -DNP- contra la Resolución CREG 502 021 de 2022, "por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución para el siguiente período tarifario conformado por los municipios de Neiva, Teruel, Gigante, La Plata, Palermo, Garzón, Tello, Paicol, Tesalia, Baraya, Hobo, Rivera, Villavieja, Algeciras, Aipe, Campoalegre, Tarqui, Yaguará y los centros poblados El Paraíso, Buenos Aires, El Cedral, Filo de Guayabal, La Azulita y Ulama del municipio de Garzón y El Moral del municipio de Tesalia en el departamento de Huila; Popayán, Cajibío, Silvia, Patía, Morales, Rosas, Timbío, El Tambo, Totoró, Piendamó y el centro poblado La Recta del municipio de Mercaderes en el departamento de Cauca; Melgar, Icononzo, Carmen de Apicalá, Cajamarca, Dolores, San Antonio, Espinal Honda, Murillo, San Sebastián de Mariquita, San Luis, Chaparral, Coello, Herveo, Natagaima, Líbano, Armero Guayabal, Ambalema, Piedras, Ortega, Saldaña, Suárez, Valle de San Juan, Venadillo, Guamo, Alvarado, Fresno, Ibagué, Cunday, Lérida, Flandes, Santa Isabel y Villarica en el departamento de Tolima; Apulo, Guaduas, Albán, Beltrán, Sasaima, Silvania, Viani, Girardot, La Peña, Purificación, Ricaurte, Tocaima, Pandi, Chaguaní, Supatá, San Juan de Rioseco, Jerusalén, San Bernardo, Nimaima, Guataquí, Cabrera, Fusagasugá, San Francisco, Pasca, Puerto Salgar, Pulí, Nilo, La Vega, Agua de Dios, Bituima, Tibacuy, Nocaima, Quipile, Nariño, Guayabal de Síquima, Arbeláez, Villeta, Venecia, Quebradanegra, Vergara, Tena, Granada, San Antonio del Tequendama, Útica, y los Centros Poblados Cambao del municipio de San Juan de Rioseco, y Las Varas, Limoncito, Llano El Pozo y San Francisco del municipio de Ricaurte en el departamento
	Res 502 070	04/07/2024	Por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución y el componente fijo del costo de comercialización de gas natural por redes de tubería para el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de Santa Rosa del Sur, departamento Bolívar, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P
	Res 502 071	11/07/2024	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por Madigas Ingenieros S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 037 de 2023
	Res 502 072	11/07/2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Provigas Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 012 de 2023, "por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural comprimido - GNC por redes de tubería para el mercado relevante especial conformado por las veredas de Buenos Aires, Caracol, Caucho, Guarumo, Guacanonzo Alto, Guacanonzo Bajo, La Loma, Mercadillo, Sabana Larga, San Miguel, Santa Helena Alta y Santa Helena Baja en el municipio de Pandi, departamento de Cundinamarca"
	Res 502 073	11/07/2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Provigas Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 013 de 2023, "por la cual se aprueba el componente fijo del costo de comercialización para el mercado relevante conformado por las veredas de Buenos Aires, Caracol, Caucho, Guarumo, Guacanonzo Alto, Guacanonzo Bajo, La Loma, Mercadillo, Sabana Larga, San Miguel, Santa Helena Alta y Santa Helena Baja en el municipio de Pandi, departamento de Cundinamarca"
	Res 502 086	04/07/2024	Por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución y el componente fijo del costo de comercialización de gas natural por redes de tubería para el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de Gámbita en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P.
	Res 502 092	03/10/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de San Vicente de Chucurí, departamento de Santander y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 093	03/10/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de Andes del departamento de Antioquia, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural comprimido (GNC) por redes de tubería para el mismo mercado

Temática	Norma	Fecha	Descripción
Distribución y comercialización	Res 502 118C	14/11/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de San Luis de Cubarral, departamento del Meta y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 118D	14/11/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de Puerto Rico, departamento del Meta y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo
	Res 502 120B	28/11/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de Güepsa en el departamento de Santander, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo
	Res 502 127	19/12/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio Suaita, departamento de Santander y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 129	19/12/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de Aguada, Santander, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 130	19/12/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por los municipios de Rionegro, Marinilla, Guarne y El Santuario, en el departamento de Antioquia y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 133	19/12/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por el municipio de Moniquirá en el departamento de Boyacá, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 136	19/12/2024	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por los municipios de Anolaima y Cachipay en el departamento de Cundinamarca, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural comprimido (GNC) por redes de tubería para el mismo mercado
	Res 502 145	23/01/2025	Por la cual se aprueba el mercado relevante especial de distribución de gas natural - GN - por redes de tubería conformado por las veredas Juan Rodríguez, Saladito, Ucatá y Cuesta Boba del Municipio de Tona, Departamento de Santander; así como el cargo de distribución por uso del sistema de distribución y el componente fijo del costo de comercialización para el mercado, según solicitud tarifaria presentada por la empresa Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P
	Res 502 148	17/02/2025	Por la cual se aprueban el mercado relevante de distribución conformado por los municipios de Casabianca, Falan, Villahermosa y Palocabildo en el departamento del Tolima, y el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas natural por redes de tubería para el mismo mercado
General	Res 502 121	31/10/2024	Por la cual se reconoce un incentivo a la remuneración del Gestor del Mercado de Gas Natural por cumplimiento de los indicadores de gestión, conforme a lo previsto en el literal a. del numeral 1 del artículo 23 y los Anexos 5 y 6 de la Resolución CREG 055 de 2019, "por la cual se definen las reglas de selección del gestor del mercado de gas natural, las condiciones en que prestará sus servicios y su remuneración, como parte del reglamento de operación de gas natural"
	Res 105 011	12/12/2024	Por la cual se establece el porcentaje de la contribución especial a favor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que deben pagar los prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) y sus actividades complementarias, sometidas al ámbito de regulación de la Comisión para el año 2024 y se dictan otras disposiciones

Fuente: CREG.

Cargo promedio de distribución y máximo base de comercialización

Resolución	Año	Distribuidor	Departamento - Municipios	$ de 31 de diciembre de	Cargo de distribución (Inversión / AOM / Total) $/m3	Cargo máximo base de comercialización $/factura
Res 502 058	2024	Hega S.A. E.S.P.	Centros poblados del municipio de Cantagallo, departamento de Bolívar	2019	3.927,38 542,09 **4.469,48**	
Res 502 059	2024	Keops y Asociados S.A.S. E.S.P.	Centro poblado del municipio de Madrid, departamento de Cundinamarca	2019	712,98 153,72 **866,71**	
Res 502 068	2024	Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	Veredas y centros poblados de los municipios de La Plata, Garzón y Gigante, departamento del Huila	2021	2.043,30 406,35 **2449,65**	2.300,07
Res 502 070	2024	Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	Municipio de Santa Rosa del Sur, departamento de Bolívar	2021	363,75 115,61 **479,36**	2.343,11
Res 502 086	2024	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P.	Municipio de Gámbita, departamento de Santander	2022	2.733,25 1.468,53 **4.201,79**	4.716,38
Res 502 092	2024	Proviservicios S.A. E.S.P.	Municipio de San Vicente de Chucurí, departamento de Santander	2019	82,21 228,72 **310,92**	
Res 502 093	2024	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P.	Municipio de Andes, departamento de Antioquia	2019	73,38 291,95 **365,32**	
Res 502 118C	2024	Gases del Llano S.A. E.S.P.	Municipio de San Luis de Cubarral, departamento del Meta	2019	38,60 259,02 **297,62**	
Res 502 118D	2024	Gases del Llano S.A. E.S.P.	Municipio de Puerto Rico, departamento del Meta	2019	0,00 327,87 **327,87**	
Res 502 120B	2024	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P.	Municipio de Güepsa, departamento de Santander	2019	192,10 470,76 **662,85**	
Res 502 127	2024	Proviservicios S.A. E.S.P.	Municipio Suaita, departamento de Santander	2019	249,37 477,75 **727,12**	
Res 502 129	2024	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P.	Municipio de Aguada, departamento de Santander	2019	189,64 2.552,45 **2.742,09**	
Res 502 130	2024	Alcanos de Colombia y Empresas Públicas de Medellín	Municipios de Rionegro, Marinilla, Guarne y El Santuario, departamento de Antioquia	2019	329,06 96,15 **425,21**	

Resolución	Año	Distribuidor	Departamento - Municipios	$ de 31 de diciembre de	Cargo de distribución (Inversión / AOM / Total) $/m3	Cargo máximo base de comercialización $/factura
Res 502133	2024	Espigas S.A. E.S.P.	Municipio de Moniquirá, departamento de Boyacá	2019	571,10 329,52 **900,62**	
Res 502136	2024	Energy Gas S.A.S. E.S.P.	Municipios de Anolaima y Cachipay, departamento de Cundinamarca	2019	1.268,33 475,56 **1.743,89**	
Res 502145	2025	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P	Veredas del municipio de Tona, departamento de Santander	2023	3.917,79 1.988,65 **5.906,45**	5.489,06
Res 502148	2025	Servingas S.A. E.S.P.	Municipios de Casabianca, Falan, Villahermosa y Palocabildo, departamento del Tolima	2019	76,20 121,22 **197,44**	

Fuente: CREG.



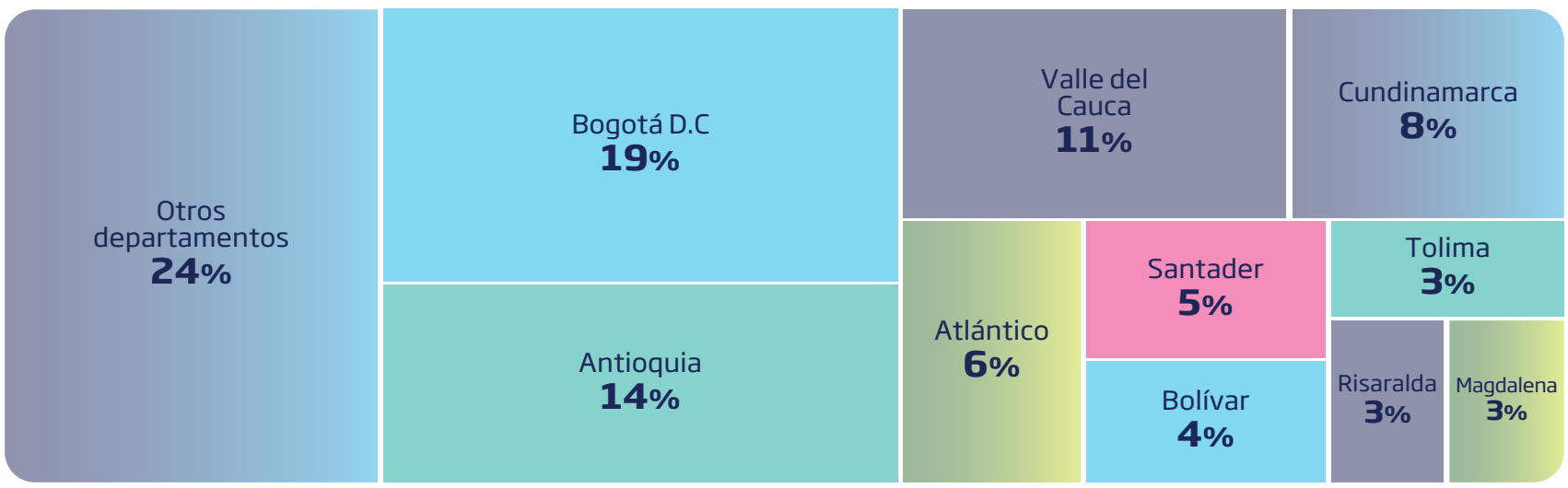
6.2 DETALLE DE COBERTURA NACIONAL

Usuarios de gas natural distribuidos por departamentos de Colombia en 2024

Departamento	Potencial usuarios	Residencia-les anilla-dos	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conec-tados	Comercia-les conecta-dos	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
Antioquia (103)	2.337.987	1.855.171	203.706	595.592	519.505	177.020	98.217	42.188	1.636.228	29.448	1.841	1.667.517	79%	70%
Arauca (3)	29.877	14.722	7.596	5.913	912	0	0	0	14.421	124	0	14.545	49%	48%
Atlántico (23)	839.042	807.148	309.687	227.224	121.814	57.043	19.969	13.872	749.609	12.122	658	762.389	96%	89%
Bogotá D.C.	2.606.296	2.568.183	186.416	774.393	806.680	305.243	94.437	68.307	2.235.476	57.832	437	2.293.745	99%	86%
Bolívar (41)	515.967	491.473	233.398	138.800	56.833	22.262	12.737	14.560	478.590	8.087	237	486.914	95%	93%
Boyacá (81)	328.542	303.463	36.277	145.433	67.619	17.907	7.437	82	274.755	9.563	48	284.366	92%	84%
Caldas (24)	321.505	285.918	40.354	82.223	79.346	22.964	7.747	11.452	244.086	4.975	143	249.204	89%	76%
Caquetá (1)	55.711	51.645	36.582	11.266	2.539	782	1	0	51.170	146	1	51.317	93%	92%
Casanare (19)	199.377	117.093	42.500	51.367	16.499	10.619	37	10	121.032	5.111	12	126.155	59%	61%
Cauca (18)	210.105	162.089	56.791	54.623	25.882	12.419	3.619	528	153.862	1.462	41	155.365	77%	73%
Cesar (23)	305.074	294.956	142.712	84.410	29.446	9.275	3.562	1.147	270.552	3.019	64	273.635	97%	89%
Chocó (5)	41.808	41.434	3.968	336	6	0	0	0	4.310	0	0	4.310	99%	10%
Córdoba (30)	280.460	267.976	153.288	67.084	24.055	6.473	1.960	1.998	254.858	4.240	58	259.156	96%	91%
Cundinamarca (113)	1.369.006	991.614	108.886	371.741	314.995	99.236	12.558	3.212	910.628	16.177	350	927.155	72%	67%
Guaviare (1)	15.490	6.204	2.920	3.128	477	8	0	0	6.533	74	0	6.607	40%	42%
Huila (26)	304.891	282.576	104.884	132.604	31.108	10.237	2.612	116	281.561	2.597	42	284.200	93%	92%
La Guajira (15)	166.913	162.842	68.370	54.110	14.824	2.700	275	1	140.281	1.650	84	142.015	98%	84%
Magdalena (30)	372.695	359.172	145.032	78.888	50.696	12.791	6.284	12.343	306.034	4.286	371	310.691	96%	82%
Meta (22)	383.031	286.812	79.550	97.538	85.304	11.034	4.429	1.398	279.253	8.653	23	287.929	75%	73%
Nariño (1)	110.266	73.430	18.728	25.941	6.824	1.383	383	1	53.260	113	0	53.373	67%	48%
Norte de Santander (21)	362.339	301.292	107.996	129.370	47.189	15.090	1.638	132	301.415	2.076	29	303.520	83%	83%
Putumayo (4)	21.847	20.425	12.493	3.713	228	0	0	0	16.434	28	0	16.462	93%	75%
Quindío (8)	220.029	209.125	40.609	69.805	43.359	15.211	13.912	2.121	185.017	3.636	86	188.739	95%	84%
Risaralda (12)	386.391	352.876	48.141	109.074	86.183	41.699	15.606	10.991	311.694	5.873	131	317.698	91%	81%
Santander (42)	656.550	577.692	109.782	159.078	142.495	92.300	16.216	12.609	532.480	10.081	94	542.655	88%	81%
Sucre (23)	182.390	175.807	106.685	47.176	9.868	4.113	896	421	169.159	3.150	39	172.348	96%	93%
Tolima (40)	438.853	371.528	90.927	173.753	76.250	24.412	3.372	559	369.273	5.100	97	374.470	85%	84%
Valle del Cauca (39)	1.616.627	1.351.086	261.217	477.445	332.962	132.779	72.352	22.454	1.299.209	20.017	499	1.319.725	84%	80%
Total país (769)	**14.679.069**	**12.783.752**	**2.759.495**	**4.172.028**	**2.993.898**	**1.105.000**	**400.256**	**220.502**	**11.651.180**	**219.640**	**5.385**	**11.876.205**	**87%**	**79%**

(#) Número de municipios por departamento.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Usuarios conectados distribuidos por departamentos de Colombia en 2024 (Porcentaje)





Usuarios de gas natural distribuidos por municipios de Colombia en 2024

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Ciudades capitales	**7.565.090**	**7.122.677**	**1.206.284**	**2.069.103**	**1.869.210**	**796.141**	**335.561**	**208.638**	**6.484.936**	**143.555**	**2.816**	**6.631.307**	**94%**	**86%**
Municipios	**7.113.979**	**5.661.075**	**1.553.212**	**2.102.926**	**1.124.688**	**308.860**	**64.695**	**11.864**	**5.166.244**	**76.085**	**2.569**	**5.244.898**	**80%**	**73%**
Total país	**14.679.069**	**12.783.752**	**2.759.495**	**4.172.028**	**2.993.898**	**1.105.000**	**400.256**	**220.502**	**11.651.180**	**219.640**	**5.385**	**11.876.205**	**87%**	**79%**
Antioquia (103)	**2.337.987**	**1.855.171**	**203.706**	**595.592**	**519.505**	**177.020**	**98.217**	**42.188**	**1.636.228**	**29.448**	**1.841**	**1.667.517**	**79%**	**70%**
Abejorral	7.403	3.265	520	1.641	146	2	0	0	2.309	33	0	2.342	44%	31%
Amagá	11.177	8.115	1.545	4.926	434	77	0	2	6.984	109	2	7.095	73%	62%
Amalfi	9.602	4.782	754	1.285	922	5	0	0	2.966	32	0	2.998	50%	31%
Andes	5.220	4.750	1.401	2.155	451	11	1	0	4.019	18	0	4.037	91%	77%
Angelópolis	2.107	1.230	134	586	125	1	1	0	847	6	0	853	58%	40%
Apartadó	45.318	31.464	11.953	9.679	3.661	710	1	0	26.004	180	2	26.186	69%	57%
Arboletes	11.101	3.968	1.820	1.345	184	17	0	0	3.366	34	0	3.400	36%	30%
Barbosa	19.346	9.413	872	6.157	1.197	9	4	3	8.242	162	9	8.413	49%	43%
Bello	195.330	174.493	26.948	49.313	65.352	18.188	8	10	159.819	1.626	79	161.524	89%	82%
Belmira	2.209	699	57	448	56	3	0	0	564	5	0	569	32%	26%
Betania	3.756	1.451	134	931	128	3	0	0	1.196	26	0	1.222	39%	32%
Betulia	5.726	1.859	385	691	262	4	0	0	1.342	16	0	1.358	32%	23%
Cáceres	3.445	3.020	1.748	259	0	0	0	0	2.007	8	0	2.015	88%	58%
Caldas	29.683	25.380	915	14.087	7.219	62	1	1	22.285	418	15	22.718	86%	75%
Cañasgordas	5.645	2.141	88	1.531	67	6	0	0	1.692	18	0	1.710	38%	30%
Caracolí	1.663	941	243	576	27	3	0	0	849	20	0	869	57%	51%
Caramanta	1.707	1.001	129	232	312	10	0	0	683	12	0	695	59%	40%
Carepa	17.994	11.015	3.436	5.477	652	22	0	0	9.587	51	0	9.638	61%	53%
Carolina	1.455	1.408	217	904	19	3	1	0	1.144	19	0	1.163	97%	79%
Caucasia	20.200	19.647	5.060	9.491	2.829	451	58	2	17.891	253	2	18.146	97%	89%
Chigorodó	21.460	15.306	7.252	5.601	317	23	0	0	13.193	74	0	13.267	71%	61%
Cisneros	3.594	3.470	436	2.007	449	6	0	0	2.898	29	1	2.928	97%	81%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Ciudad Bolívar	9.556	6.249	783	1.609	1.829	14	0	0	4.235	52	0	4.287	65%	44%
Cocorná	5.707	3.249	193	1.271	702	15	0	0	2.181	26	0	2.207	57%	38%
Concepción	1.741	947	41	448	218	8	0	0	715	21	0	736	54%	41%
Concordia	7.840	3.036	463	1.222	738	17	0	0	2.440	22	0	2.462	39%	31%
Copacabana	29.038	26.605	809	14.528	8.217	104	21	29	23.708	378	39	24.125	92%	82%
Dabeiba	8.478	3.273	590	1.085	752	8	0	0	2.435	57	0	2.492	39%	29%
Don Matías	7.021	5.349	37	2.739	2.004	274	0	0	5.054	137	1	5.192	76%	72%
El Bagre	7.606	7.190	2.998	1.566	116	0	0	0	4.680	11	0	4.691	95%	62%
El Carmen de Viboral	15.324	13.831	561	5.457	6.829	294	3	0	13.144	256	5	13.405	90%	86%
El Santuario	10.631	10.053	1.390	6.142	2.174	21	2	0	9.729	143	0	9.872	95%	92%
Entrerríos	4.159	2.218	23	256	1.484	338	4	0	2.105	56	1	2.162	53%	51%
Envigado	85.622	89.525	902	14.383	26.151	17.979	20.587	2.615	82.617	1.693	106	84.416	105%	96%
Fredonia	8.959	3.087	316	1.172	917	15	0	1	2.421	32	0	2.453	34%	27%
Frontino	7.553	3.212	298	1.205	937	66	0	0	2.506	15	0	2.521	43%	33%
Girardota	19.277	14.539	361	10.400	2.004	288	29	19	13.101	271	41	13.413	75%	68%
Gómez Plata	3.585	2.391	492	1.451	14	4	0	0	1.961	30	1	1.992	67%	55%
Granada	3.719	3.027	222	414	880	0	0	0	1.516	14	0	1.530	81%	41%
Guadalupe	2.402	872	154	470	80	1	0	0	705	9	0	714	36%	29%
Guarne	27.710	7.196	231	2.430	4.006	155	3	0	6.825	179	35	7.039	26%	25%
Guatapé	3.110	3.086	58	1.893	953	107	0	0	3.011	106	0	3.117	99%	97%
Hispania	2.016	1.500	180	657	282	17	0	0	1.136	18	0	1.154	74%	56%
Itagüí	103.223	98.978	3.424	31.593	47.145	6.613	2	32	88.809	1.880	358	91.047	96%	86%
Ituango	9.962	2.942	526	1.484	288	14	0	0	2.312	45	1	2.358	30%	23%
Jardín	5.349	3.867	450	1.519	843	114	5	0	2.931	62	1	2.994	72%	55%
Jericó	4.984	3.263	170	1.504	862	12	0	0	2.548	41	0	2.589	65%	51%
La Ceja	24.271	20.550	18	1.822	7.378	2.750	483	3	12.454	160	3	12.617	85%	51%
La Estrella	26.762	26.936	1.221	8.647	9.758	4.040	301	13	23.980	436	107	24.523	101%	90%
La Unión	7.956	4.170	248	2.546	739	34	0	0	3.567	73	3	3.643	52%	45%
Liborina	3.672	2.335	676	844	254	5	0	0	1.779	30	0	1.809	64%	48%
Maceo	3.002	1.495	166	951	130	1	0	0	1.248	26	1	1.275	50%	42%
Marinilla	19.891	18.309	1.196	5.197	10.018	1.234	15	0	17.660	280	3	17.943	92%	89%
Medellín	902.184	849.758	69.250	257.520	236.506	91.282	68.815	38.496	761.869	15.891	848	778.608	94%	84%
Montebello	2.426	871	103	220	190	1	0	0	514	6	0	520	36%	21%
Mutatá	5.184	1.591	620	652	23	1	0	0	1.296	27	0	1.323	31%	25%
Necoclí	15.700	3.458	1.403	1.074	139	6	0	0	2.622	41	0	2.663	22%	17%
Olaya	1.147	378	104	207	5	2	3	0	321	2	0	323	33%	28%
Peñol	7.790	4.607	180	3.849	648	12	0	0	4.689	81	0	4.770	59%	60%
Pueblorrico	3.172	1.822	375	700	366	4	0	0	1.445	23	0	1.468	57%	46%
Puerto Berrío	14.553	8.723	5.673	2.478	557	68	0	0	8.776	66	3	8.845	60%	60%
Puerto Nare	5.252	4.455	1.353	2.461	251	4	0	0	4.069	30	1	4.100	85%	77%
Puerto Triunfo	3.671	3.151	576	2.528	36	0	0	0	3.140	31	0	3.171	86%	86%
Remedios	10.518	4.481	942	1.389	446	11	0	0	2.788	36	2	2.826	43%	27%
Retiro	8.769	6.450	84	658	2.686	1.013	1.184	10	5.635	121	3	5.759	74%	64%
Rionegro	100.528	42.787	922	8.653	13.372	10.448	6.456	936	40.787	904	38	41.729	43%	41%
Sabanalarga	3.334	1.718	411	718	149	1	0	0	1.279	9	0	1.288	52%	38%
Sabaneta	30.913	51.528	308	11.307	18.642	18.769	80	12	49.118	914	105	50.137	167%	159%
Salgar	6.660	2.543	640	838	444	4	0	0	1.926	14	1	1.941	38%	29%
San Andrés de Cuerquía	2.638	1.313	323	825	102	15	0	0	1.265	17	0	1.282	50%	48%
San Carlos	5.857	3.399	312	1.291	834	7	0	0	2.444	35	0	2.479	58%	42%
San Jerónimo	5.689	2.492	198	1.108	366	129	122	4	1.927	56	0	1.983	44%	34%
San José de la Montaña	1.352	1.037	222	665	15	12	0	0	914	13	0	927	77%	68%
San Juan de Urabá	7.485	2.558	1.714	396	0	8	0	0	2.118	27	0	2.145	34%	28%
San Luis	4.756	3.045	426	2.148	30	11	0	0	2.615	25	0	2.640	64%	55%
San Pedro	8.129	5.896	74	2.623	2.413	182	12	0	5.304	125	4	5.433	73%	65%
San Pedro de Urabá	11.441	3.896	2.502	701	1	2	0	0	3.206	41	0	3.247	34%	28%
San Rafael	5.730	3.379	95	2.276	210	2	0	0	2.583	23	0	2.606	59%	45%
San Roque	7.919	4.153	678	2.535	331	11	0	0	3.555	42	2	3.599	52%	45%
San Vicente	8.119	2.369	134	987	826	10	1	0	1.958	49	0	2.007	29%	24%
Santa Bárbara	9.608	4.915	252	1.728	1.478	7	0	0	3.465	33	2	3.500	51%	36%
Santa Fé de Antioquia	9.672	7.169	1.140	2.528	1.019	196	12	0	4.895	112	3	5.010	74%	51%
Santa Rosa de Osos	13.467	7.439	266	4.579	1.445	148	0	0	6.438	141	2	6.581	55%	48%
Santo Domingo	4.509	1.511	98	795	234	7	0	0	1.134	21	0	1.155	34%	25%
Segovia	8.078	5.741	1.563	968	66	0	0	0	2.597	29	0	2.626	71%	32%
Sonsón	13.283	5.989	206	2.500	1.969	40	0	0	4.715	80	2	4.797	45%	35%

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Sopetrán	5.548	2.813	340	1.505	478	60	0	0	2.383	28	0	2.411	51%	43%
Támesis	5.923	4.082	335	1.212	1.321	15	1	0	2.884	51	1	2.936	69%	49%
Tarazá	5.424	4.657	1.963	593	2	0	0	0	2.558	13	0	2.571	86%	47%
Tarso	2.260	1.393	386	563	121	1	0	0	1.071	16	0	1.087	62%	47%
Titiribí	3.919	1.742	289	983	162	3	1	0	1.438	20	0	1.458	44%	37%
Toledo	1.816	726	364	693	134	14	0	0	1.205	14	0	1.219	40%	66%
Turbo	46.385	26.366	14.193	5.643	1.224	47	0	0	21.107	125	0	21.232	57%	46%
Urrao	11.082	5.930	462	2.400	1.410	73	0	0	4.345	29	0	4.374	54%	39%
Valdivia	5.077	1.256	238	689	112	1	0	0	1.040	8	0	1.048	25%	20%
Valparaíso	2.385	1.609	171	895	121	2	0	0	1.189	12	0	1.201	67%	50%
Vegachí	4.330	3.229	522	1.759	8	7	0	0	2.296	28	0	2.324	75%	53%
Venecia	4.249	2.494	158	768	646	30	0	0	1.602	32	0	1.634	59%	38%
Yalí	2.790	1.296	334	578	80	2	0	0	994	21	0	1.015	46%	36%
Yarumal	15.330	10.993	1.438	4.313	3.892	184	0	0	9.827	177	2	10.006	72%	64%
Yolombó	8.284	2.914	139	1.556	404	9	0	0	2.108	30	0	2.138	35%	25%
Yondó	54.674	3.937	2.801	754	76	1	0	0	3.632	61	6	3.699	7%	7%
Zaragoza	3.712	3.014	1.182	556	4	0	0	0	1.742	10	0	1.752	81%	47%
Arauca (3)	**29.877**	**14.722**	**7.596**	**5.913**	**912**	**0**	**0**	**0**	**14.421**	**124**	**0**	**14.545**	**49%**	**48%**
Fortul	2.380	2.380	1.877	466	7	0	0	0	2.350	5	0	2.355	100%	99%
Saravena	17.473	4.842	2.534	2.304	10	0	0	0	4.848	7	0	4.855	28%	28%
Tame	10.024	7.500	3.185	3.143	895	0	0	0	7.223	112	0	7.335	75%	72%
Atlántico (23)	**839.042**	**807.148**	**309.687**	**227.224**	**121.814**	**57.043**	**19.969**	**13.872**	**749.609**	**12.122**	**658**	**762.389**	**96%**	**89%**
Baranoa	18.485	17.359	9.024	5.176	1.907	42	0	0	16.149	222	9	16.380	94%	87%
Barranquilla	419.291	409.276	125.997	84.583	85.777	52.753	18.523	13.063	380.696	8.557	456	389.709	98%	91%
Campo de la Cruz	5.130	4.384	847	2.149	842	0	0	0	3.838	41	0	3.879	85%	75%
Candelaria	4.110	3.948	2.688	839	0	0	0	0	3.527	21	0	3.548	96%	86%
Galapa	18.953	17.754	10.240	3.591	2.855	1	0	0	16.687	182	37	16.906	94%	88%
Juan de Acosta	6.633	6.072	2.481	1.567	758	172	307	4	5.289	89	1	5.379	92%	80%
Luruaco	6.452	6.308	3.857	1.884	120	0	0	0	5.861	50	6	5.917	98%	91%
Malambo	38.361	34.654	29.959	2.901	95	0	0	0	32.955	291	39	33.285	90%	86%
Manatí	4.462	4.230	2.725	1.181	0	0	0	0	3.906	26	1	3.933	95%	88%
Palmar de Varela	7.054	6.513	2.146	3.091	934	0	0	0	6.171	54	1	6.226	92%	87%
Piojó	1.302	1.128	867	160	0	2	0	0	1.029	13	0	1.042	87%	79%
Polonuevo	4.472	4.306	2.224	1.498	264	1	0	0	3.987	49	6	4.042	96%	89%
Ponedera	5.871	5.207	2.915	1.655	168	0	0	0	4.738	49	6	4.793	89%	81%
Puerto Colombia	30.767	28.499	4.525	5.669	11.316	3.168	1.127	803	26.608	480	15	27.103	93%	86%
Repelón	7.172	6.577	4.978	921	53	0	0	0	5.952	26	0	5.978	92%	83%
Sabana-grande	11.173	10.154	4.353	4.712	342	1	0	2	9.410	119	13	9.542	91%	84%
Sabanalarga	27.118	25.101	13.916	4.876	3.024	337	12	0	22.165	222	2	22.389	93%	82%
Santa Lucía	3.123	2.950	1.983	673	20	0	0	0	2.676	14	0	2.690	94%	86%
Santo Tomás	7.298	7.109	2.528	3.162	940	7	0	0	6.637	99	3	6.739	97%	91%
Soledad	202.698	197.129	77.391	94.469	11.911	7	0	0	183.778	1.421	53	185.252	97%	91%
Suan	2.567	2.502	1.345	724	234	0	0	0	2.303	26	1	2.330	97%	90%
Tubará	4.229	3.729	1.583	921	144	552	0	0	3.200	44	9	3.253	88%	76%
Usiacurí	2.321	2.259	1.115	822	110	0	0	0	2.047	27	0	2.074	97%	88%
Bogotá D.C.	**2.606.296**	**2.568.183**	**186.416**	**774.393**	**806.680**	**305.243**	**94.437**	**68.307**	**2.235.476**	**57.832**	**437**	**2.293.745**	**99%**	**86%**
Bolívar (41)	**515.967**	**491.473**	**233.398**	**138.800**	**56.833**	**22.262**	**12.737**	**14.560**	**478.590**	**8.087**	**237**	**486.914**	**95%**	**93%**
Achí	1.269	1.250	1.137	3	0	0	0	0	1.140	9	0	1.149	99%	90%
Altos del Rosario	971	950	838	0	0	0	0	0	838	5	0	843	98%	86%
Arenal	1.316	1.311	1.142	0	0	0	0	0	1.142	8	0	1.150	100%	87%
Arjona	17.077	16.675	12.793	3.135	547	0	0	0	16.475	146	1	16.622	98%	96%
Arroyo-hondo	1.661	1.542	1.020	278	0	0	0	0	1.298	8	0	1.306	93%	78%
Barranco de Loba	1.494	1.452	1.265	0	3	0	0	0	1.268	15	0	1.283	97%	85%
Calamar	5.516	5.267	3.384	1.040	3	0	0	0	4.427	22	0	4.449	95%	80%
Cantagallo	5.836	1.817	1.175	515	0	0	0	0	1.690	27	0	1.717	31%	29%
Cartagena	316.122	306.078	119.637	84.093	51.807	20.805	12.725	14.560	303.627	6.172	208	310.007	97%	96%
Cicuco	2.483	2.260	1.405	547	1	0	0	0	1.953	20	0	1.973	91%	79%
Clemencia	3.222	2.785	1.619	1.014	68	2	0	0	2.703	13	4	2.720	86%	84%
Córdoba	1.083	1.040	561	208	0	0	0	0	769	5	0	774	96%	71%
El Carmen de Bolívar	13.668	12.768	6.619	4.935	923	0	0	0	12.477	212	3	12.692	93%	91%
El Guamo	1.145	1.134	785	101	1	0	0	0	887	9	0	896	99%	77%
El Peñón	846	808	714	0	0	0	0	0	714	1	0	715	96%	84%
Hatillo de Loba	715	621	556	0	0	0	0	0	556	2	0	558	87%	78%
Magangué	27.187	26.259	13.234	11.836	169	209	0	0	25.448	379	3	25.830	97%	94%
Mahates	5.080	4.901	3.647	97	1	0	0	0	3.745	14	1	3.760	96%	74%
Margarita	692	690	510	3	0	0	0	0	513	2	0	515	100%	74%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
María la Baja	7.279	6.881	4.775	1.811	124	0	0	0	6.710	42	0	6.752	95%	92%
Mompox	9.278	6.579	4.430	1.610	277	0	0	0	6.317	98	0	6.415	71%	68%
Norosí	418	402	381	0	0	0	0	0	381	5	0	386	96%	91%
Regidor	1.053	1.039	871	0	0	0	0	0	871	4	0	875	99%	83%
Río Viejo	1.313	1.311	1.204	0	0	0	0	0	1.204	12	0	1.216	100%	92%
San Cristobal	1.757	1.609	1.249	136	0	0	0	0	1.385	3	0	1.388	92%	79%
San Estanislao	4.245	4.208	2.493	1.156	48	0	0	0	3.697	19	0	3.716	99%	87%
San Fernando	852	842	765	3	0	0	0	0	768	2	0	770	99%	90%
San Jacinto	5.477	4.690	3.694	784	18	0	0	0	4.496	71	0	4.567	86%	82%
San Jacinto del Cauca	732	727	538	0	0	0	0	0	538	10	0	548	99%	73%
San Juan Nepomuceno	8.270	7.771	3.962	3.455	26	0	0	0	7.443	114	1	7.558	94%	90%
San Martín de Loba	1.795	1.768	1.463	0	0	0	0	0	1.463	7	0	1.470	98%	82%
San Pablo	6.472	5.641	5.263	747	1	0	0	0	6.011	68	0	6.079	87%	93%
Santa Catalina	3.143	2.963	2.359	190	4	0	0	0	2.553	14	0	2.567	94%	81%
Santa Rosa	4.452	4.448	3.966	347	0	0	0	0	4.313	34	0	4.347	100%	97%
Simití	1.796	1.780	1.087	419	0	0	0	0	1.506	16	0	1.522	99%	84%
Soplaviento	2.431	2.285	1.326	583	84	0	0	0	1.993	9	0	2.002	94%	82%
Talaigua Nuevo	2.999	2.911	1.929	357	0	0	0	0	2.286	13	0	2.299	97%	76%
Turbaco	34.517	34.144	12.687	17.345	2.723	1.246	12	0	34.013	429	15	34.457	99%	99%
Turbana	3.760	3.648	1.932	1.581	1	0	0	0	3.514	25	1	3.540	97%	93%
Villanueva	4.107	3.984	3.638	220	4	0	0	0	3.862	18	0	3.880	97%	94%
Zambrano	2.438	2.234	1.345	251	0	0	0	0	1.596	5	0	1.601	92%	65%
Boyacá (81)	**328.542**	**303.463**	**36.277**	**145.433**	**67.619**	**17.907**	**7.437**	**82**	**274.755**	**9.563**	**48**	**284.366**	**92%**	**84%**
Aquitania	1.895	1.885	157	1.676	2	0	0	0	1.835	36	0	1.871	99%	97%
Arcabuco	2.533	1.042	60	836	11	0	0	0	907	61	0	968	41%	36%
Belén	1.997	1.801	13	1.777	12	0	0	0	1.802	112	1	1.915	90%	90%
Berbeo	381	380	100	257	3	1	0	0	361	11	0	372	100%	95%
Boavita	2.629	914	163	750	1	0	0	0	914	1	0	915	35%	35%
Boyacá	388	382	94	230	5	0	0	0	329	14	0	343	98%	85%
Briceño	208	207	32	115	0	0	0	0	147	8	0	155	100%	71%
Busbanzá	166	166	46	98	0	0	0	0	144	0	0	144	100%	87%
Caldas	219	217	49	154	1	0	0	0	204	7	0	211	99%	93%
Campo-hermoso	515	498	248	249	0	0	0	0	497	13	0	510	97%	97%
Cerinza	651	644	160	374	9	0	0	0	543	30	1	574	99%	83%
Chinavita	1.003	975	356	614	1	0	0	0	971	11	0	982	97%	97%
Chiquinquirá	17.780	17.345	1.522	8.383	5.503	20	1	3	15.432	546	4	15.982	98%	87%
Chitaraque	2.352	854	129	345	19	0	0	0	493	12	0	505	36%	21%
Chivatá	239	236	116	84	10	1	0	0	211	14	0	225	99%	88%
Ciénega	1.148	1.115	129	925	26	0	0	0	1.080	38	2	1.120	97%	94%
Cómbita	5.080	2.244	286	1.583	116	7	0	0	1.992	56	0	2.048	44%	39%
Corrales	447	372	73	292	0	0	0	0	365	4	0	369	83%	82%
Cubará	1.059	813	441	359	13	0	0	0	813	0	0	813	77%	77%
Cucaita	707	582	107	515	10	2	0	0	634	23	0	657	82%	90%
Cuítiva	251	251	53	100	0	0	0	0	153	6	0	159	100%	61%
Duitama	49.348	48.218	4.309	21.632	13.482	2.741	520	0	42.684	1.438	13	44.135	98%	86%
Firavitoba	1.143	1.141	337	644	4	0	0	0	985	12	1	998	100%	86%
Floresta	1.047	965	183	697	21	0	0	0	901	23	0	924	92%	86%
Gámeza	520	520	119	393	0	0	0	0	512	2	0	514	100%	98%
Garagoa	5.180	5.037	1.133	3.182	718	2	0	0	5.035	137	0	5.172	97%	97%
Guateque	3.265	3.144	766	1.802	566	9	0	0	3.143	108	0	3.251	96%	96%
Iza	429	413	39	340	13	0	0	0	392	11	0	403	96%	91%
Jenesano	1.152	1.132	44	567	465	4	0	0	1.080	44	0	1.124	98%	94%
La Capilla	785	768	331	420	17	0	0	0	768	11	0	779	98%	98%
La Uvita	1.813	565	159	405	1	0	0	0	565	7	0	572	31%	31%
Miraflores	2.310	2.240	728	1.463	26	0	0	0	2.217	80	0	2.297	97%	96%
Mongua	1.699	666	44	384	0	0	0	0	428	7	0	435	39%	25%
Monguí	1.217	1.193	73	916	6	0	0	0	995	20	1	1.016	98%	82%
Moniquirá	7.102	5.526	1.190	1.928	1.977	306	125	0	5.526	184	0	5.710	78%	78%
Motavita	508	498	174	205	21	0	0	0	400	18	0	418	98%	79%
Nobsa	4.576	4.549	349	3.947	114	15	0	0	4.425	168	1	4.594	99%	97%
Nuevo colon	614	604	78	492	1	0	0	0	571	23	0	594	98%	93%
Oicatá	622	617	82	519	6	1	0	0	608	14	0	622	99%	98%
Pachavita	280	264	44	210	8	0	0	0	262	7	0	269	94%	94%
Páez	730	702	70	614	17	0	0	0	701	28	0	729	96%	96%
Paipa	12.110	11.910	262	9.117	1.609	346	2	1	11.337	462	0	11.799	98%	94%
Pajarito	889	302	32	206	18	31	0	0	287	17	0	304	34%	32%
Pesca	981	981	24	682	3	0	0	0	709	21	0	730	100%	72%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Puerto Boyacá	11.365	11.089	2.913	6.383	1.437	90	0	0	10.823	126	0	10.949	98%	95%
Ramiriquí	3.288	3.282	208	2.229	325	327	1	0	3.090	106	0	3.196	100%	94%
Ráquira	854	828	91	508	149	0	0	0	748	215	2	965	97%	88%
Saboyá	430	396	65	299	1	0	0	0	365	12	0	377	92%	85%
Sáchica	1.421	1.349	502	722	77	1	0	0	1.302	97	0	1.399	95%	92%
Samacá	5.890	5.585	1.039	3.717	612	9	1	0	5.378	195	0	5.573	95%	91%
San Eduardo	468	450	204	242	0	0	0	0	446	18	0	464	96%	95%
San José de Pare	2.118	1.775	261	1.503	6	1	0	0	1.771	4	0	1.775	84%	84%
San Luis de Gaceno	1.090	1.049	618	354	58	0	0	0	1.030	3	0	1.033	96%	94%
Santa Rosa de Viterbo	2.785	2.714	178	1.743	629	0	0	0	2.550	98	1	2.649	97%	92%
Santa Sofía	422	414	12	249	85	0	0	0	346	34	0	380	98%	82%
Santana	2.780	917	64	791	62	0	0	0	917	21	0	938	33%	33%
Siachoque	525	525	39	449	6	0	0	0	494	23	1	518	100%	94%
Soatá	4.664	3.277	1.232	1.740	5	0	0	0	2.977	4	0	2.981	70%	64%
Socha	2.500	2.000	59	1.218	50	0	0	0	1.327	0	0	1.327	80%	53%
Sogamoso	48.353	47.165	3.008	26.412	10.624	2.206	162	1	42.413	1.432	13	43.858	98%	88%
Sora	283	248	40	212	12	0	0	0	264	11	0	275	88%	93%
Soracá	694	694	95	450	24	0	0	0	569	31	1	601	100%	82%
Sotaquirá	4.036	2.524	1.285	1.124	48	3	0	0	2.460	14	0	2.474	63%	61%
Sutamarchán	819	811	52	363	232	0	0	0	647	61	0	708	99%	79%
Sutatenza	624	605	292	289	22	0	0	0	603	15	0	618	97%	97%
Tenza	1.117	1.100	471	616	9	0	0	0	1.096	14	0	1.110	98%	98%
Tibaná	825	806	110	660	4	0	0	0	774	31	0	805	98%	94%
Tibasosa	2.214	2.190	33	1.513	538	20	0	0	2.104	114	0	2.218	99%	95%
Tinjacá	502	490	11	333	65	0	0	0	409	42	0	451	98%	81%
Togüí	1.940	1.872	36	559	25	0	0	0	620	12	0	632	96%	32%
Tópaga	1.095	921	70	794	0	0	0	0	864	5	0	869	84%	79%
Tota	543	543	191	231	0	0	0	0	422	18	0	440	100%	78%
Tunja	74.501	73.171	5.931	13.800	26.569	11.254	6.580	68	64.202	2.324	3	66.529	98%	86%
Tununguá	107	98	33	41	2	0	0	0	76	6	0	82	92%	71%
Turmequé	818	762	65	588	76	1	0	0	730	29	0	759	93%	89%
Tuta	2.321	1.911	365	1.632	35	0	0	0	2.032	79	0	2.111	82%	88%
Úmbita	573	550	242	304	0	0	0	0	546	11	0	557	96%	95%
Venta-quemada	1.606	1.595	416	994	40	0	0	0	1.450	88	3	1.541	99%	90%
Villa de Leyva	3.600	3.490	339	1.340	955	509	45	9	3.197	384	0	3.581	97%	89%
Viracachá	282	282	110	136	2	0	0	0	248	10	0	258	100%	88%
Zetaquirá	1.121	1.107	693	414	0	0	0	0	1.107	31	0	1.138	99%	99%
Caldas (24)	**321.505**	**285.918**	**40.354**	**82.223**	**79.346**	**22.964**	**7.747**	**11.452**	**244.086**	**4.975**	**143**	**249.204**	**89%**	**76%**
Aguadas	3.871	3.650	496	1.081	159	4	0	0	1.740	36	0	1.776	94%	45%
Anserma	13.845	9.421	1.439	2.455	2.883	132	1	0	6.910	128	0	7.038	68%	50%
Aranzazu	2.424	2.158	633	626	219	0	0	0	1.478	21	0	1.499	89%	61%
Belalcázar	3.897	2.246	566	848	320	1	0	0	1.735	35	1	1.771	58%	45%
Chinchiná	21.119	18.513	2.646	6.739	4.343	1.999	175	2	15.904	278	7	16.189	88%	75%
Filadelfia	1.291	1.273	283	582	357	0	0	0	1.222	13	0	1.235	99%	95%
La Dorada	20.695	19.639	5.202	10.980	3.207	153	12	0	19.554	206	3	19.763	95%	94%
La Merced	981	853	109	536	185	0	0	0	830	12	0	842	87%	85%
Manizales	158.396	151.964	12.512	31.423	49.279	18.605	7.348	11.252	130.419	3.274	114	133.807	96%	82%
Manzanares	3.505	3.376	910	1.987	431	14	0	0	3.342	43	0	3.385	96%	95%
Marquetalia	2.600	2.600	1.097	1.346	106	0	0	0	2.549	10	0	2.559	100%	98%
Neira	8.590	5.548	665	2.174	2.198	5	0	0	5.042	110	0	5.152	65%	59%
Norcasia	1.670	1.330	512	713	36	0	0	0	1.261	7	0	1.268	80%	76%
Pácora	2.239	2.016	121	824	92	6	0	0	1.043	13	0	1.056	90%	47%
Palestina	6.960	5.419	1.256	1.688	228	218	146	196	3.732	92	1	3.825	78%	54%
Pensilvania	3.220	3.220	866	1.994	320	13	0	0	3.193	8	0	3.201	100%	99%
Riosucio	16.970	12.586	4.735	2.501	2.829	4	0	0	10.069	135	1	10.205	74%	59%
Risaralda	3.647	2.103	491	924	251	0	0	0	1.666	37	0	1.703	58%	46%
Salamina	3.091	2.685	280	714	203	2	0	0	1.199	29	0	1.228	87%	39%
San José	1.881	764	161	418	23	1	0	0	603	16	0	619	41%	32%
Supía	9.997	6.409	479	2.832	1.809	8	1	1	5.130	73	2	5.205	64%	51%
Victoria	1.777	1.696	842	615	228	2	1	0	1.688	11	0	1.699	95%	95%
Villamaría	23.093	21.691	2.974	6.839	8.475	1.666	56	1	20.011	323	14	20.348	94%	87%
Viterbo	5.746	4.758	1.079	1.384	1.165	131	7	0	3.766	65	0	3.831	83%	66%
Caquetá (1)	**55.711**	**51.645**	**36.582**	**11.266**	**2.539**	**782**	**1**	**0**	**51.170**	**146**	**1**	**51.317**	**93%**	**92%**
Florencia	55.711	51.645	36.582	11.266	2.539	782	1	0	51.170	146	1	51.317	93%	92%
Casanare (19)	**199.377**	**117.093**	**42.500**	**51.367**	**16.499**	**10.619**	**37**	**10**	**121.032**	**5.111**	**12**	**126.155**	**59%**	**61%**
Aguazul	22.654	11.836	2.877	6.403	1.849	718	2	1	11.850	487	2	12.339	52%	52%
Chámeza	905	515	107	393	0	19	0	0	519	5	0	524	57%	57%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Hato Corozal	4.298	2.608	437	2.110	50	58	0	0	2.655	54	0	2.709	61%	62%
La Salina	484	187	179	2	0	0	0	0	181	6	0	187	39%	37%
Maní	5.088	4.416	1.500	2.134	74	678	2	1	4.389	124	0	4.513	87%	86%
Monterrey	11.693	5.594	3.242	2.064	16	478	2	0	5.802	225	0	6.027	48%	50%
Nunchía	2.942	2.087	453	1.184	28	418	0	0	2.083	47	1	2.131	71%	71%
Orocué	4.972	645	1.141	1.359	80	100	0	0	2.680	93	0	2.773	13%	54%
Paz de Ariporo	12.292	8.580	6.339	2.242	3	177	0	0	8.761	237	0	8.998	70%	71%
Pore	3.926	3.097	920	1.260	62	960	1	0	3.203	67	0	3.270	79%	82%
Recetor	603	296	102	59	0	139	0	0	300	1	0	301	49%	50%
Sabanalarga	1.514	1.212	136	903	49	111	3	1	1.203	20	0	1.223	80%	79%
Sácama	690	450	135	211	14	96	0	0	456	5	0	461	65%	66%
San Luis de Palenque	2.622	2.107	637	1.230	86	315	3	0	2.271	51	0	2.322	80%	87%
Támara	3.057	1.211	470	341	21	402	0	0	1.234	23	0	1.257	40%	40%
Tauramena	6.969	6.552	2.882	3.363	679	11	8	2	6.945	367	1	7.313	94%	100%
Trinidad	3.905	3.593	1.570	1.525	20	473	0	1	3.589	91	0	3.680	92%	92%
Villanueva	7.173	6.769	2.582	3.594	966	19	0	0	7.161	421	0	7.582	94%	100%
Yopal	103.590	55.338	16.791	20.990	12.502	5.447	16	4	55.750	2.787	8	58.545	53%	54%
Cauca (18)	**210.105**	**162.089**	**56.791**	**54.623**	**25.882**	**12.419**	**3.619**	**528**	**153.862**	**1.462**	**41**	**155.365**	**77%**	**73%**
Cajibío	1.275	927	591	318	0	0	0	0	909	4	0	913	73%	71%
Caloto	4.607	2.993	2.391	250	55	0	0	0	2.696	15	4	2.715	65%	59%
Corinto	5.721	4.605	2.256	1.628	165	2	0	0	4.051	28	0	4.079	80%	71%
El Tambo	1.770	1.449	1.028	405	8	0	0	0	1.441	11	0	1.452	82%	81%
Guachené	6.420	4.894	3.901	542	6	0	0	0	4.449	26	2	4.477	76%	69%
Miranda	10.347	8.227	4.842	3.002	79	0	0	0	7.923	46	1	7.970	80%	77%
Morales	1.560	1.250	772	286	5	0	0	0	1.063	5	0	1.068	80%	68%
Padilla	3.364	2.560	1.583	521	9	0	0	0	2.113	5	0	2.118	76%	63%
Patía	5.402	3.480	1.741	1.173	21	0	0	0	2.935	12	0	2.947	64%	54%
Piendamó	6.934	5.553	2.609	2.456	443	0	0	0	5.508	53	1	5.562	80%	79%
Popayán	95.493	82.070	19.839	28.618	16.597	12.300	3.617	528	81.499	933	5	82.437	86%	85%
Puerto Tejada	18.481	13.791	2.032	3.687	4.413	1	0	0	10.133	51	8	10.192	75%	55%
Rosas	687	486	278	154	4	0	0	0	436	5	0	441	71%	63%
Santander de Quilichao	32.413	18.533	5.887	7.481	3.876	108	1	0	17.353	186	5	17.544	57%	54%
Silvia	2.368	1.404	547	572	192	8	1	0	1.320	15	0	1.335	59%	56%
Timbío	5.354	4.475	3.043	1.410	4	0	0	0	4.457	34	0	4.491	84%	83%
Totoró	510	341	283	52	0	0	0	0	335	10	0	345	67%	66%
Villa Rica	7.399	5.051	3.168	2.068	5	0	0	0	5.241	23	15	5.279	68%	71%
Cesar (23)	**305.074**	**294.956**	**142.712**	**84.410**	**29.446**	**9.275**	**3.562**	**1.147**	**270.552**	**3.019**	**64**	**273.635**	**97%**	**89%**
Aguachica	31.943	31.265	20.716	7.109	1.748	236	4	0	29.813	264	5	30.082	98%	93%
Agustín Codazzi	13.908	13.566	5.763	5.935	332	63	6	0	12.099	82	1	12.182	98%	87%
Astrea	4.394	4.135	2.545	1.215	0	0	0	0	3.760	19	0	3.779	94%	86%
Becerril	5.933	5.704	3.868	1.373	0	0	0	0	5.241	35	0	5.276	96%	88%
Bosconia	9.946	8.862	4.205	2.705	264	0	0	0	7.174	80	5	7.259	89%	72%
Chimichagua	4.018	4.003	2.612	998	0	0	0	0	3.610	16	0	3.626	100%	90%
Chiriguaná	6.536	6.392	3.377	1.254	832	0	0	0	5.463	44	0	5.507	98%	84%
Curumaní	10.025	9.826	7.008	2.496	0	0	0	0	9.504	69	0	9.573	98%	95%
El Copey	7.295	7.066	5.220	929	6	0	0	0	6.155	37	1	6.193	97%	84%
El Paso	11.072	10.433	5.298	2.028	0	0	0	0	7.326	69	1	7.396	94%	66%
Gamarra	2.889	2.843	1.166	1.296	28	0	0	0	2.490	13	0	2.503	98%	86%
La Gloria	3.435	3.323	2.634	602	14	0	0	0	3.250	11	0	3.261	97%	95%
La Jagua de Ibirico	10.081	9.855	7.058	2.003	1	0	0	0	9.062	54	0	9.116	98%	90%
La Paz	7.810	5.973	2.322	2.496	371	0	0	0	5.189	93	7	5.289	76%	66%
Manaure	3.134	2.967	1.728	750	5	0	0	0	2.483	86	0	2.569	95%	79%
Pailitas	5.082	4.974	3.393	1.506	1	0	0	0	4.900	55	0	4.955	98%	96%
Pelaya	4.827	4.747	3.829	431	49	0	0	0	4.309	27	1	4.337	98%	89%
Río de Oro	992	929	701	179	1	0	0	0	881	3	0	884	94%	89%
San Alberto	7.397	7.268	3.755	2.105	677	1	0	0	6.538	75	2	6.615	98%	88%
San Diego	4.411	4.321	3.300	987	5	0	0	0	4.292	36	0	4.328	98%	97%
San Martín	5.143	5.046	3.650	1.260	106	0	0	0	5.016	31	0	5.047	98%	98%
Tamala-meque	2.753	2.706	2.153	390	4	0	0	0	2.547	11	0	2.558	98%	93%
Valledupar	142.050	138.752	46.411	44.363	25.002	8.975	3.552	1.147	129.450	1.809	41	131.300	98%	91%
Chocó (5)	**41.808**	**41.434**	**3.968**	**336**	**6**	**0**	**0**	**0**	**4.310**	**0**	**0**	**4.310**	**99%**	**10%**
Condoto	3.427	3.044	136	1	0	0	0	0	137	0	0	137	89%	4%
Istmina	6.240	6.418	151	11	0	0	0	0	162	0	0	162	103%	3%
Quibdó	28.073	28.073	3.304	324	6	0	0	0	3.634	0	0	3.634	100%	13%
Tadó	2.670	3.134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117%	0%
Unión Panamericana	1.398	765	377	0	0	0	0	0	377	0	0	377	55%	27%

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Córdoba (30)	**280.460**	**267.976**	**153.288**	**67.084**	**24.055**	**6.473**	**1.960**	**1.998**	**254.858**	**4.240**	**58**	**259.156**	**96%**	**91%**
Ayapel	7.286	6.400	3.578	1.928	44	0	0	0	5.550	71	0	5.621	88%	76%
Buenavista	2.171	2.136	1.641	260	1	0	0	0	1.902	15	0	1.917	98%	88%
Canalete	903	896	512	225	0	0	0	0	737	4	0	741	99%	82%
Cereté	20.118	19.340	9.475	7.928	1.385	521	9	0	19.318	266	16	19.600	96%	96%
Chimá	963	945	772	117	0	0	0	0	889	8	0	897	98%	92%
Chinú	7.367	7.239	3.180	2.826	1.081	55	0	0	7.142	128	3	7.273	98%	97%
Ciénaga de Oro	8.340	7.510	5.428	1.677	304	0	0	0	7.409	73	6	7.488	90%	89%
Cotorra	2.537	2.215	2.013	13	1	0	0	0	2.027	10	0	2.037	87%	80%
La Apartada	3.032	2.908	556	1.690	0	0	0	0	2.246	21	0	2.267	96%	74%
Lorica	15.909	13.210	8.959	3.187	575	3	0	1	12.725	159	1	12.885	83%	80%
Los Córdobas	825	773	341	215	26	0	0	0	582	7	0	589	94%	71%
Momil	2.849	2.655	2.013	477	3	0	0	0	2.493	9	0	2.502	93%	88%
Montelíbano	18.457	16.216	9.068	3.508	2.517	32	63	109	15.297	206	4	15.507	88%	83%
Montería	120.364	119.760	68.569	26.572	13.609	5.417	1.888	1.887	117.942	2.410	21	120.373	99%	98%
Moñitos	1.804	1.710	1.032	8	0	0	0	0	1.040	11	0	1.051	95%	58%
Planeta Rica	11.678	11.551	5.028	4.094	2.351	45	0	1	11.519	206	3	11.728	99%	99%
Pueblo Nuevo	2.994	2.887	1.883	842	54	0	0	0	2.779	76	1	2.856	96%	93%
Puerto Escondido	906	840	573	43	0	0	0	0	616	4	0	620	93%	68%
Puerto Libertador	3.849	2.717	1.694	303	0	0	0	0	1.997	22	0	2.019	71%	52%
Purísima	2.291	2.193	1.473	488	14	0	0	0	1.975	8	0	1.983	96%	86%
Sahagún	16.847	16.332	8.288	5.684	1.908	399	0	0	16.279	271	3	16.553	97%	97%
San Andres de Sotavento	2.246	2.192	1.189	747	47	0	0	0	1.983	31	0	2.014	98%	88%
San Antero	5.701	5.309	3.379	1.200	54	0	0	0	4.633	78	0	4.711	93%	81%
San Bernardo del Viento	2.428	2.328	1.673	193	4	0	0	0	1.870	3	0	1.873	96%	77%
San Carlos	1.396	1.351	1.120	78	1	0	0	0	1.199	11	0	1.210	97%	86%
San José de Uré	1.104	1.017	689	50	0	0	0	0	739	5	0	744	92%	67%
San Pelayo	2.878	2.732	1.819	682	9	0	0	0	2.510	38	0	2.548	95%	87%
Tierralta	8.043	7.691	3.908	1.745	66	1	0	0	5.720	48	0	5.768	96%	71%
Tuchín	1.289	1.151	1.043	32	1	0	0	0	1.076	24	0	1.100	89%	83%
Valencia	3.885	3.772	2.392	272	0	0	0	0	2.664	17	0	2.681	97%	69%
Cundinamar-ca (113)	**1.369.006**	**991.614**	**108.886**	**371.741**	**314.995**	**99.236**	**12.558**	**3.212**	**910.628**	**16.177**	**350**	**927.155**	**72%**	**67%**
Agua de Dios	4.427	3.942	835	2.873	211	16	0	0	3.935	33	0	3.968	89%	89%
Albán	791	529	45	461	24	0	0	0	530	0	0	530	67%	67%
Anapoima	3.324	3.280	7	740	1.162	702	323	1	2.935	52	0	2.987	99%	88%
Anolaima	1.260	1.260	300	700	237	0	0	0	1.237	11	0	1.248	100%	98%
Apulo	10.490	2.735	558	920	792	4	0	0	2.274	13	0	2.287	26%	22%
Arbeláez	3.105	2.812	57	2.053	560	100	18	0	2.788	35	1	2.824	91%	90%
Beltrán	2.091	738	550	43	0	0	0	0	593	0	0	593	35%	28%
Bituima	278	227	31	171	24	0	0	0	226	2	0	228	82%	81%
Bojacá	2.392	2.342	204	1.507	300	7	0	0	2.018	121	0	2.139	98%	84%
Cabrera	415	371	27	339	0	0	0	0	366	9	0	375	89%	88%
Cachipay	1.513	894	124	540	230	0	0	0	894	0	0	894	59%	59%
Cajicá	38.081	36.814	1.021	8.046	14.042	9.505	2.784	631	36.029	816	20	36.865	97%	95%
Caparrapí	7.759	967	243	721	3	0	0	0	967	0	0	967	12%	12%
Cáqueza	2.984	2.715	715	1.656	341	4	0	0	2.716	149	0	2.865	91%	91%
Chaguaní	520	478	53	414	10	0	0	0	477	1	0	478	92%	92%
Chía	51.211	49.128	1.324	15.110	20.757	7.964	2.842	1.488	49.485	1.573	10	51.068	96%	97%
Chipaque	1.289	908	25	452	433	0	0	0	910	84	0	994	70%	71%
Choachí	1.055	292	0	1.970	0	0	0	0	1.970	16	0	1.986	28%	187%
Chocontá	3.950	3.950	410	3.361	0	0	0	0	3.771	77	11	3.859	100%	95%
Cogua	13.916	5.448	724	3.668	849	81	1	0	5.323	192	4	5.519	39%	38%
Cota	11.060	11.040	562	2.485	3.757	1.228	1.796	431	10.259	417	21	10.697	100%	93%
Cucunubá	866	795	26	642	84	2	0	0	754	64	0	818	92%	87%
El Colegio	6.103	5.278	193	4.393	888	23	0	0	5.497	95	0	5.592	86%	90%
El Peñón	3.210	285	7	278	0	0	0	0	285	0	0	285	9%	9%
El Rosal	8.222	7.522	37	2.519	4.362	330	2	0	7.250	148	0	7.398	91%	88%
Facatativá	39.202	38.865	4.640	12.570	10.475	4.559	0	0	32.244	782	7	33.033	99%	82%
Fómeque	1.200	262	0	1.541	0	0	0	0	1.541	10	0	1.551	22%	128%
Fosca	1.315	712	130	557	4	0	0	0	691	31	0	722	54%	53%
Funza	31.531	31.213	3.588	6.434	16.602	86	4	1	26.715	872	27	27.614	99%	85%
Fúquene	2.941	1.093	23	895	83	2	0	0	1.003	36	0	1.039	37%	34%
Fusagasugá	108.823	58.010	1.676	15.501	18.740	17.741	3.400	555	57.613	678	2	58.293	53%	53%
Gachalá	4.376	634	136	496	2	0	0	0	634	0	0	634	14%	14%
Gachancipá	5.420	5.314	311	4.217	515	9	0	0	5.052	101	3	5.156	98%	93%
Gachetá	12.108	1.279	167	1.090	22	0	0	0	1.279	1	0	1.280	11%	11%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Gama	3.941	284	31	252	1	0	0	0	284	0	0	284	7%	7%
Girardot	38.888	35.421	5.153	14.655	11.410	3.810	289	0	35.317	565	6	35.888	91%	91%
Granada	2.884	1.334	294	790	239	5	0	0	1.328	8	0	1.336	46%	46%
Guachetá	5.244	3.831	557	2.565	640	2	0	0	3.764	41	0	3.805	73%	72%
Guaduas	8.308	7.807	998	4.746	1.657	350	12	0	7.763	85	1	7.849	94%	93%
Guasca	2.950	2.950	552	1.876	310	0	0	0	2.738	53	23	2.814	100%	93%
Guataquí	736	449	376	72	2	0	0	0	450	2	0	452	61%	61%
Guatavita	4.270	424	15	298	111	0	0	0	424	0	0	424	10%	10%
Guayabal de Síquima	697	544	60	420	60	0	0	0	540	6	0	546	78%	77%
Guayabetal	2.835	985	94	626	2	0	0	0	722	59	0	781	35%	25%
Jerusalén	449	366	165	201	1	0	0	0	367	1	0	368	82%	82%
Junín	10.153	356	23	327	6	0	0	0	356	4	0	360	4%	4%
La Calera	8.206	6.951	444	3.405	2.888	490	0	53	7.280	124	0	7.404	85%	89%
La Mesa	10.239	9.303	75	3.393	4.061	1.038	8	1	8.576	114	0	8.690	91%	84%
La Palma	6.505	1.349	304	1.039	8	0	0	0	1.351	0	0	1.351	21%	21%
La Peña	497	436	109	291	6	0	0	0	406	4	0	410	88%	82%
La Vega	4.079	3.844	30	1.726	1.416	425	1	0	3.598	70	0	3.668	94%	88%
Lenguazaque	3.504	1.784	52	1.536	154	1	0	0	1.743	17	0	1.760	51%	50%
Machetá	8.911	325	30	291	4	0	0	0	325	0	0	325	4%	4%
Madrid	59.679	59.398	1.279	12.993	25.764	15.796	0	1	55.833	801	15	56.649	100%	94%
Manta	7.606	400	80	320	0	0	0	0	400	0	0	400	5%	5%
Medina	1.675	1.664	779	814	41	0	0	0	1.634	24	0	1.658	99%	98%
Mosquera	55.159	54.356	4.493	12.508	23.895	8.542	29	1	49.468	1.050	59	50.577	99%	90%
Nariño	1.281	678	305	358	11	0	0	0	674	7	0	681	53%	53%
Nemocón	8.666	5.097	494	3.725	675	31	0	0	4.925	115	0	5.040	59%	57%
Nilo	11.921	1.717	709	943	58	4	0	0	1.714	8	0	1.722	14%	14%
Nimaima	2.973	647	103	525	12	0	0	0	640	6	0	646	22%	22%
Nocaima	8.871	931	56	607	261	0	0	0	924	9	0	933	10%	10%
Pacho	35.254	5.814	802	3.292	1.542	178	0	0	5.814	92	0	5.906	16%	16%
Paime	2.668	361	72	289	0	0	0	0	361	0	0	361	14%	14%
Pandi	6.684	1.307	25	1.265	4	0	0	0	1.294	6	0	1.300	20%	19%
Paratebueno	2.155	2.146	719	1.231	28	3	1	1	1.983	35	0	2.018	100%	92%
Pasca	1.129	1.053	129	718	196	0	0	0	1.043	14	0	1.057	93%	92%
Puerto Salgar	4.052	3.714	2.639	821	250	0	0	0	3.710	29	1	3.740	92%	92%
Pulí	373	314	191	122	0	0	0	0	313	0	0	313	84%	84%
Quebrada-negra	3.633	878	211	588	56	6	0	0	861	1	0	862	24%	24%
Quetame	2.620	833	39	678	50	0	0	0	767	60	0	827	32%	29%
Quipile	8.494	1.287	81	803	63	0	0	0	947	1	0	948	15%	11%
Ricaurte	19.227	16.712	1.611	961	1.523	11.915	427	0	16.437	78	3	16.518	87%	85%
San Antonio del Tequen-dama	509	431	7	417	1	0	0	0	425	5	0	430	85%	83%
San Bernardo	1.974	1.194	148	895	140	1	0	0	1.184	9	0	1.193	60%	60%
San Francisco	1.977	1.865	31	872	939	4	0	0	1.846	20	0	1.866	94%	93%
San Juan de Rioseco	11.865	2.771	296	1.314	255	1	0	0	1.866	10	0	1.876	23%	16%
Sasaima	1.228	940	38	633	257	4	0	0	932	13	0	945	77%	76%
Sesquilé	5.269	2.384	108	2.239	37	0	0	0	2.384	4	0	2.388	45%	45%
Sibaté	50.174	11.749	905	7.416	1.477	5	0	0	9.803	238	15	10.056	23%	20%
Silvania	10.547	4.489	170	2.734	1.308	219	1	0	4.432	44	1	4.477	43%	42%
Simijaca	3.258	3.203	561	1.707	708	5	0	0	2.981	112	2	3.095	98%	91%
Soacha	295.699	293.895	44.733	110.346	86.231	3	1	2	241.316	2.366	42	243.724	99%	82%
Sopó	6.644	6.593	514	2.570	2.915	180	46	38	6.263	254	7	6.524	99%	94%
Subachoque	5.171	5.052	103	1.667	1.158	14	4	3	2.949	133	0	3.082	98%	57%
Suesca	8.014	3.887	224	2.922	741	41	0	0	3.928	19	0	3.947	49%	49%
Supatá	1.001	741	14	494	226	1	0	0	735	3	0	738	74%	73%
Susa	904	902	53	477	178	0	0	0	708	36	0	744	100%	78%
Sutatausa	2.496	2.467	314	1.826	272	2	0	0	2.414	31	0	2.445	99%	97%
Tabio	6.683	6.392	363	1.610	3.102	905	212	3	6.195	248	0	6.443	96%	93%
Tausa	5.181	915	186	472	86	1	0	0	745	20	0	765	18%	14%
Tena	2.152	1.911	131	1.559	146	11	0	0	1.847	23	0	1.870	89%	86%
Tenjo	5.171	5.052	204	2.690	1.295	350	2	0	4.541	158	1	4.700	98%	88%
Tibacuy	2.220	737	25	701	3	0	0	0	729	5	0	734	33%	33%
Tibirita	5.043	315	27	262	26	0	0	0	315	0	0	315	6%	6%
Tocaima	19.180	5.748	1.467	2.420	1.086	12	0	0	4.985	76	0	5.061	30%	26%
Tocancipá	25.919	21.826	1.980	5.870	13.351	4.440	4	1	25.646	357	48	26.051	84%	99%
Topaipí	3.106	250	109	141	0	0	0	0	250	0	0	250	8%	8%
Ubalá	7.886	397	37	358	2	0	0	0	397	6	0	403	5%	5%
Ubaque	326	56	0	803	0	0	0	0	803	4	0	807	17%	246%

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Une	1.723	1.293	19	963	110	0	0	0	1.092	83	0	1.175	75%	63%
Útica	1.297	945	402	541	0	0	0	0	943	8	0	951	73%	73%
Venecia	1.757	679	88	568	21	0	0	0	677	2	0	679	39%	39%
Vergara	716	633	155	469	2	0	0	0	626	3	0	629	88%	87%
Vianí	658	603	178	403	15	0	0	0	596	6	0	602	92%	91%
Villa de San Diego de Ubaté	12.147	11.820	1.825	5.429	3.746	279	0	0	11.279	484	5	11.768	97%	93%
Villagómez	1.579	304	52	250	2	0	0	0	304	0	0	304	19%	19%
Villapinzón	2.330	2.250	156	1.948	167	0	0	0	2.271	53	11	2.335	97%	97%
Villeta	23.877	10.684	2.202	4.864	3.334	87	13	1	10.501	95	0	10.596	45%	44%
Viotá	14.676	2.430	356	1.382	67	1	0	0	1.806	32	0	1.838	17%	12%
Yacopí	9.632	861	87	770	4	0	0	0	861	0	0	861	9%	9%
Zipacón	604	539	20	372	80	2	0	0	474	29	0	503	89%	78%
Zipaquirá	53.769	52.229	7.670	16.934	18.593	7.709	338	0	51.244	1.280	4	52.528	97%	95%
Guaviare (1)	**15.490**	**6.204**	**2.920**	**3.128**	**477**	**8**	**0**	**0**	**6.533**	**74**	**0**	**6.607**	**40%**	**42%**
San José del Guaviare	15.490	6.204	2.920	3.128	477	8	0	0	6.533	74	0	6.607	40%	42%
Huila (26)	**304.891**	**282.576**	**104.884**	**132.604**	**31.108**	**10.237**	**2.612**	**116**	**281.561**	**2.597**	**42**	**284.200**	**93%**	**92%**
Agrado	2.384	2.075	1.684	415	6	0	0	0	2.105	0	0	2.105	87%	88%
Aipe	5.111	4.899	2.302	2.407	129	2	0	0	4.840	31	0	4.871	96%	95%
Algeciras	5.864	5.170	2.815	2.221	102	0	0	0	5.138	33	0	5.171	88%	88%
Altamira	1.048	934	159	766	10	0	0	0	935	1	0	936	89%	89%
Baraya	1.407	1.318	942	314	49	0	0	0	1.305	11	0	1.316	94%	93%
Campoalegre	10.076	9.430	5.217	3.645	518	0	0	0	9.380	38	1	9.419	94%	93%
Garzón	20.191	18.760	5.888	10.021	2.164	305	1	2	18.381	92	0	18.473	93%	91%
Gigante	7.858	7.392	2.818	4.391	123	4	0	0	7.336	36	0	7.372	94%	93%
Guadalupe	4.092	3.508	1.787	1.399	60	0	0	0	3.246	7	0	3.253	86%	79%
Hobo	2.630	2.329	1.042	1.265	2	0	0	0	2.309	16	1	2.326	89%	88%
La Plata	11.885	11.062	3.567	6.263	1.174	8	0	0	11.012	113	0	11.125	93%	93%
Neiva	143.558	133.559	34.359	67.374	19.200	9.525	2.609	113	133.180	1.824	33	135.037	93%	93%
Paicol	1.189	1.085	208	741	110	0	0	0	1.059	13	0	1.072	91%	89%
Palermo	7.051	6.702	2.241	3.391	931	98	0	0	6.661	74	1	6.736	95%	94%
Pital	2.663	1.877	1.097	680	20	0	0	0	1.797	4	0	1.801	70%	67%
Pitalito	37.246	35.819	18.766	12.589	5.273	85	1	0	36.714	70	0	36.784	96%	99%
Rivera	9.682	8.655	2.296	5.543	551	203	1	1	8.595	105	3	8.703	89%	89%
San Agustín	4.033	3.104	1.328	1.327	242	3	0	0	2.900	7	0	2.907	77%	72%
Suaza	4.388	3.556	2.610	921	27	0	0	0	3.558	3	0	3.561	81%	81%
Tarqui	4.468	4.314	3.437	830	7	1	0	0	4.275	10	0	4.285	97%	96%
Tello	2.585	2.469	1.721	648	81	0	0	0	2.450	7	3	2.460	96%	95%
Teruel	1.680	1.599	455	1.026	114	1	0	0	1.596	12	0	1.608	95%	95%
Tesalia	3.274	3.039	2.254	676	26	1	0	0	2.957	27	0	2.984	93%	90%
Timaná	5.934	5.577	3.725	1.697	76	1	0	0	5.499	11	0	5.510	94%	93%
Villavieja	2.364	2.263	1.503	744	1	0	0	0	2.248	23	0	2.271	96%	95%
Yaguará	2.230	2.081	663	1.310	112	0	0	0	2.085	29	0	2.114	93%	93%
La Guajira (15)	**166.913**	**162.842**	**68.370**	**54.110**	**14.824**	**2.700**	**275**	**1**	**140.281**	**1.650**	**84**	**142.015**	**98%**	**84%**
Albania	4.185	4.101	1.843	946	0	583	0	0	3.372	40	15	3.427	98%	81%
Barrancas	7.641	7.334	2.144	3.303	919	0	0	0	6.366	63	0	6.429	96%	83%
Dibulla	6.941	6.729	2.366	3.290	7	0	0	0	5.663	163	3	5.829	97%	82%
Distracción	3.049	2.999	1.069	1.393	216	2	0	0	2.680	21	2	2.703	98%	88%
El Molino	2.083	2.067	878	761	142	0	0	0	1.781	8	0	1.789	99%	86%
Fonseca	12.639	12.544	6.364	2.823	2.125	51	0	0	11.363	92	5	11.460	99%	90%
Hatonuevo	4.397	4.352	1.832	1.229	496	300	0	0	3.856	55	1	3.912	99%	88%
La Jagua del Pilar	620	617	347	254	0	0	0	0	601	7	0	608	100%	97%
Maicao	34.120	32.989	10.230	13.872	3.185	348	0	0	27.635	321	14	27.970	97%	81%
Manaure	4.151	3.880	2.052	1.001	189	0	0	0	3.242	44	1	3.287	93%	78%
Riohacha	60.901	59.545	28.931	16.225	5.052	1.352	275	1	51.835	637	28	52.500	98%	85%
San Juan del Cesar	12.849	12.657	5.302	3.628	1.654	48	0	0	10.632	76	6	10.714	99%	83%
Uribia	3.714	3.544	1.394	1.110	35	0	0	0	2.539	47	6	2.592	95%	68%
Urumita	2.509	2.502	1.172	1.157	9	0	0	0	2.338	19	1	2.358	100%	93%
Villanueva	7.114	6.982	2.446	3.118	797	17	0	0	6.378	57	2	6.437	98%	90%
Magdalena (30)	**372.695**	**359.172**	**145.032**	**78.888**	**50.696**	**12.791**	**6.284**	**12.343**	**306.034**	**4.286**	**371**	**310.691**	**96%**	**82%**
Algarrobo	3.805	3.774	2.910	40	0	0	0	0	2.950	11	2	2.963	99%	78%
Aracataca	10.201	9.532	3.538	4.476	0	0	0	0	8.014	150	18	8.182	93%	79%
Ariguaní	7.379	6.730	3.363	1.980	1	0	0	0	5.344	35	3	5.382	91%	72%
Cerro San Antonio	2.118	2.105	1.395	106	0	0	0	0	1.501	3	0	1.504	99%	71%
Chibolo	4.061	3.962	3.296	254	0	0	0	0	3.550	9	0	3.559	98%	87%
Ciénaga	32.109	30.054	11.900	10.137	2.553	19	0	0	24.609	353	53	25.015	94%	77%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Concordia	2.884	2.879	2.019	0	0	0	0	0	2.019	8	0	2.027	100%	70%
El Banco	10.708	10.489	5.940	2.337	550	18	0	0	8.845	98	1	8.944	98%	83%
El Piñón	3.458	3.456	2.184	292	0	0	0	0	2.476	6	0	2.482	100%	72%
El Retén	4.951	4.925	3.932	446	1	0	0	0	4.379	14	9	4.402	99%	88%
Fundación	19.968	19.487	12.367	3.626	940	46	0	0	16.979	280	4	17.263	98%	85%
Guamal	4.796	4.672	3.389	0	0	0	0	0	3.389	20	1	3.410	97%	71%
Nueva Granada	4.704	4.678	3.016	497	0	0	0	0	3.513	12	2	3.527	99%	75%
Pedraza	1.681	1.668	1.120	66	0	0	0	0	1.186	0	0	1.186	99%	71%
Pijiño del Carmen	2.260	2.241	1.664	113	1	0	0	0	1.778	5	0	1.783	99%	79%
Pivijay	8.239	8.185	3.804	2.542	276	0	0	0	6.622	42	1	6.665	99%	80%
Plato	11.772	9.975	3.669	2.199	894	0	0	0	6.762	55	2	6.819	85%	57%
Puebloviejo	4.489	4.386	2.872	622	1	0	0	0	3.495	34	0	3.529	98%	78%
Remolino	1.178	1.142	491	419	0	0	0	0	910	6	0	916	97%	77%
Sabanas de San Ángel	2.185	2.176	1.547	122	0	0	0	0	1.669	4	0	1.673	100%	76%
Salamina	2.784	2.699	1.377	840	29	0	0	0	2.246	8	0	2.254	97%	81%
San Sebastián de Buenavista	4.696	4.356	3.428	0	0	0	0	0	3.428	9	0	3.437	93%	73%
San Zenón	2.380	2.372	1.873	0	0	0	0	0	1.873	5	0	1.878	100%	79%
Santa Ana	4.644	4.442	2.758	1.036	13	0	0	0	3.807	61	1	3.869	96%	82%
Santa Bárbara de Pinto	2.727	2.722	2.024	0	0	0	0	0	2.024	8	0	2.032	100%	74%
Santa Marta	186.733	181.499	41.948	44.054	45.431	12.708	6.284	12.343	162.768	2.937	116	165.821	97%	87%
Sitionuevo	4.898	4.538	3.571	198	0	0	0	0	3.769	32	6	3.807	93%	77%
Tenerife	2.723	2.661	1.569	124	0	0	0	0	1.693	2	0	1.695	98%	62%
Zapayán	933	932	661	0	0	0	0	0	661	1	1	663	100%	71%
Zona Bananera	17.231	16.435	11.407	2.362	6	0	0	0	13.775	78	151	14.004	95%	80%
Meta (22)	**383.031**	**286.812**	**79.550**	**97.538**	**85.304**	**11.034**	**4.429**	**1.398**	**279.253**	**8.653**	**23**	**287.929**	**75%**	**73%**
Acacías	51.230	33.322	8.343	14.947	6.241	970	4	3	30.508	916	2	31.426	65%	60%
Barranca de Upía	2.169	2.031	1.231	574	213	2	0	0	2.020	64	0	2.084	94%	93%
Cabuyaro	1.939	1.238	1.058	185	1	0	0	0	1.244	19	0	1.263	64%	64%
Castilla la Nueva	3.625	3.493	1.521	776	872	0	0	0	3.169	56	0	3.225	96%	87%
Cubarral	2.786	2.214	1.361	693	8	0	0	0	2.062	62	0	2.124	79%	74%
Cumaral	8.307	6.712	1.992	3.316	1.040	0	0	0	6.348	253	3	6.604	81%	76%
El Castillo	3.907	1.386	938	433	2	0	0	0	1.373	22	1	1.396	35%	35%
El Dorado	2.061	1.015	797	225	0	0	0	0	1.022	21	0	1.043	49%	50%
Fuente de Oro	2.771	2.282	495	1.564	73	0	0	0	2.132	29	0	2.161	82%	77%
Granada	24.100	21.430	7.535	11.965	1.992	282	0	0	21.774	499	0	22.273	89%	90%
Guamal	18.488	5.774	2.479	2.329	527	6	1	0	5.342	93	1	5.436	31%	29%
Puerto Concordia	3.582	824	777	50	1	0	0	0	828	10	0	838	23%	23%
Puerto Gaitán	5.100	5.005	3.370	1.524	47	0	0	0	4.941	121	0	5.062	98%	97%
Puerto Lleras	1.538	1.119	516	588	1	0	0	0	1.105	23	0	1.128	73%	72%
Puerto López	42.735	7.728	3.334	3.690	684	33	3	0	7.744	158	0	7.902	18%	18%
Puerto Rico	2.249	1.818	1.524	280	3	0	0	0	1.807	20	0	1.827	81%	80%
Restrepo	8.965	8.281	1.113	4.846	2.032	297	357	114	8.759	326	3	9.088	92%	98%
San Carlos de Guaroa	3.959	3.425	2.209	1.210	6	2	0	0	3.427	55	0	3.482	87%	87%
San Juan de Arama	2.126	1.786	885	779	1	0	0	0	1.665	17	0	1.682	84%	78%
San Martín	6.316	5.840	1.197	3.379	778	3	0	0	5.357	81	0	5.438	92%	85%
Villavicencio	182.878	168.066	36.303	43.603	70.778	9.439	4.064	1.281	165.468	5.808	13	171.289	92%	90%
Vistahermosa	2.200	2.023	572	582	4	0	0	0	1.158	0	0	1.158	92%	53%
Nariño (1)	**110.266**	**73.430**	**18.728**	**25.941**	**6.824**	**1.383**	**383**	**1**	**53.260**	**113**	**0**	**53.373**	**67%**	**48%**
Pasto	110.266	73.430	18.728	25.941	6.824	1.383	383	1	53.260	113	0	53.373	67%	48%
Norte de Santander (21)	**362.339**	**301.292**	**107.996**	**129.370**	**47.189**	**15.090**	**1.638**	**132**	**301.415**	**2.076**	**29**	**303.520**	**83%**	**83%**
Bochalema	2.000	1.400	548	702	7	0	0	0	1.257	0	0	1.257	70%	63%
Cácota	600	450	106	217	1	0	0	0	324	0	0	324	75%	54%
Chinácota	3.019	2.000	723	975	282	0	0	0	1.980	0	0	1.980	66%	66%
Chitagá	2.085	1.843	698	1.146	1	0	0	0	1.845	27	0	1.872	88%	88%
Cúcuta	209.291	174.589	63.612	74.217	26.989	11.510	1.082	22	177.432	824	11	178.267	83%	85%
Durania	629	533	52	317	99	0	0	0	468	0	0	468	85%	74%
El Zulia	6.088	4.279	1.186	2.763	284	1	0	0	4.234	7	0	4.241	70%	70%
Gramalote	1.247	1.023	452	499	0	0	0	0	951	21	0	972	82%	76%
Herrán	200	192	33	143	4	0	0	0	180	0	0	180	96%	90%
Labateca	769	621	198	435	0	0	0	0	633	1	0	634	81%	82%
Los Patios	30.222	24.033	2.658	15.859	3.510	527	432	102	23.088	113	1	23.202	80%	76%
Lourdes	600	550	0	529	0	0	0	0	529	0	0	529	92%	88%
Ocaña	45.228	40.992	21.136	11.696	4.856	1.402	0	0	39.090	771	0	39.861	91%	86%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Pamplona	14.724	12.307	3.145	6.145	3.503	737	3	0	13.533	133	15	13.681	84%	92%
Pamplonita	650	629	276	45	1	0	0	0	322	0	0	322	97%	50%
Ragonvalia	700	600	48	546	1	0	0	0	595	0	0	595	86%	85%
Sardinata	3.743	3.392	1.912	1.305	36	0	0	0	3.253	8	0	3.261	91%	87%
Silos	452	405	84	332	0	0	0	0	416	3	0	419	90%	92%
Tibú	5.295	5.000	721	2.501	10	0	0	0	3.232	7	0	3.239	94%	61%
Toledo	3.307	2.485	387	1.889	314	9	0	0	2.599	20	0	2.619	75%	79%
Villa del Rosario	31.490	23.969	10.021	7.109	7.291	904	121	8	25.454	141	2	25.597	76%	81%
Putumayo (4)	**21.847**	**20.425**	**12.493**	**3.713**	**228**	**0**	**0**	**0**	**16.434**	**28**	**0**	**16.462**	**93%**	**75%**
Mocoa	6.906	6.041	4.240	1.113	173	0	0	0	5.526	11	0	5.537	87%	80%
Puerto Asís	9.934	9.746	5.976	1.613	55	0	0	0	7.644	10	0	7.654	98%	77%
Puerto Caicedo	1.394	1.319	676	323	0	0	0	0	999	3	0	1.002	95%	72%
Villagarzón	3.613	3.319	1.601	664	0	0	0	0	2.265	4	0	2.269	92%	63%
Quindío (8)	**220.029**	**209.125**	**40.609**	**69.805**	**43.359**	**15.211**	**13.912**	**2.121**	**185.017**	**3.636**	**86**	**188.739**	**95%**	**84%**
Armenia	133.133	132.790	24.899	30.657	32.311	13.303	13.168	1.983	116.321	2.199	53	118.573	100%	87%
Calarcá	26.102	24.591	3.400	12.351	4.734	1.239	162	35	21.921	406	11	22.338	94%	84%
Circasia	11.890	10.596	3.178	4.003	1.766	419	169	50	9.585	183	4	9.772	89%	81%
Filandia	4.958	3.793	850	2.057	541	3	3	0	3.454	117	0	3.571	77%	70%
La Tebaida	12.892	11.267	2.090	6.805	895	132	342	35	10.299	182	13	10.494	87%	80%
Montenegro	14.866	12.871	4.065	6.213	1.268	53	60	16	11.675	233	4	11.912	87%	79%
Quimbaya	12.865	11.196	1.866	6.441	1.633	36	6	1	9.983	179	0	10.162	87%	78%
Salento	3.323	2.021	261	1.278	211	26	2	1	1.779	137	1	1.917	61%	54%
Risaralda (12)	**386.391**	**352.876**	**48.141**	**109.074**	**86.183**	**41.699**	**15.606**	**10.991**	**311.694**	**5.873**	**131**	**317.698**	**91%**	**81%**
Apía	5.117	2.867	386	919	707	7	0	0	2.019	32	1	2.052	56%	39%
Balboa	2.119	555	78	171	232	2	0	0	483	17	0	500	26%	23%
Belén de Umbría	9.532	5.965	168	2.770	1.472	243	6	0	4.659	81	0	4.740	63%	49%
Dosquebra-das	91.982	98.089	10.071	30.104	37.772	11.914	81	8	89.950	1.240	63	91.253	107%	98%
Guática	4.581	3.056	591	1.377	316	0	0	0	2.284	38	2	2.324	67%	50%
La Celia	2.864	1.246	289	568	286	3	0	0	1.146	41	0	1.187	44%	40%
La Virginia	11.450	10.549	2.850	2.633	3.435	136	1	0	9.055	204	2	9.261	92%	79%
Marsella	6.267	3.726	637	1.977	512	10	0	0	3.136	78	0	3.214	59%	50%
Pereira	206.655	192.670	29.945	54.676	31.021	27.556	15.260	10.963	169.421	3.484	56	172.961	93%	82%
Quinchía	9.282	4.144	866	1.006	1.105	8	0	0	2.985	42	2	3.029	45%	32%
Santa Rosa de Cabal	32.077	27.335	2.008	12.035	8.511	1.812	258	20	24.644	579	5	25.228	85%	77%
Santuario	4.465	2.674	252	838	814	8	0	0	1.912	37	0	1.949	60%	43%
Santander (42)	**656.550**	**577.692**	**109.782**	**159.078**	**142.495**	**92.300**	**16.216**	**12.609**	**532.480**	**10.081**	**94**	**542.655**	**88%**	**81%**
Aguada	230	230	13	198	1	0	0	0	212	0	0	212	100%	92%
Albania	2.324	776	116	491	7	0	0	0	614	13	0	627	33%	26%
Barbosa	12.230	9.939	594	4.605	3.582	62	0	0	8.843	209	0	9.052	81%	72%
Barrancaber-meja	68.755	67.590	24.425	19.780	9.201	8.426	652	1	62.485	997	5	63.487	98%	91%
Bolívar	4.383	445	41	309	95	0	0	0	445	12	0	457	10%	10%
Bucaramanga	200.068	195.305	20.523	27.608	48.076	59.414	5.928	10.393	171.942	4.942	17	176.901	98%	86%
California	400	400	199	190	4	0	0	0	393	6	0	399	100%	98%
Charta	420	420	236	166	1	0	0	0	403	2	0	405	100%	96%
Chipatá	4.440	1.887	172	1.054	45	2	0	0	1.273	11	0	1.284	43%	29%
Curití	4.059	2.984	814	1.730	222	0	0	0	2.766	38	0	2.804	74%	68%
El Carmen de Chucurí	1.750	1.750	680	937	72	0	0	0	1.689	32	0	1.721	100%	97%
El Peñón	1.500	1.500	591	875	14	0	0	0	1.480	0	0	1.480	100%	99%
Florián	6.582	913	133	668	10	0	0	0	811	27	0	838	14%	12%
Floridablanca	109.187	105.436	14.692	36.316	25.564	16.601	8.900	1.855	103.928	1.322	23	105.273	97%	95%
Gámbita	700	600	164	314	32	0	0	0	510	0	0	510	86%	73%
Girón	62.212	57.694	18.294	17.050	17.416	2.631	13	37	55.441	751	37	56.229	93%	89%
Guavatá	1.500	1.500	316	1.107	8	0	0	0	1.431	5	0	1.436	100%	95%
Güepsa	1.700	1.700	920	706	26	3	0	0	1.655	16	0	1.671	100%	97%
Jesus María	5.144	1.193	161	991	41	0	0	0	1.193	17	0	1.210	23%	23%
La Belleza	771	762	105	419	13	2	0	0	539	27	0	566	99%	70%
La Paz	1.291	1.291	324	850	4	0	0	0	1.178	0	0	1.178	100%	91%
Lebrija	6.845	6.516	1.910	2.470	1.652	74	0	0	6.106	133	1	6.240	95%	89%
Páramo	1.142	1.042	305	558	65	0	0	0	928	15	0	943	91%	81%
Piedecuesta	66.092	60.675	7.176	17.099	27.669	4.694	703	321	57.662	849	9	58.520	92%	87%
Pinchote	1.013	822	99	482	62	0	0	0	643	12	0	655	81%	63%
Puente Nacional	4.631	3.935	759	2.448	668	1	0	2	3.878	55	0	3.933	85%	84%
Puerto Parra	1.611	1.511	265	292	0	0	0	0	557	4	1	562	94%	35%
Puerto Wilches	30.405	7.650	4.352	1.012	323	0	0	0	5.687	67	0	5.754	25%	19%
Rionegro	1.700	1.700	897	740	22	0	0	0	1.659	14	0	1.673	100%	98%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Sabana de Torres	8.296	8.096	3.596	2.473	1.272	0	0	0	7.341	132	0	7.473	98%	88%
San Benito	550	550	156	349	3	0	0	0	508	0	0	508	100%	92%
San Gil	14.314	7.630	198	2.544	3.766	291	5	0	6.804	106	0	6.910	53%	48%
San Vicente de Chucurí	7.300	7.300	3.332	3.434	333	1	0	0	7.100	101	0	7.201	100%	97%
Socorro	7.428	4.940	450	2.806	706	92	15	0	4.069	110	1	4.180	67%	55%
Suaita	1.900	1.900	272	1.373	236	0	0	0	1.881	16	0	1.897	100%	99%
Sucre	2.713	714	66	285	26	0	0	0	377	6	0	383	26%	14%
Suratá	380	380	167	183	25	0	0	0	375	0	0	375	100%	99%
Tona	700	700	206	462	20	0	0	0	688	10	0	698	100%	98%
Valle de San José	1.194	716	70	537	76	0	0	0	683	8	0	691	60%	57%
Vélez	5.372	4.465	1.342	1.955	1.052	6	0	0	4.355	0	0	4.355	83%	81%
Vetas	550	550	307	234	2	0	0	0	543	2	0	545	100%	99%
Villanueva	2.768	1.585	344	978	83	0	0	0	1.405	14	0	1.419	57%	51%
Sucre (23)	**182.390**	**175.807**	**106.685**	**47.176**	**9.868**	**4.113**	**896**	**421**	**169.159**	**3.150**	**39**	**172.348**	**96%**	**93%**
Buenavista	2.398	2.140	1.731	286	0	0	0	0	2.017	24	0	2.041	89%	84%
Caimito	1.333	1.290	997	15	0	0	0	0	1.012	4	0	1.016	97%	76%
Chalán	746	701	580	3	0	0	0	0	583	7	0	590	94%	78%
Colosó	1.273	1.044	737	0	0	0	0	0	737	6	0	743	82%	58%
Corozal	17.264	16.953	9.667	6.418	483	165	12	0	16.745	248	3	16.996	98%	97%
Coveñas	5.246	4.876	2.421	1.498	130	103	0	0	4.152	266	1	4.419	93%	79%
El Roble	1.421	1.268	1.242	5	0	0	0	0	1.247	5	0	1.252	89%	88%
Galeras	4.154	3.949	2.816	771	67	0	0	0	3.654	25	0	3.679	95%	88%
La Unión	1.566	1.486	1.068	132	0	0	0	0	1.200	10	0	1.210	95%	77%
Los Palmitos	4.184	4.145	3.162	689	1	0	0	0	3.852	45	0	3.897	99%	92%
Morroa	3.635	3.420	2.677	678	34	0	0	0	3.389	44	0	3.433	94%	93%
Ovejas	4.797	4.468	3.382	754	55	0	0	0	4.191	36	0	4.227	93%	87%
Palmito	1.204	1.095	860	1	0	0	0	0	861	8	0	869	91%	72%
Sampués	7.094	6.929	4.502	1.941	127	54	0	0	6.624	94	3	6.721	98%	93%
San Benito Abad	2.898	2.786	2.132	0	0	0	0	0	2.132	15	0	2.147	96%	74%
San Juan de Betulia	2.685	2.665	1.716	833	19	0	0	0	2.568	31	0	2.599	99%	96%
San Luis de Sincé	7.375	7.212	5.336	1.166	363	34	0	0	6.899	81	1	6.981	98%	94%
San Marcos	9.101	8.838	4.727	2.715	971	0	1	0	8.414	147	2	8.563	97%	92%
San Onofre	5.933	5.438	3.458	1.254	187	6	0	0	4.905	56	0	4.961	92%	83%
San Pedro	4.439	4.268	3.272	736	44	0	0	0	4.052	63	0	4.115	96%	91%
Santiago de Tolú	7.794	7.634	3.798	2.375	713	158	0	0	7.044	212	0	7.256	98%	90%
Sincelejo	82.920	81.489	45.202	24.451	6.663	3.593	883	421	81.213	1.693	24	82.930	98%	98%
Tolú Viejo	2.930	1.713	1.202	455	11	0	0	0	1.668	30	5	1.703	58%	57%
Tolima (40)	**438.853**	**371.528**	**90.927**	**173.753**	**76.250**	**24.412**	**3.372**	**559**	**369.273**	**5.100**	**97**	**374.470**	**85%**	**84%**
Alvarado	1.783	1.522	422	1.072	11	0	0	0	1.505	19	1	1.525	85%	84%
Ambalema	2.319	2.084	1.324	670	79	0	0	0	2.073	13	1	2.087	90%	89%
Armero	4.307	4.082	2.141	1.886	20	0	0	0	4.047	44	3	4.094	95%	94%
Cajamarca	3.862	3.653	427	2.429	740	0	0	0	3.596	62	0	3.658	95%	93%
Carmen de Apicalá	4.215	3.921	545	2.453	746	99	45	1	3.889	74	1	3.964	93%	92%
Casabianca	1.930	1.859	974	878	1	0	0	0	1.853	6	0	1.859	96%	96%
Chaparral	10.525	10.066	4.764	4.076	1.171	6	0	0	10.017	88	1	10.106	96%	95%
Coello	1.833	1.729	832	858	26	2	0	0	1.718	5	0	1.723	94%	94%
Coyaima	3.232	1.320	724	591	0	0	0	0	1.315	23	2	1.340	41%	41%
Cunday	11.229	2.049	1.182	551	11	0	0	0	1.744	15	0	1.759	18%	16%
Dolores	1.696	1.073	535	499	34	0	0	0	1.068	15	0	1.083	63%	63%
Espinal	26.154	24.389	5.695	14.124	3.756	630	1	1	24.207	242	15	24.464	93%	93%
Falan	2.230	2.153	1.232	917	1	0	0	0	2.150	3	0	2.153	97%	96%
Flandes	15.679	11.525	284	4.965	5.897	3	0	0	11.149	77	1	11.227	74%	71%
Fresno	6.961	6.653	1.950	3.521	1.148	1	0	0	6.620	60	0	6.680	96%	95%
Guamo	11.019	10.631	4.633	5.660	313	11	1	0	10.618	48	1	10.667	96%	96%
Herveo	1.850	1.756	532	1.199	16	0	0	0	1.747	20	0	1.767	95%	94%
Honda	9.030	8.079	2.813	3.350	1.474	391	24	0	8.052	100	1	8.153	89%	89%
Ibagué	201.824	194.957	29.323	86.809	52.671	22.483	3.051	547	194.884	3.219	62	198.165	97%	97%
Icononzo	1.742	1.667	574	1.055	8	0	0	0	1.637	37	0	1.674	96%	94%
Lérida	6.742	6.346	2.073	3.999	127	0	0	0	6.199	66	1	6.266	94%	92%
Líbano	9.819	9.408	1.443	5.186	2.290	342	0	2	9.263	177	1	9.441	96%	94%
Mariquita	12.167	11.531	5.608	5.097	724	51	1	0	11.481	115	4	11.600	95%	94%
Melgar	12.781	12.206	2.050	5.433	3.923	364	249	8	12.027	316	0	12.343	96%	94%
Murillo	764	566	301	250	14	0	0	0	565	8	0	573	74%	74%
Natagaima	3.123	2.741	1.121	1.388	218	0	0	0	2.727	6	1	2.734	88%	87%
Ortega	2.878	2.483	713	1.537	222	0	0	0	2.472	15	0	2.487	86%	86%

6. Anexos

Municipio	Potencial usuarios	Residencia-les anillados	Residenciales conectados por estrato						Residencia-les conecta-dos	Comercia-les conec-tados	Indus-triales conec-tados	Total usuarios conectados	Cobertura residencial	
			E1	E2	E3	E4	E5	E6					Poten-cial	Efec-tiva
Palocabildo	2.938	2.892	1.675	1.099	102	0	0	0	2.876	16	0	2.892	98%	98%
Piedras	1.843	1.743	1.029	704	0	0	0	0	1.733	9	0	1.742	95%	94%
Prado	8.761	2.200	1.527	614	2	6	0	0	2.149	10	0	2.159	25%	25%
Purificación	34.134	8.221	5.211	2.609	200	18	0	0	8.038	41	0	8.079	24%	24%
Saldaña	4.149	3.831	1.516	2.161	136	5	0	0	3.818	26	1	3.845	92%	92%
San Antonio	1.733	1.572	728	744	95	0	0	0	1.567	10	0	1.577	91%	90%
San Luis	3.374	3.256	1.566	1.658	8	0	0	0	3.232	34	0	3.266	97%	96%
Santa Isabel	890	736	397	329	3	0	0	0	729	11	0	740	83%	82%
Suárez	686	633	274	362	0	0	0	0	636	2	0	638	92%	93%
Valle de San Juan	1.308	1.231	621	607	0	0	0	0	1.228	9	0	1.237	94%	94%
Venadillo	3.305	3.068	1.584	1.455	5	0	0	0	3.044	41	0	3.085	93%	92%
Villahermosa	2.950	945	300	584	47	0	0	0	931	14	0	945	32%	32%
Villarrica	1.088	751	284	374	11	0	0	0	669	4	0	673	69%	61%
Valle del Cauca (39)	**1.616.627**	**1.351.086**	**261.217**	**477.445**	**332.962**	**132.779**	**72.352**	**22.454**	**1.299.209**	**20.017**	**499**	**1.319.725**	**84%**	**80%**
Alcalá	3.952	2.864	636	1.582	173	0	6	0	2.397	14	0	2.411	72%	61%
Andalucía	7.068	5.728	980	4.406	110	1	159	0	5.656	46	2	5.704	81%	80%
Anserma-nuevo	4.455	3.807	1.252	1.805	275	0	0	0	3.332	24	1	3.357	85%	75%
Bolívar	4.204	2.351	1.092	870	136	0	0	1	2.099	13	0	2.112	56%	50%
Buenaven-tura	90.764	75.359	42.094	11.442	6.162	924	0	0	60.622	259	6	60.887	83%	67%
Bugalagrande	7.656	5.903	1.821	3.041	564	1	2	0	5.429	66	0	5.495	77%	71%
Caicedonia	8.590	7.481	181	4.112	2.443	226	11	0	6.973	123	0	7.096	87%	81%
Cali	802.396	688.465	114.112	191.302	196.671	91.004	65.072	21.258	679.419	13.655	261	693.335	86%	85%
Calima	6.654	4.738	1.110	2.765	321	6	65	103	4.370	59	0	4.429	71%	66%
Candelaria	60.580	48.036	9.336	13.023	24.227	0	0	0	46.586	301	27	46.914	79%	77%
Cartago	49.033	43.394	4.967	13.749	17.197	3.819	603	168	40.503	440	7	40.950	88%	83%
Dagua	13.413	6.814	729	2.821	184	1	0	0	3.735	17	0	3.752	51%	28%
El Cerrito	20.192	16.590	5.912	9.172	630	6	0	0	15.720	192	4	15.916	82%	78%
El Dovio	2.696	2.325	796	932	99	0	0	0	1.827	19	0	1.846	86%	68%
Florida	20.135	16.981	9.001	6.248	1.150	0	0	0	16.399	111	2	16.512	84%	81%
Ginebra	6.826	4.767	1.243	3.277	533	17	0	0	5.070	63	2	5.135	70%	74%
Guacarí	12.170	9.822	1.999	7.556	119	0	0	0	9.674	69	2	9.745	81%	79%
Guadalajara de Buga	44.713	37.690	7.723	17.807	6.529	2.818	1.013	11	35.901	559	16	36.476	84%	80%
Jamundí	91.766	74.020	5.931	33.049	16.291	17.084	978	796	74.129	618	9	74.756	81%	81%
La Cumbre	4.630	2.183	24	920	8	0	0	0	952	11	0	963	47%	21%
La Unión	11.492	9.664	5.855	2.982	438	0	0	0	9.275	125	3	9.403	84%	81%
La Victoria	4.673	3.968	1.634	2.005	80	0	0	0	3.719	37	1	3.757	85%	80%
Obando	3.622	2.954	1.383	1.144	10	0	0	0	2.537	15	0	2.552	82%	70%
Palmira	131.381	109.270	8.750	62.440	26.339	8.493	1.811	56	107.889	1.277	54	109.220	83%	82%
Pradera	14.925	12.168	4.167	6.223	1.420	1	0	0	11.811	109	0	11.920	82%	79%
Restrepo	4.286	3.022	253	782	361	0	0	0	1.396	11	0	1.407	71%	33%
Riofrío	4.425	3.128	1.491	1.177	127	0	0	0	2.795	38	1	2.834	71%	63%
Roldanillo	13.460	10.832	3.377	5.918	1.555	93	1	0	10.944	107	2	11.053	80%	81%
San Pedro	5.717	4.268	1.007	2.577	730	10	0	0	4.324	34	4	4.362	75%	76%
Sevilla	11.851	9.251	2.544	4.520	1.932	93	0	0	9.089	140	2	9.231	78%	77%
Toro	4.196	3.122	832	1.550	303	0	0	0	2.685	15	0	2.700	74%	64%
Trujillo	4.655	3.294	647	1.619	424	0	0	0	2.690	25	0	2.715	71%	58%
Tuluá	66.086	57.355	6.058	25.705	16.362	3.033	2.592	27	53.777	675	7	54.459	87%	81%
Ulloa	1.777	1.363	462	668	73	1	0	0	1.204	5	0	1.209	77%	68%
Versalles	2.182	1.417	387	414	361	0	0	0	1.162	12	0	1.174	65%	53%
Vijes	3.626	2.363	215	1.785	303	3	0	0	2.306	14	1	2.321	65%	64%
Yotoco	5.073	3.369	1.045	1.869	315	9	0	0	3.238	29	0	3.267	66%	64%
Yumbo	47.287	39.013	8.131	15.555	6.919	5.129	39	34	35.807	517	83	36.407	83%	76%
Zarzal	14.020	11.947	2.040	8.633	1.088	7	0	0	11.768	173	2	11.943	85%	84%

PROMIGAS | InfoGAS PROMIGAS



6.3 DETALLE DE MUNICIPIOS SIN GAS NATURAL

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 de 2024

Departamento/Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2022 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Amazonas (11)	**26%**	**46%**	**36%**	**37.047**	**39.542**	**76.589**	**57,7%**
El Encanto (ANM)	ND	38%	38%	0	2.100	2.100	
La Chorrera (ANM)	ND	36%	36%	0	2.967	2.967	
La Pedrera (ANM)	ND	79%	79%	0	3.820	3.820	
La Victoria (ANM)	ND	91%	91%	0	644	644	
Leticia	25%	33%	27%	33.503	14.641	48.144	
Miritií - Paraná (ANM)	ND	86%	86%	0	1.850	1.850	
Puerto Alegría (ANM)	ND	43%	43%	0	748	748	
Puerto Arica (ANM)	ND	35%	35%	0	1.013	1.013	
Puerto Nariño	35%	45%	42%	3.544	6.200	9.744	
Puerto Santander (ANM)	ND	50%	50%	0	1.758	1.758	
Tarapacá (ANM)	ND	51%	51%	0	3.801	3.801	
Antioquia (22)	**24%**	**32%**	**29%**	**70.580**	**123.108**	**193.688**	**7,9%**
Abriaquí	5%	15%	12%	824	1.871	2.695	
Alejandría	7%	20%	13%	2.485	2.172	4.657	
Angostura	10%	24%	21%	2.628	8.809	11.437	
Anorí	19%	37%	28%	7.634	10.687	18.321	
Anzá	7%	19%	16%	1.258	5.752	7.010	
Argelia	13%	21%	17%	3.412	4.277	7.689	
Armenia	6%	10%	8%	1.716	3.423	5.139	
Briceño	18%	31%	26%	2.552	5.487	8.039	
Buriticá	15%	35%	29%	2.235	7.119	9.354	
Caicedo	14%	20%	19%	1.657	6.640	8.297	
Campamento	11%	31%	25%	2.466	6.737	9.203	
Ebéjico	5%	16%	14%	2.229	9.929	12.158	
Giraldo	12%	17%	15%	2.061	3.483	5.544	
Heliconia	9%	15%	12%	2.318	3.133	5.451	
La Pintada	12%	17%	13%	7.060	1.054	8.114	
Murindó	92%	76%	82%	1.760	3.151	4.911	
Nariño	10%	18%	16%	3.116	7.037	10.153	
Nechí	43%	68%	54%	13.174	12.616	25.790	
Peque	16%	32%	27%	2.296	5.801	8.097	
San Francisco	12%	26%	20%	2.486	3.162	5.648	
Uramita	14%	33%	27%	2.111	4.777	6.888	
Vigía del Fuerte	96%	67%	78%	3.102	5.991	9.093	
Arauca (4)	**28%**	**48%**	**35%**	**93.549**	**50.201**	**143.750**	**26,6%**
Arauca	28%	55%	32%	74.195	11.390	85.585	
Arauquita	31%	46%	42%	13.720	36.121	49.841	
Cravo Norte	29%	32%	30%	2.682	1.243	3.925	
Puerto Rondón	16%	41%	23%	2.952	1.447	4.399	
Archipiélago de San Andrés (2)	**19%**	**6%**	**15%**	**44.893**	**16.387**	**61.280**	**1,9%**
Providencia	12%	6%	9%	3.493	2.496	5.989	
San Andrés	20%	6%	16%	41.400	13.891	55.291	

Departamento/Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2022 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Bolívar (5)	**31%**	**64%**	**52%**	**40.468**	**73.079**	**113.547**	**32,2%**
Montecristo	47%	69%	63%	4.076	12.313	16.389	
Morales	42%	66%	59%	7.293	14.966	22.259	
Pinillos	50%	65%	62%	3.718	20.500	24.218	
Santa Rosa del Sur	15%	49%	28%	19.214	13.432	32.646	
Tiquisio	44%	69%	60%	6.167	11.868	18.035	
Boyacá (42)	**11%**	**27%**	**22%**	**50.949**	**116.076**	**167.025**	**21,9%**
Almeida	1%	9%	8%	321	1.589	1.910	
Betéitiva	5%	12%	11%	327	1.636	1.963	
Buenavista	6%	16%	15%	757	3.652	4.409	
Chíquiza	17%	18%	18%	332	4.352	4.684	
Chiscas	13%	34%	29%	879	3.115	3.994	
Chita	24%	49%	43%	1.976	6.069	8.045	
Chivor	10%	21%	17%	681	1.798	2.479	
Coper	8%	16%	14%	862	2.757	3.619	
Covarachía	9%	31%	27%	492	2.314	2.806	
El Cocuy	26%	37%	31%	2.206	2.009	4.215	
El Espino	9%	17%	13%	1.358	1.703	3.061	
Gachantivá	5%	12%	11%	557	2.232	2.789	
Guacamayas	15%	10%	12%	624	1.241	1.865	
Guayatá	5%	12%	10%	1.117	2.283	3.400	
Güicán	4%	42%	30%	1.353	2.926	4.279	
Jericó	14%	45%	36%	1.201	2.728	3.929	
La Victoria	0,3%	26%	17%	400	718	1.118	
Labranzagrande	12%	50%	37%	1.128	2.398	3.526	
Macanal	0,8%	11%	8%	1.134	3.842	4.976	
Maripí	14%	35%	32%	762	4.979	5.741	
Muzo	19%	31%	23%	5.392	3.205	8.597	
Otanche	11%	43%	28%	3.449	4.569	8.018	
Panqueba	6%	23%	15%	810	907	1.717	
Pauna	11%	33%	26%	2.073	5.112	7.185	
Paya	19%	70%	59%	481	2.112	2.593	
Paz de Río	5%	12%	7%	2.788	1.497	4.285	
Pisba	19%	42%	34%	527	1.236	1.763	
Quípama	26%	47%	41%	1.326	3.563	4.889	
Rondón	2%	10%	8%	600	1.807	2.407	
San Mateo	7%	28%	21%	1.163	2.169	3.332	
San Miguel de Sema	11%	9%	9%	412	2.597	3.009	
San Pablo de Borbur	12%	24%	23%	745	5.863	6.608	
Santa María	6%	20%	11%	2.107	1.452	3.559	
Sativanorte	8%	28%	21%	680	1.541	2.221	
Sativasur	5%	9%	8%	302	795	1.097	
Socotá	10%	31%	27%	1.428	5.870	7.298	
Somondoco	2%	11%	9%	655	2.255	2.910	
Susacón	9%	17%	15%	604	2.113	2.717	
Tasco	6%	13%	11%	1.625	4.257	5.882	
Tipacoque	14%	29%	24%	937	2.386	3.323	
Toca	7%	12%	10%	4.209	4.558	8.767	
Tutazá	17%	16%	16%	169	1.871	2.040	

Departamento/Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2022 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Caldas (3)	**8%**	**15%**	**13%**	**7.711**	**24.238**	**31.949**	**5,2%**
Marmato	12%	15%	15%	964	7.924	8.888	
Marulanda	3%	10%	8%	823	1.784	2.607	
Samaná	7%	16%	14%	5.924	14.530	20.454	
Caquetá (15)	**21%**	**41%**	**31%**	**110.341**	**123.162**	**233.503**	**43,6%**
Albania	12%	27%	20%	2.060	2.615	4.675	
Belén de Los Andaquíes	23%	39%	29%	6.753	4.268	11.021	
Cartagena del Chairá	30%	48%	38%	15.434	14.965	30.399	
Curillo	20%	31%	23%	5.261	2.332	7.593	
El Doncello	17%	29%	20%	13.522	5.772	19.294	
El Paujil	20%	31%	24%	8.858	9.178	18.036	
La Montañita	17%	37%	33%	2.467	12.247	14.714	
Milán	15%	52%	47%	1.001	8.722	9.723	
Morelia	14%	30%	21%	2.007	1.691	3.698	
Puerto Rico	22%	47%	32%	14.464	12.053	26.517	
San José del Fragua	19%	36%	27%	6.292	6.505	12.797	
San Vicente del Caguán	21%	41%	31%	23.432	27.287	50.719	
Solano	27%	52%	45%	2.782	8.432	11.214	
Solita	22%	35%	27%	3.672	2.544	6.216	
Valparaíso	13%	37%	28%	2.336	4.551	6.887	
Cauca (24)	**40%**	**26%**	**28%**	**72.308**	**463.675**	**535.983**	**37,9%**
Almaguer	21%	35%	34%	1.346	17.103	18.449	
Argelia	19%	24%	23%	2.700	23.444	26.144	
Balboa	28%	18%	20%	5.393	15.715	21.108	
Bolívar	20%	29%	28%	5.020	33.028	38.048	
Buenos Aires	11%	15%	15%	1.218	30.218	31.436	
Caldono	17%	24%	24%	2.174	37.772	39.946	
Florencia	14%	12%	12%	1.224	3.978	5.202	
Guapi	84%	54%	71%	13.932	13.684	27.616	
Inzá	10%	19%	19%	1.308	27.571	28.879	
Jambaló	10%	16%	16%	1.895	15.946	17.841	
La Sierra	35%	21%	23%	1.822	8.927	10.749	
La Vega	25%	17%	17%	1.040	23.461	24.501	
López de Micay	62%	40%	43%	1.875	16.705	18.580	
Mercaderes	29%	23%	26%	5.953	16.735	22.688	
Páez	11%	23%	22%	2.971	42.805	45.776	
Piamonte	13%	25%	22%	2.109	6.702	8.811	
Puracé	15%	22%	21%	1.697	15.575	17.272	
San Sebastián	24%	15%	16%	668	10.280	10.948	
Santa Rosa	31%	36%	36%	672	4.667	5.339	
Sotará	19%	19%	19%	571	13.368	13.939	
Suárez	23%	31%	29%	6.380	25.524	31.904	
Sucre	59%	30%	36%	1.633	7.856	9.489	
Timbiquí	77%	59%	64%	6.266	19.834	26.100	
Toribío	11%	23%	23%	2.441	32.777	35.218	

Departamento/Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2022 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Cesar (2)	**25%**	**78%**	**59%**	**9.970**	**21.416**	**31.386**	**24,9%**
González	13%	25%	21%	1.414	2.965	4.379	
Pueblo Bello	26%	87%	65%	8.556	18.451	27.007	
Chocó (25)	**54%**	**65%**	**62%**	**84.419**	**252.938**	**337.357**	**57,7%**
Acandí	32%	42%	36%	6.895	7.104	13.999	
Alto Baudó	45%	83%	78%	3.356	24.228	27.584	
Atrato	33%	51%	43%	2.858	3.205	6.063	
Bagadó	51%	77%	71%	2.589	8.422	11.011	
Bahía Solano	23%	28%	25%	6.172	3.951	10.123	
Bajo Baudó	45%	71%	66%	7.041	22.916	29.957	
Bojayá	33%	71%	68%	1.158	10.915	12.073	
Carmen del Darién	73%	76%	76%	2.276	16.157	18.433	
Cértegui	46%	62%	52%	3.321	2.314	5.635	
El Cantón del San Pablo	59%	31%	44%	2.844	3.272	6.116	
El Carmen de Atrato	6%	50%	37%	2.510	5.683	8.193	
El Litoral del San Juan	58%	72%	70%	1.843	19.826	21.669	
Juradó	33%	71%	56%	2.511	4.174	6.685	
Lloró	69%	81%	77%	3.376	6.410	9.786	
Medio Atrato	91%	48%	52%	944	9.728	10.672	
Medio Baudó	96%	59%	63%	2.307	12.802	15.109	
Medio San Juan	87%	55%	64%	2.622	7.957	10.579	
Nóvita	58%	45%	50%	3.498	5.655	9.153	
Nuquí	33%	58%	51%	1.685	14.538	16.223	
Río Iró	42%	44%	43%	1.539	3.928	5.467	
Río Quito	37%	66%	58%	2.335	5.901	8.236	
Riosucio	97%	67%	75%	14.299	39.150	53.449	
San José del Palmar	17%	34%	30%	1.355	3.759	5.114	
Sipí	63%	45%	49%	742	2.432	3.174	
Unguía	34%	56%	49%	4.343	8.511	12.854	
Cundinamarca (3)	**8%**	**12%**	**11%**	**3.677**	**12.159**	**15.836**	**6,7%**
Carmen de Carupa	10%	14%	13%	2.093	5.487	7.580	
Gutiérrez	11%	12%	11%	983	2.427	3.410	
San Cayetano	0,6%	9%	8%	601	4.245	4.846	
Guainía (9)	**40%**	**77%**	**60%**	**20.279**	**27.835**	**48.114**	**73,3%**
Barrancominas	36%	77%	75%	0	8.088	8.088	
Cacahual (ANM)	ND	72%	72%	0	863	863	
Inírida	40%	76%	51%	20.279	11.235	31.514	
La Guadalupe (ANM)	ND	94%	94%	0	279	279	
Mapiripana (ANM)	ND	ND	ND	0	1.022	1.022	
Morichal (ANM)	ND	92%	92%	0	908	908	
Pana Pana (ANM)	ND	94%	94%	0	1.899	1.899	
Puerto Colombia (ANM)	ND	96%	96%	0	1.874	1.874	
San Felipe (ANM)	ND	88%	88%	0	1.667	1.667	

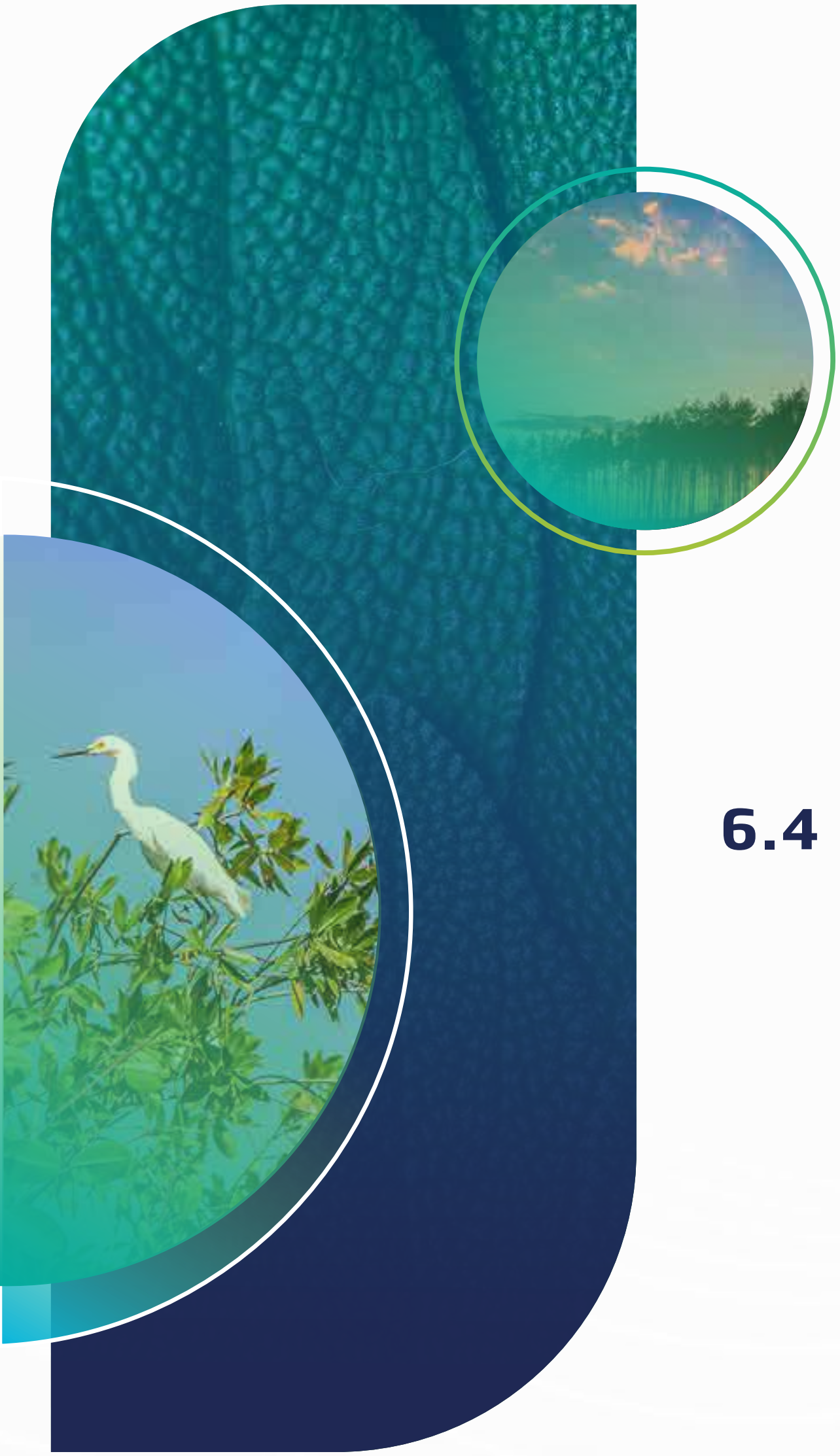
Departamento/Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2022 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Guaviare (3)	**23%**	**45%**	**36%**	**9.637**	**20.315**	**29.952**	**51,2%**
Calamar	31%	50%	40%	4.339	5.189	9.528	
El Retorno	12%	41%	32%	3.355	10.298	13.653	
Miraflores	24%	49%	40%	1.943	4.828	6.771	
Huila (11)	**13%**	**22%**	**20%**	**33.009**	**100.667**	**133.676**	**12,8%**
Acevedo	13%	21%	19%	4.640	20.134	24.774	
Colombia	13%	32%	26%	2.205	5.080	7.285	
Elías	8%	11%	10%	1.439	2.772	4.211	
Íquira	17%	27%	24%	2.652	6.596	9.248	
Isnos	11%	22%	19%	6.148	19.038	25.186	
La Argentina	16%	22%	19%	4.796	8.070	12.866	
Nátaga	14%	23%	19%	2.648	3.821	6.469	
Oporapa	14%	20%	18%	2.355	9.274	11.629	
Palestina	15%	21%	20%	1.755	9.404	11.159	
Saladoblanco	13%	22%	21%	1.844	8.600	10.444	
Santa María	12%	24%	21%	2.527	7.878	10.405	
Meta (7)	**18%**	**46%**	**37%**	**19.953**	**48.933**	**68.886**	**10,1%**
El Calvario	0,9%	6%	4%	590	1.186	1.776	
La Macarena	24%	46%	42%	4.723	22.167	26.890	
Lejanías	12%	27%	21%	4.823	6.640	11.463	
Mapiripán	32%	66%	53%	2.471	4.536	7.007	
Mesetas	12%	43%	30%	4.546	6.613	11.159	
San Juanito	8%	13%	10%	672	635	1.307	
Uribe	25%	60%	53%	2.128	7.156	9.284	
Nariño (63)	**24%**	**31%**	**28%**	**408.497**	**829.165**	**1.237.662**	**44,7%**
Albán	22%	14%	16%	2.691	6.951	9.642	
Aldana	10%	12%	12%	1.549	5.843	7.392	
Ancuya	11%	11%	11%	2.147	6.654	8.801	
Arboleda	25%	25%	25%	1.172	7.271	8.443	
Barbacoas	81%	68%	72%	12.075	43.558	55.633	
Belén	11%	16%	13%	3.262	3.060	6.322	
Buesaco	13%	18%	17%	6.552	17.356	23.908	
Chachagüí	13%	21%	18%	4.332	11.022	15.354	
Colón	6%	14%	13%	1.089	7.437	8.526	
Consacá	21%	12%	13%	2.146	11.638	13.784	
Contadero	37%	14%	19%	1.310	5.960	7.270	
Córdoba	21%	19%	20%	3.081	12.435	15.516	
Cuaspud	29%	26%	27%	2.708	6.493	9.201	
Cumbal	6%	18%	15%	6.835	30.029	36.864	
Cumbitara	17%	22%	21%	1.608	4.340	5.948	
El Charco	60%	57%	58%	7.234	15.271	22.505	
El Peñol	6%	19%	16%	1.340	6.106	7.446	
El Rosario	37%	15%	20%	1.781	10.499	12.280	
El Tablón de Gómez	25%	26%	26%	1.583	12.759	14.342	
El Tambo	14%	18%	17%	5.251	9.032	14.283	
Francisco Pizarro	54%	43%	50%	5.423	8.770	14.193	

Departamento/Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2022 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Funes	34%	15%	23%	3.091	4.131	7.222	
Guachucal	17%	14%	14%	3.071	16.379	19.450	
Guaitarilla	13%	15%	14%	4.378	7.204	11.582	
Gualmatán	21%	11%	16%	2.994	4.063	7.057	
Iles	33%	25%	27%	2.133	5.529	7.662	
Imués	16%	14%	15%	1.016	6.641	7.657	
Ipiales	8%	17%	11%	77.343	38.793	116.136	
La Cruz	14%	10%	12%	8.018	10.736	18.754	
La Florida	37%	31%	33%	1.980	8.124	10.104	
La Llanada	16%	23%	19%	3.156	3.336	6.492	
La Tola	100%	66%	82%	2.928	4.483	7.411	
La Unión	14%	22%	19%	12.793	19.065	31.858	
Leiva	24%	29%	27%	2.967	6.801	9.768	
Linares	8%	16%	15%	2.230	8.006	10.236	
Los Andes	11%	35%	24%	4.376	5.171	9.547	
Magüí	94%	76%	83%	7.325	17.380	24.705	
Mallama	11%	12%	12%	1.218	7.758	8.976	
Mosquera	99%	60%	79%	5.677	6.307	11.984	
Nariño	25%	26%	25%	2.653	1.711	4.364	
Olaya Herrera	82%	74%	78%	10.859	14.499	25.358	
Ospina	13%	17%	16%	1.965	5.140	7.105	
Policarpa	15%	17%	17%	2.596	7.301	9.897	
Potosí	10%	13%	12%	2.097	8.317	10.414	
Providencia	35%	18%	23%	1.501	4.071	5.572	
Puerres	15%	14%	14%	3.451	5.130	8.581	
Pupiales	12%	16%	15%	6.192	11.299	17.491	
Ricaurte	22%	68%	62%	2.399	17.232	19.631	
Roberto Payán	61%	40%	44%	3.389	9.278	12.667	
Samaniego	12%	34%	27%	9.462	19.952	29.414	
San Andrés de Tumaco	18%	39%	28%	86.320	167.317	253.637	
San Bernardo	18%	23%	21%	2.595	6.607	9.202	
San Lorenzo	47%	18%	22%	2.180	16.293	18.473	
San Pablo	6%	14%	12%	4.051	11.338	15.389	
San Pedro de Cartago	9%	24%	23%	849	5.994	6.843	
Sandoná	13%	16%	15%	10.112	10.661	20.773	
Santa Bárbara	92%	65%	74%	3.608	9.819	13.427	
Santacruz	31%	43%	41%	1.529	9.267	10.796	
Sapuyes	40%	22%	26%	1.436	5.910	7.346	
Taminango	13%	17%	16%	3.999	13.855	17.854	
Tangua	21%	23%	22%	2.763	10.744	13.507	
Túquerres	8%	20%	15%	17.302	27.427	44.729	
Yacuanquer	18%	19%	18%	3.326	7.612	10.938	
Norte de Santander (19)	**19%**	**40%**	**33%**	**67.034**	**146.742**	**213.776**	**10,6%**
Ábrego	16%	41%	28%	15.896	15.890	31.786	
Arboledas	8%	37%	30%	2.207	7.398	9.605	
Bucarasica	20%	38%	37%	502	5.746	6.248	
Cachirá	9%	29%	25%	1.772	9.223	10.995	

Departamento/Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2022 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Convención	20%	39%	31%	7.417	11.046	18.463	
Cucutilla	17%	41%	36%	1.502	6.593	8.095	
El Carmen	16%	56%	49%	2.196	10.948	13.144	
El Tarra	40%	59%	51%	8.371	11.722	20.093	
Hacarí	17%	46%	42%	1.339	8.659	9.998	
La Esperanza	15%	33%	31%	1.660	9.698	11.358	
La Playa	7%	26%	24%	851	6.731	7.582	
Mutiscua	7%	17%	15%	796	3.367	4.163	
Puerto Santander	20%	15%	19%	7.938	564	8.502	
Salazar	13%	23%	19%	3.845	6.360	10.205	
San Calixto	18%	43%	39%	2.008	10.003	12.011	
San Cayetano	17%	26%	23%	2.288	4.690	6.978	
Santiago	15%	26%	20%	1.749	1.612	3.361	
Teorama	20%	43%	38%	2.518	13.675	16.193	
Villa Caro	22%	38%	31%	2.179	2.817	4.996	
Putumayo (9)	**14%**	**33%**	**24%**	**77.350**	**109.772**	**187.122**	**50,1%**
Colón	9%	12%	10%	3.419	1.988	5.407	
Orito	15%	32%	23%	19.833	17.912	37.745	
Puerto Guzmán	18%	42%	36%	4.629	30.761	35.390	
Puerto Leguízamo	22%	48%	34%	12.755	15.713	28.468	
San Francisco	8%	7%	8%	3.385	2.260	5.645	
San Miguel	11%	29%	23%	4.912	13.868	18.780	
Santiago	19%	29%	24%	3.476	3.814	7.290	
Sibundoy	8%	10%	8%	10.059	4.881	14.940	
Valle del Guamuez	13%	21%	17%	14.882	18.575	33.457	
Quindío (4)	**7%**	**15%**	**10%**	**11.821**	**9.651**	**21.472**	**1,8%**
Buenavista	7%	15%	12%	1.212	1.883	3.095	
Córdoba	7%	14%	10%	3.363	2.279	5.642	
Génova	8%	16%	11%	4.269	3.247	7.516	
Pijao	5%	14%	9%	2.977	2.242	5.219	
Risaralda (2)	**9%**	**58%**	**48%**	**6.632**	**26.474**	**33.106**	**6,6%**
Mistrató	9%	51%	41%	3.892	13.058	16.950	
Pueblo Rico	8%	66%	56%	2.740	13.416	16.156	
Santander (45)	**9%**	**22%**	**17%**	**111.045**	**175.901**	**286.946**	**10,2%**
Aratoca	14%	23%	20%	2.380	5.849	8.229	
Barichara	5%	15%	11%	3.113	7.373	10.486	
Betulia	8%	26%	22%	1.313	4.628	5.941	
Cabrera	12%	13%	13%	395	1.542	1.937	
Capitanejo	8%	30%	16%	3.452	2.053	5.505	
Carcasí	18%	30%	28%	640	3.652	4.292	
Cepitá	4%	15%	13%	517	1.498	2.015	
Cerrito	14%	18%	16%	3.329	3.400	6.729	
Charalá	5%	14%	8%	7.218	5.052	12.270	
Chima	9%	24%	20%	810	2.065	2.875	
Cimitarra	9%	26%	18%	13.943	19.004	32.947	
Concepción	12%	22%	17%	2.780	2.958	5.738	
Confines	13%	10%	11%	687	2.472	3.159	

Departamento/Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)			IMPE 2022 (Índice Multidimensional de Pobreza Energética)
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Contratación	5%	21%	9%	2.798	881	3.679	
Coromoro	4%	24%	22%	723	4.292	5.015	
El Guacamayo	4%	12%	10%	677	1.490	2.167	
El Playón	22%	33%	27%	7.037	6.676	13.713	
Encino	6%	11%	10%	526	2.026	2.552	
Enciso	5%	24%	20%	849	2.612	3.461	
Galán	10%	21%	18%	812	2.074	2.886	
Guaca	7%	23%	19%	1.508	4.408	5.916	
Guadalupe	6%	19%	14%	1.693	2.818	4.511	
Guapotá	9%	14%	13%	665	1.710	2.375	
Hato	18%	21%	20%	657	1.671	2.328	
Jordán	17%	26%	25%	99	1.215	1.314	
Landázuri	11%	21%	18%	3.182	7.202	10.384	
Los Santos	19%	22%	21%	1.643	12.463	14.106	
Macaravita	11%	26%	24%	280	1.891	2.171	
Málaga	6%	20%	8%	18.091	2.854	20.945	
Matanza	7%	17%	14%	1.445	3.531	4.976	
Mogotes	9%	29%	21%	4.135	6.392	10.527	
Molagavita	10%	30%	27%	620	3.517	4.137	
Ocamonte	8%	13%	12%	809	4.852	5.661	
Oiba	6%	18%	13%	4.791	6.009	10.800	
Onzaga	7%	33%	26%	1.232	2.951	4.183	
Palmar	6%	18%	14%	467	894	1.361	
Palmas del Socorro	10%	13%	12%	779	1.756	2.535	
San Andrés	7%	17%	14%	3.121	5.562	8.683	
San Joaquín	4%	18%	13%	819	1.422	2.241	
San José de Miranda	11%	30%	26%	889	3.478	4.367	
San Miguel	17%	18%	18%	629	1.902	2.531	
Santa Bárbara	12%	17%	17%	265	2.136	2.401	
Santa Helena del Opón	13%	26%	23%	768	2.621	3.389	
Simacota	7%	31%	25%	2.185	7.857	10.042	
Zapatoca	5%	10%	7%	6.274	3.192	9.466	
Sucre (3)	**41%**	**57%**	**52%**	**24.532**	**59.383**	**83.915**	**50,7%**
Guaranda	52%	63%	58%	7.122	10.591	17.713	
Majagual	36%	58%	52%	10.205	26.445	36.650	
Sucre	38%	52%	48%	7.205	22.347	29.552	
Tolima (7)	**18%**	**32%**	**28%**	**30.695**	**79.064**	**109.759**	**20,3%**
Alpujarra	12%	13%	13%	1.991	2.553	4.544	
Anzoátegui	9%	23%	21%	1.469	8.748	10.217	
Ataco	26%	38%	35%	4.820	14.510	19.330	
Planadas	22%	34%	31%	6.736	19.028	25.764	
Rioblanco	15%	39%	34%	3.724	19.047	22.771	
Roncesvalles	12%	19%	17%	1.875	3.584	5.459	
Rovira	17%	25%	21%	10.080	11.594	21.674	
Valle del Cauca (3)	**9%**	**17%**	**14%**	**8.457**	**12.694**	**21.151**	**3,2%**
Argelia	13%	19%	16%	2.852	2.545	5.397	
El Águila	8%	17%	14%	2.407	6.502	8.909	
El Cairo	7%	16%	12%	3.198	3.647	6.845	

Fuente: DANE, Censo 2018 e Inclusión SAS & Promigas S.A. E.S.P., Índice Multidimensional de Pobreza Energética en Colombia 2022.



6.4 BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía - Documentos

	Documentos
A	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2020, 2021.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2021, 2022.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2022, 2023.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2023, 2024.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2024, 2025.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Recursos y Reservas IRR 2024.
	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Producción fiscalizada de gas por campo 2024.
	Alcanos de Colombia. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Asociación Colombiana del Petróleo y Gas. Informe económico. Tendencias de inversión en exploración y producción (E&P) de petróleo y gas en Colombia 2024 y perspectivas 2025: un sector estratégico en estado crítico, mayo 2025.
B	Banco de la República. Informe de la Junta Directiva al Congreso de la República, 2025.
C	Centro Regional de Estudios de Energía, CREE. Pulso Energético 02, 2025.
	Centro Regional de Estudios de Energía, CREE. Estudio para Andesco sobre medidas para mejorar el abastecimiento de gas natural en el corto plazo, diciembre 2024.
	Coinogas. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Coinogas. Manual del transportador.
	Columbia University's Center on Global Energy Policy. Beyond Spot vs. Long Term: Europe's LNG Contracting Options for an Uncertain Future, 2023
	Comité Autónomo de la Regla Fiscal. Comunicado No. 13, 2024.
	Comité Autónomo de la Regla Fiscal. Informe del Comité Autónomo de la Regla Fiscal al Congreso de la República de Colombia, 2025.
D	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Boletín técnico, enero 2025.
	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Boletín técnico, febrero 2025.
	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Censo nacional de población y vivienda 2018.
	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Proyecciones de hogares a nivel departamental 2018-2050.
	Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Proyecciones de población nacional, por área 2018-2070.
E	Efigas. Estados financieros 2024.
	Efigas. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Empresas Públicas de Medellín. Estados financieros 2024.
	Empresas Públicas de Medellín. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2025.
F	Foreign Affairs. The Troubled Energy Transition, 2025.
G	Gas Exporting Countries Forum. Global Gas Outlook 2050, 2025.
	Gas Natural Cundiboyacense. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Gases de La Guajira. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Gases de Occidente. Estados financieros 2024.
	Gases de Occidente. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Gases del Caribe. Estados financieros 2024.
	Gases del Caribe. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Gasnacer. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Gasoriente. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Gestor del Mercado de Gas Natural. Reporte semanal del mercado de gas natural del 14 al 20 de julio de 2025.
	Gestor del Mercado de Gas Natural. Informe regulatorio de divulgación anual de 2024, mayo 2025.
I	Inclusión SAS y Promigas. Energía que impulsa el desarrollo: Índice Multidimensional de pobreza energética en Colombia 2022.
	International Energy Agency. Gas Market Report Q1-2025.
	International Energy Agency. Gas Market Report Q2-2025.
	International Energy Agency. Gas Market Report Q3-2025.

	Documentos
I	International Energy Agency. Global Energy Review 2025.
	International Energy Agency. World Energy Outlook 2020.
	International Energy Agency. World Energy Outlook 2021.
	International Energy Agency. World Energy Outlook 2024.
	International Gas Union. Global Gas Report 2024.
	International Gas Union. World LNG Report 2025.
	International Monetary Fund. Western Hemisphere Regional Economic Outlook: Rebalancing Policies and Pressing on with Reforms, 2024.
	International Monetary Fund. World Economic Outlook: Navigating Global Divergences, 2024.
	International Monetary Fund. World Economic Outlook: Steady But Uneven Growth, 2025.
	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. Primer Informe Bienal de Transparencia BTR1 de Colombia, 2024.
L	Llanogas. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
M	Metrogas. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (iNDC) de Colombia, 2015.
	Ministerio de Minas y Energía. Cobertura del servicio de gas natural por redes IV trimestre de 2024.
	Ministerio de Minas y Energía. Declaración de producción 2025 - 2034.
O	Oxford Institute for Energy Studies. International Gas Contracts, 2022.
P	Progasur. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Promigas. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Promigas. Estados financieros 2024.
	Promigas. Informe Integrado de Gestión 2024.
	Promioriente. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Promioriente. Estados financieros 2024.
S	Society of Petroleum Engineers. Petroleum Resources Management System, 2018.
	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Informacion tarifaria empresas gas natural por redes de tubería, abril de 2025.
	Surtigas. Estados financieros 2024.
	Surtigas. Publicación tarifaria, diciembre 2024.
	S&P Global. Argentina Natural Gas Market Profile, 2024.
	S&P Global. Can Trump accelerate US LNG development?
	S&P Global. Legal uncertainty may delay US LNG FIDs, 2024.
	S&P Global. The LNG portfolio model: Widening the cast of players, 2025.
	S&P Global. Top 10 questions facing North American gas and power markets in 2025, 2025.
	S&P Global. US regulatory risks for LNG export development, 2025.
	S&P Global. 10 questions for the LNG market in 2025, 2025.
T	TGI. Boletín Electrónico de Operaciones.
	TGI. Estados financieros 2024.
	TGI. Reporte Integrado de Sostenibilidad 2024.
	Transmetano. Boletín Electrónico de Operaciones.
	Transoccidente. Boletín Electrónico de Operaciones.
U	Unidad de Planeación Minero Energética. Balance Energético Colombiano, 2025.
	Unidad de Planeación Minero Energética. Documento Complementario Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, 2025.
	Unidad de Planeación Minero Energética. Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019-2028, 2020.
	Unidad de Planeación Minero Energética. Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, 2024.
	United Nations Environment Programme. Emissions Gap Report 2020.
	United Nations Environment Programme. Emissions Gap Report 2024.
V	Valdés, R., Corbacho, A., & Chalk, N. Press Briefing on the Regional Economic Outlook for the Western Hemisphere, 2025.
	Vanti. Publicación tarifaria, diciembre 2024.

Bibliografía - Páginas web

	Páginas web
A	Agencia Nacional de Hidrocarburos < https://www.anh.gov.co/es/ >
	Alcanos de Colombia <http://www.alcanosesp.com >
	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones < https://andesco.org.co/ >
	Asociación Colombiana del Petróleo y Gas < https://acp.com.co/portal/ >
B	Banco de la República < https://www.banrep.gov.co/es >
	Bolsa Mercantil de Colombia < http://www.bolsamercantil.com.co >
C	Centro Regional de Estudios de Energía < https://creenergia.org/ >
	Coinogas < https://www.coinogas.com/ >
	Columbia University's Center on Global Energy Policy < https://www.energypolicy.columbia.edu/ >
	Comisión de Regulación de Energía y Gas < https://creg.gov.co/ >
	Comité Autónomo de la Regla Fiscal < https://www.carf.gov.co/ >
	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático < https://unfccc.int/es >
D	Departamento Administrativo Nacional de Estadística < https://www.dane.gov.co/ >
E	Ecopetrol < https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal >
	Efigas < http://www.efigas.com.co >
	Empresas Públicas de Medellín < https://www.epm.com.co/ >
	Energy Information Administration < https://www.eia.gov/ >
	Energy Institute < https://www.energyinst.org/home >
F	Fedesarrollo < https://fedesarrollo.org.co/ >
	Foreign Affairs < https://www.foreignaffairs.com/ >
G	Gas Exporting Countries Forum < https://www.gecf.org/ >
	Gases de La Guajira < https://www.gasesdelaguajira.com/ >
	Gases de Occidente < https://www.gdo.com.co/Paginas/home.aspx >
	Gases del Caribe < https://portal.gascaribe.com/ >
	Gases del Oriente < https://www.gasesdeloriente.com.co/ >
	Gestor del Mercado de Gas Natural < https://www.bmcbec.com.co/ >
I	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales < https://www.ideam.gov.co/ >
	International Energy Agency < https://www.iea.org/ >
	International Gas Union < https://www.igu.org/ >
	International Monetary Fund < https://www.imf.org/en/home >
	Investing.com < https://www.investing.com/ >
M	MacroMicro < https://en.macromicro.me/ >
	Market Growth Reports < www.marketgrowthreports.com >
	Metrogas < https://metrogasesp.com/ >
	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible < https://www.minambiente.gov.co/ >
	Ministerio de Minas y Energía < https://www.minenergia.gov.co/es/ >
N	Naturgas < https://naturgas.com.co/ >
O	Oxford Institute for Energy Studies < https://www.oxfordenergy.org/ >

	Páginas web
P	Premios Vía < https://www.premiosvia.com/ >
	Progasur < https://www.progasur.com.co/ >
	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente < https://www.unep.org/es >
	Promigas < https://www.promigas.com/Paginas/default.aspx >
	Promioriente < https://www.promioriente.com/Paginas/default.aspx >
R	Revista Carga Pesada < https://revistacargapesada.com/ >
S	Shipping Telegraph < www.shippingtelegraph.com >
	Society of Petroleum Engineers < https://www.spe.org/en/ >
	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios < https://www.superservicios.gov.co/ >
	Surtigas < https://www.surtigas.com.co/ >
	S&P Global < https://www.spglobal.com/en >
T	Tansmetano < https://www.transmetano.co/Paginas/default.aspx >
	TGI < https://www.tgi.com.co/ >
	Transoccidente < https://www.transoccidente.com.co/Paginas/default.aspx >
U	Unidad de Planeación Minero Energética < https://www.upme.gov.co/ >
	United Nations Environment Programme < https://www.unep.org/ >
V	Vanti < https://www.grupovanti.com/ >



6.5 OTROS ANEXOS

Glosario

	Concepto	Descripción
C	Calentamiento global	Aumento progresivo y gradual de la temperatura de la superficie terrestre, que se considera causado por el efecto invernadero y responsable de los cambios en los patrones climáticos globales.
	Cambio climático	Modificación del clima atribuida directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera global y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables.
	Cobertura efectiva	Cálculo porcentual determinado por el número de usuarios residenciales conectados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
	Cobertura potencial	Cálculo porcentual determinado por el número de usuarios anillados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
	Combustibles fósiles	Procede de la biomasa producida en eras pasadas, que ha sufrido enterramiento y tras él, procesos de transformación, por aumento de presión y temperatura, hasta la formación de sustancias de gran contenido energético, como el carbón, el petróleo, o el gas natural.
	Confiabilidad	Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.
	Commodities	Bienes básicos que se utilizan como insumos en la producción de otros bienes y que pueden ser usados en el comercio o en el sector financiero, como objetos de adquisición.
E	EBITDA	Indicador financiero, acrónimo del inglés Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones), es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros.
	EMBI+	Emerging Markets Bond Index. Índice del mercado express basado en JP Morgan.
	Emisiones de GEI	Son gases presentes en la atmósfera que capturan energía y calientan la superficie del planeta.
	Energía primaria	Toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada.
F	Fenómeno de El Niño	Fenómeno natural caracterizado por la fluctuación de las temperaturas del océano en la parte central y oriental del Pacífico ecuatorial, asociada a cambios en la atmósfera.
G	Gas combustible	Cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo), cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC - 3527, o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.
	Gas natural	Mezcla de gases de composición variable que se encuentra en función del yacimiento del que se extrae. Está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar 90% o 95%, puede contener otros gases como nitrógeno, etano, CO_2, H_2S, butano y propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.
	Gas natural licuado	Gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Se consigue a través de un proceso de licuefacción que reduce el volumen del gas natural 600 veces con respecto a su volumen original. Se almacena a -161°C y a presión atmosférica en tanques criogénicos especiales para baja temperatura.
	Gas natural vehicular	Es un gas combustible que se puede producir a partir de combustibles fósiles o utilizando sistemas de conversión de electricidad en gas.
	Gases de efecto invernadero	Componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y reemiten la radiación infrarroja. Incluyen, pero no se limitan a, vapor de agua, dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidroclorofluorocarbonos (HCFC), ozono (O_3), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6).
	Grupo de los Veinte	Foro intergubernamental que reúne a 19 países, la Unión Europea y la Unión Africana. Aborda los principales asuntos relacionados con la economía global, como la estabilidad financiera internacional, la mitigación del cambio climático y el desarrollo sostenible.

	Concepto	Descripción
H	Henry Hub	Punto de confluencia de ductos localizado en Luisiana, Estados Unidos. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el New York Mercantile Exchange, NYMEX.
	Hogar (según el DANE)	Es la persona o grupo de personas, parientes o no, que ocupan la totalidad o parte de una vivienda; atienden necesidades básicas, con cargo a un presupuesto común y generalmente comparten las comidas.
L	Licencia ambiental	Es un proceso utilizado para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos, y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.
M	Matriz energética	Representación cuantitativa de la totalidad de energía que utiliza un país, e indica la incidencia relativa de las fuentes de las que procede cada tipo de energía.
P	Parejas de cargos regulados	Conjunto de cargos regulados que permiten recuperar los costos de inversión, distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones.
	Pobreza energética	Situación en que la persona o el hogar no tiene la posibilidad de llevar un conjunto razonable de realizaciones humanas básicas que usan como medio una fuente de energía adecuada y de
R	Recursos	Todas las cantidades de petróleo presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo ya sean actualmente considerados como recursos convencionales o no convencionales.
	Recursos contingentes	Cantidades de hidrocarburos estimadas como potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, mediante proyectos de desarrollo que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.
	Recurso renovable	Recurso natural que se puede restaurar por procesos naturales a una velocidad superior a la del consumo por los seres humanos.
	Región Andina	Incluye a Bogotá, los departamentos de Antioquia, Arauca, Boyacá, Cundinamarca, Huila, Risaralda, Quindío, Caldas, Santander, Norte de Santander y Tolima.
	Región Caribe	Incluye los departamentos de La Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.
	Región Orinoquía y Amazonía	Incluye los departamentos de Caquetá, Casanare, Meta y Guaviare.
	Región Pacífica	Incluye los departamentos de Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Chocó.
	Reservas	Cantidades de hidrocarburos que se anticipa serán comercialmente recuperables mediante proyectos de desarrollo en yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas.
	Reservas probables	Aquellas reservas en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probadas, pero más seguro de recuperarse que las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales a recuperar sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas más las reservas probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.
	Reservas probadas	Aquellas cantidades de petróleo que, mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Si se usan métodos determinísticos, el término "certeza razonable" pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan las estimaciones.

	Concepto	Descripción
R	Reservas poisbles	Aquellas reservas que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas probadas más reservas probables más reservas posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alto. Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir por lo menos una probabilidad de 10%, de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.
	Riesgo país	Hace referencia a la probabilidad de que un país, emisor de deuda, sea incapaz responder a sus compromisos de pago de deuda, en capital e intereses, en los términos acordados.
S	Seguridad energética	La capacidad de un país para satisfacer la demanda nacional de energía con suficiencia, oportunidad, sustentabilidad y precios adecuados, en el presente y hacia un futuro, que suelemedirse por lustros y decenios más que por años.
	Seguridad de abastecimiento	Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.
	Sísmica	Mecanismo de adquisición de nueva información geológica estratégica en una actividad exploratoria.
T	Tasa de crecimiento anual compuesto	Se utiliza frecuentemente para describir el crecimiento sobre un periodo de tiempo de algunos elementos del negocio.
	Tasa de desempleo	Relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa .
	Transición energética	Paso de la dependencia de los combustibles fósiles a un modelo más sostenible de producción y consumo de energía. Este proceso está impulsada por una serie de factores, como la necesidad de hacer frente al cambio climático y el coste decreciente de las energías renovables.
	Trilema energético	Concepto desarrollado por el World Energy Council que describe los tres desafíos clave que enfrentan los países al buscar una combinación equilibrada de seguridad energética, sostenibilidad y accesibilidad.
U	Usuarios anillados	Usuarios que técnicamente están habilitados para conectarse al servicio de gas natural, en caso de que así lo deseen.
	Usuarios conectados	Usuarios que adquirieron los derechos de conexión frente al distribuidor de gas.
V	Vivienda (según el DANE)	Espacio independiente y separado con áreas de uso exclusivo, habitado o destinado a ser habitado por una o más personas.
Y	Usuarios anillados	Formación rocosa donde ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Está limitado por barreras geológicas, tales como estratos impermeables, condiciones estructurales y agua en las formaciones, y se encuentra efectivamente aislado de cualquier yacimiento que pueda estar presente en la misma área o estructura geológica.
	Yacimiento no convencional	Formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.

Abreviaturas y siglas

	Concepto	Descripción
A	ACP	Asociación Colombiana del Petróleo y Gas
	Andesco	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones
	ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
	AOM	Gastos de administración, operación y mantenimiento
B	Bcm	Miles de millones de metros cúbicos
	BI	Barril
	BMC	Bolsa Mercantil de Colombia
	BTR	Informe bienal de transparencia
	BTU	British thermal unit
C	CIDV	Cantidades importadas disponibles para la venta
	CIDVF	Cantidades importadas disponibles para la venta firme
	CIS	Comunidad de Estados Independientes
	CMMP	Capacidad máxima de mediano plazo
	CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
	CNO	Consejo Nacional de Operación de Gas
	CO_2	Dióxido de carbono
	CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
D	DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
	DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos
	DTF	Depósitos a término fijo
E	EJ	Exajulio
	E&P	Exploración y producción
F	FERC	Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos
G	GBTU	Giga BTU
	GECF	Gas Exporting Countries Forum
	GEI	Gases de efecto invernadero
	GNL	Gas natural licuado
	Gpc	Ggigapié cúbico
	$GtCO_2e$	Gigatonelada de dióxido de carbono equivalente
	GW	Gigavatio
	G20	Grupo de los Veinte
H	ha	Hectárea
	HOA	Acuerdo preliminar (heads of agreement)
I	IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
	IEA	Agencia Internacional de Energía
	IGU	International Gas Union
	IMF	Fondo Monetario Internacional
	IMPE	Índice multidimensional de pobreza energética
	iNDC	Contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional
J	J	Julio
	JKM	Japan Korea Marker
K	km	Kilómetro
L	LNG	Gas natural licuado

	Concepto	Descripción
M	MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
	MARAD	Administración Marítima de Estados Unidos
	MFMP	Marco Fiscal de Mediano Plazo
	MOU	Memorando de entendimiento (memorandum of understanding).
	Mpcd	Millónes de pies cúbicos por día
	$MtCO_2e$	Millón de toneladas de dióxido de carbono equivalente
N	Naturgas	Asociación Colombiana de Gas Natural
	NBP	National Balance Point
	NDC	Contribuciones determinadas a nivel nacional
O	ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
	OEF	Obligaciones de energía firme
	OIES	Oxford Institute for Energy Studies
P	PEV	Programas de evaluación
	PEP	Período de exploración
	PIB	Producto Interno Bruto
	PMRS	Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo
	PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
	PP	Potencial de producción
	PTDV	Producción total disponible para la venta
	PTDVF	
S	SNT	Sistema Nacional de Transporte
	SPA	Acuerdo de compraventa (sales and purchase agreement)
	SPE	Sociedad de Ingenieros de Petróleos
	SPEC	Sociedad Portuaria El Cayao
	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
T	TAAC	Tasa de crecimiento anual compuesto
	TTF	Dutch Title Transfer Facility
	TWh	Teravatio-hora
U	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
V	VIM	Valle Inferior del Magdalena
	VMM	Valle Medio del Magdalena
W	W	Vatio

Factores de Conversión

Factores de conversión			
	Volumen	Masa	Energía
	1 m^3	1 kg	1 BTU
Equivalencia	6,28981 barriles (bl)	2 libras (lb)	252 Calorías (Cal)
	264,28 galones (gl)	0,001 toneladas (t)	1.055,1 Joules (J)
	1.000 litros (l)	35,274 onzas (oz)	0,000000025 Tep
	1,308 yardas cúbicas (yn^3)		0,2930722 Watt hora (Wh)
	61,024 pulgadas cúbicas (in^3)		
	35,31467 pies cúbicos (pc)		

Factores de conversión entre combustibles		
Unidad	Combustible	Poder calorífico MBTU (*)
Metro cúbico (m^3)	Gas natural	35,31
Tonelada	Bagazo	452.000
Metro cúbico (m^3)	Biogás	18,0
Tonelada	Carbón	30,4
Tonelada	Coque de carbón	32,4
Tonelada	Diésel	434.000
Kilovatio hora (kwh)	Electricidad	3,44
Tonelada	Fuel oil	408.000
Galón	GLP	93,57
Tonelada	Gasolina motor	452.000
Metro cúbico (m^3)	Leña	5,66
Tonelada	Queroseno	441.200

(*) Se basa en supuestos de contenido energético.

Directorio nacional

	Empresa	Ciudad		Teléfono	Página web
Productores	Canacol Energy Colombia	Bogotá	Calle 113 No. 7-45 Torre B Oficina 1501	(601) 6211747	www.canacolenergy.com
	CNE Oil & Gas	Bogotá	Calle 113 No. 7-45 Torre B Oficina 1501	(601) 6211747	www.cneoilgas.com
	Drummond Energy	Bogotá	Calle 72 No. 10-07 Oficina 503	(601) 5871000	www.drummondenergy.com
	Ecopetrol	Bogotá	Carrera 13 No. 36-24	(310) 3158600	www.ecopetrol.com.co
	Frontera	Bogotá	Calle 110 No. 9-25 Piso 16	(601) 5112000	www.fronteraenergy.ca
	Hocol	Bogotá	Carrera 7 No. 113-43 Piso 17	(601) 4884000	www.hocol.com.co
	Lewis Energy Colombia	Bogotá	Carrera 7 No. 113-43 Oficina 801	(320) 4988999	www.lewisenergycorp.com
	Parex Resources	Bogotá	Calle 113 No. 7-21 Oficina 611	(601) 841-8457	www.parexresources.com
	Petrosantander	Bogotá	Calle 72 No. 8-24 Oficina 1001	(601) 3493660	www.petrosantander.com.co
Transportadoras	Coinogas	Floridablanca	C.C. Cañaveral Cl. 30 No. 25-71 Local 703B	(318) 6296373	www.coinogas.com
	Progasur	Bogotá	Av. Calle 26 No.96J-66 Oficina 410	(316) 5283893	www.progasur.com.co
	Promigas	Barranquilla	Calle 66 No. 67-123	(605) 3713444	www.promigas.com
	TGI	Bogotá	Carrera 9 No. 73-44 Pisos 2, 3 y 7	(601) 3138400	www.tgi.com.co
	Transmetano	Medellín	Carrera 42 Calle 3 Sur 81, Torre 2, Interior 1512	(604) 6050358	www.transmetano.co
	Transoccidente	Cali	Centro de Negocios la 70 Norte, Avenida 4 No. 64N-44 Local 4	(602) 6542555	www.transoccidente.com.co
	Promioriente	Bucaramanga	Carrera 27 No. 36-14 Piso 8	(607) 6450002	www.promioriente.com
Distribuidoras	Alcanos de Colombia	Neiva	Carrera 9 No. 7-25	(601) 5806041	www.alcanosesp.com
	EPM	Medellín	Carrera 58 No. 42-125	(604) 4444115	www.epm.com.co
	Espigas	Moniquirá	Calle 16 No. 8A-17	(578) 7280742	www.espigas.com.co
	Efigas				www.efigas.com.co
	Caldas	Manizales	Av. Kevin Ángel No. 70-70	(606) 8982323	
	Quindío	Armenia	Calle 15 Norte No. 12-34	(606) 7368950	
	Risaralda	Pereira	Av. 30 de agosto No. 32B-41	(606) 3515351	
	Gases del Caribe	Barranquilla	Carrera 54 No. 59-144	(605) 3612499	www.gascaribe.com
	Gases del Cusiana	Yopal	Carrera 20 No. 18-66	(608) 6819086	www.cusianagas.com
	Gases de La Guajira	Riohacha	Carrera 15 No. 14C-33	(605) 7273464	www.gasesdelaguajira.com
	Gases de Occidente	Cali	C.C. Chipichape Bodega 2 Piso 3	(602) 4187333	www.gdo.com.co
	Gases del Oriente	Cúcuta	Calle 10 No. 5-84 Edificio SEADE Oficina 201	(607) 5748888	www.gasesdeloriente.com.co
	Vanti	Bogotá	Calle 71A No. 5-38	(601) 3078121	www.grupovanti.com
	Gas Natural Cundiboyacense	Bogotá	Calle 71A No. 5-38	(601) 3485500	www.grupovanti.com
	Gas Natural del Cesar	Bucaramanga	Diagonal 13 No. 60A-54	(607) 6833300	www.grupovanti.com
	Gasoriente	Bucaramanga	Diagonal 13 No. 60A-54	(607) 6854755	www.grupovanti.com
	Llanogas	Villavicencio	Calle 34A No. 34-29	(608) 6819080	www.llanogas.com
	Madigas	Acacías	Cl. 18 No. 22-56	(608) 6569555	www.madigas.com.co
	Metrogas	Floridablanca	C.C. Cañaveral Cl. 30 No. 25-71 Local 162	(607) 6854600	www.metrogasesp.com
	Promesa	Bucaramanga	Carrera 24 No. 51-18	(607) 6478307	www.gaspromesa.com
	Surtigas	Cartagena	Calle 31 No. 47-30	(605) 6723200	www.surtigas.com.co

	Empresa	Ciudad		Teléfono	Página web
Gubernamentales	ANH	Bogotá	Av. Calle 26 No. 59-65 Piso 2	(601) 5931717	www.anh.gov.co
	Banco de La República	Bogotá	Carrera 7 No. 14-78	(601) 4849980	www.banrep.gov.co
	CREG	Bogotá	Calle 116 No. 7-15. Oficina 901	(601) 6032020	www.creg.gov.co
	DANE	Bogotá	Carrera 59 No. 26-70 Interior I - CAN	(601) 5978300	www.dane.gov.co
	Ministerio de Minas y Energía	Bogotá	Calle 43 No. 57-31 CAN	(601) 2200300	www.minenergia.gov.co
	SSPD	Bogotá	Carrera 18 No. 84-35 Piso 4	(601) 6913006	www.superservicios.gov.co
	UPME	Bogotá	Calle 26 No. 69D-91 Torre 1 Piso 9	(601) 2220601	www.upme.gov.co
Otras	ACP	Bogotá	Carrera 7 No. 73-47 Piso 12	(601) 9158388	www.acp.com.co
	Andesco	Bogotá	Calle 93 No. 13-24	(601) 6167611	www.andesco.org.co
	CNO Gas	Bogotá	Avenida El Dorado No. 68C-61 Oficina 532	(601) 3003416	www.cnogas.org.co
	Naturgas	Bogotá	Calle 72 No. 10-70 Torre A Oficina 705	(601) 2124055	www.naturgas.com.co

Directorio internacional

	Empresa/Organismo	Ciudad	Dirección	Página web
E	Energy Information Administration	Washington	1000 Independence Ave., SW Washington, DC 20585,	www.eia.gov
	Energy Institute	Londres	61 New Cavendish Street, London, W1G 7AR, United Kingdom	www.energyinst.org
G	Gas Exporting Countries Forum	Doha	47th & 48th Floors, Tornado Tower, West Bay, Doha, P.O.Box 23753	www.gecf.org
I	International Energy Agency	Paris	9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France	www.iea.org
	International Gas Union	Londres	44 Southampton Buildings, WC2A 1AP London, United Kingdom	www.igu.org
S	Society of Petroleum Engineers	Richardson	222 Palisades Creek Drive, Richardson, Texas 75080, USA	www.spe.org
	S&P Global	Nueva York	55 Water Street, New York, NY 10041, USA	www.spglobal.com