



INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL

Cifras 2019 - 2023

2024
EDICIÓN XXV



Contenido

Introducción.....	3
Resumen ejecutivo.....	5
Infogás: 25 años entregando cifras para el sector gas natural	6
Temáticas relevantes.....	15
La Seguridad Energética	16
Termoeléctricas a gas y SPEC LNG: un equipo ganador contra El Niño	36
Informes especiales	42
Efectos en las tarifas de los usuarios regulados por la introducción del gas natural importado (GNI) en el desarrollo de un esquema de gas de portafolio	43
Efectos en las tarifas de los usuarios regulados por la sustitución de gas natural con hidrógeno o biometano	72
Gas natural en el contexto internacional: 2019-2023	96
Cifras mundiales	98
Matriz energética y emisiones de CO ₂	98
Reservas.....	100
Producción	101
Consumo.....	102
Precios internacionales de gas natural y otros <i>commodities</i>	103
Comercio internacional de gas natural	106
Gas natural vehicular	108
Cifras de Sur y Centroamérica	111
Cifras de Norteamérica	115
Gas natural en Colombia: 2019-2023	118
Entorno económico	119
Cifras del sector	122
Matriz energética y emisiones de CO ₂	123
Exploración y reservas.....	124
Producción y suministro	132
Transporte de gas por redes.....	139
Distribución y comercialización.....	141
Consumo	141
Cobertura	143
Precios y tarifas.....	150
Gas natural vehicular (GNV)	157
UPME - Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038: oferta y demanda	165
Cifras financieras de transportadoras y distribuidoras	171
Anexos	181

Introducción

Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2024

Bienvenidos a la vigésimo quinta edición del *Informe del Sector Gas Natural* en Colombia.

En el marco de los 50 años de Promigas, me complace presentar la vigésimo quinta edición del Informe del Sector Gas Natural en Colombia.

Esta nueva entrega, como las anteriores, tiene como propósito ofrecer información objetiva y completa sobre las cifras y temáticas más relevantes de la cadena del gas natural en Colombia y el mundo, y servir como herramienta de análisis y consulta para todos los interesados en el sector.

En el contexto de la transición energética, que está en marcha a nivel global, este informe también ilustra cómo el sector del gas natural contribuye con los esfuerzos del mundo por equilibrar los tres elementos del trilema energético: seguridad, asequibilidad y sostenibilidad ambiental.

Entre las temáticas relevantes, se incluye un capítulo que aborda las posiciones de diversos países, incluyendo Colombia, en relación con el fortalecimiento de la seguridad energética en un contexto de convulsiones geopolíticas y el creciente aumento de la demanda energética, impulsada por el desarrollo de las economías emergentes y de la inteligencia artificial.

Dada la estrecha relación entre seguridad y soberanía energética, observamos que los países tienden a privilegiar la generación

de energía propia, incluso mediante la explotación de recursos fósiles, a medida que diversifican su matriz energética.

En Colombia, con reservas de gas estimadas para 6,1 años y déficits parciales previstos para el próximo año, es crucial que el gobierno reactive la asignación de nuevos contratos de exploración y tome medidas para facilitar el desarrollo de los proyectos en curso, por ejemplo, los desarrollos costa afuera. Además, es necesario flexibilizar la regulación de comercialización de gas para adaptarla a los mecanismos del mercado internacional y cubrir así los déficits con los precios competitivos actuales del gas natural importado (GNI).

En el reciente Fenómeno de El Niño, el GNI regasificado por SPEC LNG, filial de Promigas, fue crucial para asegurar la generación eléctrica y proteger la seguridad energética de nuestro país.

El siguiente paso será viabilizar el acceso a este recurso a todos los sectores de la demanda para superar el déficit coyuntural previsto en el corto plazo.

El país y el sector deben fomentar la creación de un esquema de gas de portafolio que, a través del desarrollo de recursos propios y la importación, permita asegurar el suministro, diversificar las fuentes, optimizar los precios y evitar un déficit estructural.

Continuando con los ejes del trilema, una vez asegurado el suministro de energía, el objetivo es que ésta sea asequible, un factor clave para mejorar la calidad de vida de la población, especialmente en los países en desarrollo.

Según el Índice de Pobreza Energética (IMPE), en Colombia, en 2022, 9.6 millones de personas vivían en situación de pobreza energética. Para cerrar esta brecha y garantizar que más personas puedan cocinar sus alimentos, calentar sus hogares y utilizar

dispositivos electrónicos, es fundamental asegurar la permanencia del gas natural en la canasta energética.

En esta edición, presentamos un informe especial sobre el impacto del consumo de GNI en los hogares colombianos, resaltando la necesidad de modernizar el marco regulatorio para facilitar compras de GNI a largo plazo y reducir así la exposición a la volatilidad de los precios del mercado spot, que podrían afectar la economía de las familias y las industrias.

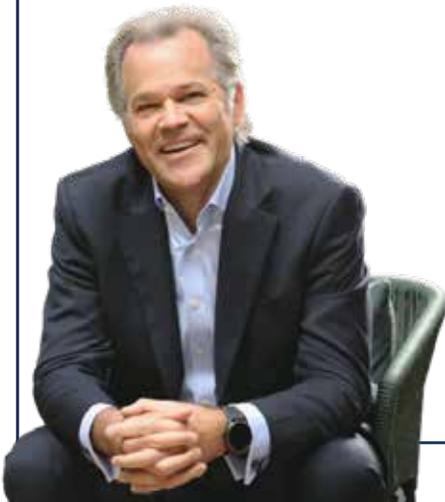
Con respecto a la sostenibilidad, en el sector del gas estamos comprometidos con la descarbonización de nuestras operaciones. Los esfuerzos deben centrarse en la gestión de las emisiones mediante tecnologías como la captura y almacenamiento de carbono (CCUS) y el control de fugas, en lugar de eliminar por completo una fuente de generación. Otro aspecto importante por desarrollar tiene que ver con la gestión de la demanda y eficiencia energética.

Como empresa pionera en la producción de hidrógeno, para la mezcla con gas natural, y de biometano, promovemos la transición energética. Sin embargo, evidenciamos los retos técnicos y económicos asociados a estos nuevos energéticos, tema que abordamos en un segundo informe especial.

Por sus bondades en términos de seguridad, asequibilidad y sostenibilidad, el gas natural tiene una proyección de crecimiento global hasta 2050, desempeñando un papel destacado en la transición energética. En Colombia, debemos aprovechar estos beneficios y no renunciar a una transición energética ordenada.



Juan Manuel Rojas Payán
Presidente Promigas





Resumen ejecutivo



Hitos en *25 años* del Informe del sector gas

2000

- Cifras de los años 1997 a 1999**
Primer informe del sector Gas
- Expedición de la resolución 071 de 1999 (RUT - Reglamento Único de Transporte).
 - Factor R/P 1999: 21,6 años.

2001

- Cifras de los años 1999 y 2000**
- Con base en las Resoluciones 001 del 2000, la 85 de 2000 y la 07 de 2001, quedó establecido el marco regulatorio general correspondiente al nuevo esquema tarifario para el transporte de gas natural en Colombia.
 - Usuarios conectados año 2000: 2.127.827, cobertura efectiva del 61%.

2002

- Cifras de los años 2000 y 2001**
- La producción de Gas Natural en el año 2001 fue de 1.269 Gpc, lo que representa un aumento del 6% con respecto al 2000.
 - Expedición de resoluciones CREG con tarifas de transporte para empresas del sector.

2005

- Cifras de los años 2000 a 2004**
- En este quinquenio el sector pasó de un poco más de 2,1 millones de usuarios a 3,5 millones, además duplicó el número de municipios atendidos al pasar de 191 a 382.

2004

- Cifras de los años 1999 a 2003**
- Creación de la ANH, mediante el decreto 1760 de 2003.
 - Extensión del contrato de Asociación Guajira.

2003

- Cifras de los años 1998 a 2002**
- Destacada evolución en infraestructura de transporte durante el periodo analizado.
 - Distribuidoras de gas en áreas de servicio exclusivo en operación a cierre de 2002.

2006

- Cifras de los años 1995, 2000 y 2005**
- A diciembre de 2005, se cuenta con más de 6.000 km de gasoductos.
 - Consumo de gas del interior del país supera el de la Costa Caribe.

2007

- Cifras de los años 1997 a 2006**
- Privatización de Ecogas.
 - Máximo de histórico de vehículos convertidos a GNV y de apertura de EDS en un año.

2008

- Cifras de los años 1997, 2006 y 2007**
- 6.850 km de redes y 4,6 M de usuarios.
 - El 12 de octubre de 2007, se llevó a cabo la inauguración del gasoducto Antonio Ricaurte, para exportación de gas a Venezuela, con una capacidad de 450 Mpcd.

2009

- Cifras de los años 2006 a 2008**
- Se inicia producción en el campo "La Creciente", en el año 2008, con 34 Mpcd.
 - Se supera la cifra de 5 millones de usuarios conectados a gas.

2011

- Cifras de los años 2000, 2005 y 2010**
- Demanda atendida mayor a 1.000 Mpcd.
 - Nuevo modelo de contratación de ANH, incrementa cifras de actividad exploratoria.

2010

- Cifras de los años 2000, 2008 y 2009**
- Se llega a 500 poblaciones con gas natural, además 16 departamentos poseen coberturas superiores a 70%.
 - Consolidación de operación de los gasoductos virtuales.

2012

- Cifras de los años 2007 a 2011**
- Precio de gas en boca de pozo de La Guajira, supera por primera vez los 5 US\$/Mbtu.
 - Máximo histórico de volumen exportado a Venezuela, 205 Mpcd.

2015

- Cifras de los años 2010 a 2014**
- Máximo consumo de gas natural en el país en un año: 1.007 Mpcd.
 - Colombia superó los 500.000 vehículos convertidos a GNV en el transcurso de 2014.

2014

- Cifras de los años 2000 y 2010 a 2013**
- En 2013, con la resolución 088, el precio en boca de pozo de La Guajira es liberado.
 - Se superaron las 800 poblaciones con gas, sobrepasando la meta establecida por el gobierno para el 2013, asimismo se pasó el hito de los 7 millones de usuarios.

2013

- Cifras de los años 2008 a 2012**
- Transoriente inauguración gasoducto Gibraltar - Bucaramanga en 2012, con una inversión de 200 \$USM y un trazado de 176 km.

2016

- Cifras de los años 2005, 2010, 2014 y 2015**
- Tres departamentos de la región Caribe alcanzaron una cobertura de 100% de sus cabeceras municipales.
 - En 2015, finalizan las exportaciones de gas natural a Venezuela.

2017

- Cifras de los años 2012 a 2016**
- En 2016 se inauguro SPEC LNG, única terminal de regasificación con GNL de Colombia, ubicada en Cartagena.
 - Tres experiencias exitosas de SITP con 100% a GNV.

2018

- Cifras de los años 2013 a 2017**
- El gas natural llega a 28 departamentos del país.
 - En el cuarto trimestre de 2017 se alcanza la cifra de 9 millones de usuarios conectados a gas en el país.

2021

- Cifras de los años 2016 a 2020**
- El consumo energético del país se vio afectado por la pandemia del Covid19, presentando un decrecimiento del 8%.

2020

- Cifras de los años 2015 a 2019**
- En 2019, las reservas probadas sufrieron la caída más fuerte del periodo.
 - La producción fiscalizada de 787 Gpc del país en 2019, resultó ser la más baja del periodo.

2019

- Cifras de los años 1999, 2009, 2017 y 2018**
- Durante 2018, el país logró adicionar 272 Gpc a sus reservas probadas.
 - Se alcanzó una cobertura efectiva del 81%.

2022

- Cifras de los años 2017 a 2021**
- A cierre de 2021, se observa una leve mejoría en las reservas probadas, 3.164 Gpc.

2023

- Cifras de los años 2018 a 2022**
- Se anunciaron 10 descubrimientos de gas natural con los que se demuestra el potencial gasífero del país.
 - Factor R/P de 7,2 años.

2024

- Cifras de los años 2019 a 2023**
- 25 años del informe del sector Gas**
Factor R/P de 6,1 años, el más bajo de los últimos 18 años.

Cifras de gas natural en Colombia

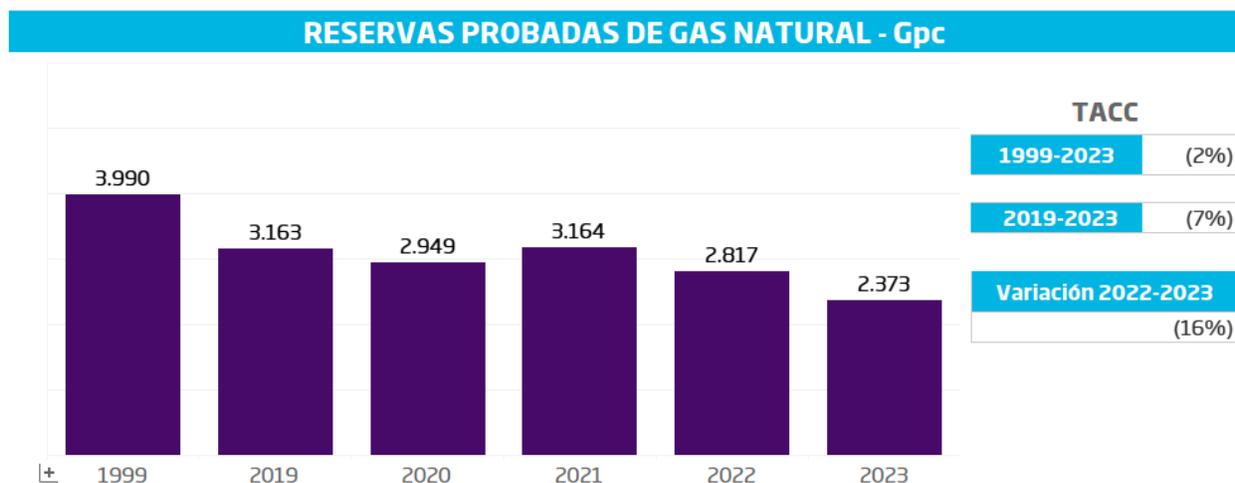
CONSUMO ENERGÉTICO- Mtep							
Fuentes de energía	1999	2019	2022	2023	TACC 1999-2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Petróleo	16	20	19	20	1%	(1%)	2%
Gas natural	5	10	12	13	4%	5%	4%
Hidroelectricidad	3	6	7	7	3%	3%	(7%)
Carbón	3	6	4	7	4%	2%	53%
Renovables	0	1	0	0	5%	(20%)	23%
Otros	6	5	5	5	(1%)	1%	0%
Total	33	48	48	51	2%	1%	6%

Fuente: Año 1999 a 2022, tomado del BECO UPME. El año 2023, con crecimientos de Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024 y el crecimiento de gas natural en Colombia.

El gas natural, con un incremento de 8 Mtep durante el periodo 1999-2023, fue el combustible de mayor crecimiento de la canasta energética colombiana en este periodo.



Fuente: ANH.



Fuente: Informe de Reservas y Recursos IRR 2023, ANH.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL - Gpc

Cuenca	1999	2019	2022	2023	TACC 1999-2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Llanos Orientales	853	577	414	369	(3%)	(11%)	(11%)
VIM	9	76	89	91	10%	5%	2%
La Guajira	138	68	47	41	(5%)	(12%)	(13%)
VMM	15	35	32	31	3%	(3%)	(4%)
Sinú - San Jacinto	0	6	11	13	48%	20%	17%
Cuencas menores	33	25	20	19	(2%)	(6%)	(3%)
Total	1.047	787	612	564	(3%)	(8%)	(8%)

Fuente: ANH.

Desde finales del siglo XX hasta 2023, la cuenca de los Llanos Orientales ha sido el sostén de la producción de gas natural en nuestro país.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL



Fuente: Empresas del sector.

USUARIOS DE GAS NATURAL

Sector	1999	2019	2022	2023	TACC 1999-2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Residenciales	1.879.854	9.761.755	10.843.238	11.275.026	11%	4%	4%
Comerciales	17.969	182.045	204.150	211.287	7%	4%	3%
Industriales	1.085	5.587	5.673	5.706	8%	1%	1%
Total	1.898.908	9.949.387	11.053.061	11.492.019	8%	4%	4%

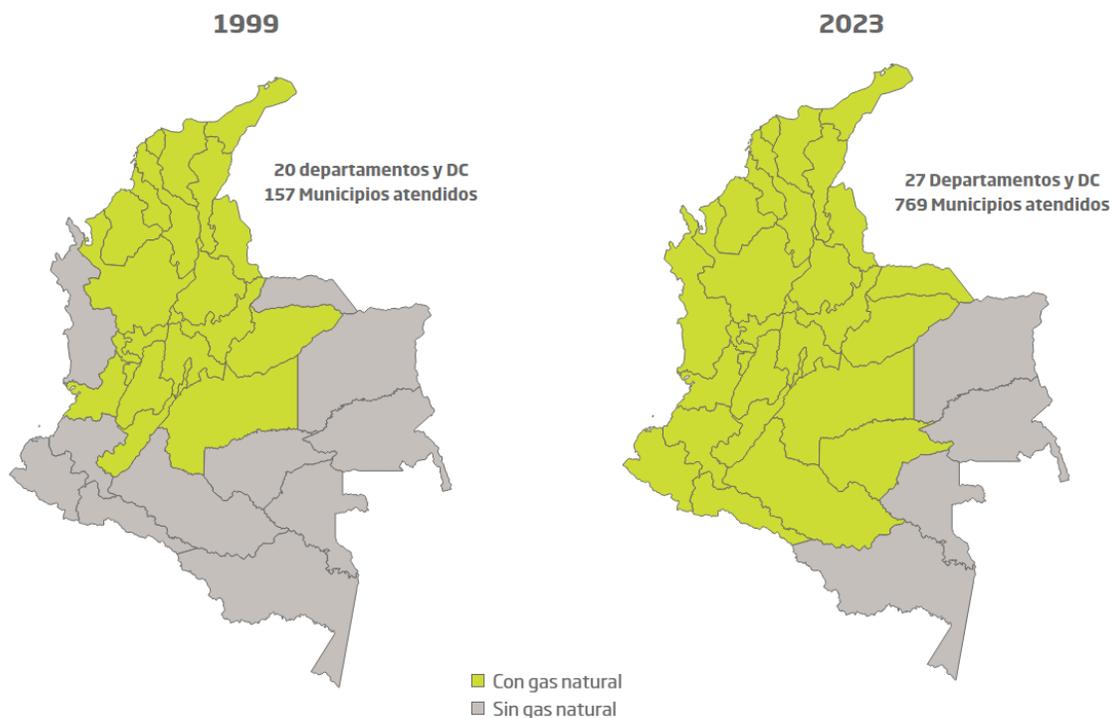
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS DE GAS NATURAL							
Región	1999	2019	2022	2023	TACC 1999-2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Andina	1.078.875	6.223.726	6.914.670	7.186.557	8%	7%	4%
Caribe	681.819	2.017.642	2.246.104	2.337.708	5%	8%	4%
Pacífica	67.385	1.303.243	1.434.410	1.486.858	8%	7%	4%
Orinoquía y Amazonía	70.829	404.776	457.877	480.896	14%	9%	5%
Total	1.898.908	9.949.387	11.053.061	11.492.019	8%	7%	4%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

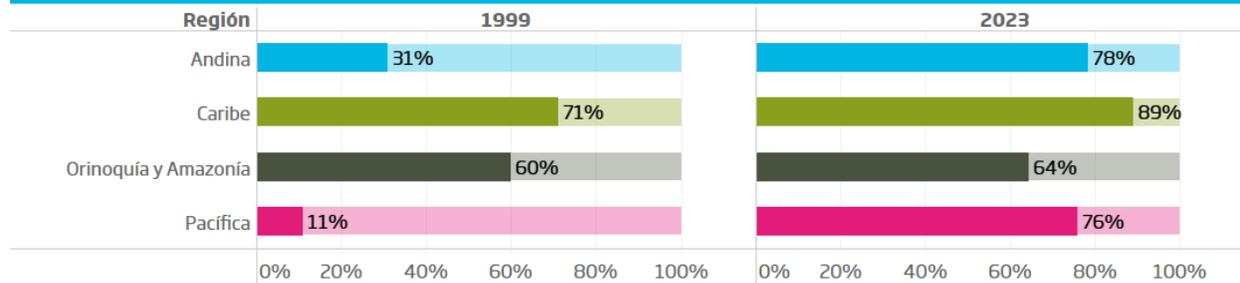
En lo corrido del siglo XXI (2000-2023) se conectaron al servicio de gas natural, 612 municipios en 27 departamentos de la geografía nacional.

COBERTURA DE GAS NATURAL

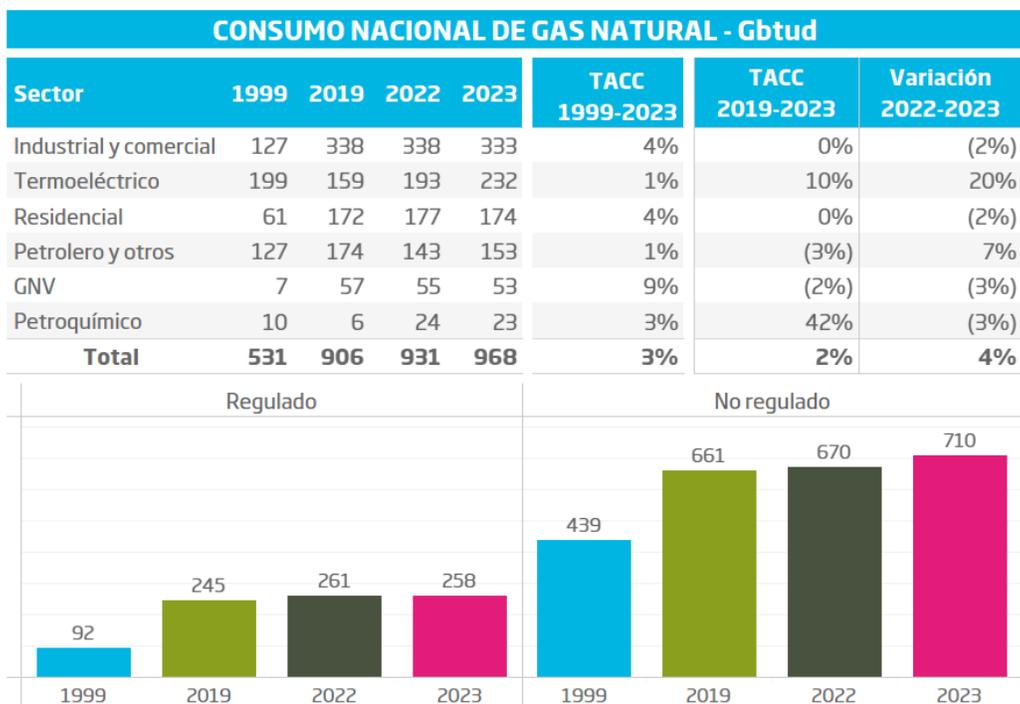


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

COBERTURA EFECTIVA DE GAS NATURAL

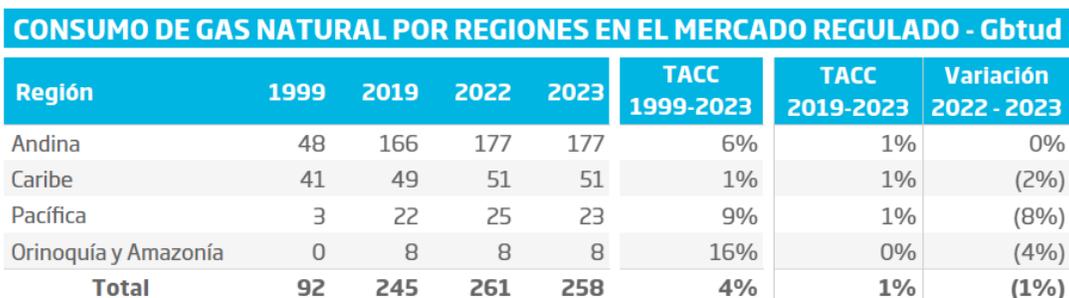


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

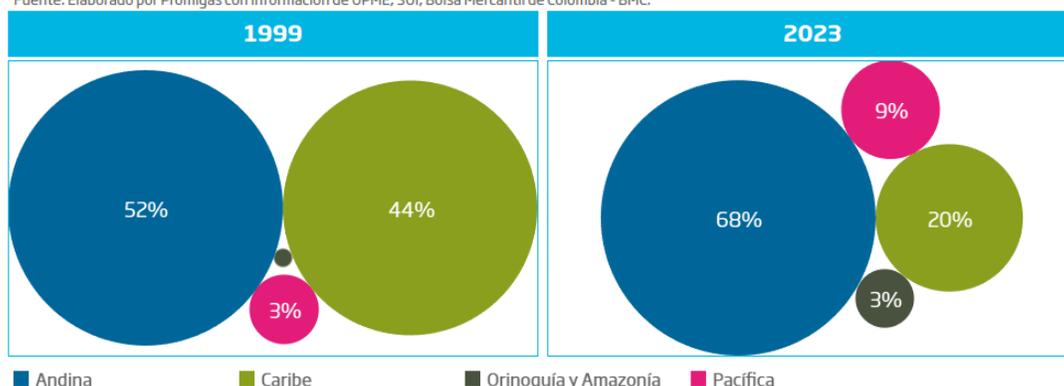


Fuente: Elaborado por Promigas con información de UPME, SUI, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

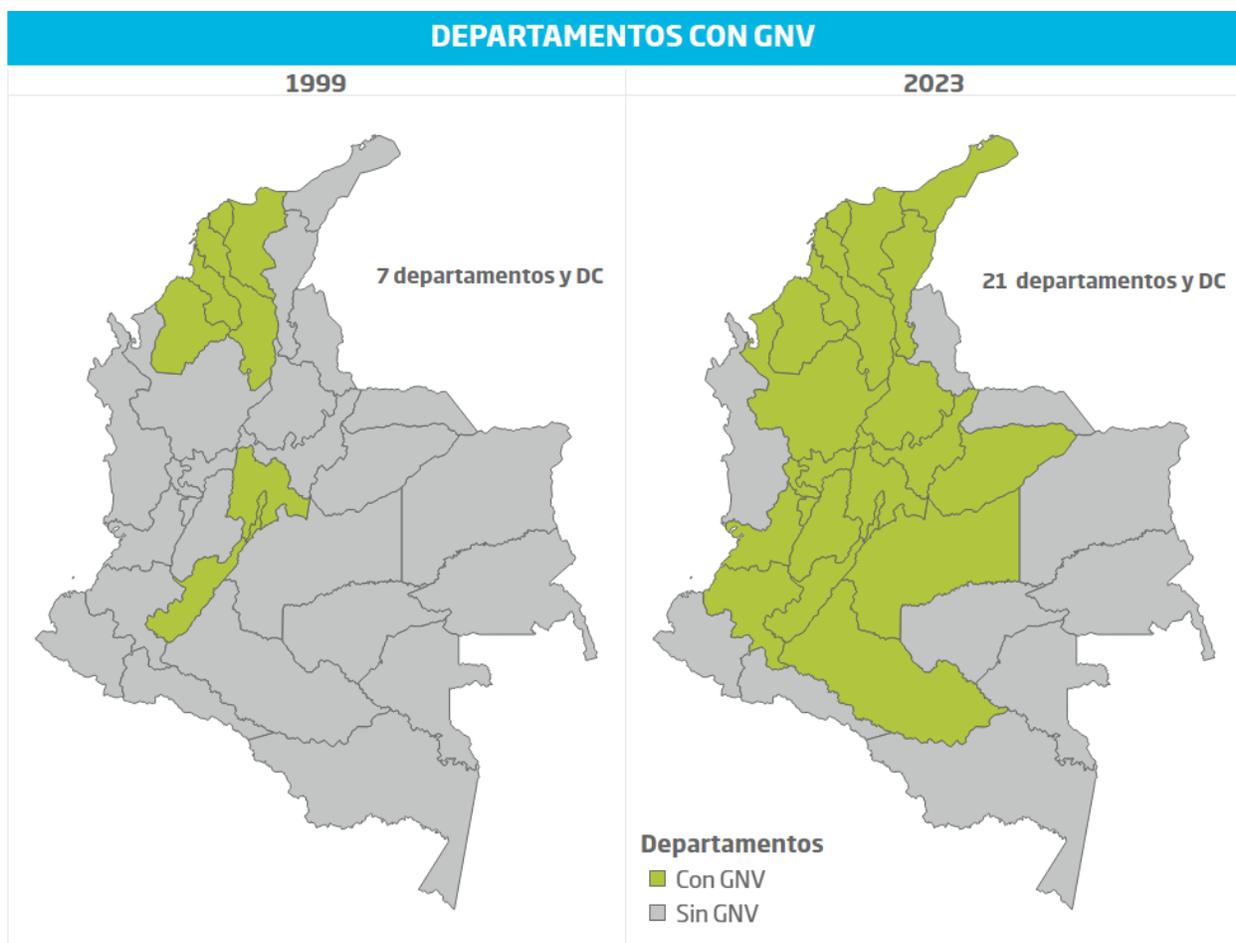
En el lustro 2019-2023, el sector industrial y comercial lideró el consumo de gas en el país. A finales del siglo XX y principios del XXI era el termoeléctrico el líder indiscutido en este rubro.



Fuente: Elaborado por Promigas con información de UPME, SUI, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

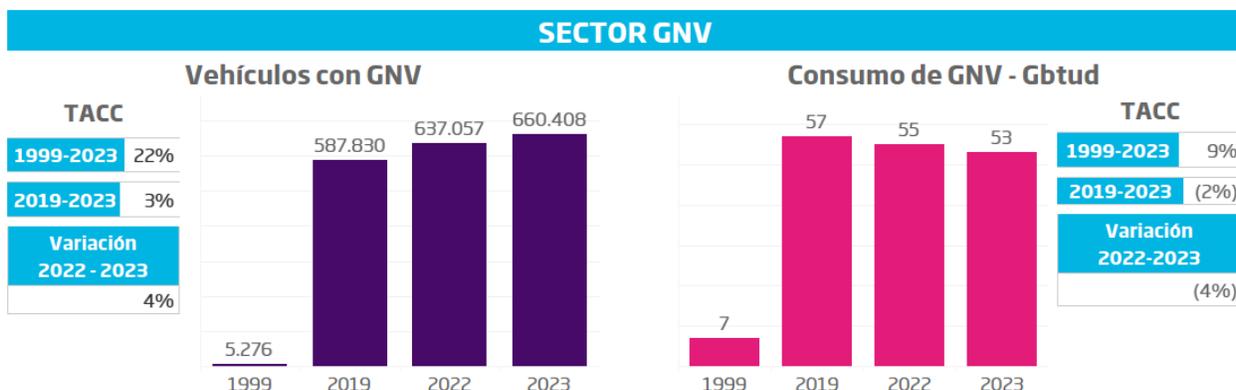


Fuente: Elaborado por Promigas con información de SUI y Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.



Fuente: Gazel, Ministerio de Minas y Energía, Promigas.

El GNV, considerado en 1999 una apuesta del sector, se convirtió a lo largo de este siglo en una realidad, con más de 660.000 vehículos convertidos y una participación aproximada de 5 % del total consumo país.

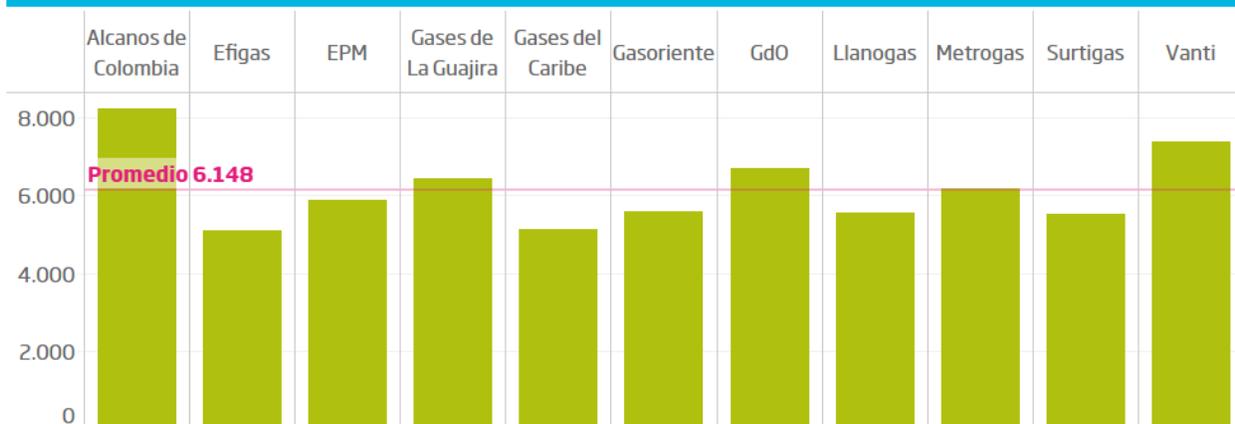


Fuente: Elaborado por Promigas con información de la Bolsa Mercantil de Colombia - BMC, UPME, Ministerio de Minas y Energía y Naturgas.

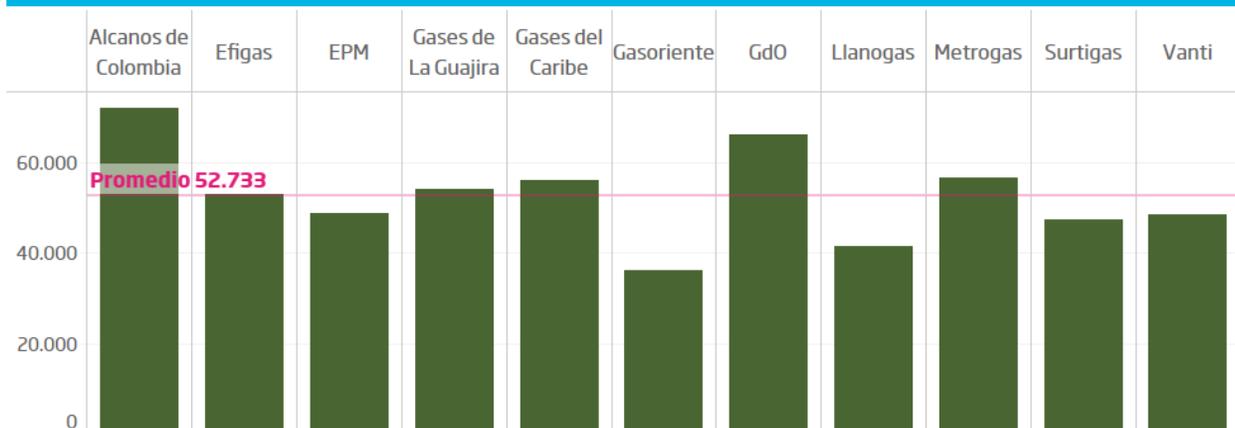
TARIFA A USUARIO FINAL RESIDENCIAL \$/FACTURA - CONSUMO MES (20 m³) ESTRATO 3 y 4

Empresa	1999	2019	2022	2023	TACC 1999-2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Alcanos de Colombia	8.226	50.168	65.945	71.914	9%	9%	9%
Efigas	5.112	41.744	51.088	53.020	10%	6%	4%
EPM	5.869	36.428	51.888	48.880	9%	8%	(6%)
Gases de La Guajira	6.440	31.617	51.973	54.045	9%	14%	4%
Gases del Caribe	5.120	36.900	55.290	56.122	10%	11%	2%
Gasorient	5.601	28.156	43.766	36.139	8%	6%	(17%)
GdO	6.680	44.991	63.875	66.131	10%	10%	4%
Llanogas	5.540	31.217	45.483	41.639	9%	7%	(8%)
Metrogas	6.160	33.136	51.684	56.482	10%	14%	9%
Surtigas	5.512	33.437	46.175	47.291	9%	9%	2%
Vanti	7.367	37.595	54.546	48.404	8%	7%	(11%)
Promedio aritmético	6.148	36.854	52.883	52.733	9%	9%	0%

AÑO 1999 - \$/Factura

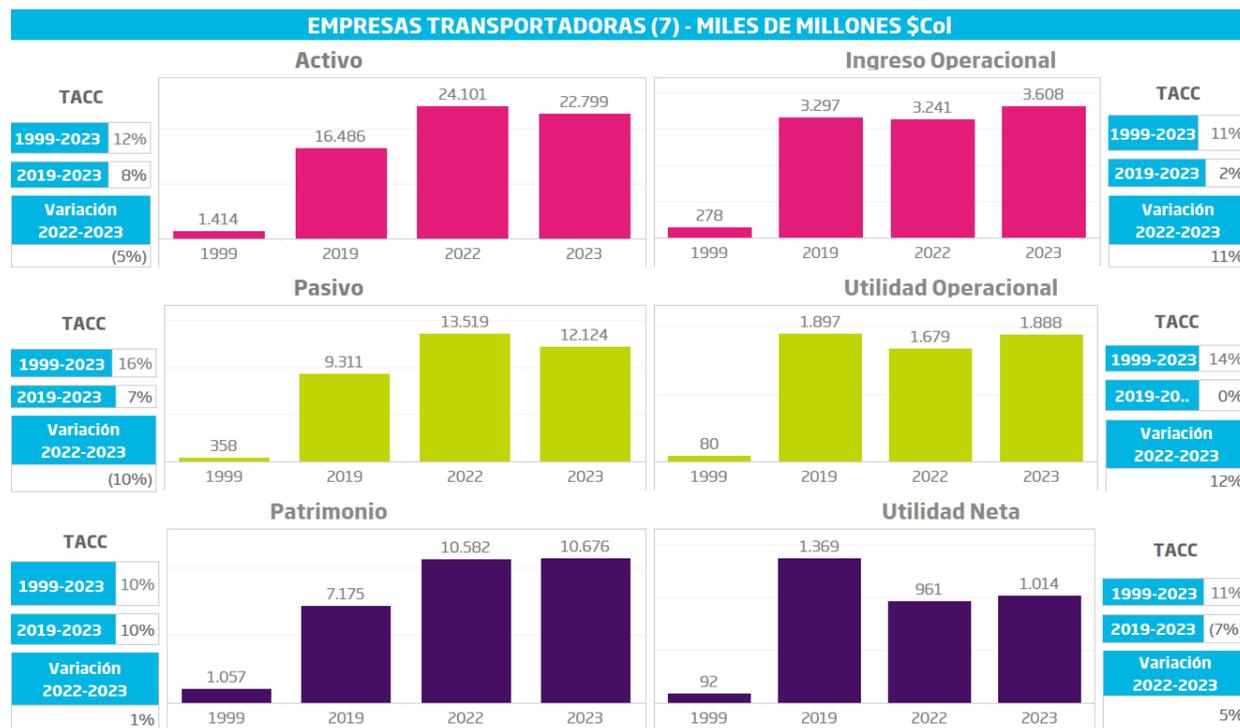


AÑO 2023 - \$/Factura

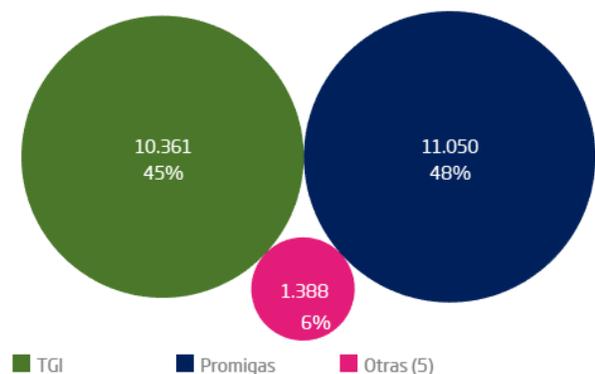


Fuente: Empresas del sector, SUI, www.datos.gov.

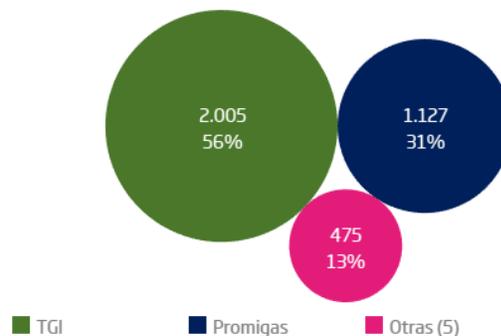
Cifras financieras



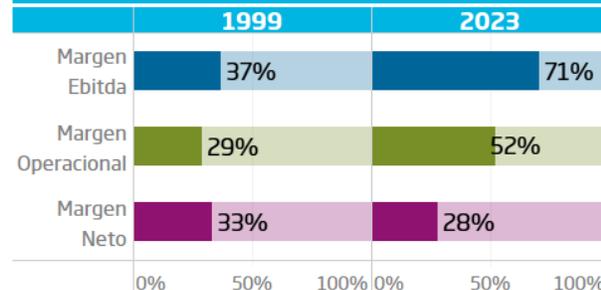
Activo - 2023



Ingresos operacional - 2023



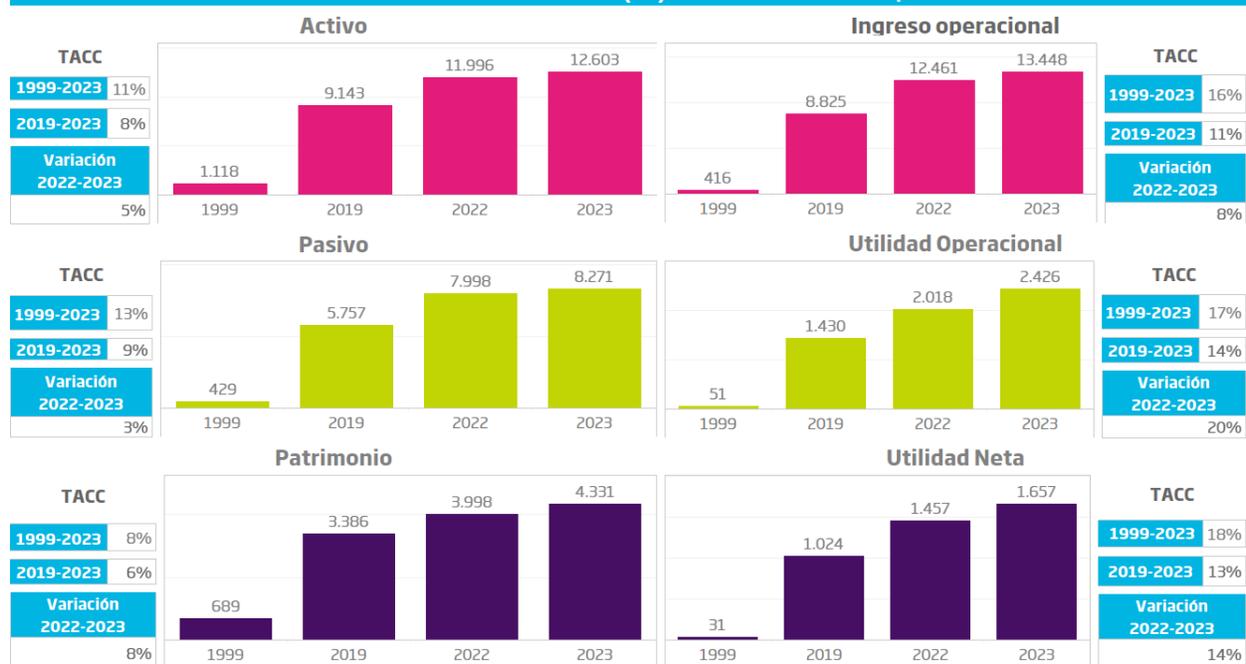
Márgenes



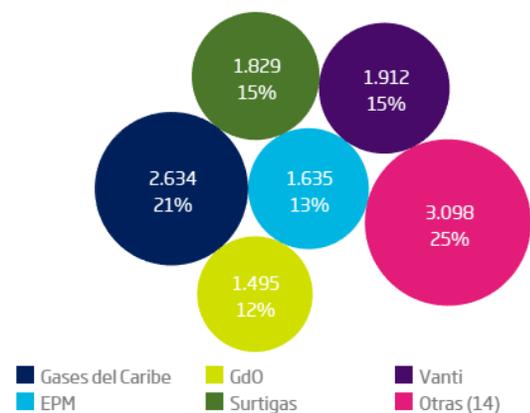
Ebitda



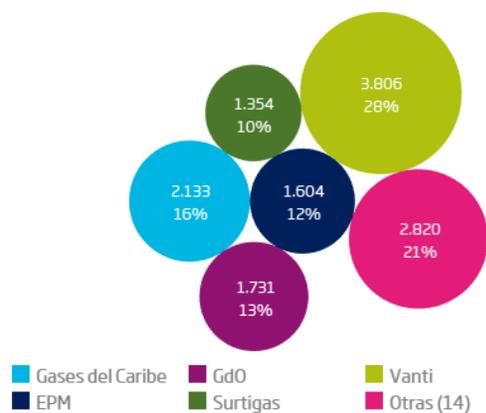
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (19) - MILES DE MILLONES \$Col



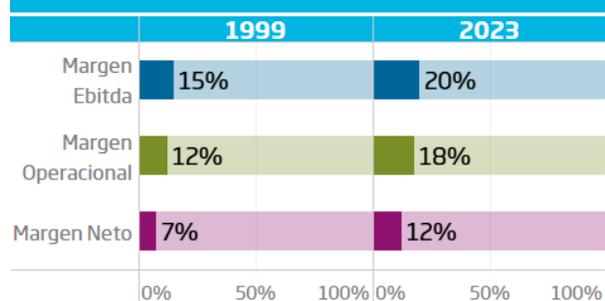
Activo - 2023



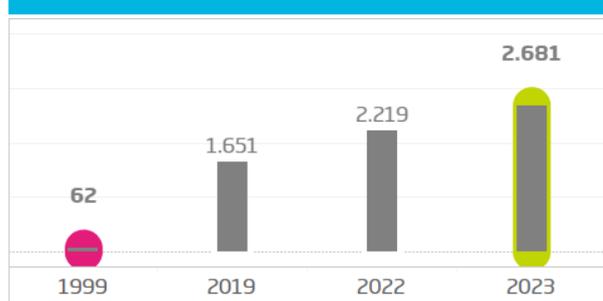
Ingreso operacional - 2023



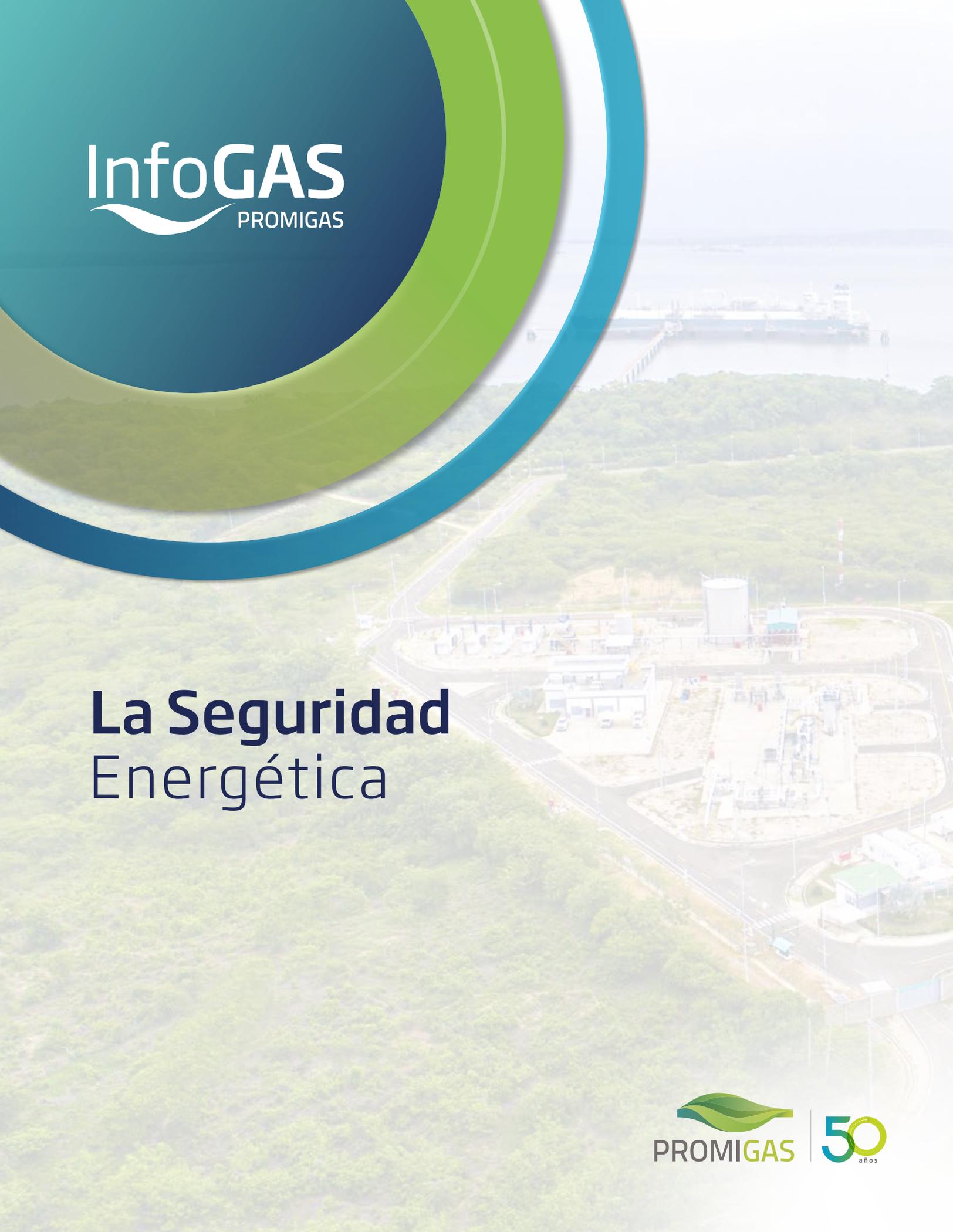
Márgenes



Ebitda



Temáticas relevantes



InfoGAS
PROMIGAS

La Seguridad Energética

La Seguridad Energética

Debido a la alta volatilidad experimentada por los mercados energéticos en los últimos años y a las interrupciones en la cadena de suministro, principalmente causadas por conflictos geopolíticos como la guerra entre Rusia y Ucrania y las continuas tensiones en el Medio Oriente, muchos países han priorizado la mitigación de los riesgos asociados a la Seguridad Energética. Esta tendencia ha llevado a que, en parte, se releguen los otros ejes del trilema energético: la equidad y la sostenibilidad.

Estos riesgos para la Seguridad Energética coinciden con un momento en que se proyecta un aumento significativo en la demanda mundial de energía, impulsado principalmente por el crecimiento previsto en el consumo de energía en los países en desarrollo, especialmente en Asia, así como por la nueva demanda generada por la creciente industria de la inteligencia artificial.

Una de las principales estrategias en las que los países están trabajando para fortalecer su Seguridad Energética es la diversificación de las fuentes de energía. En este contexto, cada país debe evaluar su matriz energética disponible y encontrar un equilibrio entre fuentes de energía locales, ya sean de origen fósil o renovable, y fuentes importadas cuando sea necesario. Para ello, es crucial contar con alternativas de suministro provenientes de diversos países o socios estratégicos.

En este contexto, el gas natural desempeña un papel fundamental en la Seguridad

Energética, tanto para los países que cuentan con reservas de este recurso como por el importante desarrollo de los mercados de GNL y sus crecientes perspectivas. Esto ha permitido flexibilizar el comercio de energía, al reducir la dependencia de gasoductos y facilitar la importación desde países diversos y distantes.

A medida que la matriz energética se diversifica con fuentes renovables como la solar y la eólica, mantener la confiabilidad de la red eléctrica se vuelve más desafiante debido a la naturaleza intermitente de estos recursos. Dado que su generación depende de factores climáticos variables, no siempre están disponibles cuando se necesitan. El gas natural, como combustible de bajas emisiones, es clave para respaldar la resiliencia y la confiabilidad del sistema eléctrico gracias a su capacidad de arranque rápido, flexibilidad operativa, y suministro constante.

El gas natural es un aliado clave en la estrategia de los países para proteger su Seguridad Energética sin comprometer en exceso los ejes de equidad y sostenibilidad, debido a sus costos competitivos y a sus menores emisiones en comparación con otros combustibles fósiles. Además, existen oportunidades adicionales para reducir sus emisiones mediante tecnologías como el CCUS o su mezcla con biocombustibles e hidrógeno.

Para países como Colombia, que enfrentan amplios desafíos en su desarrollo económico

y en el bienestar de sus habitantes, es imperativo fortalecer el sistema energético diversificando la matriz con fuentes renovables, al mismo tiempo que se garantiza el suministro de gas natural. Este recurso es fundamental para las actividades cotidianas e industriales de más de 11 millones de usuarios, con una cobertura cercana al 66% de la población. Las medidas que adopte el Gobierno para fomentar la exploración y conexión de nuevos suministros de gas nacional a los mercados, así como para facilitar la importación, son fundamentales para garantizar la seguridad energética a precios asequibles.

En síntesis, los expertos en energía coinciden en que la Seguridad Energética es multidimensional, lo que la hace más compleja de proteger. Por ello, es fundamental priorizar la robustez (recursos suficientes, precios estables e infraestructura), la soberanía (protección contra amenazas externas) y la resiliencia (capacidad para afrontar impactos en el suministro).

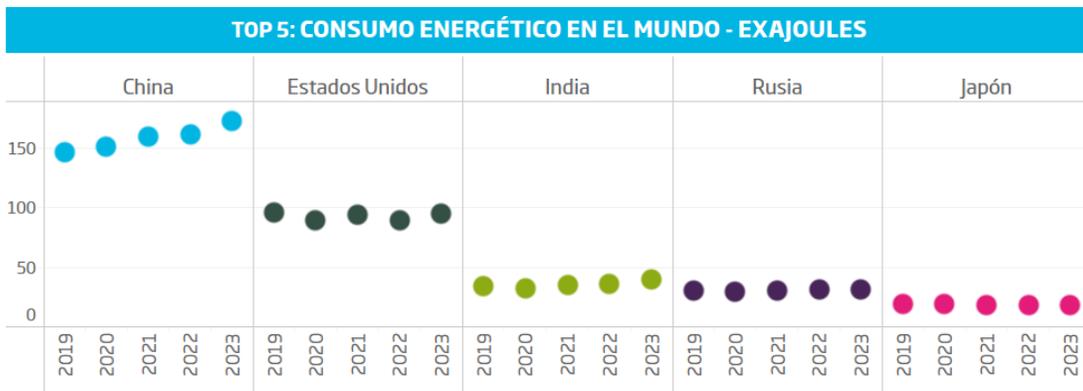
A continuación, en este capítulo, se explorarán los diversos enfoques sobre la Seguridad Energética, su relación con la transición energética y su objetivo de alcanzar Cero Emisiones Netas de CO₂. Se abordará tanto en el contexto internacional (cinco grandes potencias) como en el nacional (agentes públicos y privados del sector gas natural).

Grandes potencias: privilegian seguridad con ritmo pausado en transición energética

La inversión en transición energética alcanzó récord en 2023 (US\$ 1,8 trillones), pero todavía falta mucho para alcanzar las metas de descarbonización del sector energético. Entre 2024 y 2030 la inversión global para la transición debe promediar en US\$ 4,8 trillones/año, casi tres veces los US\$ 1,8 trillones invertidos en 2023. Aun con el incremento de inversiones en energías limpias, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero-GEI siguen aumentando,

y marcan un camino a 2,6°C o más en 2050.

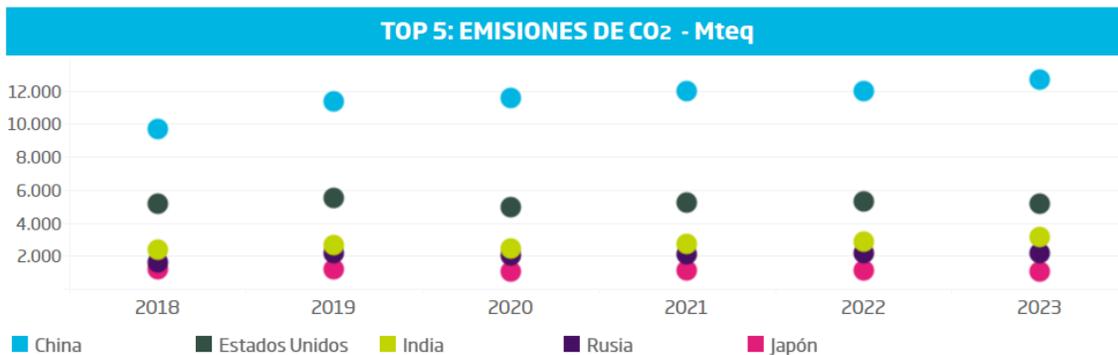
Las cinco grandes potencias económicas del mundo, China, Estados Unidos, India, Rusia y Japón, son los primeros en consumo y emisiones de CO₂. Estas naciones balancean la Seguridad Energética y la transición energética, lo que se hace evidente en el análisis de su matriz energética y su fecha objetivo de Cero Emisiones Netas de Co².



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

China e India, son las potencias que lideran el crecimiento promedio anual del consumo energético en el lustro con 4 %. Rusia creció

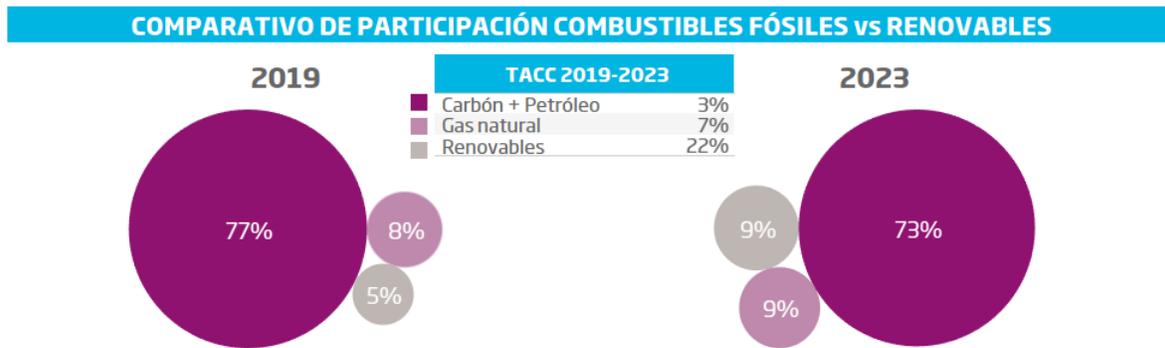
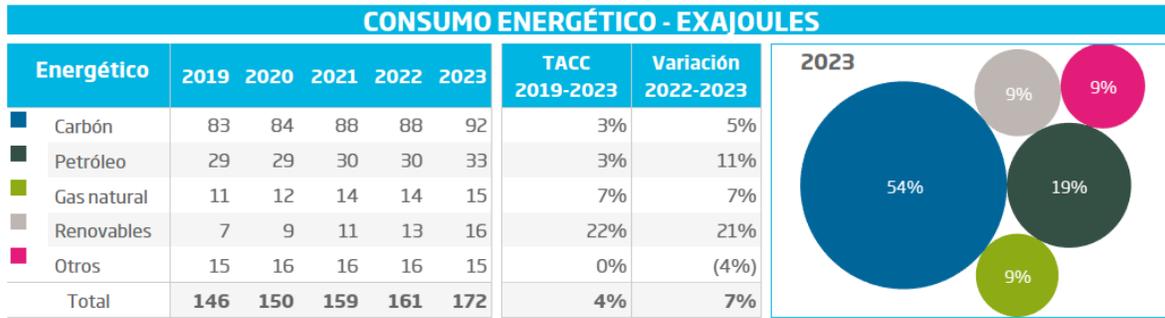
1 %, EE. UU. presentó un mínimo decrecimiento (0.2 %) y Japón observó un decrecimiento (2 %) en este índice.



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

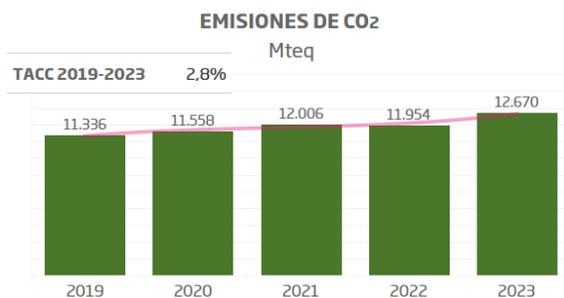
China



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

El consumo energético chino creció 26 EJ en el lustro. Un 50 % de este crecimiento se sustentó con carbón (9 EJ) y petróleo (4 EJ),

combustibles fósiles muy contaminantes. Las renovables, aun cuando crecieron 9 EJ, su participación a 2023, solo es de 9 %.



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.
 Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

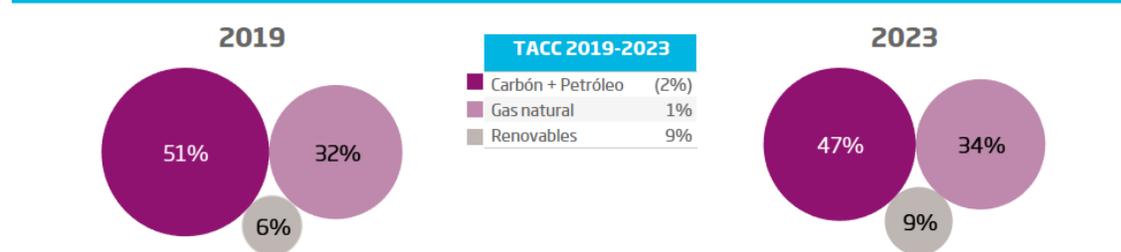
China sigue empeñada en lograr la máxima autonomía energética posible. Para ello, Pekín y sus empresas estatales están invirtiendo enormes cantidades de dinero para encontrar hidrocarburos en tierra y mar.

Fuente: <<https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/12698934/02/24/china-descubre-el-yacimiento-de-petroleo-mas-grande-del-mundo-en-una-roca-metamorfica-bajo-el-mar>>

En 2023, este país adicionó plantas térmicas con 50 GW de capacidad a carbón y en febrero de 2024 anunció importantes hallazgos de petróleo y gas natural. ¿Qué busca el gigante asiático? Pues tener mayor capacidad para evadir el impacto adverso de cortes en el suministro de energía, o, en síntesis, no depender de terceros para sus necesidades, lo que evita la vulnerabilidad energética y las amenazas que esta conlleva.

Esta nación produce 27 % de las emisiones de CO₂ y un tercio de los GEI del mundo; sin embargo, espera cumplir su compromiso de alcanzar niveles máximos de emisión de CO₂ antes de 2030 y lograr el objetivo de Cero Emisiones Netas para 2060.

Estados Unidos

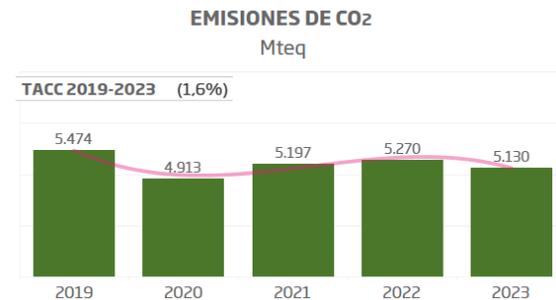


Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

El consumo energético estadounidense presentó un mínimo decrecimiento en el lustro, (2 EJ). Disminuciones en el consumo de

carbón (3 EJ) fueron remplazadas por incrementos similares en renovables, que alcanzaron a 2023 una participación de 9%. Un ejemplo de ello es la Ley de Reducción de la Inflación de 2022 (IRA), con la que se puede visualizar el enfoque para Seguridad Energética y su relación con la transición. Esta ley promueve inversiones de US\$ 433 billones durante diez años (2022-2031), de los que US\$ 369 billones son inversiones en Seguridad Energética y cambio climático.

Fuente: <https://openroom.fundacionrepsol.com/es/contenidos/principales-medidas-ley-ira-inflation-reduction-act-transicion-energetica/>

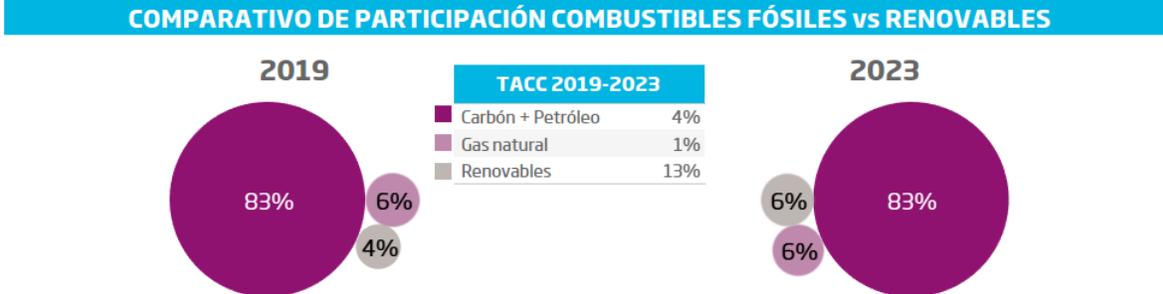
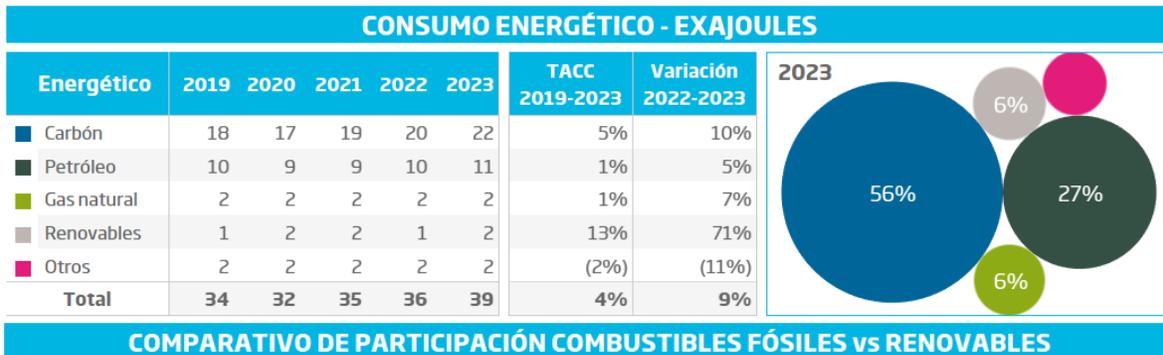


Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.
Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

Para Estados Unidos en el siglo XXI, la búsqueda de su Seguridad Energética es factor central para definir su política exterior. Para comprender la influencia que tiene esta temática, es fundamental entender su eficiencia en la creación y el desarrollo de políticas públicas.

Este país espera alcanzar su objetivo de reducir a la mitad las emisiones de CO₂ para 2030 y lograr Cero Emisiones Netas en 2050. Sin embargo, con la revolución de la Inteligencia Artificial esta nación enfrenta un gran reto por los incrementos que esta traerá en la demanda de energía y que podría alejarlos de su transición de fósiles a renovables en los tiempos previstos.

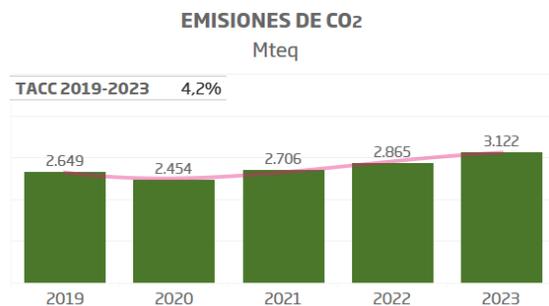
India



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

La matriz energética india se soporta en 83 % de combustibles fósiles altamente contaminantes (carbón y petróleo). Aun así presentó, en el transcurso del último lustro, un crecimiento en su consumo energético de

5 EJ, sustentado, básicamente, en un crecimiento del carbón de 4 EJ. Su crecimiento en renovables fue de solo 1 EJ, mientras que, el consumo de gas natural se mantuvo en todo el período en estudio.



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.
Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

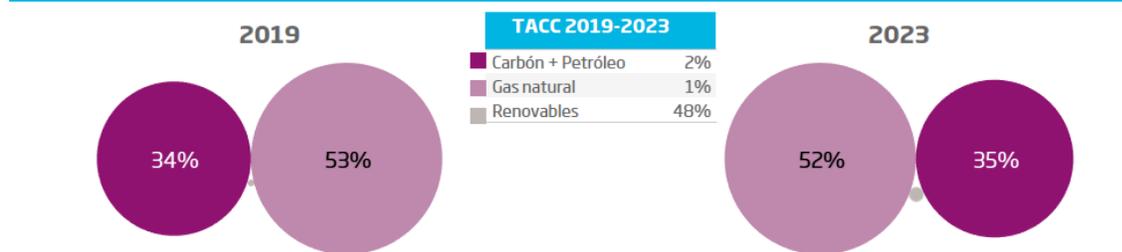
Después de varios rechazos de llamados para anunciar un objetivo de Cero Emisiones Netas de CO₂, el primer ministro de India, Narendra Modi, utilizó las conversaciones sobre el clima

de la COP26 para anunciar que 2070 es el año objetivo de su país para alcanzar las Cero Emisiones Netas.

Modi defendió a India por haber cumplido sus promesas climáticas “en espíritu y letra” y señaló que su país albergaba 17 % de la población mundial, pero era responsable de solo un 5 % de las emisiones globales, anunciando además que su país aumentaría la participación de las energías renovables.

Fuente: <<https://esgnews.com/es/india-sorprende-a-la-cumbre-clim%C3%A1tica-cop26-con-el-objetivo-de-cero-emisiones-netas-para-2070/>>

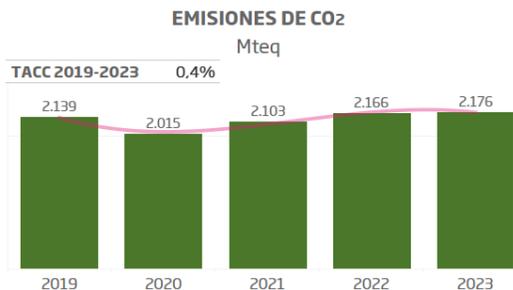
Rusia



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Mas de 50 % de la matriz energética rusa depende del gas y la participación de las renovables en esta no alcanza siquiera 1 %.

En general, tanto el consumo como la matriz energética rusa no sufrieron cambios significativos en el último lustro.



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.
Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

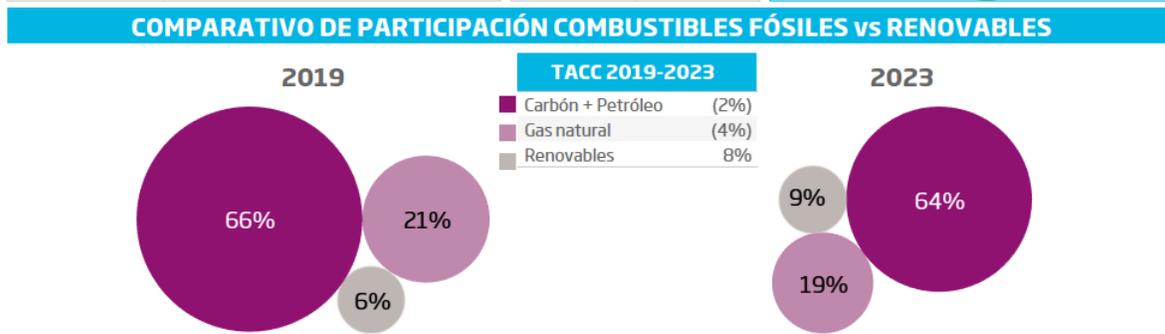
Esta potencia es una privilegiada de la naturaleza en cuanto a recursos energéticos, pues posee una evidente Seguridad Energética y controla los suministros de gas y de petróleo, por lo que sus países vecinos son los que temen por dicha seguridad ante eventuales acciones rusas.

Para los expertos en seguridad, este país utiliza su política energética como herramienta de política exterior, algo que se evidenció en la crisis energética, que generó en Europa por su conflicto con Ucrania.

Mientras que muchos de los antiguos socios redujeron o cortaron lazos con él, este país mantiene su producción y exportación de hidrocarburos cerca de niveles anteriores a la invasión, e, incluso, ha aumentado sus exportaciones a otras potencias como China e India. Según lo expresó Vladimir Putin: “Como participante responsable de los esfuerzos globales en la lucha contra el cambio climático, Rusia prevé reducir sus emisiones de CO₂ a cero antes de 2060”.

Fuente: <https://www.swissinfo.ch/spa/rusia-aspira-a-reducir-sus-emisiones-de-carbono-a-cero-para-2060>.

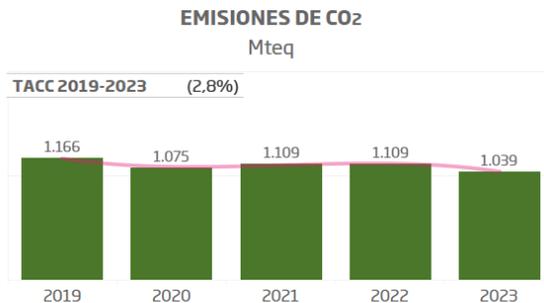
Japón



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

El consumo energético japonés presentó un decrecimiento en el lustro de 2 EJ. Su matriz energética a 2023, con excepción de una

disminución en gas natural de 1 EJ, por las menores importaciones de GNL redirigidas a la UE, no sufrió cambios en el lustro.



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.
Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

La generación de electricidad es la mayor fuente de emisiones de CO₂ en Japón, país que se encuentra rezagado con respecto a sus homólogos del G-7 en generación de energía limpia.

Fuente: < <https://elperiodicodelaenergia.com/japon-puede-alcanzar-el-objetivo-de-emisiones-netas-cero-con-una-dependencia-minima-del-hidrogeno/> >.

Japón apuesta por el amoníaco para combatir los efectos del calentamiento global, que especialmente, el sector naviero de este país percibe como uno de los combustibles más prometedores del futuro, como parte de una combinación de energías más limpias, dada su versatilidad y abundancia, además de su fácil almacenamiento y transporte.

Fuente: <https://es.euronews.com/business/2022/11/07/la-apuesta-de-japon-por-el-amoniaco-para-combatir-los-efectos-del-calentamiento-global>

La transición hacia una economía neta cero para 2050 de Japón presenta oportunidades de inversión de al menos US\$ 6,7 billones.

Fuente: New Energy Outlook: Japan, BloombergNEF (BNEF), 2023.

Colombia: el enfoque según los diferentes agentes del sector

En nuestro país, se pueden identificar dos enfoques muy disímiles: Cómo se debe afrontar la temática de la Seguridad Energética, y, en particular, su relación estrecha con el proceso de transición energética y los riesgos inherentes a esto.

En los últimos años, Colombia y el mundo han sido testigos del cambio en la conciencia global hacia la sostenibilidad y la responsabilidad ambiental, pilares de la transición energética. No obstante, en reiteradas ocasiones este cambio deriva hacia un enfoque extremo en el que, sobre la Seguridad Energética nacional, se prioriza una precipitada eliminación de las emisiones de CO₂.

En este contexto, con el decidido apoyo del Gobierno Nacional, se intenta acelerar en el país una transición energética que conlleve a la eliminación total de las emisiones de CO₂ sin que para ello medie en concreto un plan que garantice la prestación ininterrumpida de servicios energéticos vitales para la población y el aparato productivo nacional.

En contraste con el enfoque anterior, se reafirma en Colombia, otro enfoque bajo el cual debe priorizarse la Seguridad Energética del país, seguido de una eliminación gradual de las emisiones de CO₂ al ritmo que la situación económica, social, política y, principalmente, energética del país lo permita; además, con el gas natural como el energético líder de esta transición.

Este último enfoque planteado es similar, en esencia, a lo que expresan las grandes potencias mundiales acerca de cómo afrontarán esta problemática en los siguientes cuarenta años, situación expuesta en la sección anterior.

Para la sustentación de los enfoques antes presentados, se escogieron agentes del sector energético nacional de primer nivel como el Ministerio de Minas y Energía (MME), Ecopetrol, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en lo que a los agentes públicos se refiere. Estos avalan el enfoque que prioriza la acelerada eliminación de emisiones de CO₂ y la rápida transformación hacia una matriz energética, mayoritariamente, con energías limpias.

Por su parte, entre los agentes privados del sector energético se presentan las principales agremiaciones de dicho sector, como la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas), la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) y la Asociación Nacional de Empresas de Servicio Público y Comunicaciones (Andesco), y, por último, un compendio de opiniones de varios agentes privados. Todos ellos, avalando el enfoque que prioriza la Seguridad Energética, seguido de la eliminación gradual de emisiones de CO₂ y, ante todo y al unísono, solicitan que se reanude la firma de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en el país para frenar el continuo descenso de las reservas.

Ministerio de Minas y Energía (MME)

En agosto de 2023, fue nombrado ministro de Minas y Energía el ingeniero eléctrico Omar Andrés Camacho. Si bien desde ese ministerio se ha continuado con la premisa de no firmar nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, también se han expuesto una serie de acciones que se tomarían para propender por una mayor Seguridad Energética en el país. Entre estas, hay dos de gran relevancia para el sector gas natural:

- Implementación de oleoductos multifásicos para transporte de hidrocarburos.
- Puesta en marcha con Ecopetrol, de un plan para desarrollar los recursos de gas en el Caribe, caso Orca Purple Angel, Kronos y Gorgon .

A finales de 2023, el MME dejó en firme la reglamentación para transportar hidrocarburos por oleoductos multifásicos. Al respecto, el ministro Camacho expuso:

“Hay procesos que no están necesariamente relacionados con hallazgos o deficiencia de gas, sino con carencia de infraestructura. En el piedemonte lo que estaba faltando era esa infraestructura para sacar gas y ahora que los volvimos multifase podremos usar esa red”

Fuente: <https://www.portafolio.co/energia/en-que-viene-trabajando-el-ministerio-de-minas-para-el-sector>.

En el Congreso Arpel-Naturgas 2024, celebrado en Cartagena entre el 8 y el 12 de abril, el ministro Camacho convocó en el congreso Naturgas: ‘El Pacto por el Abastecimiento de Gas Natural’, con el cual busca mejorar la provisión del gas en el país en el corto plazo, mediante el desarrollo de la exploración en áreas ya asignadas, así como establecer medidas legales a través de la ANH para mejorar la exploración enfocada en el abastecimiento más prioritario en el país. Una segunda etapa consistirá en un trabajo articulado entre el MME y Ecopetrol, para tratar de flexibilizar términos regulatorios y así habilitar el gas *offshore*.



Seguridad Energética: acciones por posibles déficits de gas en los próximos años

Gas *Offshore* con Ecopetrol:

“Estamos en un cronograma de seguimiento del gas costa afuera con esta empresa y sus socios para lograr usarlo y que puede estar disponible de manera anticipada. Si logramos esto, posiblemente el abastecimiento va a estar completamente cubierto o al menos una porción importante. Si se logra hacer la infraestructura que Ecopetrol está desarrollando, se podrían aprovechar volúmenes de esta región rápidamente”.

Andrés Camacho, ministro de Minas y Energía

Fuente: <https://www.portafolio.co/energia/en-que-viene-trabajando-el-ministerio-de-minas-para-el-sector-604357>

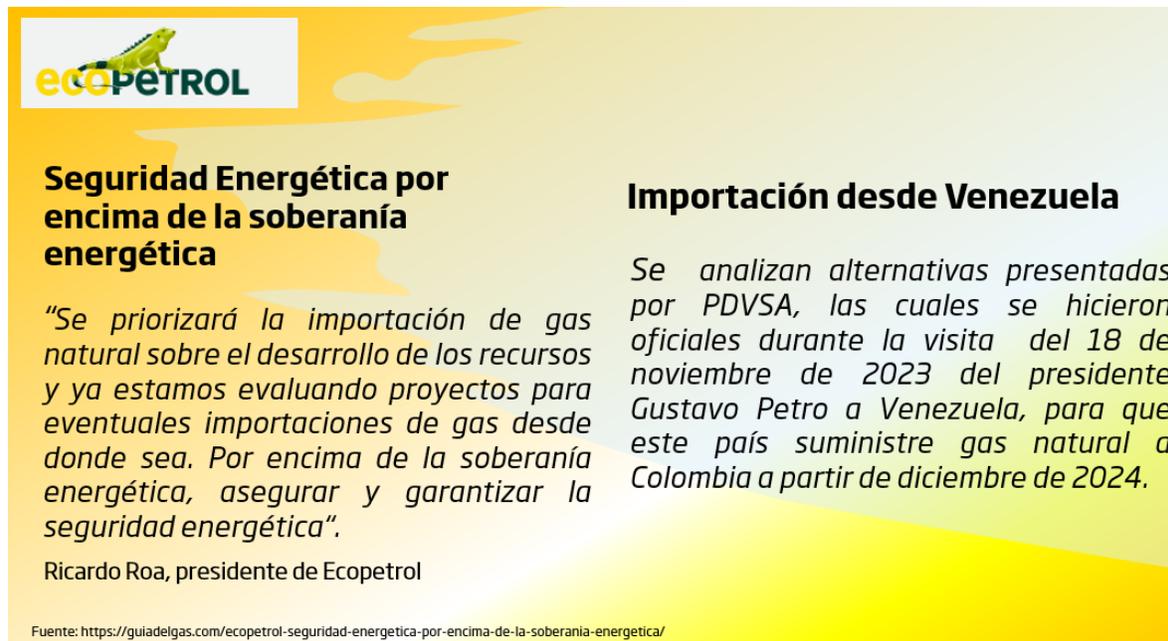
Proyecto que generaría cambios en exploración y producción.

“Esto tiene que ver con la discusión de contratos: ni más contratos garantizan más reservas, ni los mismos menos reservas. Lo que hemos buscado es la mayor eficiencia en la producción de hidrocarburos y en las reservas. Hemos tenido más hallazgos en un año que en los años anteriores y ese es un mensaje de éxito. Buscamos usar los contratos existentes para mejorar la exploración y los hallazgos”.

Ecopetrol

A finales de octubre de 2023, en su intervención en la VI Cumbre del Petróleo, Gas y Energía en Cartagena, el presidente de Ecopetrol, Ricardo Roa, expuso lo que muchos consideran que será el enfoque de la petrolera estatal del país en lo que se refiere

a la temática de Seguridad Energética. Afirmó que se privilegia esta última premisa sobre Soberanía Energética, y destacó que se priorizará la importación de gas natural sobre el desarrollo de los recursos propios.



ecopETROL

Seguridad Energética por encima de la soberanía energética

“Se priorizará la importación de gas natural sobre el desarrollo de los recursos y ya estamos evaluando proyectos para eventuales importaciones de gas desde donde sea. Por encima de la soberanía energética, asegurar y garantizar la seguridad energética”.

Ricardo Roa, presidente de Ecopetrol

Importación desde Venezuela

Se analizan alternativas presentadas por PDVSA, las cuales se hicieron oficiales durante la visita del 18 de noviembre de 2023 del presidente Gustavo Petro a Venezuela, para que este país suministre gas natural a Colombia a partir de diciembre de 2024.

Fuente: <https://guiadelgas.com/ecopetrol-seguridad-energetica-por-encima-de-la-soberania-energetica/>

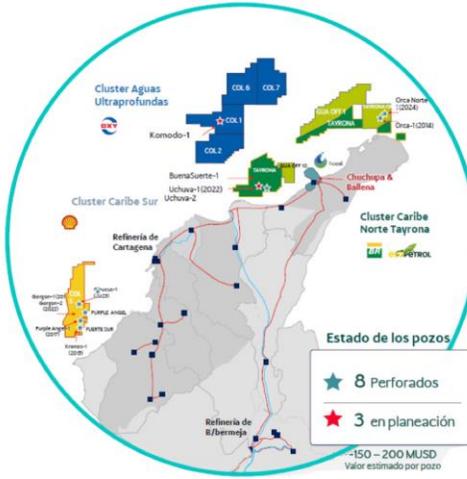
No obstante, el presidente de Ecopetrol también señaló que la meta de la petrolera estatal es aumentar la participación del gas natural en la producción de hidrocarburos del país, pasando de 20 % actual a 30 % en 2030, para lo cual deberá apostar por la

exploración *offshore* en el Caribe. En ese sentido, Ricardo Roa manifestó que la idea es pasar de las actuales 3 Tpc de reservas probadas de gas natural a entre 3 y 5 Tpc en 2030.

Caribe Costa Afuera
Compromiso con el desarrollo del gas en Colombia ~350 M US\$ en 2024



- **2022**
Descubrimiento de Uchuva y delimitación de Gorgon
- **2023**
Descubrimiento de Glaucus
- **2023-2024**
Perforación pozo Orca Norte-1 (En evaluación)
- **2024-2025**
may-24 SPUD² Uchuva-2
nov-24 SPUD BuenaSuerte-1
feb-25 SPUD 3er pozo
- Inicio exploración área de Col-1
nov-24 SPUD Komodo-1
- **2026-2028**
FID Uchuva y Gorgon
- **2027-2029**
Primer gas costa afuera



- RETOS**
- Reducir cronograma de entrada del primer gas: Licenciamiento ambiental y consulta previa (3 a 15 años)
 - Solucionar retos de evacuación
 - Otros de entorno y regulatorios

Volumen potencial de recursos Descubiertos 2023:
4 - 12¹ Tpc

Volumen potencial total en el Caribe colombiano Offshore³
~ 75¹ Tpc

1. Volúmenes brutos en caso de éxito
2. Término en inglés que significa perforar el primer pie de un pozo de petróleo o gas
3. Incluyendo recursos prospectivos del GrandCol SPUD inicio de perforación.

Fuente: Ecopetrol, presentación Ricardo Roa, Congreso ARPEL Naturgas 2024.

En el congreso Arpel - Naturgas 2024, celebrado en Cartagena de abril 8 al 12, Ecopetrol, en cabeza de su presidente, presentó su "Compromiso con el desarrollo del gas en Colombia: +750 M US\$ en 2024", para lo cual envió mensajes alentadores para el sector tales como este: "El desarrollo de potencial gasífero es indispensable para la

soberanía energética, requerirá impulso y apoyo de todos los actores para lograr una entrada oportuna".

"La Seguridad Energética es la prioridad, Los faltantes de gas en el corto plazo se gestionan con un análisis integral de alternativas".

Onshore
Estrategia Integrada del Tren piedemonte ~360 M US\$ en 2024

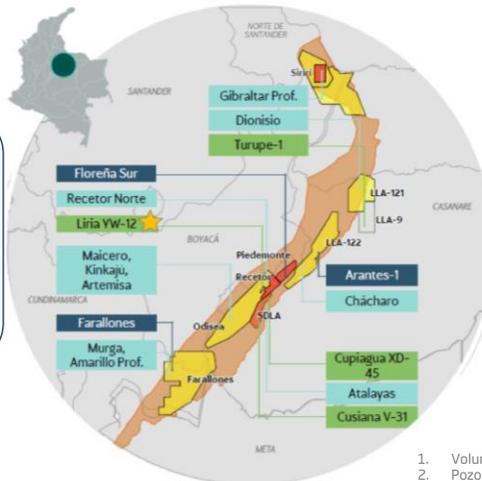


- Para proteger e incrementar la disponibilidad de ventas de gas y líquidos
- Actualmente aporta al país un 60% del gas y un 65% del GLP

Éxito en el plan de confiabilidad y continuidad operativa

Proyectos claves ejecutados:

- Reducción de Presión de Slug Catcher Cusiana - Cupiagua
- Optimización de Inyección de Gas Cusiana
- Transferencia de Gas Cupiagua - Cusiana
- Actualización Turbo Expander Cusiana
- Acondicionamiento Estratégico Cusiana - Cupiagua - Floreña



Volúmenes 1,8 - 3,0¹ Tpc

8 Pozos perforados²
4 Pozos exploratorios
1 exitoso ★
4 pozos de desarrollo
3 exitosos

7 Pozos³ en ejecución - maduración
3 Pozos exploratorios
4 pozos de desarrollo

10 Oportunidades Exploratorias

~ 70 - 90 M US\$
Valor estimado por pozo

1. Volumen mean riesgado WI Ecopetrol
2. Pozos alta complejidad profundidad entre 18.000 y 20.000 pies

Fuente: Ecopetrol, presentación Ricardo Roa, Congreso ARPEL Naturgas 2024.

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Para la construcción del Plan Estratégico Nacional (PEN) 2024-2054, la UPME identificó la necesidad de generar una mayor articulación tanto con el sector energético, como con todos los otros sectores que se involucran de forma estratégica con la energía. En este sentido, la metodología propuesta para desarrollar este PEN se fundamentó en la construcción de planes estratégicos entre los que se encuentra:

Diversificación energética: Un capítulo destinado a la estrategia para incorporar un amplio espectro de fuentes energéticas. Este componente se enfoca en la construcción de un sistema energético resistente y versátil, mediante la acogida de una perspectiva que no solo abarque gran variedad de fuentes disponibles, sino que también promueva la innovación y la adopción de tecnologías emergentes.

upme

Plan Energético Nacional (PEN) 2024 - 2054

Ejercicio prospectivo que establece las metas, políticas y acciones prioritarias para el desarrollo energético integral de Colombia a largo plazo.

Planes estratégicos (6):

- Industrialización
- Movilidad sostenible
- Eficiencia energética
- Infraestructura energética
- Diversificación energética**
- Innovación y desarrollo

Apuestas estratégicas (90):

Seguridad Energética y garantía de abastecimiento

Consolidar una matriz energética primaria diversificada, priorizando la eficiencia económica, tecnológica, confiabilidad y la reducción de emisiones.

Tomado de Documentos PEN 2024-2054: Metodología_PEN_2024 y Consolidación_Apuestas_EExternas
Fuente: <https://www1.upme.gov.co/demandayeficiencia/documents/forms/allitems.aspx>

Este capítulo del PEN contiene una apuesta estratégica, en la que se identifica el enfoque que este agente público del sector tiene hacia la temática aquí tratada.

Seguridad Energética y garantía de abastecimiento: Consolidar una matriz energética primaria diversificada, priorizando la eficiencia económica, tecnológica, la confiabilidad y la reducción de emisiones. Lo anterior, en atención a una política

energética clara y consistente que oriente las decisiones gubernamentales y del sector empresarial hacia la garantía de la seguridad y la sostenibilidad energética a corto, mediano y largo plazo. La diversificación de fuentes energéticas mitiga los riesgos asociados con la dependencia de recursos variables o más contaminantes, o que promueve la estabilidad del suministro energético y la reducción de impactos ambientales adversos.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

Esta entidad estatal, creada veinte años atrás, funge como una unidad administrativa especial adscrita al MME. Su responsabilidad es la administración de los hidrocarburos de la Nación.

A finales de mayo de 2024, su presidente, Orlando Velandia, en la 7ª versión del Congreso Energy Tour Colombia, presentó en el panel de Gobierno, los alcances, desafíos y

oportunidades que representa implementar una transición energética justa en el país:

“Desde la ANH visualizamos la materialización de una transición que garantice la Seguridad Energética basada en la diversificación planeada y escalonada de la canasta energética del país”.

Fuente: <<https://www.anh.gov.co/es/noticias/la-anh-presente-en-la-s%C3%A9ptima-versi%C3%B3n-del-congreso-energy-tour-colombia/>>.



“La Seguridad Energética y la autosuficiencia son prioridades”

“El Gobierno mantiene la producción nacional de hidrocarburos durante este periodo de transición, y promueve la exploración y producción responsable de petróleo y gas; gestionando estos recursos de manera sostenible mientras que a la par se desarrollan fuentes de energía renovable”.

Fuente: <https://www.anh.gov.co/es/noticias/la-anh-presente-en-la-s%C3%A9ptima-versi%C3%B3n-del-congreso-energy-tour-colombia/>

Orlando Velandia, presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH

¿La posición del Gobierno de no firmar nuevos contratos afecta la incorporación de nuevas reservas?

“La firma de nuevos contratos no nos garantiza tener más reservas, hay es que administrar eficientemente lo que hoy tenemos. El petróleo que tenemos se acabaría en 7,2 años y el gas en 6,1 si no hiciéramos nada, si nos quedáramos totalmente quietos, pero eso no va a pasar”.

Fuente: <https://www.elcolombiano.com/negocios/reservas-de-gas-en-colombia-y-firma-de-nuevos-contratos-habla-orlando-velandi-agencia-nacional-de-hidrocarburos-BH24679459>

A principios de junio de 2024, en entrevista al diario El Colombiano, el presidente de la ANH aseveró que la Seguridad Energética del país no está en riesgo porque el Gobierno no se quedará “cruzado de brazos”, pues lo que busca es aprovechar los descubrimientos que se han hecho y los que quedan por explorar.

En cuanto a lo que tiene que ver con el tema de suscribir nuevos contratos, el doctor Velandia concluyó:

“Se cree que, per se, entre más nuevos contratos se firmen más reservas habrá, pero recordemos esa época de bonanza que tuvimos, cuando producimos un millón de barriles de petróleo, con un precio de 110 US\$, y que por ello el país firmó casi 130 contratos, entre 2011 y 2014, con una expectativa de incorporar más reservas en seis años; sin embargo, eso no pasó”.

Fuente: <<https://www.elcolombiano.com/negocios/reservas-de-gas-en-colombia-y-firma-de-nuevos-contratos-habla-orlando-velandi-agencia-nacional-de-hidrocarburos-BH24679459>>

Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas)

Desde esta agremiación, se propuso al Gobierno, a finales de noviembre de 2023, la creación de un plan integral de Seguridad Energética que priorice y agilice inversiones en exploración y producción, pero que

también tenga en cuenta alternativas de suministros de gas externas, sin depender de ellas, ya que con ello se permitiría garantizar confiabilidad y seguridad.

NATURGAS
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GAS NATURAL

Se propone al Gobierno crear un plan de Seguridad Energética

“Colombia necesita un plan integral de seguridad energética que le dé prioridad a desarrollar los descubrimientos de gas que hemos hecho en los últimos años, 13 para ser exactos, pero que también habilite las fuentes externas de gas mientras sean viables desde el punto de vista económico, jurídico y operativo”.

Fuente: <https://naturgas.com.co/colombia-necesita-un-plan-integral-de-seguridad-energetica/>

Importación desde Venezuela

“La independencia es a lo que le debemos apostar”

“Hasta no tener viabilidad de esta importación, esta no es una solución para Colombia”.

Fuente: <https://www.portafolio.co/energia/naturgas-propone-al-gobierno-un-plan-de-seguridad-energetica-gas-593233>

Luz Stella Murgas, presidente de Naturgas

“La transición no supone sacrificar la seguridad energética. El gas natural es clave porque es de bajas emisiones, porque es el más económico de la canasta en Colombia”.

Fuente: <https://www.larepublica.co/economia/la-transicion-no-puede-sacrificar-la-seguridad-energetica-asi-el-gas-natural-es-clave-3837271>

Desde esta entidad se viene insistiendo en que la prioridad tiene que ser invertir en la exploración y producción local. Así lo reconoce la doctora Luz Stella Murgas, presidenta de esta agremiación, cuando afirma:

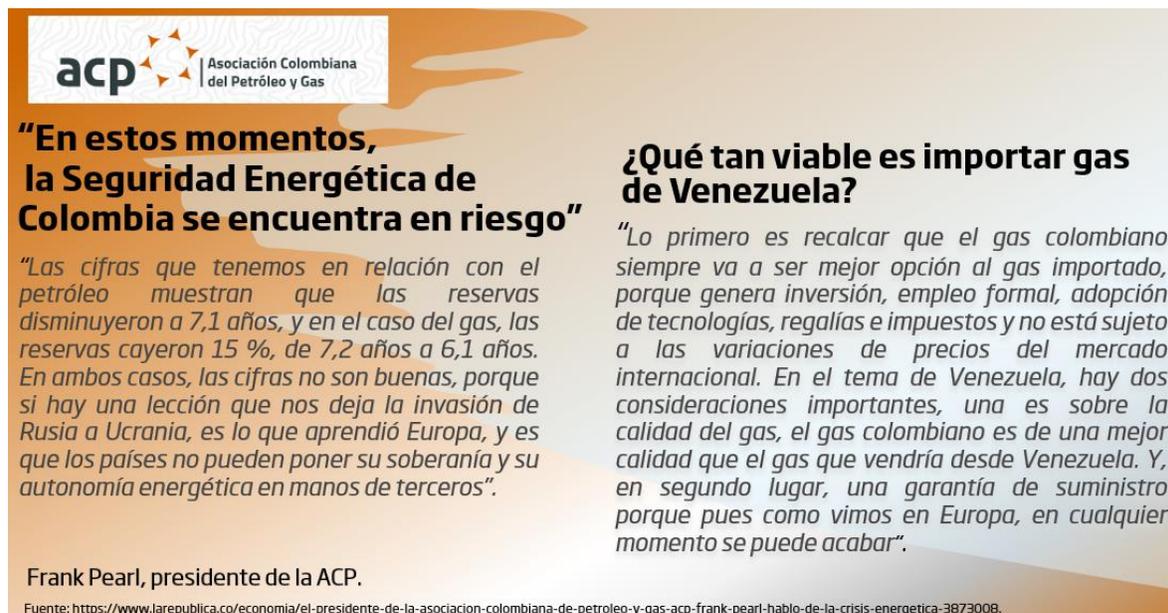
“Si no tuviésemos recursos naturales, otra sería la historia, pero lo cierto es que habilitar estas fuentes de suministro tiene que ser sin depender de ellas, porque como lo hemos ratificado tenemos un potencial de reservas y tenemos que concentrar los esfuerzos en desarrollarlos para garantizar la seguridad en el largo plazo y ser autosuficientes, siempre sin depender, eso es lo más importante”.

Fuente: <<https://www.larepublica.co/economia/naturgas-propone-un-plan-de-seguridad-energetica-y-dice-que-la-prioridad-es-explorar-3758167>>.

Asociación Colombiana de Petróleo y Gas (ACP)

En el Congreso de la ACP, celebrado en Barranquilla en junio de 2024, su presidente, Frank Pearl, habló sobre la actualidad del sector y alertó sobre la caída en las reservas

de gas natural revelada por el informe de la ANH. Además, habló sobre las medidas para reactivar esta industria y las crisis en la que entraría el sector si no se toman medidas.



“En estos momentos, la Seguridad Energética de Colombia se encuentra en riesgo”

“Las cifras que tenemos en relación con el petróleo muestran que las reservas disminuyeron a 7,1 años, y en el caso del gas, las reservas cayeron 15 %, de 7,2 años a 6,1 años. En ambos casos, las cifras no son buenas, porque si hay una lección que nos deja la invasión de Rusia a Ucrania, es lo que aprendió Europa, y es que los países no pueden poner su soberanía y su autonomía energética en manos de terceros”.

Frank Pearl, presidente de la ACP.

Fuente: <https://www.larepublica.co/economia/el-presidente-de-la-asociacion-colombiana-de-petroleo-y-gas-acp-frank-pearl-hablo-de-la-crisis-energetica-3873008>.

¿Qué tan viable es importar gas de Venezuela?

“Lo primero es recalcar que el gas colombiano siempre va a ser mejor opción al gas importado, porque genera inversión, empleo formal, adopción de tecnologías, regalías e impuestos y no está sujeto a las variaciones de precios del mercado internacional. En el tema de Venezuela, hay dos consideraciones importantes, una es sobre la calidad del gas, el gas colombiano es de una mejor calidad que el gas que vendría desde Venezuela. Y, en segundo lugar, una garantía de suministro porque pues como vimos en Europa, en cualquier momento se puede acabar”.

A principios de junio de 2024, el doctor Pearl en entrevista concedida a la revista económica La República, recomendó:

“Nuestra Seguridad Energética está en riesgo. En el caso del gas, estamos en el límite que toma un proyecto desde la firma de un contrato hasta el comienzo de su ejecución”.

“Lo que quieren decir las cifras de gas es que las reservas probadas y en producción se acabarían en 2029. En diciembre de 2029, si no hay nuevos descubrimientos y si no hay nueva producción, nos quedamos sin gas, y eso es gravísimo. Todavía estamos a tiempo

de hacer algo, y a nosotros nos parece, que estamos en un momento en el que se debe revisar la posibilidad de tener nuevos contratos de exploración”.

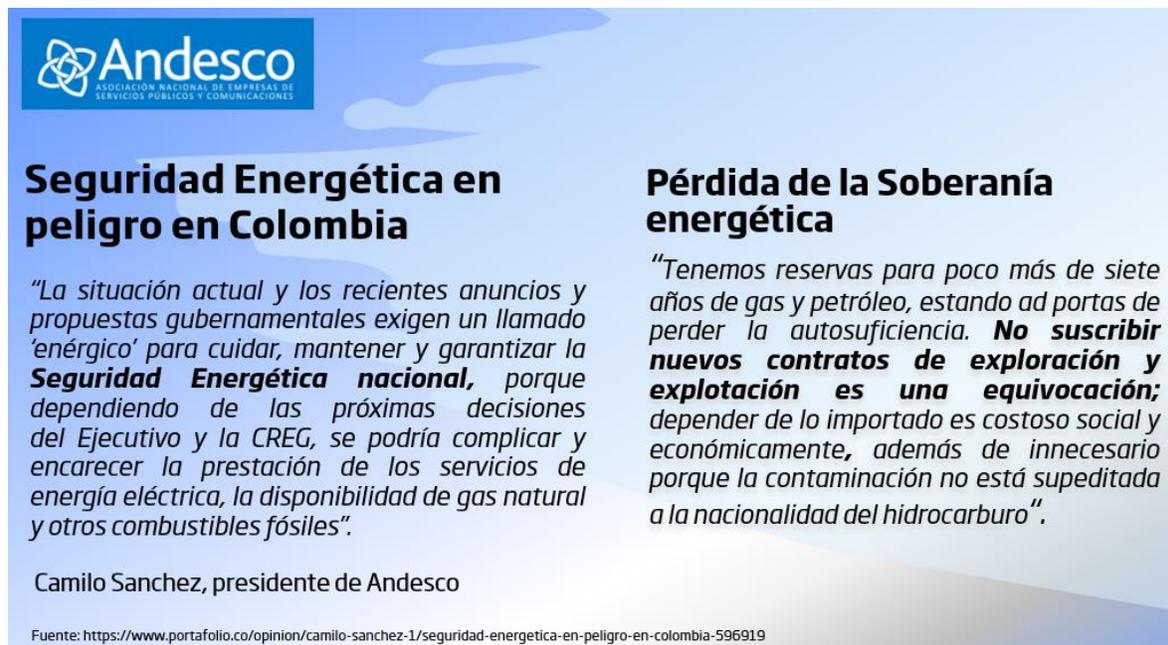
“¿Cómo apostarle a la transición energética? De maneras distintas, las empresas le están apostando a la sostenibilidad desde el eje ambiental y social. Es un sector que hace muchos años comenzó por la disminución de las emisiones y captura de carbono”.

Fuente: <<https://www.larepublica.co/economia/el-presidente-de-la-asociacion-colombiana-de-petroleo-y-gas-acp-frank-pearl-hablo-de-la-crisis-energetica-3873008>>.

Asociación Nacional de Empresas de Servicio Público y Comunicaciones (Andesco)

Esta agremiación de empresas de servicios públicos y comunicaciones cuenta con 124 afiliados que prestan los servicios mencionados, en conjunto, a más de 90 % de los habitantes del país. Para entender el

enfoque que de Seguridad Energética se percibe en la entidad, se extractan opiniones al respecto expuestas en artículos por su presidente, el doctor Camilo Sánchez.



Andesco
ASOCIACIÓN NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS Y COMUNICACIONES

Seguridad Energética en peligro en Colombia

*“La situación actual y los recientes anuncios y propuestas gubernamentales exigen un llamado ‘enérgico’ para cuidar, mantener y garantizar la **Seguridad Energética nacional**, porque dependiendo de las próximas decisiones del Ejecutivo y la CREG, se podría complicar y encarecer la prestación de los servicios de energía eléctrica, la disponibilidad de gas natural y otros combustibles fósiles”.*

Camilo Sanchez, presidente de Andesco

Fuente: <https://www.portafolio.co/opinion/camilo-sanchez-1/seguridad-energetica-en-peligro-en-colombia-596919>

Pérdida de la Soberanía energética

*“Tenemos reservas para poco más de siete años de gas y petróleo, estando ad portas de perder la autosuficiencia. **No suscribir nuevos contratos de exploración y explotación es una equivocación; depender de lo importado es costoso social y económicamente, además de innecesario porque la contaminación no está supeditada a la nacionalidad del hidrocarburo”.***

A finales de enero de 2024, en la revista económica Portafolio, el doctor Sanchez enfatizó y recomendó:

“Desechar la renta petrolera, que es vital para los programas sociales del Gobierno y las regiones, es un suicidio económico. Creer que solo con fuentes de energía solar y eólica podremos alcanzar la autonomía eléctrica es errado, porque dada su intermitencia se requiere aumentar el respaldo de energía térmica e hídrica para tener continuidad con calidad”.

“La cadena del sector energético debe tratarse como un todo para bien de nuestra economía y sociedad, por lo que tenemos que anticiparnos a cualquier asunto que la ponga en peligro. Queramos, cuidemos y paguemos nuestros servicios, para no repetir situaciones del pasado cuando la política tomó las decisiones que debían ser técnicas, llevándonos a dolorosos y oscuros resultados”.

Fuente: <<https://www.portafolio.co/opinion/camilo-sanchez-1/seguridad-energetica-en-peligro-en-colombia-596919>>

Otros agentes privados del sector

En este aparte se exponen opiniones de dos agremiaciones nacionales de los sectores de energía eléctrica y financiero, como son la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica -Acolgen y la Asociación Nacional de Instituciones Financieras -ANIF, y se expone la opinión del Contralor General de la Nación sobre la Seguridad Energética actual en el país.

A mediados de abril de 2024, en el Congreso Arpel- Naturgas 2024, la doctora Natalia Gutiérrez, presidenta de Acolgen, sostuvo que la incorporación de energía solar y eólica debe continuar siendo un tema de agenda, pero sin ir en contra de que haya electricidad en casas, hospitales, escuelas y universidades.

“La descarbonización se ha vuelto un tema de competencia entre países y ahí nos estamos equivocando. En primer lugar, no todos tenemos el mismo afán por incorporar más energía renovable, ya que por ejemplo la matriz de generación eléctrica colombiana es mayoritariamente limpia y referente a nivel mundial. Además, que nos pongan a escoger entre transición y Seguridad Energética es un error que podría salir muy costoso”.

Fuente: <<https://www.elcolombiano.com/negocios/como-descarbonizar-la-economia-sin-sacrificar-la-seguridad-energetica>>.

ANIF, agremiación que se manifiesta a menudo sobre este proceso de transición y su afectación en la Seguridad Energética del país, en su comentario económico del 13 de junio de 2024 señaló: “La transición hacia energías renovables es inevitable y necesaria para cumplir con los objetivos climáticos globales”.

No obstante, destaca que se requiere revisar con cuidado datos de reservas, para no comprometer la Seguridad Energética del país.

“Para Colombia, esto significa no solo apostar por el desarrollo de energías renovables, sino también optimizar el uso de sus recursos actuales de petróleo y gas. La meta es lograr un equilibrio donde las energías renovables puedan gradualmente tomar un rol más prominente”.

Fuente: <<https://www.portafolio.co/energia/anif-la-transicion-energetica-es-inevitable-pero-se-requieren-mas-hidrocarburos>>.

Una de las alertas emitidas por la pérdida de Seguridad Energética, la hizo el Contralor General de la Nación (e), Carlos Mario Zuluaga, que instó a que se promueva un marco regulatorio transitorio, excepcional, que les permita a los proyectos de generación que se encuentran listos conectarse al sistema; así como poner en marcha un plan de choque para garantizar el suministro de energía en el país durante próximos meses.

“Colombia ya tiene una demanda anual del 7 % de energía. En los próximos cinco años necesitaríamos el 35 % de toda la capacidad instalada que tiene el país. Si no tenemos nuevas fuentes de producción y, además, 80 % de los proyectos que adjudicamos, que son energías limpias, terminan teniendo siniestralidad, estamos enfrentándonos no solo al reto del fenómeno de El Niño, sino también a la discusión más gruesa y profunda para los próximos 10 años en torno a cómo el país se ha preparado para resolver los problemas de Seguridad Energética”.

Fuente: <https://www.elcolombiano.com/negocios/como-descarbonizar-la-economia-sin-sacrificar-la-seguridad-energetica>.

Comentarios finales

Después de revisar el enfoque actual que, sobre el proceso de transición y su incidencia en la Seguridad Energética vienen exponiendo los cuatro principales agentes públicos del sector gas natural del país: MME, Ecopetrol, UPME y ANH, se pueden extraer algunos comentarios relevantes:

- i) Desde el Gobierno Nacional no se vislumbra intención de suscribir nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, pero sí de mantener las producciones actuales.
- ii) El foco de los agentes públicos se centra en el gas *offshore* en el Caribe, donde Ecopetrol y sus socios internacionales jugarían un papel fundamental.
- iii) El gas natural importado hará parte de la ecuación de abastecimiento del país, para lo que habrá que propender por la viabilización de la infraestructura requerida de importación y esquemas de contratación de suministro a largo plazo para gestionar mejores precios.

- iv) Sí Colombia lograra una exitosa y acelerada transición, se eliminaría el 0,66% de las emisiones a nivel mundial.

En lo que respecta a los agentes privados, en términos generales, coinciden en algo: es necesaria una transición energética que no sacrifique la Seguridad Energética y confiabilidad del suministro. En este sentido, es de vital importancia, la suscripción de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, esgrimiendo razones de peso para ello, tales como:

- i) El impacto en las finanzas del Estado.
- ii) Los grandes proyectos de generación eléctrica con renovables operativamente necesitan del soporte que les brinda el gas natural.
- iii) La disminución de reservas de gas natural recién reportada por ANH.
- iv) La contaminación ambiental no depende de la nacionalidad del hidrocarburo.

Termoeléctricas a gas y SPEC LNG:

Un equipo ganador
contra "El Niño"

Termoeléctricas a gas y SPEC LNG: un equipo ganador contra El Niño

Entre septiembre de 2023 y abril de 2024, nuestro país afrontó momentos críticos para la seguridad de su matriz energética. Durante este periodo, y en mayor proporción en los primeros cuatro meses de 2024, Colombia se vio fuertemente afectada por el fenómeno de El Niño, uno de los más largos e intensos

registrados en lo corrido de este siglo. Esto ocasionó que los embalses que alimentan a las hidroeléctricas alcanzaran el nivel más bajo que se haya conocido, situación que obligó, y para eso está diseñado el sistema nacional, a despachar a tope a las térmicas a gas natural.

DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR TEMOELÉCTRICO - Gbtud



Fuente: Informe mensual: Mercado de gas natural, diciembre 2023, BMC.

TERMOELÉCTRICAS A GAS Y SPEC LNG - 2023



CAPACIDAD PROMEDIO		
Tipo	Planta Térmica	MW
Grupo Térmico de la Costa	TEBSA	918
	Termoflores	610
	Termocandelaria	566
Otras térmicas	Termocentro	279
	Termoemcali	227
	Termosorito	200
	Proeléctrica	196
	Termoyopal	186
	Merieléctrica	167
	Termonorte	88

El país no se apagó por la disponibilidad y eficiencia de las térmicas a gas, que, igual a las que funcionan con combustibles líquidos, trabajaron a máxima capacidad en esos meses. Sin embargo, para sostener su operación, las termoeléctricas que conforman el Grupo Térmico, las más grandes del país, importaron GNL y lo regasificaron en la terminal de SPEC LNG; de lo contrario se hubiese afrontado duros racionamientos.

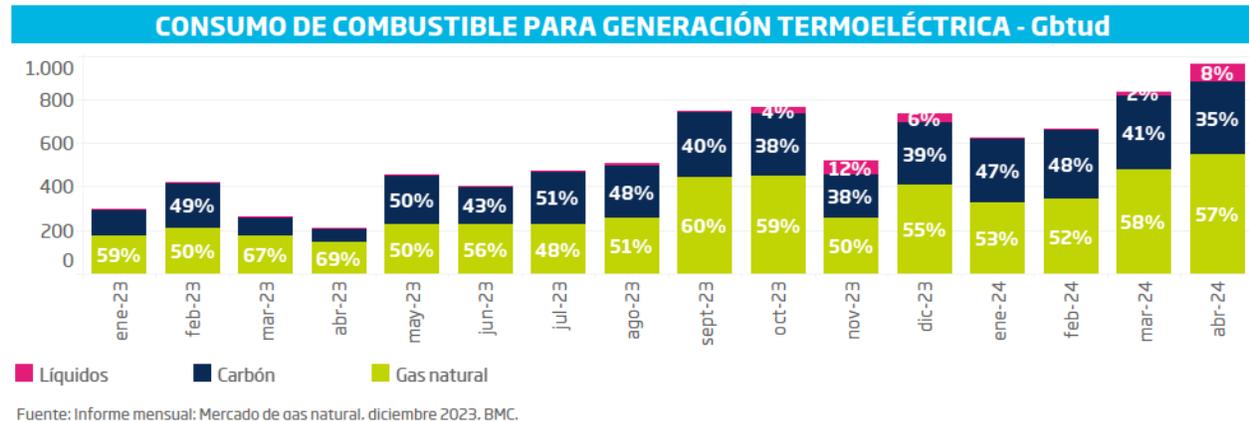
Fuente: Elaborado por Promigas con información del "Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas 2023", Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

Grupo Térmico de la Costa	CEN (MW)	OEF 2022-2023 (kWh/día)	OEF 2023-2024 (kWh/día)	Gas requerido 2022-2023 (Gbtud)	Gas requerido 2023-2024 (Gbtud)
TEBSA	911	19.751.472	20.528.006	151	156
Termocandelaria	540	12.652.668	12.652.668	72	72
Termoflores	605	13.783.350	14.016.000	97	99
Total	2.056	46.187.490	47.196.674	320	327

Fuente: Elaborado por Promigas con información del "Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas", mayo -23
CEN: Capacidad efectiva neta.

Cuatro plantas: Termotesorito, en Bolívar; Proeléctrica, en Córdoba; Merilétrica, en Santander y Termoyopal, en Casanare respaldaron sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF) con 151 Gbtud en contratos que

garantizan firmeza, del suministro de gas nacional. Otras térmicas que en ocasiones generan con gas natural son: Termoemcali, Termosierra, Termocentro, Termomechero y Termonorte.



SPEC LNG: respaldo esencial del sistema eléctrico nacional



SPEC LNG, filial de Promigas, cuenta con una terminal de almacenamiento y regasificación de GNL que respalda la generación térmica, lo que

brinda confiabilidad al sistema eléctrico en el país.

INFRAESTRUCTURA DE REGASIFICACIÓN SPEC LNG - 2023

Respaldo

La terminal SPEC LNG respalda hace más de siete años a las principales plantas térmicas de generación de energía con gas natural. En 2023 se logró atender cerca de un 30% de la demanda de gas natural en el país.

7 años

Buques

En 2023 se presentaron las mayores operaciones de descarga de GNL, se recibieron 29 buques metaneros, lo que corresponde a un 45 % del total de embarcaciones recibidas desde 2016.

29 Buques

Operaciones de descarga

Se recibieron 1.512.640 metros cúbicos netos de GNL, procedentes de diferentes puertos de Estados Unidos y Trinidad y Tobago.

1.512.640 m³ de GNL

Ubicación
Cartagena de Indias, en un punto estratégico de conexión con el mercado internacional de GNL

170.000 m³ de GNL
Capacidad de almacenamiento

400 Mpcd
Capacidad actual de regasificación

Regasificación

Se entregó la mayor cantidad de gas natural al sistema nacional de transporte, durante 210 días no continuos.

29.939 Mpc

Disponibilidad

Se mantuvo en 100 % la disponibilidad del servicio de almacenamiento de GNL y 99,2 % disponibilidad de tiempo para la prestación del servicio de regasificación.

100 %

Beneficios sociales

La terminal ha generado beneficios sociales en comunidades afrodescendientes de su área de influencia, con el desarrollo de más de 170 proyectos y acciones sociales

170 acciones y proyectos

Fuente: Elaborado por Promigas con información de SPEC LNG.

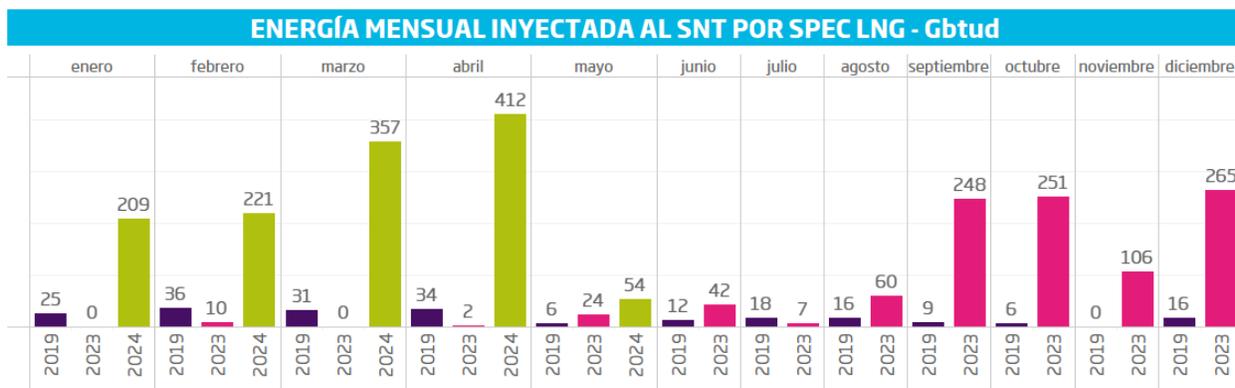
CIFRAS OPERATIVAS INFRAESTRUCTURA DE REGASIFICACIÓN SPEC LNG

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Volumen regasificado (Mpc)	5.836	13.076	1.862	1.131	29.939	50%	2.546%
Días regasificados	148	210	53	50	210	9%	320%
Promedio regasificado (Mpcd)	39	62	35	23	143	38%	530%
Promedio año regasificado (Mpcd)	16	36	5	3	82	50%	2.546%

Fuente: SPEC LNG, Informe anual 2023.

Aun cuando en el transcurso de 2023 se regasificaron 29.939 Mpc de gas natural, cifra récord en más de siete años de operación de SPEC LNG, 86 % de este volumen fue regasificado exclusivamente en el último cuatrimestre del año. En julio de 2023, hizo su

aparición el fenómeno de El Niño, y se desarrolló rápidamente a partir de agosto. Presentó una intensidad moderada en septiembre y alcanzó su punto máximo en el primer trimestre de 2024, cuando el nivel de los embalses donde operan las hidroeléctricas llegó a mínimos históricos.



Fuente: Boletines de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de energía y gas 2023 y 2024, SSPD.

Según informó José María Castro, gerente general de SPEC LNG:

“El GNL regasificado en SPEC LNG durante el período seco más crítico de El Niño, permitió respaldar más del 70 % de la generación térmica a gas del país y representó más del 30 % de la demanda nacional de gas”.

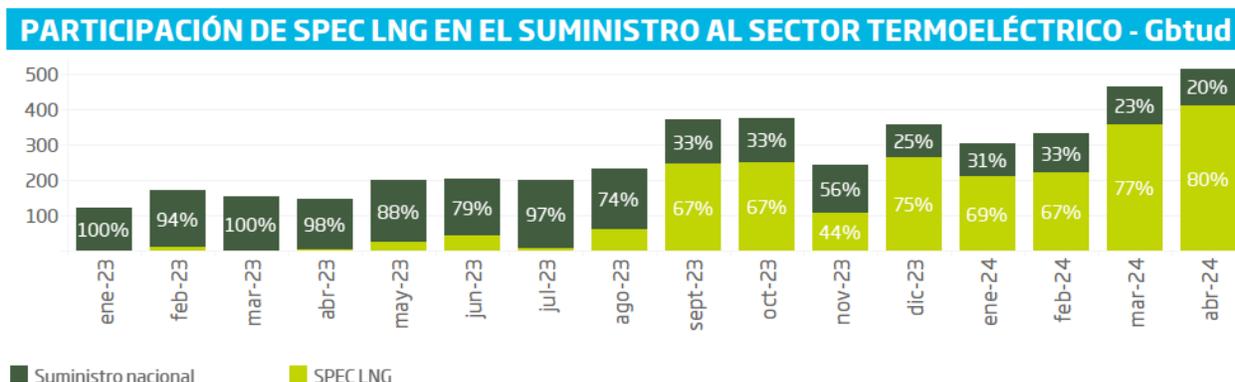
De acuerdo con cifras de SPEC LNG, la terminal de regasificación alcanzó récords de operación en abril de 2024 al recibir nueve buques metaneros con cerca de 550.000 m³ de GNL durante el mes, y entregar al grupo térmico hasta 450 Mpcd de gas natural.

“Durante este periodo, operamos al 100 % de nuestra capacidad para respaldar el sistema de generación de energía eléctrica y afrontar la

coyuntura en la que se registraron los niveles de embalses más bajos de los últimos veinte años en Colombia”, explicó Castro.

La terminal de SPEC LNG se ha convertido en pieza fundamental para el sistema eléctrico nacional, al brindar firmeza y confiabilidad, con almacenamiento estratégico y flexible de GNL, lo que permite al parque térmico garantizar el suministro de energía eléctrica no solo ante escenarios como El Niño, como se puede apreciar en las cifras de 2020 y 2023, sino también frente a otras eventualidades del sistema eléctrico.

Fuente: Fuente: <<https://guiadelgas.com/spec-opera-a-plena-capacidad-para-respaldar-el-sector-electrico/>>.



Fuente: Informe mensual: Mercado de gas natural, diciembre 2023, BMC.

FRSU Höegh Grace: Unidad flotante de almacenamiento y regasificación

A principios de enero de 2024, SPEC LNG y Höegh LNG lograron un acuerdo que permitiría aprovechar a futuro toda la capacidad instalada de la unidad flotante FSRU, Höegh Grace, por lo menos, hasta 2031. De esta forma, se podrían regasificar 533 Mpcd para robustecer el abastecimiento de gas natural en el país.



Al respecto José María Castro, gerente de SPEC LNG expresó: “Es una muy buena noticia que llega en un momento clave para el país, pues, ante los escenarios de incertidumbre para afrontar el déficit de gas natural proyectado por la UPME, este acuerdo fortalece nuestro

proyecto de ampliación de la capacidad actual de regasificación de 400 a 533 Mpcd, lo cual contribuiría al abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo para Colombia”.

Fuente: <<https://www.speclng.com/Paginas/NoticiasESP/SPEC-LNG-y-H%C3%B6egh-LNG.aspx>>.

Riesgo de apagón: “Ahora se logró evitar, pero en 2026 no se sabe”

El título de esta sección nace del contundente mensaje que lanzó el doctor Camilo Sánchez, presidente de Andesco, en el congreso de esta entidad a finales de junio de 2024. Para este experto del sector que presta los servicios públicos en Colombia, los aprietos que se tuvieron durante el evento de 2023-2024 serían pocos, comparados con los que sobrevendrían si no se agiliza la entrada de nuevas fuentes de energía y se afrontan los posibles déficits de gas natural en el mediano plazo.

“Es claro que ya pasó el momento más crítico, que fue el del fenómeno de ‘El Niño’. Ahora viene el de La Niña”.

En cuanto a la problemática del abastecimiento de agua y gas natural para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica, el doctor Sánchez expuso:

“Hacia el futuro, sí, el problema es grave, porque no ha entrado la energía eólica y solar que tanto ha mencionado el Gobierno. Lo que ha entrado en esas energías renovables es una muy pequeña cantidad. Aún estamos lejos de la meta que teníamos. Por eso es fundamental que el proceso de La Colectora (Proyecto de Energía Renovable en La Guajira) fluya”.

“Está creciendo la demanda por encima de la oferta, eso no se puede desconocer a la hora de planear en materia energética, para no tener dolores de cabeza. El apagón ahora se logró evitar, pero en 2026, todavía no se sabe”.

“El Gobierno debe entender que por omisión también hay problemas. No solo poner de relieve la parte ambiental, sino buscar soluciones para que podamos tener esa energía”. Fuente: <<https://www.semana.com/economia/articulo/camilo-sanchez-presidente-de-andesco-lanza-contundente-mensaje-por-riesgo-de-apagon-se-logro-evitar-pero-en-2026-no-se-sabe/202438/>>.

Informes especiales



**Efectos en las tarifas
de los usuarios regulados**
por la introducción
del gas natural importado
(GNI) en el desarrollo de
un esquema de
gas de portafolio

Efectos en las tarifas de los usuarios regulados por la introducción del gas natural importado en el desarrollo de un esquema de gas de portafolio

Ante el déficit coyuntural de gas natural que enfrenta el país, el gas natural importado (GNI) se perfila como una de las alternativas más viables para superar la escasez en los próximos años. Colombia debe fomentar la creación de un esquema de gas de portafolio que, a través del desarrollo de sus propios recursos y la importación, permita diversificar el riesgo, asegurar el suministro y optimizar los precios de acuerdo con las fluctuaciones del mercado. En este sentido, se espera que, a mediano plazo, el riesgo de un déficit estructural pueda ser superado con la incorporación de nuevos recursos, tanto de áreas onshore como offshore, complementados con acceso a la importación desde mercados internacionales.

En este Informe Especial, teniendo como fuente principal las cifras publicadas por la UPME y sus proyecciones de precios de GNI a través de GNL puesto en los principales centros de consumo, se plantea un análisis del impacto en las tarifas a usuarios regulados, en un escenario de escasez de suministro nacional, año tras año en declive, y

con cubrimiento de déficits con GNI a través de GNL. Se presenta una caracterización del mercado en análisis, detallando la composición de los usuarios regulados de gas natural de las cinco principales ciudades de Colombia, Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla y Bucaramanga, como referentes para dimensionar la afectación del país. El análisis compara las tarifas históricas de los usuarios, que han tenido un suministro 100 % nacional, frente a diferentes escenarios que proyectan tarifas resultantes de un suministro con gas nacional y GNL importado, que podría, como lo identifica la UPME, estar entrando por Cartagena o Buenaventura.

Con el fin de dimensionar el impacto resultante de utilizar un *mix* de GNL importado y producción nacional como fuentes de suministro, se incluye en este capítulo mediciones de la afectación socioeconómica en usuarios residenciales para cada uno los estratos, y se analizan las consecuencias en el gasto de los hogares colombianos. Se identifica también el impacto de las tarifas en el déficit fiscal de subsidios a nivel nacional.

El gas importado para afrontar la escasez en suministro nacional y conformar un gas de portafolio

En el ETPAGN, la UPME presenta alternativas con las que se podrían enfrentar los déficits estimados. Las opciones más documentadas son el Gas Natural Importado a través de GNL puesto en Cartagena (SPEC LNG hasta dic-31 y en adelante Importación Cartagena) y en Buenaventura, con el proyecto Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico-IIGP.

El presente informe excluyó la alternativa de importación de GNL desde La Guajira, dada la menor información disponible acerca de la infraestructura de transporte que se requeriría para inyectar al SNT este GNI.

Con respecto a la opción de importación de gas desde Venezuela, en agosto 2024, el ministro de Minas y Energía, Andrés Camacho, explicó que en este momento no es política ni técnicamente posible la importación desde el vecino país, por lo cual no fue considerada. Sin embargo, esta será

una opción, en el momento en que se superen las dificultades descritas.

ALTERNATIVAS DE IMPORTACIÓN DE GNL



Fuente: elaborado por Promigas con información del ETPAGN 2023 - 2038, UPME. IIGP: Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Importación de GNL desde Cartagena

Dadas las condiciones contractuales para el uso de los 400 Gbtud de capacidad de regasificación de GNL en SPEC LNG, comprometidos para el cumplimiento de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) del Grupo Térmico de la Costa Caribe y considerando que los tiempos para desarrollar una nueva infraestructura de características similares son mayores que la ampliación de la capacidad de la infraestructura existente, para la UPME se evidencia la necesidad de ampliar la

capacidad desde el punto existente en fases de ampliación del orden de 50 Gbtud en 2024 y de 80 Gbtud adicionales en el primer trimestre de 2027, para completar un total de 130 Gbtud abiertos a la demanda nacional. Adicionalmente, para el cuarto trimestre de 2031, se requiere que los 400 Gbtud de capacidad de regasificación actual pueda ser utilizada por todos los sectores de consumo.

IMPORTACIÓN CARTAGENA		
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
400 Gbtud a partir de diciembre de 2031	Ampliación fase 1 50 Gbtud desde enero de 2024 a noviembre de 2031 450 Gbtud a partir de diciembre de 2031	Ampliación fase 2 50 Gbtud hasta diciembre de 2026 130 Gbtud de enero de 2027 a noviembre de 2031 530 a partir de diciembre 2031

Fuente: ETPAGN 2023 - 2038, UPME.

Importación de GNL desde Buenaventura

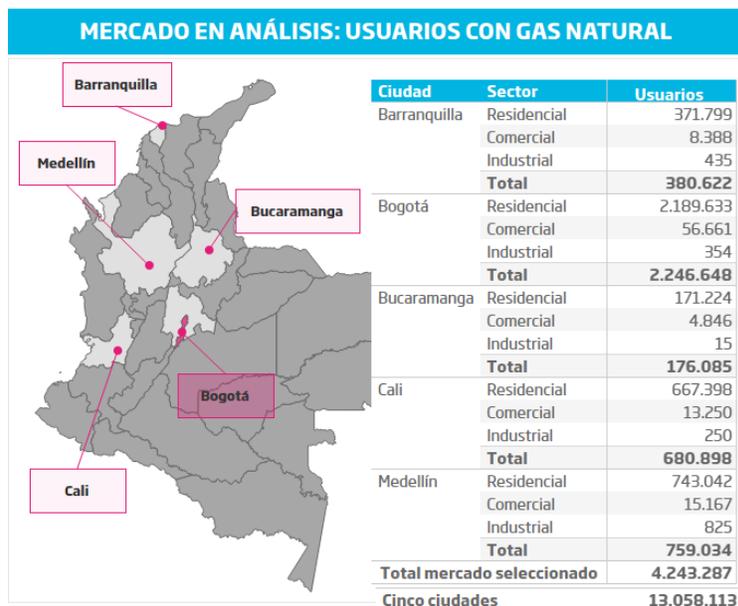
Este proyecto (IIGP), adoptado por el MME desde 2020, integra una planta con capacidad de regasificación no menor a 400 Mpcd y de almacenamiento no inferior a 170.000 m³ de GNL, ubicada en el puerto de Buenaventura, y un nuevo gasoducto entre Buenaventura y un punto de conexión al SNT en Yumbo con capacidad de entrega no inferior a 400 Mpcd al SNT.

La UPME realizó dos convocatorias para la selección de un inversionista para su construcción, las cuales se declararon desiertas; no obstante, esta entidad reafirma la necesidad de este proyecto por abastecimiento para el interior del país y por confiabilidad nacional, recomendando su ejecución con entrada en operación no superior al primer trimestre de 2030.

IMPORTACIÓN BUENAVENTURA - US\$M			
Descripción	Alternativa	CAPEX	OPEX
Almacenamiento 170.000 m ³ de GNL	FSRU + Terminal + Gasoducto	925	254
Regasificación 400 Mpcd			
Gasoducto 110 km y 24"	Planta en tierra + Gasoducto	1.165	305

Fuente: ETPAGN 2023 - 2038, UPME.

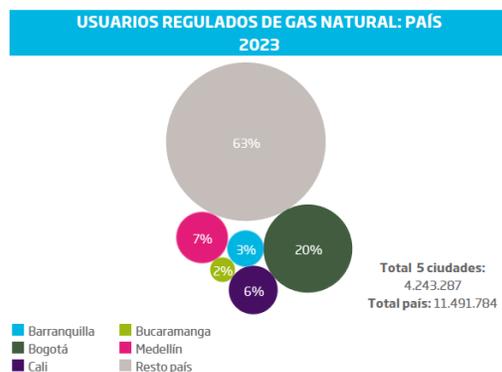
Mercado en análisis



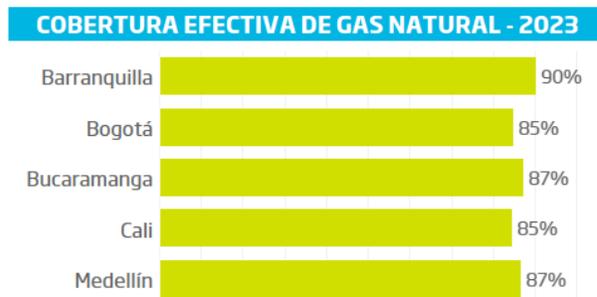
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

El mercado de análisis o de referencia incluye Bogotá, la capital del país, y las cuatro ciudades capitales de los departamentos de mayor población de Colombia: Barranquilla, Bucaramanga, Cali y Medellín. Estas cinco ciudades cuentan con un total de 4,2 millones de usuarios regulados con gas natural, que representan 37 % del total de usuarios del país, que, en términos de población, equivalen, aproximadamente, a 13 millones de personas.

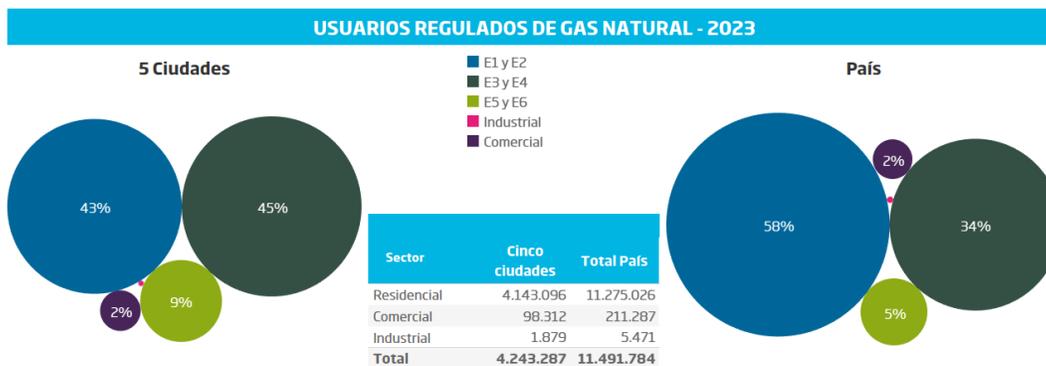
Comparativo del mercado en análisis



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



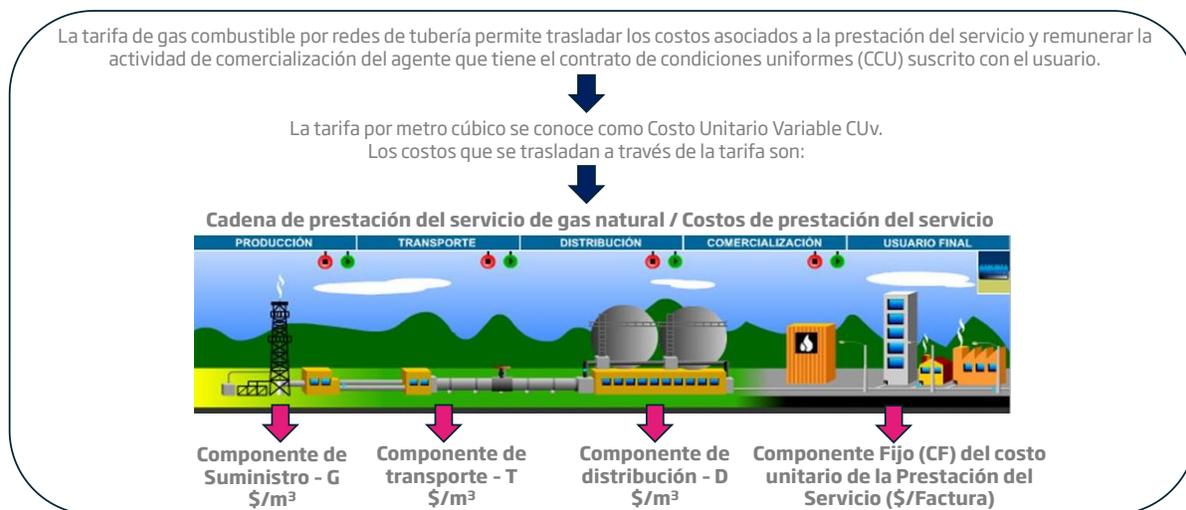
Estructura tarifaria

En esta sección se presenta en principio un recuento de la estructura tarifaria que rige a los distintos tipos de usuarios regulados del país, pasando por sus componentes tarifarios, esquema de subsidios y contribución, hasta llegar a la facturación promedio mensual a diciembre de 2023 de cada tipo de usuario regulado. Estos cálculos se realizaron con los

consumos de referencia para cada tipo de usuario en las cinco ciudades del país que conforman el mercado en análisis del estudio.

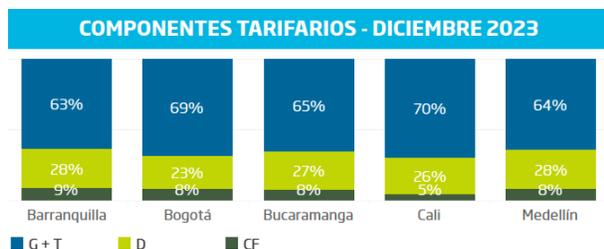
Por último, se prepara un análisis en conjunto de los componentes tarifarios de suministro (G) y transporte (T), para obtener la participación de un (G+T) de la facturación total.

Normatividad de las tarifas aplicadas



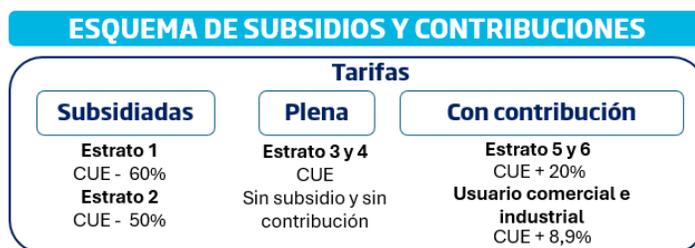
COMPONENTES SEGÚN PUBLICACIÓN TARIFARIA PARA ESTRATO 3 y 4- DIC-23										
Ciudad	G (\$/m³)	T (\$/m³)	D (\$/m³)	CUv (G+T+D) (\$/m³)	CF (\$/Factura)	CUE (CUv+CF) (\$/Factura)	G	T	D	CF
Barranquilla	1.320	420	763	2.567	4.786	40.721	48%	15%	28%	9%
Bogotá	862	713	525	2.226	3.888	35.049	38%	31%	23%	8%
Bucaramanga	695	446	475	1.671	2.713	26.111	40%	25%	27%	8%
Cali	1.109	1.180	836	3.156	3.018	47.197	34%	36%	26%	5%
Medellín	885	667	676	2.281	3.910	35.844	37%	28%	28%	8%

Fuente: Elaborado por Pomigas con información de la publicación tarifaria de Gascaribe, GdO, Gasoriente, Vanti y EPM, a diciembre de 2023.
 Nota: se aplicó un referente de consumo mensual Residencial de 14 m³. CUE: Costo Unitario Equivalente.



Fuente: Elaborado por Pomigas con información de la publicación tarifaria de Gascaribe, GdO, Gasoriente, Vanti y EPM, a diciembre de 2023.

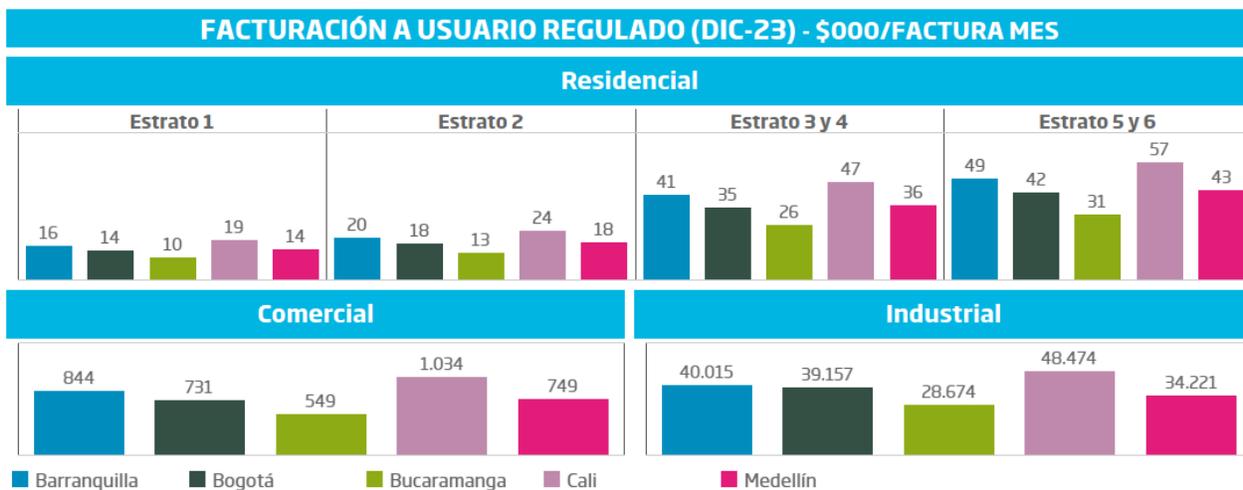
El esquema de subsidios y contribuciones que actualmente rige para el servicio de gas natural inició con la Ley 142 de 1994, que estableció el régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios. Algunos cambios han sucedido desde entonces, los cuales se muestra en la figura adjunta.



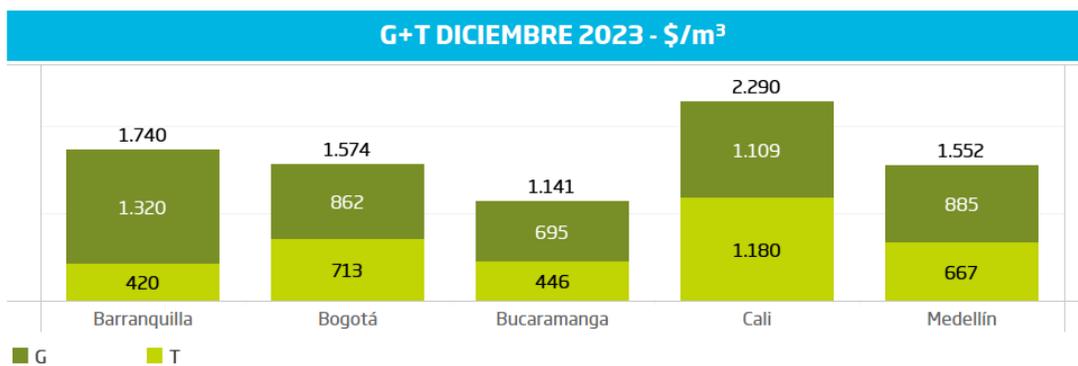
Fuente: Elaborado por Promigas con información de resoluciones CREG 137 de 2013, 015 de 1997 y 124 de 1996.
 Nota: Este es el esquema de subsidios y contribuciones vigente a la fecha de publicación de este informe, agosto 2024.
 CUE: Costo Unitario Equivalente.

Los siguientes gráficos muestran el comparativo de la factura final (diciembre de 2023) de los diferentes tipos de usuarios regulados en las cinco ciudades que hacen parte del estudio. Se tomaron los componentes tarifarios publicados

por cada una de las empresas prestadoras del servicio, y utilizando consumos mensuales de referencia para cada tipo de usuario se aplicó la fórmula tarifaria.



Fuente: Elaborado por Pomigas con información de la publicación tarifaria de Gascaribe, GdO, Gasorienté, Vanti y EPM, a diciembre de 2023.
 Nota: se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial 300 m³ e Industrial 25.000 m³).



Fuente: Informe de tarifas aplicadas a usuarios residenciales del servicio de gas natural, diciembre 2023, SSPD.

Proyección de los costos de suministro

Precios de Suministro Nacional (SN): historia y estimaciones

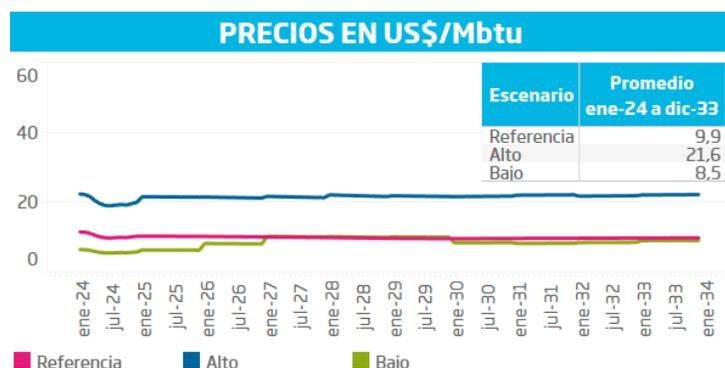
PRECIOS PROMEDIOS HISTÓRICOS DE GAS NATURAL - US\$/Mbtu									
Firme		Modalidades campos en pruebas extensas	Con interrupciones		Firme al 95%		Opción de compra (OCG)	Promedio	
5,1	5,0	8,1	7,5	6,0	5,3	5,5		7,1	5,8
dic-23	jun-24	dic-23	dic-23	jun-24	dic-23	jun-24	jun-24	dic-23	jun-24

Fuente: Informe mensual - Mercado de gas natural, diciembre 2023 y junio 2024, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.
 Nota: Estos precios corresponden a promedios ponderados por modalidad contractual. Las modalidades "Opción de compra" y "Campos en pruebas extensas" no se encuentra disponible su información para dic-23 y jun-24, respectivamente.

Para el análisis de sensibilidad a mediano plazo, se utiliza un rango de precios del gas nacional entre 10 y 12 US\$/Mbtu, que podría servir como referencia para el gas proveniente de las áreas offshore. Si las simulaciones se realizan con un

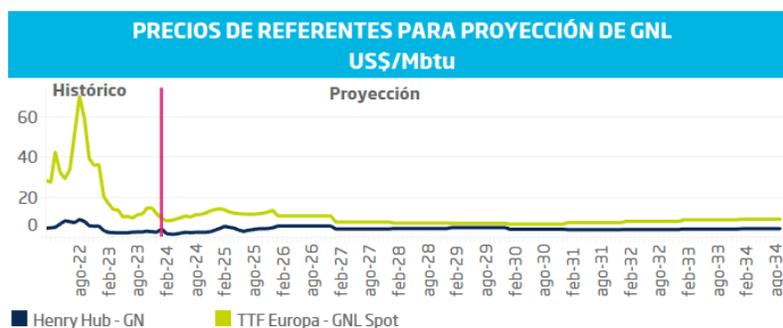
precio más cercano al promedio actual de 8 US\$/Mbtu, los incrementos en la tarifa del usuario final serían menores.

Proyección de precios de GNL



Fuente: Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica, julio 2023 a diciembre 2050, UPME.

En el ETAPGN, la UPME realizó las proyecciones de precios de GNL para Colombia a partir del precio FOB de GNL en la costa del Golfo, de Estados Unidos, adicionado por el costo de transporte hasta puerto colombiano y los costos de regasificación, es decir, puesta la molécula de gas a la entrada del SNT. La UPME entregó tres escenarios para representar posibles trayectorias dada la incertidumbre de los mercados internacionales.



Fuente: Federal Reserve Economic Data, EIA, World Bank Commodity Price Data y S&P.

Precios promedios de GNL regasificado en Colombia - US\$/Mbtu

Referente	Contratos	Precio referente	Costo adicional	Precio regasificado (GI)
TTF	Spot	11,7	2,0	13,7
Henry Hub	5 años	4,5	6,3	10,8
	10 años	4,2	6,3	10,5

Elaborado por Promigas con información de S&P.

Tomando como referentes iniciales para la molécula de gas los índices de precios Henry Hub (contratos de GNL a 5 y 10 años) y TTF (contratos de GNL Spot), a los cuales se les agregan los costos adicionales de las actividades necesarias hasta su disponibilidad para ser inyectado al SNT, se obtienen unos precios promedios de gas natural ya regasificado que en el estudio se denomina GI.

Matriz de combinaciones de suministro

Dados los precios promedios de GI obtenidos y los precios planteados para el gas proveniente del suministro nacional (SN), y modificando las participaciones de GI y SN en rangos de 25 %, se

elabora una matriz de combinaciones de suministro, con la que se obtienen 45 posibles escenarios de precios para la molécula de gas natural en Colombia (componente G de la tarifa).

ESCENARIOS DE PRECIOS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL - US\$/Mbtu

Escenarios GI	Escenarios SN	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	SN Alto	13,7	13,3	12,9	12,4	12,0
	SN Bajo	13,7	12,8	11,9	10,9	10,0
	SN Promedio	13,7	13,1	12,4	11,7	11,0
GI 5 años	SN Alto	10,8	11,1	11,4	11,7	12,0
	SN Bajo	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0
	SN Promedio	10,8	10,8	10,9	10,9	11,0
GI 10 años	SN Alto	10,5	10,9	11,3	11,6	12,0
	SN Bajo	10,5	10,4	10,3	10,1	10,0
	SN Promedio	10,5	10,6	10,8	10,9	11,0

Fuente: Elaborado por Promigas con información de S&P.

Costo (G+T) con matriz de suministro nacional e importado

COMPONENTES G + T HISTÓRICOS DICIEMBRE 2023 - US\$/Mbtu			
Ciudad	G	T	G+T
Barranquilla	10,1	3,2	13,3
Bucaramanga	5,6	3,6	9,2
Bogotá	7,3	6,0	13,3
Cali	8,2	8,7	17,0
Medellín	6,6	4,9	11,5

Fuente: Elaborado por Promigas con información de la SSPD.

Cuando se revisan los componentes (G+T) con los cuales se generaron las facturas de diciembre de 2023 de los usuarios regulados de las cinco ciudades de referencia, se encuentra que este componente osciló entre 9,2 US\$/Mbtu y 17 US\$/Mbtu. Estos componentes se usan como base para establecer un comparativo con los (G+T) proyectados que se calculen.

GNL importado desde Cartagena

Un aspecto de mucha incidencia en la proyección del costo del componente (G+T) es la locación geográfica donde se recibe el GNL importado, toda vez que dependiendo de esta variable y la ubicación de la ciudad de referencia se obtienen los diferentes componentes T que, a su vez,

modifican el componente conjunto (G+T). Dada la extrema distancia entre Cartagena, punto de recibo del GNL en cuestión, y Cali en el suroccidente del país, es en esta ciudad donde se proyectan los componentes (G+T) más altos entre las cinco ciudades de referencia.

COSTO G + T CON SUMINISTRO DESDE CARTAGENA - US\$/Mbtu						
Ciudad	Escenarios GI	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
Barranquilla	GI Spot	14,8	14,6	14,5	14,4	14,2
	GI 5 años	11,8	12,4	13,0	13,6	14,2
	GI 10 años	11,6	12,2	12,9	13,6	14,2
Bogotá	GI Spot	19,7	19,0	18,3	17,7	17,0
	GI 5 años	16,7	16,8	16,9	16,9	17,0
	GI 10 años	16,4	16,6	16,7	16,9	17,0
Bucaramanga	GI Spot	19,6	18,3	17,1	15,8	14,6
	GI 5 años	16,6	16,1	15,6	15,1	14,6
	GI 10 años	16,3	15,9	15,5	15,0	14,6
Cali	GI Spot	21,3	20,9	20,5	20,1	19,7
	GI 5 años	18,3	18,7	19,0	19,4	19,7
	GI 10 años	18,0	18,5	18,9	19,3	19,7
Medellín	GI Spot	20,0	19,0	18,0	17,0	15,9
	GI 5 años	17,1	16,8	16,5	16,2	15,9
	GI 10 años	16,8	16,6	16,4	16,2	15,9

Fuente: Elaborado por Promigas.

GNL importado desde Buenaventura

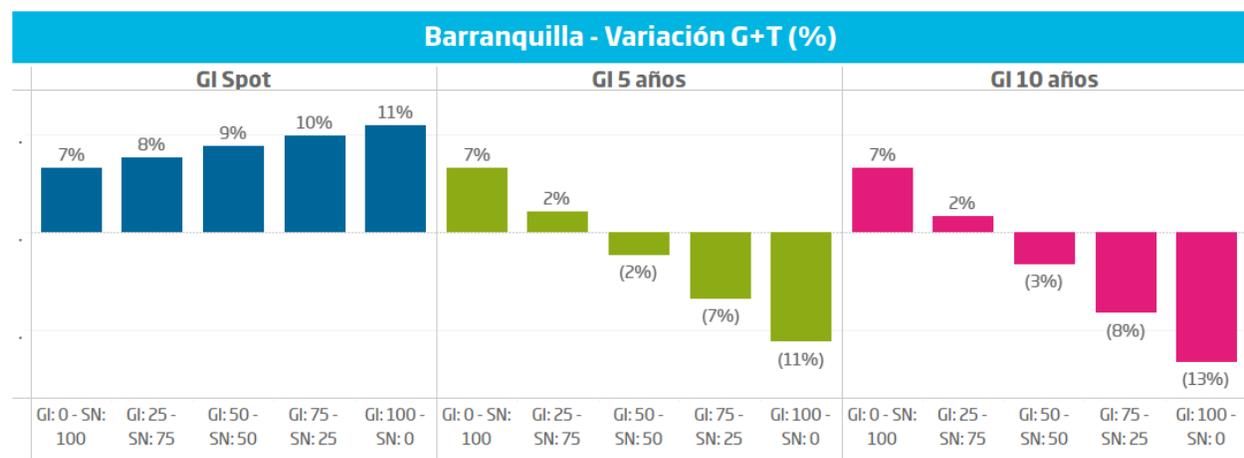
En consistencia con los resultados obtenidos con el GNL importado desde Cartagena, cuando se calculan los costos de los componentes (G+T) con GNL desde Buenaventura, dada la extrema distancia desde este puerto en el Pacífico

colombiano hasta Barranquilla, es en esta ciudad de la Costa Atlántica donde se proyectan los componentes (G+T) más altos entre las cinco ciudades de referencia en los escenarios en que la participación del GI es de 50 % o más.

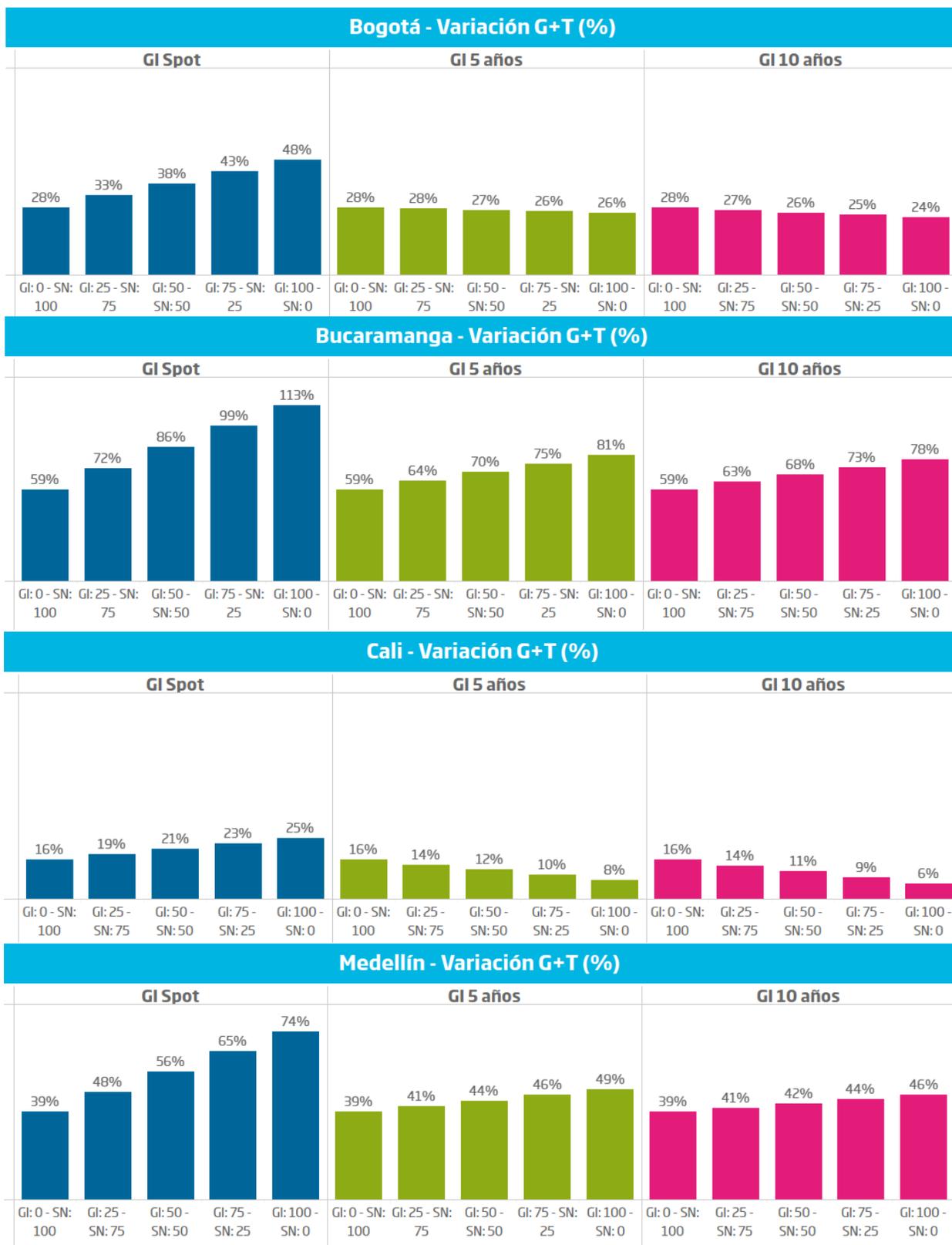
COSTO G + T CON SUMINISTRO DESDE BUENAVENTURA - US\$/Mbtu							
Ciudad	Escenarios GI	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100	
Barranquilla	GI Spot	21,9	20,0	18,1	16,1	14,2	
	GI 5 años	18,9	17,8	16,6	15,4	14,2	
	GI 10 años	18,7	17,6	16,4	15,3	14,2	
Bogotá	GI Spot	17,9	17,7	17,4	17,2	17,0	
	GI 5 años	14,9	15,5	16,0	16,5	17,0	
	GI 10 años	14,7	15,2	15,8	16,4	17,0	
Bucaramanga	GI Spot	19,1	18,0	16,9	15,7	14,6	
	GI 5 años	16,2	15,8	15,4	15,0	14,6	
	GI 10 años	15,9	15,6	15,3	14,9	14,6	
Cali	GI Spot	15,8	16,8	17,8	18,7	19,7	
	GI 5 años	12,8	14,5	16,3	18,0	19,7	
	GI 10 años	12,5	14,3	16,1	17,9	19,7	
Medellín	GI Spot	18,3	17,7	17,1	16,5	15,9	
	GI 5 años	15,3	15,5	15,6	15,8	15,9	
	GI 10 años	15,1	15,3	15,5	15,7	15,9	

Fuente: Elaborado por Promigas.

Conclusiones de las variaciones



Fuente: Elaborado por Promigas.



Fuente: Elaborado por Promigas.

Facturación proyectada de usuarios regulados

Una vez identificados los escenarios de los componentes G+T proyectados, con ellos se calculan las tarifas finales de los usuarios regulados de las cinco ciudades, dependiendo de donde se proyecte el recibo del GNL, ya sea en

Cartagena o Buenaventura, para con ello efectuar un comparativo con la factura histórica y obtener, finalmente, el costo adicional en la factura que pagaría cada uno de los tipos de usuario regulados en las ciudades en referencia.

Detalle por ciudades

Barranquilla

FACTURACIÓN HISTÓRICA BARRANQUILLA - DIC 2023	
Usuarios	\$000/Factura mes
Residencial E1	16
Residencial E2	20
Residencial E3 y E4	41
Residencial E5 y E6	49
Comercial	844
Industrial	40.015

Fuente: Elaborado por Promigas con información de las publicaciones tarifarias de empresas distribuidoras de gas natural.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Cuando se revisa la variación del costo en la facturación de los usuarios regulados de Barranquilla, producto de un *mix* de suministro nacional y GNL importado por Cartagena, no se perciben en general variaciones significativas, e, incluso, en los escenarios de GI bajo contratos a cinco años y 10 años se observan disminuciones en la facturación resultante. Lo anterior, como consecuencia de que los componentes (G+T) que se proyectan en estos escenarios son menores que el 13,3 US\$/Mbtu histórico de diciembre de 2023.

BARRANQUILLA: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE CARTAGENA

Variación costo- \$000/Factura mes

Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	1	1	1	1	1
	Residencial E2	1	1	1	1	1
	Residencial E3 y E4	3	2	2	2	2
	Residencial E5 y E6	3	3	3	2	2
	Comercial	63	57	51	45	38
	Industrial	3.420	3.085	2.751	2.416	2.081
GI 5 años	Residencial E1	(1)	(1)	0	0	1
	Residencial E2	(1)	(1)	0	0	1
	Residencial E3 y E4	(3)	(2)	(1)	1	2
	Residencial E5 y E6	(3)	(2)	(1)	1	2
	Comercial	(65)	(39)	(14)	12	38
	Industrial	(3.546)	(2.139)	(732)	674	2.081
GI 10 años	Residencial E1	(1)	(1)	0	0	1
	Residencial E2	(2)	(1)	0	0	1
	Residencial E3 y E4	(3)	(2)	(1)	0	2
	Residencial E5 y E6	(4)	(2)	(1)	0	2
	Comercial	(77)	(48)	(19)	9	38
	Industrial	(4.185)	(2.618)	(1.052)	514	2.081

Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

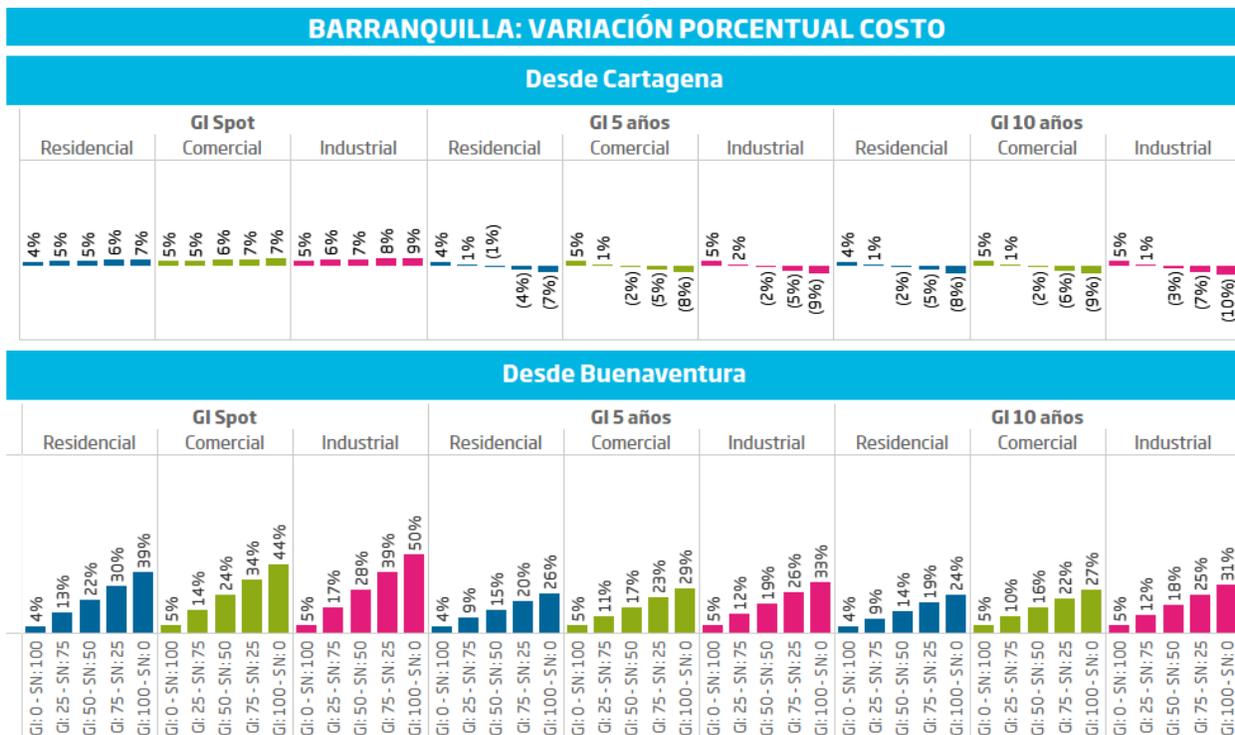
BARRANQUILLA: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE BUENAVENTURA

Variación costo - \$000/Factura mes

Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	7	6	4	3	1
	Residencial E2	9	7	5	4	2
	Residencial E3 y E4	19	15	11	7	3
	Residencial E5 y E6	22	18	13	9	4
	Comercial	435	345	256	166	77
	Industrial	23.595	18.737	13.878	9.020	4.161
GI 5 años	Residencial E1	3	3	2	2	1
	Residencial E2	4	3	3	2	2
	Residencial E3 y E4	8	7	5	4	3
	Residencial E5 y E6	9	8	7	5	4
	Comercial	178	153	127	102	77
	Industrial	9.663	8.288	6.912	5.537	4.161
GI 10 años	Residencial E1	3	2	2	2	1
	Residencial E2	3	3	2	2	2
	Residencial E3 y E4	7	6	5	4	3
	Residencial E5 y E6	8	7	6	5	4
	Comercial	155	135	116	96	77
	Industrial	8.385	7.329	6.273	5.217	4.161

Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).



Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Bogotá

FACTURACIÓN HISTÓRICA BOGOTÁ DIC 2023

Usuarios	\$000/Factura mes
Residencial E1	14
Residencial E2	18
Residencial E3 y E4	35
Residencial E5 y E6	42
Comercial	732
Industrial	39.169

Fuente: Elaborado por Promigas con información de las publicaciones tarifarias de empresas distribuidoras de gas natural.
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Cuando se revisa en los distintos escenarios propuestos la variación del costo en la facturación mensual de los usuarios de Bogotá, producto de un *mix* de suministro nacional y GNL importado por Cartagena, se perciben en los usuarios residenciales de los distintos estratos variaciones que oscilan entre \$ 3.000 y \$ 13.000. Esta variación alcanza hasta \$ 256.000 en los usuarios comerciales y \$ 13.881.000 en los usuarios industriales.

BOGOTÁ: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE CARTAGENA

Variación costo - \$000/Factura mes

Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	4	4	3	3	3
	Residencial E2	5	5	4	4	3
	Residencial E3 y E4	11	10	9	8	6
	Residencial E5 y E6	13	12	10	9	8
	Comercial	256	229	203	176	150
	Industrial	13.881	12.439	10.998	9.556	8.114
GI 5 años	Residencial E1	2	2	2	3	3
	Residencial E2	3	3	3	3	3
	Residencial E3 y E4	6	6	6	6	6
	Residencial E5 y E6	7	7	7	8	8
	Comercial	138	141	144	147	150
	Industrial	7.469	7.630	7.791	7.953	8.114
GI 10 años	Residencial E1	2	2	2	2	3
	Residencial E2	3	3	3	3	3
	Residencial E3 y E4	5	6	6	6	6
	Residencial E5 y E6	7	7	7	7	8
	Comercial	127	133	138	144	150
	Industrial	6.881	7.189	7.497	7.806	8.114

Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

BOGOTÁ: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE BUENAVENTURA

Variación costo - \$000/Factura mes

Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	3	3	3	3	3
	Residencial E2	4	4	4	3	3
	Residencial E3 y E4	8	8	7	7	6
	Residencial E5 y E6	9	9	9	8	8
	Comercial	184	176	167	158	150
	Industrial	9.995	9.525	9.055	8.584	8.114
GI 5 años	Residencial E1	1	1	2	2	3
	Residencial E2	1	2	2	3	3
	Residencial E3 y E4	3	4	5	6	6
	Residencial E5 y E6	3	4	6	7	8
	Comercial	66	87	108	129	150
	Industrial	3.583	4.716	5.848	6.981	8.114
GI 10 años	Residencial E1	1	1	2	2	3
	Residencial E2	1	2	2	3	3
	Residencial E3 y E4	2	3	4	5	6
	Residencial E5 y E6	3	4	5	6	8
	Comercial	55	79	102	126	150
	Industrial	2.995	4.274	5.554	6.834	8.114

Fuente: Elaborado por Promigas.

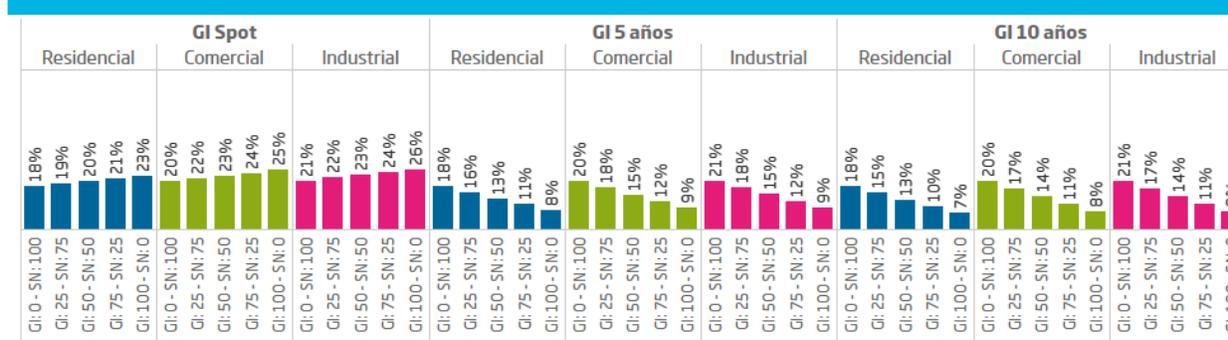
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

BOGOTÁ: VARIACIÓN PORCENTUAL COSTO

Desde Cartagena



Desde Buenaventura



Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Bucaramanga

FACTURACIÓN HISTÓRICA BUCARAMANGA - DIC 2023	
Usuarios	\$000/Factura mes
Residencial E1	10
Residencial E2	13
Residencial E3 y E4	26
Residencial E5 y E6	31
Comercial	549
Industrial	28.554

Fuente: Elaborado por Promigas con información de las publicaciones tarifarias de empresas distribuidoras de gas natural.
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Cuando se revisa en los distintos escenarios propuestos la variación del costo en la facturación mensual de los usuarios de Bucaramanga, producto de un *mix* de suministro nacional y GNL importado por Cartagena, se perciben en los usuarios residenciales de los distintos estratos variaciones que oscilan entre \$ 4.000 y \$ 22.000. Esta variación alcanza hasta \$ 425.000 en los usuarios comerciales y \$ 23.046.000 en los usuarios industriales.

BUCARAMANGA: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE CARTAGENA

Variación costo - \$000/Factura mes						
Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	7	6	6	5	4
	Residencial E2	9	8	7	6	5
	Residencial E3 y E4	18	16	14	12	9
	Residencial E5 y E6	22	19	17	14	11
	Comercial	425	374	323	272	221
	Industrial	23.046	20.285	17.524	14.762	12.001
GI 5 años	Residencial E1	5	5	5	4	4
	Residencial E2	7	6	6	5	5
	Residencial E3 y E4	13	12	11	10	9
	Residencial E5 y E6	16	15	14	12	11
	Comercial	304	283	263	242	221
	Industrial	16.488	15.367	14.245	13.123	12.001
GI 10 años	Residencial E1	5	5	4	4	4
	Residencial E2	6	6	6	5	5
	Residencial E3 y E4	13	12	11	10	9
	Residencial E5 y E6	15	14	13	12	11
	Comercial	293	275	257	239	221
	Industrial	15.887	14.915	13.944	12.972	12.001

Fuente: Elaborado por Promigas.
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

BUCARAMANGA: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE BUENAVENTURA

Variación costo - \$000/Factura mes

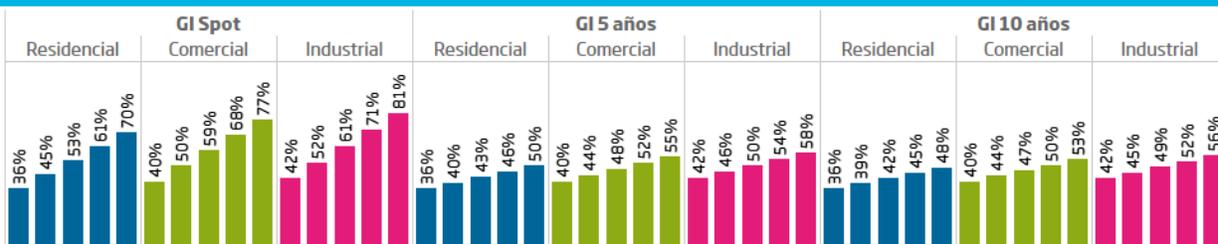
Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	7	6	5	5	4
	Residencial E2	9	8	7	6	5
	Residencial E3 y E4	17	15	13	11	9
	Residencial E5 y E6	21	19	16	14	11
	Comercial	407	360	314	268	221
	Industrial	22.074	19.556	17.037	14.519	12.001
GI 5 años	Residencial E1	5	5	4	4	4
	Residencial E2	6	6	5	5	5
	Residencial E3 y E4	12	12	11	10	9
	Residencial E5 y E6	15	14	13	12	11
	Comercial	286	270	254	237	221
	Industrial	15.516	14.637	13.759	12.880	12.001
GI 10 años	Residencial E1	5	4	4	4	4
	Residencial E2	6	6	5	5	5
	Residencial E3 y E4	12	11	11	10	9
	Residencial E5 y E6	14	13	13	12	11
	Comercial	275	261	248	235	221
	Industrial	14.915	14.186	13.458	12.729	12.001

Fuente: Elaborado por Promigas.

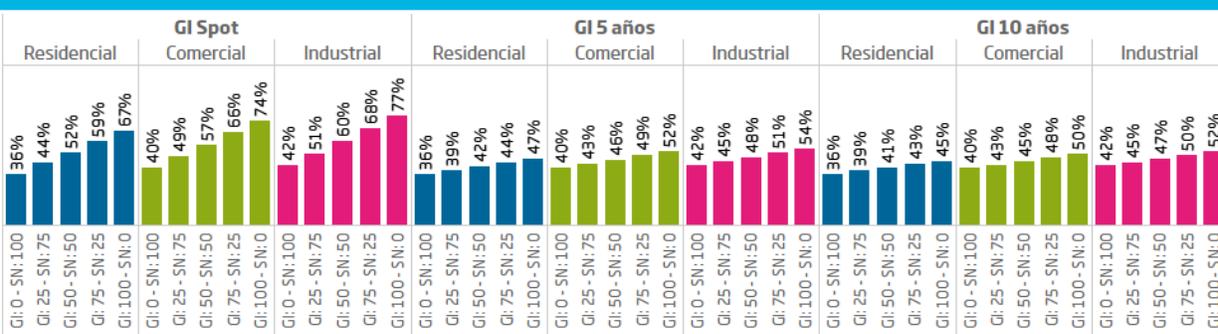
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

BUCARAMANGA: VARIACIÓN PORCENTUAL COSTO

Desde Cartagena



Desde Buenaventura



Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Cali

**FACTURACIÓN HISTÓRICA CALI
DIC 2023**

Usuarios	\$000/Factura mes
Residencial E1	19
Residencial E2	24
Residencial E3 y E4	47
Residencial E5 y E6	57
Comercial	1.034
Industrial	48.465

Fuente: Elaborado por Promigas con información de las publicaciones tarifarias de empresas distribuidoras de gas natural.
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Cuando se revisa en los distintos escenarios propuestos la variación del costo en la facturación mensual de los usuarios de Cali, producto de un *mix* de suministro nacional y GNL importado por Cartagena, se perciben en los usuarios residenciales de los distintos estratos las variaciones más bajas entre las ciudades de referencia, entre \$ 2.000 y \$ 10.000. En contraste para esta ciudad, si el GNL es importado por Buenaventura, y en el *mix* se da una participación de este GI de 50 % o más, en la gran mayoría de los escenarios se alcanzan reducciones en la factura.

CALI: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE CARTAGENA

Variación costo - \$000/Factura mes

Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	3	3	3	2	2
	Residencial E2	4	4	3	3	3
	Residencial E3 y E4	8	8	7	6	5
	Residencial E5 y E6	10	9	8	7	6
	Comercial	192	175	158	141	124
	Industrial	10.440	9.517	8.594	7.670	6.747
GI 5 años	Residencial E1	1	1	2	2	2
	Residencial E2	1	2	2	2	3
	Residencial E3 y E4	3	3	4	5	5
	Residencial E5 y E6	3	4	5	6	6
	Comercial	61	77	93	108	124
	Industrial	3.291	4.155	5.019	5.883	6.747
GI 10 años	Residencial E1	1	1	1	2	2
	Residencial E2	1	1	2	2	3
	Residencial E3 y E4	2	3	4	5	5
	Residencial E5 y E6	2	3	4	5	6
	Comercial	49	68	86	105	124
	Industrial	2.635	3.663	4.691	5.719	6.747

Fuente: Elaborado por Promigas.
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

CALI: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE BUENAVENTURA

Variación costo - \$000/Factura mes

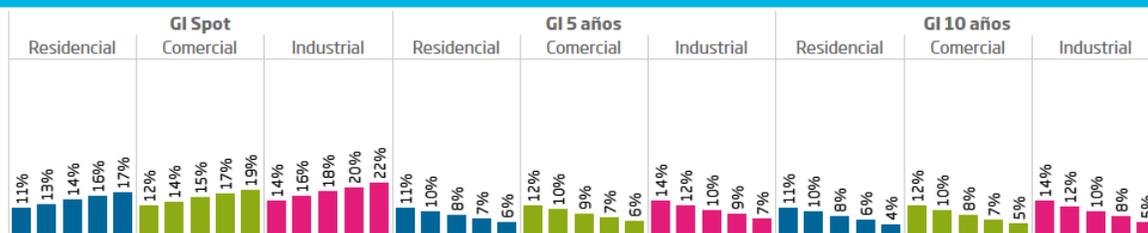
Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	(1)	0	1	1	2
	Residencial E2	(1)	0	1	2	3
	Residencial E3 y E4	(2)	0	2	3	5
	Residencial E5 y E6	(3)	0	2	4	6
	Comercial	(53)	(9)	36	80	124
	Industrial	(2.892)	(482)	1.928	4.337	6.747
GI 5 años	Residencial E1	(3)	(2)	(1)	1	2
	Residencial E2	(4)	(2)	(1)	1	3
	Residencial E3 y E4	(8)	(5)	(1)	2	5
	Residencial E5 y E6	(10)	(6)	(2)	2	6
	Comercial	(185)	(108)	(30)	47	124
	Industrial	(10.041)	(5.844)	(1.647)	2.550	6.747
GI 10 años	Residencial E1	(3)	(2)	(1)	1	2
	Residencial E2	(4)	(3)	(1)	1	3
	Residencial E3 y E4	(8)	(5)	(2)	2	5
	Residencial E5 y E6	(10)	(6)	(2)	2	6
	Comercial	(197)	(117)	(36)	44	124
	Industrial	(10.697)	(6.336)	(1.975)	2.386	6.747

Fuente: Elaborado por Promigas.

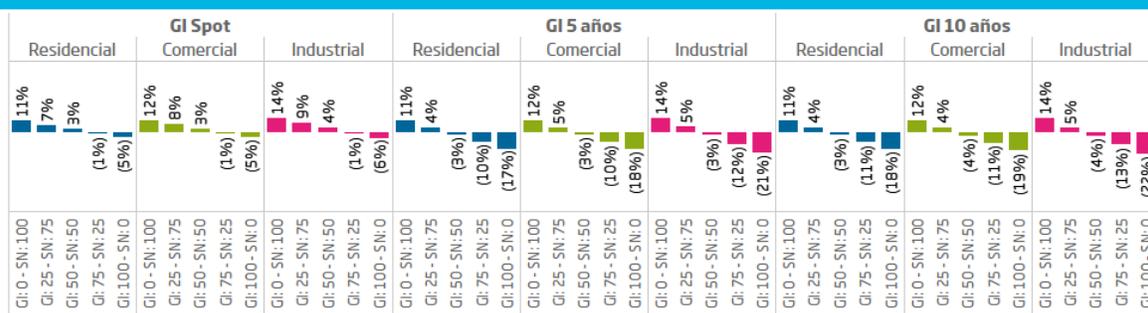
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

CALI: VARIACIÓN PORCENTUAL COSTO

Desde Cartagena



Desde Buenaventura



Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Medellín

FACTURACIÓN HISTÓRICA MEDELLÍN - DIC 2023

Usuarios	\$000/Factura mes
Residencial E1	14
Residencial E2	18
Residencial E3 y E4	36
Residencial E5 y E6	43
Comercial	749
Industrial	34.216

Fuente: Elaborado por Promigas con información de las publicaciones tarifarias de empresas distribuidoras de gas natural.
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

Cuando se revisa en los distintos escenarios propuestos la variación del costo en la facturación mensual de los usuarios de Medellín, producto de un *mix* de suministro nacional y GNL importado por Cartagena, se perciben en los usuarios residenciales de los distintos estratos variaciones que oscilan entre \$ 3.000 y \$ 20.000. Esta variación alcanza hasta \$ 389.000 en los usuarios comerciales y \$ 21.129.000 en los usuarios industriales.

MEDELLÍN: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE CARTAGENA

Variación costo - \$000/Factura mes

Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	7	6	5	4	3
	Residencial E2	8	7	6	5	4
	Residencial E3 y E4	17	15	13	11	9
	Residencial E5 y E6	20	18	15	13	10
	Comercial	389	343	296	249	203
	Industrial	21.129	18.595	16.061	13.527	10.992
GI 5 años	Residencial E1	4	4	4	4	3
	Residencial E2	5	5	5	5	4
	Residencial E3 y E4	11	10	10	9	9
	Residencial E5 y E6	13	12	12	11	10
	Comercial	255	242	229	216	203
	Industrial	13.832	13.122	12.412	11.702	10.992
GI 10 años	Residencial E1	4	4	4	4	3
	Residencial E2	5	5	5	5	4
	Residencial E3 y E4	10	10	10	9	9
	Residencial E5 y E6	12	12	11	11	10
	Comercial	243	233	223	213	203
	Industrial	13.162	12.620	12.077	11.535	10.992

Fuente: Elaborado por Promigas.
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

MEDELLÍN: FACTURACIÓN CON SUMINISTRO IMPORTADO DESDE BUENAVENTURA

Variación costo- \$000/Factura mes

Escenarios GI	Usuario	GI: 100 - SN: 0	GI: 75 - SN: 25	GI: 50 - SN: 50	GI: 25 - SN: 75	GI: 0 - SN: 100
GI Spot	Residencial E1	5	5	4	4	3
	Residencial E2	7	6	5	5	4
	Residencial E3 y E4	13	12	11	10	9
	Residencial E5 y E6	16	15	13	12	10
	Comercial	310	283	256	229	203
	Industrial	16.803	15.350	13.898	12.445	10.992
GI 5 años	Residencial E1	3	3	3	3	3
	Residencial E2	4	4	4	4	4
	Residencial E3 y E4	8	8	8	8	9
	Residencial E5 y E6	9	9	10	10	10
	Comercial	175	182	189	196	203
	Industrial	9.505	9.877	10.249	10.621	10.992
GI 10 años	Residencial E1	3	3	3	3	3
	Residencial E2	3	4	4	4	4
	Residencial E3 y E4	7	7	8	8	9
	Residencial E5 y E6	8	9	9	10	10
	Comercial	163	173	183	193	203
	Industrial	8.836	9.375	9.914	10.453	10.992

Fuente: Elaborado por Promigas.

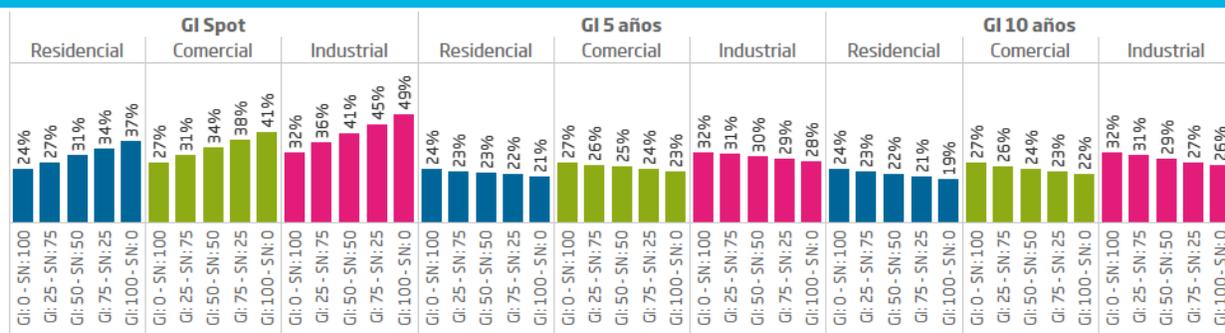
Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

MEDELLÍN: VARIACIÓN PORCENTUAL COSTO

Desde Cartagena



Desde Buenaventura



Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: Se aplicaron referentes de consumos mensuales (Residencial: 14 m³, Comercial: 300 m³ e Industrial: 16.276 m³).

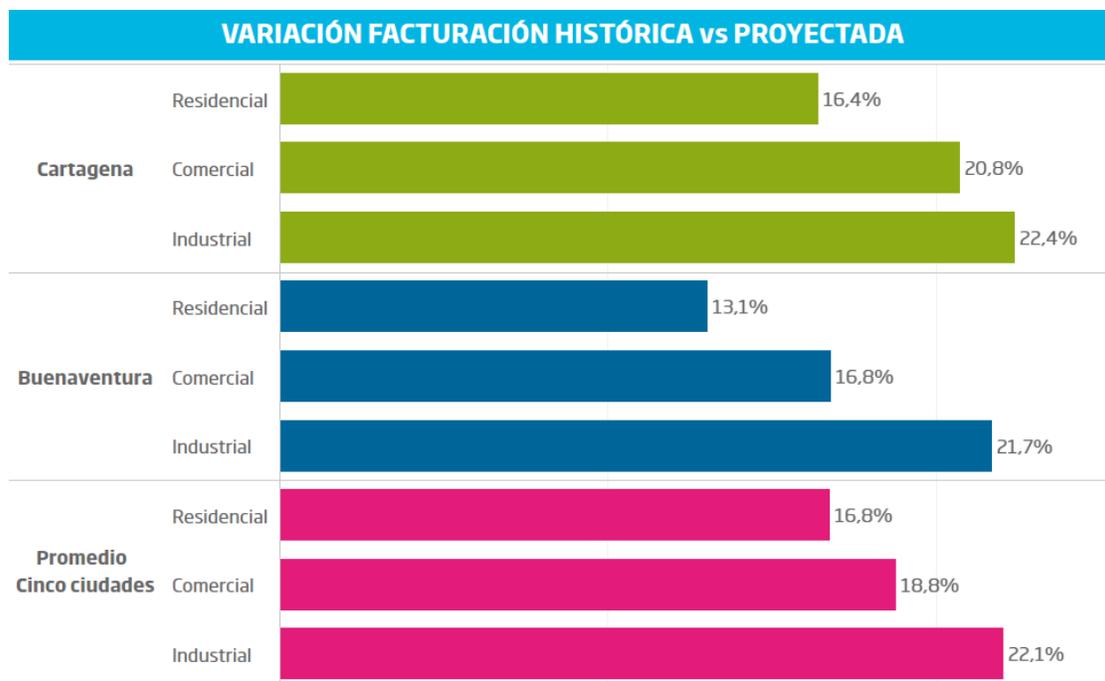
Resumen promedio cinco ciudades

VALOR ADICIONAL FACTURACIÓN USUARIO FINAL		
Punto de entrada	Usuario	\$/Factura mes
Cartagena	E1 y E2	3.152
	E3 y E4	7.052
	E5 y E6	8.586
	Comercial	161.024
	Industrial	8.593.476
Buenaventura	E1 y E2	2.545
	E3 y E4	5.580
	E5 y E6	6.559
	Comercial	130.404
	Industrial	8.326.142
Promedio	Usuario	\$/Factura mes
Cinco ciudades	E1 y E2	2.849
	E3 y E4	6.316
	E5 y E6	7.572
	Comercial	145.714
	Industrial	8.459.809

Fuente: Elaborado por Promigas.

En el cuadro adjunto, inicialmente, se muestran los valores adicionales promedios resultantes de calcular una nueva facturación bajo los supuestos establecidos para cada uno de los tipos de usuarios en las cinco ciudades del mercado en análisis, dependiendo de donde sea el punto de entrada del GI.

Seguidamente, con los valores adicionales de cada punto de entrada, se establece un promedio general para las cinco ciudades por cada uno de los tipos de usuarios regulados.



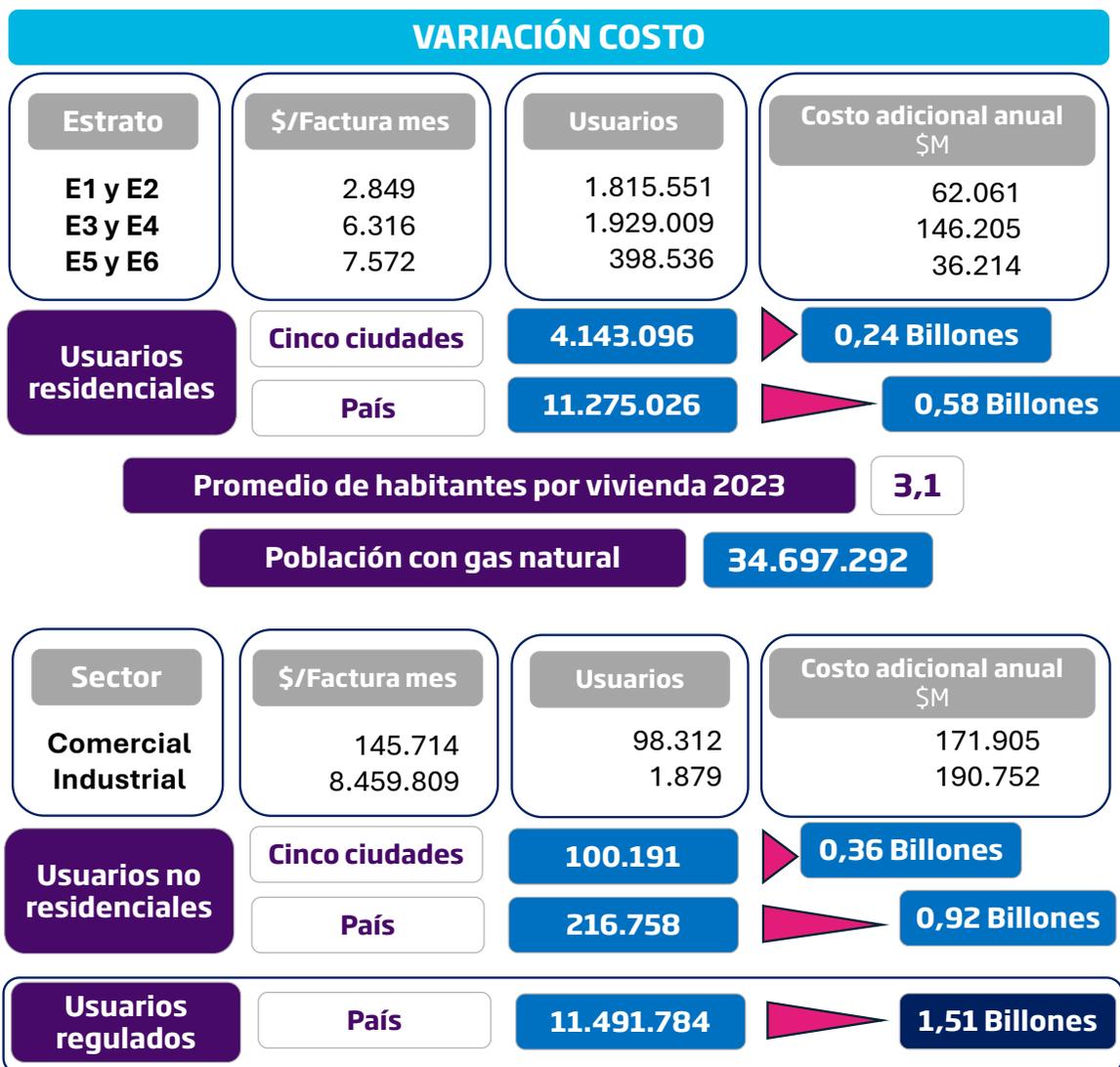
Fuente: Elaborado por Promigas.

Afectación socioeconómica

Dimensión del costo adicional en usuarios regulados

Después de calcular un promedio para cada tipo de usuario regulado en las ciudades referenciadas con las diferentes variaciones de costo adicional en los escenarios de suministro

analizados, se procede a cuantificar, tanto en el mercado de referencia como en el total país, el costo adicional anual que pagarán los usuarios de gas natural del país.



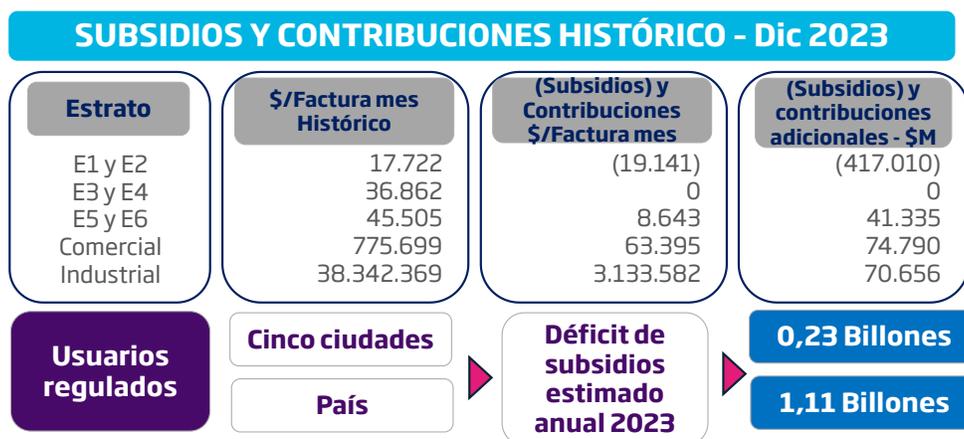
El costo adicional en el que incurrirían los usuarios regulados de gas natural, de 1,51 billones de pesos, representa un 0,10 % del PIB de 2023 del país, 1.572 billones de pesos.

Fuente: Elaborado por Promigas.

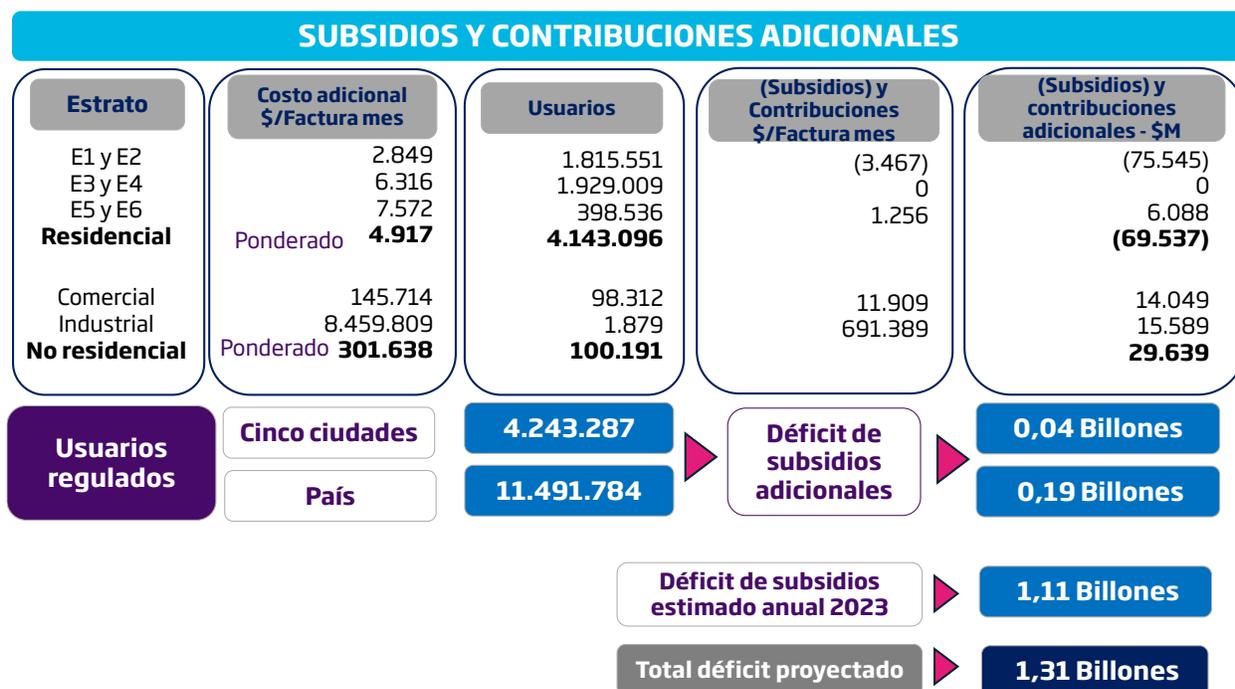
Generación déficit fiscal de subsidios

El costo adicional, antes calculado, que pagarán los usuarios regulados del país, tiene un efecto importante en el déficit fiscal que se ha venido acarreado desde tiempo atrás, producto del mayor valor que se paga por subsidios del que se recauda por contribución, el cual se solventa con partidas asignadas para ello del presupuesto nacional.

Para 2023, con base en la factura de diciembre de 2023, de las cinco ciudades, se estima que el déficit fiscal anual de esta operación es una cifra cercana a los 1,11 billones de pesos. Con los mix de precios de suministros proyectados, el deficit crecería 0,19 billones de pesos, y el deficit fiscal alcanzaría por subsidios la suma de 1,31 billones de pesos.



Fuente: Elaborado por Promigas.



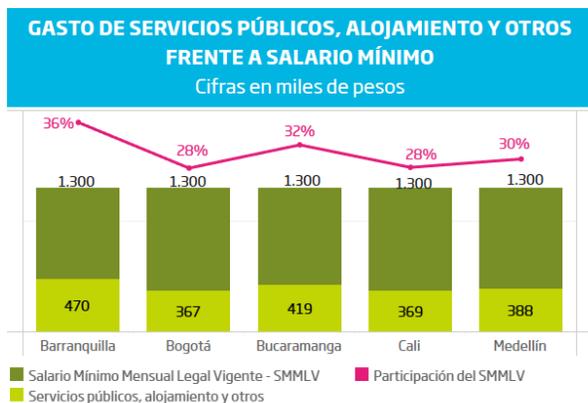
Fuente: Elaborado por Promigas.

Nota: El costo adicional en \$/Factura mes, de los usuarios residenciales y no residenciales, corresponde a un promedio ponderado.

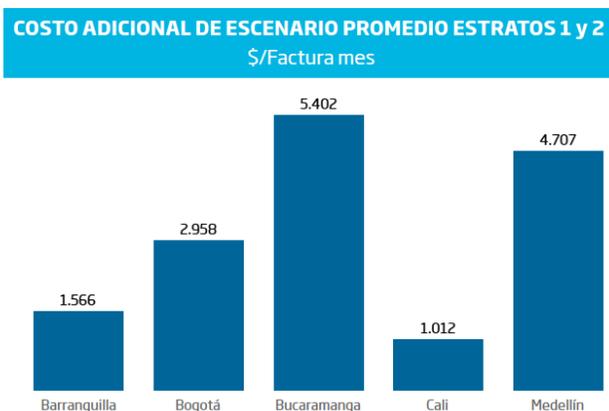
Impacto en el gasto total de los hogares

Con el propósito de cuantificar el impacto resultante de utilizar un *mix* de GNI a través de GNL y suministro nacional como fuentes de suministro de gas natural en el país, se incluye en esta sección unas mediciones de la

afectación socioeconómica en los usuarios residenciales, tomando como referencia el costo adicional de los usuarios de estrato 1 y 2 de las cinco ciudades del mercado en análisis.



Fuente: Elaborado por Promigas con información de DANE, ENPH 2017. Cifras en pesos de 2023.



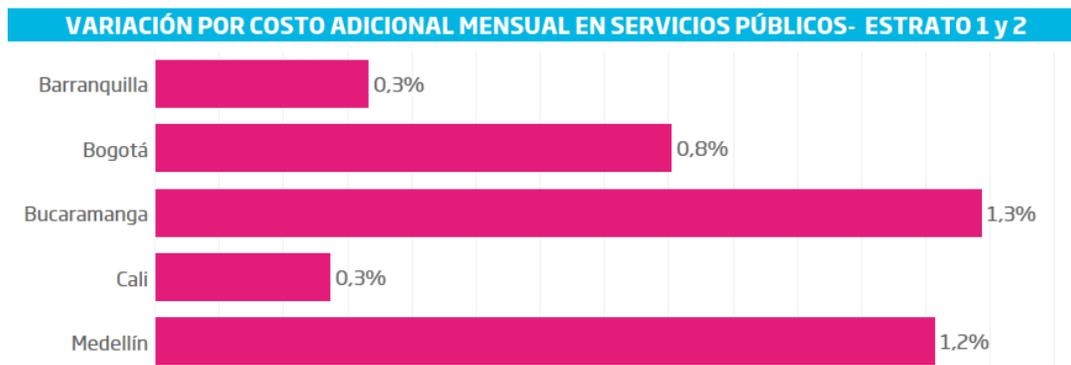
Fuente: Elaborado por Promigas.

COMPOSICIÓN DEL GASTO DE LOS HOGARES EN EL PAÍS



Fuente: DANE ENPH 2017

En las cinco ciudades, el costo adicional proyectado en que incurrirían los hogares de estrato 1 y 2 en su factura del servicio de gas natural domiciliario ocasiona unas variaciones porcentuales con respecto al gasto en servicios públicos de entre 0,3 % y 1,2 %.



Fuente: Elaborado por Promigas.

Conclusiones

Dada la situación de escasez de gas nacional proyectada en el corto plazo, el gas importado será la solución para superar el déficit coyuntural que se avecina y garantizar el abastecimiento a los millones de colombianos que hoy utilizan este recurso para sus actividades cotidianas e industriales, mientras se desarrolla un esquema de gas de portafolio que diversifique en mayor medida las fuentes de suministro.

El efecto de tener un *mix* de suministro importado y nacional generará resultados que variarán dependiendo de la ciudad y según el punto de entrada por donde se importe el GNL. Lo que sí es evidente es que en todos los escenarios resulta más conveniente para los usuarios consumir un gas natural importado que haya podido negociarse en condiciones de largo plazo en el mercado internacional, para evitar caer en volatilidades del mercado SPOT.

Sabiendo que el costo para Colombia de prescindir del gas natural es sustancial, más de 110 Bn de pesos,¹ el país debe propender por construir un abastecimiento de gas de portafolio, en el que tenga una canasta con variedad de fuentes que garanticen la seguridad energética y se formen los mejores precios posibles de mercado.

En este sentido, se encuentran como necesarias las siguientes medidas, que requieren de la coordinación y trabajo

mancomunado del Gobierno y los agentes del sector:

- i) Coordinación interinstitucional para implementar una estrategia de seguimiento al comportamiento de las reservas y a la superación de contingencias. Lo anterior, con el fin de garantizar la comercialidad de volúmenes de gas, en contratos y convenios de hidrocarburos vigentes. ANH, "Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023".
- ii) Acelerar la reactivación de la exploración, más aún si se tiene en cuenta que existen compromisos exploratorios de contratos firmados desde 2004, es decir, la exploración de hoy es consecuencia de las decisiones del pasado. ACP, "Tendencias y Perspectivas del Sector Petróleo y Gas en Colombia", 2024.
- iii) Actualización de la normativa de comercialización de gas para permitir contratos a largo plazo en el mercado internacional, ajustándose a las prácticas de transacción propias de ese mercado, que difieren de las del mercado local para el cual está diseñada la regulación actual.

1 Fuente: Fedesarrollo, "Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia", 2023.

Efecto en las tarifas de los usuarios regulados por la sustitución de gas natural con hidrógeno o biometano

El objetivo de este análisis es cuantificar el impacto tarifario que observarían los usuarios residenciales del servicio público domiciliario de gas natural distribuido por redes ante la mezcla o sustitución del gas natural por hidrógeno o biometano. Este impacto resulta de comparar el valor de la factura cuando el combustible consumido es exclusivamente gas natural, con el valor de la factura cuando el combustible es una mezcla de gases o un producto que sustituya al gas natural.

Son varias las razones que llevan a cuantificar este impacto. Por una parte, dentro del marco del Acuerdo de París, Colombia ha asumido el compromiso de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Por otra parte, la política pública que el Gobierno Nacional ha esbozado en la construcción de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa tiene como objetivos la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, la reindustrialización de la economía y el tránsito hacia un modelo económico menos dependiente de la industria extractiva, la exportación de energéticos intensivos en carbono y el uso de combustibles fósiles. Además, en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia se planteó la posibilidad de mezclar gas natural e hidrógeno para su uso por parte de los usuarios conectados a las redes existentes.

Ahora bien, este análisis no solo tiene sustento en las iniciativas de política pública del Gobierno Nacional. El balance proyectado entre la oferta y la demanda de gas natural indica que la producción nacional de este combustible no sería suficiente para la atención plena de la demanda doméstica a

partir de 2025 y hasta tanto se incorpore nueva oferta de gas natural, como resultado del desarrollo de nuevos campos o la ampliación de la capacidad de importación. En tal sentido, es pertinente identificar posibles sustitutos del gas natural.

Por lo anterior, para las empresas de la cadena de gas natural y los usuarios de este servicio es deseable evaluar de forma temprana la viabilidad técnica y económica de acudir a sustitutos como el hidrógeno y el biometano; no solo para anticiparse a las medidas que el Gobierno Nacional adopte para impulsar la sustitución parcial del consumo del gas natural, sino también por razones de abastecimiento.

Contexto y lineamientos de política pública alrededor del gas natural, el hidrógeno y el biometano

Compromisos de Colombia dentro del marco del Acuerdo de París

Dentro del ámbito de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), múltiples países han alcanzado acuerdos internacionales orientados a evitar o moderar los efectos del calentamiento global y el cambio climático asociado. Este es el caso del Acuerdo de París, tratado internacional jurídicamente vinculante, que, entre otras cosas, busca mantener el aumento de la temperatura media anual del planeta con respecto a los niveles preindustriales por debajo de 2 °C, y realizar esfuerzos adicionales para que dicho aumento sea inferior a 1,5 °C.

En este contexto, mediante las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) presentadas a la CMNUCC, Colombia se ha comprometido frente a la comunidad internacional a adoptar medidas encaminadas a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero y a la adaptación al cambio climático. Se trata de medidas que implican esfuerzos de diferentes sectores económicos, entre ellos el sector de minas y energía.

En la primera versión de sus NDC, Colombia se comprometió a reducir en 20 % sus emisiones de gases de efecto invernadero proyectadas para 2030, y hasta en 30 % si recibía apoyo internacional. A finales de 2020, Colombia

revisó sus compromisos, que ahora consisten en reducir en 51 % sus emisiones de gases de efecto invernadero proyectadas para 2030, con el objetivo de alcanzar la carbono-neutralidad en 2050.

Algunos gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄),² resultan, entre otros, de la quema y fugas asociadas a combustibles fósiles, por lo que entre las medidas planteadas por el Gobierno en las NDC se contemplan unas tendientes a reducir su consumo y a promover el uso de energías renovables. Aunque en el caso del gas natural las medidas previstas son menos profundas que las asociadas al consumo de combustibles líquidos de origen fósil, se contemplan iniciativas como la definición de lineamientos para el diseño y construcción de edificaciones sostenibles, de forma que se reduzca el consumo de gas natural en viviendas nuevas y en edificaciones nuevas diferentes a viviendas; y otras como el aprovechamiento de biometano para inyectarlo a la red de gas natural.³

El gas natural en la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa

El Ministerio de Minas y Energía está construyendo la que ha denominado Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, con la que busca orientar “la transformación social, ecológica, económica y tecnológica que implica el tránsito de sistemas energéticos basados predominantemente en combustibles fósiles hacia aquellos con un mayor

² <<https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/descripcion-general-de-los-gases-de-efecto-invernadero>> y <<https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20230316STO77629/cambio-climatico-gases-de-efecto-invernadero-que-causan-el-calentamiento-global>>.

³ <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/05/NDC_Libro_final_digital-1.pdf>.

protagonismo de las energías renovables, a la vez que se transita hacia una economía reindustrializada y cada vez menos dependiente económica y fiscalmente de las exportaciones de combustibles fósiles”⁴

Como parte de este proceso, en 2023 publicó los documentos que recogen sus análisis y propuestas iniciales.⁵ Entre estos documentos está el titulado “Escenarios Nacionales Transición Energética Justa”,⁶ que presenta escenarios de desarrollo futuro de los distintos sectores económicos a partir de supuestos sobre la implementación de políticas públicas que buscan la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, la reducción del consumo de combustibles fósiles, la reindustrialización del país, el uso de fuentes no convencionales de energía renovable y mejoras en eficiencia energética.

Si bien el Ministerio construyó cuatro escenarios de política para identificar el impacto que generarían en los sectores de la demanda y en la oferta de energía, precisó que el escenario llamado Transición Energética Justa (TEJ) refleja las principales apuestas del Gobierno Nacional en materia de justicia social y ambiental, reindustrialización y superación del ‘extractivismo’.⁷ Por esto, en el presente documento se hace referencia a elementos propios de este escenario y no de los otros tres analizados por el Ministerio.⁸

El escenario de Transición Energética Justa contempla las siguientes medidas en relación con la demanda de gas natural de los principales sectores de consumo:⁹

- Para el sector transporte, teniendo en cuenta las limitaciones para la electrificación de las flotas de vehículos livianos, la sustitución de combustibles líquidos por energéticos de bajas y cero emisiones, como el gas natural y el hidrógeno, con hitos que podrían observarse desde la década actual. Así, la demanda de gas natural pasaría de 3,9 % del consumo del sector transporte en el año 2022 (681,6 PJ), a 11,7 % del consumo del sector transporte en 2050 (902,3 PJ).¹⁰
- En el caso del sector industrial, el escenario de Transición Energética Justa plantea la sustitución de derivados del petróleo por gas natural en el corto plazo, con hitos previstos desde la década actual; y la sustitución parcial de gas natural por hidrógeno verde y biogás a través de mezcla en el mediano y largo plazo, y el uso directo en el largo plazo. De esta manera, el Ministerio estima que el consumo de gas natural pasaría de 19,4 % de la demanda de energía del sector industrial en 2022

⁴ Escenarios Nacionales Transición Energética Justa, Ministerio de Minas y Energía, 2023, p. 6.

⁵ <<https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/documentos-de-la-hoja-de-ruta-de-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa/>>.

⁶

⁷ <https://www.minenergia.gov.co/documents/10442/3_Escenarios_nacionales_TEJ_Rutas_que_nos_preparan_para_el_futuro.pdf?>

⁸ Escenarios Nacionales Transición Energética Justa, Ministerio de Minas y Energía, 2023, p. 8.

⁹ Los otros escenarios son: i) tendencial, que refleja el cambio tecnológico según la que el Ministerio considera la velocidad actual del mercado; ii) políticas anunciadas, que se basan en la política pública de transición energética adoptada antes del inicio de este periodo de gobierno, implementada según la que el Ministerio considera la velocidad actual del mercado; y iii) COP 26, que muestra la trayectoria para alcanzar la carbono-neutralidad en 2050.

¹⁰ Cambios en demanda tomados del Anexo 2 del documento “Escenarios Nacionales Transición Energética Justa”, Ministerio de Minas y Energía, 2023.

¹¹ Esto es, aumentaría de 26,5 PJ en 2022 a 105,1 PJ en 2050.

(301,9 PJ), a 20,6 % de la demanda de este sector en 2050 (546,7 PJ).¹¹

- Finalmente, para el sector residencial y terciario se contempla un proceso gradual de electrificación. En específico, el impulso de la cocción eléctrica de inducción en edificaciones nuevas y la reconversión de edificaciones existentes en las que la cocción se realiza principalmente con gas combustible; el Ministerio prevé hitos en esta materia desde la década actual, en zonas urbanas. Además, la sustitución de leña, entre otros, con la implementación de alternativas de cocción con biogás, principalmente en zonas no interconectadas, con proyectos de referencia que podrían comenzar en esta década.

El Ministerio estima que el consumo de gas natural pasaría de 27,8 % de la demanda de energía del sector residencial en 2022 (243,2 PJ) a 8,3 % del consumo de este sector en 2050 (226,7 PJ).¹² Por su parte, en el caso del sector terciario, la demanda de gas natural aumentaría de 13,4 PJ en 2022 a 18,1 PJ en 2050.

En este sentido, las apuestas de política pública del Gobierno Nacional en relación con la sustitución parcial de la demanda de gas natural están orientadas principalmente hacia: i) la cocción de alimentos en el sector residencial, para lo cual se contempla el uso de

energía eléctrica; y ii) algunos segmentos del sector industrial para los que, según se señala en los documentos del Gobierno, el hidrógeno y el biogás serían los sustitutos apropiados.

Ahora bien, dadas las limitaciones de orden técnico para inyectar biogás a las redes de transporte y distribución de gas natural, en el documento Escenarios Nacionales Transición Energética Justa solo se hace referencia a la demanda de este combustible por parte del sector residencial en zonas apartadas y por parte de usuarios industriales que no requerirían el uso de las redes del servicio público domiciliario. Diferente es el caso del biometano, al cual se hace referencia en las conclusiones del documento mencionado, y respecto del cual se plantea la pertinencia de definir e implementar una hoja de ruta para su despliegue, sin especificar las zonas del país en que sería aplicable.

Lo anterior coincide con lo planteado por el Ministerio de Minas y Energía desde la perspectiva de la oferta, en específico cuando analiza los requerimientos de gas natural:¹³ “[e]n el Escenario TEJ se lograría una reducción en la demanda final en los sectores residencial e industrial a partir de 2040”. También es consistente con lo planteado por el Ministerio frente a sus hallazgos en relación con un posible déficit futuro de gas natural en el mercado nacional: “[e]n segundo lugar, el país podría avanzar en alternativas para evitar crecimientos drásticos en la demanda total de gas natural en el mediano plazo, promoviendo alternativas para la sustitución de usos en el largo plazo”.

¹¹ Aumentaría de 58,6 PJ en 2022 a 112,8 PJ en 2050.

¹² Es decir, la demanda del sector residencial se disminuiría de 67,5 PJ en 2022 a 18,9 PJ en 2050.

¹³ Escenarios Nacionales Transición Energética Justa, Ministerio de Minas y Energía, 2023, pp. 80, 83.

La mezcla con hidrógeno en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia

Por otra parte, en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia,¹⁴ publicada por el Ministerio de Minas y Energía en 2021, se esbozan medidas orientadas a procurar el desarrollo del mercado del hidrógeno de bajas emisiones, agrupadas en cuatro grandes ejes. Uno de dichos ejes es el apoyo al despliegue de infraestructura, que tiene por objeto facilitar la disponibilidad de infraestructura de transporte y distribución de hidrógeno, para así dar solución a la que se considera como una de las principales barreras al uso del hidrógeno.

Una de las medidas planteadas consiste en analizar la posibilidad de inyectar hidrógeno en la red existente de gas natural, de forma que se consuma una mezcla de los dos productos. Esto se complementa con medidas para verificar la viabilidad de que los diferentes usuarios de gas natural, en efecto, puedan hacer uso de mezclas de gas natural e hidrógeno.

En el documento mencionado, se señala que la experiencia internacional muestra que esta mezcla es una herramienta viable para fomentar la producción de hidrógeno, valorizar la infraestructura dispuesta para el servicio de gas natural y disminuir los costos de transporte del hidrógeno. También se plantea que las experiencias y mejores prácticas internacionales muestran que la red existente puede llegar a tolerar mezclas de hidrógeno de 5 % a 10 % sin necesidad de modificaciones relevantes.

Así las cosas, un eventual avance en la implementación de la política pública tendiente a promover el hidrógeno en Colombia podría llevar a una sustitución parcial de gas natural por hidrógeno para los usuarios conectados a las redes del servicio de gas natural.

Balance futuro entre la demanda y la oferta de gas natural

Los balances entre la oferta y la demanda de gas natural que algunas empresas y agremiaciones han hecho públicos coinciden en indicar que la producción nacional será inferior a la demanda doméstica a partir de 2025.

Por lo tanto, la mezcla de gas natural con otros productos, como el hidrógeno y el biometano, puede significar una menor demanda de gas natural y una contribución al abastecimiento de este energético. No obstante, en el caso del hidrógeno esta afirmación es cierta dependiendo del proceso que se use en su producción; por ejemplo, ese no sería el caso si el gas natural fuera el insumo energético utilizado en la producción de hidrógeno.

¹⁴

<https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf>.

El hidrógeno y el biometano, ¿posibles sustitutos del gas natural?

Como se indica previamente, el hidrógeno y el biometano son dos de los productos que el Gobierno Nacional ha identificado como posibles sustitutos del gas natural. En tal sentido, en esta sección se hace referencia a las características de estos productos, que son relevantes para la cuantificación de los impactos tarifarios.

Hidrógeno

Dada la composición química del hidrógeno (H₂), su combustión no conduce a la emisión de gases de efecto invernadero. Esto, sumado a su abundancia y a su versatilidad como materia prima industrial, combustible y vector energético, ha llevado a que se considere como un instrumento clave en la transición energética y en las iniciativas globales de descarbonización.¹⁵

Para la producción del hidrógeno se puede acudir a varios procesos, cada uno con costos y emisiones diferentes. Por ejemplo, la producción mediante la electrólisis de la molécula de agua con energía eléctrica obtenida a partir de fuentes no convencionales de energía renovable tiene la virtud de no requerir el uso de combustibles de origen fósil, por lo que no conlleva emisiones de gases de efecto invernadero; sin embargo, los costos de este proceso hacen que el hidrógeno producido así aún no sea competitivo. En contraste, la producción del

hidrógeno a través del reformado de metano con vapor (SMR)¹⁶ es menos costosa, pero implica la emisión de gases de efecto invernadero; esto puede mitigarse con la captura y almacenamiento permanente del CO₂ emitido (CCS).¹⁷

La producción mediante los diferentes procesos se puede incorporar paulatinamente a la oferta de hidrógeno, en la medida en que se observe una reducción en los costos de las tecnologías y sea posible acceder a grandes volúmenes de energía eléctrica a precios más eficientes que los actuales. Así se prevé en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, en la que se plantea que a corto plazo el hidrógeno producido en Colombia con tecnologías como SMR + CCS sería la opción de bajas emisiones más favorable, y a partir de 2030 lo sería el hidrógeno producido mediante electrólisis con energía eléctrica generada a partir de energía eólica en el Caribe; entre 2030 y 2040 coexistiría la oferta de estos dos procesos, cuya competitividad en cada región del país dependería del recurso natural disponible para su producción; y a partir de 2040, el hidrógeno producido mediante electrólisis con fuentes no convencionales de energía renovable sería el producto más competitivo.¹⁸

Para llegar a estas conclusiones, el Ministerio de Minas y Energía tuvo en cuenta sus proyecciones del costo nivelado de producción del hidrógeno (LCOH¹⁹) en el país. En la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, se prevé que el LCOH del hidrógeno producido a partir de SMR + CCS se mantenga alrededor de 2,4

¹⁵

<https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf>.

¹⁶ SMR por las iniciales de *steam methane reforming*.

¹⁷ CCS por las iniciales de *carbon capture and storage*.

¹⁸

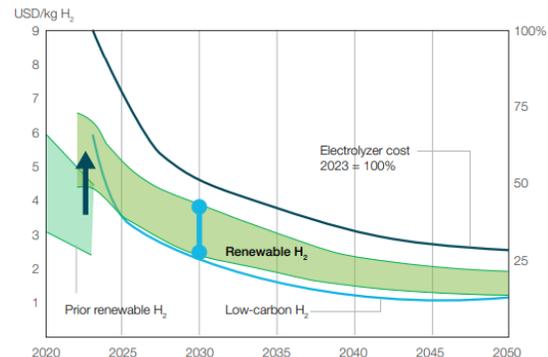
<https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf>, p. 16.

¹⁹ LCOH por las iniciales de *levelized cost of hydrogen*.

USD/kg entre 2020 y 2050, pues la reducción del costo de la tecnología sería compensada con un aumento de precios del gas natural. Allí también se prevé que el LCOH del hidrógeno producido mediante electrólisis a partir de la energía eólica del Caribe caería de 2,8 a 1,5 USD/kg entre 2020 y 2050, mientras que el producido mediante electrólisis a partir de la energía solar del Caribe se reduciría de 4,8 a 1,7 USD/kg en el mismo periodo.

Por otra parte, en el documento Hydrogen Insights 2023,²⁰ el Hydrogen Council y McKinsey & Company señalan que la producción de hidrógeno de bajas emisiones está enfrentando múltiples retos a nivel mundial, como el aumento de los costos de los proyectos, retrasos en su ejecución, incertidumbre regulatoria y altos costos de financiación, por lo que el LCOH estimado para el corto plazo ha aumentado entre 30 % y 65 %, para situarse en el rango de 4,5 a 6,5 USD/kg. Aun así, esperan que se reduzca al rango de 2,5 a 4,0 USD/kg para el final de esta década, y a 1,0 a 2,0 USD/kg hacia 2050, como se ilustra a continuación.

Costo nivelado de producción estimado para el hidrógeno de bajas emisiones²¹



Fuente: Hydrogen Council y McKinsey & Company.

En el caso colombiano, los proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones afrontan retos similares a los que el Hydrogen Council y McKinsey & Company mencionan en su documento. A esto se suma la tendencia al alza de los energéticos requeridos para su producción: por una parte, ante el desbalance entre la oferta nacional y la demanda de gas natural, es previsible un aumento de su precio durante los próximos años; y por otra, en la medida en que el parque de generación de energía eléctrica y la infraestructura de transmisión no se está desarrollando al ritmo al que crece la demanda nacional, también es previsible un aumento en los precios de la energía eléctrica; cabe mencionar que el retraso en los proyectos de generación a partir de energía renovable permite anticipar que los proyectos de autogeneración a gran escala correrían la misma suerte.

La información del reporte Economics of Low-Carbon Hydrogen Production, de S&P Global Commodity Insights, de mayo de 2024, apunta en esa dirección. En la siguiente gráfica se

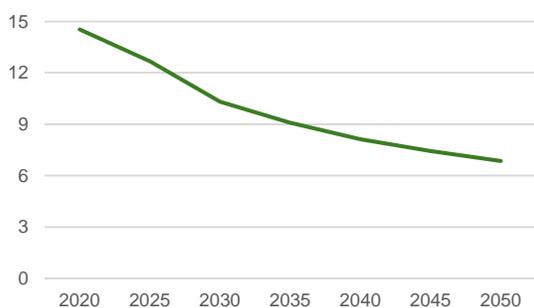
²⁰ <<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/12/Hydrogen-Insights-Dec-2023-Update.pdf>>.

²¹ En esta gráfica del Hydrogen Council y McKinsey & Company, 'renewable H₂' se refiere al hidrógeno producido a partir de fuentes de energía de origen renovable, como el producido

mediante la electrólisis del agua con energía eléctrica de origen renovable, y 'low-carbon H₂' al hidrógeno producido a partir de fuentes de energía de origen no renovable, con una huella de carbono por debajo de cierto límite, como el producido mediante SMR + CCS.

muestra la evolución esperada del LCOH de un proyecto de producción diaria de 191.000 kilogramos de hidrógeno, mediante electrólisis con energía eléctrica generada a partir de energía solar. De acuerdo con estas estimaciones, el LCOH se reduciría de 14,5 a 10,3 USD/kg entre 2020 y 2030, y a 6,9 USD/kg hacia 2050.

LCOH de un proyecto de 191.000 kg/día de hidrógeno producido a partir de energía solar



Fuente: Basado en información de S&P Global Commodity Insights.

Teniendo en cuenta lo anterior, para efectos de este análisis se asume que el precio al que los comercializadores podrían comprar el hidrógeno de bajas emisiones para la mezcla variaría entre 7 y 15 USD/kg.²² La parte alta de este rango es la que podría observarse en los años de gestación del mercado; dichos precios se reducirían gradualmente, idealmente hasta alcanzar los de la parte baja del rango.

Para las estimaciones de los impactos tarifarios también se tiene en cuenta que la densidad del hidrógeno es de 0,0899 kg/m³ en condiciones normales de presión (1 atmósfera)

y temperatura (0 °C);²³ esto es, se trata de un gas menos denso que el gas natural, cuya densidad es de 0,7955 kg/m³ en condiciones normales de presión y temperatura.²⁴ Por otra parte, su poder calorífico superior es de 142 MJ/kg,²⁵ lo que equivale a 342,62 BTU/ft³.

Biometano

Los principales pasos del proceso de producción del biometano son la obtención de biogás y su posterior purificación.

El biogás se produce mediante la digestión anaerobia de materia orgánica biodegradable, como residuos agrícolas, restos de alimentos y estiércol. La descomposición de estos residuos orgánicos en ausencia de oxígeno, por parte de bacterias, genera una mezcla de gases en la que predomina el CH₄ y en la que también están presentes otros compuestos como CO₂, ácido sulfhídrico (H₂S) y vapor de gas.

El biometano es producto de la purificación del biogás, proceso en el que se remueve la mayoría de las sustancias diferentes al CH₄, componente principal del gas natural. Para esto, se puede utilizar tecnologías basadas en métodos físicos y químicos, como la adsorción, la absorción y la filtración por membrana; también se puede acudir a métodos biológicos o de biofiltración.²⁶ El biometano generalmente está compuesto en más de 95 % por CH₄, por lo que se trata de un gas más puro. Además, por ser de origen renovable, su uso contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

²² Esto equivale a 52,01 a 111,45 USD/MBTU, teniendo en cuenta la densidad y el poder calorífico del hidrógeno.

²³ <<https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/16135593/Hydrogen+-+Reporting+instructions.pdf/>>.

²⁴ <<https://energyanalysis.substack.com/p/combustion-mezcla-hidrogeno-gas-natural-ceramica>>.

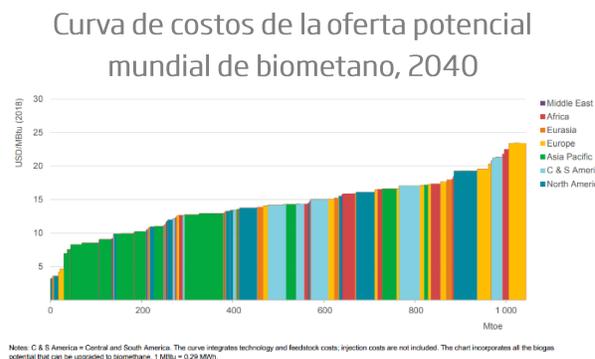
²⁵ <<https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/16135593/Hydrogen+-+Reporting+instructions.pdf/>>.

²⁶ <https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000200005>.

Al igual que en el caso del hidrógeno, se prevé un aumento de la producción mundial de biometano y una reducción gradual de los costos de producción. En efecto, de acuerdo con la International Energy Agency (IEA),²⁷ para 2018 la oferta mundial de biometano tenía un potencial de 730 Mtoe,²⁸ con costos de producción entre 4 y 30 USD/MBTU; en 2040 la oferta mundial de biometano sería superior a 1.000 Mtoe y el costo promedio mundial de producción sería inferior a 15 USD/MBTU.

y temperatura (0 °C),²⁹ por tanto, es un gas menos denso que el gas natural y más denso que el hidrógeno. Su poder calorífico superior es de 52,73 MJ/kg,³⁰ lo que equivale a 1.015,55 BTU/ft³.

A continuación, se muestra las estimaciones de la IEA para 2040. Los costos allí representados incluyen los de tecnología y materia prima, pero no los de inyección.



Fuente: International Energy Agency.

Teniendo en cuenta lo anterior, para las estimaciones de los impactos tarifarios se asume que el precio al que se adquiriría el biometano variaría entre 10 y 20 USD/MBTU. También se tiene en cuenta que la densidad del biometano es de 0,778 kg/m³ en condiciones normales de presión (1 atmósfera)

²⁷ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/03aeb10c-c38c-4d10-bbec-de92e9ab815f/Outlook_for_biogas_and_biomethane.pdf>.

²⁸ Millones de toneladas equivalentes de petróleo. Mtoe por las iniciales de *million tonnes of oil equivalent*.

²⁹ Estimación bajo el supuesto de que la composición es 95 % CH₄ y 5 % CO₂. La fuente de la densidad del CH₄ es <https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html> y la de la densidad del CO₂ es <https://www.engineeringtoolbox.com/carbon-dioxide-density-specific-weight-temperature-pressure-d_2018.html>.

³⁰ Estimación bajo el supuesto de que la composición es 95 % CH₄ y 5 % CO₂. La fuente del poder calorífico superior del CH₄ es <https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html>.

Escenarios analizados y supuestos considerados

El análisis de impacto tarifario se hizo para los cuatro escenarios de mezcla de gases que se forman en las intersecciones de las siguientes columnas y filas:

Escenarios considerados en el análisis de impacto tarifario

	Gas natural Precio: promedio primer semestre 2024 Impuesto al carbono: 0 USD/Ton CO ₂ - eq	Gas natural Precio: 8 a 15 USD/MBTU Impuesto al carbono: 0 a 20 USD/Ton CO ₂ -eq
Hidrógeno Precio: 7 a 15 USD/kg ³¹ Mezcla: 0,1 a 2,0 %vol/vol	Escenario 1	Escenario 2
Biometano Precio: 10 a 20 USD/MBTU Mezcla: 0,5 a 5 %vol/vol	Escenario 3	Escenario 4

Además, el análisis de los escenarios 1 y 3 se complementó considerando mezclas con un mayor contenido de hidrógeno y biometano, hasta llegar a la sustitución plena del gas natural.

Las estimaciones se hicieron para Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla, Cartagena y Bucaramanga. Se trata de seis de las diez ciudades capitales de departamento con un mayor número de usuarios del servicio de gas natural al primer trimestre de 2024,³² y también seis de las diez ciudades capitales más pobladas del país.³³ Se destaca que estas ciudades están localizadas en diferentes regiones, por lo que las estimaciones realizadas son una buena referencia de los impactos tarifarios a lo largo y ancho del territorio nacional.

Para el análisis se asumió que el hidrógeno y el biometano se producirían en cercanías de estos mercados y que la inyección de la mezcla de estos productos con el gas natural se haría en el *city gate* de cada una de las seis ciudades; por consiguiente, no habría variaciones en los cargos de transporte de gas natural. También se asumió que no se requerirían inversiones en facilidades para la mezcla de los gases ni mejoras en las redes de distribución, de manera que no habría cambios en los cargos de distribución.

Dado que el análisis busca medir el impacto observado por los usuarios residenciales, y teniendo en cuenta el esquema de subsidios y contribuciones que atiende el criterio de solidaridad y redistribución del régimen de los servicios públicos domiciliarios en Colombia,³⁴ las estimaciones se hicieron para cada uno de los seis estratos socioeconómicos de las seis ciudades mencionadas.³⁵ Esto es, se asumió

³¹ Esto equivale a 52,01 a 111,45 USD/MBTU.

³² De acuerdo con información publicada por el Ministerio de Minas y Energía, al cierre del primer trimestre de 2024, el número de usuarios conectados en estas ciudades ascendió a 4.561.599; esto es 42 % de los usuarios conectados a nivel nacional. No obstante, estas ciudades forman parte de mercados relevantes que cobijan otros municipios, a los que les son aplicables las mismas tarifas. Por tanto, lo análisis expuestos en este documento en realidad reflejan los impactos tarifarios que observarían 6.698.471 usuarios, que representan 62 % de los usuarios conectados

a nivel nacional. Fuente: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/estad%C3%ADsticas-gas-combustible/>.

³³ <https://www.asocapitales.co/2023/05/poblacion-de-las-ciudades-capitales-2023/>.

³⁴ Numeral 87.3 del Artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

³⁵ Los usuarios de estrato 1 se benefician de un subsidio de 60 % del valor de la factura, cuando su consumo es inferior o igual al consumo de subsistencia. Los de estrato 2 reciben un subsidio de

que una reforma legal llevaría a que los subsidios y contribuciones propios del servicio de gas natural se extenderían al hidrógeno y al biometano mezclado con el gas natural.

Finalmente, se asumió que al hidrógeno y al biometano mezclado con gas natural les serían aplicables las fórmulas tarifarias de la Resolución CREG 137 de 2013,³⁶ las cuales se resumen a continuación:

Cargo variable, $CUv_{m,i,j}$:

$$CUv_{m,i,j} = \frac{G_{m,i,j} + T_{m,i,j}}{1 - p} + (D_{m,i,j} \times fpc_{m,i,j}) + Cv_{m,i,j} + Cc_{m,i,j}$$

Donde $CUv_{m,i,j}$ es el componente variable del costo unitario de prestación del servicio, que se expresa en \$/m³. La variable $G_{m,i,j}$ remunera las compras del gas combustible, $T_{m,i,j}$ el transporte del gas, $D_{m,i,j}$ el uso del sistema de distribución, $Cv_{m,i,j}$ los costos variables de la comercialización, y $Cc_{m,i,j}$ la confiabilidad del servicio. La variable p corresponde a las pérdidas reconocidas y $fpc_{m,i,j}$ es el factor multiplicador de poder calorífico. Los subíndices m , i y j se refieren al mes de prestación del servicio, el mercado relevante de comercialización y el comercializador, respectivamente.

Cargo fijo, $CUf_{m,i,j}$:

$$CUf_{m,i,j} = Cf_{m,i,j}$$

Donde $CUf_{m,i,j}$ es el componente fijo del costo unitario de prestación del servicio, que se expresa en \$/factura, y $Cf_{m,i,j}$ es la

remuneración de los costos fijos de la actividad de comercialización.

Con estos elementos se determina el valor de la factura mensual de los usuarios, así:

$$Factura = (CUf_{m,i,j} + CUv_{m,i,j} \times consumo) \times (1 - \% subsidio)$$

El impacto tarifario de la mezcla se obtiene al comparar el valor de la factura cuando el combustible consumido es exclusivamente gas natural, con el valor de la factura cuando el combustible es una mezcla de gases o un producto que sustituya al gas natural.

³⁵ 50 %, con la misma condición. Por su parte, los usuarios de estratos 5 y 6 son objeto de una contribución de 20 %.

³⁶ Por la cual se establecen las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados.

Resultados del análisis

La mezcla del gas natural con hidrógeno o biometano conllevaría variaciones en tres elementos de la factura: el factor multiplicador de poder calorífico, $fpc_{m,i,j}$, el costo unitario del gas combustible, $G_{m,i,j}$, y el consumo. A continuación, se hace referencia a estas variaciones y luego a los impactos totales en la factura.

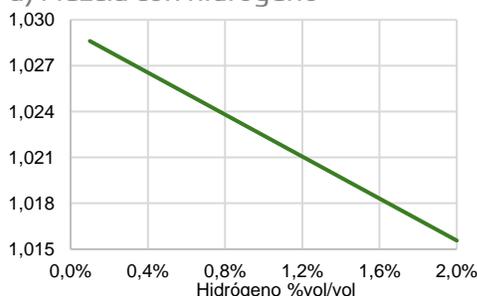
Variaciones en el multiplicador de poder calorífico y en el costo del gas

En el caso base de comparación, el energético consumido es gas natural, por lo que las variables $fpc_{m,i,j}$ y $G_{m,i,j}$ corresponden en 100 % al factor multiplicador de poder calorífico y al precio del gas natural adquirido por el comercializador. En contraste, cuando se consume una mezcla de gases, las variables $fpc_{m,i,j}$ y $G_{m,i,j}$ son los promedios ponderados por el volumen de los gases mezclados.

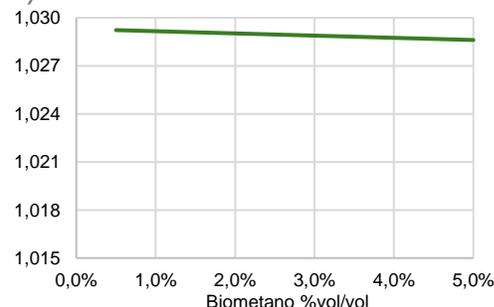
En la gráfica se ilustran los cambios en la variable $fpc_{m,i,j}$ bajo el supuesto de que el factor de poder calorífico del gas natural es 1,029. En el caso a) el contenido de hidrógeno varía entre 0,1 y 2 %vol/vol, mientras que en el caso b) el contenido de biometano varía entre 0,5 y 5 %vol/vol.

Variación de $fpc_{m,i,j}$ para mezclas de gas natural³⁷

a) Mezcla con hidrógeno



b) Mezcla con biometano



Así, bajo estos supuestos, la mezcla con hidrógeno o biometano tendría un factor de poder calorífico inferior al del gas natural, dado que los dos primeros tienen un poder calorífico inferior al del gas natural. En todo caso, se resalta que el poder calorífico del gas natural de algunas fuentes de suministro es inferior al utilizado en este ejemplo; por tanto, el factor de poder calorífico de la mezcla con biometano puede ser superior al del gas natural, dependiendo de la fuente de suministro de este producto.

Por otra parte, la variable $G_{m,i,j}$ pasa a ser una ponderación de los precios de los gases de la mezcla. Ahora bien, dadas las diferencias en el poder calorífico y la densidad de los gases mezclados, la cantidad de energía en un metro cúbico de mezcla varía conforme al contenido de hidrógeno o biometano. En este sentido, en la siguiente gráfica se ilustran las variaciones

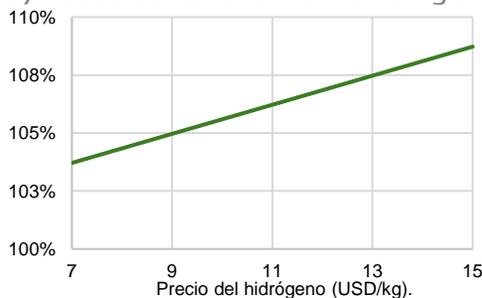
³⁷ Se supone que el factor de poder calorífico del gas natural es de 1,029.

del costo de adquirir una mezcla con la misma energía de un metro cúbico de gas natural; esto aporta información más completa que la mera ilustración de los cambios en el componente $G_{m,i,j}$ de la fórmula tarifaria.

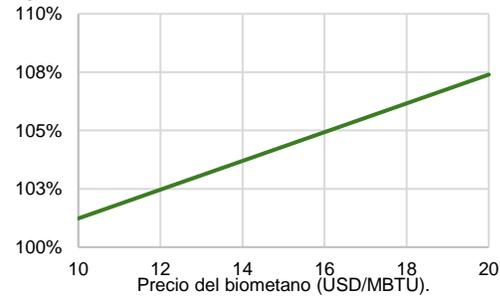
La gráfica se construye bajo el supuesto de que el precio del gas natural es de 8 USD/MBTU y su factor de poder calorífico es 1,029. En el caso a) la mezcla es 98 %vol/vol de gas natural y 2 %vol/vol de hidrógeno, y el precio del hidrógeno varía entre 7 y 15 USD/kg;³⁸ y en el caso b) la mezcla es 95 %vol/vol de gas natural y 5 %vol/vol de biometano, y el precio del biometano varía entre 10 y 20 USD/MBTU.

Variación del costo de adquirir la energía de 1 m³ de gas natural³⁹

a) Mezcla con 2 %vol/vol de hidrógeno



b) Mezcla con 5 %vol/vol de biometano



Bajo estos supuestos, el costo de adquirir una mezcla de gases con la energía de un metro cúbico de gas natural solo sería inferior al costo de adquirir un metro cúbico de gas natural si el precio del hidrógeno fuera inferior a 1,07 USD/kg; al respecto, la información de S&P Global Commodity Insights indica que en Colombia no se alcanzarían estos precios dentro de la primera mitad de este siglo. En el caso de la mezcla con biometano, esto sucedería si el precio del biometano fuera inferior a 8,00 USD/MBTU, cifra que según la IEA aún no se lograría para 2040 en la mayoría de los proyectos de producción de biometano localizados en Centro y Suramérica.

Esto no implica la inviabilidad de la mezcla del gas natural con hidrógeno o biometano. Simplemente, denota el reto que tienen los agentes del mercado colombiano y el Gobierno Nacional para que la mezcla derive en los menores impactos económicos posibles para los usuarios del servicio público domiciliario.

³⁸ Esto equivale a 52,01 a 111,45 USD/MBTU.

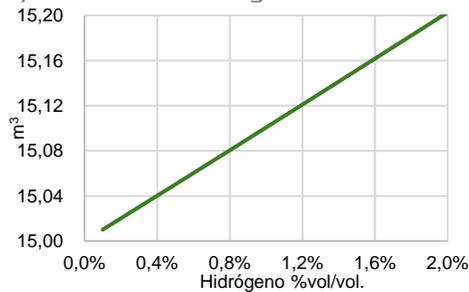
³⁹ Se supone que el precio del gas natural es de 8 USD/MBTU y que su factor de poder calorífico es de 1,029.

Variaciones en el consumo

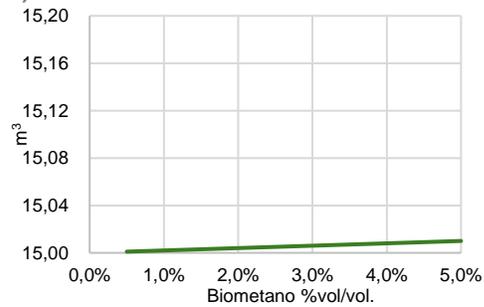
Como resultado de las variaciones en el poder calorífico, se prevé un cambio en el *consumo* de los usuarios. Esto es, en los casos en que el poder calorífico se reduce como resultado de la mezcla, el usuario debe elevar su *consumo*, medido en metros cúbicos, para obtener una misma cantidad de energía. Esto se ilustra en la gráfica a continuación, para la cual se asume que el usuario requiere la cantidad de energía contenida en 15 m³ de gas natural con un factor de poder calorífico igual a 1,029; en el caso a) si el hidrógeno en la mezcla varía entre 0,1 y 2,0 %vol/vol y en el caso b) si el biometano en la mezcla varía entre 0,5 y 5,0 %vol/vol.

Variación del consumo para mezclas de gas natural⁴⁰

a) Mezcla con hidrógeno



b) Mezcla con biometano



Impacto tarifario de la mezcla con hidrógeno

El impacto tarifario de la mezcla en esencia corresponde a la agregación de los efectos de las variaciones en el factor multiplicador de poder calorífico, $fpc_{m,i,j}$, el costo unitario del gas combustible, $G_{m,i,j}$ y el *consumo* del usuario.

Escenario 1:

La siguiente tabla es un ejemplo de los impactos del Escenario 1, en el que la base de comparación es el valor de las facturas con los precios promedio del gas natural del primer semestre de 2024. En esta tabla se muestran los cambios porcentuales en la factura mensual de un usuario de estrato 1 de la ciudad de Cartagena que consumía 15 m³ de gas natural y pasa a consumir una mezcla con hidrógeno entre 0,1 y 2,0 %vol/vol, a precios del hidrógeno entre 7 y 15 USD/kg.⁴¹

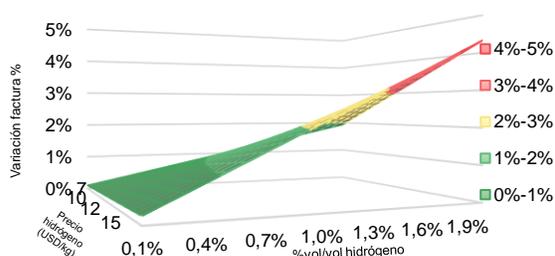
⁴⁰ Se supone que el usuario consumía inicialmente 15 m³ de gas natural con un factor de poder calorífico de 1,029.

⁴¹ Esto equivale a 52,01 a 111,45 USD/MBTU.

Escenario 1 - Hidrógeno: impacto tarifario para usuarios de estrato 1 en Cartagena

	Precio del hidrógeno (USD/kg)									
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	Precio del hidrógeno (USD/MBTU)									
	52,0	59,4	66,9	74,3	81,7	89,2	96,6	104,0	111,5	
Hidrógeno %vol/vol	0,1%	0,10%	0,11%	0,13%	0,14%	0,16%	0,17%	0,18%	0,20%	0,21%
	0,2%	0,19%	0,22%	0,25%	0,28%	0,31%	0,34%	0,37%	0,40%	0,43%
	0,4%	0,38%	0,44%	0,50%	0,56%	0,62%	0,68%	0,74%	0,80%	0,86%
	0,6%	0,57%	0,66%	0,75%	0,84%	0,93%	1,02%	1,11%	1,20%	1,29%
	0,8%	0,76%	0,88%	1,00%	1,12%	1,24%	1,36%	1,48%	1,60%	1,72%
	1,0%	0,95%	1,10%	1,25%	1,40%	1,55%	1,70%	1,85%	2,00%	2,15%
	1,2%	1,15%	1,33%	1,51%	1,69%	1,86%	2,04%	2,22%	2,40%	2,58%
	1,4%	1,34%	1,55%	1,76%	1,97%	2,18%	2,39%	2,60%	2,81%	3,02%
	1,6%	1,53%	1,77%	2,01%	2,25%	2,49%	2,73%	2,97%	3,21%	3,45%
	1,8%	1,73%	2,00%	2,27%	2,54%	2,81%	3,08%	3,35%	3,62%	3,89%
	2,0%	1,92%	2,22%	2,52%	2,82%	3,12%	3,42%	3,72%	4,02%	4,33%

Escenario 1 - Hidrógeno: impacto tarifario para usuarios de estrato 1 en Cartagena, representación en tres dimensiones



Bajo este mismo escenario, para una mezcla con 1,0 %vol/vol de hidrógeno a un precio de 15 USD/kg, el menor impacto tarifario se presentaría en Barranquilla, con un aumento de 1,85 % en las facturas, y el mayor en Bucaramanga, con un aumento de 2,54 %. Si la mezcla se hiciera con 2,0 %vol/vol de hidrógeno a un precio de 7 USD/kg, el menor impacto se presentaría en Barranquilla, con un incremento de 1,66 %, y el mayor en Bucaramanga, con un aumento de 2,43 %.

Posteriormente se presenta, para el primero de estos dos casos, el aumento estimado de

las facturas mensuales ponderado por el número de usuarios conectados en los mercados relevantes de las ciudades capitales objeto de análisis.

Escenario 1 - Hidrógeno: aumento promedio ponderado en las facturas con una mezcla con 1,0 %vol/vol de hidrógeno a un precio de 15 USD/kg

Estrato	Aumento %	Aumento \$/factura
1	2,1%	345
2	2,2%	444
3	2,2%	895
4	2,2%	894
5	2,1%	1.075
6	2,2%	1.067

Si todos los usuarios del servicio público domiciliario de gas natural distribuido por redes observaran estos incrementos en sus facturas, el mayor costo anual para los usuarios de estratos 1 y 2 ascendería a una suma del orden de \$ 30.000 millones, monto que podría financiarse con un mayor subsidio con cargo al Presupuesto General de la Nación.

En el evento en que la mezcla se hiciera con 10,0 %vol/vol de hidrógeno, según lo sugiere la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, y el precio de este producto fuera de 10 USD/kg, el impacto sería de 16,9 % en Bogotá, entre 15,5 % y 17,5 % en Medellín,⁴² 13,7 % en Cali, 12,9 % en Barranquilla, 14,9 % en Cartagena y 18,1 % en Bucaramanga. Ahora bien, si se hiciera una sustitución plena, el impacto sería de 523 % en Bogotá, entre 424 % y 478 % en Medellín, 374 % en Cali, 361 % en Barranquilla, 406 % en Cartagena y 536 % en

⁴² A diferencia de los demás mercados, el impacto en Medellín no es uniforme entre todos los estratos porque el componente fijo del costo unitario de prestación del servicio varía entre un estrato y otro.

Bucaramanga. Esto se ilustra en la siguiente tabla para los usuarios de estrato 1 de Bogotá, en la que nuevamente se considera un rango de precios del hidrógeno entre 7 y 15 USD/kg.

Escenario 1 - Hidrógeno: impacto tarifario para usuarios de estrato 1 en Bogotá ante un mayor contenido de hidrógeno

		Precio del hidrógeno (USD/kg)									
		7	8	9	10	11	12	13	14	15	
		Precio del hidrógeno (USD/MBTU)									
		52,0	59,4	66,9	74,3	81,7	89,2	96,6	104,0	111,5	
Hidrógeno %vol/vol	5%	6%	7%	7%	8%	9%	10%	10%	11%	12%	
	10%	12%	14%	15%	17%	19%	20%	22%	23%	25%	
	20%	26%	30%	33%	37%	40%	44%	47%	51%	54%	
	40%	62%	71%	79%	87%	96%	104%	112%	121%	129%	
	60%	116%	132%	147%	163%	178%	194%	209%	225%	240%	
	80%	204%	231%	258%	286%	313%	340%	368%	395%	422%	
100%	373%	423%	473%	523%	573%	623%	673%	723%	773%		

Vale la pena ahondar en este análisis. Una mezcla con 20 %vol/vol de hidrógeno, a un precio de 7 USD/kg, llevaría a un aumento de 26 % en las facturas de los usuarios de estrato 1 de Bogotá, mientras que la sustitución plena conduciría a un incremento de 373 %. Incluso, si fuera viable disponer de hidrógeno producido mediante electrólisis a un precio de 2 USD/kg, una mezcla con 20 %vol/vol significaría un aumento de 9 % en las facturas, mientras que la sustitución plena llevaría a un incremento del 123 %.

Se presenta el aumento estimado de las facturas mensuales, ponderado por el número de usuarios conectados en los mercados relevantes de las ciudades capitales objeto de análisis, si se hiciera la sustitución plena por hidrógeno, a un precio de 7 USD/kg.

Escenario 1 - Hidrógeno: aumento promedio ponderado en las facturas si el gas natural

se sustituye por hidrógeno a un precio de 7 USD/kg

Estrato	Aumento %	Aumento \$/factura
1	288%	47.879
2	323%	65.060
3	327%	133.419
4	325%	132.649
5	310%	157.290
6	315%	156.306

Así, en los mercados relevantes de las seis ciudades objeto de análisis, la sustitución plena del gas natural por hidrógeno a un precio de 7 USD/kg conduciría a un aumento promedio⁴³ de \$ 47.879 y \$ 65.060 en las facturas mensuales de los usuarios de estratos 1 y 2, respectivamente. Este mayor gasto implicaría para los hogares prescindir de los recursos que destinan para consumir otros bienes o servicios. Por ejemplo, teniendo en cuenta la información de la Encuesta Nacional de Presupuestos de los Hogares de 2017, publicada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (Dane), para un ingreso equivalente a un salario mínimo, un hogar de estrato 1 tendría que reducir en 26,3 % los recursos que destina a la compra de alimentos y bebidas no alcohólicas, mientras que un hogar de estrato 2 tendría que disminuirlo en 35,7 %.

Si todos los usuarios del servicio público domiciliario de gas natural distribuido por redes observaran estos incrementos en sus facturas, el mayor costo anual para los usuarios de estratos 1 y 2 ascendería a una suma del orden de \$ 4,27 billones, monto que

difícilmente podría financiarse con el Presupuesto General de la Nación.

Dados estos impactos, no es claro que exista espacio para la sustitución plena del gas natural por hidrógeno, incluso si el precio de este producto alcanzara los niveles que la Hoja de Ruta del Hidrógeno y el Hydrogen Council y McKinsey & Company estiman para el mediano y largo plazo.

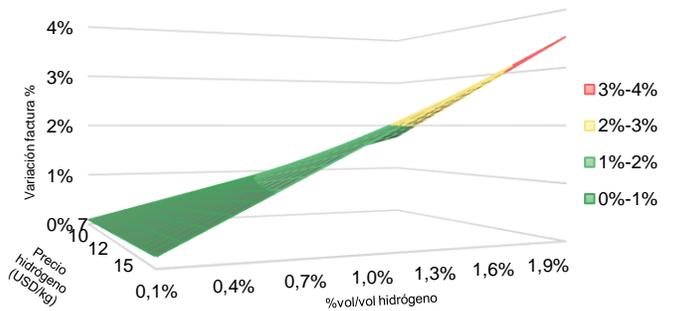
Escenario 2:

A continuación, se presentan modelos que contienen un ejemplo de los impactos tarifarios observados en el Escenario 2. Allí se presentan los cambios porcentuales en la factura mensual de un usuario de estrato 2 de Cali, que pasa de consumir 15 m³ de gas natural a un precio de 8 USD/MBTU, con un impuesto al carbono de 10 USD/Ton CO₂-eq, a una mezcla con hidrógeno entre 0,1 y 2,0 %vol/vol y precios del hidrógeno entre 7 y 15 USD/kg⁴⁴.

Escenario 2 - Hidrógeno: impacto tarifario para usuarios de estrato 2 en Cali

		Precio del hidrógeno (USD/kg)								
		7	8	9	10	11	12	13	14	15
		Precio del hidrógeno (USD/MBTU)								
		52,0	59,4	66,9	74,3	81,7	89,2	96,6	104,0	111,5
Hidrógeno %vol/vol	0,1%	0,09%	0,10%	0,11%	0,12%	0,13%	0,14%	0,15%	0,16%	0,17%
	0,2%	0,17%	0,19%	0,22%	0,24%	0,26%	0,28%	0,30%	0,33%	0,35%
	0,4%	0,34%	0,39%	0,43%	0,48%	0,52%	0,57%	0,61%	0,65%	0,70%
	0,6%	0,52%	0,58%	0,65%	0,72%	0,78%	0,85%	0,92%	0,98%	1,05%
	0,8%	0,69%	0,78%	0,87%	0,96%	1,05%	1,13%	1,22%	1,31%	1,40%
	1,0%	0,86%	0,98%	1,09%	1,20%	1,31%	1,42%	1,53%	1,64%	1,75%
	1,2%	1,04%	1,17%	1,31%	1,44%	1,57%	1,71%	1,84%	1,97%	2,11%
	1,4%	1,21%	1,37%	1,53%	1,68%	1,84%	1,99%	2,15%	2,31%	2,46%
	1,6%	1,39%	1,57%	1,75%	1,92%	2,10%	2,28%	2,46%	2,64%	2,82%
	1,8%	1,56%	1,76%	1,97%	2,17%	2,37%	2,57%	2,77%	2,97%	3,17%
2,0%	1,74%	1,96%	2,19%	2,41%	2,64%	2,86%	3,08%	3,31%	3,53%	

Escenario 2 - Hidrógeno: impacto tarifario para usuarios de estrato 2 en Cali



Si se toma como base de comparación el valor de las facturas con un precio del gas natural de 8 USD/MBTU y un impuesto al carbono de 10 USD/Ton CO₂-eq, una mezcla con 1,0 %vol/vol de hidrógeno a un precio de 15 USD/kg llevaría a que el menor impacto se presente en Cali, con un aumento de 1,75 % en las facturas, y el mayor en los estratos 1 y 2 de Medellín, con un aumento de 2,15 %. Si la mezcla se hiciera con 2,0 %vol/vol de hidrógeno a un precio de 7 USD/kg, el menor impacto se presentaría en Cali, con un incremento de 1,74 %, y el mayor en los estratos 1 y 2 de Medellín, con uno de 2,05 %.

Impacto tarifario de la mezcla con biometano

La mezcla con biometano conduciría a impactos con comportamientos similares, pero los órdenes de magnitud serían menores a los observados para la mezcla con hidrógeno.

⁴⁴Esto equivale a 52,01 a 111,45 USD/MBTU.

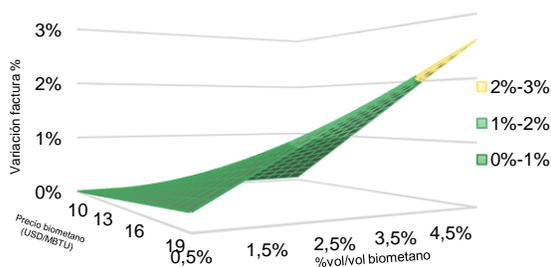
Escenario 3:

Se muestra un ejemplo de los impactos tarifarios bajo el Escenario 3, en el que la base de comparación es el valor de las facturas con los precios promedio del gas natural del primer semestre de 2024. En particular, allí se presentan los cambios porcentuales en la factura mensual de un usuario de estrato 3 de la ciudad de Barranquilla que consumía 15 m³ de gas natural y pasa a consumir una mezcla con biometano entre 0,5 y 5,0 %vol/vol, a precios entre 10 y 20 USD/MBTU.

Escenario 3 - Biometano: impacto tarifario para usuarios de estrato 3 en Barranquilla

Biometano %vol/vol	Precio del biometano (USD/MBTU)										
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,5%	0,00%	0,03%	0,06%	0,08%	0,11%	0,13%	0,16%	0,18%	0,21%	0,23%	0,26%
1,0%	0,01%	0,06%	0,11%	0,16%	0,21%	0,26%	0,31%	0,37%	0,42%	0,47%	0,52%
1,5%	0,02%	0,09%	0,17%	0,25%	0,32%	0,40%	0,47%	0,55%	0,62%	0,70%	0,78%
2,0%	0,02%	0,13%	0,23%	0,33%	0,43%	0,53%	0,63%	0,73%	0,83%	0,94%	1,04%
2,5%	0,03%	0,16%	0,28%	0,41%	0,54%	0,66%	0,79%	0,92%	1,04%	1,17%	1,30%
3,0%	0,04%	0,19%	0,34%	0,49%	0,64%	0,80%	0,95%	1,10%	1,25%	1,40%	1,56%
3,5%	0,04%	0,22%	0,40%	0,57%	0,75%	0,93%	1,11%	1,28%	1,46%	1,64%	1,82%
4,0%	0,05%	0,25%	0,45%	0,66%	0,86%	1,06%	1,26%	1,47%	1,67%	1,87%	2,07%
4,5%	0,06%	0,28%	0,51%	0,74%	0,97%	1,20%	1,42%	1,65%	1,88%	2,11%	2,33%
5,0%	0,06%	0,32%	0,57%	0,82%	1,07%	1,33%	1,58%	1,83%	2,09%	2,34%	2,59%

Escenario 3 - Biometano: impacto tarifario para usuarios de estrato 3 en Barranquilla



En este mismo escenario, si la mezcla se hiciera con 1,0 %vol/vol de biometano y el precio de este producto fuera de 20 USD/MBTU, el menor impacto tarifario se presentaría en Barranquilla, con un aumento de 0,52 %, y el mayor en Bucaramanga, con un aumento de

0,94 %. Si la mezcla se hiciera con 5,0 %vol/vol de biometano y el precio de este producto fuera de 10 USD/MBTU, el menor impacto se daría en Barranquilla, con un incremento de 0,06 %, y el mayor en Bogotá, con un aumento de 1,39 %.

Se presenta, para el primero de estos dos casos, el aumento estimado de las facturas mensuales ponderado por el número de usuarios conectados en los mercados relevantes de las seis ciudades capitales.

Escenario 3 - Biometano: aumento promedio ponderado en las facturas con una mezcla con 1,0 %vol/vol de biometano a un precio de 20 USD/MBTU

Estrato	Aumento %	Aumento \$/factura
1	0,7%	113
2	0,8%	153
3	0,8%	313
4	0,8%	311
5	0,7%	366
6	0,7%	366

Si todos los usuarios del país observaran estos incrementos en sus facturas, el mayor costo anual para los usuarios de estratos 1 y 2 ascendería a una suma del orden de \$ 10.000 millones, monto que podría financiarse con un mayor subsidio con cargo al Presupuesto General de la Nación.

Adicionalmente, se muestran los impactos para los usuarios de estrato 4 de Bucaramanga, en caso de que la mezcla con biometano varíe entre 5 % y 100 % y los precios de este producto varíen entre 10 y 20 USD/MBTU. Como se puede observar en la tabla, con un precio del biometano de 10

USD/MBTU, una mezcla con 20 %vol/vol llevaría a un aumento de 5,3 % en las facturas de los usuarios de estrato 4 de Bucaramanga, mientras que la sustitución plena conduciría a un incremento de 28,2 %.

Escenario 3 - Biometano: impacto tarifario para usuarios de estrato 4 en Bucaramanga ante un mayor contenido de biometano

		Precio del biometano (USD/MBTU)										
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Biometano %vol/vol	5%	1,3%	1,7%	2,0%	2,3%	2,7%	3,0%	3,3%	3,6%	4,0%	4,3%	4,6%
	10%	2,7%	3,3%	4,0%	4,6%	5,3%	6,0%	6,6%	7,3%	8,0%	8,6%	9,3%
	20%	5,3%	6,7%	8,0%	9,3%	10,7%	12,0%	13,4%	14,7%	16,0%	17,4%	18,7%
	40%	10,8%	13,5%	16,2%	18,9%	21,7%	24,4%	27,1%	29,8%	32,5%	35,2%	37,9%
	60%	16,4%	20,6%	24,7%	28,8%	32,9%	37,1%	41,2%	45,3%	49,4%	53,5%	57,7%
	80%	22,2%	27,8%	33,4%	39,0%	44,5%	50,1%	55,7%	61,3%	66,8%	72,4%	78,0%
	100%	28,2%	35,3%	42,4%	49,4%	56,5%	63,6%	70,6%	77,7%	84,8%	91,8%	98,9%

Si se hiciera la sustitución plena del gas natural por biometano, a un precio de 10 USD/MBTU, el aumento promedio ponderado por el número de usuarios conectados en los mercados relevantes de las ciudades capitales objeto de análisis se tendría el siguiente resultado.

Escenario 3 - Biometano: aumento promedio ponderado en las facturas si el gas natural se sustituye por biometano a un precio de 10 USD/MBTU

Estrato	Aumento %	Aumento \$/factura
1	12,8%	2.120
2	19,7%	3.970
3	21,5%	8.768
4	21,0%	8.553
5	18,5%	9.425
6	19,1%	9.493

Así, en los mercados relevantes de las seis ciudades objeto de análisis, la sustitución

plena del gas natural por biometano a un precio de 10 USD/MBTU conduciría a un aumento promedio⁴⁵ de \$ 2.120 y \$ 3.970 en las facturas mensuales de los usuarios de estratos 1 y 2, respectivamente. Siguiendo con el ejemplo presentado en el análisis del Escenario 1, para un ingreso equivalente a un salario mínimo, un hogar de estrato 1 tendría que reducir en 1,2 % los recursos que destina a la compra de alimentos y bebidas no alcohólicas, mientras que un hogar de estrato 2 tendría que disminuirlo en 2,2 %.

Si todos los usuarios del servicio público domiciliario de gas natural distribuido por redes observaran estos incrementos en sus facturas, el mayor costo anual para los usuarios de estratos 1 y 2 ascendería a una suma del orden de \$ 0,24 billones.

La magnitud de estos impactos es inferior a la que se observaría ante contenidos similares de hidrógeno, lo que podría abrir espacio para mezclas con un mayor contenido de biometano en la medida en que los precios de este producto tiendan a la baja. Esto también invita a una reflexión sobre la pertinencia de impulsar la mezcla de gas natural vehicular y biometano, lo cual implicaría cambios moderados en los precios pagados por los consumidores, pero tendría un impacto positivo en las finanzas públicas, en la medida en que la sustitución del diésel ayudaría a reducir los déficits futuros del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles.

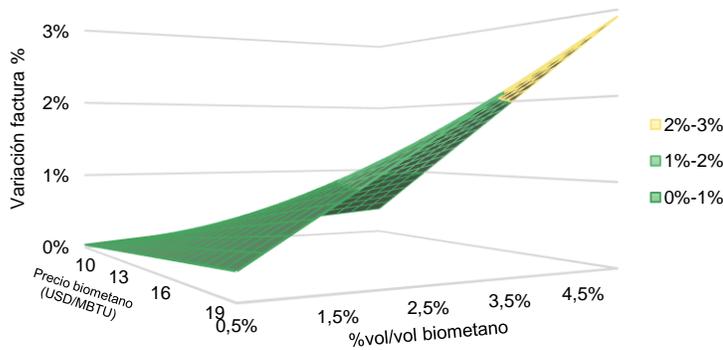
Escenario 4:

Finalmente, se muestra un ejemplo de los impactos bajo el Escenario 4. Allí se presentan los cambios porcentuales en la factura mensual de un usuario de estrato 4 de Medellín que pasa de consumir 15 m³ de gas natural a un precio de 8 USD/MBTU, con un impuesto al carbono de 10 USD/Ton CO₂-eq, a una mezcla con biometano entre 0,5 y 5,0 %vol/vol, con precios del biometano entre 10 y 20 USD/MBTU.

Escenario 4 - Biometano: impacto tarifario para usuarios de estrato 4 en Medellín

		Precio del biometano (USD/MBTU)										
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Biometano %vol/vol	0,5%	0,04%	0,06%	0,09%	0,11%	0,14%	0,16%	0,19%	0,22%	0,24%	0,27%	0,29%
	1,0%	0,07%	0,13%	0,18%	0,23%	0,28%	0,33%	0,38%	0,43%	0,48%	0,53%	0,58%
	1,5%	0,11%	0,19%	0,26%	0,34%	0,42%	0,49%	0,57%	0,65%	0,72%	0,80%	0,88%
	2,0%	0,15%	0,25%	0,35%	0,45%	0,56%	0,66%	0,76%	0,86%	0,96%	1,07%	1,17%
	2,5%	0,19%	0,31%	0,44%	0,57%	0,70%	0,82%	0,95%	1,08%	1,21%	1,33%	1,46%
	3,0%	0,22%	0,38%	0,53%	0,68%	0,83%	0,99%	1,14%	1,29%	1,45%	1,60%	1,75%
	3,5%	0,26%	0,44%	0,62%	0,79%	0,97%	1,15%	1,33%	1,51%	1,69%	1,87%	2,04%
	4,0%	0,30%	0,50%	0,70%	0,91%	1,11%	1,32%	1,52%	1,72%	1,93%	2,13%	2,34%
	4,5%	0,33%	0,56%	0,79%	1,02%	1,25%	1,48%	1,71%	1,94%	2,17%	2,40%	2,63%
	5,0%	0,37%	0,63%	0,88%	1,14%	1,39%	1,65%	1,90%	2,16%	2,41%	2,67%	2,92%

Escenario 4 - Biometano: impacto tarifario para usuarios de estrato 4 en Medellín



Conclusiones

La producción de hidrógeno y biometano, así como su mezcla con el gas natural que se distribuye por redes, son iniciativas alineadas con los objetivos que el Gobierno Nacional ha trazado en materia de disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y reindustrialización de la economía. Además, pueden significar una menor demanda de gas natural y así contribuir al abastecimiento de este energético.⁴⁶

Ahora bien, en la medida en que los precios del hidrógeno y el biometano sigan siendo superiores a los del gas natural, la mezcla implicaría un incremento en las facturas de los usuarios. Además, dado que el poder calorífico por unidad de volumen del hidrógeno es inferior al del gas natural, y que el del biometano es inferior al del gas natural de algunas fuentes, la mezcla también implicaría la necesidad de consumir un mayor volumen de producto para obtener una misma cantidad de energía; esto también conduciría a un incremento en las facturas pagadas por los usuarios.

Se espera que los precios del hidrógeno y el biometano tiendan gradualmente a la baja, teniendo en cuenta que para la producción del hidrógeno y el biometano se hace uso de procesos y equipos que aún pueden ser objeto de mejoras significativas en materia de diseño, avances tecnológicos y ganancias en economías de escala en la producción. Esto implicaría un menor impacto en las facturas del

servicio de gas natural y abriría espacio para aumentos de la mezcla.

Sin embargo, dado que el precio de la energía eléctrica es una variable crítica en estos procesos productivos, la competitividad del hidrógeno y el biometano está atada al reto que tiene el país para asegurar mayores eficiencias en la formación de este precio, a través de una mayor competencia en el mercado, producto de la expansión de la oferta, la atracción de nuevos agentes al mercado y la entrada oportuna de los proyectos de generación y transmisión. Esta y otras condiciones propias del mercado colombiano, llevan a que la pendiente de la reducción de los costos de producción del hidrógeno y el biometano en Colombia sea menor que la estimada por el Gobierno Nacional y varios analistas.

Por lo anterior, es deseable que se estructure un programa de mezclas que comience con un bajo contenido de hidrógeno o biometano, y que luego se aumente gradualmente, a medida que se concreten menores precios de los primeros productos. A manera de ejemplo, si se toman como base las tarifas pagadas por los usuarios residenciales del servicio de gas natural en la ciudad de Cartagena durante el primer semestre de 2024, el impacto tarifario de mezclar el gas natural con 1,0 %vol/vol de hidrógeno a un precio de 15 USD/kg sería un aumento de 2,54 %, mientras que el impacto de mezclarlo con 2,0 %vol/vol de hidrógeno a un precio de 7 USD/kg sería un aumento de 2,43 %.

⁴⁶ Siempre y cuando el gas natural no sea el insumo energético utilizado en la producción del hidrógeno.

Una forma de apalancar un programa de esta naturaleza es la apropiación de recursos adicionales en el Presupuesto General de la Nación para subsidiar los incrementos en las facturas de los usuarios de estratos 1 y 2. Por ejemplo, se requeriría del orden de \$ 30.000 millones anuales si se hiciera una mezcla con 1,0 %vol/vol de hidrógeno a un precio de 15 USD/kg, o del orden de \$ 10.000 millones anuales si la mezcla se hiciera con 1,0 %vol/vol de biometano y el precio de este producto fuera de 20 USD/MBTU.

Sin perjuicio de lo anterior, los análisis expuestos en este documento permiten concluir que en el corto plazo no habría lugar para la sustitución plena del gas natural por hidrógeno y que, aun si en el mediano y largo plazo se llega a los niveles de precios estimados por el Gobierno y algunos analistas, el espacio para elevar el contenido de hidrógeno sería limitado. Si se toma como base de comparación las tarifas pagadas por los usuarios de Bogotá durante el primer semestre de 2024, el impacto de sustituir plenamente el gas natural por hidrógeno a un precio de 7 USD/kg sería un aumento de 373 %;⁴⁷ si el precio fuera de 2 USD/kg, el aumento sería de 123 %.

Los impactos de la mezcla con biometano serían de una menor magnitud, pero aun así significarían un reto para la sustitución plena del gas natural. Si se toma la misma base de comparación de los ejemplos anteriores, esta vez para los usuarios de Bucaramanga, la sustitución plena con biometano implicaría un aumento de 64 % en las facturas si el precio

del biometano fuera de 15 USD/MBTU, y de 28 % si el precio fuera de 10 USD/MBTU.⁴⁸

Dado que estos impactos serían inferiores a los observados ante contenidos similares de hidrógeno, esto abre espacio para mezclas con un mayor contenido de biometano. También indica la pertinencia de impulsar la mezcla de gas natural vehicular y biometano, lo cual redundaría en un alivio para las finanzas públicas.

Todo lo anterior lleva a unas reflexiones en relación con el mercado colombiano de gas natural. Por una parte, pese a la importancia de avanzar en la producción y la mezcla de energéticos como el hidrógeno y el biometano, no es viable pensar en estos productos como sustitutos del gas natural a corto plazo, no solo por la carencia de su producción, sino también por el nivel de sus precios; esta afirmación sigue siendo válida para el hidrógeno a mediano y largo plazo. En tal sentido, es relevante promover nuevas inversiones en la exploración de hidrocarburos y mejorar la coordinación entre el Gobierno Nacional y la industria en los procesos de evaluación de los descubrimientos anunciados y desarrollo de los campos para los que se declare la comercialidad.

Finalmente, cabe recordar que los análisis presentados en este documento se basan en algunos supuestos de orden normativo, que denotan la importancia de avanzar en una agenda legislativa y regulatoria que permita concretar la distribución de las mezclas por las redes de gas natural. Por ejemplo, se asume

⁴⁷ La sustitución plena del gas natural por hidrógeno en los mercados relevantes de las seis ciudades objeto de análisis, a un precio de 7 USD/kg, conduciría a un aumento promedio de \$ 47.880 y \$ 65.060 en las facturas mensuales de los usuarios de estratos 1 y 2, respectivamente.

⁴⁸ La sustitución plena del gas natural por biometano en los mercados relevantes de las seis ciudades objeto de análisis, a un precio de 10 USD/MBTU, conduciría a un aumento promedio de \$ 2.120 y \$ 3.970 en las facturas mensuales de los usuarios de estratos 1 y 2, respectivamente.

que es viable extender el régimen de subsidios y contribuciones a las mezclas de gas natural con hidrógeno y biometano, y que es posible remunerar las mezclas mediante la aplicación de las fórmulas tarifarias definidas en la regulación vigente.

Estos esfuerzos en materia normativa también tendrían que complementarse con las

evaluaciones de posibles ajustes en los cargos por el uso del sistema nacional de transporte y de las redes de distribución. Para efectos de este análisis, se ha asumido que no habría cambios en estas tarifas; sin embargo, es previsible que el transporte y la distribución de las mezclas demande nuevas inversiones y cambios en los gastos de administración, operación y mantenimiento.

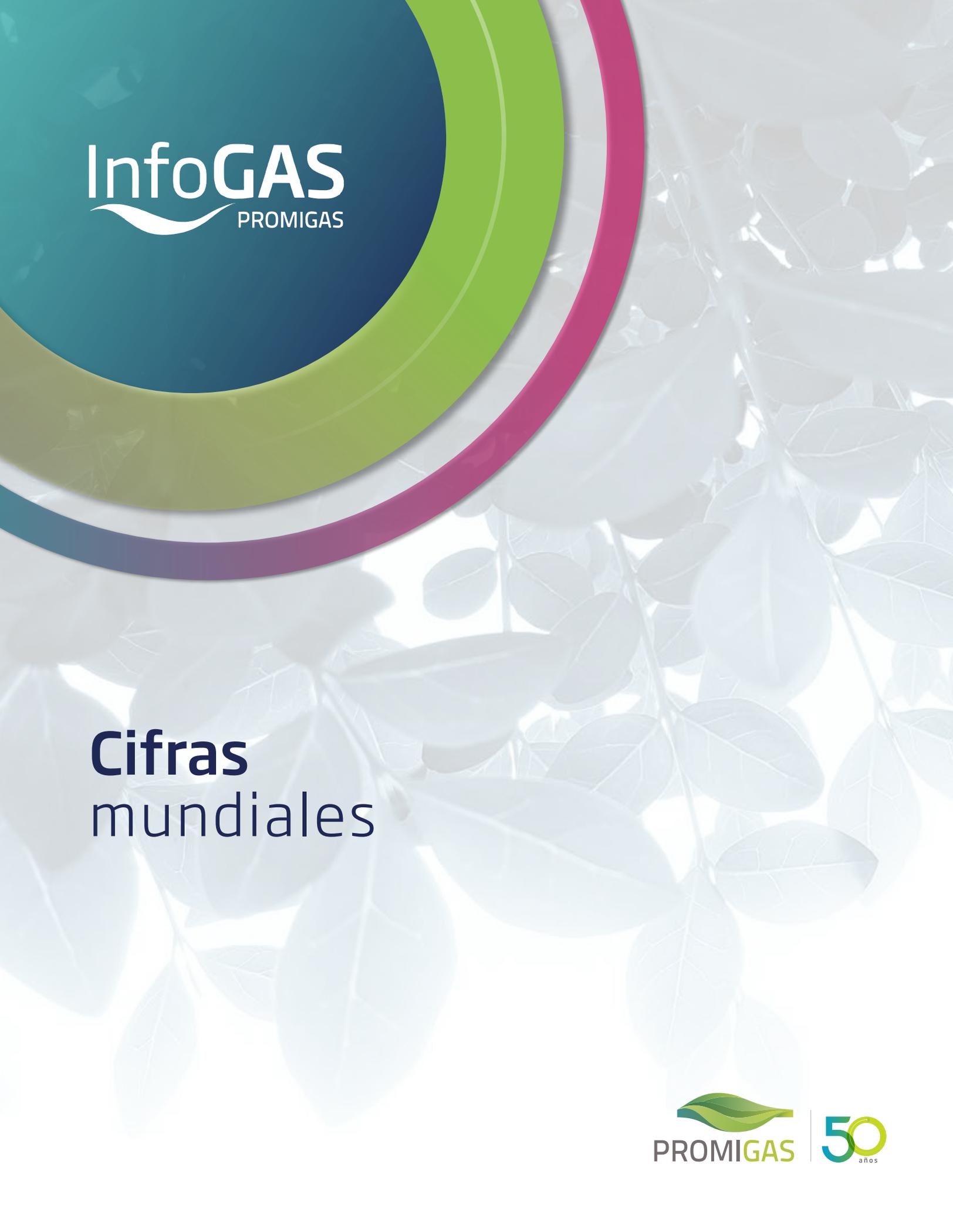


Gas natural en el contexto internacional: 2019-2023





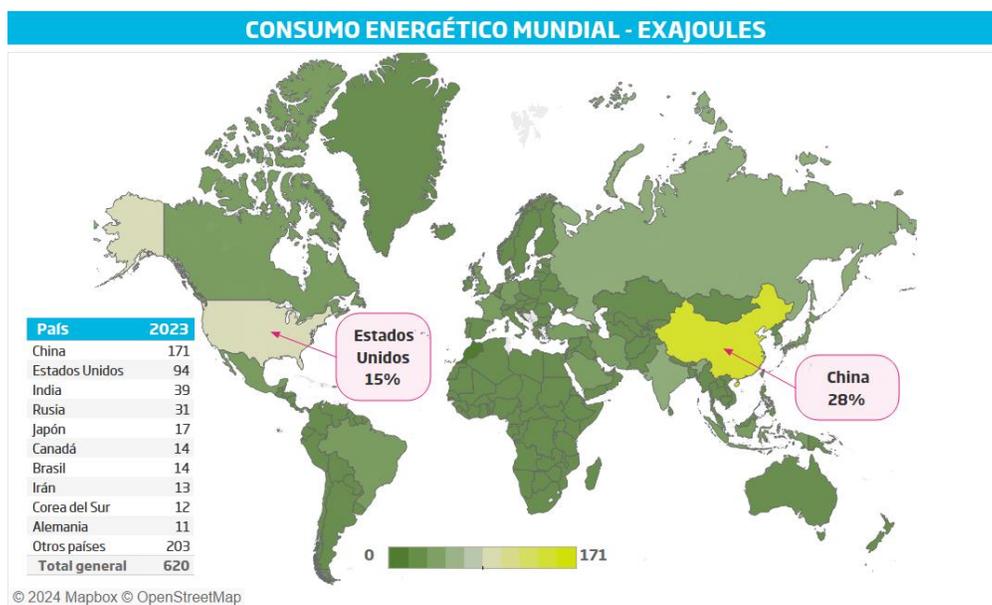
InfoGAS
PROMIGAS



Cifras mundiales

Cifras mundiales

Matriz energética y emisiones de CO₂



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

China (28 %) y Estados Unidos (15 %) son los países con mayor consumo energético en el mundo, entre estas dos potencias alcanzan una participación de 43% del consumo mundial total.

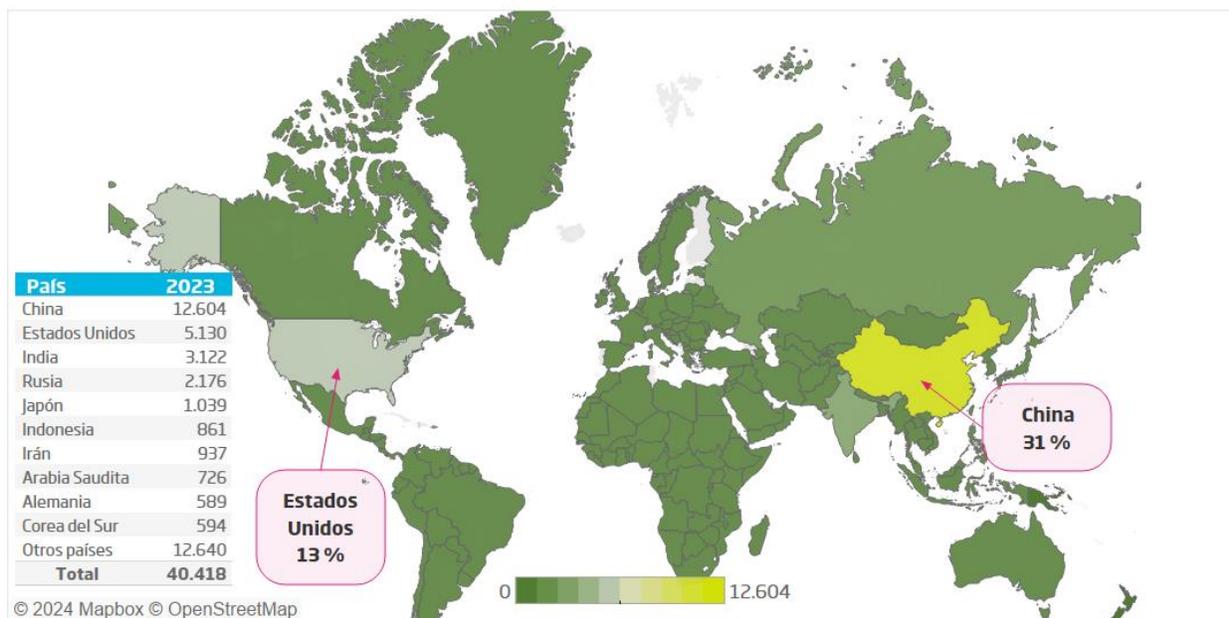


Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

La participación conjunta de petróleo y carbón, combustibles fósiles altamente contaminantes, en la matriz energética mundial a cierre de 2023 alcanzó 58 %, escasamente una disminución de 2 p.p. con respecto a 2019 que fue de 60 %.

En este último lustro, las renovables crecieron a un TACC de 15 %, sin embargo, según científicos este ritmo de crecimiento no es suficiente para alcanzar los propósitos de Cero Emisiones Netas antes de 2050 trazados en las COP.

EMISIONES DE CO₂ 2023 - Mteq

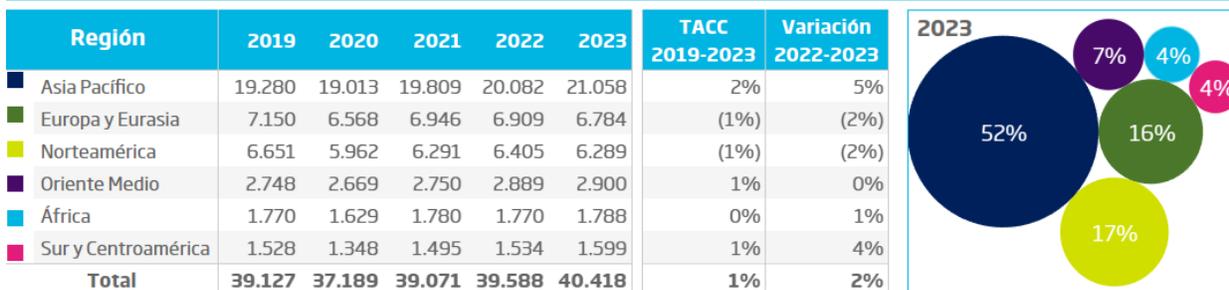


Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

Asia Pacífico es la región del mundo con las cifras más altas de emisiones de CO₂, una participación de 52 % del total mundial.

EMISIONES DE CO₂ - Mteq



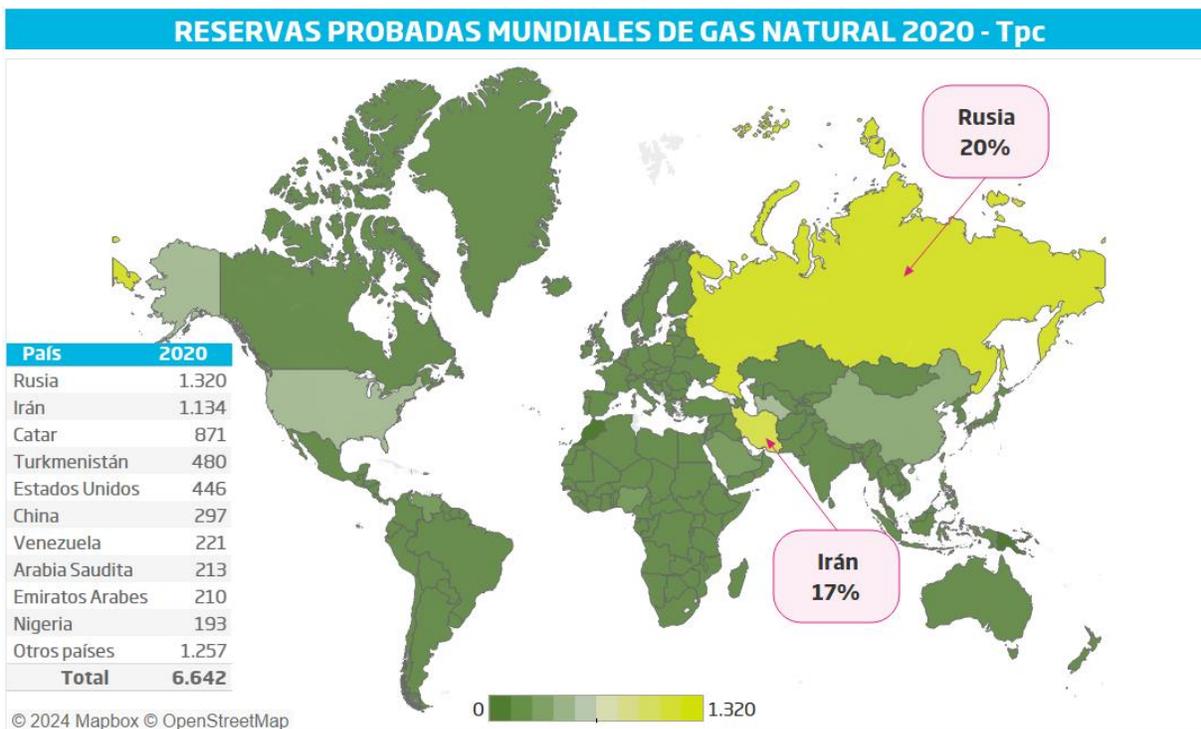
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.

No se detiene el crecimiento de las emisiones de CO₂ a nivel mundial. La región Asia Pacífico, con China a la cabeza, no solo continúa liderando este renglón, sino que, además, fue la de mayor crecimiento en el quinquenio, 2 %, con un 5 %

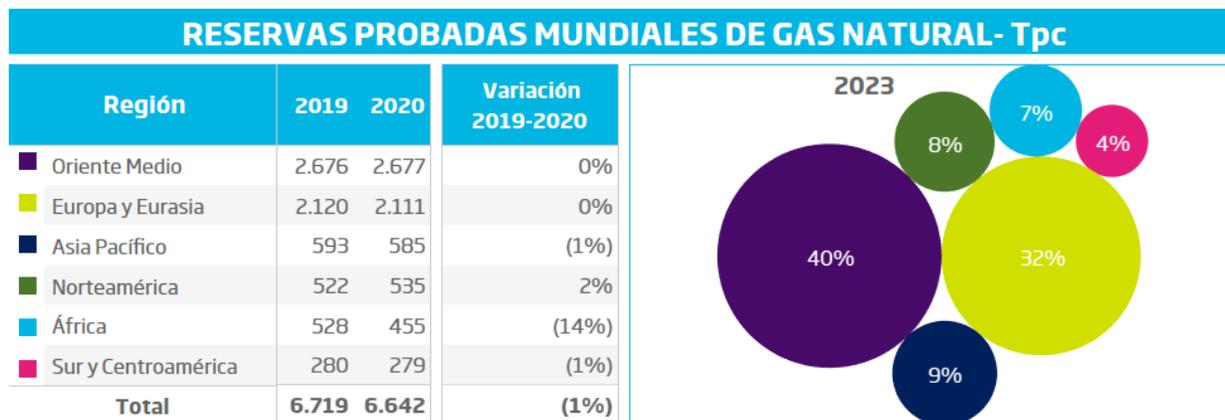
en 2023. No obstante, lo anterior, regiones como Europa-Eurasia y Norteamérica presentaron disminuciones de (1 %) en su nivel de emisiones en el periodo en estudio, lo que ha generado buenas expectativas al respecto.

Reservas



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

Rusia e Irán, son los líderes mundiales históricos en reservas probadas de gas natural, por más de tres décadas estas naciones han liderado este rubro tan importante y estratégico para el sector.

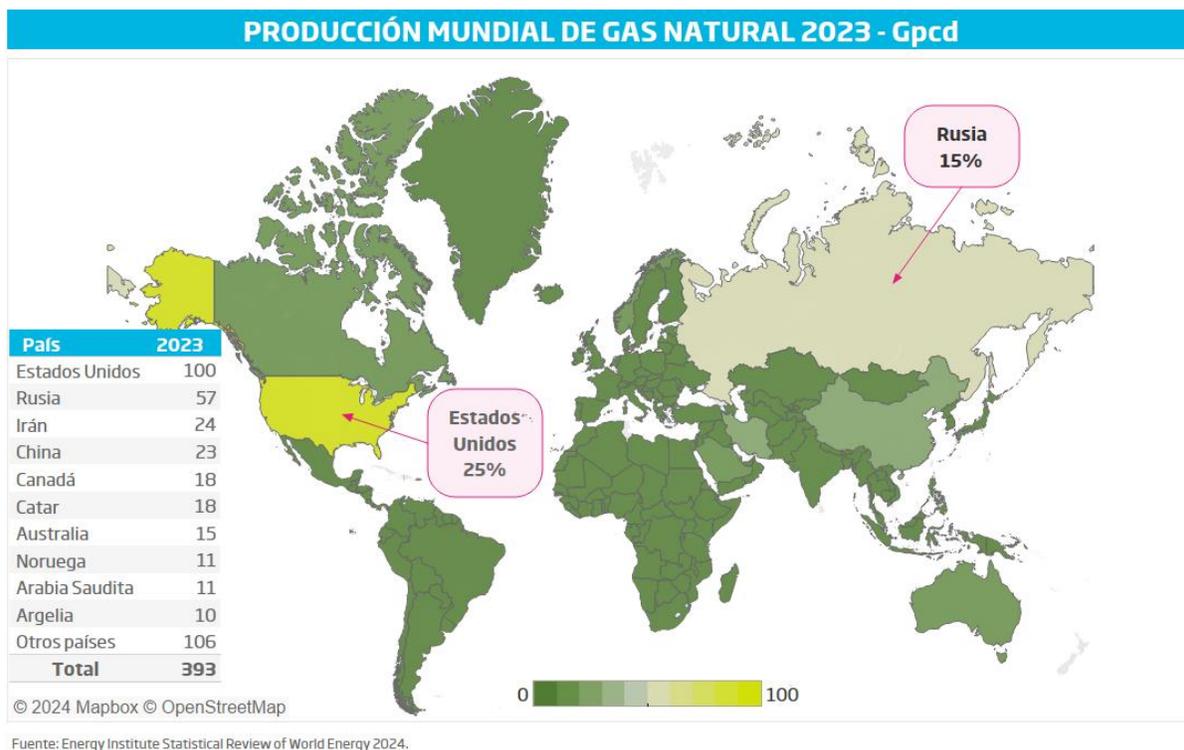


Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

La mitad de las reservas probadas de gas natural del mundo se encuentran concentradas en tres naciones: Rusia (20 %), Irán (17 %) y Catar (13 %). Este cálculo se realizó con cifras de 2020, ya

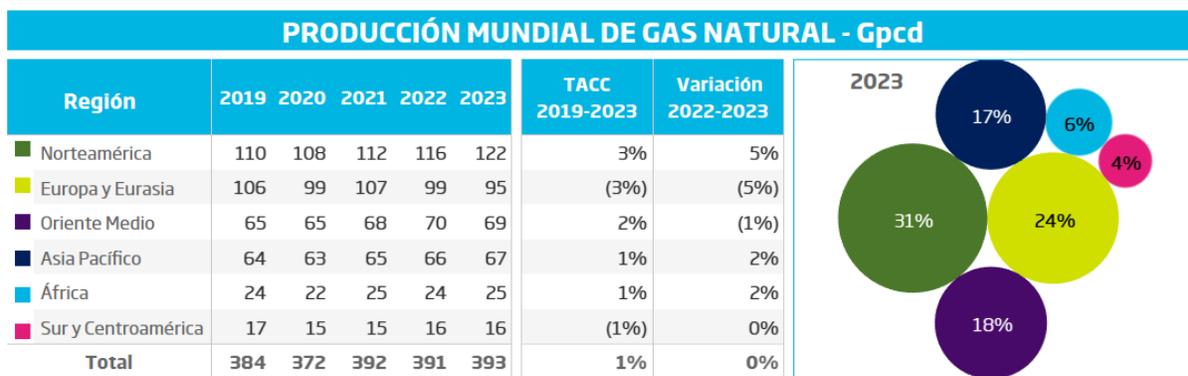
que las fuentes históricas confiables que cuantifican este rubro, llevan tres años desactualizadas.

Producción



Estados Unidos es el líder en la producción mundial de gas natural, sustentado en el gran desarrollo del *shale gas* en la última década. A 2021, la participación de este alcanzó un 74 % del total de la producción.

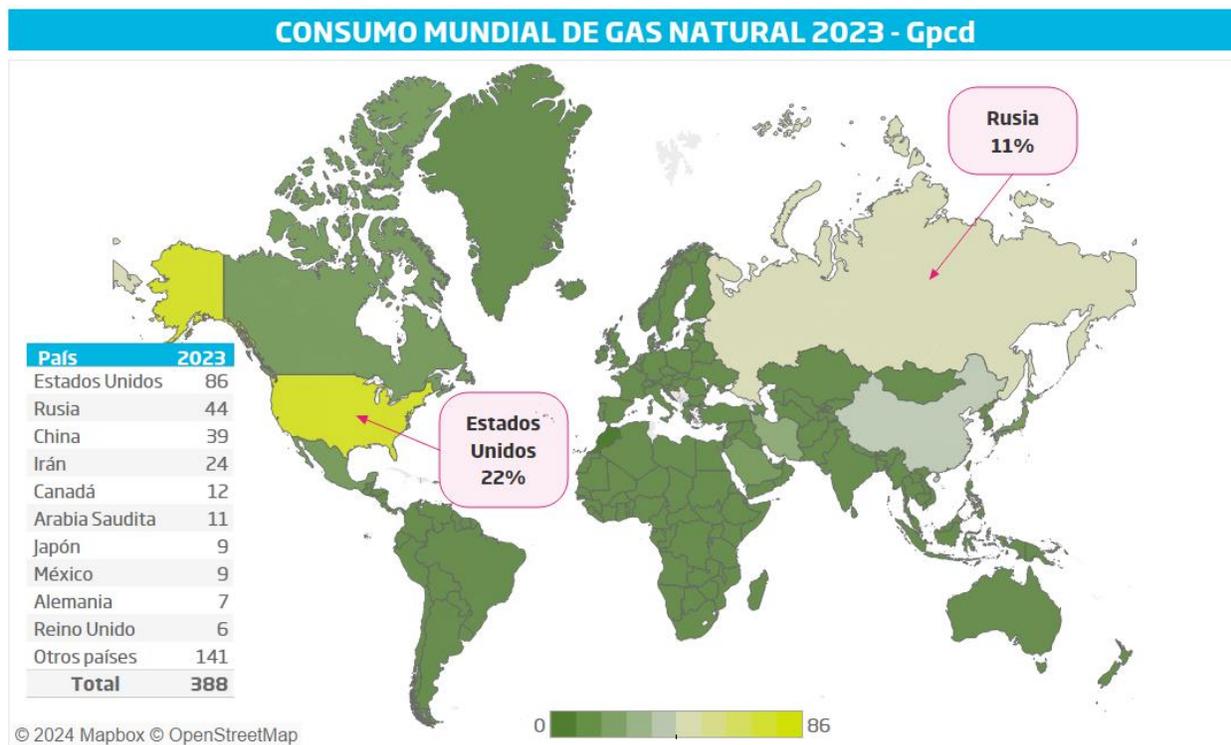
<https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm>.



Norteamérica, como resultado de récords históricos en la producción de gas natural en Estados Unidos en los últimos tres años, continúa, a cierre de 2023, liderando la producción mundial de este energético, e,

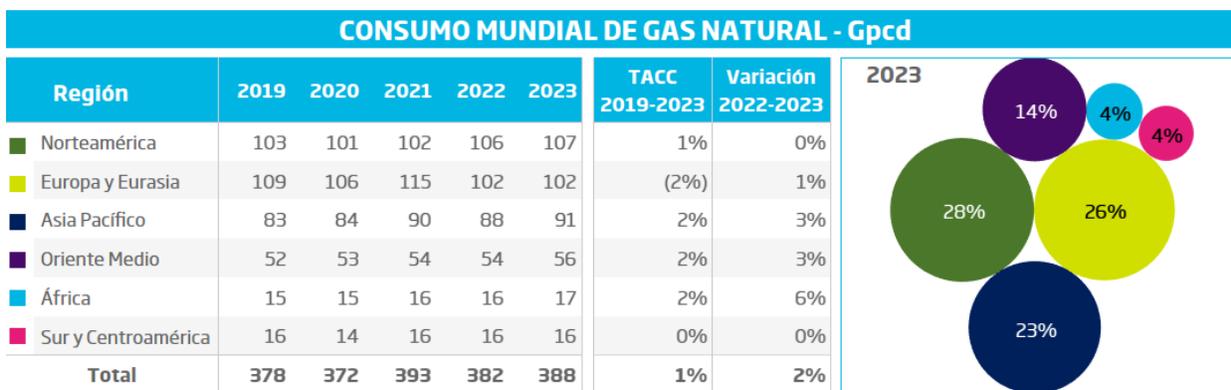
inclusive, incrementando su participación en el total mundial. En contraste, la producción de Europa y Eurasia, por segundo año consecutivo sufrió fuertes descensos como consecuencia de la menor producción de Rusia.

Consumo



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

Norteamérica, a expensas de Europa y Eurasia, lidera, por segundo año consecutivo, el consumo mundial de gas natural, entre otras razones por la reducción de las importaciones de Rusia a la Unión Europea.



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Europa-Eurasia lideró el consumo mundial de gas hasta 2021 con 115 Gpcd. En los últimos dos años el consumo de esta región se vio afectado por el cese de las exportaciones de gas ruso a Europa. Esta región fue el principal mercado del

gas ruso, pero ha recibido mucho menos gas como consecuencia de la respuesta política al conflicto de Rusia y Ucrania. Parte de este suministro se reemplaza con GNL, pero muchos países no cuentan con infraestructura para ello.

Precios internacionales de gas natural y otros *commodities*

El último lustro será recordado como uno de los períodos en la historia de mayor turbulencia y volatilidad para los precios internacionales de gas natural y otros *commodities* energéticos. Dos eventos traumáticos a nivel mundial como

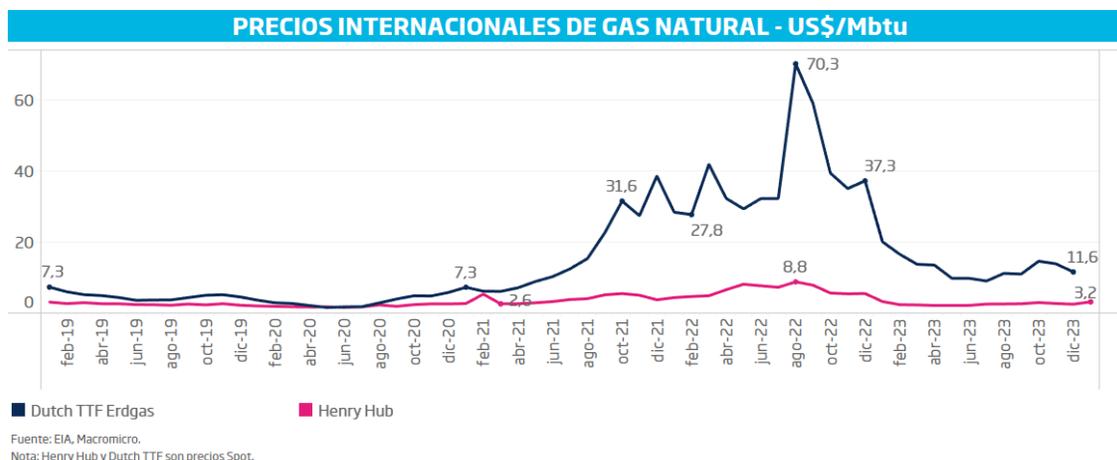
fueron la pandemia del Covid-19 (2020-2021) y el inicio del conflicto Rusia-Ucrania (2022), que ocasionó el corte del suministro de gas ruso a gran parte de Europa, causaron máximo estrés en los precios alrededor del mundo.



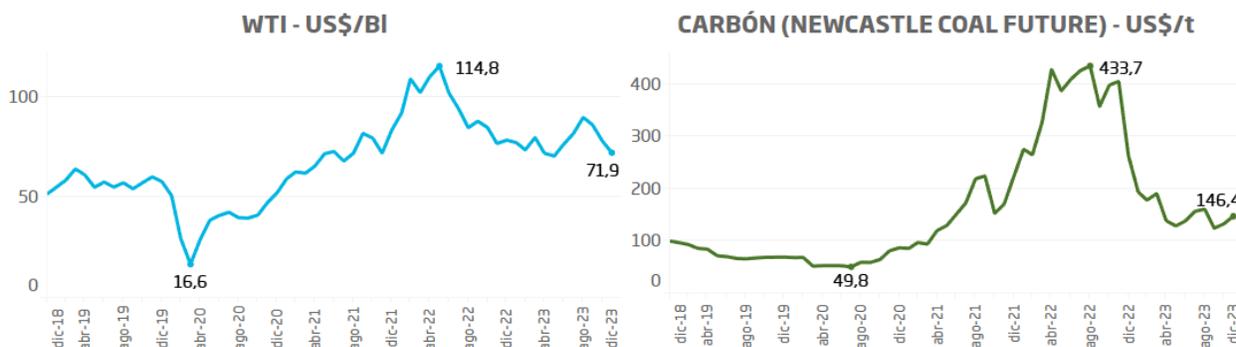
Fuente: EIA, Macromicro.
Nota: Henry Hub y Dutch TTF son precios Spot.

Si bien, la volatilidad de precios se dio para todos los *commodities* energéticos, el Dutch TTF Erdgas, referente para el gas alemán, fue el más

afectado, pues en agosto de 2022 tuvo un pico máximo de 70,3 US\$/Mbtu, cifra 17 veces mayor al promedio de los tres años anteriores.



PRECIOS INTERNACIONALES DE COMMODITIES ENERGÉTICOS



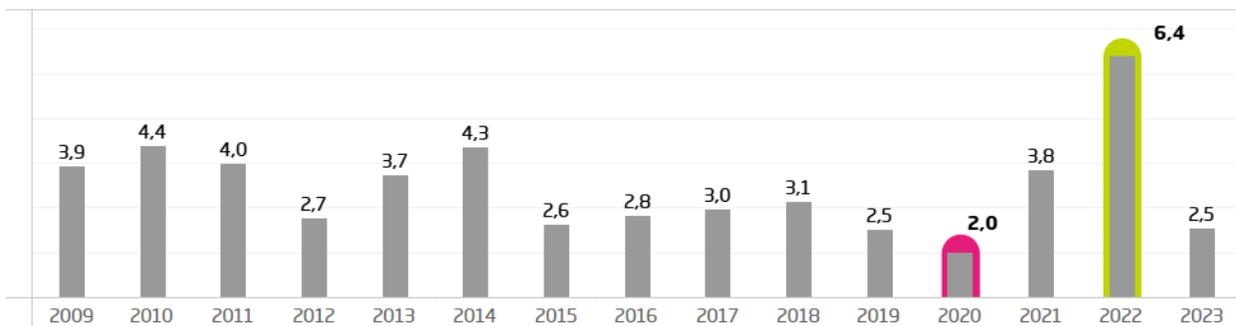
Fuente: EIA, los precios del carbón, tomados de la página Macromicro.

En el periodo en estudio, 2019-2023, después de unos precios mínimos de los principales *commodities* del sector energético, entre abril y julio de 2020, motivados por la pandemia mundial del Covid-19, se produjo una tendencia alcista que alcanzó unos picos máximos entre

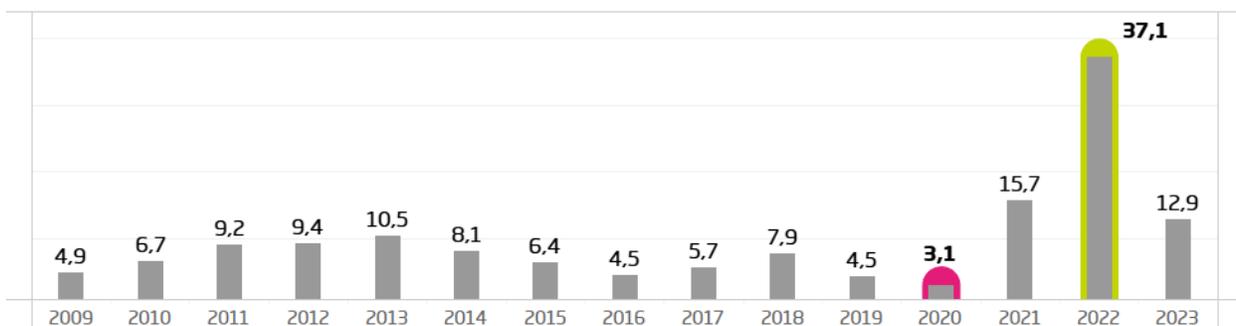
abril y julio de 2022, en plena crisis energética en Europa, ocasionada por el conflicto ruso-ucraniano. A partir de ese momento se inició una corrección en los precios hasta finales de 2023, la cual ha sido más pronunciada en los casos del carbón y el gas natural que en el del petróleo.

PRECIOS PROMEDIOS INTERNACIONALES DE GAS NATURAL

Henry Hub (US) - US\$/Mbtu

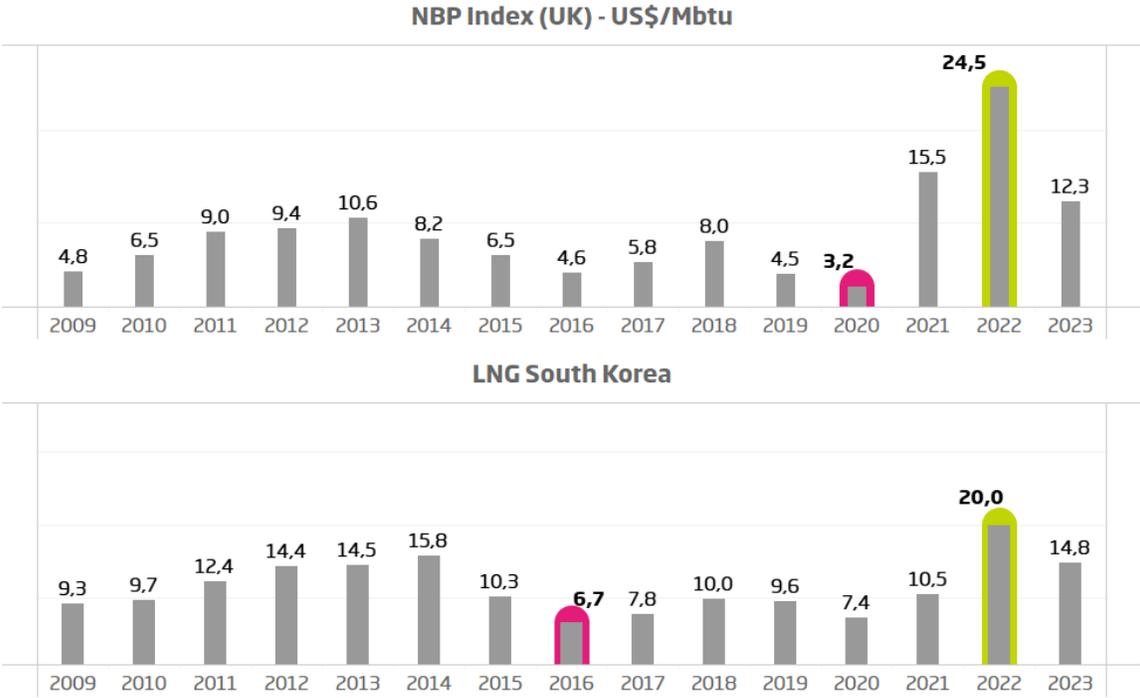


Netherlands TTF index (Países Bajos) - US\$/Mbtu



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

PRECIOS PROMEDIOS INTERNACIONALES DE GAS NATURAL



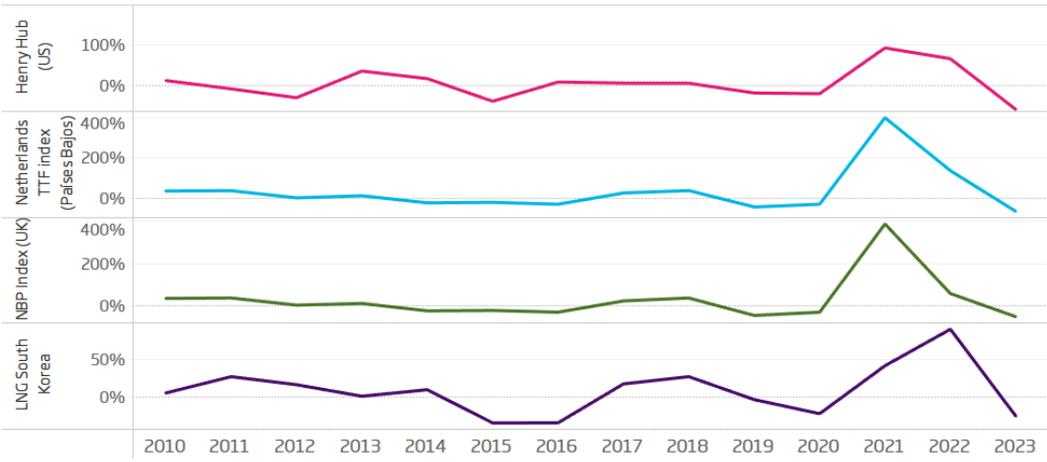
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Los precios de GNL en Asia resultan primordiales en la fijación del precio global del gas, ya que influyen en los flujos comerciales mundiales, dado al alto crecimiento de este mercado, originado en parte por la eliminación gradual del carbón y la fragmentación de precios por los contratos bilaterales a largo plazo. Por su parte,

los mercados de gas en Europa ofrecen una amplia gama de precios *spot*, al tratarse de un mercado maduro que, antes de la guerra Rusia-Ucrania, mostraba un lento potencial de crecimiento.

Fuente: Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica julio de 2023 diciembre 2050, UPME, 2023.

VARIACIÓN ANUAL PRECIOS INTERNACIONALES DE GAS NATURAL



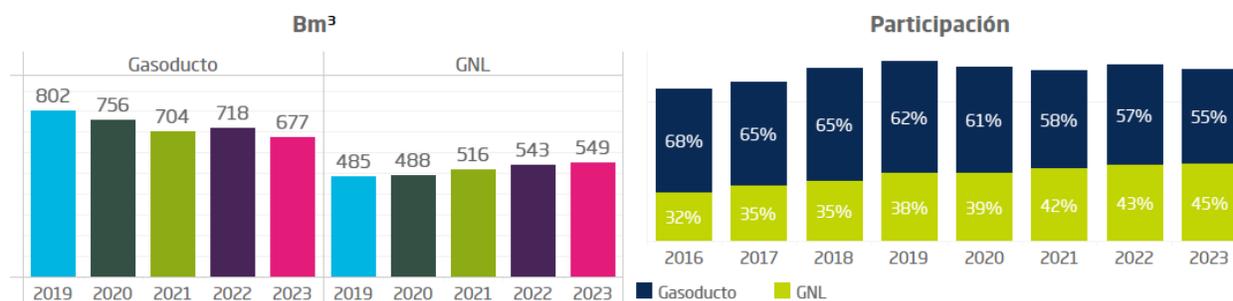
Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Comercio internacional de gas natural

Año tras año, el comercio mundial de gas natural a través de GNL sigue ganando participación en el comercio de este energético vía gasoductos. Mientras que, en 2016, la participación del

comercio de GNL del total era solo 32%, en 2023, dicha participación ascendió a 45%, es decir, en el transcurso de siete años se ganó un total de 13 puntos porcentuales.

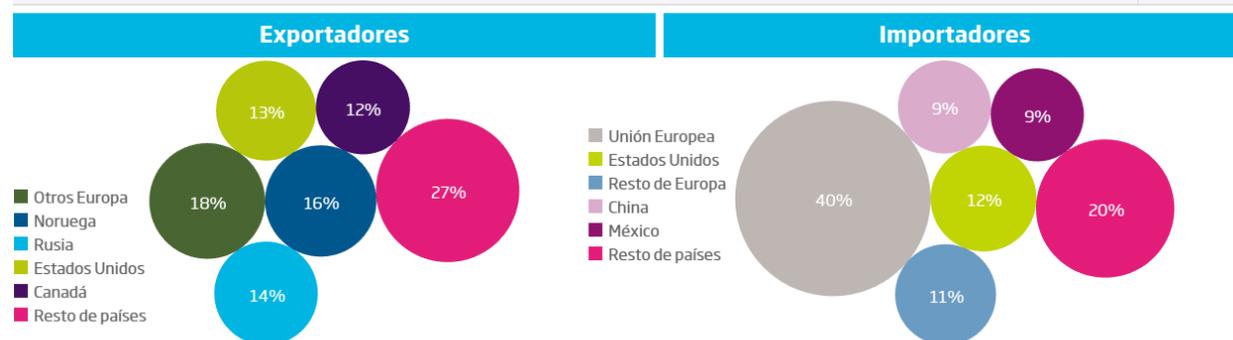
COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS 2023 - Bm³

Países importadores	Países exportadores									Total general
	Otros Europa	Noruega	Rusia	Estados Unidos	Canadá	Turkmenistán	Argelia	Azerbaiyán	Otros países	
Unión Europea	113,6	85,1	25,7				30,6	11,7	2,4	269,1
Estados Unidos					79,0				0,0	79,0
Resto de Europa	4,9	25,5	24,1					11,9	5,2	71,7
China			21,3			30,5			9,5	61,3
México				61,1						61,1
Canadá				28,0						28,0
Emiratos Árabes Unidos									18,0	18,0
Bielorrusia			16,8							16,8
Otros países	1,1	7,5				9,0	3,9	0,3	50,2	72,0
Total	119,5	110,7	95,4	89,1	79,0	39,5	34,5	23,9	85,3	677,0



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

En 2023, Noruega se convirtió en el máximo exportador mundial de gas natural a través de gasoductos. Este país nórdico se consolidó como el mayor proveedor de gas por este medio a las

naciones europeas, dado que las importaciones procedentes de Rusia cayeron 42 % por las razones antes expuestas a lo largo de este informe.

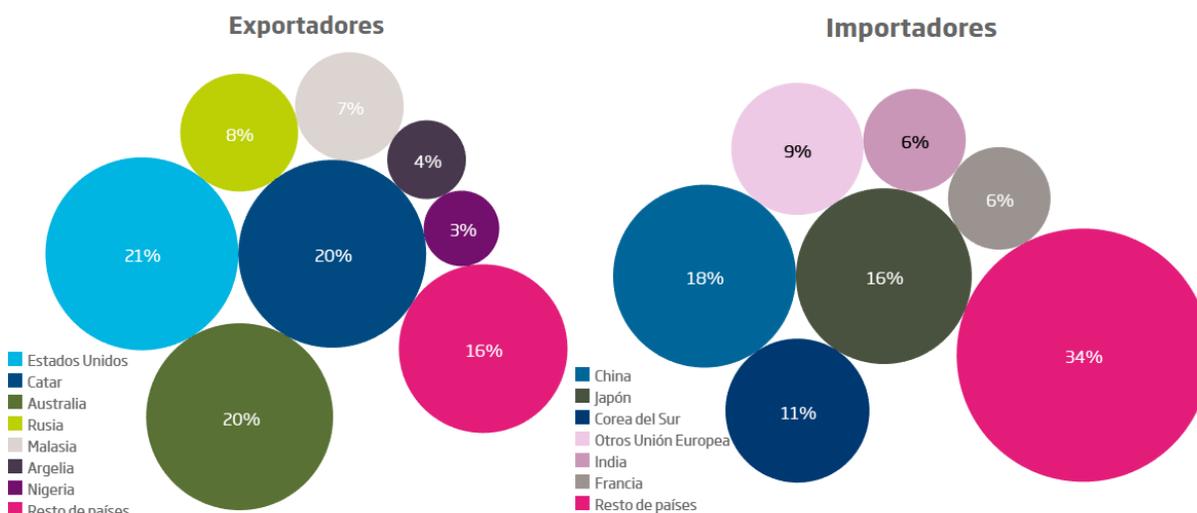
GAS NATURAL LICUADO (GNL) 2023 - Bm ³										
Países importadores	Países exportadores									Total
	Estados Unidos	Catar	Australia	Rusia	Malasia	Argelia	Nigeria	Indonesia	Otros países	
China	4,3	22,9	33,0	11,0	9,7	0,5	1,6	5,5	9,4	97,8
Japón	7,5	4,0	37,5	8,4	14,3	0,1	0,3	4,1	14,1	90,3
Corea del Sur	7,1	11,8	14,3	2,3	8,3	0,2	0,8	4,0	11,9	60,6
Otros Unión Europea	32,4	3,2		2,5		0,7	2,5	0,1	9,7	51,0
India	4,4	15,0	0,5	0,6	0,0	0,5	1,0	0,0	9,1	31,0
Francia	13,2	2,3		4,8		5,6	0,6		4,2	30,7
Taiwán	2,7	7,6	11,0	0,8	0,9		0,4	0,6	3,4	27,4
España	7,4	1,3	0,0	6,5		1,8	4,8	0,0	3,0	24,9
Reino Unido	11,6	2,8		0,0		0,5	0,5		4,1	19,4
Italia	5,3	6,7		0,3		2,3	0,3		1,4	16,3
Turquía	3,8	0,0		1,4		6,1	0,5	0,0	3,0	14,8
Bélgica	2,6	4,6		3,9		0,2	0,1		0,5	11,8
Otros países	12,1	26,2	11,2	0,4	3,1	0,6	4,0	1,8	13,6	73,1
Total	114,4	108,4	107,4	42,7	36,3	19,0	17,5	16,1	87,4	549,2

Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

En 2023, Estados Unidos se convirtió en el líder exportador de GNL, al superar a Catar y a Australia, países con los cuales ha venido sosteniendo una fuerte competencia en este renglón desde inicios del lustro. Este trio de exportadores alcanzó en 2023 una

participación de 61% del total exportado. Las exportaciones de Estados Unidos siguieron aumentando en el último año (+10%), gracias a que desde 2022 el mercado europeo dejó de importar gas ruso, por lo que Estados Unidos puso en marcha nuevas plantas de licuefacción.

GAS NATURAL LICUADO (GNL) - 2023



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Un 50 % del GNL importado a nivel mundial en 2023, recayó sobre las potencias comerciales del Lejano Oriente; China (18 %), Japón (16 %), Corea del Sur (11 %) y Taiwán (5 %). Otro mercado en ascenso es la UE, sus importaciones de GNL pues sus importaciones se dispararon

desde 2022 (+62 %), al duplicarse en Francia y en Países Bajos y aumentar más de 40 % en España y Polonia para compensar la reducción del gas ruso. A 2023, la participación de la UE del total importado es cercano a 31 %.

Gas natural vehicular

CIFRAS ACTUALES DE VEHÍCULOS GNV EN EL MUNDO			
Top 10	País	Vehículos (Millones)	Penetración parque automotor
1	China	6.0	4%
2	Irán	4.5	20%
3	India	3.1	2%
4	Pakistán	3.0	14%
5	Brasil	2.1	5%
6	Argentina	1.6	15%
7	Italia	1.1	3%
8	Tailandia	0.6	4%
9	Colombia	0.6	3%
10	Turquía	0.5	2%

Fuente: Elaborado por Promigas con distintas fuentes de información: <<https://www.csis.org/analysis/pathways-developing-natural-gas-vehicle-market>>; <<https://www.globenewswire.com/news-release/2023/10/26/2767725/0/en/Global-Natural-Gas-Vehicles-NGVs-Strategic-Research-Report-2023-An-Additional-17-1-Million-Vehicles-Projected-by-2030-Growing-Competition-from-Liquid-Biofuels-Pose-a-Challenge-to-M.html>>; <<https://www.maximizemarketresearch.com/market-report/india-cng-and-lpg-vehicles-market/20201/>>.

Medidas gubernamentales y experiencia de GNV en el mundo

En los últimos años, el sector del gas natural y la automoción han experimentado avances significativos que destacan el compromiso global con la sostenibilidad y la modernización. A continuación, se presentan tres iniciativas que reflejan cómo diferentes regiones están abordando el desafío de una movilidad más limpia y eficiente. Estos avances no solo subrayan la importancia de innovaciones tecnológicas y estrategias gubernamentales, sino que también destacan el papel crucial que juega la cooperación internacional y la visión a largo plazo en la transformación del sector energético y automotriz.

- Expansión de la red de estaciones de GNC en India: En noviembre de 2023, el Gobierno de la India se ha comprometido a expandir significativamente la red de estaciones de gas natural comprimido vehicular (GNCV), para lo que ha establecido un objetivo ambicioso de aumentar el número de estaciones de 6.000 a 17.700 en 2030. Este compromiso se ha visto reforzado con el lanzamiento de la duodécima ronda de licitación de Distribución de Gas Ciudad (CGD) en octubre. Esta iniciativa estratégica está diseñada para cerrar las brechas existentes en la infraestructura de gas, y se espera que impulse sustancialmente el crecimiento del mercado de vehículos de GNC.
- Producción a gran escala de vehículos de GNC y eléctricos en Nigeria: En junio de 2023, el Consejo Económico Nacional (NEC), de Nigeria, ha aprobado la iniciativa propuesta por el Consejo Nacional de Diseño y

Desarrollo Automotriz (NADDC) para iniciar la producción a gran escala de vehículos eléctricos y vehículos impulsados por gas natural comprimido. Esta medida busca diversificar y modernizar el sector automotriz del país, alineándose con las tendencias globales hacia la sostenibilidad y la reducción de emisiones.

- **Innovación en sostenibilidad: Suzuki y el uso de biometano:** En enero de 2023, Suzuki Motor Corporation (SMC) ha revelado su plan innovador para alimentar sus vehículos de GNC utilizando biometano producido a partir de residuos de origen bovino. Este anuncio se realizó junto a la divulgación de un Memorando de Entendimiento (MoU) firmado entre Maruti Suzuki y el Consejo Nacional de Desarrollo Lechero (NDDDB), el mayor fabricante de productos lácteos en Asia. Esta iniciativa forma parte de la estrategia de crecimiento de SMC, que proyecta una mirada hacia el año 2030, y refleja un compromiso con la sostenibilidad y la innovación en la industria automotriz.

Fuente: Mordor Intelligence.
<https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/cng-lpg-vehicle-market>.

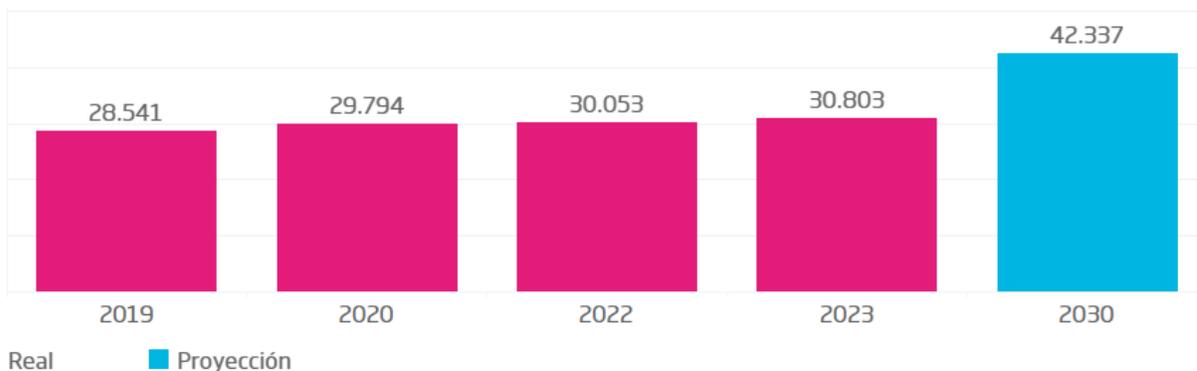
La demanda de vehículos con combustibles de bajas emisiones, como el GNV, está en ascenso globalmente, según Mordor Intelligence, destacada organización en investigación de mercados. Este aumento se debe a la creciente conciencia sobre la calidad del aire y la necesidad de soluciones más sostenibles, además de las variaciones en los precios del petróleo a nivel internacional.

Por otro lado, Global Industry Analysts destaca que China, la segunda economía más grande del mundo, proyecta un mercado de 9,9 millones de unidades de vehículos a GNV para 2030. Otros mercados prometedores incluyen Japón, que experimentará un crecimiento del 4,9 %, y Canadá, con un aumento del 5,5 % entre 2022 y 2030. En Europa, Alemania liderará con un crecimiento del 5,7 %. En la región Asia-Pacífico, Australia, India y Corea del Sur se destacan, con la región alcanzando un total de 11,6 millones de unidades para 2030.

Fuente: <<https://www.gasvehicular.com/index.php/edicion-48/item/805-panorama-mundial-del-gas-vehicular>>

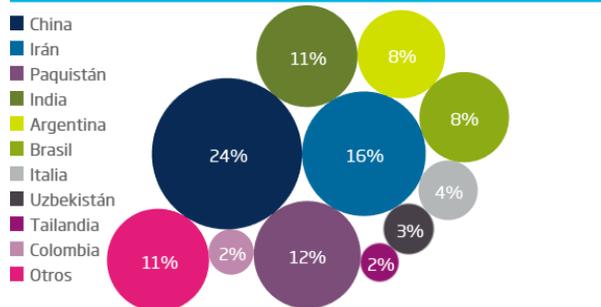
VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV EN EL MUNDO

Cifras en miles



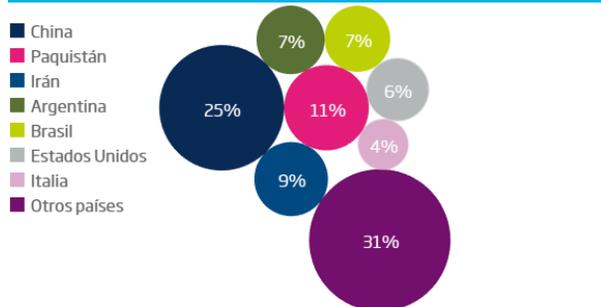
Fuente: Elaborado por Promigas con diferentes fuentes de información: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Global Natural Gas Vehicle Statistics, NGVA Europe, Automotive Natural Gas Vehicle (NGV), market analysis 2016 - 2028, Grand View Research. Proyección tomada de la Revista Gas Vehicular No. 52, mayo de 2023, www.gasvehicular.com, además de noticias del sector.

VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV EN EL MUNDO 2023



Fuente: Elaborado por Promigas con diferentes fuentes de información: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Global Natural Gas Vehicle Statistics, NGVA Europe, Automotive Natural Gas Vehicle (NGV), market analysis 2016 - 2028, Grand View Research. Proyección tomada de la Revista Gas Vehicular No. 52, mayo de 2023, www.gasvehicular.com, además de noticias del sector.

EDS EN EL MUNDO 2023



Fuente: Elaborado por Promigas con diferentes fuentes de información: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Global Natural Gas Vehicle Statistics, NGVA Europe, Automotive Natural Gas Vehicle (NGV), market analysis 2016 - 2028, Grand View Research. Proyección tomada de la Revista Gas Vehicular No. 52, mayo de 2023, www.gasvehicular.com, además de noticias del sector.

Primer buque de GNC del mundo

A finales de marzo de 2024, se alcanzó un nuevo hito para el GNC-GNV, cuando China entregó el primer buque de transporte de gas natural comprimido (GNC) del mundo, el cual se construyó en la ciudad de Qidong, provincia de Jiangsu, en el este de China.



Fuente: <<https://portalportuario.cl/china-primer-buque-de-gnc-del-mundo-es-entregado-y-se-prepara-para-partir-a-indonesia/>>

En octubre de 2020, Jiangsu Hantong Ship Heavy Industry firmó un contrato con CIMC ENRIC SJZ GAS para la fabricación de lo que sería el primer buque carguero de GNC del mundo.

El buque, diseñado por CIMC ORIC, está propulsado por gas natural y conducido por un motor principal 'dual fuel', al tiempo que posee una longitud de 110 metros y 14 nudos de velocidad. Se diseñó y construyó bajo los estándares de la sociedad de clasificación American Bureau of Shipping (ABS) y de Biro Klasifikasi Indonesia. En su momento, el

carguero fue valuado en 200 millones de dólares y su entrega se proyectó, inicialmente, para mayo de 2026.

Este buque, con una capacidad de hasta 700.000 m³ por viaje, será operado por la empresa eléctrica nacional de Indonesia, Perusahaan Listrik Negara y se utilizará para transportar GNC entre islas de este país insular para su uso en termoeléctricas de máxima demanda. El transportador almacenará el gas natural en contenedores presurizados a temperatura ambiente.



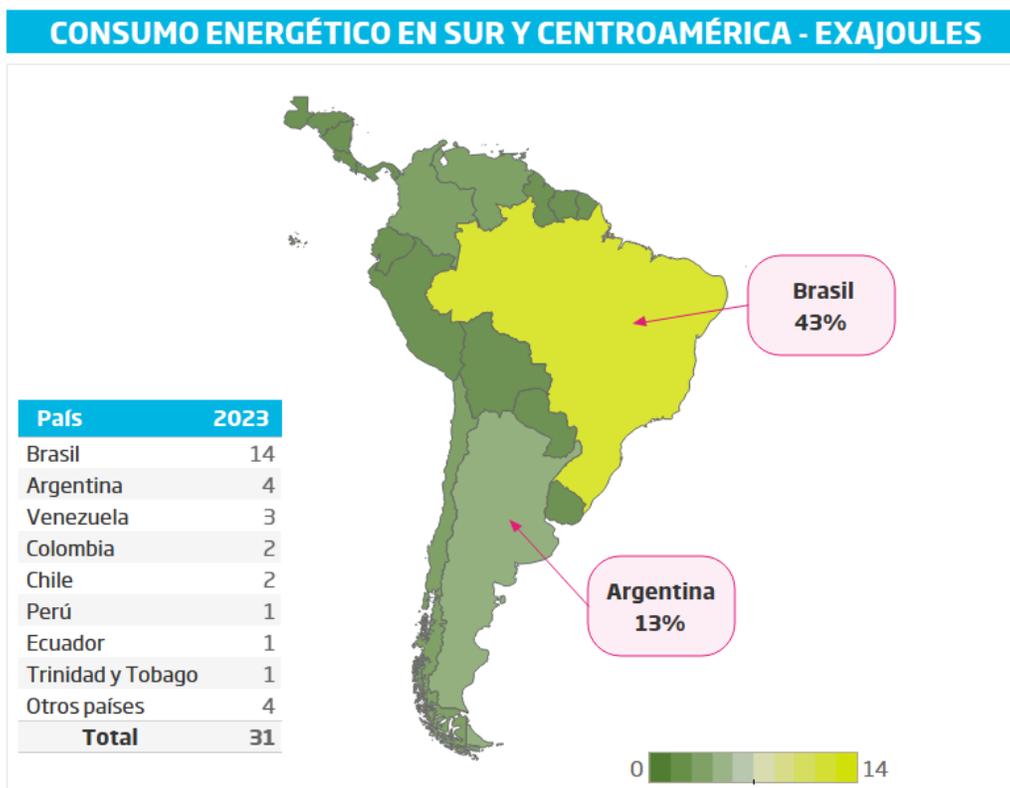
InfoGAS
PROMIGAS



**Cifras de Sur
y Centroamérica**

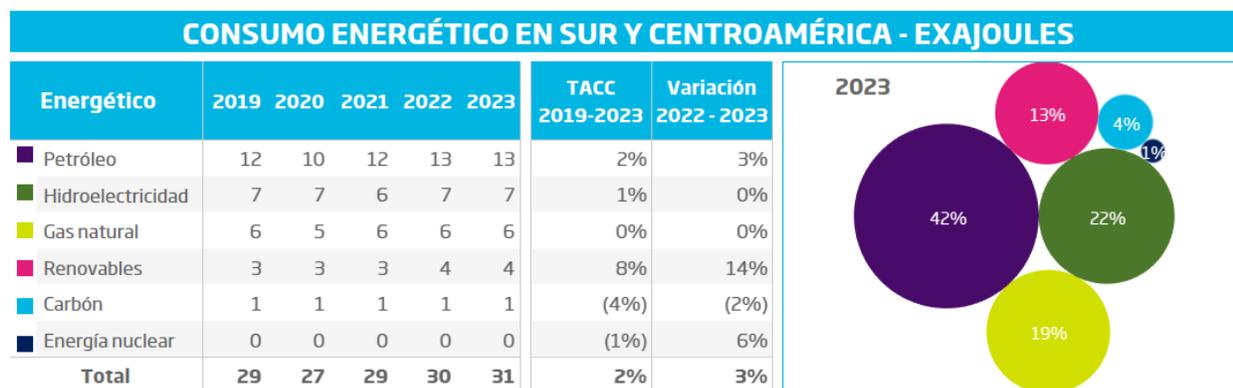

PROMIGAS | **50**
años

Cifras de Sur y Centroamérica



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

Sur y Centroamérica cuenta con la canasta energética más limpia entre todas las regiones del mundo, sobre sus consumos de hidroelectricidad, gas natural y renovables recae el sustento de esta connotación.



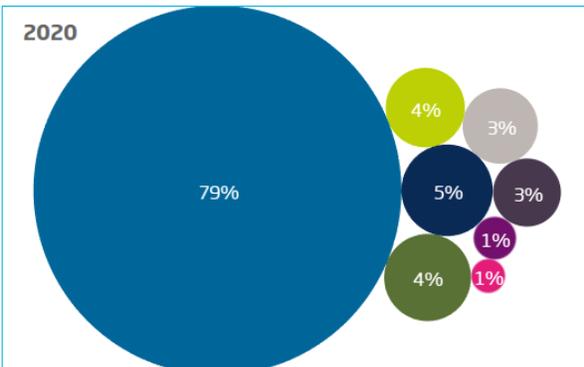
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

Sur y Centroamérica, es la región con la matriz energética más limpia del mundo. Si, a las participaciones de hidroelectricidad (22%), renovables (13%) y energía nuclear (1%), se

adiciona la participación del gas natural, el combustible fósil menos contaminante, (19%), se alcanza una participación total de 55% de energías amigables con el medioambiente.

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - 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	0%
Colombia	3	3	(7%)
Otros países	2	2	(1%)
Total	280	279	(1%)



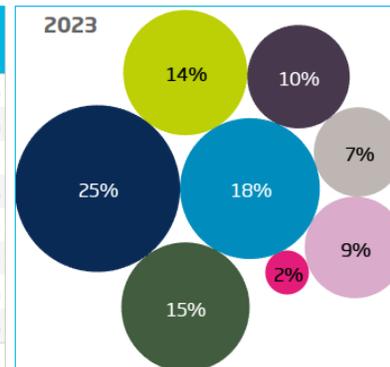
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

Venezuela con 221 Tpc hace parte del *top ten* mundial de naciones con más reservas gasíferas, y es el el gran referente de la región en este rubro. Cinco países más con reservas entre 14 y 8 Tpc, no deberían tener problemas de

desabastecimiento en la siguiente década, situación distinta a la de Colombia que, con menos de 3 Tpc, ya comienza a vislumbrar en el corto o en el mediano plazo cierto nivel de restricciones en el abastecimiento.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Gpcd

País	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Argentina	4,0	3,7	3,7	4,0	4,0	0%	0%
Venezuela	2,5	2,1	2,7	2,8	2,9	4%	2%
Trinidad y Tobago	3,3	2,8	2,4	2,5	2,4	(8%)	(4%)
Brasil	2,5	2,3	2,4	2,2	2,3	(2%)	2%
Colombia	2,2	1,9	1,8	1,7	1,5	(8%)	(8%)
Bolivia	1,5	1,4	1,5	1,3	1,2	(6%)	(13%)
Perú	1,3	1,3	1,2	1,4	1,5	3%	3%
Otros países	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	(3%)	3%
Total	17,6	15,8	15,9	16,3	16,1	(2%)	(2%)



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024 y la producción de Colombia tomada de ANH.

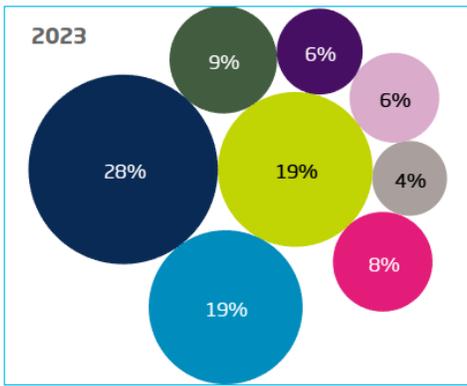
Trinidad y Tobago y Bolivia, países de mucha tradición exportadora de gas en la región, el primero a través de GNL y el segundo vía gasoductos, son los que, en el último lustro, presentan decrecimientos significativos en su producción anual de gas natural. El caso particular de Colombia pasa por un tema de menor reinyección de gas natural dada la continua declinación en este periodo de sus mayores campos petroleros.

Al respecto, a principios de 2024, Trinidad y Tobago firmó con Venezuela el otorgamiento de la licencia para desarrollar el campo Dragón, un proyecto para producir y exportar gas *offshore* a la isla que recibió el visto bueno de EEUU. La venta de gas a la isla podría ayudar a reanimar sus exportaciones de GNL, ya que a 2023, está utilizando solo un tercio de su capacidad total de licuefacción, la segunda mayor en el continente luego de la de EE.UU.

Fuente: < <https://econojournal.com.ar/2024/01/venezuela-otorgo-licencia-dragon-gas-trinidad/> >

CONSUMO DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA- Gpcd

País	Año					TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
	2019	2020	2021	2022	2023		
Argentina	4,5	4,2	4,4	4,4	4,3	(1%)	(2%)
Brasil	3,5	3,0	3,9	3,1	2,9	(4%)	(6%)
Venezuela	2,5	2,1	2,7	2,8	2,9	4%	2%
Trinidad y Tobago	1,7	1,5	1,5	1,5	1,4	(5%)	(6%)
Colombia	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	2%	4%
Perú	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	5%	3%
Chile	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	2%	(3%)
Otros países	0,9	0,9	1,0	1,0	1,2	7%	19%
Total	15,3	13,9	15,9	15,4	15,3	0%	(1%)



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024 y el consumo de Colombia, tomado de la BMC.

Argentina, máximo consumidor histórico de gas de la región, con una participación a 2023 de 28 %, presentó un decrecimiento de (2 %) en el último año.

2,9 Gpcd. La anterior situación, dada la mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica en el último bienio, redujo la generación de electricidad con gas natural.

Brasil, después de un pico histórico de consumo de gas en 2021, de 3,9 Gpcd; en 2023, por segundo año consecutivo, presentó un decrecimiento de (6 %) en este rubro, y alcanzó

Por su parte, Perú y Venezuela, son los países de la región que presentan mayores crecimientos promedios anuales en su consumo durante el último quinquenio, 5 % y 4 %, respectivamente.



Fuente: GIGNL Annual Report 2023

INFRAESTRUCTURA DE LICUEFACCIÓN Y REGASIFICACIÓN DE GNL EN SUR Y CENTROAMÉRICA

Suramérica cuenta con un potencial aún en desarrollo de licuefacción y regasificación. A dic-23 cuenta con más de 10 terminales de importación con una capacidad alrededor de 47 MTPA entre Brasil, Argentina, Chile y Colombia, así como tres terminales más en construcción en Brasil con más de 10 MTPA y otros proyectos pendientes de alcanzar decisiones finales de inversión en Argentina. Por otro lado, Centroamérica y el Caribe registran más de 10 terminales de regasificación con una capacidad alrededor de 30 MTPA. En cuanto a las capacidades de licuefacción, entre ambas regiones se cuenta con alrededor de 19,2 MTPA. Se estima que para 2030 la región alcanzaría capacidades de regasificación superiores a 86 MTPA y de licuefacción mayores a los 50 MTPA, considerando en este caso, proyectos en México, Surinam, Argentina y Perú.

Nota: Esta fuente, incluye México como parte de Centroamérica, mientras que, en Infogas se le considera parte de Norteamérica, dada su cercanía, no se escindieron sus cifras.

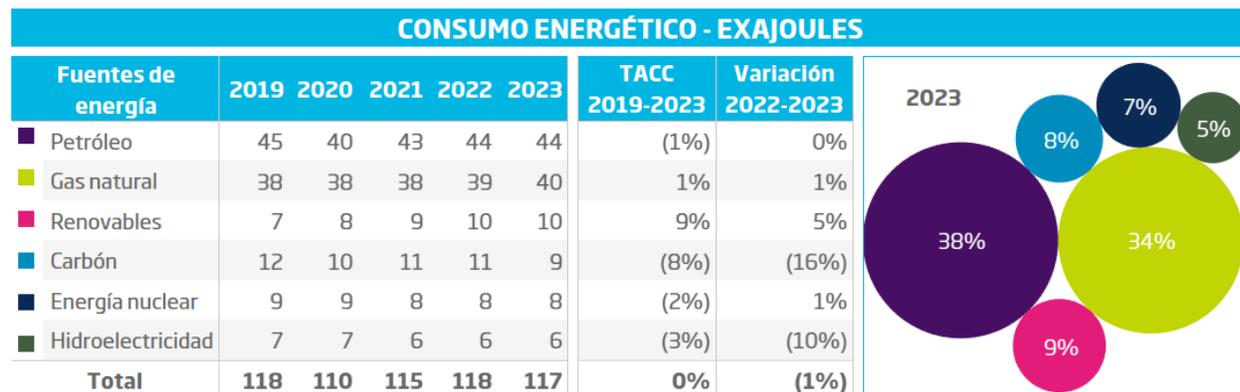
Fuente: Estudio Técnico para la adopción del Plan Nacional de abastecimiento 2023-2038, UPME, junio 2024.



InfoGAS
PROMIGAS

Cifras de Norteamérica

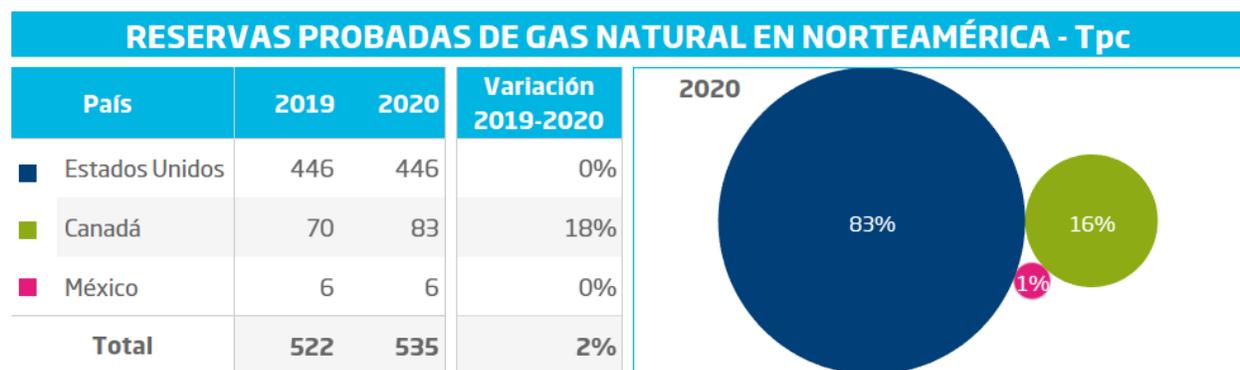
Cifras de Norteamérica



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

A cierre de 2023, Norteamérica aún recibía 80% de su energía de combustibles fósiles. Un 46 % de combustibles altamente contaminantes, como el petróleo y el carbón, y un 34 % de gas natural, el combustible de la transición energética. No obstante, la canasta energética de esta región comienza a dar leves

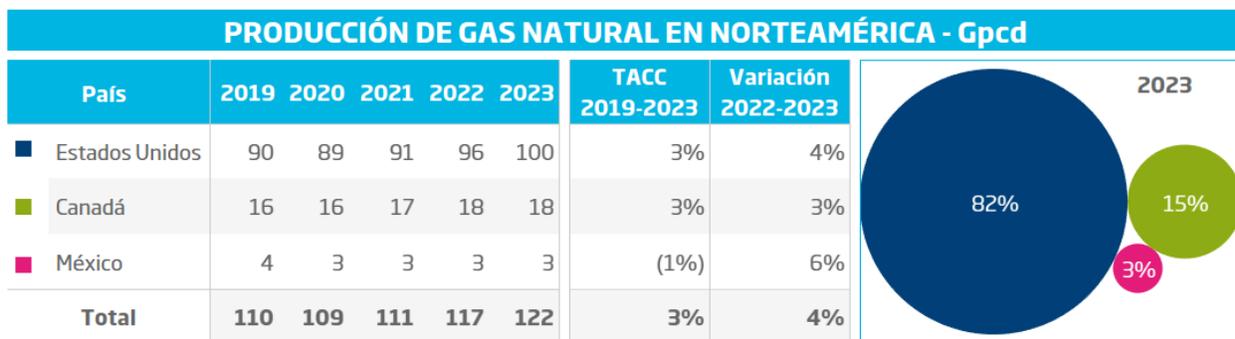
señales de enrumbarse hacia la transición energética y hacia su objetivo de alcanzar Cero Emisiones Netas de CO₂ a 2050, pues en el último lustro se observa un crecimiento promedio anual de las renovables de 9 % y del gas natural de 1 %. En contraste, en el mismo periodo, el carbón decrece (8 %) y el petróleo (1 %).



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

Estados Unidos, con la cifra de reserva de gas natural a diciembre de 2020, ocupa el quinto lugar a nivel mundial en este rubro. Lo anterior, tiene su sustento en la comercialización de los grandes campos de *shale gas* o gas de lutita en este país, la cual sorprendió al mundo por su rápido desarrollo y repercusión en la disminución del precio de este energético y su aumento en la

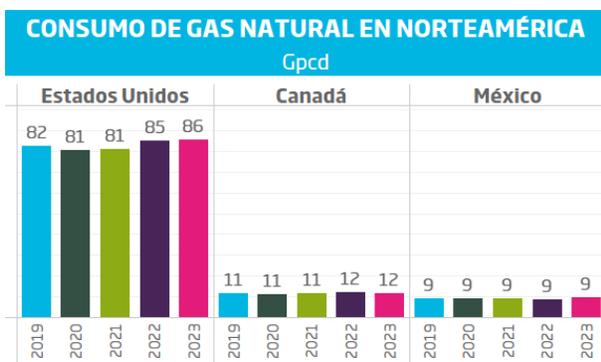
cifra de sus reservas. Este desarrollo del *shale gas* creció junto con la oferta de petróleo y de condensados de gas natural. El renovado impulso en la última década de este denominado 'gas no convencional' en la última década, se considera en Estados Unidos toda una "revolución energética" que entregó un nuevo dinamismo a la economía de ese país.



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

En 2023, la producción de gas natural en Estados Unidos aumentó 3,7 % (3,6 Gpcd) con respecto a 2022. La producción de gas natural aumentó 3,8 Gpcd en el cuarto trimestre de 2023 en comparación con el promedio de

los primeros tres trimestres de 2023. Particularmente, en diciembre de 2023, la producción de esta potencia del norte alcanzó un máximo mensual histórico de 105,5 Gpcd según datos de S&P Global Commodity Insights.



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

El mayor aumento en el consumo de gas natural por parte de un sector económico de Estados Unidos en el último bienio (2022-2023) se produjo en el sector de la generación eléctrica, ya que la capacidad de generación a partir del carbón viene disminuyendo. Solo en 2023, este consumo aumentó 7 % (2,2 Gpcd) al pasar de 33,2 Gpcd en 2022 a un récord de 35,4 Gpcd.



Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.

México, con un factor R/P a 2020 de cinco años, comienza a depender cada vez más del gas estadounidense. Según datos de la EIA, entre enero y marzo de 2024, México importó 5.894 Mpcd de gas, lo que representó un incremento anual de 6,9 %, el mayor volumen de importaciones de gas de Estados Unidos para un periodo similar desde que existen registros.

Fuente: <<https://www.elfinanciero.com.mx/economia/2024/06/04/mexico-depende-mas-de-gas-natural-de-eu-importaciones-suben-7-en-1t2024>>

Gas natural en Colombia: 2019-2023



InfoGAS
PROMIGAS

Entorno económico

Entorno económico

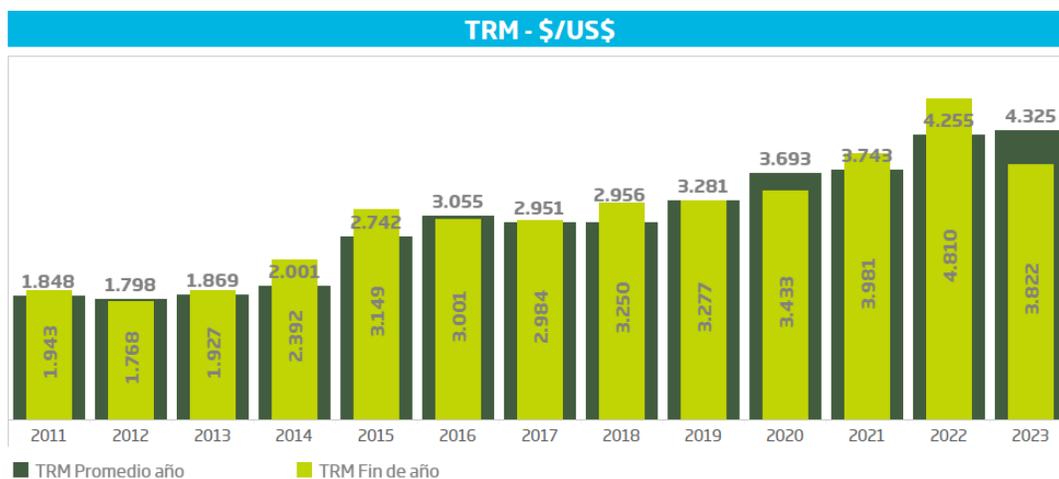
PRINCIPALES INDICADORES DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA					
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023
Variación PIB	3,2%	(7%)	10,8%	7,3%	0,6%
Inflación (variación IPC anual)	3,8%	1,6%	5,6%	13,1%	9,3%
Variación IPP anual	6,1%	(1%)	26,6%	21,8%	(6%)
TRM Fin de año	3.277	3.433	3.981	4.810	3.822
TRM Promedio año	3.281	3.693	3.743	4.255	4.325

Fuente: Banco de la República, DANE, Mincomercio, Mintrabajo, www.ambito.com.

La variación del Producto Interno Bruto (PIB) de Colombia, que fue de 0,6 % en 2023, se ubicó en su punto más bajo en los últimos 24 años. Este crecimiento económico resultó un dato muy inferior al de 7,3 % que se logró en 2022 y el menor desde 1999, pero se hace la salvedad de que para este comparativo se extrajo el

crecimiento negativo de (7,2 %) obtenido en 2020 por lo atípico de la cifra dado el Covid-19.

Este comportamiento se vio influenciado por factores relacionados con la menor inversión, la baja productividad y la gran incertidumbre que afecta al sector privado.



Fuente: Banco de la República, DANE.

En términos generales, el lustro 2019-2023 no fue un buen periodo para el país en lo que a TRM se refiere, pues comenzó en \$3.250 y alcanzó a

cerrar en 2022 en \$ 4.810, para luego dar un respiro a finales de 2023 y cerrar en \$3.822, su valor más bajo durante este último año.

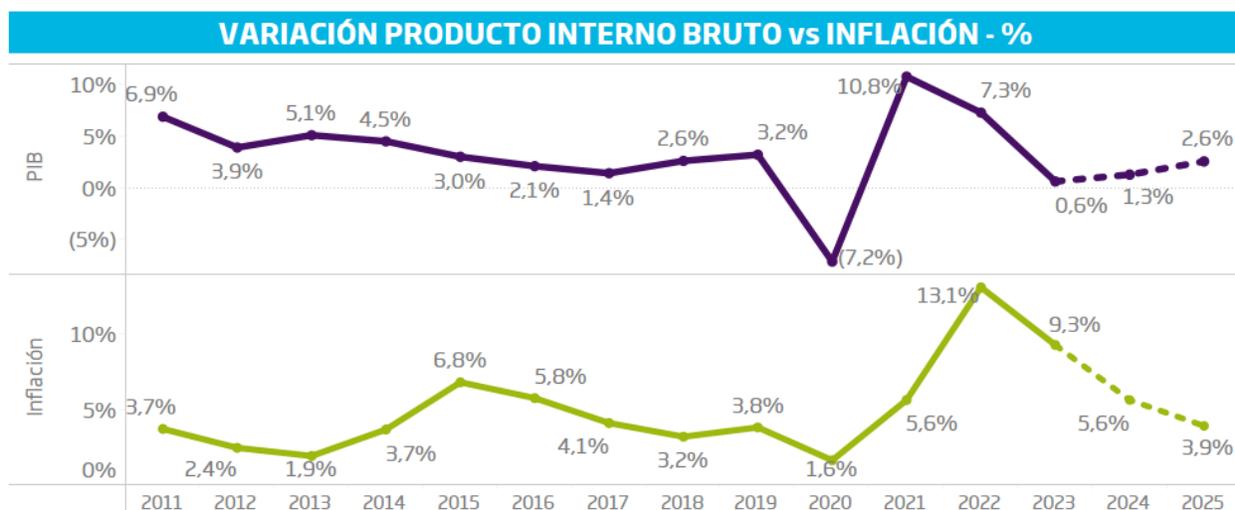
Gas natural en Colombia

El IBR es un indicador bancario desarrollado por el sector privado en 2008 con el respaldo del Emisor y otras entidades, y su objetivo es reflejar la liquidez del mercado monetario colombiano. Este indicador es una tasa de interés nominal de referencia de corto plazo,

denominada en pesos colombianos, que refleja el precio al que estas entidades son indiferentes entre prestar y recibir recursos para el respectivo plazo. Su cálculo se obtiene a partir de las cotizaciones de los participantes del esquema.

OTROS INDICADORES DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA					
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023
DTF Fin de año	4,5%	1,9%	3,1%	13,7%	12,7%
IBR Fin de año (Tres meses)	4,1%	1,7%	3,4%	11,7%	12,0%
Riesgo país: EMBI+ (fin de año)	161	209	352	369	272
Salario mínimo legal - (\$/mes)	828.116	877.802	908.526	1.000.000	1.160.000
Tasa de desempleo	10,5%	15,9%	13,7%	11,2%	10,1%
Total deuda externa - US\$MM	138.683	154.605	171.339	184.118	196.360

Fuente: Banco de la República, DANE, Mincomercio, Mintrabajo, www.ambito.com.



Fuente: Histórico DANE, proyectado promedio de analistas locales y extranjeros.

En resumen, los principales analistas económicos del país, en un escenario base, plantean un crecimiento lento del PIB entre 0,2 % y 0,5 % para el primer trimestre del año y de entre 1,1 % y 1,7 % para todo 2024. Las expectativas para 2025 son más alentadoras, pues, en promedio dichos analistas esperan un crecimiento del PIB alrededor de 2,5 %, aunque el Emisor se arriesga por un 3,5 %.

En lo que respecta a la inflación, los expertos esperan que en 2024 continúe bajando y cierre el año por debajo de 6 % (5,9 %, Banco de la República y 5,6 %, analistas económicos), y que la canasta de bienes sería la de mayor aporte a este descenso. Por último, las proyecciones de TRM, tanto para el cierre de 2024 como el de 2025, se encuentran muy cercanas a valores del primer trimestre de 2024, US\$ 3.997-us\$ 4.048.

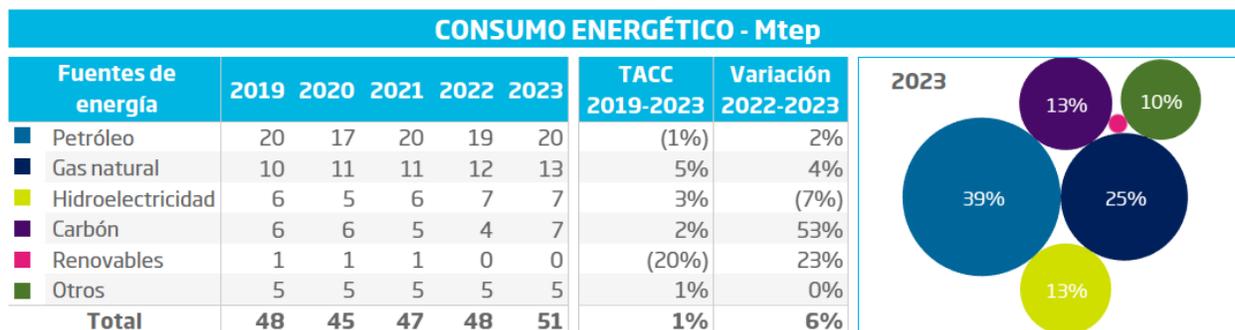


InfoGAS
PROMIGAS

Cifras del sector

Cifras del sector

Matriz energética y emisiones de CO₂



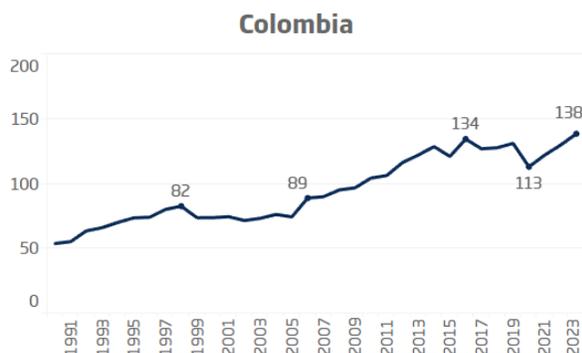
Fuente: Los años 2019 a 2022, tomados del BECO- UPME, el año 2023, con cifras de 2022 con crecimientos de Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024 y el crecimiento del gas natural en Colombia.

El consumo de energía primaria en Colombia fue de 51 Mtep en 2023, un 6 % más que en 2022. Los combustibles fósiles altamente contaminantes (petróleo y carbón) representaron 52 % del consumo total de energía en 2023, tres p. p. menos que la cifra de 2019 cuando alcanzaron 55 %. Lo anterior,

debido a que en este periodo, la participación del gas natural pasó de 21 % a 25 %.

Por otra parte, no despegan las energías renovables en nuestro país, ya que sus cifras en el último bienio no alcanzaron ni siquiera a llegar a 1 Mtep.

EMISIONES DE CO₂ - Mteq



Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024.

Nota: Estas emisiones son la suma de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía, de la quema, las emisiones de metano asociadas con la producción, el transporte y la distribución de combustibles fósiles, y las emisiones de dióxido de carbono de los procesos industriales.



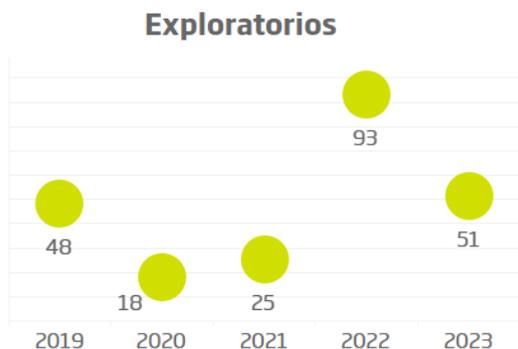
Tal como se observó en las cifras mundiales, la tendencia en Colombia y en Sur y Centroamérica es de un incremento continuo en los últimos tres años en las emisiones de CO₂. Particularmente en Colombia, durante la pandemia del Covid-19, las emisiones de CO₂ cayeron a 113 Mteq, sin

embargo, tres años después, esta cifra asciende 138 Mteq, un incremento de 25 Mteq. Lo anterior, motivado por un mayor consumo energético, crecimientos en los consumos de carbón y la no consolidación de las energías renovables.

Exploración y reservas

Exploración

POZOS PERFORADOS



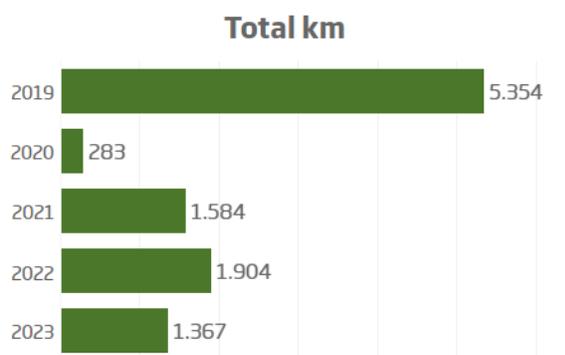
Fuente: Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023, ANH.
 Nota: Los pozos exploratorios perforados son A3/A2 clasificación LAHEE.

Los pozos pueden clasificarse en exploratorios o de desarrollo. El objetivo de los exploratorios es descubrir un nuevo yacimiento; mientras que los de desarrollo es la explotación de un yacimiento ya conocido.

antes que la Seguridad Energética, ha detenido la firma de contratos para exploración de hidrocarburos en nuevas áreas, en 2023, solo se perforaron en el país 51 pozos exploratorios, lo que conlleva una disminución de 55 % frente a 2022. En contraste, en cuanto a pozos en desarrollo, en el último año se perforaron 60 menos que en 2022, un decrecimiento de 10 %.

Dadas las medidas del Gobierno Nacional que, en línea con su política de priorizar la transición

ADQUISICIÓN DE KM DE SÍSMICA 2D EQUIVALENTES

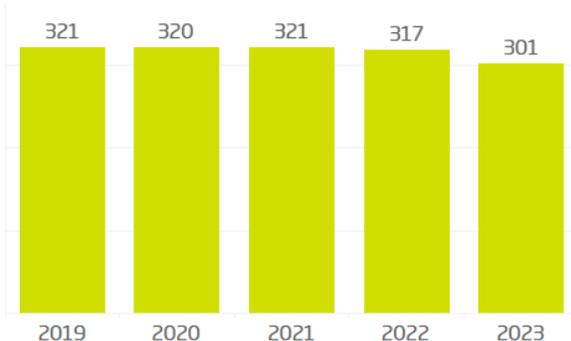


Fuente: ANH.

Al igual que en los pozos exploratorios, la actividad de sísmica en 2023 resultó inferior a 2022, pues solo superó los kilómetros adquiridos

en 2020, cifra afectada por la pandemia del Covid-19. Desde cuatro años atrás, la sísmica en Colombia se reduce únicamente al *onshore*.

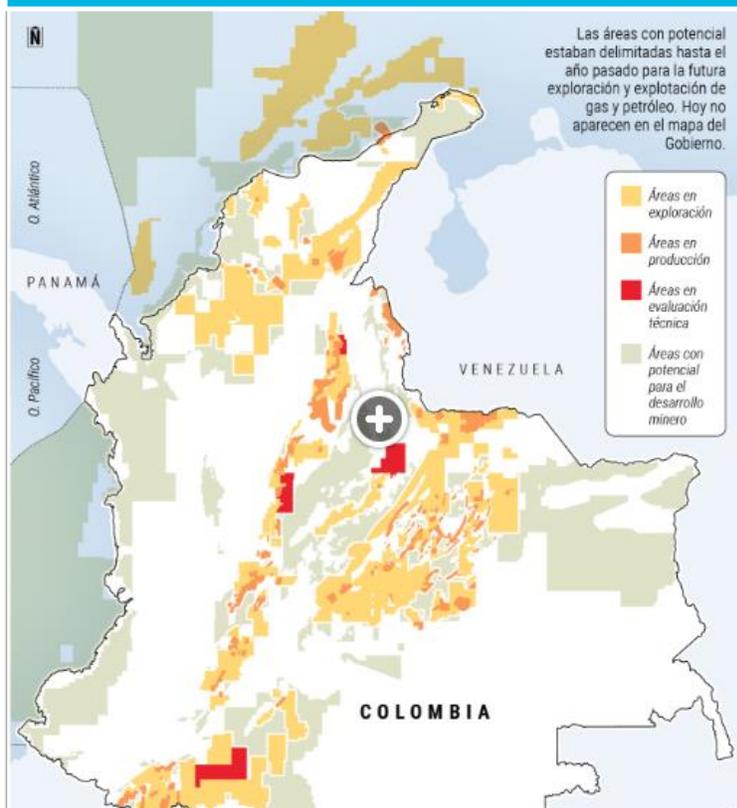
CONTRATOS VIGENTES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS



Fuente ANH.

A cierre de 2023, la ANH registra 247 contratos de exploración y producción y 54 exclusivos de producción, para un total de 301 contratos vigentes de exploración y explotación de hidrocarburos;; no obstante, de estos, 36 se encuentran suspendidos. Adicionalmente, a esta fecha, todavía hay, con vigencia, cinco contratos de evaluación técnica y 49 contratos de asociación con Ecopetrol.

BLOQUES PETROLEROS Y GASÍFEROS



Fuente: ANH, Infografía: El Colombiano 2023.

Desde la creación de la ANH en 2003 hasta mediados de 2022, el mapa de tierras de la entidad registraba las áreas disponibles para desarrollo petrolero, unas 56 Mha. A cierre de 2023, estas áreas no están registradas.

“El mapa de tierras actualizado y publicado por la Agencia el 16 de mayo de 2023, únicamente muestra la relación de áreas que actualmente están en etapa de exploración, de evaluación técnica, en producción y de reserva para el desarrollo minero energético. En el pasado, la entidad incluía todas las áreas que estaban disponibles para ser adjudicadas a través de los procesos de asignación de áreas”, explicó Natalia Suárez, abogada y experta en temas petroleros de Holland & Knight.

Además, la consultora señaló que, a cierre de 2023, dadas las políticas del Gobierno, el mapa de tierras no contiene esta información, pero no es porque el país no cuente con áreas con

prospectividad para ser exploradas sino por la decisión de no adjudicar contratos de exploración y producción por el momento.

Fuente: <<https://www.elcolombiano.com/negocios/economia/todavia-quedan-150-millones-de-hectareas-para-buscar-crudo-y-gas->>

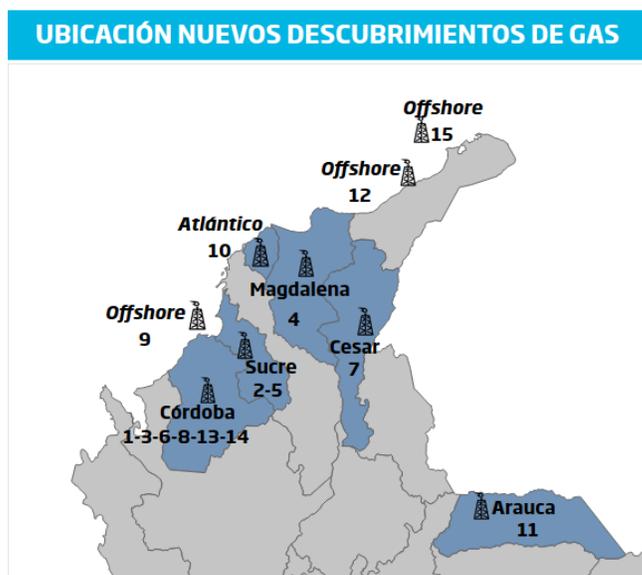
Nuevos descubrimientos

Avisos de descubrimientos de gas (enero de 2023 a julio de 2024)

ID	CONTRATO	OPERADOR	SUPERFICIE	POZO	HIDROCARBURO	FECHA	CUENCA	MUNICIPIO (DEPARTAMENTO)
1	SN-9	Clean Energy Resources SAS	Onshore	Brujo-1X	Gas	13/01/2023	SSJN	Pueblo Nuevo (Córdoba)
2	YDSN-1	Hocol S.A.	Onshore	Yoda A-1	Gas	1/02/2023	SSJN	Tolú (Sucre)
3	VIM-21	CNE OIL & GAS	Onshore	Fresa-1	Gas	13/02/2023	VIM	Sahagún (Córdoba)
4	VIM-33	CNE OIL & GAS	Onshore	Dividivi 1	Gas	28/04/2023	VIM	Buenavista (Magdalena)
5	VIM-5	CNE OIL & GAS	Onshore	Saxofon-1	Gas	5/05/2023	VIM	San Pedro (Sucre)
6	VIM-21	CNE OIL & GAS	Onshore	Carambolo 1	Gas	26/05/2023	VIM	Pueblo Nuevo (Córdoba)
7	VMM-45	Cantana Energy Sucursal Colombia	Onshore	Chimela-1	Petróleo y Gas	26/07/2023	VMM	San Martín (Cesar)
8	VIM-21	CNE OIL & GAS	Onshore	Lulo-1	Gas	25/08/2023	VIM	Sahagún (Córdoba)
9	COL-5	Shell EP Offshore Ventures Limited	Offshore	Glaucus-1	Gas	21/12/2023	Colombia	Frente a Coveñas (Sucre)
10	SN-1	LNG Energy	Onshore	Bullerenge Oeste-5	Petróleo y Gas	22/12/2023	SSJN	Sabanalarga (Atlántico)
11	Convenio Arauca	Parex Resources	Onshore	Arauca-8	Petróleo y Gas	16/01/2024	Llanos Orientales	Saravena (Arauca)
12	Tayrona	Ecopetrol	Offshore	Orca Norte-1	Gas	22/02/2024	Guajira Offshore	Frente a Riohacha (La Guajira)
13	VIM-21	CNE OIL & GAS	Onshore	Pomelo-1	Gas	30/03/2024	VIM	Pueblo Nuevo (Córdoba)
14	VIM-21	CNE OIL & GAS	Onshore	Chontaduro-1	Gas	2/04/2024	VIM	Ciénaga de Oro (Córdoba)
15	Tayrona	Ecopetrol	Offshore	Uchuva-2	Gas	31/07/2024	Guajira Offshore	Frente a Riohacha (La Guajira)

Fuente: Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023 y empresas del sector.

ID: Índice de ubicación



Fuente: Elaborado por Promigas con información del Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023, ANH y empresas del sector.

Según reporta la ANH en su Informe de Reservas y Recursos -IRR de 2023, en 2023, se dio la mayor cantidad de descubrimientos exclusivos de gas natural en la última década (2014-2023), un total de ocho. De estos, cinco fueron reportados por CNE Oil & Gas, filial de Canacol Energy, en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM), repartidos en los bloques VIM-5, VIM-21 y VIM-33.

Ecopetrol confirmó descubrimiento de gas en el Caribe, Glaucus-1

A mediados de oct-2023, Ecopetrol confirmó el descubrimiento de una acumulación de gas natural con el pozo exploratorio *offshore* Glaucus-1, perforado en aguas profundas del Caribe, a 75 km de la costa y a más de 130 km del municipio de Coveñas en el departamento de Sucre, con una columna de agua de, aproximadamente, 2.340 m. En su comunicado oficial Ecopetrol informó:

“Este pozo fue perforado entre el 16 de julio y el 10 de agosto de 2023 hasta una profundidad de 14.057 pies y se determinó la presencia de gas natural en una nueva acumulación en el área de los bloques COL-5, Fuerte Sur y Purple Angel, donde se ubican los hallazgos Kronos-1 (2015), Purple Angel-1 (2017) y Gorgon-2 (2022)”.

Fuente: <<https://www.infobae.com/colombia/2023/10/19/ecopetrol-confirmando-nuevo-descubrimiento-de-gas-natural-en-el-caribe-colombiano/>>

Pozo Glaucus-1

La petrolera colombiana informó que Glaucus-1 se perforó en el bloque COL-5, con el apoyo de múltiples autoridades nacionales y locales, de manera segura y eficiente. En este campo, Ecopetrol tiene el 50 % de la participación y Shell, el operador, con el 50 % restante.



Fuente: Ecopetrol.

LNG Energy y Hocol anuncian descubrimiento de gas, Bullerengue Oeste-5

A mediados de diciembre de 2023, las compañías, LNG Energy y Hocol, anunciaron un nuevo descubrimiento de gas natural en Sabanalarga (Atlántico), el pozo Bullerengue Oeste-5 (BO-5), en el bloque Sinú San Jacinto Norte 1.

Este pozo se perforó el primero de octubre de 2023, atravesando la formación Porquero Bajo y cuyo objetivo final la formación Chengue. La perforación alcanzó los 7.542 pies de profundidad y tras haber encontrado gas, LNG Energy y Hocol, que cuentan con 50 % de la participación en el bloque, informaron que se

adelantaban pruebas de producción para conectar el pozo que cuenta con infraestructura de conexión con el campo Bullerengue.

Por lo anterior, las compañías en cuestión señalaron que ya habiendo conexión con Bullerengue esperan entregar volúmenes al mercado desde ya. Las pruebas de producción se llevaron a cabo en el curso de 30 días, durante los cuales entregó entre 1 y 2,5 Mpcd de gas natural y de 30 a 80 barriles diarios de petróleo crudo hasta de 24°API.

Fuente: <<https://www.portafolio.co/energia/hocol-y-lng-energy-reportaron-un-nuevo-hallazgo-de-gas-natural-en-colombia-594166>>

Canacol Energy reporta descubrimiento de gas natural en Córdoba, Pomelo-1

A finales de marzo de 2024, Canacol Energy reportó un nuevo descubrimiento de gas en el municipio de Pueblo Nuevo (Córdoba), el pozo Pomelo-1, el cual se encontraba en perforación desde febrero del mismo año. Según el reporte de Canacol, el pozo alcanzó una profundidad total de 12.276 pies y encontró 96 pies de profundidad vertical de gas, con una porosidad

promedio de 21 % dentro del objetivo principal del reservorio de Ciénaga de Oro (CDO), que se perforó en un intervalo de 48 pies y se conectó a la línea de flujo existente hacia la subestación Betania. El pozo está produciendo con un sensor de fondo a las facilidades de tratamiento de gas de Jobo.

Pozo Pomelo-1

Este pozo comenzó con una tasa de producción de 4 Mpcd en 6 hrs, después se aumentó a 6 Mpcd y 8 Mpcd durante 6 y 24 hrs, respectivamente, más adelante se incrementó a 10 Mpcd y al día del anuncio estaba produciendo en la planta de tratamiento de gas de Jobo a una tasa controlada de 8 Mpcd.

Fuente: <<https://www.eltiempo.com/economia/sectores/canacol-energy-reporta-otro-descubrimiento-de-gas-natural-en-cordoba-3328602>>.



Foto: Canacol Energy.

Uchuva-2: ANH oficializa el anuncio de Ecopetrol y Petrobras

A principios de agosto de 2024, la ANH en cumplimiento de sus obligaciones contractuales, oficializó el anuncio realizado por Ecopetrol y Petrobras

sobre la extensión del descubrimiento de gas en el pozo Uchuva-2, correspondiente al bloque Tayrona bajo el contrato del mismo nombre

Pozo Uchuva-2

La ANH determinó que, desde el punto de vista de registros, Uchuva-2 exhibe un comportamiento muy similar al pozo Uchuva-1, corroborado por el hecho de que el pozo Uchuva-2 accedió a la Formación Uitpa. Este pozo se perforó con el propósito de extender los límites del yacimiento descubierto con Uchuva-1 en 2022. El contratista lo conforman Petrobras (operador del Contrato de E&P), con una participación de 44 % y Ecopetrol con un 56 %.

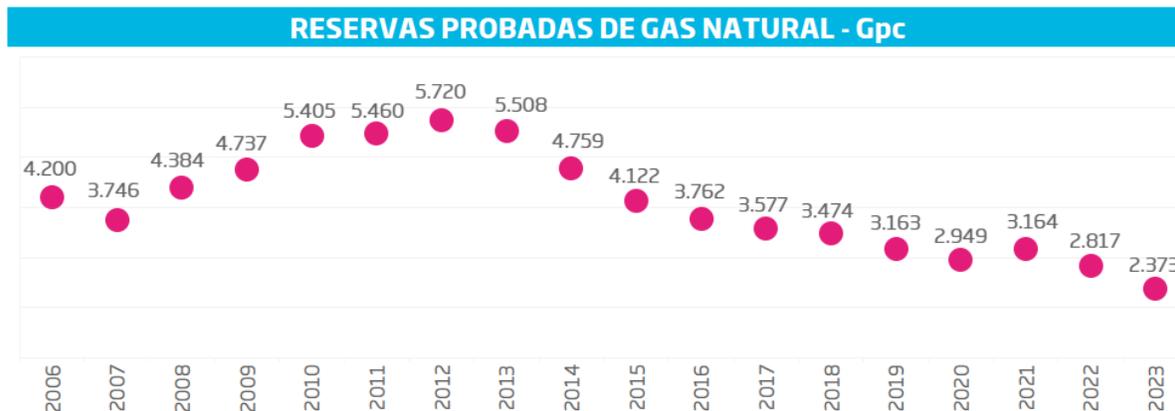


Fuente: <https://anh.gov.co/es/noticias/la-anh-oficializa-extensi%C3%B3n-del-descubrimiento-de-gas-en-el-pozo-uchuva-2-del-bloque-tayrona/>

Reservas

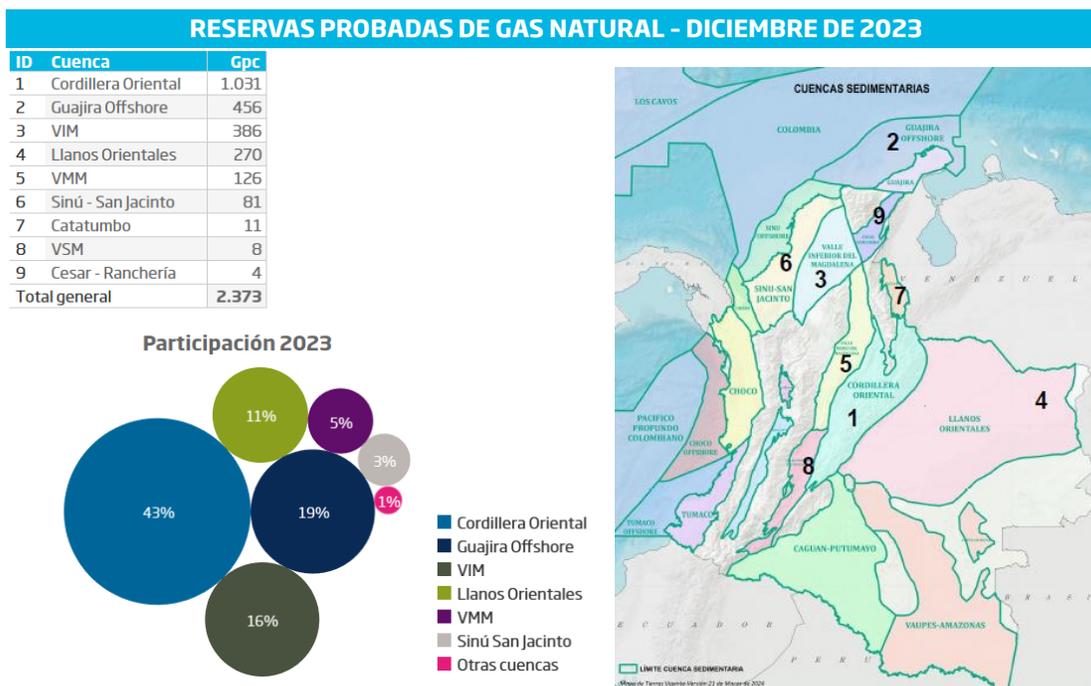
Durante el mes de mayo de 2024, cuando el MME y la ANH oficializaron las cifras que componen el Informe de Reservas y Recursos – (IRR) 2023, se prendieron las alarmas en el

sector ante una nueva disminución en las reservas probadas (1P) de gas natural a cierre de 2023, la novena en los últimos 10 años, 444 Gpc menos que la cifra reportada en 2022.



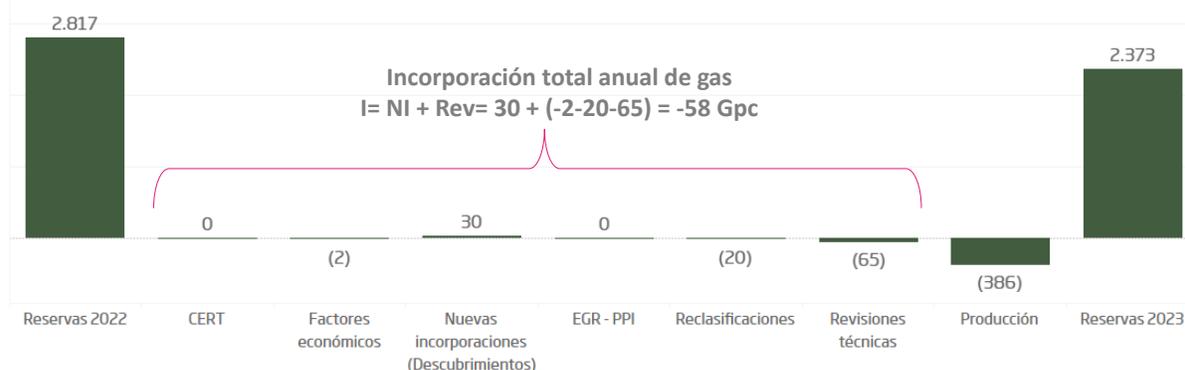
Fuente: "Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023 y 2022, ANH.

La cifra de reservas probadas de gas natural en el país a 2023 (2.373 Gpc), genera gran incertidumbre en la Seguridad Energética nacional, más aún si continúa la política de Gobierno de no entregar nuevas áreas en concesión para exploración y explotación de hidrocarburos.



Fuente: "Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023, ANH.

INCORPORACIÓN ANUAL DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL - Gpc



Fuente: "Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023, ANH.

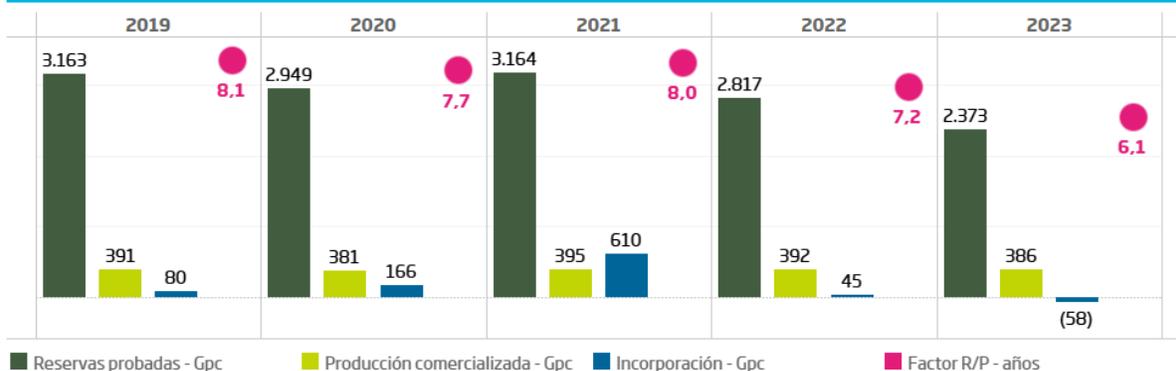
Nota: EGR - PPI: Recobro mejorado - Proyectos de producción incremental.

CERT: certificación de reservas, respalda el desarrollo de un proyecto minero energético mediante financiamiento de la banca u operaciones mercantiles.

Para 2023, las causales de revisiones (Rev) de las reservas probadas, de las que hacen parte: CERT, factores económicos, EGR-PPI, reclasificaciones y revisiones técnicas, fueron cifras negativas y presentaron un saldo de -88 Gpc. A su vez, el incremento de las reservas por nuevas incorporaciones o descubrimientos fue de 30 Gpc.

Al sumar algebraicamente estos dos valores se obtiene lo que se denomina Incorporación anual de gas (I), cifra que en 2023 resultó de naturaleza negativa, -58 Gpc. Esta cifra anterior, aunada a la producción de gas natural de 2023, 386 Gpc, que también se resta de las reservas iniciales, nos lleva a una cifra final de reservas probadas a cierre de 2023 de 2.373 Gpc.

FACTOR R/P

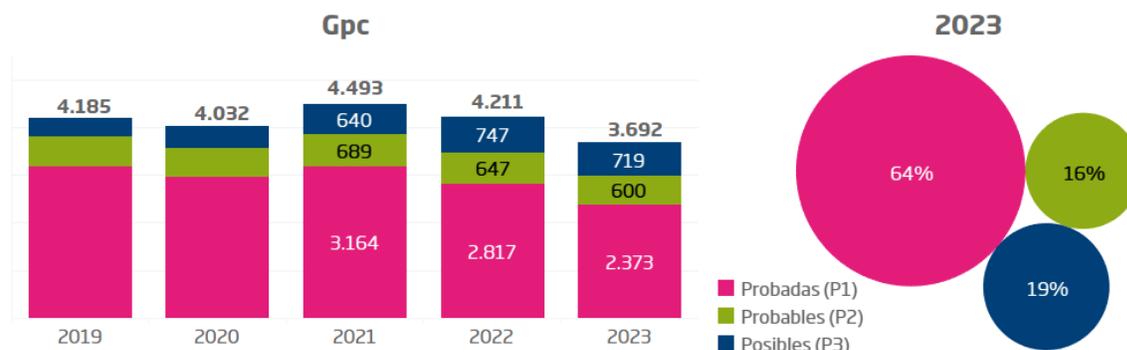


Fuente: "Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023, ANH.

En el período en estudio, 2019-2023, el factor o relación Reservas probadas/Producción (R/P) presentó una disminución de dos años, lo que significó a cierre de 2023 un valor de 6,1 años, 0,9 años menos que la cifra que presentaba a cierre de 2022. Este factor R/P de 6,1 años es el menor que ha observado el sector gas natural para el país desde que se inició este cálculo a

finales del siglo pasado, situación que, de la mano de la decisión del Gobierno nacional de no entregar nuevas áreas de concesión para exploración y explotación de hidrocarburos, redundó en una delicada situación para el sostenimiento de la Seguridad Energética de nuestro país.

RESERVAS TOTALES (3P)



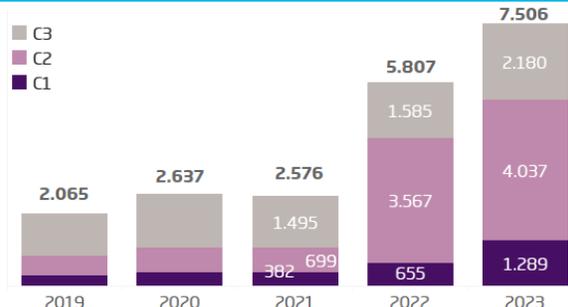
Fuente: Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023 y 2022, ANH.

La disminución en las reservas totales (3P) de gas natural en Colombia en el último año se dio en los tres tipos de reservas que las conforman. A los 444 Gpc, ya referenciados, que disminuyeron las reservas probadas (P1), se suman disminuciones en las reservas probables

(P2), 47 Gpc, y en las reservas posibles (P3), 28 Gpc, para una disminución total de 519 Gpc.

Desde el cierre de 2021, cuando se presentó el único incremento en las reservas totales de la última década, hasta la cifra de cierre de 2023, la disminución en este rubro es de 801 Gpc. Se consideran recursos contingentes aquellos descubiertos, potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales debido a una o más contingencias, entre las que figuran: económicas, técnicas, legales o contractuales, ambientales o sociales, y finalizaciones de contrato

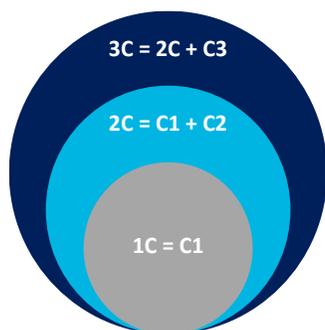
RECURSOS CONTINGENTES DE GAS NATURAL - Gpc



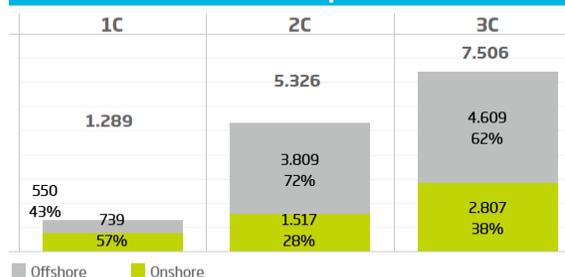
Fuente: Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023 y 2022, ANH.

1C: Estimación baja de recursos contingentes (C1)
 2C: Mejor estimación de recursos contingentes (C1 + C2)
 3C: Estimación alta de recursos contingentes (C1 + C2 + C3)

Estimación de recursos contingentes

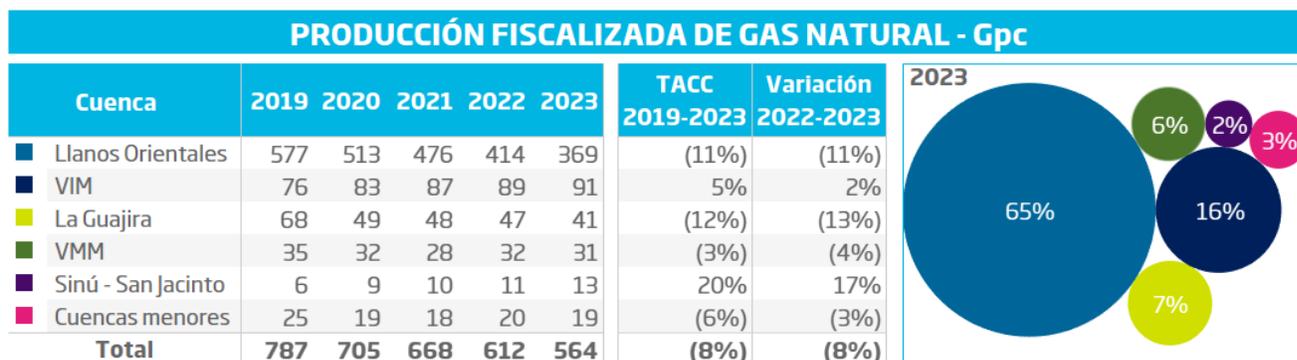


RECURSOS CONTINGENTES DE GAS NATURAL 2023 - Gpc



Fuente: Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023 y 2022, ANH.

Producción y suministro

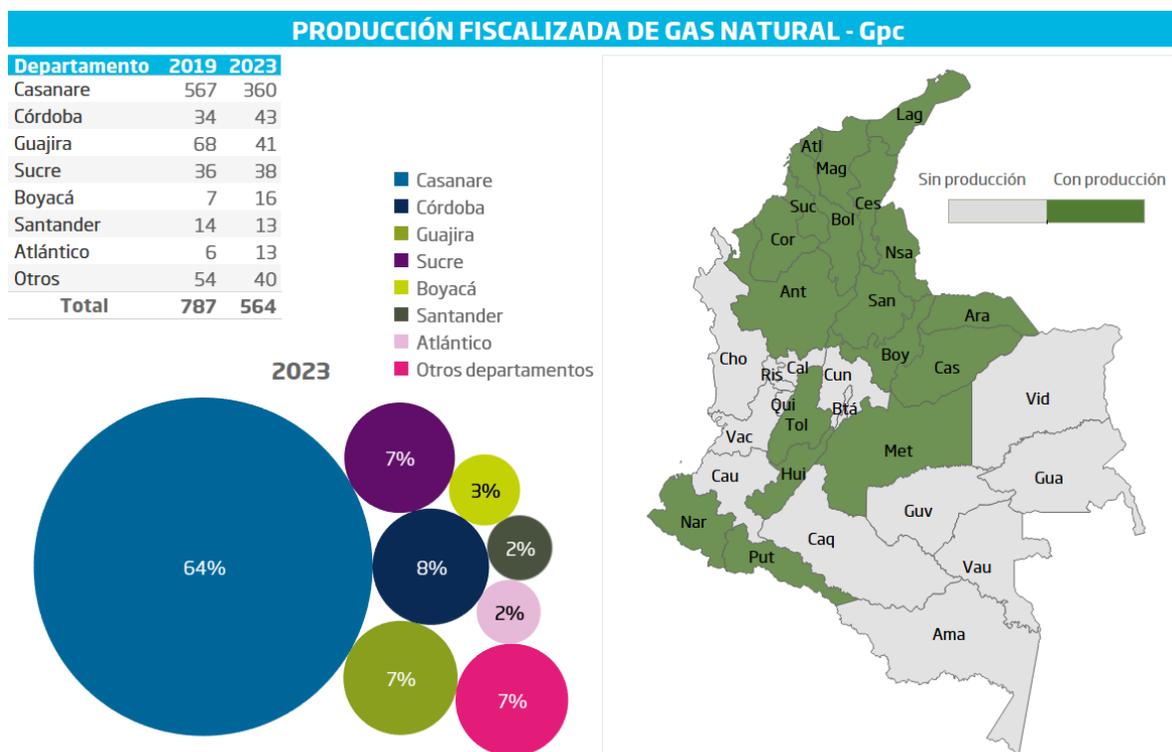


Fuente: ANH.

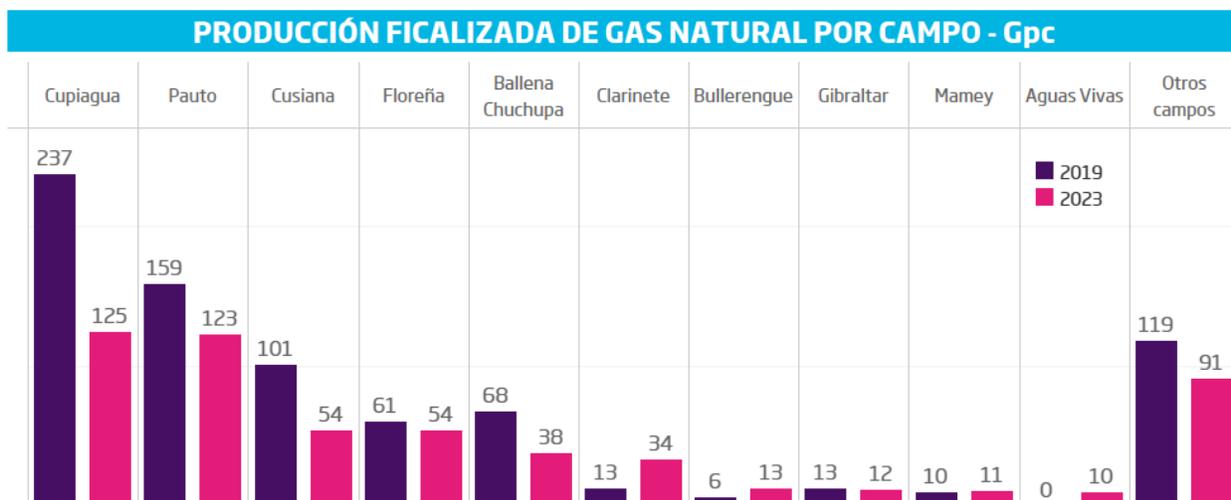
En la cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentran cuatro de los más grandes campos de gas natural en Colombia: Cupiagua, Pauto, Cusiana y Floreña, año tras año se reduce la producción fiscalizada de este combustible.

Lo anterior, como consecuencia de la declinación normal de estos campos, que, además, al disminuir también sus volúmenes de producción de crudo, se disminuye la reinyección de gas natural necesaria en esta operación.

Las cuencas de Llanos Orientales y VIM, durante 2023, participaron en conjunto con un 65 % de la totalidad del gas que se produjo en el país.



Fuente: ANH.

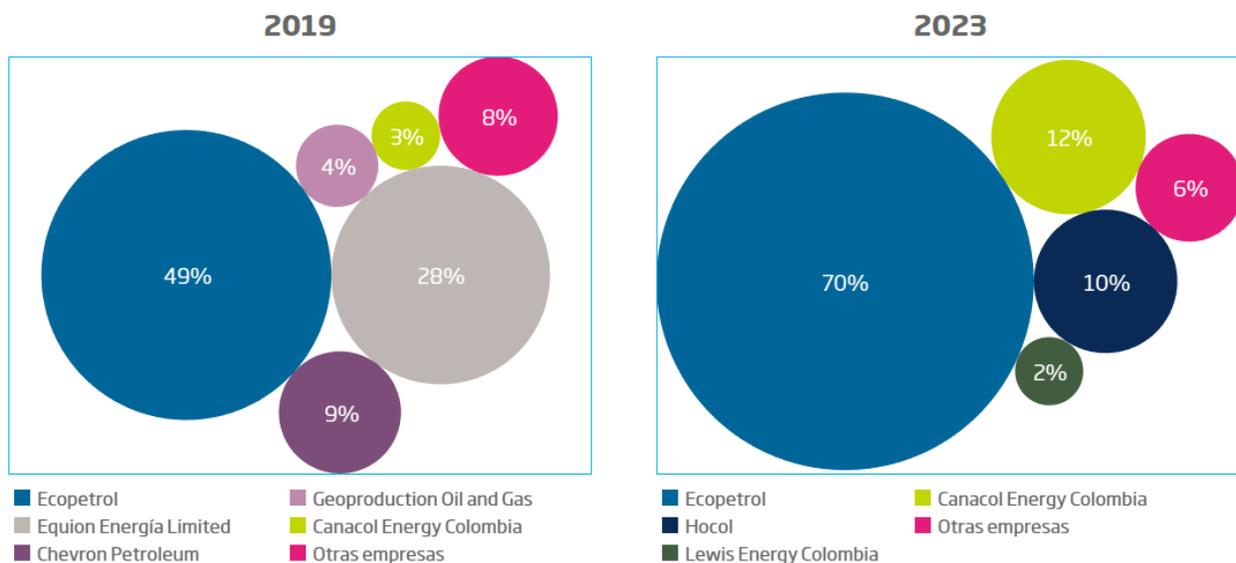


Fuente: ANH.

Cuando se compara la producción fiscalizada entre 2019 y 2023, de los diez mayores campos de gas natural en el país, solo cuatro incrementaron sus volúmenes de producción, tres de ellos ubicados en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM): Clarinete, Mamey y

Aguas Vivas, y el cuarto Bullerengue, ubicado en la cuenca Sinú-San Jacinto. Los cinco principales campos de gas natural de Colombia, los cuatro grandes de los Llanos Orientales y Chuchupa-Ballena en La Guajira, se encuentran en declinación.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL POR OPERADORA



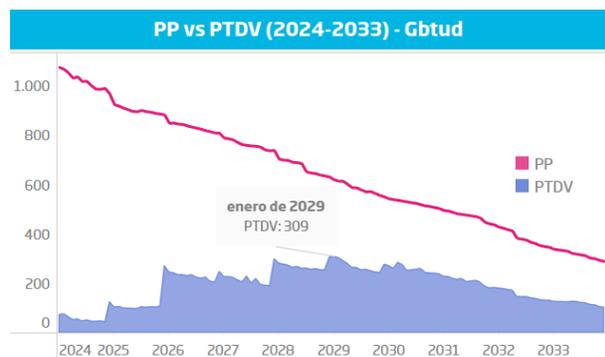
Fuente: ANH.

Declaratoria de producción 2024-2033

TOTAL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (PP) DECLARADA - Gbtud - PROMEDIO MES												
Versión declaratoria	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
2023	1.170	1.085	959	870	734	650	515	398	356	286		
2024	1.323*	1.020	900	831	761	668	585	524	471	383	316	

Fuente: Resolución MinMinas 01743 de 2023 y 00662 de 2024, documento soporte Declaración de Producción de Gas Natural, MME, Julio-2024.

*Esta cifra 2023, corresponde al suministro nacional histórico de gas natural.



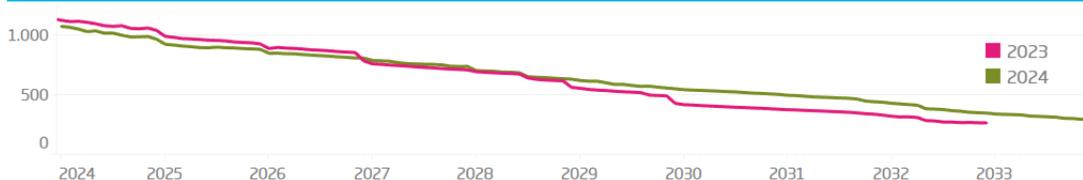
Fuente: Resolución MinMinas 00662 de 2024, documento soporte Declaración de Producción de Gas Natural, MME, Julio-2024.
PTDV: Producción Total Disponible para la Venta.

La PP total declarada evoluciona con ajustes informados por los operadores de los campos. En el cuadro anterior se comparan las cifras de la última versión declaratoria 2023 vs declaratoria 2024, y se observan disminuciones en los PP entre 2024 y 2026 e incrementos de 2027 a 2032.

La Producción Total Disponible para la Venta en la declaratoria de 2024, permite evidenciar un pico máximo en enero de 2029 de 309 Gbtud.

EVOLUCIÓN POTENCIAL DE PRODUCCIÓN 2023 vs 2024 - Gbtud

País



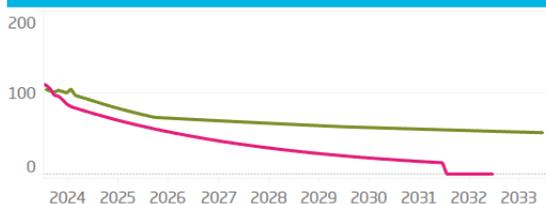
Cupiagua



Pauto



Cusiana

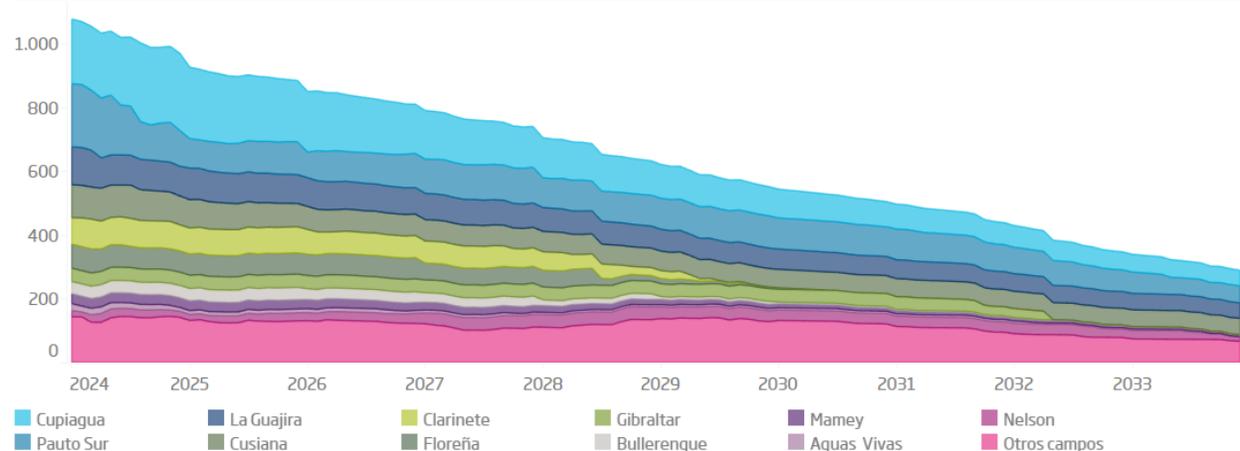


Clarinete



Fuente: Resolución MinMinas 00662 de 2024, documento soporte Declaración de Producción de Gas Natural, MME, Julio-2024.

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN POR CAMPO EN DECLARATORIA 2024-2033 (Gbtud)



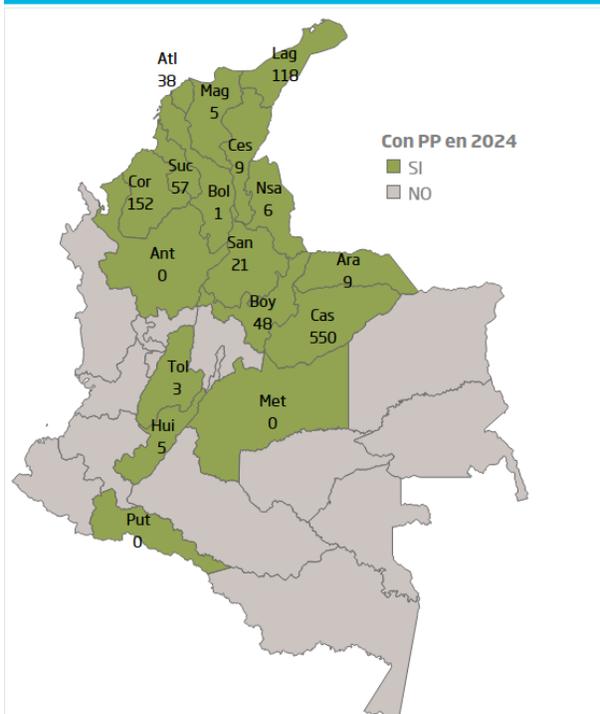
Fuente: Resolución MinMinas 00662 de 2024, documento soporte Declaración de Producción de Gas Natural, MME, Julio-2024.
*La Guajira: Ballena y Chuchupa.

Según la versión de la declaratoria de 2024, de los 11 campos con los mayores PP declarados de gas natural para 2024, solo se mantienen produciendo hasta 2033 seis de ellos: Pauto, Cupiagua, Cusiana, La Guajira, Mamey y Nelson, y

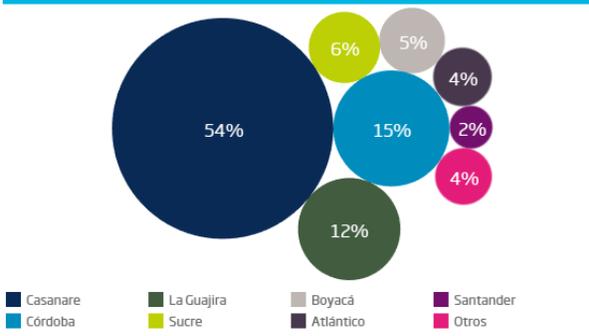
se cierran así en este periodo los ciclos de campos históricos como Gibraltar y Floreña. Igual suerte corren los campos Clarinete, Bullerengue y Aguas Vivas, de menor trascendencia que los antes mencionados.

DECLARATORIA DE PRODUCCIÓN - 2024

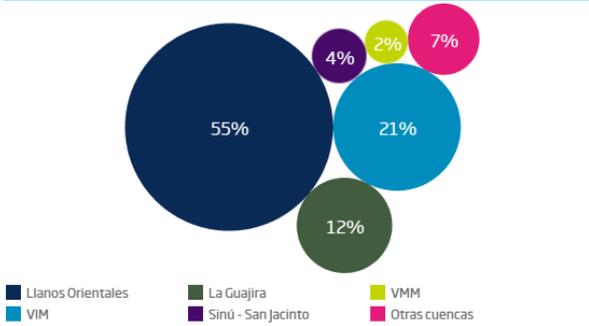
Departamentos con PP declarada (Gbtud)



Departamento

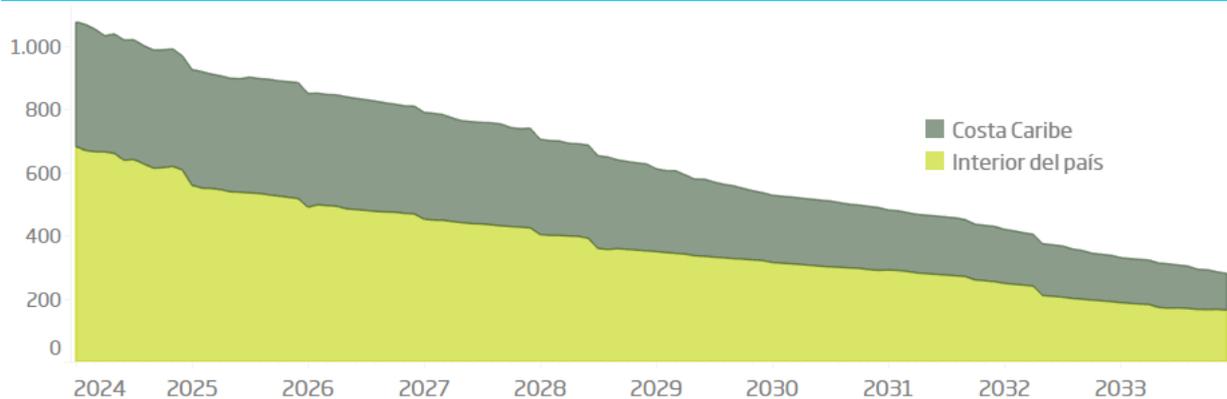


Cuenca



Fuente: Resolución MinMinas 00662 de 2024, documento soporte Declaración de Producción de Gas Natural, MME, Julio-2024.

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN POR REGIÓN EN DECLARATORIA 2024-2033 (Gbtud)



Fuente: Resolución MinMinas 00662 de 2024, documento soporte Declaración de Producción de Gas Natural, MME, Julio-2024.

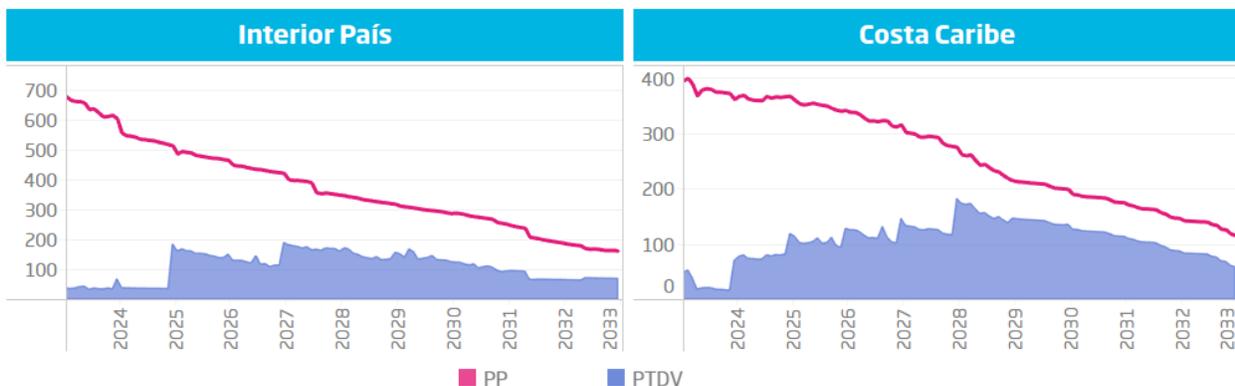
DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN 2024-2033
Año de gas 2024 - promedio mes (Gbtud)

Zona	Campos	PP	PTDV	%PTDV/PP
Interior del país	Cupiagua	220	4	2%
	Pauto Sur	154	3	2%
	Cusiana	98	1	1%
	Floreña	70	3	5%
	Gibraltar	41	0	1%
	Otros campos	57	27	48%
	Total		641	40
Costa Caribe	La Guajira	100	9	9%
	Clarinete	86	2	3%
	Bullerengue	38	0	1%
	Mamey	31	0	1%
	Nelson	23	0	1%
	Aguas Vivas	18	0	0%
	Otros campos	82	18	22%
Total		379	30	8%
Total general		1.020	69	7%

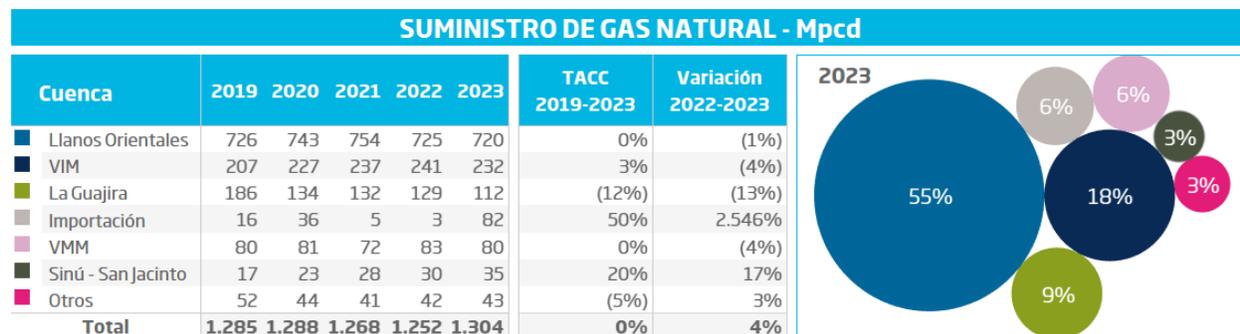
Fuente: Cálculos de Promigas con información de la Resolución MinMinas 00662 de 2024, documento soporte Declaración de Producción de Gas Natural, MME, Julio-2024.

Cuando se compara, en los dos mercados de gas natural del país, el % PTDV/PP, porcentaje del potencial de producción declarado que se encuentra disponible para la venta, los índices en cada uno de estos mercados son muy similares, la Costa Caribe (8 %) y el Interior del país (6 %), aun cuando en valores absolutos el Interior del país (40 Gbtud) presenta una mayor PTDV que la Costa Caribe (30 Gbtud). Al respecto, son los denominados otros campos en ambas regiones donde existe en conjunto cierta disponibilidad, 45 Gbtud, aun cuando ella se encuentra dispersa.

DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN 2024-2033 POR ZONAS (Gbtud)



Fuente: Resolución MinMinas 00662 de 2024, documento soporte Declaración de Producción de Gas Natural, MME, Julio-2024.



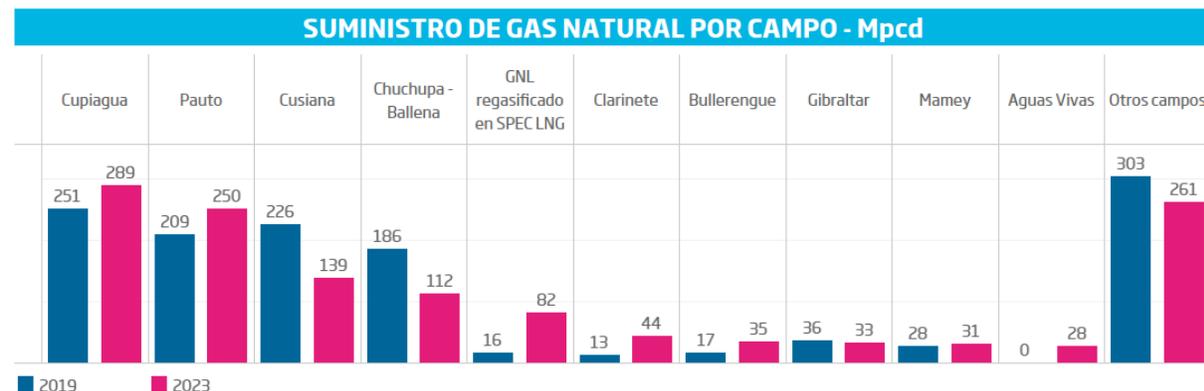
Fuente: ANH e informe anual de gestión 2023 de SPEC.

El mayor suministro de gas natural en 2023, 52 Mpcd, se sustentó con volúmenes de GNL importados, los cuales fueron regasificados a través de SPEC LNG, y alcanzaron 82 Mpcd, para un crecimiento de 2.546 % con respecto a 2022. Gracias a este suministro, las térmicas de la región Caribe que generan con gas, ante la llegada del fenómeno de El Niño en el segundo semestre de 2023, lo hicieron al tope de sus

capacidades para evitar posibles y costosísimos, racionamientos de energía a nivel nacional.

En contraste, cuando se compara el suministro de gas en 2023, de las cuatro principales cuencas productoras del país: Llanos Orientales, VIM, La Guajira y VMM, con respecto a 2022, se observa con preocupación que todas presentaron variaciones negativas.

La cuenca de los Llanos Orientales, con sus tres grandes campos: Cusiana, Pauto y Cupiagua, continúa con más de la mitad de la carga del suministro de gas natural en el país.

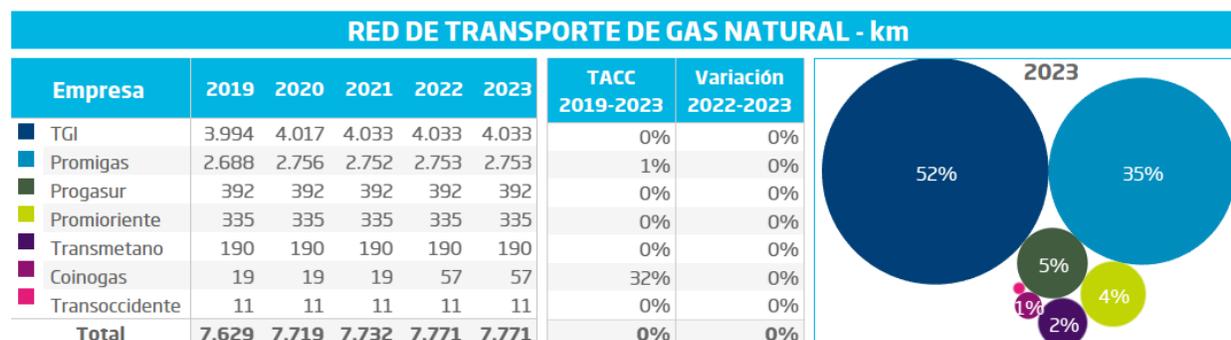


Fuente: ANH e informe anual de gestión 2023 de SPEC.

En el último lustro, declinaciones en el suministro de gas de campos históricos del país, como Cusiana (Llanos Orientales) y Chuchupa-Ballena (La Guajira), se han podido contrarrestar, en buena parte, por incrementos en los

volúmenes de otros campos aledaños como Cupiagua y Pauto, en los Llanos Orientales, para el caso de Cusiana, y Clarinete, Bullerengue y Aguas Vivas, en la región Caribe, para el caso de Chuchupa-Ballena.

Transporte de gas por redes



Fuente: Promigas y empresas del sector.

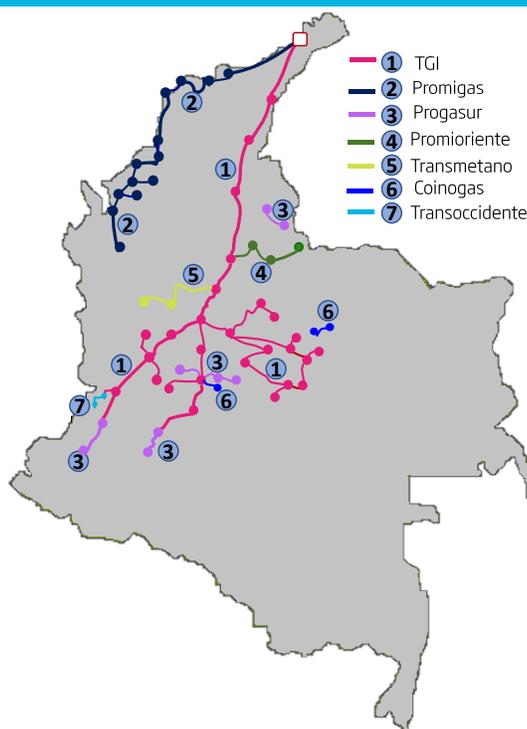
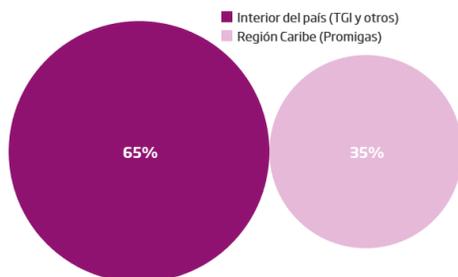
El incremento en los km de gasoductos de Coinogas en 2022, se debe a que esta transportadora, a partir del primero de enero de 2022, reemplazó a Progasur como operador del

gasoducto Flandes-Guando, de 38 km, cuya propiedad es de la firma Perenco Colombia, y actualmente hace parte del SNT, mientras que Progasur no lo incluía en sus reportes como tal.

Nuestro país cuenta con más de 7.700 km de gasoductos. En marzo de 2023, se conectó el sistema de la Región Caribe con el del Interior del país en la estación Ballena en el departamento de La Guajira.

RED DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - km 2023

Región	2019	2023
Interior del país (TGI y otros)	4.941	5.018
Región Caribe (Promigas)	2.688	2.753
Total	7.629	7.771



Fuente: Promigas y empresas del sector.

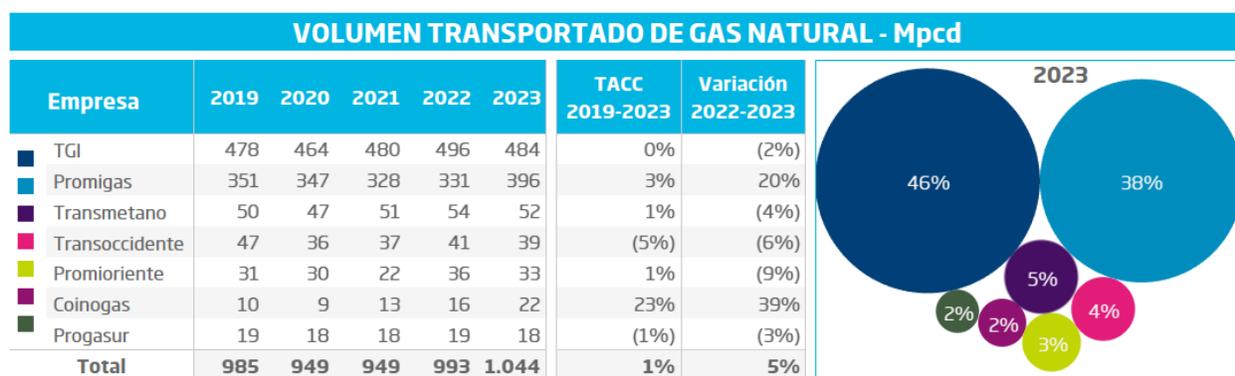
Gas natural en Colombia

En lo que tiene que ver con nueva infraestructura de transporte, la multinacional Canacol Energy informó mediante comunicado, a mediados de octubre de 2023, que desiste de la construcción del gasoducto Jobo-Medellín, el cual había pactado con EPM.

La compañía adujo al respecto una serie de problemas legales, sociales y de seguridad para cancelar el contrato, cuyas obras apenas estaban en análisis y a la espera de la licencia

ambiental para el proyecto de 289 km y 22 pulgadas desde la instalación de procesamiento de gas en el campo Jobo (Córdoba) hasta Medellín. Adicionalmente, la multinacional expuso que priorizará la inversión en sus programas de exploración de gas natural en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) y en Bolivia.

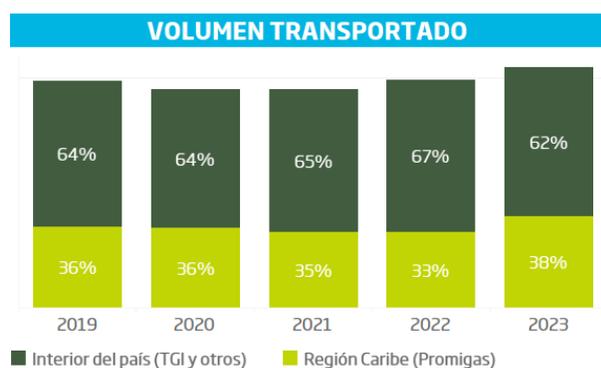
Fuente: <<https://caracol.com.co/2023/10/20/canacol-ya-no-construira-el-gasoducto-jobo-a-medellin-que-habia-pactado-con-epm/>>.



Fuente: Promigas y empresas del sector.

El mayor volumen de gas natural transportado por las siete empresas de este subsector, en 2023 con respecto al año anterior, 51 Mpcd, se sustenta en el crecimiento de los volúmenes

transportados por Promigas correspondientes a los mayores consumos del sector termoeléctrico en el último cuatrimestre del año, motivados por la llegada del fenómeno de El Niño al país.

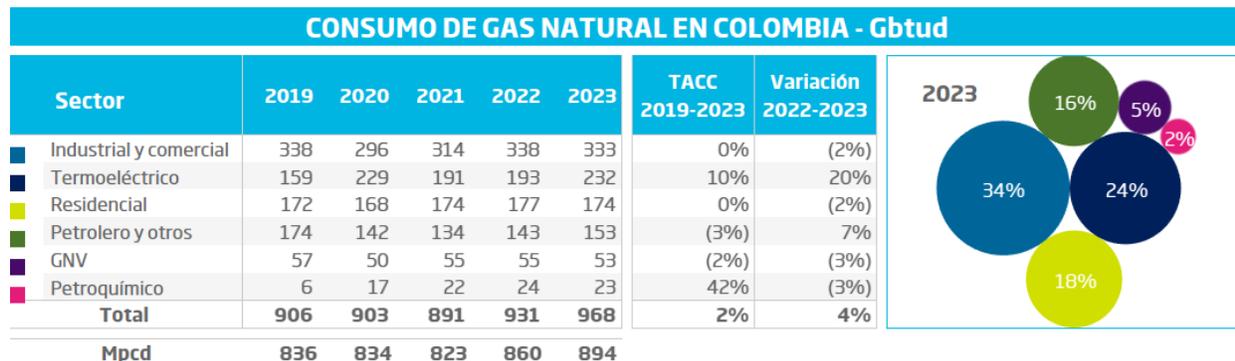


Fuente: Promigas, empresas del sector.

Entre las transportadoras de gas en el interior del país, Coinogas presentó el mayor crecimiento en sus volúmenes transportados entre 2019 y 2023, 12 Mpcd. Esta empresa, encargada de los gasoductos que unen a Yopal (Casanare) con Floreña y Agua Azul, en 2022 agregó a su operación el gasoducto Flandes-Guando.

Distribución y comercialización

Consumo



Fuente: Elaborado por Promigas con información de Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.
 Nota: Las cifras calculadas en Mpcd, se obtuvieron con un poder calorífico promedio país de 1.083 btu/pc.

Aun cuando, el sector Industrial y Comercial en 2023 presentó una disminución en sus volúmenes de consumo de gas natural de (2%), este sector continúa liderando este renglón en nuestro país con una participación de 34%. Por su parte, el termoeléctrico con un incremento de

39 Gbtud, dada la llegada del fenómeno de El Niño en el último cuatrimestre del año, y el petrolero, que incluye compresores del SNT, con 10 Gbtud, fueron los sectores que observaron crecimientos positivos en sus volúmenes de consumo con respecto al año anterior.

El sector Industrial y comercial lideró, durante el último quinquenio (2019-2023), el consumo de gas natural en el país. En el 2023, alcanzó una participación de 34%.

CONSUMO DE GAS NATURAL SEGÚN MERCADO



Fuente: Elaborado por Promigas con información de la Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

El consumo del mercado no regulado a partir de 2021, un año en el que los volúmenes estuvieron castigados por la recesión económica producto de la pandemia del Covid-19 y la ausencia de El Niño, vuelve a retomar una senda de crecimiento

interesante, sustentada por la recuperación de los volúmenes de la gran industria en 2022, los mayores consumos termoeléctricos en 2023 y el aporte del sector petrolero que en el bienio creció 19 Gbtud.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR REGIONES EN EL MERCADO REGULADO - Gbtud



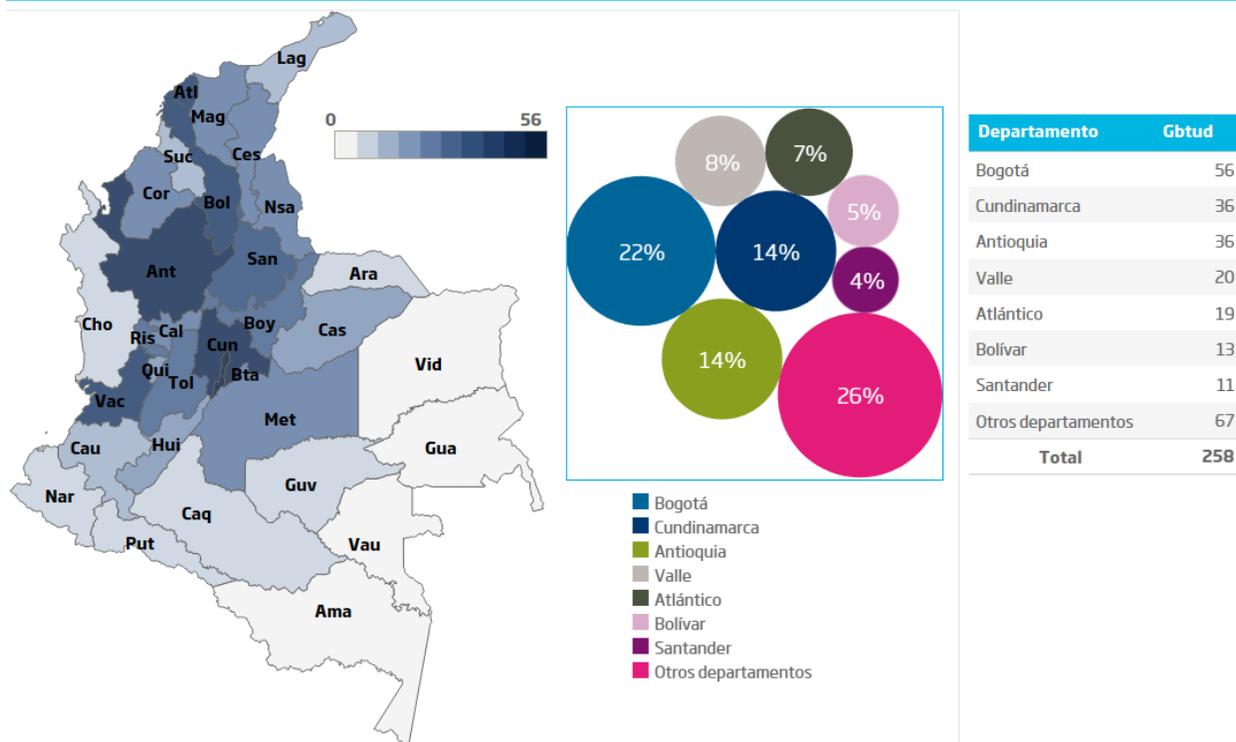
Fuente: Elaborado por Promigas con información de la Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.
 Nota: Las cifras calculadas en Mpcd, se obtuvieron con un poder calorífico promedio país de 1.083 btu/pc.

En términos generales, las cuatro grandes regiones en que se divide el país para analizar las cifras de consumo en el mercado regulado del sector gas natural, presentaron un crecimiento vegetativo, entre 0,4 % y 1,4 %, en el último lustro, aun cuando, en el año anterior se presentaron decrecimientos en tres de estas, y fue la excepción la región Andina que no

presentó variación alguna con respecto al año anterior.

En contraste, la región Pacífica, con su departamento bandera, Valle del Cauca, con un decrecimiento de (8 %) en el último año, fue la región con la mayor disminución en este periodo.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS EN EL MERCADO REGULADO - 2023



Fuente: Cálculos hechos por Promigas con información de Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

Cobertura

COBERTURA DE GAS NATURAL							
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
D.C. y municipios atendidos	751	757	758	764	769	1%	1%
Departamentos atendidos	27	27	27	27	27	0%	0%
Empresas distribuidoras	41	41	42	42	43	1%	2%

Cifras en Miles

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Usuarios potenciales	12.184	12.473	12.702	13.166	14.226	4%	8%
Residenciales anillados	10.597	10.880	11.249	11.536	12.330	4%	7%
Usuarios conectados	9.949	10.254	10.663	11.053	11.492	4%	4%
Residenciales	9.762	10.061	10.463	10.843	11.275	4%	4%
Estratos 1, 2 y 3	8.331	8.587	8.928	9.252	9.618	4%	4%
Estratos 4, 5 y 6	1.431	1.474	1.535	1.591	1.657	4%	4%
Comerciales	182	187	194	204	211	4%	3%
Industriales	6	6	6	6	6	1%	1%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En el último lustro, se llevó el servicio de gas natural a 18 nuevos municipios, ubicados en los departamentos de: Norte de Santander (9), Boyacá (6), Arauca (2) y Tolima (1). Con estos

municipios conectados se alcanzó a cierre de diciembre de 2023 un total de 769, que son 68,5 % de los 1.122 municipios que tiene el país.

En 2023, se alcanzó en el país, el hito de sobrepasar los 11 millones de usuarios residenciales, repartidos en 769 municipios y 27 departamentos.

COBERTURA DE GAS NATURAL					
	2019	2020	2021	2022	2023
Efectiva	81%	81%	82%	82%	79%
Potencial	87%	87%	89%	88%	87%

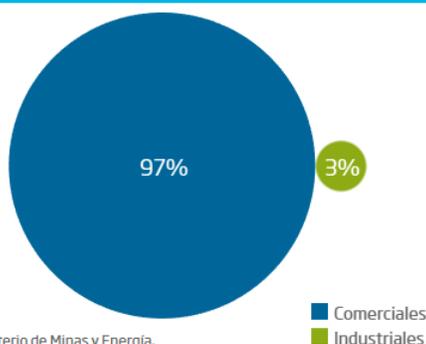
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Cobertura efectiva: Residenciales/potenciales . **Cobertura potencial:** Anillados/potenciales

La disminución en las coberturas del servicio de gas natural en nuestro país en el último año tiene su sustento en el crecimiento de los usuarios potenciales (1.060.000,

aproximadamente) en la totalidad de los 769 municipios que cuentan con la disponibilidad de este servicio, cifra arrojada por el Ministerio de Minas y Energía.

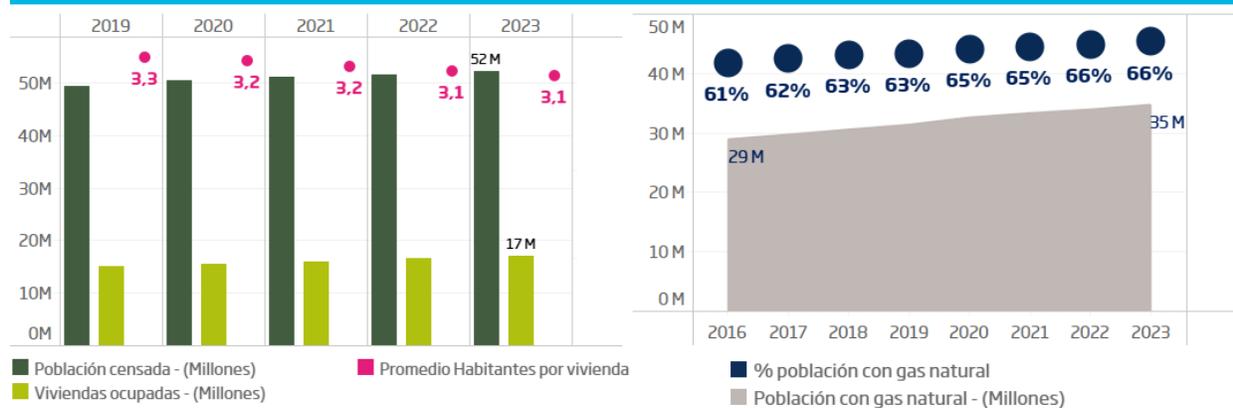
USUARIOS NO RESIDENCIALES - 2023



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En el transcurso del periodo en estudio, 2019-2023, en nuestro país se conectaron 29.361 nuevos usuarios no residenciales, de los cuales 29.242 fueron usuarios comerciales y 119 usuarios industriales.

CIFRAS DE POBLACIÓN CON GAS NATURAL



Fuente: Cálculos de Promigas con información del Ministerio de Minas y Energía y DANE.

Según cálculos de Promigas, a diciembre de 2023, la población colombiana con acceso al servicio de gas natural asciende a 34,7 millones, cifra que representa un 66,4 % del total de la población nacional, la cual según el DANE para este mismo periodo alcanza 52,2 millones de habitantes. Este cálculo de población con acceso al gas natural (35 M) es el resultado de

multiplicar los 11,3 millones de usuarios residenciales a cierre de 2023, por el promedio de habitantes por vivienda del país para el mismo periodo, 3,07. Una cifra de esta magnitud, que muy pocos países pueden presentar, significa una notable mejoría en la calidad de vida de los colombianos.

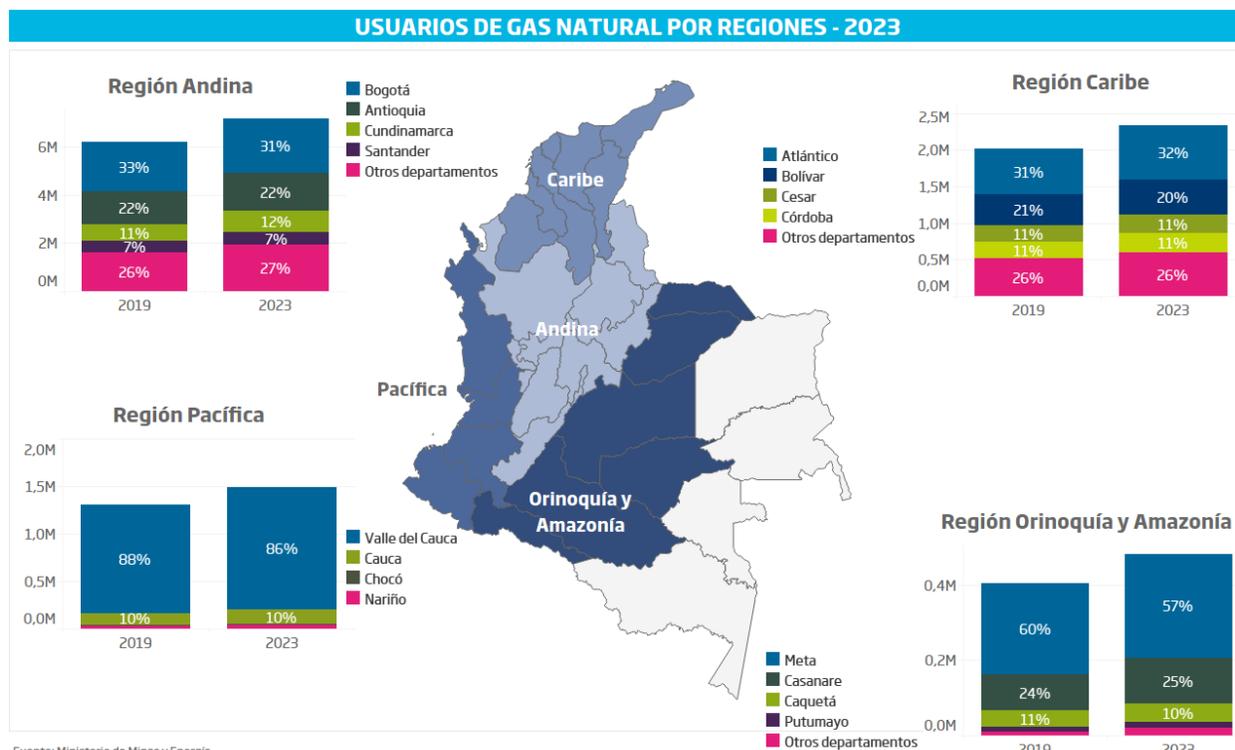
USUARIOS DE GAS NATURAL POR REGIÓN

Cifras en miles

Región	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Andina	6.224	6.416	6.682	6.915	7.187	4%	4%
Caribe	2.018	2.079	2.159	2.246	2.338	4%	4%
Pacífica	1.303	1.338	1.381	1.434	1.487	3%	4%
Orinoquía y Amazonía	405	420	440	458	481	4%	5%
Total	9.949	10.254	10.663	11.053	11.492	4%	4%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.





USUARIOS DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS

Cifras en Miles

Departamento/D.C.	2019	2020	2021	2022	2023
Bogotá	2.074	2.107	2.160	2.192	2.247
Antioquia	1.372	1.425	1.487	1.552	1.609
Valle del Cauca	1.141	1.168	1.201	1.241	1.283
Cundinamarca	698	736	791	826	882
Atlántico	628	650	677	712	740
Santander	459	473	491	507	528
Bolívar	417	427	441	457	479
Tolima	316	320	333	347	362
Risaralda	257	268	281	294	305
Magdalena	253	263	276	287	296
Norte de Santander	223	236	253	273	287
Huila	243	248	256	267	276
Meta	242	247	256	265	274
Boyacá	217	226	240	250	268
Cesar	225	232	241	249	260
Córdoba	226	232	240	247	257
Caldas	205	213	222	231	239
Quindío	157	163	169	176	183
Sucre	150	153	156	161	168
Cauca	126	132	137	144	150
La Guajira	118	122	127	132	137
Casanare	96	104	111	117	121
Nariño	32	34	39	45	50
Caquetá	43	44	46	47	49
Putumayo	13	14	15	16	16
Arauca	5	5	7	7	15
Guaviare	5	5	6	6	6
Chocó	4	4	4	4	4
Total	9.949	10.254	10.663	11.053	11.492

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En el transcurso del último quinquenio se conectaron en Colombia, un poco más de 1.542.000 nuevos usuarios al servicio de gas natural.

Antioquia, con un crecimiento de 237.000 nuevos usuarios conectados, aproximadamente, en el último quinquenio, lideró este rubro en el país.

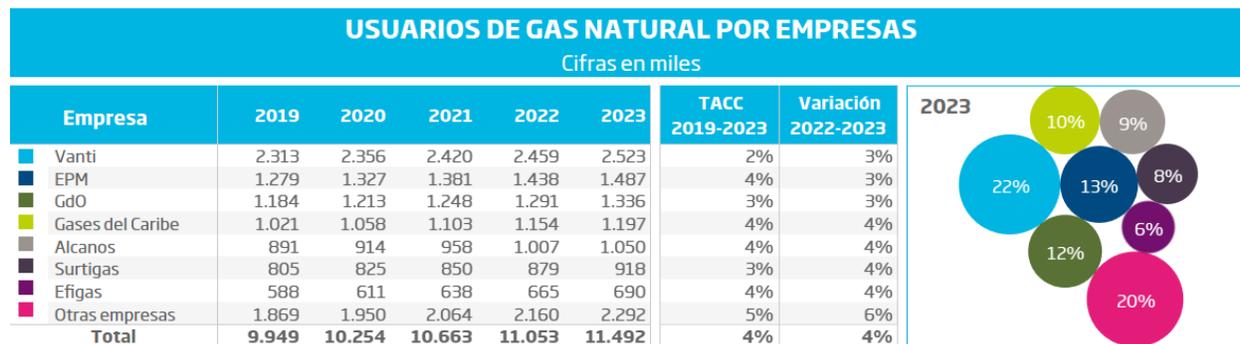
Cundinamarca, con 184.000 nuevos usuarios conectados, aproximadamente, y Bogotá con 172.000, fueron los entes territoriales que más se acercaron a las cifras de conectados de Antioquia.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.
Nsa: Norte de Santander.

Los departamentos de Cesar y Caldas, en la región Caribe y Andina, respectivamente, podrían ser los próximos en cumplir con 100 % de cobertura de sus municipios con gas natural, ya que solo le faltan dos municipios a cada uno.

Asimismo, Cundinamarca y Risaralda, en la región Andina, Valle del Cauca y Sucre en la Pacífica y Caribe, respectivamente, se encuentran a solo tres municipios para alcanzar una cobertura total.



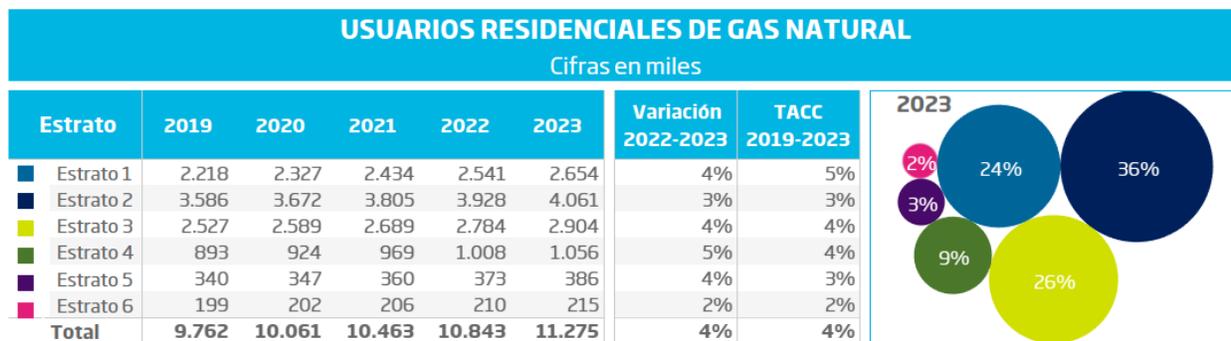
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Surtigas, empresa distribuidora y comercializadora de gas natural, perteneciente al grupo Promigas, que atiende los departamentos de Bolívar, Córdoba y Sucre y

seis municipios más de Antioquia, se proyecta para el próximo quinquenio como la sexta empresa en el país que alcanzaría el hito del millón de usuarios conectados al gas natural.



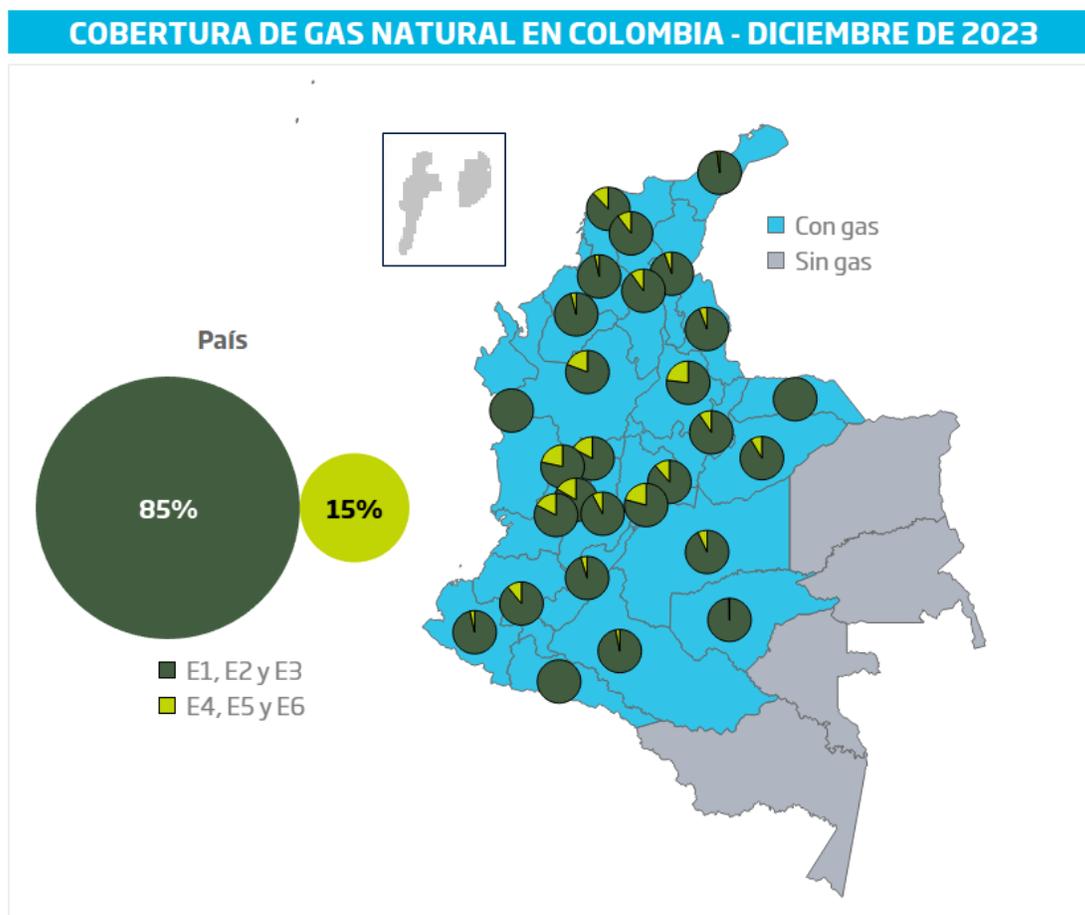
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Un par de décadas atrás, cuando se referenciaban estas cifras en las que se mostraba como el servicio de gas llegaba a todos los estratos socioeconómicos de la población, siendo que los usuarios de estratos 1, 2 y 3 alcanzaban 75 % del total, se acuñó este

eslogan: “El gas natural, una verdadera revolución social”. Hoy, a cierre de 2023, esta cifra asciende a 86 % del total, unos 9,6 millones de usuarios, por lo que el eslogan está más vigente que nunca.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

POBLACIÓN EN MUNICIPIOS SIN GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2023

Departamento/DC	Total municipios	Municipios sin gas	Población sin gas	No. de viviendas proyectadas por cabecera*	NBI Promedio
Amazonas	11	11	37.047	12.052	35%
Antioquia	125	22	70.580	22.961	A. 29%
Arauca	7	4	93.549	30.434	35%
Atlántico	23	0	0	0	A. NA
Bogotá	1	0	0	0	NA
Bolívar	46	5	40.468	13.165	B. 51%
Boyacá	123	42	50.949	16.575	22%
Caldas	27	3	7.711	2.509	C. 13%
Caquetá	16	15	110.341	35.896	31%
Casanare	19	0	0	0	C. NA
Cauca	42	24	72.308	23.523	27%
Cesar	25	2	9.970	3.243	C. 58%
Chocó	31	26	84.419	27.463	61%
Córdoba	30	0	0	0	C. NA
Cundinamarca	116	3	3.677	1.196	11%
Guainía	8	8	20.279	6.597	G. 61%
Guaviare	4	3	9.637	3.135	36%
Huila	37	11	33.009	10.739	H. 20%
La Guajira	15	0	0	0	NA
Magdalena	30	0	0	0	M. NA
Meta	29	7	19.953	6.491	37%
Nariño	64	63	408.497	132.894	N. 27%
Norte de Santander	40	19	67.034	21.808	27%
Putumayo	13	9	77.350	25.164	P. 23%
Quindío	12	4	11.821	3.846	10%
Risaralda	14	2	6.632	2.158	R. 48%
San Andrés Islas	2	2	44.893	14.605	15%
Santander	87	46	111.698	36.338	S. 17%
Sucre	26	3	24.532	7.981	52%
Tolima	47	6	26.971	8.774	T. 28%
Valle del Cauca	42	3	8.457	2.751	14%
Vaupés	6	6	12.090	3.933	V. 69%
Vichada	4	4	25.833	8.404	73%
Total	1.122	353	1.489.705	484.636	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, y DANE Censo poblacional 2018. *Cálculos elaborados por Promigas, con el promedio de personas por vivienda, 3,1.

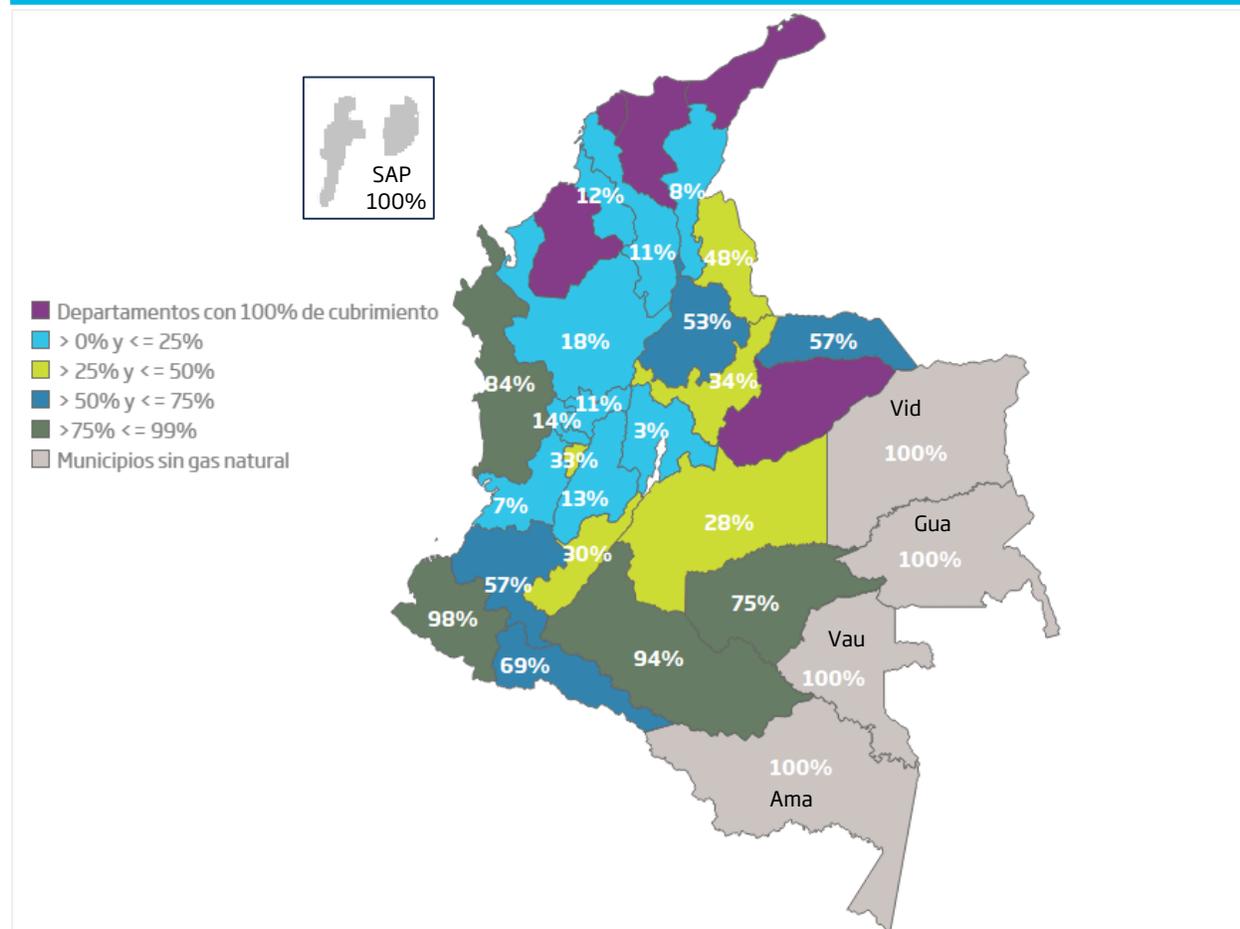
En Colombia, restan por acceder al servicio de gas, 353 municipios, 151 de los cuales pertenecen a Nariño (63), Santander (46) y Boyacá (42).

Aun cuando para el MME, Arauca cuenta con cuatro municipios sin gas, Ecopetrol anunció, en comunicado del 12 de diciembre de 2023, que

familias de los municipios de Arauca, Arauquita, Cravo Norte y Puerto Rondón, contaban por primera vez con el servicio de gas domiciliario gracias a una iniciativa del Grupo Ecopetrol, la Fundación Oleoducto Vivo, la Gobernación de Arauca y las alcaldías de los municipios beneficiados.

Fuente: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/servicio-gas-domiciliario-arauca>.

**% DE MUNICIPIOS POR DEPARTAMENTOS SIN CUBRIMIENTO DE GAS NATURAL
DICIEMBRE 2023**



Fuente: Cálculos elaborados por Promigas con información del Ministerio de Minas y Energía y el DANE.

Solo les resta a las empresas distribuidoras y comercializadoras que prestan el servicio de gas natural domiciliario por redes, hacer presencia en cinco departamentos de Colombia, cuatro de la región Orinoquia y Amazonía: Amazonas, Guainía, Vichada y Vaupés, además de San Andrés Islas en la región Caribe, este último un caso sui géneris para el sector, por su complejidad dada por su característica insular.

En estos departamentos se encuentran ubicados 23 municipios o áreas no municipalizadas, los cuales en conjunto representan, aproximadamente, unas 44.000 viviendas en sus cabeceras municipales, de las cuales las de San Andrés y Leticia (Amazonas), son las más representativas, pero, a la vez, las más aisladas geográficamente.

Precios y tarifas

Cifras de contratación de suministro y transporte

CONTRATACIÓN POR MODALIDAD EN DICIEMBRE DE CADA AÑO



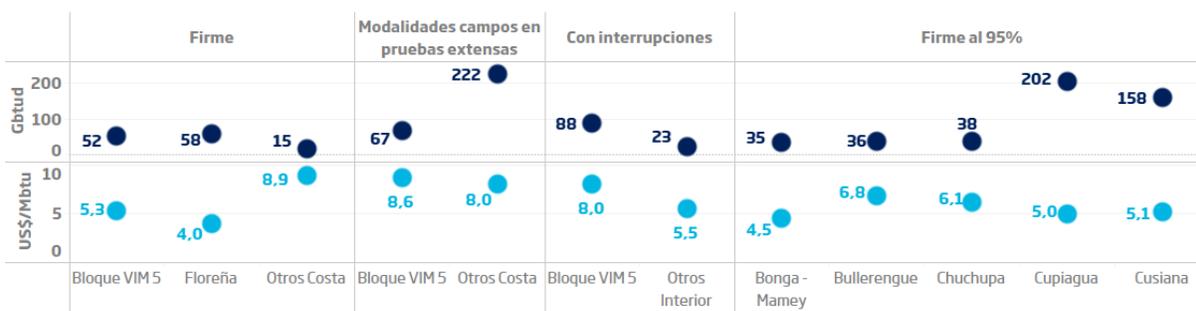
Fuente: Informe mensual - Mercado de gas natural, diciembre 2019 y 2023, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

El precio promedio más alto que se pagó en el país, en dic-23, por la molécula de gas natural; 8,9 US\$/Mbtu, se negoció en los campos denominados "Otros Costa", bajo la modalidad de contratación Firme.

La modalidad de contratación de suministro 'Firmeza al 95 % (CF95)' continuó siendo la más utilizada para este tipo de negociación con una participación de 38 % en diciembre de 2023. A partir de 2021, con la entrada en vigor de la resolución CREG 186 de 2020, las modalidades

para campos en pruebas extensas, que comenzaron a ganar participación en las contrataciones de suministro, alcanzaron a diciembre de 2023 un 29%, las segundas más usadas después de la CF95.

CONTRATACIÓN VIGENTE POR CAMPO Y POR MODALIDAD EN DICIEMBRE DE 2023



Fuente: Informe mensual - Mercado de gas natural, diciembre 2023, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.
Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21 (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja), Guama, La Creciente, Merecumbe.

En diciembre de 2023, el precio promedio más alto que se pagó en el país por molécula de gas natural; 8,9 US\$/Mbtu, se negoció en los campos Costa en Bloque VIM 21, bajo la modalidad Firme,

excluyendo de este comparativo a la contratación de las refinерías, no obligadas a registrar contratos ante el Gestor.

ENERGÍA NEGOCIADA										
Tipo de mercado	2019		2020		2021		2022		2023	
	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu	Mbtu	Precio promedio ponderado US\$/Mbtu
Mercado primario	3.670.747	5,5	4.311.959	5,2	5.306.806	5,7	7.396.573	6,0	2.898.198	7,9
Mercado secundario	9.548.950	5,1	4.568.223	5,4	9.286.758	5,7	12.740.140	6,4	9.843.679	8,5
Otras transacciones del mercado mayorista	8.685.042	7,6	6.089.951	5,5	5.748.045	7,3	9.409.916	8,0	17.152.343	10,3



Fuente: Informe regulatorio de divulgación anual 2020, 2021, 2022 y 2023.

Durante el quinquenio 2019-2023, el volumen de gas natural negociado en el segmento de Otras Transacciones del Mercado Mayorista, que no son más que las negociaciones llevadas a cabo entre comercializadores y usuarios no regulados, se duplicó, con lo que se convirtió en

el segmento de mercado con mayor volumen de gas natural transado en 2023, y que desplazó al mercado Secundario al segundo lugar. No obstante, si revisamos el número de negociaciones, en este rubro continúa siendo mayoritario el mercado Secundario.

No. DE NEGOCIACIONES ANUALES																	
SUMINISTRO									TRANSPORTE								
Primario			Secundario			Otras transacciones del mercado mayorista			Primario			Secundario			Otras transacciones del mercado mayorista		
2019	495		2019	3.782		2019	1.671		2019	729		2019	4.007		2019	315	
2020	687		2020	2.717		2020	1.065		2020	555		2020	3.183		2020	1.073	
2021	1.038		2021	4.961		2021	1.311		2021	1.529		2021	4.723		2021	457	
2022	1.597		2022	6.025		2022	2.514		2022	877		2022	5.058		2022	368	
2023	557		2023	4.913		2023	3.681		2023	1.051		2023	3.859		2023	801	

Fuente: Informe mensual - Mercado de gas natural, diciembre 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023, Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

CIFRAS RELEVANTES EN CONTRATACIÓN DE TRAMOS SNT

Región	Tramos	Flujo y contraflujo	Agentes contratados	CMMP* (Kpcd)	Capacidad contratada (Kpcd)	CDP** (Kpcd)	Pareja de cargos 80-20*** (COP/Kpc)
Interior	Aguazul - Yopal	No	1	13.943	2.000	11.943	\$4.512,47
	Apiay - Ocoa	No	5	24.175	16.511	7.664	\$1.908,98
	Apiay - Usme	No	3	18.197	17.784	413	\$2.950,21
	Armenia - Yumbo/Cali	No	5	148.000	100.176	47.824	\$2.625,94
	Ballena - Barrancabermeja	No	13	260.000	139.410	112.590	\$5.515,25
	Barrancabermeja - Bucaramanga	Si	4	37.361	31.725	5.114	\$8.615,09
	Barrancabermeja - Sebastopol	Si	10	333.000	171.322	158.991	\$2.308,52
	Buenos Aires - Ibagué	No	1	15.552	5.348	10.204	\$3.579,66
	Chicoral - Flandes	No	1	12.015	3.227	8.788	\$6.434,50
	Cogua - Sabana_F	No	1	215.000	215.000	0	\$1.955,31
	Cusiana - Apiay	No	9	70.569	57.369	12.200	\$2.718,79
	Cusiana - El Porvenir	No	16	470.000	472.228	9	\$336,80
	El Porvenir - La Belleza	Si	13	472.500	452.020	10.558	\$3.832,66
	Flandes - Guando	No	1	10.738	1.250	9.488	\$2.026,60
	Flandes - Ricaurte	No	1	2.156	1.388	768	\$4.144,50
	Floreña - Yopal	No	7	16.161	12.101	4.060	\$1.955,96
	GBS_J - GBS_F	No	9	63.744	9.725	54.019	\$3.688,91
	Gibraltar - Bucaramanga	Si	4	49.920	48.387	1.011	\$12.347,85
	Gualanday - Neiva	Si	4	12.910	9.807	3.103	\$20.544,47
	Guando - Fusagasugá	No	1	957	957	0	\$10.789,99
	La Belleza - Cogua	No	4	198.691	218.331	0	\$1.332,95
	La Belleza - Vasconia	Si	11	301.348	287.120	9.570	\$2.022,90
	Mariquita - Gualanday	Si	5	21.953	15.137	6.816	\$5.898,88
	Mariquita - Pereira	No	8	168.000	156.212	10.640	\$3.236,72
	Neiva - Hobo	No	1	2.765	1.450	1.315	\$31.444,12
	Pereira - Armenia	No	7	158.000	119.426	38.574	\$1.141,92
	Pradera - Popayán	No	2	3.675	3.675	0	\$9.952,63
	Sardinata - Cúcuta	No	1	4.637	3.990	647	\$6.938,19
	Sebastopol - Medellín	No	8	78.000	62.363	15.039	\$6.340,40
	Sebastopol - Vasconia	Si	14	349.000	238.981	107.332	\$980,05
	Tane/Cácota - Pamplona	No	1	360	238	122	\$24.312,34
	Vasconia - Mariquita	No	10	192.000	181.031	9.661	\$1.928,14
	Yopal - Morichal	No	1	11.836	5.500	6.336	\$2.049,16
Yumbo/Cali - Cali	No	1	73.600	73.600	0	\$402,39	
Costa	Ballena - La Mami	Si	14	305.147	269.232	35.915	\$1.049,85
	Barranquilla - Cartagena	Si	15	723.703	699.564	24.139	\$1.116,35
	Barranquilla - La Mami	Si	14	698.003	657.777	40.226	\$1.641,70
	Cartagena - Mamonal	No	9	204.509	204.509	0	\$184,13
	Cartagena - Sincelejo	Si	11	285.945	270.699	15.246	\$2.329,48
	Jobo - Sincelejo	Si	9	191.745	170.900	20.845	\$2.438,97
	La Creciente - Sincelejo	No	10	92.000	92.000	0	\$1.008,67

Fuente: Informe Mensual: Mercado de Gas Natural, diciembre de 2023, BMC, y construcción Promigas.

*CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

**CDP: Capacidad Disponible Primaria.

*** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo / 20 variable + AOS&M.

Nota: Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

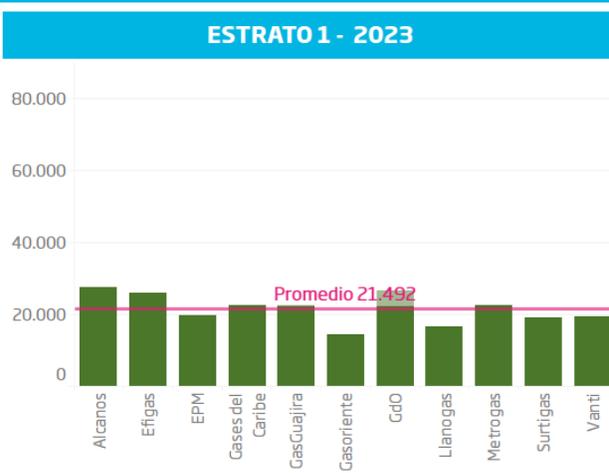
En el cuadro se sintetiza: i) El nivel de contratación para los tramos del SNT en el mercado primario, y ii) Los precios regulados asociados. Lo anterior, con el propósito de informar sobre el nivel de uso de los gasoductos

en comparación con su capacidad contratada, ya que así se identifican los tramos con potenciales disponibilidades en el mercado Secundario y en Otras Transacciones del mercado mayorista.

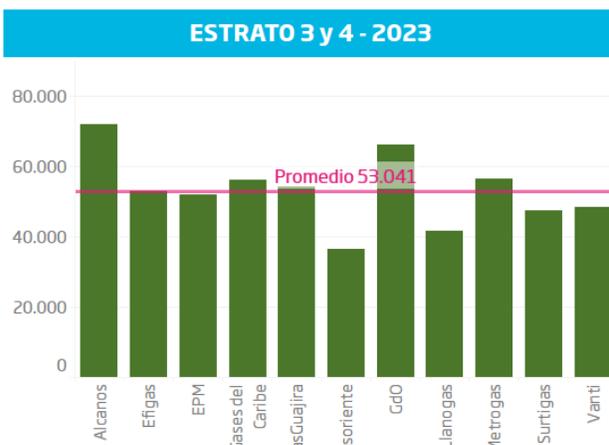
Tarifas a usuario final

FACTURACIÓN A USUARIO RESIDENCIAL DEL MES DE DICIEMBRE -\$/FACTURA - MES (20 m³)

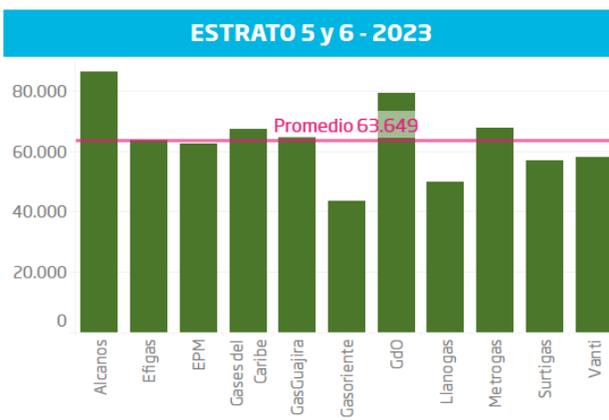
ESTRATO 1					
Empresa	2019	2020	2021	2022	2023
Alcanos	20.461	22.182	21.670	23.364	27.432
Efigas	17.671	18.672	18.689	21.700	26.044
EPM	16.081	17.803	18.342	22.342	19.552
Gases del Caribe	17.238	17.367	19.743	22.116	22.449
GasGuajira	13.640	17.540	18.515	21.560	22.500
Gasoriente	13.502	10.309	16.469	17.506	14.455
GdO	19.643	21.224	20.790	25.550	26.452
Llanogas	13.973	12.938	13.760	15.991	16.656
Metrogas	15.387	11.860	12.154	15.253	22.593
Surtigas	16.920	17.100	16.129	19.260	18.916
Vanti	18.094	16.773	17.826	22.630	19.362
Promedio	16.601	16.706	17.644	20.661	21.492



ESTRATO 3 y 4					
Empresa	2019	2020	2021	2022	2023
Alcanos	50.168	51.957	59.623	65.945	71.914
Efigas	41.744	43.096	44.610	51.088	53.020
EPM	36.428	41.995	42.946	51.888	52.055
Gases del Caribe	36.900	43.417	49.358	55.290	56.106
GasGuajira	31.617	41.354	44.872	51.973	54.045
Gasoriente	28.156	25.113	41.173	43.766	36.351
GdO	44.991	51.635	52.236	63.875	66.140
Llanogas	31.217	29.353	35.845	45.483	41.639
Metrogas	33.136	30.254	43.903	51.684	56.482
Surtigas	33.437	37.522	37.688	46.175	47.291
Vanti	37.595	37.289	42.948	54.546	48.405
Promedio	36.854	39.362	45.018	52.883	53.041



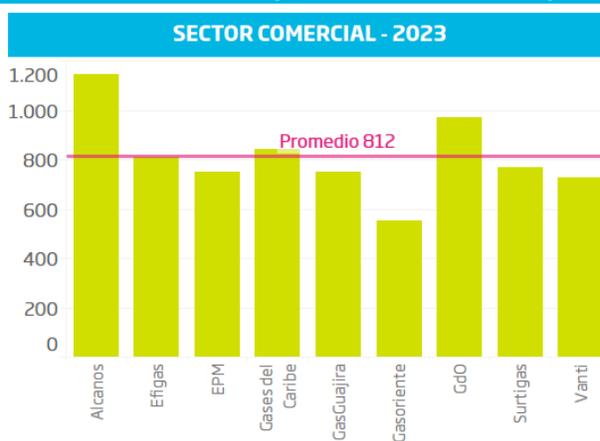
ESTRATO 5 y 6					
Empresa	2019	2020	2021	2022	2023
Alcanos	60.202	62.348	71.548	79.134	86.297
Efigas	49.494	51.716	53.532	61.306	63.624
EPM	43.714	50.394	51.535	62.266	62.466
Gases del Caribe	44.280	52.100	59.230	66.348	67.327
GasGuajira	35.222	46.884	53.847	62.351	64.850
Gasoriente	33.787	30.136	49.408	52.519	43.621
GdO	53.990	61.962	62.683	76.650	79.367
Llanogas	37.460	35.223	43.014	54.580	49.967
Metrogas	39.763	36.303	52.684	62.021	67.779
Surtigas	41.242	45.027	42.089	55.418	56.749
Vanti	45.114	44.747	51.538	65.456	58.086
Promedio	44.024	46.985	53.737	63.459	63.649



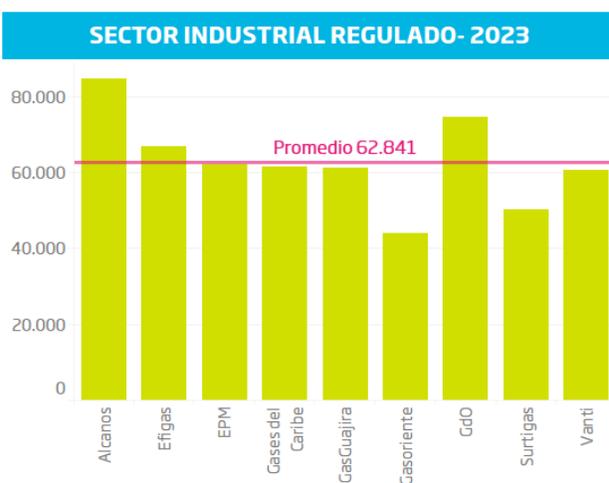
Fuente: Cálculos realizados por Promigas con publicaciones tarifarias de las empresas del sector y www.datos.gov.

FACTURACIÓN A USUARIO NO RESIDENCIAL DEL MES DE DICIEMBRE (\$000/FACTURA-MES)

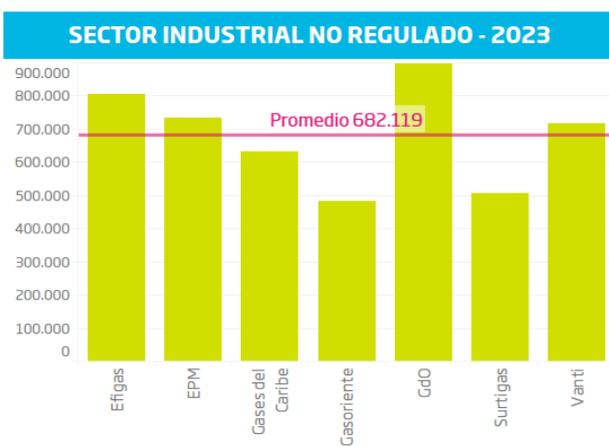
SECTOR COMERCIAL - (300 m³)					
Empresa	2019	2020	2021	2022	2023
Alcanos	736	756	819	918	1.146
Efigas	618	605	626	719	809
EPM	522	594	603	831	749
Gases del Caribe	603	630	648	834	844
GasGuajira	448	567	629	738	748
Gasoriente	427	416	613	677	552
GdO	703	777	715	931	969
Surtigas	505	447	581	683	769
Vanti	567	562	652	836	726
Promedio	570	595	654	796	812



SECTOR INDUSTRIAL REGULADO - (25.000 m³)					
Empresa	2019	2020	2021	2022	2023
Alcanos	61.179	62.826	74.176	79.468	84.618
Efigas	51.449	50.180	51.917	59.556	67.008
EPM	43.190	49.179	49.975	68.922	62.106
Gases del Caribe	46.586	48.437	48.625	61.261	61.452
GasGuajira	31.160	41.529	51.892	61.227	61.107
Gasoriente	35.357	34.511	50.919	54.219	44.041
GdO	55.580	62.939	57.611	72.330	74.454
Surtigas	41.798	35.041	38.989	46.367	50.179
Vanti	45.963	46.520	54.067	69.377	60.603
Promedio	45.807	47.907	53.130	63.636	62.841



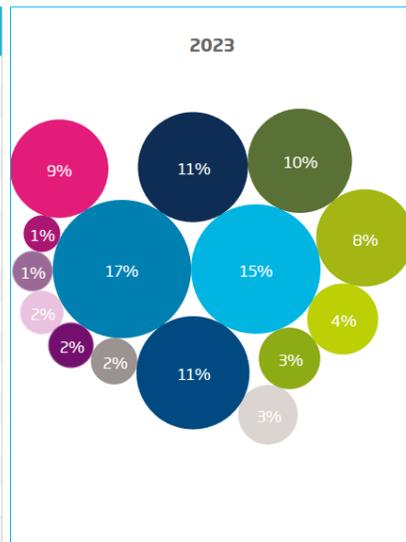
SECTOR INDUSTRIAL NO REGULADO - (300.000 m³)					
Empresa	2019	2020	2021	2022	2023
Efigas	617.358	590.274	598.910	714.638	804.051
EPM	478.011	590.102	599.655	673.852	735.077
Gases del Caribe	468.819	495.608	522.900	627.922	631.516
Gasoriente	424.255	414.117	611.003	605.770	483.316
GdO	666.935	733.683	694.632	870.870	897.991
Surtigas	424.733	347.612	392.370	471.431	507.369
Vanti	546.997	558.200	637.595	820.008	715.513
Promedio	518.158	532.799	579.581	683.499	682.119



Fuente: Cálculos realizados por Promigas con informe de las empresas del sector, www.datos.gov y SUI.

Subsidios y contribuciones

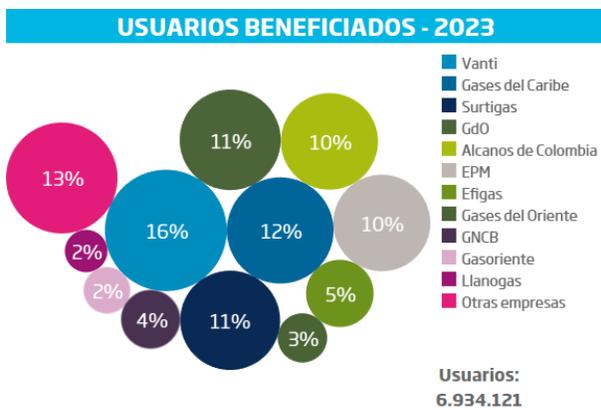
SUBSIDIOS - \$MM							
Empresa	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Vanti	123.965	148.939	172.311	201.858	225.556	16%	12%
Gases del Caribe	109.004	133.198	138.589	157.848	197.502	16%	25%
Alcanos de Colombia	91.902	123.950	115.957	125.560	150.811	13%	20%
GdO	89.361	117.488	121.270	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: Sistema Único de Información - SUI, administrado por la SSPD.
GNCB: Gas Natural Cundiboyacense.

Desde 2022, el monto total de los subsidios otorgados a los usuarios de gas natural pertenecientes a los estratos 1 y 2 del país sobrepasó el billón de pesos. Esta cifra, entre 2019 y 2023 creció a un promedio anual de 16 %, crecimiento que viene dado por dos

componentes, el mayor número de usuarios de estos estratos dadas las nuevas conexiones y el aumento en las tarifas especialmente en su componente G (costo del gas), base sobre la cual se liquida un 60 % de subsidio.



Fuente: Elaborado por Promigas con información de las Resoluciones de pago por menores tarifas del sector gas combustible por red expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, para la vigencia 2023.

SUBSIDIOS GIRADOS POR EL MME - \$MM		
Empresa	2023	Participación
Gases del Caribe	181.943	16%
Vanti	159.271	14%
Alcanos de Colombia	142.886	13%
GdO	125.545	11%
Surtigas	120.029	11%
Otras empresas	410.801	36%
Total	1.140.475	100%

Fuente: Resoluciones de pago por menores tarifas del sector gas combustible por red expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, para la vigencia 2023.

CONTRIBUCIONES - \$MM								
Empresa	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023	
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%	
Gasorient	3.089	2.505	3.117	4.070	6.174	19%	52%	
Llanogás	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	2.882	3.534	4.627	7.614	26%	65%	
Total	109.052	99.617	116.942	147.589	243.044	22%	65%	

Fuente: Sistema Único de Información - SUI, administrado por la SSPD.
GNCB: Gas Natural Cundiboyacense.

Las contribuciones se liquidan como un 8,9 % de la facturación de los usuarios comerciales e industriales que por ley no estén exentos de ella.

A cierre de 2023, un 70 % del monto liquidado se concentra en solo cuatro empresas: Vanti, EPM, GdO y Gases del Caribe.

BALANCE ANUAL				TACC 2019 - 2023		
Año	\$MM			Subsidio	Contribución	Déficit
	Subsidio	Contribución	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: Elaborado por Promigas con información de SUI.

En el cuadro anterior, se llevó a cabo un balance de los montos que se otorgaron por concepto de subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de todo el país, menos los montos liquidados por concepto de contribución en el transcurso del

período en estudio (2019-2023). Como puede apreciarse, el balance del lustro arroja un déficit cercano a los 4,3 billones de pesos, el cual debe ser cubierto con partidas del Presupuesto General de la Nación.

Gas natural vehicular (GNV)

En el contexto de la transición energética global y la creciente demanda de soluciones sostenibles para la movilidad, el Gas Natural Vehicular (GNV) emerge como una alternativa crucial para el transporte en Colombia. Este informe examina el papel del GNV en la transformación del sector, y destaca su impacto en términos ambientales, económicos y operativos, así como los retos y oportunidades asociados con su expansión.

Retos y oportunidades:

El GNV como motor de la transición energética

El GNV se está consolidando como el combustible clave en la transición hacia un transporte más limpio y eficiente. Su perfil ambiental favorable, caracterizado por menores emisiones de dióxido de carbono y contaminantes, lo convierte en una opción destacada para reducir el impacto ambiental del transporte. Además, su capacidad para ofrecer una alternativa económica y operacionalmente eficiente a los combustibles tradicionales refuerza su papel como pilar en la movilidad sostenible.

Precios competitivos del GNV

Uno de los principales retos del sector es garantizar precios competitivos que favorezcan la adopción masiva del GNV. Se pueden dirigir acciones que permitan optimizar los costos asociados con la producción y distribución del gas, así como en establecer mecanismos para ofrecer tarifas atractivas para los consumidores. La búsqueda de precios competitivos es esencial

para estimular la demanda y facilitar la penetración del GNV en el mercado.

Desarrollo de la red de Servicios

Otro desafío importante es la expansión y modernización de la infraestructura de servicios para el GNV, que incluye estaciones de carga rápida y servicios de mantenimiento. La continuidad en el desarrollo de esta red no solo facilita la operación diaria de los vehículos a GNV, sino que también apoya la estabilidad y el crecimiento del sector.

Masificación de la demanda: Entrada de nuevas marcas de vehículos

Para alcanzar una mayor adopción del GNV, es crucial fomentar la disponibilidad y variedad de vehículos dedicados a este combustible. La expansión de la oferta de vehículos, con entradas de nuevas marcas desde automóviles particulares hasta camiones y autobuses, contribuirá significativamente a aumentar el número de unidades en circulación y, por ende, la demanda de GNV.

Actualmente, en Colombia existen marcas con oferta de vehículos gas natural vehicular dedicados con configuraciones desde 10,5 Ton hasta 52 Ton de peso bruto vehicular, algunas de origen asiático como FAW, Sinotruk, Fotón y Shacman y marcas de origen europeo como Scania. Entre 2022 y 2023 la oferta de vehículos a gas natural vehicular para transporte de carga y pasajeros se amplió de manera importante con el ingreso de marcas como Dongfeng, Jac, Iveco, Golden Dragon y Zhong Tong.

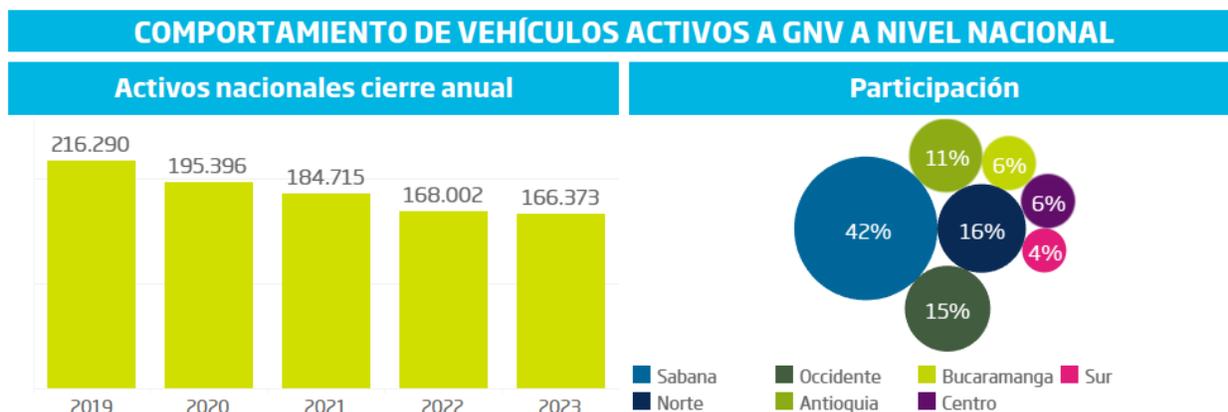


Fuente: <<https://www.somosgnv.com/doc/catalogo-dedicados-GNV-noviembre-2023.pdf#viewer.action=download>>

Se deben enfrentar estos retos con una visión estratégica y un enfoque proactivo. A través de

la colaboración entre todos los actores del sector y la implementación de iniciativas innovadoras, el GNV contribuirá de manera decisiva a un futuro más verde y eficiente para el transporte en Colombia.

Evolución histórica de activos GNV 2019 - 2023 (Vehículos dedicados y convertidos)



Fuente: Promigas y Naturgas.

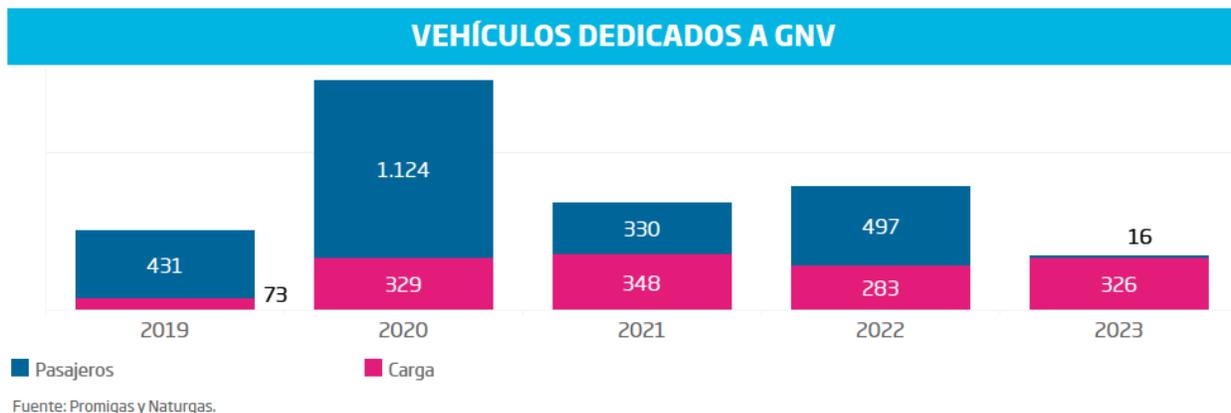
Algunas causas del decrecimiento de vehículos activos a GNV en Colombia en los últimos cinco años se atribuyen a las fluctuaciones en los precios del Gas Natural, derivadas de factores macroeconómicos que afectan la previsibilidad de costos para los usuarios.

A junio de 2024, los activos nacionales GNV han crecido 4 % respecto a diciembre de 2023, y han superado los 173.000 activos en la categoría entre livianos convertidos y vehículos dedicados.

En medio de las alzas en los precios de la gasolina y el diésel anunciadas por el Gobierno

Nacional, el GNV continuó su consolidación como la opción más económica para vehículos livianos. Los ahorros frente a la gasolina siguen experimentando un notable crecimiento, al pasar de 23 % en diciembre de 2022 a 45 % en promedio a nivel nacional a cierre de 2023.

Por otra parte, las bondades del GNV en comparación con el diésel y los anuncios del desmonte de subsidios a este último, vienen impulsado la adquisición de vehículos dedicados a GNV, que muestran un incremento en ventas solo en vehículos de carga del 15 % a cierre de 2023, en comparación al año anterior.



Entre 2022 y 2023, el segmento de vehículos de pasajeros tuvo una participación destacada en la matrícula de vehículos nuevos debido a la entrada en operación del Sistema de Transporte Masivo en Bogotá y a la creciente aplicabilidad de los principios de sostenibilidad en las empresas. La orientación hacia la descarbonización del transporte y la entrada de nuevas marcas también contribuyeron a esta tendencia, en la que mostraron una significativa participación del segmento de transporte en las ventas durante ese periodo.

Las ventas de vehículos dedicados han estado influenciadas por la baja adquisición de vehículos nuevos en el parque automotor de carga, pues cayeron en 41 % comparado con el mes de mayo de 2023. Una constante en este 2024 es que la industria automotriz sigue en caída, ya que volvieron a registrar números en rojo de acuerdo con el más reciente informe de la ANDI y Fenalco.

Fuente: <<https://www.infobae.com/colombia/2024/06/01/siguen-cayendo-las-ventas-de-vehiculos-colombia-en-mayo-se-registro-un-descenso-de-301>>.

Desde agosto de 2021, con la promulgación de la Ley 2128, los vehículos dedicados, aquellos cuyo motor ha sido diseñado y fabricado para operar exclusivamente con gas combustible, disfrutaban de beneficios, como no pico y placa ni restricción ambiental, descuento de 30 % en revisión tecnomecánica y 10 % en SOAT y seguros RC y RCE, sin certificado de emisiones en los primeros 10 años, Impuestos < 1 % del valor comercial, mayor calificación en licitaciones y cuota mínima de 30 % en SITP, SETP, Transporte de carga y Transporte especial.

Sin embargo, la conversión a gas natural sigue siendo una solución viable para el segmento de vehículos livianos en el servicio público de taxis y para vehículos particulares. Desde octubre de 2022 y a lo largo de todo 2023, la competitividad de este se ha recuperado considerablemente. Los aumentos periódicos en el precio de la gasolina corriente han permitido que los usuarios finales ahorren hasta 52 % en su gasto diario de combustible.

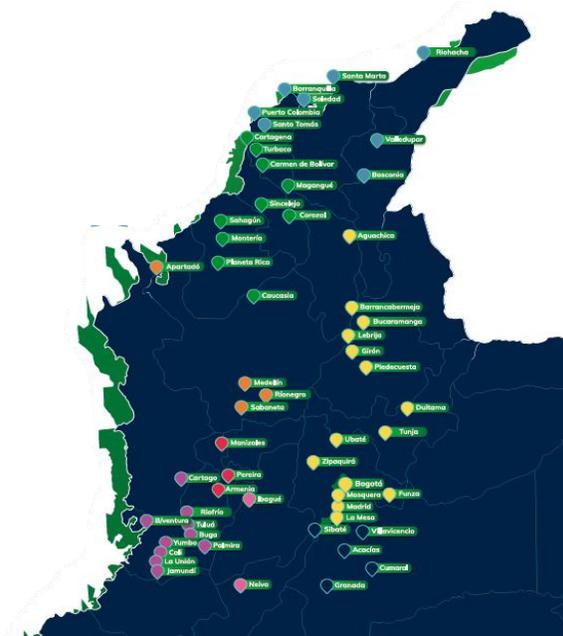
VEHICULOS CONVERTIDOS A GNV									
Departamento/DC	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023	2023	
Bogotá	198.263	204.763	210.573	215.649	225.750	3%	5%	34%	
Valle del Cauca	78.535	80.874	82.966	84.793	86.824	3%	2%	9%	
Antioquia	62.939	65.040	66.918	68.559	70.578	3%	3%	4%	
Atlántico	49.509	51.731	53.717	55.452	57.585	4%	4%	13%	
Risaralda	23.476	24.530	25.472	26.295	27.107	4%	3%	4%	
Santander	21.988	22.863	23.644	24.327	26.288	5%	8%	11%	
Bolívar	19.834	20.619	21.321	21.934	22.430	3%	2%	3%	
Otros	133.286	135.814	138.074	140.048	143.846	2%	3%	22%	
Total	587.830	606.234	622.685	637.057	660.408	3%	4%		

Fuente: Promigas y Naturgas

En el periodo en estudio, 2019-2023, se convirtieron 72.578 vehículos a GNV. Específicamente en 2023, se convirtieron 23.351 vehículos, cifra esta que es la más alta del

quinquenio. Solo en Bogotá se convirtieron 10.551 vehículos en el último año y las conversiones históricas nacionales superaron las 660.000 unidades.

CUBRIMIENTO GNV - 2023



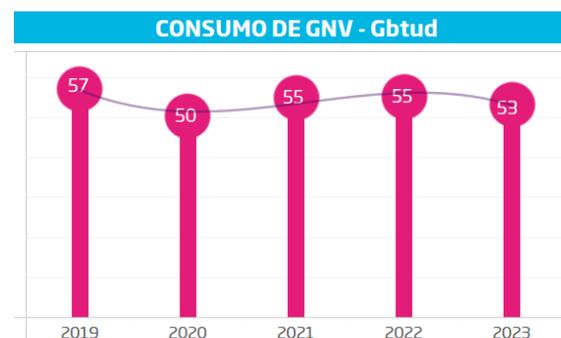
Fuente: <<https://www.somosgnv.com/beneficios-gnv>>

A cierre de 2023, el GNV, con 533 EDS, hace presencia en 21 departamentos de nuestro país y en Distrito Capital de Bogotá. Aún resta por llevar el GNV a departamentos fronterizos como: Norte de Santander, Arauca, Nariño y Chocó, los cuales ya cuentan con municipios a los que llega el gas natural a usuarios residenciales.

En enero de 2024, los transportadores de carga y pasajeros a gas natural celebraron la noticia de poder desplazarse sin problemas de abastecimiento de este combustible, entre el sur y el centro del país hacia la Costa Caribe, gracias a la inauguración de la nueva EDS de Gas Natural Frontera, ubicada en la Ruta del Sol, cerca al peaje del municipio de Pailitas, Cesar, construida por Vanti.

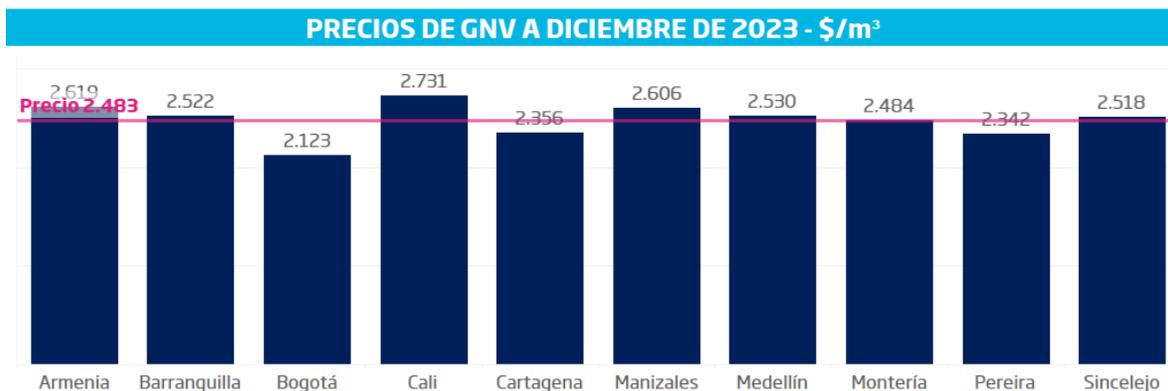
Fuente: <<https://www.elnuevosiglo.com.co/nacion/nueva-estacion-de-gas-natural-en-ruta-del-sol>>

Después de una recuperación en el consumo de GNV en 2021, 55 Gbtud, ante el fuerte descenso ocasionado por la parálisis en 2020, esta cifra se mantuvo durante 2022; sin embargo, en el último año el consumo de este combustible en el país sufrió un descenso de (3%). En términos absolutos, en el último lustro, el volumen de consumo del GNV descendió cerca de 4 Gbtud.

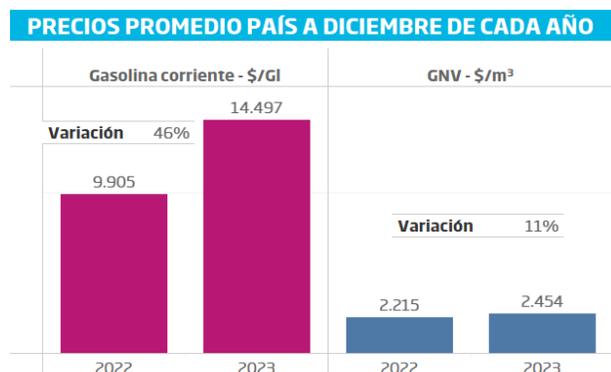


Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia - BMC.

Precios del GNV



Fuente: Promigas.

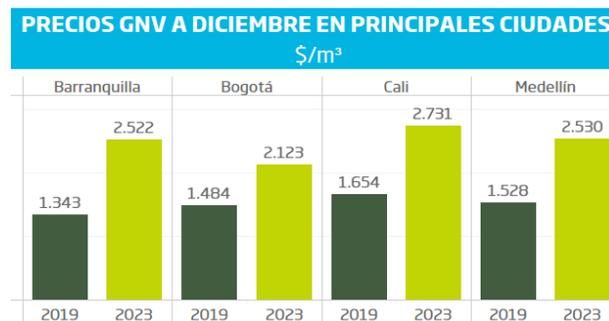


Fuente: Naturgas, Promigas, UPME.

En los inicios de 2023, el déficit en el Fondo de Estabilización de los Precios de Combustibles (FEPC) llevó a que el Gobierno Nacional decretara una serie de alzas reiteradas en el precio de la gasolina en el país, aproximadamente \$600 por galón al mes, aun cuando no se concretó en los doce meses del año, con lo cual el galón de gasolina quedó en promedio a cierre de diciembre de 2023 muy cercano a \$14.500.

La intención del ejecutivo era continuar con dichas alzas hasta llegar a un precio equiparable con el internacional, unos \$15.500/gal, lo que se alcanzó en abril de 2024.

Cuando se compara el precio de la capital del país con el promedio nacional, se observa una diferencia de \$360 por m³ de GNV, una variación cercana a 15 %, mientras que, al compararlo con Cali, la diferencia ronda los \$608, un 22 %.



Fuente: Naturgas, Promigas.

La caña de azúcar se mueve ahora en vehículos a GNV

En el Valle del Cauca, entre agosto de 2022 y julio de 2023 se movilizó más de un millón de toneladas de caña de azúcar por medio de una nueva flota de tractocamiones que funcionan exclusivamente con GNV. Esta es la primera flota de este tipo, que cuenta con doce vehículos de esta naturaleza y hace parte del Grupo Mayagüez.



Fuente: <<https://www.somosgnv.com/noticia/la-cana-se-mueve-ahora-en-vehiculos-a-gas-natural>>.

Según informó la compañía, este logro se alcanzó gracias a una alianza entre el Grupo Mayagüez y Gases de Occidente, una empresa Promigas, y, además, contó con la colaboración de diferentes actores de la cadena de gas natural que le apuestan a operaciones productivas, competitivas e innovadoras, mediante el uso de vehículos eficientes con energías de bajas emisiones.

Para el Grupo Mayagüez, esta operación redunda en un 30 % de ahorro en combustible, mayor confort y ergonomía para los conductores, y la reducción en 40 % de contaminación auditiva, además, ambientalmente estos tractocamiones aportan a la reducción de emisiones de material particulado fino en 100 % y de CO₂ en 30 %.

Mauricio Iragorri, presidente del Grupo Mayagüez, señaló que:

“Somos pioneros en el sector agroindustrial de la caña de azúcar en el país, y hoy celebramos un año de operaciones con esta moderna flota de

vehículos a gas natural, que completa los 10 mil viajes, con promedio de 100 t por trayecto. Con nuestra flota disminuimos anualmente 600 t de CO₂, es decir, contribuimos con el planeta en un año con la siembra equivalente de 35.000 árboles o 150 hectáreas de bosque”.

Fuente: <<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/camiones-con-gas-natural-han-movido-mas-de-una-tonelada-de-cana-en-el-valle-del-cauca-586597>>.

Pilar Rodríguez, gerente de Gases de Occidente, GdO, sostuvo que:

“La promoción del uso de energías limpias, como el gas natural, y nuestra operación ambientalmente responsable están enmarcadas en los objetivos de crecimiento y desarrollo sostenible de GdO, la mejor forma de dejar una huella social indeleble. En el segmento de transporte de carga, el gas natural sigue derribando mitos sobre su desempeño y rendimiento, esta tecnología ofrece beneficios tangibles frente a otros combustibles, con impactos ambientales positivos”.

Fuente: <<https://www.somosgnv.com/noticia/la-cana-se-mueve-ahora-en-vehiculos-a-gas-natural>>.

Primera flota de 50 camiones livianos a GNV

A mediados de mayo de 2024, entró en operación en el país una nueva flota de 50 camiones livianos a GNV. En estos vehículos, pertenecientes a la empresa Huevos Kikes, se distribuyen huevos en tiendas, supermercados y comercios de Bogotá, siendo los primeros de esta tipología de carga que inician operaciones en el país, lo que genera a la empresa ahorros superiores a 55 % de los costos de combustible.



Fuente: <<https://www.elcolombiano.com/negocios/comenzo-a-rodar-en-colombia-la-primera-flota-de-50-camiones-livianos-a-gas-natural-0A24538134>>.

De este proyecto, además de Huevos Kikes, participaron importantes empresas del sector como: Ecopetrol, TGI y Vanti, con la entrega de incentivos establecidos para masificar el uso de vehículos que solo funcionan con GNV, quienes aunaron esfuerzos con el fabricante DFAC Dongfeng y la empresa Alivo Renting.

Mediante esta iniciativa, se busca contribuir a cuidar la calidad del aire de la capital del país, y se estima que su implementación resultará en una reducción anual de 353 t de CO₂, ya que estos camiones, con emisiones prácticamente nulas, cumplen con los estrictos estándares Euro VI, los más rigurosos a nivel mundial en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero.

Mónica Contreras Esper, presidente de TGI, sostuvo que:

“El lanzamiento de esta nueva flota de camiones livianos en Bogotá es el fruto de la colaboración entre los agentes de la cadena. Así como lo hicimos con el Sistema de Transporte Público, estamos viabilizando el camino para el uso de

vehículos con energéticos limpios. Celebramos que cada vez son más marcas las que llegan a los hogares de los ciudadanos, tras haber transportado de forma eficiente y mucho más limpia sus productos”.

Por su parte, David Riaño, vicepresidente de Soluciones de Bajas Emisiones de Ecopetrol, resaltó el trabajo en equipo con las empresas aliadas para acelerar la transición energética justa con estrategias como el cambio de automotores con un energético sostenible. Enfatizó en lo siguiente::

“El gas natural, una energía verde según el Parlamento Europeo, aporta a la descarbonización y genera un impacto positivo por sus beneficios para la calidad del aire. Además, el gas natural vehicular es económico, no requiere subsidios y es muy seguro en su uso”.

Fuente: <<https://www.elcolombiano.com/negocios/comenzo-a-rodar-en-colombia-la-primera-flota-de-50-camiones-livianos-a-gas-natural-0A24538134>>

Ecopetrol, Promigas y otros aliados inician transporte de petróleo en vehículos impulsados por Gas Natural Licuado. (GNL)

- Una flota de seis tractocamiones que funcionan con Gas Natural Licuado (GNL) inicia operación para movilizar crudo en el Meta.
- Tienen autonomía de 2.000 kilómetros por recarga.
- Se espera llevar esta tecnología a otras regiones, como el Magdalena Medio y el norte del país.
- Ecopetrol y sus aliados en logística operativa comenzaron el transporte de crudo a través de una flota de seis tractocamiones que funcionan con Gas Natural Licuado (GNL).



<https://www.linkedin.com/company/promigas/posts/?feedView=all>.

Los vehículos de esta modalidad de transporte reducen entre 20 % y 30 % las emisiones de CO₂, con 96 % menos de material particulado y 50 % menos decibeles en ruido. Tienen autonomía de 2.000 kilómetros de distancia en cada recarga y una capacidad de 210 barriles cada uno.

Su mayor autonomía permitirá cubrir amplias zonas geográficas de la Orinoquía, incluyendo lugares donde aún no existe infraestructura para el cargue de Gas Natural Licuado. Aunque la operación de esta flota será inicialmente en el departamento del Meta, se espera que en el transcurso del año se implemente en otras regiones, como Magdalena Medio y el norte del país.

Este avance tecnológico fue posible gracias a una alianza de Ecopetrol con empresas del sector del gas y prestadoras del servicio de transporte de hidrocarburos por carrotanques, entre ellas: Turgas, Transportes TMC,

Transportes San Martín, Transmulticarga y Promigas.

David Riaño, vicepresidente ejecutivo de Energías para la Transición de Ecopetrol destacó el trabajo en equipo que hizo posible materializar esta iniciativa: “Hemos logrado involucrar a los transportadores en proyectos concretos con tecnología de punta para acelerar la transición energética, transformando los modelos de distribución. Así damos un paso más en la reducción de emisiones de carbono en la cadena de transporte, lo que protege la salud, la vida y la biodiversidad de Colombia”.

De otro lado, el gerente de Movilidad, Andrés Méndez, expresó: “Desde Promigas queremos conectar los mercados de transporte de carga, pasajeros y cualquier medio de transporte terrestre, con fuentes de energía más eficientes, cumpliendo nuestro objetivo de ser energía que impulsa desarrollo en el sector transportador”.

<https://www.linkedin.com/company/promigas/posts/?feedView=all>.

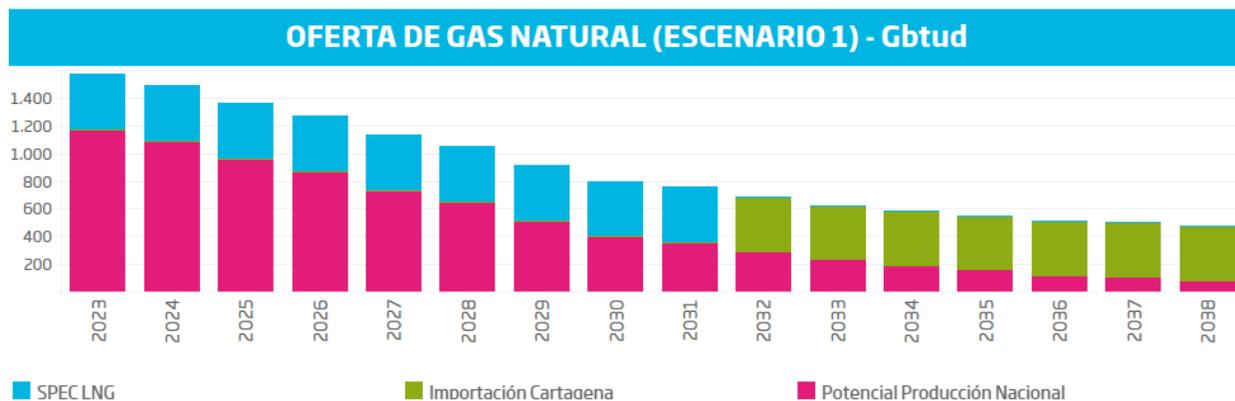
UPME - Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038: oferta y demanda

En esta sección se presenta la comparación de los escenarios de oferta y demanda de gas natural proyectados por la UPME en el Estudio Técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 (ETPAGN), publicado en junio de 2024.

Los tres escenarios de oferta se basan en la declaratoria de producción nacional en interacción con producción adicional proveniente de los diferentes tipos de reserva (P1, P2 y P3) y recursos (C1 y C2) junto a volúmenes de GNI.

Los tres escenarios de demanda de gas natural propuestos en el ETPAGN se soportan en la metodología, análisis y estimaciones realizadas a nivel nacional, regional y sectorial para el período de estudio.

A través del balance de los escenarios de oferta y demanda, se obtienen las conclusiones del estudio donde se identifican los inicios de periodos deficitarios de gas natural, regional y nacionalmente.



Fuente: Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, UPME.

El Escenario 1 de oferta tiene dos componentes principales, asociados al potencial de producción nacional y a la capacidad de importación instalada, respectivamente. El componente nacional contempla la proyección del potencial de producción (PP) reportado en la versión de la declaratoria de producción de 2023 con vigencia 2023-2032. Para completar el período de análisis de 2033 a 2038, el estudio asume la utilización de todas las reservas probadas estimadas según el Informe de Recursos y Reservas de la ANH. Con respecto a las importaciones, se incluye hasta

2031 la capacidad actual (400 Gbtud) de importación y regasificación de SPEC LNG, con la cual se respaldan las OEF de las centrales termoeléctricas pertenecientes al grupo térmico de la costa. Una vez finalizado el OEF de SPEC LNG, el cual fue suscrito inicialmente hasta 2026 y extendido hasta noviembre de 2031, el estudio asume la continuidad de dicho suministro (sin la OEF), bajo la misma referencia de entrada y cantidad de oferta como suministro de GNI ubicado en Cartagena, de 400 Gbtud, que en el estudio se denomina Importación Cartagena.

OFERTA DE GAS NATURAL (ESCENARIO 2) - Gbtud



Fuente: elaborado por Promigas con información del "Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038", UPME.

El Escenario 2 de oferta amplía respecto al Escenario 1 las fuentes de suministro nacionales e importadas. A continuación, se describen los supuestos planteados:

- Utiliza el 100 % de las reservas probadas (P1) y de las reservas probables (P2), es decir, todo 2P.
- Incluye el 100 % de los recursos *Onshore* contingentes C1 y C2, es decir, recursos 2C. Se basa solo en *Onshore* dada la menor

complejidad técnica, operativa, comercial y financiera frente a la de proyectos *offshore*.

- Ampliación de la capacidad de regasificación de acuerdo con la primera fase de expansión anunciada por SPEC LNG, al pasar de 400 a 450 Gbtud desde 2024 hasta noviembre de 2031. El estudio asume esta capacidad de suministro adicional, bajo un esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional.

OFERTA DE GAS NATURAL (ESCENARIO 2) - Gbtud



Fuente: elaborado por Promigas con información del "Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038", UPME.

El Escenario 3 de oferta asume la incorporación de recursos contingentes, 2C, asociados a proyectos *offshore* y la expansión máxima de la capacidad de importación instalada. A través de este escenario, la UPME valora las necesidades de desarrollo y ampliación de infraestructura de transporte que posibilite comercializar estos recursos.

Los recursos contingentes tipo 2C asociados a proyectos *offshore*, incluyen un potencial

aproximado de 2,2 Tpc, de los cuales 77 % se concentra en la cuenca Sinú *offshore*.

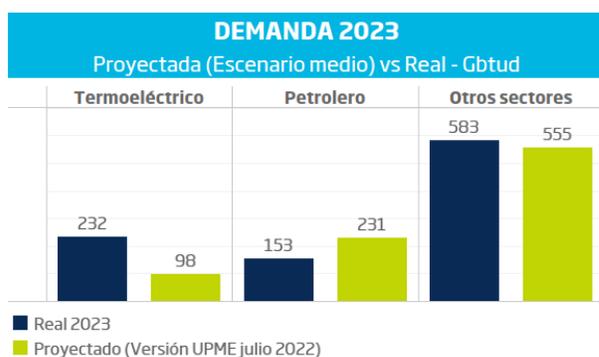
A nivel de importación, se asume una segunda ampliación de la capacidad de regasificación de SPEC LNG (Fase 1 de 400 a 450 Gbtud), al pasar de 450 Gbtud a 530 Gbtud en 2027. El estudio asume que toda la ampliación a partir de los 400 Gbtud será bajo esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda.

CONSIDERACIONES DE LOS ESCENARIOS DE OFERTA DE GAS NATURAL			
Fuente	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Potencial de producción	Si	NA	NA
Reservas 2P	NA	Si	Si
Recursos 2C	NA	Si: <i>Onshore</i>	Si: <i>Onshore + Offshore</i>
SPEC LNG	400 Gbtud hasta noviembre de 2031	400 Gbtud hasta noviembre de 2031	400 Gbtud hasta noviembre de 2031
Importación Cartagena	400 Gbtud a partir de diciembre de 2031	Ampliación fase 1 50 Gbtud desde enero de 2024 a noviembre de 2031 450 Gbtud a partir de diciembre de 2031	Ampliación fase 2 50 Gbtud hasta diciembre de 2026 130 Gbtud de enero de 2027 a noviembre de 2031 530 a partir de diciembre 2031

Fuente: Elaborado por Promigas con información del "Estudio Técnico para la Adopción de plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038", UPME.

Cuando se trata de evaluar los resultados históricos frente a las proyecciones de demanda de gas natural, previamente realizadas, se observan importantes desviaciones, entendibles, dados los diversos factores que la afectan. En el siguiente cuadro previo a la presentación de los nuevos escenarios de

demanda, se comparan las cifras de demanda por sectores para 2023, suministradas por la BMC en su calidad de gestor del mercado, frente al escenario medio, de las proyecciones UPME de demanda de gas en el país, presentadas en julio de 2022.



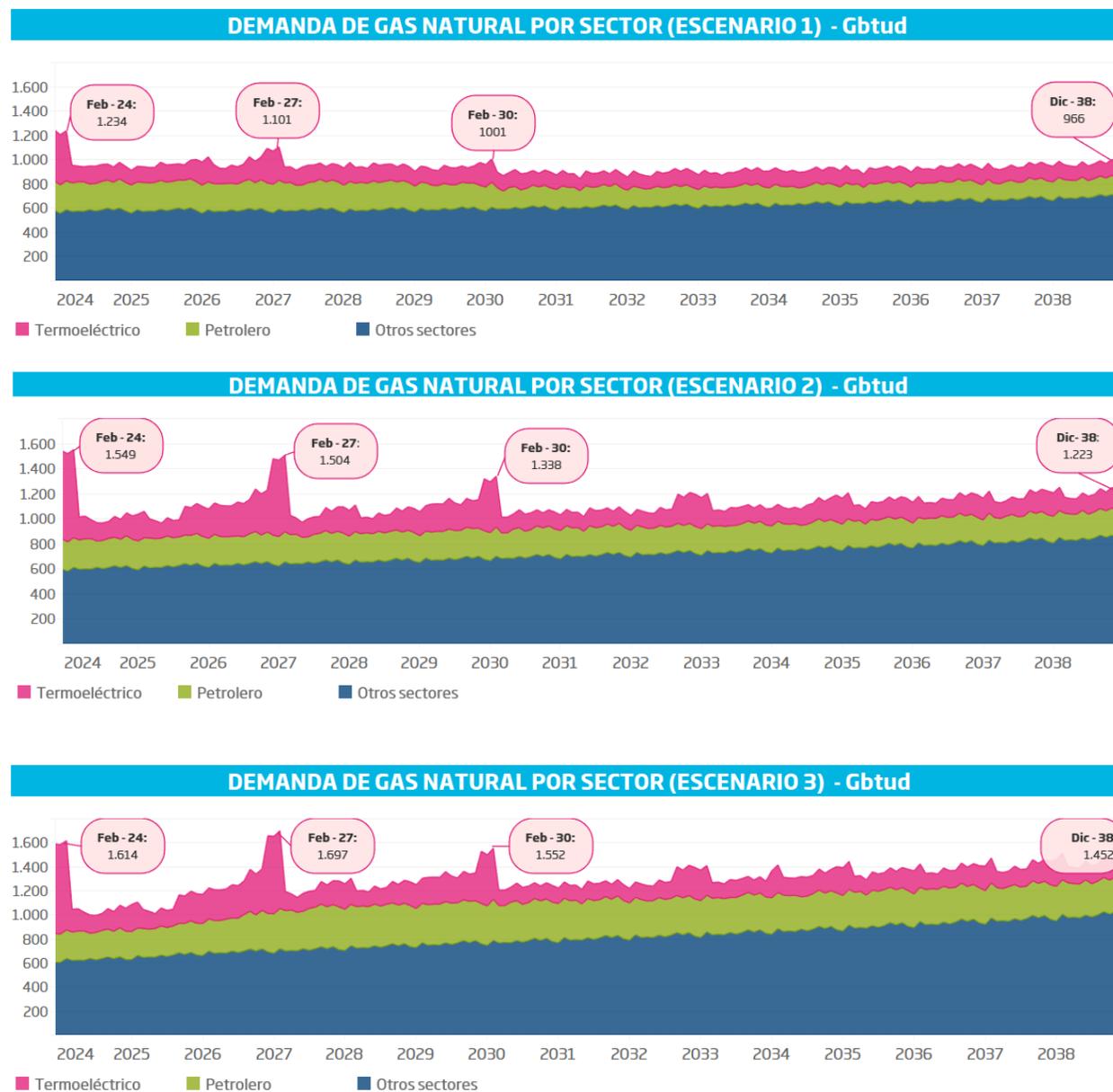
Fuente: Elaborado por Promigas con información de la Bolsa Mercantil de Colombia - BMC y UPME, Proyección demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036.

Las conclusiones son una ejecución de 236 % de lo proyectado para el sector termoeléctrico, 66 % de ejecución de las proyecciones para el sector petrolero y los otros sectores (consumo final de los sectores: residencial, terciario, industrial, transporte, petroquímico y de compresores), con una ejecución del 105 %. El consolidado de la demanda real de 2023 tuvo una ejecución de 110 % sobre lo total proyectado.

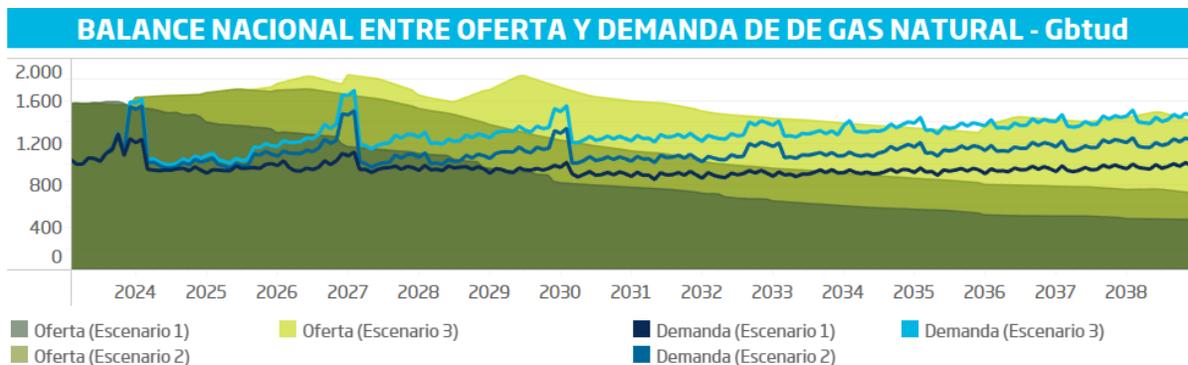
Gas natural en Colombia

En cuanto a las proyecciones de demanda, la UPME establece en el ETPAGN, inicialmente, un escenario de referencia o escenario medio (escenario 2), el cual tiene una tasa de crecimiento tendencial y “para el sector térmico una exigencia por un fenómeno de El Niño de alto impacto”. El Escenario 1 aplica una menor tasa de crecimiento sobre las bases del escenario medio,

mientras que en el escenario de Demanda 3, la UPME “busca valorar como supuesto qué pasaría sí se contara con gas natural como energético para reemplazar otros combustibles y productos con mayor impacto ambiental o menor poder energético, lo que se traduciría en una mayor demanda de todos los sectores de consumo”.



Fuente: UPME, Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037.



Fuente: Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, UPME.

El gráfico consolida el análisis del balance volumétrico a nivel nacional de los tres escenarios de oferta respecto a los tres escenarios

de demanda. El principal déficit de referencia corresponde a la diferencia entre el escenario de Demanda 3 y el escenario de Oferta 1.



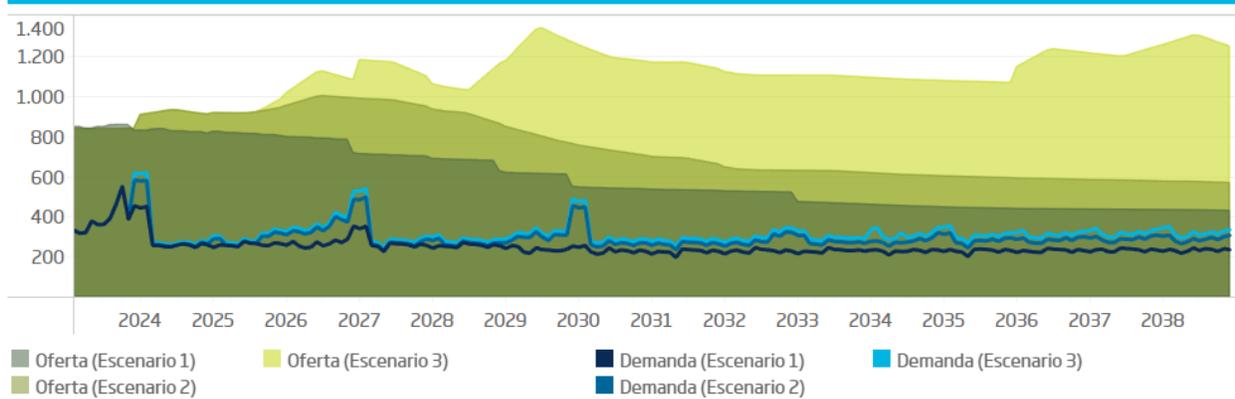
Fuente: Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, UPME.

La proyección de déficit para el escenario de Demanda 2 frente a los escenarios de Oferta 1 y 2 muestra que se requiere la entrada de nueva oferta nacional o de capacidades adicionales de importación de forma temporal desde finales de 2026 por un período no inferior a tres meses para el escenario de Oferta 1 en atención a la posibilidad de un evento de El Niño. Las cantidades de gas adicional requeridas en este caso son del orden de 300 Gbtud. Para este escenario de Oferta 1, se presentaría un déficit creciente de gas a partir del tercer trimestre de 2028, a medida que aumenta la declinación de los campos productores actuales. Frente al 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 inicialmente hacia 2030 por un período aproximado de tres meses y del orden de 100 Gbtud. Por otro parte, desde inicios de 2032, se observa un déficit creciente hasta el final del período analizado. Finalmente, el escenario de Demanda 2 bajo un escenario de Oferta 3, que logre incorporar los recursos *offshore* y las ampliaciones de capacidad de importación descritas sería el escenario en el cual no se observa riesgo de déficit a lo largo del período analizado.

La UPME concluye que, ante una potencial coyuntura de desabastecimiento temporal hacia inicios de 2027, en la medida en que no se amplíe la oferta de gas natural se podría requerir incluso de más de un nuevo punto de importación.

BALANCE REGIONAL: COSTA ATLÁNTICA - Gbtud

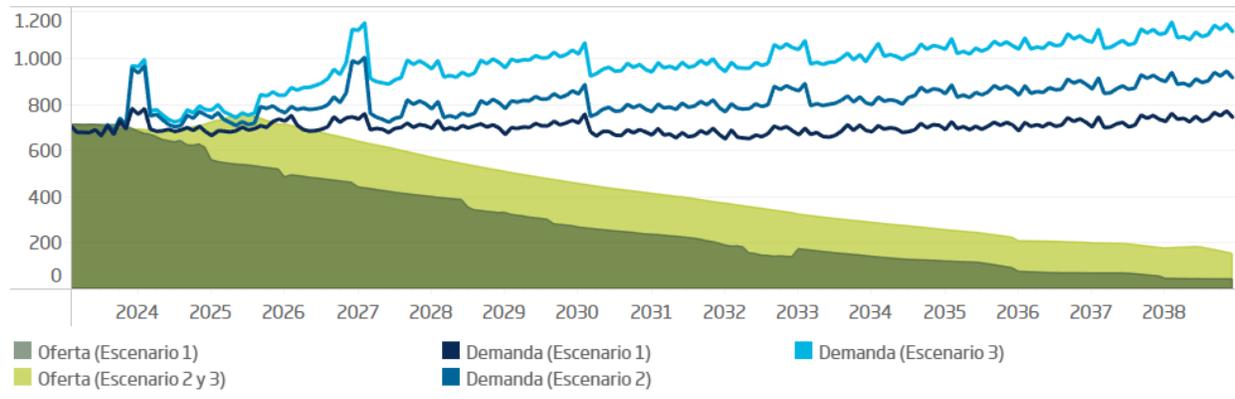


Fuente: Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038. UPME.

En la Costa Atlántica, el balance entre oferta y demanda reconoce un superávit de gas en la región, gracias a la capacidad de importación disponible actualmente en Cartagena y a que el potencial de nueva oferta descubierta a nivel nacional se concentra en proyectos ubicados en esta mencionada región. Esta disponibilidad de

excedentes permitiría abastecer desde la Costa Atlántica al interior del país en la medida en que se cuente con alternativas de transporte con capacidad suficiente para garantizar una mayor confiabilidad de la operación ante restricciones insalvables de la oferta.

BALANCE REGIONAL: INTERIOR DEL PAÍS - Gbtud



Fuente: Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038. UPME.

En el balance entre oferta y demanda para las regiones del interior del país, se reconoce un potencial déficit a lo largo del período, que exige el suministro de gas desde la Costa Atlántica, como se viene realizando históricamente, así como de otras fuentes que se puedan incorporar a la red de transporte. Con la entrada en operación de un punto de suministro importado

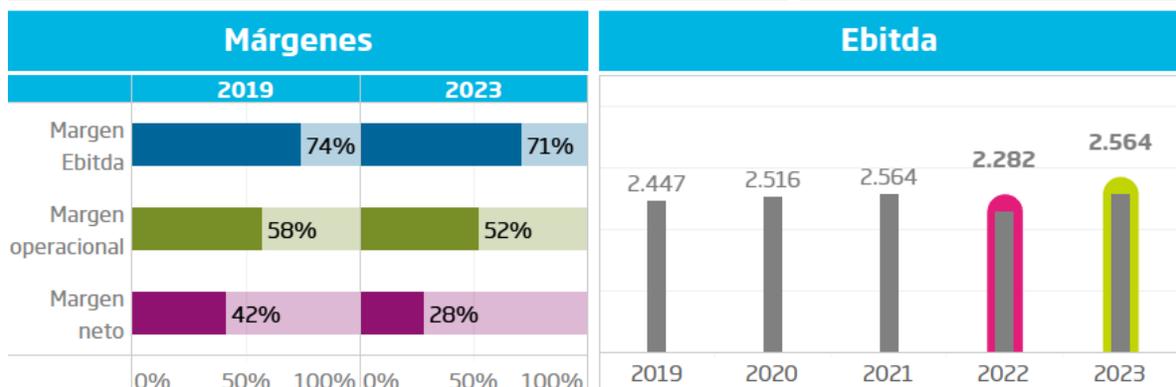
con capacidad de 400 Gbtud en el interior, el déficit proyectado durante los intervalos de mayor demanda se superaría temporalmente. No obstante, se precisa la entrada en operación de mayor producción nacional para los próximos años, que asegure el suministro en condiciones normales e incluso en condiciones de bajos aportes hidrológicos al SIN.

Cifras financieras de transportadoras y distribuidoras

Cifras financieras de transportadoras y distribuidoras

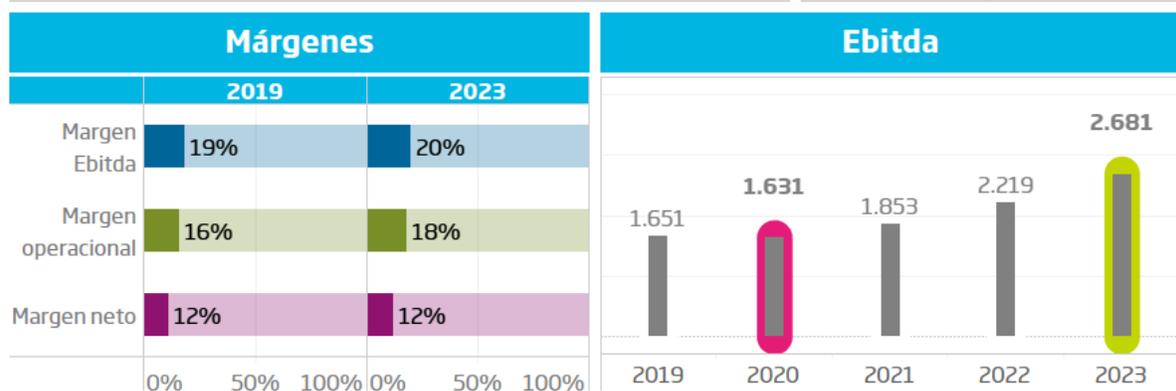
CONSOLIDADO TRANSPORTADORAS (7) - MILES DE MILLONES \$Col

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	16.486	18.269	20.314	24.101	22.799	8%	(5%)
Pasivo	9.311	10.103	11.365	13.519	12.124	7%	(10%)
Patrimonio	7.175	8.166	8.949	10.582	10.676	10%	1%
Ingreso operacional	3.297	2.936	2.669	3.241	3.608	2%	11%
Utilidad operacional	1.897	2.318	2.163	1.679	1.888	(0%)	12%
Utilidad neta	1.369	1.842	1.653	961	1.014	(07%)	5%



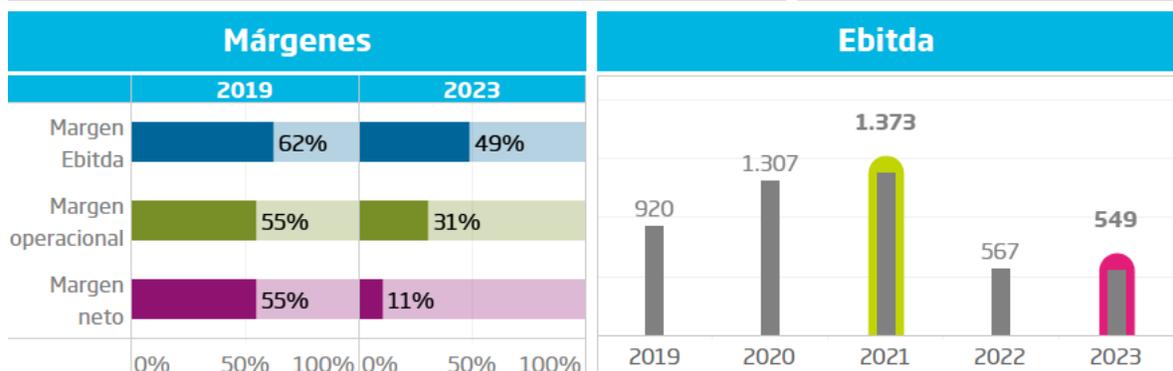
CONSOLIDADO DISTRIBUIDORAS (19) - MILES DE MILLONES \$Col

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	9.143	10.000	10.773	11.996	12.603	8%	5%
Pasivo	5.757	6.423	6.948	7.998	8.271	9%	3%
Patrimonio	3.386	3.578	3.826	3.998	4.331	6%	8%
Ingreso operacional	8.825	9.446	10.457	12.461	13.448	11%	8%
Utilidad operacional	1.430	1.373	1.618	2.018	2.426	14%	20%
Utilidad neta	1.024	1.077	1.278	1.457	1.657	13%	14%

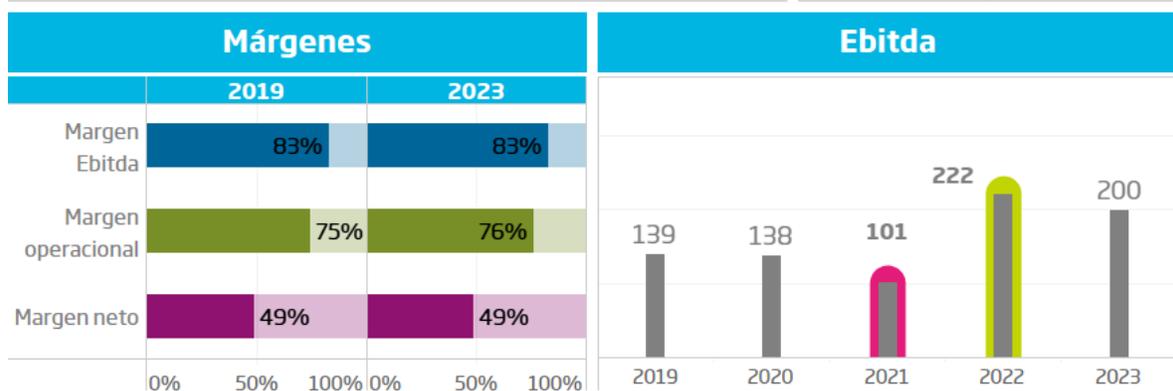


Transportadoras de gas natural

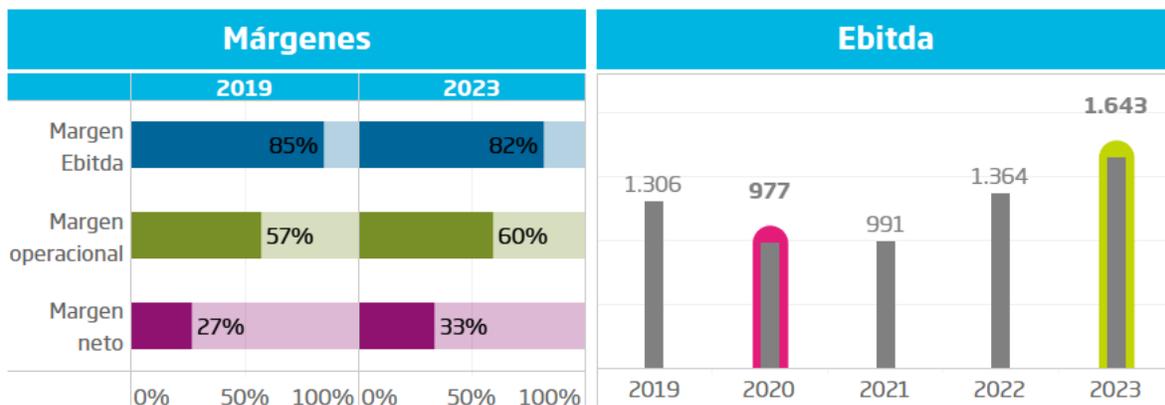
PROMIGAS - MILES DE MILLONES \$Col							
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	7.162	8.339	9.287	11.188	11.050	11%	(1%)
Pasivo	3.569	4.032	4.302	5.491	5.253	10%	(4%)
Patrimonio	3.593	4.307	4.985	5.697	5.797	13%	2%
Ingreso operacional	1.475	960	954	1.123	1.127	(6%)	0%
Utilidad operacional	813	1.165	1.205	398	345	(19%)	(13%)
Utilidad neta	811	1.137	1.149	248	120	(38%)	(52%)



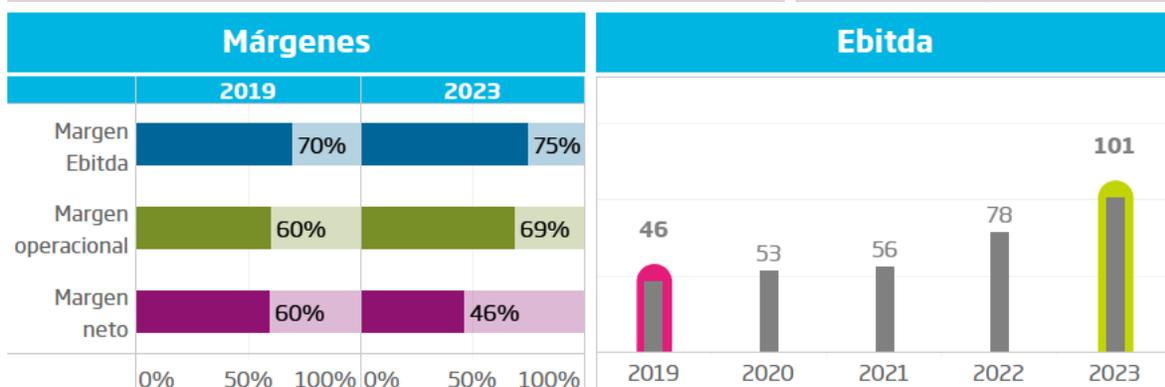
PROMIORIENTE - MILES DE MILLONES \$Col							
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	692	681	652	863	795	4%	(8%)
Pasivo	254	253	273	420	288	3%	(31%)
Patrimonio	437	428	378	443	507	4%	15%
Ingreso operacional	168	164	135	234	242	9%	3%
Utilidad operacional	125	123	88	205	184	10%	(10%)
Utilidad neta	82	81	56	120	117	9%	(2%)



TGI - MILES DE MILLONES \$Col							
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	8.234	8.822	9.925	11.501	10.361	6%	(10%)
Pasivo	5.350	5.673	6.627	7.380	6.342	4%	(14%)
Patrimonio	2.884	3.149	3.297	4.121	4.020	9%	(2%)
Ingreso operacional	1.538	1.683	1.440	1.705	2.005	7%	18%
Utilidad operacional	884	943	781	954	1.196	8%	25%
Utilidad neta	413	557	376	482	668	13%	38%

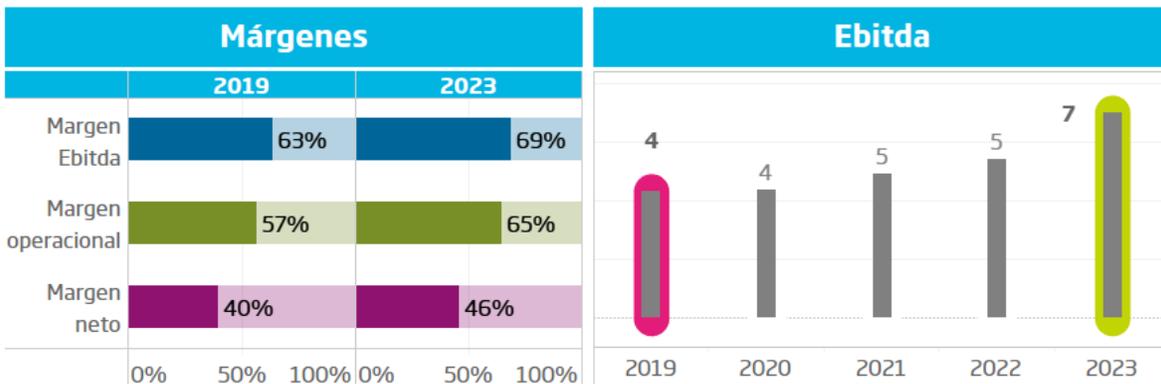


TRANSMETANO - MILES DE MILLONES \$Col							
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	300	322	337	421	468	12%	11%
Pasivo	110	117	126	183	193	15%	5%
Patrimonio	189	204	211	237	275	10%	16%
Ingreso operacional	66	70	75	97	135	20%	38%
Utilidad operacional	40	46	46	71	93	24%	32%
Utilidad neta	39	40	44	78	62	12%	(20%)



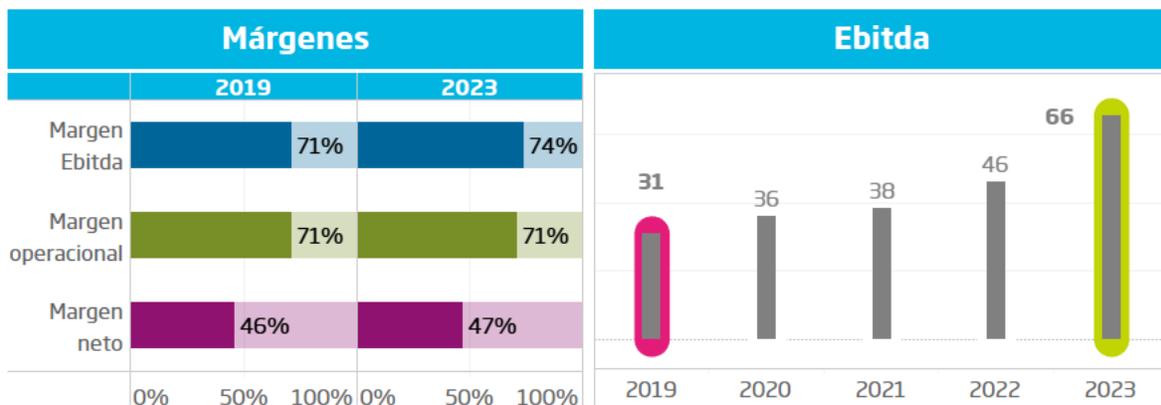
TRANSOCCIDENTE - MILES DE MILLONES \$CoI

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	16	16	17	18	19	4%	8%
Pasivo	5	4	4	5	5	5%	0%
Patrimonio	12	12	13	12	14	4%	11%
Ingreso operacional	7	7	8	10	10	11%	(1%)
Utilidad operacional	4	4	5	5	7	14%	31%
Utilidad neta	3	3	4	3	5	15%	39%



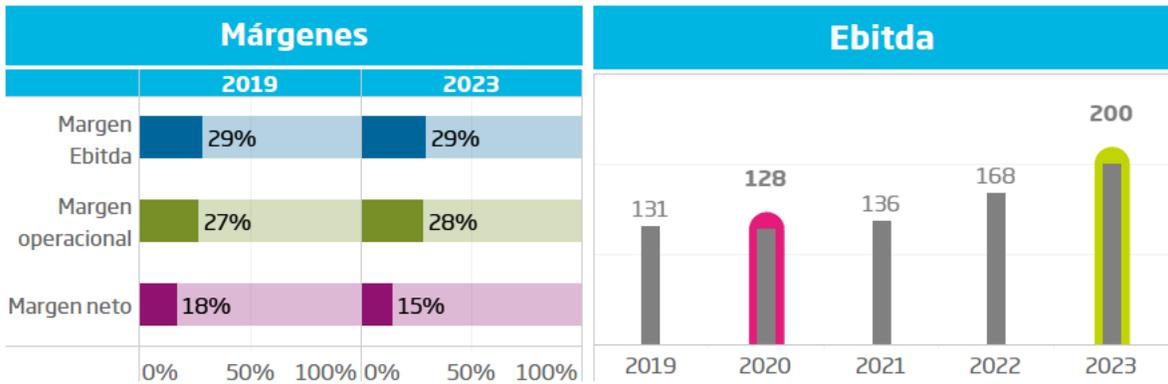
OTRAS TRANSPORTADORAS (2) - MILES DE MILLONES \$CoI

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	82	89	96	111	105	6%	(5%)
Pasivo	23	25	31	39	42	17%	8%
Patrimonio	59	64	65	72	63	2%	(12%)
Ingreso operacional	43	51	58	71	89	20%	25%
Utilidad operacional	31	36	38	46	63	20%	37%
Utilidad neta	20	24	24	30	42	20%	40%

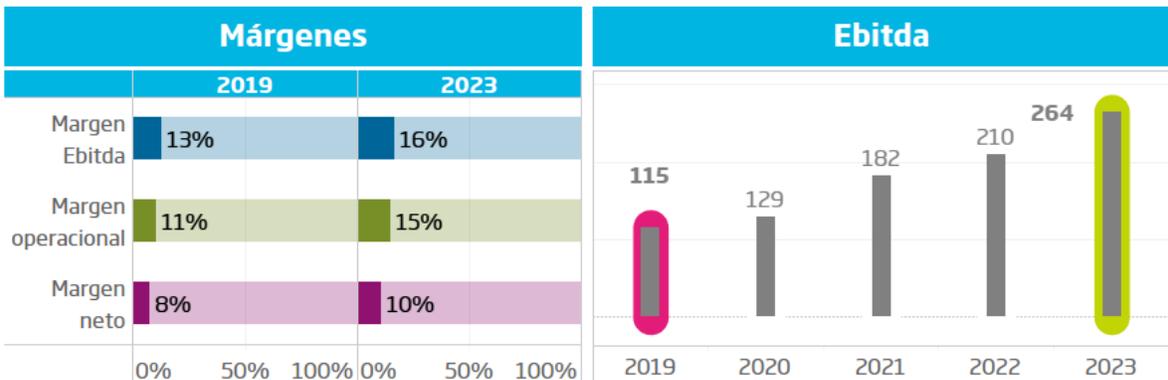


Distribuidoras de gas natural

EFIGAS - MILES DE MILLONES \$Col								
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023	
Activo	525	576	592	589	747	9%	27%	
Pasivo	317	366	389	395	483	11%	22%	
Patrimonio	208	210	202	194	264	6%	36%	
Ingreso operacional	459	477	498	590	681	10%	15%	
Utilidad operacional	123	117	132	159	191	12%	20%	
Utilidad neta	81	83	91	99	100	6%	1%	

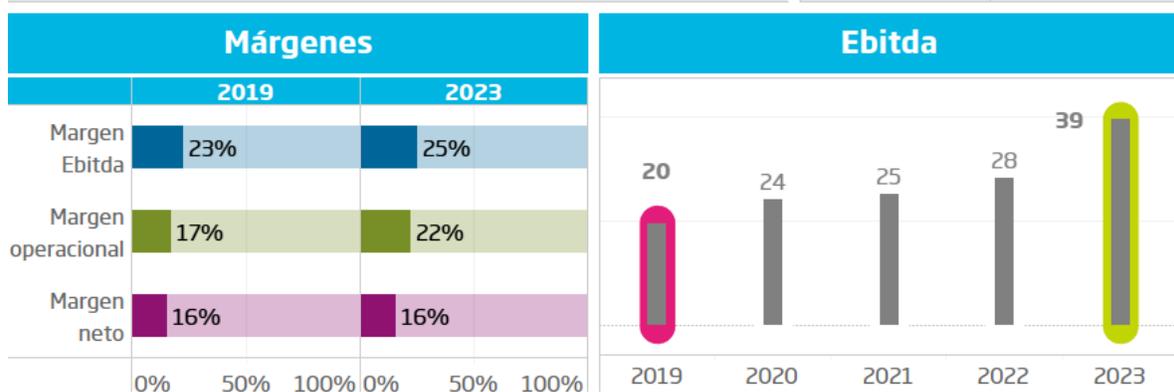


EPM - MILES DE MILLONES \$Col								
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023	
Activo	1.159	1.398	1.362	1.554	1.635	9%	5%	
Pasivo	689	924	855	1.010	986	9%	(2%)	
Patrimonio	470	474	507	543	649	8%	19%	
Ingreso operacional	896	1.180	1.318	1.597	1.604	16%	0%	
Utilidad operacional	95	108	161	189	240	26%	27%	
Utilidad neta	69	38	55	77	168	25%	117%	



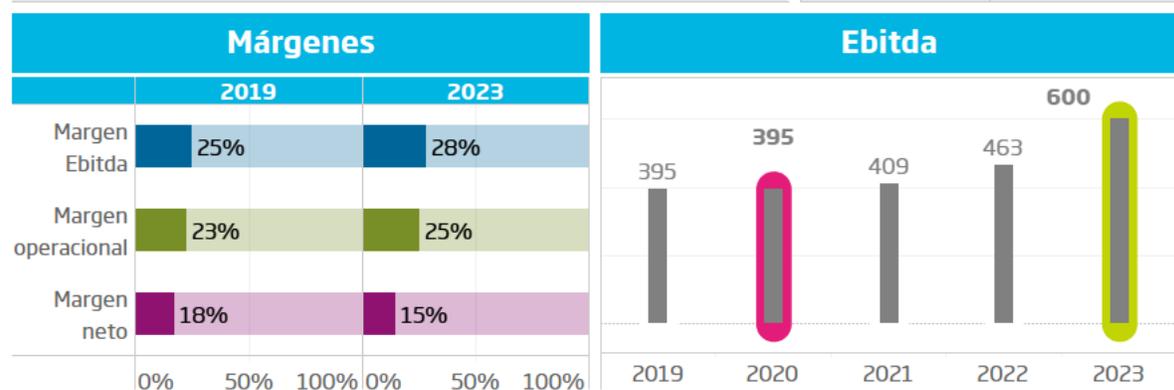
GASES DE LA GUAJIRA - MILES DE MILLONES \$CoI

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	173	171	187	201	215	6%	7%
Pasivo	119	116	130	146	157	7%	8%
Patrimonio	55	55	57	55	58	2%	5%
Ingreso operacional	89	118	112	132	154	15%	17%
Utilidad operacional	16	18	21	24	35	22%	42%
Utilidad neta	14	20	26	28	25	15%	(13%)



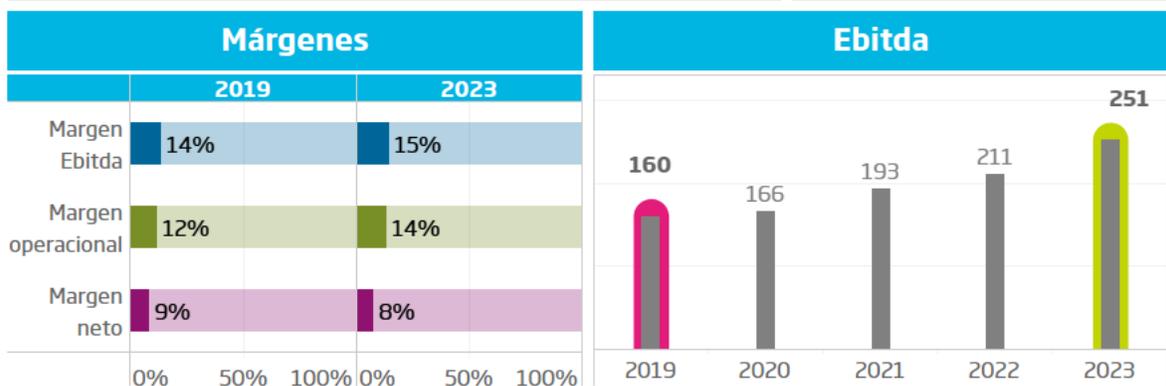
GASES DEL CARIBE - MILES DE MILLONES \$CoI

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	2.017	2.157	2.321	2.403	2.634	7%	10%
Pasivo	1.512	1.643	1.800	1.904	2.115	9%	11%
Patrimonio	505	514	521	499	519	1%	4%
Ingreso operacional	1.558	1.571	1.772	2.172	2.133	8%	(2%)
Utilidad operacional	352	335	361	415	535	11%	29%
Utilidad neta	275	288	338	343	317	4%	(8%)



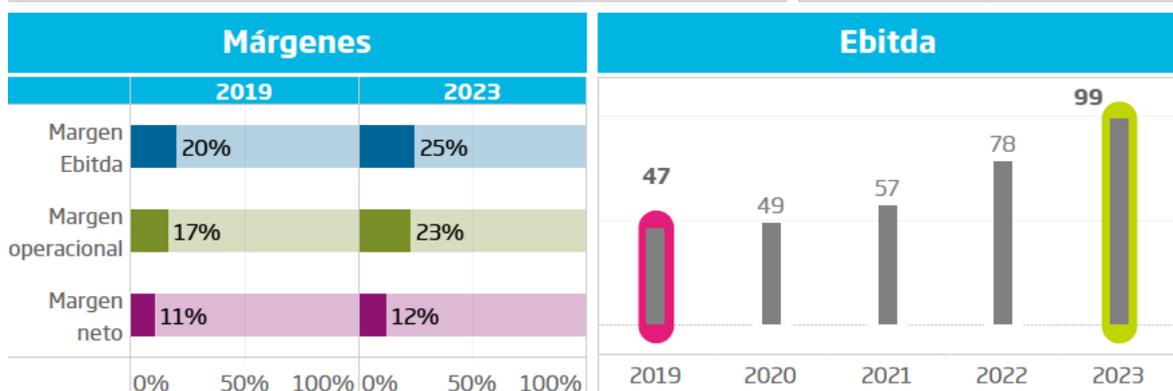
GASES DE OCCIDENTE - MILES DE MILLONES \$Col

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	1.119	1.147	1.227	1.474	1.495	8%	1%
Pasivo	827	805	823	1.035	1.015	5%	(2%)
Patrimonio	292	342	403	439	480	13%	9%
Ingreso operacional	1.138	1.173	1.239	1.523	1.731	11%	14%
Utilidad operacional	140	144	173	220	235	14%	7%
Utilidad neta	101	105	134	135	135	7%	0%



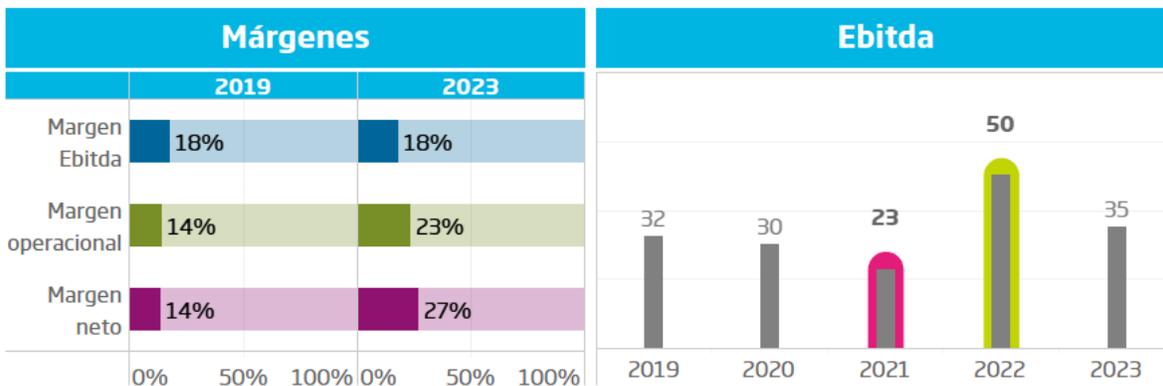
GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE - MILES DE MILLONES \$Col

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	227	254	266	309	352	12%	14%
Pasivo	156	192	200	232	266	14%	14%
Patrimonio	72	62	67	76	86	5%	13%
Ingreso operacional	230	226	269	334	402	15%	20%
Utilidad operacional	39	39	48	71	91	24%	29%
Utilidad neta	26	26	31	40	50	18%	25%



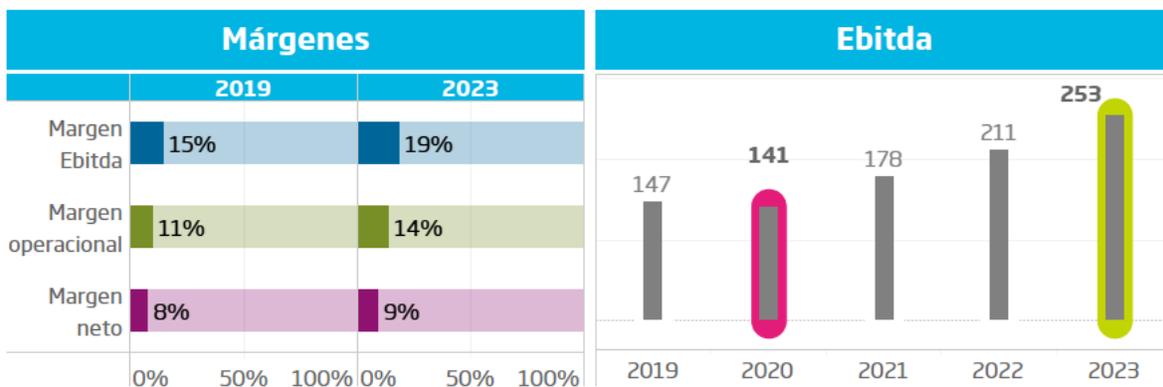
GASORIENTE - MILES DE MILLONES \$Col

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	158	163	199	216	240	11%	11%
Pasivo	93	88	131	139	151	13%	9%
Patrimonio	64	75	68	78	89	8%	14%
Ingreso operacional	178	173	199	236	194	2%	(18%)
Utilidad operacional	26	24	17	43	45	15%	5%
Utilidad neta	25	35	31	41	52	21%	27%

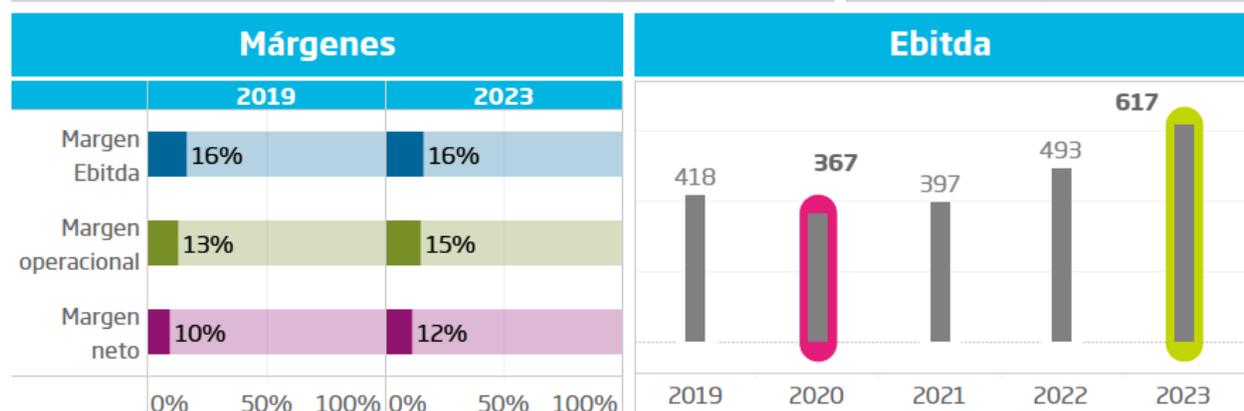


SURTIGAS - MILES DE MILLONES \$Col

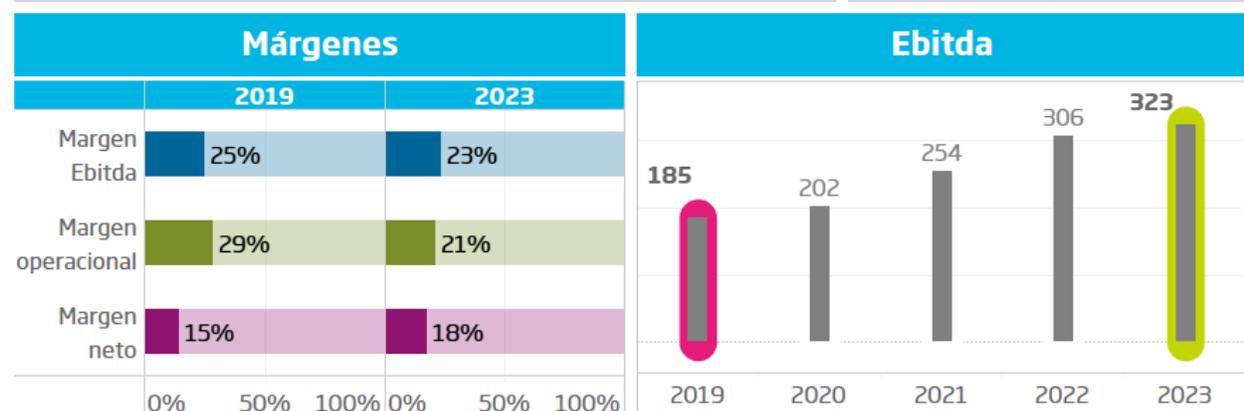
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	1.201	1.285	1.508	1.904	1.829	11%	(4%)
Pasivo	628	622	772	1.094	939	11%	(14%)
Patrimonio	573	664	736	810	890	12%	10%
Ingreso operacional	975	942	1.059	1.257	1.354	9%	8%
Utilidad operacional	103	105	134	163	189	16%	16%
Utilidad neta	77	97	108	110	125	13%	14%



VANTI - MILES DE MILLONES \$Col							
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	1.331	1.562	1.718	1.821	1.912	9%	5%
Pasivo	778	1.015	1.136	1.232	1.233	12%	0%
Patrimonio	552	548	581	589	679	5%	15%
Ingreso operacional	2.561	2.655	2.947	3.371	3.806	10%	13%
Utilidad operacional	326	303	337	448	569	15%	27%
Utilidad neta	247	243	275	349	440	16%	26%



OTRAS DISTRIBUIDORAS (10) - MILES DE MILLONES \$Col							
Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023	Variación 2022-2023
Activo	1.233	1.287	1.395	1.525	1.543	6%	1%
Pasivo	638	652	712	812	925	10%	14%
Patrimonio	595	635	683	714	618	1%	(13%)
Ingreso operacional	739	931	1.045	1.249	1.389	17%	11%
Utilidad operacional	211	179	233	286	296	9%	3%
Utilidad neta	109	142	189	234	245	23%	5%



InfoGAS
PROMIGAS

Anexos


PROMIGAS

50
años



InfoGAS
PROMIGAS

Actualidad regulatoria 2023-2024

Actualidad regulatoria 2023-2024

ÍNDICE DE LEYES, DECRETOS, RESOLUCIONES Y CIRCULARES MINMINAS 2023 - Junio 2024			
	Norma	Fecha	Descripción
			Congreso de Colombia
Mercado y suministro de gas	Res 40317	10/04/2023	Se modifica la resolución 40066, mediante la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
	Res 00478	30/05/2023	Se publica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2023-2032
	Res 00943	5/09/2023	Se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2023 - 2032 publicada en la Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023
	Res 01743	28/12/2023	Se modifica la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2023 - 2032 publicada en la Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023
	Res 00662	3/07/2024	Se publica la Declaración de Producción de Gas Natural - GN, para el período 2024-2033
	Res 40154	20/01/2023	Por el cual se adoptan medidas temporales para el abastecimiento de Gas Licuado de petróleo (GLP) y de Gas Natural Comprimido (GNC) en el suroccidente del país.
	Res 40217	17/02/2023	Se autoriza el uso del Gas Natural Licuado (GNL), como carburante de motores de combustión interna y carburante para el transporte automotor (AutoGNL), para la realización de pruebas experimentales en el territorio nacional.
	Res 00294	3/04/2023	Se ordena el giro de recursos por concepto de abono parcial del déficit por subsidios por menores tarifas, otorgados por las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, durante el cuarto trimestre de 2022 y los trimestres comprendidos entre el segundo trimestre de 2017 y el tercer trimestre de 2022
	Res 00346	21/04/2023	
	Res 00623	29/06/2023	
	Res 00420	12/05/2023	
	Res 00747	1/08/2023	
	Res 00901	28/08/2023	Por la cual se ordena el giro, para cubrir subsidios por menores tarifas, a las empresas del sector gas combustible domiciliario por red, correspondientes a pago del primer, segundo y tercer trimestre de 2023 y segundo pago parcial de subsidios del primer, segundo y tercer trimestre de 2023.
	Res 00941	5/09/2023	
	Res 01086	10/10/2023	
	Res 01306	20/11/2023	
	Res 01511	29/11/2023	
Distribución y comercialización	Res 40497	1/08/2023	Se proroga la vigencia del reglamento técnico de instalaciones internas de gas combustible, expedido mediante la Resolución 90902 de 2013, modificada por las resoluciones 40488 de 2015, 40120 de 2016 y 41385 de 2017.
	Res 01724	27/12/2023	Se efectúa la desagregación de recursos del proyecto "DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS A USUARIOS DE GAS COMBUSTIBLE POR RED DE ESTRATOS 1 y 2 NACIONAL", acreditado mediante Resolución No.40744, por la cual se realizó un traslado en el presupuesto de inversión del Ministerio de Minas y Energía - Gestión General vigencia 2023.
	Res 00200	8/03/2024	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	4/04/2024	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 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 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	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
	Decreto	Dec 0484	16/04/2024

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

ÍNDICE DE RESOLUCIONES CREG 2023 - JUNIO 2024			
CREG No.	Fecha	Descripción	
Mercado y suministro de gas natural	102 003	2/06/2023	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.
	102 004	22/08/2023	Se adoptan medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas natural de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF) y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF), conforme a lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2020.
	102 007	18/04/2024	Se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020.
			Proyectos de Resolución
	702 002	21/04/2023	Se modifica la Resolución CREG 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". Dicho término acudiendo a la causal prevista en el numeral 6 del artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017.
	702 003	21/04/2023	Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural
Transporte	502 007	31/01/2023	Se resuelve el recurso de apelación contra la Resolución 105 del 24 de octubre de 2022, Por medio del cual se niega la licencia de intervención y ocupación del espacio público para instalar tubería de 2", ¾" y ½" de diámetro en el municipio de Mongua con el fin de realizar el tendido de redes de gas natural domiciliario, interpuesto por MADIGAS INGENIEROS SA ESP.
	502 009	10/02/2023	Se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. contra la Resolución CREG 502 016 de 2022, la cual reconoce una Estación de Regulación de Puerta de Ciudad-ERPC que estaba en la base tarifaria de transporte de un transportador de gas natural, como parte del Programa de Reposición de Activos para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiendo Período Tarifario aprobado mediante Resolución CREG 502 015 de 2022.
	502 025	17/03/2023	Se reconocen Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad-ERPC que estaban en la base tarifaria de transporte de un transportador de gas natural, como parte del Programa de Reposición de Activos para el Mercado Relevante de Distribución aprobado mediante Resolución CREG 502 017 de 2022 confirmada con la Resolución CREG 502 031 de 2022.
	102 002	2/06/2023	Se modifica la Resolución CREG 103 de 2021, la cual define unos parámetros para la estimación de las tasas de descuento y se determinan las tasas de descuento actividad de transporte de gas natural.
	102 005	22/09/2023	Se modifica el numeral 4.1 del Anexo 4 de la Resolución CREG 185 de 2020, que establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural
		Proyectos de Resolución	
Distribución y comercialización	702 001	14/04/2023	Se modifica la Resolución CREG 103 de 2021 de la tasa de descuento para la actividad de transporte de gas natural.
	105 006	28/12/2023	Por la cual se prorrogan las fórmulas para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2 conforme a lo establecido en el artículo 272 de la Ley 2294 de 2023 y por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida.
	105 007	30/01/2024	Se modifica transitoriamente los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 108 de 1997, "por la cual se señalan criterios generales de protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones"
	502 008	10/02/2023	Se resuelven los recursos de reposición interpuestos por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. y por el DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN contra la Resolución CREG 502 015 de 2022.

ÍNDICE DE RESOLUCIONES CREG 2023 - JUNIO 2024			
CREG No.	Fecha	Descripción	
Cargos de distribución y comercialización para:			
502 010	10/02/2023	Para el Mercado Relevante Especial conformado por los Centros Poblados de Nariño y Palo de Agua, Municipio de Santa Cruz de Loricá en el Departamento de Córdoba, según solicitud tarifaria presentada por la empresa GEAS GROUP S.A.S E.S.P.	
502 011	10/02/2023		
502 012	17/02/2023	Las veredas de Buenos Aires, Caracol, Caucho, Guarumo, Guacananzo Alto, Guacananzo Bajo, La Loma, Mercadillo, Sabana Larga, San Miguel, Santa Helena Alta y Santa Helena Baja en el municipio de Pandí, departamento de Cundinamarca por la empresa YAVEGAS SA ESP.	
502 013	17/02/2023		
Distribución y comercialización	502 036	11/08/2023	Se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de Gas Natural (GN) por redes de tubería para el mercado relevante de distribución especial conformado por los centros poblados de Los Ángeles, El Márquez y Morrison del municipio de Río de Oro, departamento del Cesar, según solicitud tarifaria presentada por la empresa METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
	502 038	20/09/2023	Los centros poblados de Taravita en el municipio de Fúquene, Ticha, Nengua y Miña en el municipio de Guachetá, Departamento de Cundinamarca., según solicitud tarifaria presentada por la empresa INGENIERÍA Y SERVICIOS S.A. E.S.P.
	502 051	30/09/2023	Las veredas de X10, Puerto Tomas, Puerto Casabe, Puerto Los Mangos y La Cabaña, perteneciente al municipio de Yondó, departamento de Antioquia, según solicitud tarifaria presentada por la empresa HEGA S.A. E.S.P
General	105 005	7/12/2023	Por la cual se señala el porcentaje de la contribución especial a favor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 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 de Regulación de Energía y Gas, CREG en el año 2023 y se dictan otras disposiciones.
	502 054	20/12/2023	Se reconoce un incremento en el ingreso anual del año 3 del periodo de vigencia de la obligación de prestación de los servicios del Gestor del Mercado de Gas Natural por dar cumplimiento a los indicadores de gestión, conforme al artículo 23 y los Anexos 5 y 6 de la Resolución CREG 055 de 2019

Fuente: CREG.

CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN Y MÁXIMO BASE DE COMERCIALIZACIÓN						
Resolución CREG	Año	Empresa distribuidora	Departamento - Municipios	\$ de 31 de diciembre de:	Cargo de distribución (Inversión/Gastos AOM/Total) \$/m3 2021	Cargo máximo base de comercialización \$/factura
502 010	2023	GEAS GROUP S.A.S E.S.P.	Centros Poblados de Nariño y Palo de Agua, Municipio de Santa Cruz de Loricá en el Departamento de Córdoba.	2021	2091,04	3.516,00
502 011				800,12		
					2.891,16	
502 012	2023	YAVEGAS S.A. E.S.P	Buenos Aires, Caracol, Caucho, Guarumo, Guacananzo Alto, Guacananzo Bajo, La Loma, Mercadillo, Sabana Larga, San Miguel, Santa Helena Alta y Santa Helena Baja en el municipio de Pandí, departamento de Cundinamarca.	2021	1.658,17	3.024,74
502 013				321,92		
					1.980,09	

Fuente: CREG.



InfoGAS
PROMIGAS

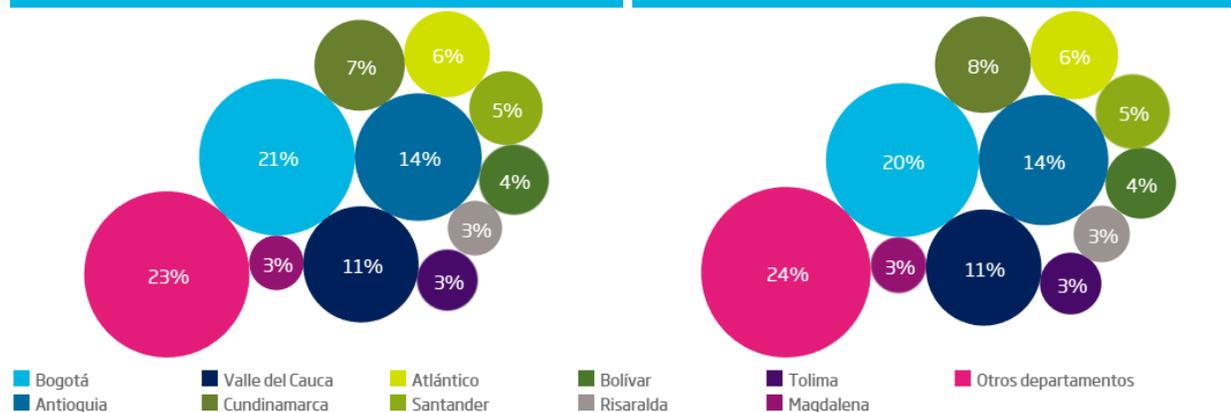
Detalle de la cobertura nacional

Detalle de la cobertura nacional

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
Departamento	Potencial	Residencial anillados	Residencial conectados						Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura	
			1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
Antioquia (103)	2.242.394	1.804.562	195.312	578.004	502.806	169.140	93.072	41.430	1.579.764	27.793	1.807	1.609.364	80%	70%
Arauca (3)	73.228	14.300	7.579	5.928	910	0	0	0	14.417	118	0	14.535	20%	20%
Atlántico (23)	818.448	749.883	301.690	221.674	115.234	55.171	20.212	13.536	727.517	11.808	628	739.953	92%	89%
Bogotá D.C.	2.581.108	2.496.848	182.639	760.554	788.873	296.405	93.786	67.376	2.189.633	56.661	436	2.246.730	97%	85%
Bolívar (41)	503.305	481.734	232.380	138.004	54.667	21.011	11.650	13.586	471.298	7.657	232	479.187	96%	94%
Boyacá (81)	301.304	270.118	34.370	135.398	64.980	18.037	6.128	80	258.993	9.019	41	268.053	90%	86%
Caldas (24)	316.747	277.847	38.162	78.474	77.344	22.140	7.558	10.823	234.501	4.723	142	239.366	88%	74%
Casanare (19)	197.755	112.167	39.977	49.792	15.952	9.758	37	12	115.528	5.069	12	120.609	57%	58%
Cauca (18)	201.774	157.369	53.692	53.166	25.426	12.153	3.457	514	148.408	1.393	41	149.842	78%	74%
Caquetá (1)	52.835	49.051	26.698	13.278	7.457	1.469	10	0	48.912	134	1	49.047	93%	93%
Cesar (23)	294.335	279.730	133.274	81.718	28.285	9.151	3.726	1.149	257.303	2.742	62	260.107	95%	87%
Chocó (5)	42.450	41.434	3.968	336	6	0	0	0	4.310	0	0	4.310	98%	10%
Córdoba (30)	276.881	265.113	155.315	64.107	23.435	6.307	2.056	1.843	253.063	4.086	57	257.206	96%	91%
Cundinamarca (113)	1.268.211	926.927	105.090	362.607	300.921	83.508	11.419	3.139	866.684	15.386	307	882.377	73%	68%
Guaviare (1)	15.310	5.958	2.795	3.004	462	8	0	0	6.269	76	0	6.345	39%	41%
Guajira (15)	160.957	157.125	64.658	53.200	14.749	2.133	275	1	135.017	1.568	594	137.179	98%	84%
Huila (26)	298.768	276.253	101.270	128.655	30.301	10.025	2.582	116	272.949	2.538	41	275.528	92%	91%
Magdalena (30)	351.392	332.252	134.950	76.754	50.158	11.858	5.852	12.011	291.583	3.915	350	295.848	95%	83%
Meta (22)	362.973	277.847	72.925	93.641	81.554	11.851	4.105	1.564	265.640	8.585	20	274.245	77%	73%
Nariño (1)	107.315	70.501	17.014	24.080	6.576	1.341	380	0	49.391	109	0	49.500	66%	46%
Norte de Santander (21)	353.248	296.026	100.820	122.541	45.215	14.545	1.585	114	284.820	1.845	8	286.673	84%	81%
Putumayo (4)	21.847	20.425	12.180	3.677	230	0	0	0	16.087	28	0	16.115	93%	74%
Quindío (8)	209.673	204.508	38.882	68.256	42.440	14.843	12.821	2.096	179.338	3.462	82	182.882	98%	86%
Risaralda (12)	365.921	343.170	46.372	105.060	83.320	39.784	14.683	10.225	299.444	5.559	128	305.131	94%	82%
Santander (41)	628.169	561.875	105.333	154.254	138.828	91.582	15.847	12.492	518.336	9.663	87	528.086	89%	83%
Sucre (23)	176.557	171.587	103.094	46.811	9.859	4.086	877	405	165.132	3.058	38	168.228	97%	94%
Tolima (41)	427.153	360.058	88.669	168.371	72.679	23.747	3.305	552	357.323	4.947	97	362.367	84%	84%
Valle (39)	1.575.791	1.325.369	254.457	469.307	320.990	125.800	70.852	21.960	1.263.366	19.345	495	1.283.206	84%	80%
Total (769)	14.225.850	12.330.037	2.653.565	4.060.651	2.903.657	1.055.853	386.275	215.024	11.275.026	211.287	5.706	11.492.019	87%	79%

(#) Número de municipios por departamento.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Total País	14.225.850	12.330.037	2.653.565	4.060.651	2.903.657	1.055.853	386.275	215.024	11.275.026	211.287	5.706	11.492.019	87%	79%
Ciudades Capitales	7.392.036	6.924.630	1.169.042	2.025.128	1.831.335	775.140	326.764	203.933	6.331.341	139.755	2.786	6.473.882	94%	86%
Municipios	6.833.814	5.405.407	1.484.524	2.035.524	1.072.322	280.714	59.511	11.091	4.943.685	71.532	2.920	5.018.137	79%	72%
Antioquia (103)	2.242.394	1.804.562	195.312	578.004	502.806	169.140	93.072	41.430	1.579.764	27.793	1.807	1.609.364	80%	70%
Abejorral	6.854	3.207	501	1.552	144	2	0	0	2.199	28	0	2.227	47%	32%
Amagá	10.568	7.884	1.508	4.743	406	49	0	2	6.708	88	2	6.798	75%	63%
Amalfi	9.147	4.749	715	1.248	900	5	0	0	2.868	30	0	2.898	52%	31%
Andes	5.220	4.750	1.333	2.025	424	11	1	0	3.794	17	0	3.811	91%	73%
Angelópolis	1.973	1.203	130	570	115	1	1	0	817	6	0	823	61%	41%
Apartadó	43.165	30.968	11.594	9.309	3.389	664	1	0	24.957	152	2	25.111	72%	58%
Arboletes	10.307	3.843	1.739	1.289	180	8	0	0	3.216	31	0	3.247	37%	31%
Barbosa	18.364	9.330	863	6.036	1.187	9	4	3	8.102	155	8	8.265	51%	44%
Bello	186.573	168.959	26.090	48.185	63.653	16.997	8	10	154.943	1.538	79	156.560	91%	83%
Belmirá	2.066	691	54	443	56	1	0	0	554	5	0	559	33%	27%
Betania	3.474	1.436	133	903	126	3	0	0	1.165	24	0	1.189	41%	34%
Betulia	5.370	1.822	368	653	253	3	0	0	1.277	15	0	1.292	34%	24%
Caldas	28.189	24.589	862	13.474	6.935	50	1	1	21.323	394	15	21.732	87%	76%
Cáceres	3.442	3.046	1.712	252	0	0	0	0	1.964	7	0	1.971	88%	57%
Cañasgordas	5.254	2.087	88	1.481	66	2	0	0	1.637	15	0	1.652	40%	31%
Caracolí	1.531	939	241	571	27	3	0	0	842	18	0	860	61%	55%
Caramanta	1.570	993	125	223	299	0	0	0	647	11	0	658	63%	41%
Carepa	17.281	10.646	3.304	5.347	643	21	0	0	9.315	44	0	9.359	62%	54%
Carmen de Viboral	13.858	12.409	547	5.148	6.015	256	2	0	11.968	236	5	12.209	90%	86%
Carolina	1.384	1.384	214	890	19	2	1	0	1.126	18	0	1.144	100%	81%
Caucasia	19.975	19.511	4.768	9.279	2.805	454	58	2	17.366	226	2	17.594	98%	87%
Chigorodó	20.219	14.822	6.880	5.411	292	20	0	0	12.603	69	0	12.672	73%	62%
Cisneros	3.419	3.419	429	1.957	438	6	0	0	2.830	28	1	2.859	100%	83%
Ciudad Bolívar	8.889	5.934	768	1.567	1.615	14	0	0	3.964	46	0	4.010	67%	45%
Cocorná	5.011	3.210	191	1.234	678	14	0	0	2.117	23	0	2.140	64%	42%
Concepción	1.607	936	39	446	216	8	0	0	709	18	0	727	58%	44%
Concordia	7.327	2.988	446	1.185	701	17	0	0	2.349	19	0	2.368	41%	32%
Copacabana	27.647	25.874	795	14.136	7.930	89	21	29	23.000	359	38	23.397	94%	83%
Dabeiba	7.942	3.243	573	1.067	728	8	0	0	2.376	32	0	2.408	41%	30%
Don Matías	6.660	5.264	18	2.682	1.982	271	0	0	4.953	131	1	5.085	79%	74%
El Bagre	7.681	7.195	2.958	1.549	116	0	0	0	4.623	11	0	4.634	94%	60%
El Retiro	8.365	5.698	81	642	2.414	914	998	6	5.055	113	2	5.170	68%	60%
El Santuario	10.078	9.506	1.347	5.800	2.008	22	2	0	9.179	141	0	9.320	94%	91%
Entreríos	3.963	2.157	23	247	1.441	322	4	0	2.037	54	1	2.092	54%	51%
Envigado	87.103	87.103	900	13.933	25.622	17.406	19.920	2.534	80.315	1.585	104	82.004	100%	92%
Fredonia	8.363	3.067	311	1.163	903	15	0	1	2.393	30	0	2.423	37%	29%
Frontino	6.993	3.114	294	1.188	927	65	0	0	2.474	15	0	2.489	45%	35%
Girardota	18.395	14.210	346	10.034	1.821	193	28	18	12.440	254	40	12.734	77%	68%
Gómez Plata	3.352	2.347	471	1.414	12	4	0	0	1.901	25	1	1.927	70%	57%
Granada	3.299	3.027	220	409	868	0	0	0	1.497	13	0	1.510	92%	45%
Guadalupe	2.252	868	153	468	80	1	0	0	702	8	0	710	39%	31%
Guarne	26.239	6.530	148	2.172	3.595	138	0	0	6.053	162	31	6.246	25%	23%
Guatapé	2.947	2.947	56	1.835	818	91	0	0	2.800	98	0	2.898	100%	95%
Hispania	1.889	1.453	176	635	252	17	0	0	1.080	18	0	1.098	77%	57%
Itagüí	97.989	96.465	3.366	31.065	45.525	6.231	2	32	86.221	1.787	353	88.361	98%	88%
Ituango	9.388	2.871	515	1.439	283	14	0	0	2.251	40	1	2.292	31%	24%
Jardín	5.010	3.679	447	1.415	826	80	5	0	2.773	58	1	2.832	73%	55%
Jericó	4.630	3.219	162	1.461	847	12	0	0	2.482	35	0	2.517	70%	54%
La Ceja	23.087	19.427	18	16.47	6.558	2.534	457	3	11.217	143	3	11.363	84%	49%
La Estrella	25.517	25.263	1.215	8.445	8.623	3.768	301	12	22.364	410	101	22.875	99%	88%
La Unión	7.566	3.972	244	2.363	714	27	0	0	3.348	69	3	3.420	52%	44%
Liborina	3.409	2.297	660	835	251	5	0	0	1.751	30	0	1.781	67%	51%
Maceo	2.786	1.466	159	918	119	1	0	0	1.197	26	1	1.224	53%	43%
Marinilla	17.766	16.290	1.136	4.800	9.227	800	15	0	15.978	257	3	16.238	92%	90%
Medellín	856.042	834.154	65.809	251.479	231.744	88.522	67.413	38.075	743.042	15.167	843	759.052	97%	87%
Montebello	2.244	866	101	216	186	1	0	0	504	5	0	509	39%	22%
Mutatá	4.861	1.523	571	631	23	1	0	0	1.226	27	0	1.253	31%	25%
Necoclí	14.907	3.386	1.358	1.034	137	5	0	0	2.534	33	0	2.567	23%	17%
Olaya	1.073	368	104	201	5	2	3	0	315	1	0	316	34%	29%
Peñol	7.354	4.400	173	3.724	627	8	0	0	4.532	76	0	4.608	60%	62%
Pueblorrico	2.951	1.731	346	670	357	4	0	0	1.377	21	0	1.398	59%	47%
Puerto Berrío	13.754	8.633	5.620	2.454	548	68	0	0	8.690	63	3	8.756	63%	63%
Puerto Nare	4.878	4.431	1.351	2.452	250	4	0	0	4.057	30	1	4.088	91%	83%
Puerto Triunfo	3.551	3.020	551	2.381	22	0	0	0	2.954	29	0	2.983	85%	83%
Remedios	10.012	4.371	901	1.343	434	11	0	0	2.689	28	2	2.719	44%	27%
Rionegro	93.354	39.103	915	7.952	13.025	10.010	3.620	686	36.208	856	36	37.100	42%	39%
Sabanalarga	3.135	1.705	407	708	149	1	0	0	1.265	8	0	1.273	54%	40%
Sabaneta	49.040	49.040	307	10.386	17.949	17.729	79	12	46.462	861	105	47.428	100%	95%
Salgar	6.169	2.517	632	816	418	3	0	0	1.869	14	1	1.884	41%	30%
San Andrés de Cuerquia	2.460	1.294	315	812	101	13	0	0	1.241	16	0	1.257	53%	50%
San Carlos	5.342	3.348	306	1.250	780	5	0	0	2.341	34	0	2.375	63%	44%
San Jerónimo	5.412	2.446	196	1.099	343	127	108	4	1.877	51	0	1.928	45%	35%
San José de la Montaña	1.272	1.018	216	656	14	8	0	0	894	12	0	906	80%	70%
San Juan de Urabá	7.079	2.374	1.538	383	0	5	0	0	1.926	19	0	1.945	34%	27%
San Luis	4.433	3.004	415	2.091	30	11	0	0	2.547	22	0	2.569	68%	57%
San Pedro de los Milagros	7.733	5.618	71	2.439	2.289	139	5	0	4.943	119	4	5.066	73%	64%
San Pedro de Urabá	10.860	3.786	2.392	686	1	2	0	0	3.081</					

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
	Potencial	Residencial anillados	Residencial						Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
			1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
Santa Bárbara	9.184	4.831	247	1.676	1.445	7	0	0	3.375	32	2	3.409	53%	37%
Santa Fe de Antioquia	9.122	7.048	1.122	2.464	970	194	11	0	4.761	103	3	4.867	77%	52%
Santa Rosa de Osos	12.796	7.183	260	4.438	1.404	147	0	0	6.249	134	2	6.385	56%	49%
Santo Domingo	4.164	1.487	96	776	234	6	0	0	1.112	21	0	1.133	36%	27%
Segovia	8.061	5.715	1.497	965	63	0	0	0	2.525	19	0	2.544	71%	31%
Sonsón	12.373	5.895	204	2.437	1.937	36	0	0	4.614	76	2	4.692	48%	37%
Sopetrán	5.240	2.717	337	1.433	470	35	0	0	2.275	28	0	2.303	52%	43%
Támesis	5.473	3.961	326	1.161	1.275	14	1	0	2.777	48	1	2.826	72%	51%
Tarazá	5.412	4.633	1.904	568	2	0	0	0	2.474	11	0	2.485	86%	46%
Tarso	2.105	1.370	373	543	116	1	0	0	1.033	15	0	1.048	65%	49%
Titiribí	3.621	1.703	282	960	152	2	1	0	1.397	18	0	1.415	47%	39%
Toledo	1.704	687	355	682	132	12	0	0	1.181	10	0	1.191	40%	69%
Turbo	43.992	25.213	13.242	5.448	1.192	46	0	0	19.928	108	0	20.036	57%	45%
Urrao	10.431	5.768	429	2.287	1.383	69	0	0	4.168	26	0	4.194	55%	40%
Valdivia	4.764	1.241	238	679	112	1	0	0	1.030	7	0	1.037	26%	22%
Valparaiso	2.186	1.597	162	867	119	2	0	0	1.150	10	0	1.160	73%	53%
Vegachí	4.067	3.141	499	1.700	8	7	0	0	2.214	27	0	2.241	77%	54%
Venecia	3.958	2.461	151	733	613	27	0	0	1.524	30	0	1.554	62%	39%
Yalí	2.595	1.277	322	558	80	2	0	0	962	19	0	981	49%	37%
Yarumal	14.418	10.805	1.364	4.190	3.794	176	0	0	9.524	163	2	9.689	75%	66%
Yolombó	7.941	2.840	135	1.487	401	7	0	0	2.030	27	0	2.057	36%	26%
Yondó	54.635	3.866	2.717	751	75	1	0	0	3.544	53	0	3.597	7%	6%
Zaragoza	3.704	3.009	1.149	546	4	0	0	0	1.699	10	0	1.709	81%	46%
Arauca (3)	73.228	14.300	7.579	5.928	910	0	0	0	14.417	118	0	14.535	20%	20%
Fortul	2.337	1.947	1.874	464	8	0	0	0	2.346	4	0	2.350	83%	100%
Saravena	17.152	4.853	2.530	2.309	10	0	0	0	4.849	3	0	4.852	28%	28%
Tame	53.739	7.500	3.175	3.155	892	0	0	0	7.222	111	0	7.333	14%	13%
Atlántico (23)	818.448	749.883	301.690	221.674	115.234	55.171	20.212	13.536	727.517	11.808	628	739.953	92%	89%
Baranoa	17.355	16.344	8.461	5.049	1.937	41	0	0	15.488	212	10	15.710	94%	89%
Barranquilla	411.814	381.089	123.942	81.284	84.020	51.394	18.245	12.914	371.799	8.388	457	380.644	93%	90%
Campo de la Cruz	5.119	4.310	840	2.117	834	0	0	0	3.791	34	0	3.825	84%	74%
Candelaria	4.085	3.832	2.634	836	0	0	0	0	3.470	18	0	3.488	94%	85%
Galapa	18.063	16.891	10.027	3.479	2.727	1	0	0	16.234	166	37	16.437	94%	90%
Juan de Acosta	6.394	5.660	2.338	1.534	731	161	305	4	5.073	84	1	5.158	89%	79%
Luruaco	7.081	6.453	3.785	1.868	123	0	0	0	5.776	47	6	5.829	91%	82%
Malambo	35.652	32.416	28.897	2.861	98	0	0	0	31.856	292	33	32.181	91%	89%
Manatí	4.408	4.121	2.687	1.177	0	0	0	0	3.864	20	1	3.885	93%	88%
Palmar de Varela	6.960	6.318	2.061	3.000	925	0	0	0	5.986	49	1	6.036	91%	86%
Piojó	1.285	1.088	852	159	0	2	0	0	1.013	13	0	1.026	85%	79%
Polonuevo	4.360	3.651	1.979	1.477	266	1	0	0	3.723	48	4	3.775	84%	85%
Ponedera	5.814	5.059	2.848	1.617	165	0	0	0	4.630	44	4	4.678	87%	80%
Puerto Colombia	27.801	22.313	4.320	5.596	8.382	2.677	1.650	616	23.241	463	15	23.719	80%	84%
Repelón	7.151	6.461	4.822	898	49	0	0	0	5.769	25	0	5.794	90%	81%
Sabanagrande	10.383	8.969	4.230	4.597	347	1	0	2	9.177	116	12	9.305	86%	88%
Sabanalarga	26.556	24.014	13.162	4.677	3.004	336	12	0	21.191	218	2	21.411	90%	80%
Santa Lucía	3.128	2.920	1.959	666	20	0	0	0	2.645	12	0	2.657	93%	85%
Santo Tomás	7.448	6.889	2.409	3.119	924	7	0	0	6.459	95	3	6.557	92%	87%
Soledad	198.684	183.053	75.564	93.239	10.201	7	0	0	179.011	1.376	34	180.421	92%	90%
Suán	2.539	2.427	1.307	713	228	0	0	0	2.248	23	1	2.272	96%	89%
Tubará	4.143	3.533	1.559	909	143	543	0	0	3.154	40	7	3.201	85%	76%
Usiacurí	2.235	2.072	1.007	802	110	0	0	0	1.919	25	0	1.944	93%	86%
Bogotá	2.581.108	2.496.848	182.639	760.554	788.873	296.405	93.786	67.376	2.189.633	56.661	436	2.246.730	97%	85%
Bolívar (41)	503.305	481.734	232.380	138.004	54.667	21.011	11.650	13.586	471.298	7.657	232	479.187	96%	94%
Achí	1.262	1.244	1.127	0	0	0	0	0	1.127	9	0	1.136	99%	89%
Altos del Rosario	967	946	824	0	0	0	0	0	824	8	0	832	98%	85%
Arenal	1.315	1.311	1.135	0	0	0	0	0	1.135	6	0	1.141	100%	86%
Arjona	16.567	16.470	12.771	3.116	548	0	0	0	16.435	134	1	16.570	99%	99%
Arroyo Hondo	1.647	1.515	1.005	275	0	0	0	0	1.280	8	0	1.288	92%	78%
Barranco de Loba	1.487	1.447	1.256	0	0	0	0	0	1.256	15	0	1.271	97%	84%
Calamar	5.422	5.172	3.338	1.015	4	0	0	0	4.357	22	0	4.379	95%	80%
Cantagallo	7.895	1.742	1.094	522	0	0	0	0	1.616	19	0	1.635	22%	20%
Cartagena	307.356	300.756	120.142	84.615	49.718	19.570	11.647	13.586	299.278	5.851	205	305.334	98%	97%
Cicuco	2.476	2.264	1.396	544	1	0	0	0	1.941	18	0	1.959	91%	78%
Clemencia	3.187	2.769	1.960	768	2	0	0	0	2.730	14	4	2.748	87%	86%
Córdoba Tetón	1.080	1.037	585	211	0	0	0	0	796	5	0	801	96%	74%
El Carmen de Bolívar	13.559	12.651	6.606	4.877	918	0	0	0	12.401	213	3	12.617	93%	91%
El Peñón	845	809	709	0	0	0	0	0	709	0	0	709	96%	84%
Guamo	1.141	1.130	788	102	1	0	0	0	891	6	0	897	99%	78%
Hatillo de Loba	714	620	554	0	0	0	0	0	554	2	0	556	87%	78%
Magangué	26.923	25.989	13.063	11.754	170	212	0	0	25.199	367	3	25.569	97%	94%
Mahates	4.970	4.752	3.799	102	1	0	0	0	3.902	14	1	3.917	96%	79%
Margarita	690	687	500	3	0	0	0	0	503	2	0	505	100%	73%
María la Baja	6.987	6.775	4.765	1.813	129	0	0	0	6.707	38	0	6.745	97%	96%
Mompox	7.206	6.436	4.251	1.613	314	0	0	0	6.178	96	0	6.274	89%	86%
Norosi	415	399	380	0	0	0	0	0	380	4	0	384	96%	92%
Regidor	1.053	1.039	868	0	0	0	0	0	868	3	0	871	99%	82%
Río Viejo	1.310	1.308	1.199	0	0	0	0	0	1.199	9	0	1.208	100%	92%
San Cristóbal	1.715	1.571	1.232	134	0	0	0	0	1.366	3	0	1.369	92%	80%
San Estanislao de Kotska	4.185	4.098	2.439	1.149	48	0	0	0	3.636	18	0	3.654	98%	87%
San Fernando	849	843	757	3	0	0	0	0	760	2	0	762	99%	90%
San Jacinto	5.452	4.663	3.649	772	18	0	0	0	4.439	68	0	4.507	86%	81%
San Jacinto del Cauca	731	726	540	0	0	0	0	0	540	8	0	548	99%	74%
San Juan Nepomuceno	8.073	7.532	3.823	3.460	26	0	0	0	7.309	107	1	7.417	93%	91%
San Martín de Loba	1.786	1.702	1.415	0	0	0	0	0	1.415	5	0	1.420	95%	79%
San Pablo	6.357	5.541	4.883	742	1	0	0	0	5.626	63	0	5.689	87%	89%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
	Potencial	Residencial anillados					Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial			
		1	2	3	4	5					6	Potencial	Efectiva	
Santa Catalina	3.135	2.954	2.525	194	4	0	0	2.723	13	0	2.736	94%	87%	
Santa Rosa	4.412	4.404	4.005	346	0	0	0	4.351	29	0	4.380	100%	99%	
Simití	1.791	1.779	1.083	417	0	0	0	1.500	7	0	1.507	99%	84%	
Soplaviento	2.408	2.243	1.298	578	85	0	0	1.961	9	0	1.970	93%	81%	
Taligua	1.814	1.747	1.094	354	0	0	0	1.448	14	0	1.462	96%	80%	
Turbaco	33.973	32.908	12.479	16.444	2.673	1.229	3	32.828	401	13	33.242	97%	97%	
Turbana	3.635	3.566	1.919	1.605	1	0	0	3.525	25	1	3.551	98%	97%	
Villanueva	4.081	3.959	3.732	217	5	0	0	3.954	17	0	3.971	97%	97%	
Zambrano	2.434	2.230	1.392	259	0	0	0	1.651	5	0	1.656	92%	68%	
Boyacá (81)	301.304	270.118	34.370	135.398	64.980	18.037	6.128	80	258.993	9.019	41	268.053	90%	86%
Aquitania	1.885	1.885	147	1.582	1	0	0	1.730	29	0	1.759	100%	92%	
Arcabuco	2.533	926	60	721	10	0	0	791	58	0	849	37%	31%	
Belén	1.923	1.632	13	1.656	12	0	0	1.681	109	1	1.791	85%	87%	
Berbeo	380	250	99	253	3	1	0	356	9	0	365	66%	94%	
Boavita	2.629	785	79	706	0	0	0	785	0	0	785	30%	30%	
Boyacá	324	324	88	206	5	0	0	299	13	0	312	100%	92%	
Briceño	181	178	32	115	0	0	0	147	8	0	155	98%	81%	
Busbanza	166	166	46	96	0	0	0	142	0	0	142	100%	86%	
Caldas	113	99	14	83	1	0	0	98	8	0	106	88%	87%	
Campohermoso	515	355	245	243	0	0	0	488	12	0	500	69%	95%	
Cerínza	583	573	159	365	9	0	0	533	21	1	555	98%	91%	
Chiquinquirá	15.985	15.509	1.482	7.947	5.410	19	1	14.863	529	4	15.396	97%	93%	
Chinavita	985	985	352	607	1	0	0	960	9	0	969	100%	97%	
Chitaraque	2.352	847	126	341	19	0	0	486	11	0	497	36%	21%	
Chivatá	216	216	111	75	10	0	0	196	13	0	209	100%	91%	
Ciénega	996	996	114	820	26	0	1	961	36	1	998	100%	96%	
Corrales	447	372	66	267	0	0	0	333	4	0	337	83%	74%	
Cómbita	5.052	2.179	276	1.538	98	7	0	1.919	40	0	1.959	43%	38%	
Cubará	929	817	428	368	17	0	0	813	0	0	813	88%	88%	
Cucaita	613	511	98	481	6	2	0	587	20	0	607	83%	96%	
Cúitiva	251	251	45	96	0	0	0	141	5	0	146	100%	56%	
Duitama	45.856	42.894	4.188	20.834	13.095	2.670	484	41.271	1.379	10	42.660	94%	90%	
Firavtoba	975	973	323	600	2	0	0	925	9	1	935	100%	95%	
Floresta	1.019	929	146	655	21	0	0	822	21	0	843	91%	81%	
Gameza	486	458	77	323	0	0	0	400	1	0	401	94%	82%	
Garagoa	4.980	4.880	1.075	3.101	702	2	0	4.880	126	0	5.006	98%	98%	
Guateque	3.060	3.035	742	1.731	555	9	0	3.037	104	0	3.141	99%	99%	
Iza	429	413	32	316	10	0	0	358	11	0	369	96%	83%	
Jenesano	1.152	1.132	45	553	440	4	0	1.042	41	0	1.083	98%	90%	
La Capilla	755	632	326	413	17	0	0	756	11	0	767	84%	100%	
La Uvita	1.813	542	147	395	0	0	0	542	7	0	549	30%	30%	
Miraflores	2.250	2.180	703	1.430	26	0	0	2.159	80	0	2.239	97%	96%	
Mongua	1.680	552	0	100	0	0	0	100	0	0	100	33%	6%	
Monguí	967	454	35	402	3	0	0	440	1	0	441	47%	46%	
Moniquirá	6.089	4.781	977	2.051	1.603	150	0	4.781	164	0	4.945	79%	79%	
Motavita	454	446	161	174	22	0	0	357	18	0	375	98%	79%	
Nobsa	3.676	2.368	136	1.985	95	16	0	2.232	97	1	2.330	64%	61%	
Nuevo Colón	591	581	77	471	1	0	0	549	22	0	571	98%	93%	
Oicatá	392	386	74	303	2	0	0	379	14	0	393	98%	97%	
Páez	720	720	70	605	16	0	0	691	29	0	720	100%	96%	
Pachavita	286	286	43	210	8	0	0	261	7	0	268	100%	91%	
Paipa	11.334	11.083	250	8.722	1.486	279	2	10.740	432	0	11.172	98%	95%	
Pajarito	889	278	30	199	18	32	0	279	17	0	296	31%	31%	
Pesca	981	981	22	640	3	0	0	665	20	0	685	100%	68%	
Puerto Boyacá	10.612	10.385	2.528	6.329	1.412	90	0	10.359	119	0	10.478	98%	98%	
Ramiriquí	2.708	2.702	90	1.487	313	327	1	2.218	102	0	2.320	100%	82%	
Ráquira	795	777	84	476	147	0	0	707	203	2	912	98%	89%	
Saboyá	430	396	65	294	1	0	0	360	11	0	371	92%	84%	
Sáchica	1.209	1.205	473	604	43	1	0	1.121	86	0	1.207	100%	93%	
Samacá	5.673	4.889	982	3.505	602	8	1	5.098	181	0	5.279	86%	90%	
San Eduardo	465	465	202	237	0	0	0	439	18	0	457	100%	94%	
San José de Pare	2.118	1.758	256	1.487	6	1	0	1.750	4	0	1.754	83%	83%	
San Luis de Gaceno	940	940	611	351	56	0	0	1.018	2	0	1.020	100%	108%	
Santa Rosa de Viterbo	2.561	2.435	156	1.658	601	0	0	2.415	89	0	2.504	95%	94%	
Santa Sofía	376	369	11	243	83	0	0	337	33	0	370	98%	90%	
Santana	2.780	878	63	752	63	0	0	878	21	0	899	32%	32%	
Siachoque	525	525	31	444	6	0	0	481	21	1	503	100%	92%	
Soatá	4.664	2.986	1.132	1.552	2	0	0	2.686	4	0	2.690	64%	58%	
Sogamoso	43.431	41.975	2.941	25.557	9.967	2.117	148	40.731	1.383	13	42.127	97%	94%	
Socha	2.200	1.800	450	1.149	49	0	0	1.648	0	0	1.648	82%	75%	
Sora	250	237	40	177	11	0	0	228	10	0	238	95%	91%	
Soracá	586	586	59	435	24	0	0	518	30	0	548	100%	88%	
Sotaquirá	4.036	2.413	1.233	1.041	47	2	0	2.323	13	0	2.336	60%	58%	
Sutamarchán	752	727	48	342	231	0	0	621	60	0	681	97%	83%	
Sutatenza	650	524	286	283	23	0	0	592	12	0	604	81%	91%	
Tenza	1.085	955	457	611	9	0	0	1.077	11	0	1.088	88%	99%	
Tibaná	814	794	109	638	3	0	0	750	30	0	780	98%	92%	
Tibasosa	2.095	2.035	33	1.383	527	20	0	1.963	108	0	2.071	97%	94%	
Tinjacá	484	444	11	322	64	0	0	397	40	0	437	92%	82%	
Togúí	1.940	1.567	10	286	19	0	0	315	12	0	327	81%	16%	
Topaga	599	568	72	521	0	0	0	593	3	0	596	95%	99%	
Tota	299	299	150	109	0	0	0	259	16	0	275	100%	87%	
Tunja	66.554	64.640	5.861	13.152	25.843	11.784	5.448	62.153	2.240	3	64.396	97%	93%	
Tunungué	93	85	33	42	2	0	0	77	5	0	82	91%	83%	
Turmequé	818	762	59	572	76	0	0	707	27	0	734	93%	86%	
Tuta	2.245	1.880	362	1.576	33	0	0	1.971	73	0	2.044	84%	88%	
Úmbita	520	520	242	298	0	0	0	540	11	0	551	100%	104%	
Ventaquemada	1.465	1.446	362	898	46	0	0	1.306	88	3	1.397	99%	89%	
Villa de Leyva	3.248	3.139	323	1.284	916	496	42	3.070	369	0	3.439	97%	95%	
Viracachá	282	282	109	134	2	0	0	245	9	0	254	100%	87%	
Zetaquirá	1.110	890	677	390	0	0	0	1.067	30	0	1.097	80%	96%	

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
	Potencial	Residencial anillados						Residencial conectado ⁵	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial		
		1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva	
Caldas (24)	316.747	277.847	38.162	78.474	77.344	22.140	7.558	10.823	234.501	4.723	142	239.366	88%	74%
Aguadas	3.871	3.650	451	986	143	4	0	0	1.584	35	0	1.619	94%	41%
Anserma	13.845	9.196	1.354	2.320	2.828	130	1	0	6.633	124	0	6.757	66%	48%
Aranzazú	2.424	2.158	588	575	198	0	0	0	1.361	21	0	1.382	89%	56%
Belalcázar	3.897	2.173	540	808	310	1	0	0	1.659	32	1	1.692	56%	43%
Chinchiná	17.983	17.983	2.540	6.481	4.124	1.920	171	2	15.238	261	8	15.507	100%	85%
Filadelfia	1.291	1.273	278	385	349	0	0	0	1.012	13	0	1.025	99%	78%
La Dorada	20.426	19.395	5.082	10.895	3.167	151	12	0	19.307	192	3	19.502	95%	95%
La Merced	981	853	99	483	183	0	0	0	765	12	0	777	87%	78%
Manizales	158.396	147.768	11.712	29.956	48.148	18.056	7.175	10.636	125.683	3.140	112	128.935	93%	79%
Manzanares	3.229	3.125	805	1.877	415	14	0	0	3.111	36	0	3.147	97%	96%
Marquetalia	2.500	2.500	1.051	1.292	103	0	0	0	2.446	9	0	2.455	100%	98%
Neira	8.590	5.342	627	2.038	2.174	5	0	0	4.844	103	0	4.947	62%	56%
Norcasia	1.657	1.318	490	692	36	0	0	0	1.218	6	0	1.224	80%	74%
Pácora	2.239	2.016	111	767	89	6	0	0	973	13	0	986	90%	43%
Palestina	6.960	5.240	1.207	1.570	212	196	134	184	3.503	85	1	3.589	75%	50%
Pensilvania	3.013	3.013	745	1.859	310	13	0	0	2.927	8	0	2.935	100%	97%
Riosucio	16.970	12.166	4.496	2.358	2.732	4	0	0	9.590	110	1	9.701	72%	57%
Risaralda	3.647	2.053	462	899	242	0	0	0	1.603	35	0	1.638	56%	44%
Salamina	3.091	2.685	257	661	185	2	0	0	1.105	30	0	1.135	87%	36%
San José	1.881	736	155	405	10	1	0	0	571	16	0	587	39%	30%
Supía	9.997	6.179	414	2.696	1.767	8	1	1	4.887	70	2	4.959	62%	49%
Victoria	1.737	1.660	826	603	222	2	1	0	1.654	11	0	1.665	96%	95%
Villamaría	23.093	20.796	2.822	6.535	8.264	1.519	56	0	19.196	305	14	19.515	90%	83%
Viterbo	5.029	4.569	1.050	1.333	1.133	108	7	0	3.631	56	0	3.687	91%	72%
Casare (19)	197.755	112.167	39.977	49.792	15.952	9.758	37	12	115.528	5.069	12	120.609	57%	58%
Aguazul	22.555	11.524	2.664	6.278	1.808	652	2	2	11.406	489	2	11.897	51%	51%
Chameza	905	494	97	384	0	19	0	0	500	5	0	505	55%	55%
Hato Corozal	4.298	2.498	437	2.000	42	41	0	0	2.520	49	0	2.569	58%	59%
La Salina	484	182	179	2	0	1	0	0	182	6	0	188	38%	38%
Maní	5.088	4.158	1.428	2.092	67	610	2	1	4.200	117	0	4.317	82%	83%
Monterrey	11.500	5.311	3.075	1.987	15	471	2	0	5.550	237	0	5.787	46%	48%
Nunchía	2.942	1.990	439	1.168	23	375	0	0	2.005	41	1	2.047	68%	68%
Orocué	4.955	619	1.114	1.348	92	86	0	0	2.640	82	0	2.722	12%	53%
Paz de Ariporo	12.292	8.140	5.852	2.188	3	171	0	0	8.214	223	0	8.437	66%	67%
Pore	3.926	2.937	890	1.227	47	794	0	0	2.958	63	0	3.021	75%	75%
Recetor	603	283	102	55	0	129	0	0	286	1	0	287	47%	47%
Sabanalarga	1.514	1.187	134	895	49	106	3	1	1.188	23	0	1.211	78%	78%
Sacama	690	420	120	202	5	91	0	0	418	7	0	425	61%	61%
San Luis de Palenque	2.622	1.910	545	1.102	64	282	6	1	2.000	40	0	2.040	73%	76%
Támara	3.057	1.168	433	334	18	386	0	0	1.171	22	0	1.193	38%	38%
Tauramena	6.589	6.125	2.583	3.240	673	11	8	2	6.517	345	1	6.863	93%	99%
Trinidad	3.905	3.303	1.442	1.500	20	468	0	1	3.431	87	0	3.518	85%	88%
Villanueva	6.925	6.480	2.492	3.466	931	19	0	0	6.908	394	0	7.302	94%	100%
Yopal	102.905	53.438	19.551	20.324	12.095	5.046	14	4	53.434	2.838	8	56.280	52%	52%
Cauca (18)	201.774	157.369	53.692	53.166	25.426	12.153	3.457	514	148.408	1.393	41	149.842	78%	74%
Cajibío	1.079	794	495	310	0	0	0	0	805	4	0	809	74%	75%
Caloto	4.486	2.993	2.336	245	53	0	0	0	2.634	14	4	2.652	67%	59%
Corinto	5.505	4.549	2.171	1.608	159	2	0	0	3.940	25	0	3.965	83%	72%
El Tambo	1.770	1.433	1.014	403	8	0	0	0	1.425	11	0	1.436	81%	81%
Guachené	6.227	4.595	3.561	526	5	0	0	0	4.092	25	2	4.119	74%	66%
Miranda	10.128	8.103	4.718	2.942	71	0	0	0	7.731	44	1	7.776	80%	76%
Morales	1.416	1.106	670	285	5	0	0	0	960	4	0	964	78%	68%
Padilla	3.290	2.560	1.516	487	9	0	0	0	2.012	5	0	2.017	78%	61%
Patía	5.197	3.374	1.622	1.150	21	0	0	0	2.793	12	0	2.805	65%	54%
Piendamó	6.737	5.333	2.476	2.393	438	0	0	0	5.307	50	1	5.358	79%	79%
Popayán	92.954	79.255	18.434	27.860	16.470	12.036	3.455	514	78.769	888	5	79.662	85%	85%
Puerto Tejada	15.699	13.224	1.940	3.491	4.377	1	0	0	9.809	49	8	9.866	84%	62%
Rosas	684	469	272	153	4	0	0	0	429	5	0	434	69%	63%
Santander de Quilichao	31.351	18.383	5.658	7.286	3.605	106	1	0	16.656	178	5	16.839	59%	53%
Silvia	2.368	1.404	538	568	192	8	1	0	1.307	14	0	1.321	59%	55%
Timbío	5.340	4.424	2.975	1.398	4	0	0	0	4.377	34	0	4.411	83%	82%
Totoro	510	340	283	52	0	0	0	0	335	9	0	344	67%	66%
Villa Rica	7.033	5.030	3.013	2.009	5	0	0	0	5.027	22	15	5.064	72%	71%
Caquetá (1)	52.835	49.051	26.698	13.278	7.457	1.469	10	0	48.912	134	1	49.047	93%	93%
Florencia	52.835	49.051	26.698	13.278	7.457	1.469	10	0	48.912	134	1	49.047	93%	93%
Cesar (23)	294.335	279.730	133.274	81.718	28.285	9.151	3.726	1.149	257.303	2.742	62	260.107	95%	87%
Aguachica	30.583	30.463	19.181	6.693	1.746	238	4	0	27.862	229	4	28.095	100%	91%
Agustín Codazzi	14.218	13.225	5.855	6.317	334	64	6	0	12.576	79	1	12.656	93%	88%
Astrea	4.318	3.930	2.260	1.171	0	0	0	0	3.431	9	0	3.440	91%	79%
Becerril	5.134	5.005	3.689	1.381	0	0	0	0	5.070	28	0	5.098	97%	99%
Bosconia	9.393	8.182	3.321	2.245	254	0	0	0	5.820	71	5	5.896	87%	62%
Chimichagua	3.952	3.917	2.544	989	0	0	0	0	3.533	10	0	3.543	99%	89%
Chiriguaná	6.244	6.199	3.388	1.213	877	0	0	0	5.478	42	0	5.520	99%	88%
Curumaní	9.890	9.555	6.272	2.491	0	0	0	0	8.763	67	0	8.830	97%	89%
El Copey	6.873	6.547	4.326	801	1	0	0	0	5.128	30	1	5.159	95%	75%
El Paso	10.604	9.627	4.427	1.680	0	0	0	0	6.107	61	1	6.169	91%	58%
Gamarra	2.771	2.767	1.102	1.294	33	0	0	0	2.429	14	0	2.443	100%	88%
La Gloria	3.207	3.177	2.490	597	14	0	0	0	3.101	14	0	3.115	99%	97%
La Jagua de Ibirico	9.490	9.394	6.711	1.996	1	0	0	0	8.708	56	0	8.764	99%	92%
La Paz	6.002	5.426	2.274	2.455	363	0	0	0	5.092	64	8	5.164	90%	85%
Manauare	2.638	2.575	1.634	767	6	0	0	0	2.407	27	0	2.434	98%	91%
Palititas	4.873	4.850	2.871	1.503	0	0	0	0	4.374	42	0	4.416	100%	90%
Pelaya	4.703	4.427	3.781	429	51	0	0	0	4.261	21	0	4.282	94%	91%
Río de Oro	931	874	657	174	2	0	0	0	833	2	0	835	94%	89%
San Alberto	7.086	7.081	3.678	2.086	677	1	0	0	6.442	74	2	6.518	100%	91%
San Diego	4.557	4.452	2.996	983	5	0	0	0	3.984	32	0	4.016	98%	87%
San Martín	4.367	4.207	2.679	1.246	106	0	0	0	4.031	23	0	4.054	96%	92%
Tamalameque	2.173	2.170	1.560	388	4	0	0	0	1.952	11	0	1.963	100%	90%
Valledupar	140.328	131.680	45.578	42.819	23.811	8.848	3.716	1.149	125.921	1.736	40	127.697	94%	90%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023															
	Potencial	Residencial anillados						Residencial conectados			Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
		1	2	3	4	5	6	Potencial	Efectiva						
Chocó (5)	42.450	41.434	3.968	336	6	0	0	0	0	4.310	0	0	4.310	98%	10%
Condoto	3.427	3.044	136	1	0	0	0	0	0	137	0	0	137	89%	4%
Istmina	6.418	6.418	151	11	0	0	0	0	0	162	0	0	162	100%	3%
Quibdó	28.073	28.073	3.304	324	6	0	0	0	0	3.634	0	0	3.634	100%	13%
Tadó	3.134	3.134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100%	0%
Unión Panamericana	1.398	765	377	0	0	0	0	0	0	377	0	0	377	55%	27%
Córdoba (30)	276.881	265.113	155.315	64.107	23.435	6.307	2.056	1.843	253.063	4.086	57	257.206	96%	91%	
Ayapel	6.815	6.366	3.540	1.925	44	0	0	0	5.509	69	0	5.578	93%	81%	
Buenavista	2.186	2.130	1.716	282	0	0	0	0	1.998	23	0	2.021	97%	91%	
Canalete	913	906	588	153	0	0	0	0	741	3	0	744	99%	81%	
Cereté	19.538	19.209	9.293	7.910	1.387	522	9	0	19.121	257	17	19.395	98%	98%	
Chimá	962	944	788	117	0	0	0	0	905	7	0	912	98%	94%	
Chinú	7.313	7.136	4.335	2.147	642	2	0	0	7.126	121	3	7.250	98%	97%	
Ciénaga de Oro	7.481	7.339	5.282	1.682	307	0	0	0	7.271	66	5	7.342	98%	97%	
Cotorra	2.534	2.210	2.018	13	1	0	0	0	2.032	10	0	2.042	87%	80%	
La Apartada	3.021	2.897	512	1.720	0	0	0	0	2.232	17	0	2.249	96%	74%	
Lorica	15.729	13.144	8.795	3.176	577	3	0	0	12.551	151	1	12.703	84%	80%	
Los Córdoba	817	765	348	209	25	0	0	0	582	5	0	587	94%	71%	
Momil	2.829	2.634	1.992	475	2	0	0	0	2.469	12	0	2.481	93%	87%	
Montelíbano	18.379	16.145	8.986	3.483	2.499	32	63	109	15.172	194	4	15.370	88%	83%	
Moñitos	1.789	1.696	1.042	8	0	0	0	0	1.050	8	0	1.058	95%	59%	
Montería	120.326	118.516	68.907	26.173	13.461	5.311	1.984	1.734	117.570	2.357	20	119.947	98%	98%	
Planeta Rica	11.470	11.353	4.852	4.012	2.390	47	0	0	11.301	195	3	11.499	99%	99%	
Pueblo Nuevo	2.947	2.829	1.808	827	54	0	0	0	2.689	71	1	2.761	96%	91%	
Puerto Escondido	905	847	605	44	0	0	0	0	649	4	0	653	94%	72%	
Puerto Libertador	3.820	2.663	1.763	297	0	0	0	0	2.060	20	0	2.080	70%	54%	
Purísima	2.281	2.179	1.466	489	15	0	0	0	1.970	8	0	1.978	96%	86%	
Sahagún	16.152	15.933	7.942	5.661	1.913	390	0	0	15.906	256	3	16.165	99%	98%	
San Andrés de Sotavento	2.216	2.127	1.219	745	48	0	0	0	2.012	32	0	2.044	96%	91%	
San Antero	5.561	5.242	3.320	1.089	55	0	0	0	4.464	64	0	4.528	94%	80%	
San Bernardo del Viento	2.411	2.303	1.678	191	4	0	0	0	1.873	2	0	1.875	96%	78%	
San Carlos	1.391	1.355	1.150	80	1	0	0	0	1.231	11	0	1.242	97%	88%	
San José de Uré	1.103	1.021	728	6	0	0	0	0	734	5	0	739	93%	67%	
San Pelayo	2.880	2.737	1.840	678	9	0	0	0	2.527	37	0	2.564	95%	88%	
Tierralta	7.976	7.610	5.411	212	0	0	0	0	5.623	44	0	5.667	95%	70%	
Tuchín	1.276	1.128	1.007	34	1	0	0	0	1.042	21	0	1.063	88%	82%	
Valencia	3.860	3.749	2.384	269	0	0	0	0	2.653	16	0	2.669	97%	69%	
Cundinamarca (113)	1.268.211	926.927	105.090	362.607	300.921	83.508	11.419	3.139	866.684	15.386	307	882.377	73%	68%	
Agua de Dios	4.388	3.884	816	2.836	209	13	0	0	3.874	32	0	3.906	89%	88%	
Albán	791	529	41	451	27	0	0	0	519	0	0	519	67%	66%	
Anapoima	3.221	3.180	6	576	1.114	649	312	0	2.657	52	0	2.709	99%	82%	
Anolaima	1.260	1.113	227	649	237	0	0	0	1.113	0	0	1.113	88%	88%	
Apulo	10.145	2.450	549	938	683	4	0	0	2.174	12	0	2.186	24%	21%	
Arbeláez	3.028	2.704	54	1.947	560	98	18	0	2.677	35	0	2.712	89%	88%	
Beltrán	2.091	738	549	43	0	0	0	0	592	0	0	592	35%	28%	
Bituima	271	219	30	165	24	0	0	0	219	2	0	221	81%	81%	
Bojacá	2.118	2.053	192	1.457	294	7	0	0	1.950	117	0	2.067	97%	92%	
Cabrera	409	365	27	337	0	0	0	0	364	8	0	372	89%	89%	
Cachipay	1.326	847	115	514	218	0	0	0	847	0	0	847	64%	64%	
Cajicá	36.315	35.318	995	7.900	13.288	8.441	2.311	616	33.551	772	14	34.337	97%	92%	
Caparrapí	7.759	965	243	719	3	0	0	0	965	0	0	965	12%	12%	
Cáqueza	2.966	2.690	679	1.615	331	4	0	0	2.629	146	0	2.775	91%	89%	
Chaguani	515	476	52	413	10	0	0	0	475	1	0	476	92%	92%	
Chía	46.855	44.083	1.294	14.710	17.561	7.503	2.779	1.468	45.315	1.522	9	46.846	94%	97%	
Chipaque	1.290	896	23	436	422	0	0	0	881	80	0	961	69%	68%	
Choachí	1.055	292	0	1.814	0	0	0	0	1.814	16	0	1.830	28%	172%	
Chocontá	3.950	3.950	409	3.268	0	0	0	0	3.677	55	19	3.751	100%	93%	
Cogua	13.625	5.112	707	3.275	833	79	1	0	4.895	182	2	5.079	38%	36%	
Cota	10.833	9.557	552	2.325	3.521	1.163	1.738	414	9.713	381	18	10.112	88%	90%	
Cucunubá	840	728	26	591	79	2	0	0	698	60	0	758	87%	83%	
El Colegio	5.771	5.118	186	3.789	885	20	0	0	4.880	86	0	4.966	89%	85%	
El Peñón	3.210	279	5	274	0	0	0	0	279	0	0	279	9%	9%	
El Rosal	7.928	7.294	34	2.447	3.857	330	3	0	6.671	135	0	6.806	92%	84%	
Facatativá	34.587	33.747	4.558	12.368	10.413	4.518	0	0	31.857	742	7	32.606	98%	92%	
Fómeque	1.200	262	0	1.520	0	0	0	0	1.520	10	0	1.530	22%	127%	
Fosca	1.290	693	126	530	4	0	0	0	660	31	0	691	54%	51%	
Funza	28.170	27.575	3.190	6.272	16.166	86	3	1	25.718	840	17	26.575	98%	91%	
Fúquene	2.555	532	3	509	3	0	0	0	515	6	0	521	21%	20%	
Fusagasugá	105.906	55.419	1.571	15.062	18.196	16.519	3.179	551	55.078	653	2	55.733	52%	52%	
Gachalá	4.376	627	136	489	2	0	0	0	627	0	0	627	14%	14%	
Gachancipá	4.331	4.000	306	3.305	589	8	0	0	4.208	86	2	4.296	92%	97%	
Gachetá	12.108	1.251	167	1.062	21	0	0	0	1.250	1	0	1.251	10%	10%	
Gama	3.941	284	31	252	1	0	0	0	284	0	0	284	7%	7%	
Girardot	37.275	33.961	5.019	14.139	10.996	3.561	286	0	34.001	560	6	34.567	91%	91%	
Granada	2.827	1.298	271	765	239	5	0	0	1.280	7	0	1.287	46%	45%	
Guachetá	5.244	3.752	536	2.485	629	0	0	0	3.650	40	0	3.690	72%	70%	
Guaduas	8.160	7.663	981	4.671	1.591	343	11	0	7.597	80	1	7.678	94%	93%	
Guasca	2.950	2.950	547	1.846	295	0	0	0	2.688	54	14	2.756	100%	91%	
Guataquí	736	449	374	72	2	0	0	0	448	2	0	450	61%	61%	
Guatavita	4.270	403	15	289	104	0	0	0	408	0	0	408	9%	10%	
Guayabal de Siquima	691	538	58	415	59	0	0	0	532	3	0	535	78%	77%	
Guayabetal	2.832	981	88	622	2	0	0	0	712	55	0	767	35%	25%	
Jerusalén	431	348	153	195	1	0	0	0	349	1	0	350	81%	81%	
Junín	10.153	354	23	321	6	0	0	0	350	4	0	354	3%	3%	
La Calera	7.812	6.745	438	3.115	2.452	400	0	42	6.447	119	0	6.566</			

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
	Potencial	Residencial anillados	Residencial conectados						Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
			1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
La Mesa	10.071	9.021	69	3.285	3.936	971	8	0	8.269	100	0	8.369	90%	82%
La Palma	6.505	1.313	296	1.008	9	0	0	0	1.313	0	0	1.313	20%	20%
La Peña	489	429	100	287	6	0	0	0	393	3	0	396	88%	80%
La Vega	3.593	3.431	21	1.557	1.380	422	1	0	3.381	67	0	3.448	95%	94%
Lenguazaque	3.504	1.726	50	1.481	151	1	0	0	1.683	17	0	1.700	49%	48%
Machetá	8.911	318	28	286	4	0	0	0	318	0	0	318	4%	4%
Madrid	55.527	51.496	1.147	13.894	27.655	10.736	0	1	53.433	749	14	54.196	93%	96%
Manta	7.606	392	77	315	0	0	0	0	392	0	0	392	5%	5%
Medina	1.675	1.637	769	794	39	0	0	0	1.602	25	0	1.627	98%	96%
Mosquera	49.491	48.246	4.447	12.208	22.608	7.425	29	1	46.718	1.003	54	47.725	97%	94%
Nariño	1.267	664	300	353	9	0	0	0	662	7	0	669	52%	52%
Nemocón	8.245	3.965	484	3.240	330	32	0	0	4.086	110	0	4.196	48%	50%
Nimaima	2.973	640	103	515	12	0	0	0	630	6	0	636	22%	21%
Nilo	14.099	1.347	533	750	56	4	0	0	1.343	8	0	1.351	10%	10%
Nocaima	848	763	31	467	249	0	0	0	747	9	0	756	90%	88%
Pacho	34.112	5.582	791	3.189	1.426	176	0	0	5.582	87	0	5.669	16%	16%
Paime	2.668	361	72	289	0	0	0	0	361	0	0	361	14%	14%
Pandi	6.612	959	24	927	4	0	0	0	955	6	0	961	15%	14%
Paratebuena	1.975	1.965	701	1.210	28	3	1	1	1.944	36	0	1.980	99%	98%
Pasca	1.071	1.001	129	677	190	0	0	0	996	13	0	1.009	93%	93%
Puerto Salgar	4.031	3.658	2.606	812	240	0	0	0	3.658	26	1	3.685	91%	91%
Pulí	373	313	185	120	0	0	0	0	305	0	0	305	84%	82%
Quipile	8.494	1.287	69	766	63	0	0	0	898	1	0	899	15%	11%
Quebradanegra	3.626	861	207	573	52	1	0	0	833	1	0	834	24%	23%
Quetame	2.620	827	39	670	53	0	0	0	762	59	0	821	32%	29%
Ricaurte	17.543	14.936	1.578	916	1.184	10.744	426	0	14.848	75	3	14.926	85%	85%
San Antonio del Tequendar	431	388	7	369	1	0	0	0	377	5	0	382	90%	87%
San Bernardo	1.926	1.156	140	872	139	1	0	0	1.152	9	0	1.161	60%	60%
San Francisco	1.939	1.815	30	840	926	3	0	0	1.799	17	0	1.816	94%	93%
San Juan de Río Seco	11.862	2.749	288	1.288	254	1	0	0	1.831	10	0	1.841	23%	15%
Sasaima	1.211	915	34	617	254	4	0	0	909	13	0	922	76%	75%
Sesquillé	5.269	2.324	107	2.178	34	4	0	0	2.323	4	0	2.327	44%	44%
Sibaté	11.540	10.917	835	6.890	1.453	1	0	0	9.179	229	14	9.422	95%	80%
Silvania	10.385	4.277	154	2.630	1.260	210	0	0	4.254	43	1	4.298	41%	41%
Simijaca	2.955	2.861	547	1.547	695	4	0	0	2.793	102	2	2.897	97%	95%
Soacha	290.511	287.904	43.976	110.352	82.708	3	0	1	237.040	2.293	39	239.372	99%	82%
Sopó	5.895	5.764	501	2.505	2.364	180	5	38	5.593	245	4	5.842	98%	95%
Subachoque	3.062	3.001	100	1.632	1.124	14	4	3	2.877	128	0	3.005	98%	94%
Suesca	8.014	3.870	221	2.853	740	41	0	0	3.855	15	0	3.870	48%	48%
Supatá	967	691	9	461	223	1	0	0	694	3	0	697	71%	72%
Susa	804	787	51	416	173	0	0	0	640	36	0	676	98%	80%
Sutatausa	2.101	2.077	314	1.510	235	2	0	0	2.061	27	0	2.088	99%	98%
Tabio	6.470	6.257	257	2.652	2.567	484	22	0	5.982	241	0	6.223	97%	92%
Tausa	5.118	818	178	445	84	1	0	0	708	22	0	730	16%	14%
Tena	1.766	1.607	102	1.331	140	4	0	0	1.577	23	0	1.600	91%	89%
Tenjo	4.497	3.696	190	2.507	1.206	342	2	0	4.247	145	1	4.393	82%	94%
Tibacuy	2.212	719	23	690	3	0	0	0	716	4	0	720	33%	32%
Tibirita	5.043	313	27	260	26	0	0	0	313	0	0	313	6%	6%
Tocaima	19.065	5.645	1.440	2.354	1.061	11	0	0	4.866	75	0	4.941	30%	26%
Tocancipá	23.319	20.762	1.773	5.774	13.251	1.444	4	1	22.247	333	43	22.623	89%	95%
Topaipí	3.106	250	109	141	0	0	0	0	250	0	0	250	8%	8%
Ubalá	7.886	400	35	358	2	0	0	0	395	6	0	401	5%	5%
Ubaqué	326	56	0	768	0	0	0	0	768	4	0	772	17%	236%
Une	1.712	1.280	18	934	111	0	0	0	1.063	78	0	1.141	75%	62%
Útica	1.296	927	389	536	0	0	0	0	925	8	0	933	72%	71%
Venecia	1.757	663	86	555	21	0	0	0	662	2	0	664	38%	38%
Vergara	681	605	141	458	2	0	0	0	601	3	0	604	89%	88%
Vianí	634	585	171	397	11	0	0	0	579	4	0	583	92%	91%
Villa de San Diego de Ubaté	11.453	10.850	1.762	4.981	3.556	272	0	0	10.571	462	5	11.038	95%	92%
Villagómez	1.579	303	52	249	2	0	0	0	303	0	0	303	19%	19%
Villeta	23.015	9.958	1.912	4.988	2.943	87	3	1	9.934	94	0	10.028	43%	43%
Villapinzón	2.180	2.180	154	1.744	167	0	0	0	2.065	50	11	2.126	100%	95%
Viotá	14.626	2.372	388	1.376	71	1	0	0	1.836	29	0	1.865	16%	13%
Yacopí	9.632	859	87	769	3	0	0	0	859	0	0	859	9%	9%
Zipacón	545	483	20	352	76	1	0	0	449	26	0	475	89%	82%
Zipaquirá	49.687	48.033	7.204	16.646	17.424	6.124	273	0	47.671	1.202	4	48.877	97%	96%
Guaviare (1)	15.310	5.958	2.795	3.004	462	8	0	0	6.269	76	0	6.345	39%	41%
San José del Guaviare	15.310	5.958	2.795	3.004	462	8	0	0	6.269	76	0	6.345	39%	41%
Guajira (15)	160.957	157.125	64.658	53.200	14.749	2.133	275	1	135.017	1.568	594	137.179	98%	84%
Albania	4.091	4.003	1.723	932	0	18	0	0	2.673	30	525	3.228	98%	65%
Barrancas	7.467	7.231	2.069	3.255	915	0	0	0	6.239	57	0	6.296	97%	84%
Dibulla	6.673	6.454	2.245	3.146	5	0	0	0	5.396	142	3	5.541	97%	81%
Distraacción	2.983	2.930	1.015	1.365	215	2	0	0	2.597	21	2	2.620	98%	87%
El Molino	2.008	1.992	840	749	142	0	0	0	1.731	8	0	1.739	99%	86%
Fonseca	12.393	12.296	6.144	2.790	2.109	51	0	0	11.094	89	5	11.188	99%	90%
Hato Nuevo	4.309	4.268	1.671	1.208	495	300	0	0	3.673	53	1	3.727	99%	85%
La Jagua del Pilar	611	608	342	248	0	0	0	0	590	7	0	597	100%	97%
Maicao	33.529	32.361	9.616	13.637	3.178	348	0	0	26.779	312	14	27.105	97%	80%
Manauare	3.503	3.233	1.412	996	189	0	0	0	2.597	43	1	2.641	92%	74%
Riohacha	58.015	56.928	27.681	15.971	5.009	1.350	275	1	50.286	609	28	50.923	98%	87%
San Juan	12.434	12.241	5.066	3.592	1.653	48	0	0	10.359	75	6	10.440	98%	83%
Uribí	3.531	3.320	1.319	1.092	35	0	0	0	2.446	47	6	2.499	94%	69%
Urumita	2.460	2.452	1.137	1.142	9	0	0	0	2.288	19	1	2.308	100%	93%
Villanueva	6.950	6.808	2.378	3.077	797	17	0	0	6.269	56	2	6.327	98%	90%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Huila (26)	298.768	276.253	101.270	128.655	30.301	10.025	2.582	116	272.949	2.538	41	275.528	92%	91%
Agrado	2.384	2.075	1.652	414	6	0	0	0	2.072	0	0	2.072	87%	87%
Aipe	4.626	4.444	1.931	2.363	129	2	0	0	4.425	31	0	4.456	96%	96%
Algeciras	5.757	5.040	2.716	2.185	102	0	0	0	5.003	33	0	5.036	88%	87%
Altamira	1.048	934	156	759	10	0	0	0	925	1	0	926	89%	88%
Baraya	1.381	1.299	926	310	50	0	0	0	1.286	11	0	1.297	94%	93%
Campoalegre	9.583	9.025	5.022	3.461	513	0	0	0	8.996	35	1	9.032	94%	94%
El Pital	2.663	1.877	1.065	658	20	0	0	0	1.743	4	0	1.747	70%	65%
Garzón	18.605	17.660	5.376	9.727	2.138	291	1	2	17.535	91	0	17.626	95%	94%
Gigante	7.701	7.208	2.765	4.265	120	4	0	0	7.154	36	0	7.190	94%	93%
Guadalupe	4.092	3.508	1.748	1.373	63	0	0	0	3.184	6	0	3.190	86%	78%
Hobo	2.607	2.297	1.040	1.225	2	0	0	0	2.267	15	1	2.283	88%	87%
La Plata	11.731	11.160	3.810	6.093	1.153	5	0	0	11.061	113	0	11.174	95%	94%
Neiva	141.982	130.829	33.726	65.596	18.797	9.335	2.579	113	130.146	1.795	32	131.973	92%	92%
Paicol	11.449	1.046	207	727	111	0	0	0	1.045	13	0	1.058	91%	91%
Palermo	6.758	6.438	2.065	3.291	911	104	0	0	6.371	70	1	6.442	95%	94%
Pitalito	36.941	35.477	17.786	11.925	4.944	85	1	0	34.741	64	0	34.805	96%	94%
Rivera	9.172	8.285	2.229	5.245	546	195	1	1	8.217	93	3	8.313	90%	90%
San Agustín	4.023	3.089	1.231	1.300	243	0	0	0	2.774	5	0	2.779	77%	69%
Suaza	4.340	3.518	2.403	922	28	0	0	0	3.353	2	0	3.355	81%	77%
Tarqui	4.379	4.230	3.287	801	6	1	0	0	4.095	11	0	4.106	97%	94%
Tello	2.557	2.441	1.710	640	81	0	0	0	2.431	7	3	2.441	95%	95%
Teruel	1.644	1.566	450	995	113	1	0	0	1.559	12	0	1.571	95%	95%
Tesalia	3.156	2.925	2.206	670	26	1	0	0	2.903	27	0	2.930	93%	92%
Timaná	5.934	5.577	3.625	1.673	75	1	0	0	5.374	11	0	5.385	94%	91%
Villavieja	2.337	2.236	1.479	738	1	0	0	0	2.218	23	0	2.241	96%	95%
Yaguará	2.218	2.069	659	1.299	113	0	0	0	2.071	29	0	2.100	93%	93%
Magdalena (30)	351.392	332.252	134.950	76.754	50.158	11.858	5.852	12.011	291.583	3.915	350	295.848	95%	83%
Algarrobo	3.608	3.482	2.610	38	0	0	0	0	2.648	9	0	2.657	97%	73%
Aracataca	9.137	8.828	3.425	4.494	1	0	0	0	7.920	62	16	7.998	97%	87%
Ariguani	6.752	6.434	3.089	1.957	0	0	0	0	5.046	27	3	5.076	95%	75%
Cerro de San Antonio	2.109	2.081	1.385	105	0	0	0	0	1.490	3	0	1.493	99%	71%
Chibolo	3.687	3.229	2.325	227	0	0	0	0	2.552	7	0	2.559	88%	69%
Ciénaga	28.407	27.133	11.472	10.024	2.561	19	0	0	24.076	294	51	24.241	96%	85%
Concordia	2.871	2.844	1.996	0	0	0	0	0	1.996	7	0	2.003	99%	70%
El Banco	10.248	10.187	5.624	2.319	548	18	0	0	8.509	92	1	8.602	99%	83%
El Piñón	3.429	3.390	2.139	290	0	0	0	0	2.429	6	0	2.435	99%	71%
El Retén	4.336	4.281	3.383	441	1	0	0	0	3.825	11	9	3.845	99%	88%
Fundación	18.685	17.909	12.035	3.643	977	47	0	1	16.703	206	4	16.913	96%	89%
Guamal	3.294	3.197	2.590	0	0	0	0	0	2.590	16	1	2.607	97%	79%
Nueva Granada	4.673	4.596	2.982	494	0	0	0	0	3.476	11	2	3.489	98%	74%
Pedraza	1.666	1.639	1.101	66	0	0	0	0	1.167	0	0	1.167	98%	70%
Pijito del Carmen	2.245	2.191	1.660	115	1	0	0	0	1.776	5	0	1.781	98%	79%
Pivijay	8.176	7.655	3.444	2.519	271	0	0	0	6.234	39	1	6.274	94%	76%
Plato	11.960	9.990	3.546	2.153	875	0	0	0	6.574	49	2	6.625	84%	55%
Pueblo Viejo	4.434	4.272	2.805	619	1	0	0	0	3.425	32	0	3.457	96%	77%
Remolino	1.166	1.109	478	416	0	0	0	0	894	6	0	900	95%	77%
Sabanas de San Ángel	2.173	2.147	1.535	122	0	0	0	0	1.657	4	0	1.661	99%	76%
Salamina	2.625	2.580	1.338	839	29	0	0	0	2.206	8	0	2.214	98%	84%
San Zenón	2.368	2.331	1.880	0	0	0	0	0	1.880	4	0	1.884	98%	79%
Santa Bárbara de Pinto	2.482	2.457	1.771	0	0	0	0	0	1.771	8	0	1.779	99%	71%
Sebastián de Buenavista	3.742	3.377	2.736	0	0	0	0	0	2.736	9	0	2.745	90%	73%
Santa Ana	4.502	4.263	2.577	1.026	13	0	0	0	3.616	60	1	3.677	95%	80%
Santa Marta	178.806	168.789	39.386	42.184	44.874	11.774	5.852	12.010	156.080	2.825	108	159.013	94%	87%
Sitionuevo	4.832	4.382	3.495	196	0	0	0	0	3.691	30	5	3.726	91%	76%
Tenerife	2.708	2.456	1.523	122	0	0	0	0	1.645	2	0	1.647	91%	61%
Zapayán	930	918	654	0	0	0	0	0	654	1	1	656	99%	70%
Zona Bananera	15.341	14.105	9.966	2.345	6	0	0	0	12.317	82	145	12.544	92%	80%
Meta (22)	362.973	277.847	72.925	93.641	81.554	11.851	4.105	1.564	265.640	8.585	20	274.245	77%	73%
Acacias	51.185	32.761	8.095	14.601	6.071	937	3	3	29.710	891	1	30.602	64%	58%
Barranca de Upiá	2.165	2.019	1.086	562	211	3	0	0	1.862	53	0	1.915	93%	86%
Cabuyaro	1.931	1.229	1.040	179	1	0	0	0	1.220	16	0	1.236	64%	63%
Castilla	3.625	3.493	1.441	746	816	0	0	0	3.003	52	0	3.055	96%	83%
Cubarral	2.779	2.199	1.325	682	8	0	0	0	2.015	62	0	2.077	79%	73%
Cumará	8.282	6.676	1.943	3.252	1.044	0	0	0	6.239	245	3	6.487	81%	75%
El Castillo	3.907	1.355	903	404	3	0	0	0	1.310	19	1	1.330	35%	34%
El Dorado	2.055	979	796	217	0	0	0	0	1.013	17	0	1.030	48%	49%
Fuente de Oro	2.756	2.261	494	1.501	73	0	0	0	2.068	29	0	2.097	82%	75%
Granada	22.152	19.574	4.820	11.075	2.371	279	0	0	18.545	491	0	19.036	88%	84%
Guamal	3.681	3.646	1.240	1.393	401	4	0	0	3.038	81	1	3.120	99%	83%
Puerto Concordia	3.575	790	735	48	1	0	0	0	784	12	0	796	22%	22%
Puerto Gaitán	3.755	3.625	1.993	1.301	39	0	0	0	3.333	108	0	3.441	97%	89%
Puerto Lleras	1.534	1.110	516	568	1	0	0	0	1.085	24	0	1.109	72%	71%
Puerto López	42.716	7.629	3.777	3.535	279	14	0	0	7.605	150	0	7.755	18%	18%
Puerto Rico	2.234	1.795	1.473	271	3	0	0	0	1.747	21	0	1.768	80%	78%
Restrepo	8.602	7.721	1.078	4.302	1.966	289	315	78	8.028	314	3	8.345	90%	93%
San Carlos de Guaroa	3.949	3.398	2.096	1.159	5	1	0	0	3.261	48	0	3.309	86%	83%
San Juan de Arama	2.118	1.768	745	762	1	0	0	0	1.508	19	0	1.527	83%	71%
San Martín	6.316	5.840	1.172	3.281	754	3	0	0	5.210	79	0	5.289	92%	82%
Vistahermosa	2.200	2.023	572	582	4	0	0	0	1.158	0	0	1.158	92%	53%
Villavicencio	181.456	165.956	35.585	43.220	67.502	10.321	3.787	1.483	161.898	5.854	11	167.763	91%	89%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Nariño (1)	107.315	70.501	17.014	24.080	6.576	1.341	380	0	49.391	109	0	49.500	66%	46%
Pasto	107.315	70.501	17.014	24.080	6.576	1.341	380	0	49.391	109	0	49.500	66%	46%
Norte de Santander (21)	353.248	296.026	100.820	122.541	45.215	14.545	1.585	114	284.820	1.845	8	286.673	84%	81%
Bochalema	1.200	1.200	546	529	9	1	0	0	1.085	0	0	1.085	100%	90%
Cácuta	600	450	106	217	2	0	0	0	325	0	0	325	75%	54%
Chinacota	3.019	2.000	712	919	260	0	0	0	1.891	0	0	1.891	66%	63%
Chitagá	2.061	1.700	625	1.010	1	0	0	0	1.636	16	0	1.652	82%	79%
Cúcuta	205.134	172.373	59.465	70.795	26.212	11.222	1.059	22	168.775	737	7	169.519	84%	82%
Durania	629	533	52	317	99	0	0	0	468	0	0	468	85%	74%
El Zulia	6.028	4.271	1.039	2.483	275	1	0	0	3.798	7	0	3.805	71%	63%
Gramalote	1.235	1.022	438	366	0	0	0	0	804	19	0	823	83%	65%
Herran	192	192	33	143	6	0	0	0	182	0	0	182	100%	95%
Labateca	757	621	198	427	0	0	0	0	625	1	0	626	82%	83%
Los Patios	29.741	23.722	2.491	14.805	3.276	426	424	84	21.506	99	1	21.606	80%	72%
Lourdes	600	550	0	528	0	0	0	0	528	0	0	528	92%	88%
Ocaña	42.395	39.549	20.130	11.388	4.781	1.361	0	0	37.660	715	0	38.375	93%	89%
Pamplona	14.580	12.227	2.965	5.754	3.338	706	3	0	12.766	114	0	12.880	84%	88%
Pamplonita	650	629	270	48	1	0	0	0	319	0	0	319	97%	49%
Ragonvalla	700	600	48	546	1	0	0	0	595	0	0	595	86%	85%
Sardinata	3.707	3.286	1.693	1.218	36	0	0	0	2.947	7	0	2.954	89%	79%
Silos	452	405	83	332	0	0	0	0	415	3	0	418	90%	92%
Tibú	5.295	5.000	195	2.372	10	0	0	0	2.577	8	0	2.585	94%	49%
Toledo	3.283	2.473	375	1.825	294	9	0	0	2.503	14	0	2.517	75%	76%
Villa del Rosario	30.990	23.223	9.356	6.519	6.614	819	99	8	23.415	105	0	23.520	75%	76%
Putumayo (4)	21.847	20.425	12.180	3.677	230	0	0	0	16.087	28	0	16.115	87%	77%
Mocoa	6.906	6.041	4.077	1.090	174	0	0	0	5.341	10	0	5.351	87%	77%
Puerto Asís	9.934	9.746	5.874	1.609	56	0	0	0	7.539	9	0	7.548	98%	76%
Puerto Caicedo	1.394	1.319	665	320	0	0	0	0	985	5	0	990	95%	71%
Villagarzón	3.613	3.319	1.564	658	0	0	0	0	2.222	4	0	2.226	92%	62%
Quindío (8)	209.673	204.508	38.882	68.256	42.440	14.843	12.821	2.096	179.338	3.462	82	182.882	98%	86%
Armenia	130.207	130.207	23.778	30.085	31.818	13.022	12.139	1.973	112.815	2.095	52	114.962	100%	87%
Calarcá	26.102	23.964	3.245	12.036	4.602	1.187	157	28	21.255	393	11	21.659	92%	81%
Circasia	10.202	10.202	3.050	3.878	1.699	407	137	48	9.219	162	4	9.385	100%	90%
Filandia	4.958	3.544	749	1.953	507	2	3	0	3.214	112	0	3.326	71%	65%
La Tebaida	11.021	11.021	2.050	6.664	815	117	318	31	9.995	172	11	10.178	100%	91%
Montenegro	12.672	12.672	3.985	6.116	1.243	48	59	14	11.465	226	3	11.694	100%	90%
Quimbaya	11.188	10.933	1.781	6.280	1.551	35	6	1	9.654	172	0	9.826	98%	86%
Salento	3.323	1.965	244	1.244	205	25	2	1	1.721	130	1	1.852	59%	52%
Risaralda (12)	365.921	343.170	46.372	105.060	83.320	39.784	14.683	10.225	299.444	5.559	128	305.131	94%	82%
Aplá	5.117	2.811	370	872	695	7	0	0	1.944	30	1	1.975	55%	38%
Balboa	2.119	546	76	167	232	2	0	0	477	17	0	494	26%	23%
Belén de Umbria	9.532	5.809	164	2.569	1.417	239	6	0	4.395	74	0	4.469	61%	46%
Dosquebradas	95.608	95.608	9.749	29.173	36.173	11.446	73	8	86.622	1.182	62	87.866	100%	91%
Guática	4.581	2.962	545	1.310	306	0	0	0	2.161	32	2	2.195	65%	47%
La Celia	2.384	1.172	226	551	286	3	0	0	1.066	41	0	1.107	49%	45%
La Virginia	10.395	10.395	2.800	2.564	3.383	135	1	0	8.883	197	2	9.082	100%	85%
Marsella	6.267	3.665	624	1.927	508	10	0	0	3.069	75	0	3.144	58%	49%
Pereira	187.401	187.401	28.843	52.926	30.150	26.288	14.349	10.200	162.756	3.303	54	166.113	100%	87%
Quinchía	9.282	3.990	803	922	1.074	8	0	0	2.807	36	2	2.845	43%	30%
Santa Rosa de Cabal	28.770	26.176	1.932	11.267	8.300	1.639	254	17	23.409	539	5	23.953	91%	81%
Santuario	4.465	2.635	240	812	796	7	0	0	1.888	33	0	1.888	59%	42%
Santander (41)	628.169	561.875	105.333	154.254	138.828	91.582	15.847	12.492	518.336	9.663	87	528.086	89%	83%
Aguaá	230	230	13	197	1	0	0	0	211	0	0	211	100%	92%
Albania	2.302	743	111	487	7	0	0	0	605	12	0	617	32%	26%
Barbosa	12.230	9.421	545	4.302	3.432	46	0	0	8.325	197	0	8.522	77%	68%
Barrancabermeja	67.461	66.317	22.229	19.610	9.205	8.397	656	1	60.098	919	5	61.022	98%	89%
Bolívar	4.383	439	41	301	97	0	0	0	439	12	0	451	10%	10%
Bucaramanga	196.514	191.835	21.285	27.264	47.227	59.315	5.820	10.313	171.224	4.846	17	176.087	98%	87%
California	400	400	189	187	4	0	0	0	380	6	0	386	100%	95%
Charta	400	400	229	157	0	0	0	0	386	2	0	388	100%	97%
Chipatá	4.440	1.862	170	1.031	45	2	0	0	1.248	8	0	1.256	42%	28%
Curití	3.520	2.771	774	1.610	211	0	0	0	2.595	34	0	2.629	79%	74%
El Carmen de Chucurí	1.400	1.400	553	712	70	0	0	0	1.335	25	0	1.360	100%	95%
El Peñón	1.469	1.469	575	852	14	0	0	0	1.441	1	0	1.442	100%	98%
Florián	6.818	791	105	637	10	0	0	0	752	27	0	779	12%	11%
Floridablanca	106.772	103.348	14.273	35.877	24.948	16.120	8.669	1.825	101.712	1.299	22	103.033	97%	95%
Girón	60.754	56.478	17.930	16.520	16.295	2.622	13	30	53.410	700	36	54.146	93%	88%
Guavatá	1.500	1.500	223	942	9	0	0	0	1.174	4	0	1.178	100%	78%
Güepsa	1.630	1.630	890	692	25	3	0	0	1.610	16	0	1.626	100%	99%
Jesús María	4.891	1.177	157	977	43	0	0	0	1.177	18	0	1.195	24%	24%
La Belleza	676	655	105	414	12	3	0	0	534	27	0	561	97%	79%
La Paz	1.291	1.291	322	837	4	0	0	0	1.163	0	0	1.163	100%	90%
Lebrija	6.724	6.400	1.793	2.315	1.622	56	0	0	5.786	126	1	5.913	95%	86%
Parámo	1.089	1.002	292	513	65	0	0	0	870	12	0	882	92%	80%
Piedecuesta	63.927	58.774	5.681	16.433	27.053	4.637	669	323	54.796	783	5	55.584	92%	86%
Pinchote	913	722	97	451	66	0	0	0	614	4	0	618	79%	67%
Puente Nacional	4.571	3.670	662	2.237	648	0	0	0	3.547	56	0	3.603	80%	78%
Puerto Parra	1.005	550	264	286	0	0	0	0	550	3	1	554	55%	55%
San Gil	12.544	6.929	162	2.241	3.552	285	5	0	6.245	78	0	6.323	55%	50%
Socorro	7.138	4.824	436	2.700	705	90	15	0	3.946	103	0	4.049	68%	55%
Puerto Wilches	19.166	7.500	4.981	1.246	334	0	0	0	6.561	72	0	6.633	3	

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
Potencial	Residencial anillados	Residenciales conectados						Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial		
		1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva	
Sucre	2.713	614	50	201	26	0	0	0	277	6	0	283	23%	10%
Suratá	380	380	162	173	25	0	0	0	360	0	0	360	100%	95%
Tona	690	690	202	453	20	0	0	0	675	3	0	678	100%	98%
Valle de San José	1.185	696	67	507	78	0	0	0	652	7	0	659	59%	55%
Vélez	5.372	4.465	1.327	1.908	1.031	5	0	0	4.271	0	0	4.271	83%	80%
Vetas	550	550	292	231	1	0	0	0	524	0	0	524	100%	95%
Villanueva	2.373	1.401	313	925	83	0	0	0	1.321	12	0	1.333	59%	56%
Sucre (23)	176.557	171.587	103.094	46.811	9.859	4.086	877	405	165.132	3.058	38	168.228	97%	94%
Buenavista	2.143	2.021	1.568	253	1	0	0	0	1.822	16	0	1.838	94%	85%
Caimito	1.014	992	790	16	0	0	0	0	806	3	0	809	98%	79%
Chalán	746	707	577	3	0	0	0	0	580	7	0	587	95%	78%
Coloso	1.059	1.039	730	0	0	0	0	0	730	7	0	737	98%	69%
Corozal	16.925	16.662	9.203	6.428	482	164	12	0	16.289	232	3	16.524	98%	96%
Coveñas	5.246	4.879	2.427	1.583	130	73	0	0	4.213	261	2	4.476	93%	80%
El Roble	1.415	1.267	921	4	0	0	0	0	925	5	0	930	90%	65%
Galeras	3.984	3.927	2.504	764	67	0	0	0	3.355	26	0	3.381	99%	84%
La Unión	1.552	1.471	1.058	130	0	0	0	0	1.188	9	0	1.197	95%	77%
Los Palmitos	3.999	3.201	2.353	689	1	0	0	0	3.043	40	0	3.083	80%	76%
Morroa	3.521	3.343	2.630	668	35	0	0	0	3.333	44	0	3.377	95%	95%
Ovejas	4.736	3.586	2.538	749	55	0	0	0	3.342	35	0	3.377	76%	71%
Palmito	1.201	1.092	859	1	0	0	0	0	860	11	0	871	91%	72%
Sampués	6.069	5.919	3.814	1.863	127	54	0	0	5.858	86	3	5.947	98%	97%
San Benito de Abad	2.889	2.782	2.179	0	0	0	0	0	2.179	14	0	2.193	96%	75%
San Pedro	4.393	4.213	3.258	735	44	0	0	0	4.037	59	0	4.096	96%	92%
San Juan de Betulia	2.667	2.652	1.751	840	19	0	0	0	2.610	29	0	2.639	99%	98%
San Marcos	8.936	8.758	4.765	2.716	970	1	0	0	8.452	138	2	8.592	98%	95%
San Onofre	5.907	5.451	3.616	1.262	192	6	0	0	5.076	56	0	5.132	92%	86%
Sincé	7.327	7.232	5.319	1.160	363	34	0	0	6.876	80	1	6.957	99%	94%
Sincelejo	81.376	81.110	45.328	24.113	6.640	3.595	865	405	80.946	1.670	23	82.639	100%	99%
Tolú	7.742	7.588	3.700	2.385	722	159	0	0	6.966	203	0	7.169	98%	90%
Tolú Viejo	1.710	1.695	1.206	449	11	0	0	0	1.666	27	4	1.697	99%	97%
Tolima (41)	427.153	360.058	88.669	168.371	72.679	23.747	3.305	552	357.323	4.947	97	362.367	84%	84%
Alvarado	1.777	1.495	414	1.053	13	0	0	0	1.480	19	1	1.500	84%	83%
Ambalema	2.289	2.050	1.301	664	79	0	0	0	2.044	13	1	2.058	90%	89%
Armero Guayabal	4.216	3.991	2.106	1.837	21	0	0	0	3.964	46	3	4.013	95%	94%
Cajamarca	3.689	3.485	414	2.312	731	0	0	0	3.457	58	0	3.515	94%	94%
Carmen de Apicalá	4.064	3.770	539	2.394	664	97	43	1	3.738	63	1	3.802	93%	92%
Casablanca	1.930	1.467	657	803	1	0	0	0	1.461	6	0	1.467	76%	76%
Chaparral	10.147	9.688	4.511	3.960	1.169	6	0	0	9.646	82	1	9.729	95%	95%
Coello	1.798	1.694	806	853	27	3	0	0	1.689	4	0	1.693	94%	94%
Coyaima	3.124	1.212	869	325	0	0	0	0	1.194	23	2	1.219	39%	38%
Cunday	11.229	2.025	1.065	546	11	0	0	0	1.622	13	0	1.635	18%	14%
Dolores	1.696	1.064	522	493	33	0	0	0	1.048	13	0	1.061	63%	62%
Espinal	25.125	23.463	5.327	13.689	3.734	627	1	1	23.379	223	14	23.616	93%	93%
Falan	2.230	2.096	1.202	890	1	0	0	0	2.093	3	0	2.096	94%	94%
Flandes	15.673	11.522	268	4.844	5.747	3	0	0	10.862	75	1	10.938	74%	69%
Fresno	6.740	6.440	1.870	3.427	1.129	1	0	0	6.427	54	0	6.481	96%	95%
Guamo	10.889	10.489	4.540	5.320	318	10	1	0	10.189	48	1	10.238	96%	94%
Herveo	1.791	1.711	513	1.178	16	0	0	0	1.707	17	0	1.724	96%	95%
Honda	8.895	7.963	2.761	3.314	1.462	386	24	0	7.947	89	1	8.037	90%	89%
Ibagué	194.460	188.223	28.796	83.993	50.024	21.843	2.992	540	188.188	3.176	63	191.427	97%	97%
Icononzo	1.692	1.617	548	1.029	9	0	0	0	1.586	32	0	1.618	96%	94%
Lérida	6.322	6.111	2.031	3.919	124	0	0	0	6.074	65	1	6.140	97%	96%
Libano	9.349	8.949	1.210	5.075	2.235	337	0	2	8.859	175	1	9.035	96%	95%
Mariquita	11.848	11.266	5.469	4.999	717	53	1	0	11.239	104	4	11.347	95%	95%
Melgar	12.075	11.500	2.012	5.345	3.366	352	243	8	11.326	300	0	11.626	95%	94%
Murillo	761	556	297	238	13	0	0	0	548	8	0	556	73%	72%
Natagaima	3.116	2.694	1.096	1.372	215	0	0	0	2.683	6	1	2.690	86%	86%
Ortega	2.850	2.425	701	1.495	220	0	0	0	2.416	15	0	2.431	85%	85%
Palocabildo	2.938	2.857	1.654	1.084	104	0	0	0	2.842	16	0	2.858	97%	97%
Piedras	1.825	1.725	1.022	697	0	0	0	0	1.719	9	0	1.728	95%	94%
Prado	8.761	2.200	1.444	610	2	6	0	0	2.062	12	0	2.074	25%	24%
Purificación	34.046	8.006	5.138	2.499	194	18	0	0	7.849	38	0	7.887	24%	23%
Rioblanco	660	660	491	22	0	0	0	0	513	0	0	513	100%	78%
Saldaña	4.035	3.717	1.475	2.096	136	5	0	0	3.712	22	1	3.735	92%	92%
San Antonio	1.674	1.513	686	730	92	0	0	0	1.508	7	0	1.515	90%	90%
San Luis	3.313	3.194	1.522	1.640	8	0	0	0	3.170	33	0	3.203	96%	96%
Santa Isabel	887	720	388	319	3	0	0	0	710	11	0	721	81%	80%
Suárez	678	621	269	355	0	0	0	0	624	2	0	626	92%	92%
Valle de San Juan	1.291	1.215	609	603	0	0	0	0	1.212	9	0	1.221	94%	94%
Venadillo	3.232	2.990	1.555	1.408	4	0	0	0	2.967	40	0	3.007	93%	92%
Villarrica	1.088	751	282	367	11	0	0	0	660	4	0	664	69%	61%
Villa Hermosa	2.950	923	289	574	46	0	0	0	909	14	0	923	31%	31%

USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA - DICIEMBRE 31 DE 2023														
	Potencial	Residencial anillados	1	2	3	4	5	6	Residencial conectados	Comercial	Industrial	Total	Cobertura residencial	
													Potencial	Efectiva
Valle (39)	1.575.791	1.325.369	254.457	469.307	320.990	125.800	70.852	21.960	1.263.366	19.345	495	1.283.206	84%	80%
Alcalá	3.890	2.812	621	1.539	172	0	0	0	2.332	13	0	2.345	72%	60%
Andalucía	6.899	5.701	962	4.324	107	1	159	0	5.553	46	2	5.601	83%	80%
Ansermanuevo	4.441	3.807	1.244	1.796	275	0	0	0	3.315	24	1	3.340	86%	75%
Bolívar	4.145	2.333	1.070	858	136	0	0	1	2.065	13	0	2.078	56%	50%
Buenaventura	89.828	74.955	41.387	11.321	6.062	911	0	0	59.681	253	6	59.940	83%	66%
Buga	44.067	37.662	7.593	17.639	6.463	2.707	995	11	35.408	550	16	35.974	85%	80%
Bugalagrande	7.524	5.895	1.775	2.985	560	1	2	0	5.323	51	0	5.374	78%	71%
Caicedonia	8.412	7.416	160	4.048	2.390	226	11	0	6.835	122	0	6.957	88%	81%
Cali	788.463	683.211	112.306	188.989	194.224	87.285	63.774	20.820	667.398	13.250	261	680.909	87%	85%
Candelaria	54.099	40.283	9.129	12.370	19.096	0	0	0	40.595	285	27	40.907	74%	75%
Cartago	48.328	42.803	4.908	13.525	16.879	3.617	600	166	39.695	424	7	40.126	89%	82%
Cerrito	19.889	16.523	5.827	9.009	626	6	0	0	15.468	189	4	15.661	83%	78%
Dagua	12.953	6.814	711	2.682	174	1	0	0	3.568	17	0	3.585	53%	28%
Darién	6.447	4.571	1.061	2.624	304	6	63	102	4.160	55	0	4.215	71%	65%
El Dovio	2.646	2.325	779	915	97	0	0	0	1.791	19	0	1.810	88%	68%
Florida	19.828	16.895	8.700	6.074	1.147	0	0	0	15.921	108	1	16.030	85%	80%
Ginebra	6.709	4.727	1.197	3.223	526	17	0	0	4.963	60	2	5.025	70%	74%
Guacarí	11.720	9.298	1.877	7.093	114	0	0	0	9.084	66	2	9.152	79%	78%
Jamundí	85.298	68.115	4.107	32.168	14.916	14.832	916	749	67.688	581	9	68.278	80%	79%
La Cumbre	4.607	2.182	24	873	8	0	0	0	905	9	0	914	47%	20%
La Unión	11.239	9.422	5.691	2.950	432	0	0	0	9.073	124	3	9.200	84%	81%
La Victoria	4.594	3.897	1.586	1.975	77	0	0	0	3.638	36	1	3.675	85%	79%
Obando	3.614	2.822	1.318	1.140	10	0	0	0	2.468	15	0	2.483	78%	68%
Palmira	127.737	108.157	8.536	61.691	25.624	8.354	1.741	54	106.000	1.237	53	107.290	85%	83%
Pradera	14.726	12.168	4.126	6.123	1.392	1	0	0	11.642	107	0	11.749	83%	79%
Restrepo	4.246	3.014	240	739	345	0	0	0	1.324	11	0	1.335	71%	31%
Río Frio	4.302	3.040	1.401	1.121	123	0	0	0	2.645	20	1	2.666	71%	61%
Roldanillo	12.681	10.614	3.316	5.720	1.540	93	1	0	10.670	103	2	10.775	84%	84%
San Pedro	5.520	4.245	988	2.504	691	10	0	0	4.193	34	4	4.231	77%	76%
Sevilla	11.633	9.228	2.502	4.457	1.912	91	0	0	8.962	140	2	9.104	79%	77%
Toro	4.091	3.117	816	1.529	302	0	0	0	2.647	15	0	2.662	76%	65%
Trujillo	4.536	3.271	632	1.566	415	0	0	0	2.613	25	0	2.638	72%	58%
Tuluá	65.342	56.667	5.947	25.436	15.437	3.007	2.556	26	52.409	661	7	53.077	87%	80%
Ulloa	1.714	1.244	427	607	73	0	0	0	1.107	5	0	1.112	73%	65%
Versalles	2.152	1.408	379	394	356	0	0	0	1.129	11	0	1.140	65%	52%
Vijes	3.585	2.363	210	1.750	296	3	0	0	2.259	13	1	2.273	66%	63%
Yotoco	4.936	3.317	985	1.799	307	9	0	0	3.100	17	0	3.117	67%	63%
Yumbo	45.204	37.148	7.928	15.274	6.313	4.615	34	31	34.195	497	81	34.773	82%	76%
Zarzal	13.746	11.899	1.991	8.477	1.069	7	0	0	11.544	139	2	11.685	87%	84%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



InfoGAS
PROMIGAS



Detalle de municipios sin gas natural


PROMIGA

50
años

Detalle de municipios sin gas natural

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Amazonas (11)	26%	46%	35%	37.047	39.542	72.401
El Encanto	ND	38%	38%	0	2.100	2.100
La Chorrera	ND	36%	36%	0	2.967	2.967
La Pedrera	ND	79%	79%	0	3.820	3.820
La Victoria	ND	91%	91%	0	644	ND
Leticia	25%	33%	27%	33.503	14.641	48.144
Mirití - Paraná	ND	86%	86%	0	1.850	1.850
Puerto Alegría	ND	43%	43%	0	748	748
Puerto Arica	ND	35%	35%	0	1.013	1.013
Puerto Nariño	34%	45%	41%	3.544	6.200	6.200
Puerto Santander	ND	49%	49%	0	1.758	1.758
Tarapacá	ND	50%	50%	0	3.801	3.801
Antioquia (22)	24%	32%	29%	70.580	123.108	193.688
Abriaquí	5%	15%	12%	824	1.871	2.695
Aleandría	7%	20%	13%	2.485	2.172	4.657
Angostura	10%	23%	20%	2.628	8.809	11.437
Anorí	19%	36%	28%	7.634	10.687	18.321
Anza	6%	18%	16%	1.258	5.752	7.010
Argelia	13%	21%	17%	3.412	4.277	7.689
Armenia	6%	9%	8%	1.716	3.423	5.139
Briceño	17%	31%	25%	2.552	5.487	8.039
Buritica	14%	34%	29%	2.235	7.119	9.354
Caicedo	14%	20%	18%	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
Girardo	12%	17%	15%	2.061	3.483	5.544
Heliconia	9%	15%	12%	2.318	3.133	5.451
La Pintada	12%	16%	12%	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%	67%	54%	13.174	12.616	25.790
Peque	15%	32%	27%	2.296	5.801	8.097
San Francisco	12%	26%	19%	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%	47%	35%	93.549	50.201	143.750
Arauca	28%	55%	31%	74.195	11.390	85.585
Arauquita	30%	46%	41%	13.720	36.121	49.841
Cravo Norte	29%	32%	30%	2.682	1.243	3.925
Puerto Rondón	15%	41%	23%	2.952	1.447	4.399
Bolívar (5)	30%	63%	51%	40.468	73.079	113.547
Montecristo	47%	69%	63%	4.076	12.313	16.389
Morales	41%	66%	58%	7.293	14.966	22.259
Pinillos	50%	64%	62%	3.718	20.500	24.218
Santa Rosa del Sur	14%	48%	27%	19.214	13.432	32.646
Tiquisio	44%	69%	60%	6.167	11.868	18.035

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Boyacá (42)	11%	27%	22%	50.949	116.076	167.025
Almeida	0,3%	9%	7%	321	1.589	1.910
Betéitiva	5%	12%	11%	327	1.636	1.963
Buenavista	6%	16%	15%	757	3.652	4.409
Chiscas	12%	34%	28%	879	3.115	3.994
Chita	23%	48%	42%	1.976	6.069	8.045
Coper	8%	16%	14%	862	2.757	3.619
Covarachía	8%	31%	27%	492	2.314	2.806
Chíquiza	17%	17%	17%	332	4.352	4.684
Chivor	10%	21%	17%	681	1.798	2.479
El Cocuy	24%	37%	30%	2.206	2.009	4.215
El Espino	8%	17%	13%	1.358	1.703	3.061
Gachantivá	5%	12%	10%	557	2.232	2.789
Guacamayas	14%	9%	11%	624	1.241	1.865
Guayatá	4%	12%	10%	1.117	2.283	3.400
Gúicán	4%	41%	29%	1.353	2.926	4.279
Jericó	14%	44%	36%	1.201	2.728	3.929
Labranzagrande	11%	50%	37%	1.128	2.398	3.526
La Victoria	0,3%	25%	17%	400	718	1.118
Macanal	1%	11%	8%	1.134	3.842	4.976
Maripí	14%	35%	32%	762	4.979	5.741
Muzo	18%	31%	22%	5.392	3.205	8.597
Otanche	10%	43%	27%	3.449	4.569	8.018
Panqueba	6%	23%	15%	810	907	1.717
Pauna	10%	33%	26%	2.073	5.112	7.185
Paya	19%	71%	59%	481	2.112	2.593
Paz de Río	4%	12%	7%	2.788	1.497	4.285
Pisba	19%	42%	34%	527	1.236	1.763
Quípama	26%	47%	40%	1.326	3.563	4.889
Rondón	2%	10%	8%	600	1.807	2.407
San Mateo	8%	27%	20%	1.163	2.169	3.332
San Miguel de Sema	12%	9%	9%	412	2.597	3.009
San Pablo de Borbur	11%	24%	23%	745	5.863	6.608
Santa María	5%	20%	11%	2.107	1.452	3.559
Sativanorte	8%	27%	20%	680	1.541	2.221
Sativasur	5%	9%	7%	302	795	1.097
Socotá	10%	31%	27%	1.428	5.870	7.298
Somondoco	2%	11%	9%	655	2.255	2.910
Susacón	8%	16%	15%	604	2.113	2.717
Tasco	6%	12%	11%	1.625	4.257	5.882
Tipacoque	14%	27%	23%	937	2.386	3.323
Toca	7%	12%	10%	4.209	4.558	8.767
Tutazá	17%	16%	16%	169	1.871	2.040

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Caldas (3)	8%	15%	13%	7.711	24.238	31.949
Marmato	13%	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
Albania	12%	26%	20%	2.060	2.615	4.675
Belén de los Andaquíes	23%	39%	28%	6.753	4.268	11.021
Cartagena del Chairá	30%	48%	38%	15.434	14.965	30.399
Curillo	19%	31%	23%	5.261	2.332	7.593
El Doncello	17%	29%	20%	13.522	5.772	19.294
El Paujil	18%	31%	23%	8.858	9.178	18.036
La Montañita	16%	36%	33%	2.467	12.247	14.714
Milán	16%	52%	47%	1.001	8.722	9.723
Morelia	13%	29%	20%	2.007	1.691	3.698
Puerto Rico	22%	47%	32%	14.464	12.053	26.517
San José del Fragua	18%	36%	26%	6.292	6.505	12.797
San Vicente del Caguán	21%	41%	30%	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%	27%	2.336	4.551	6.887
Cauca (24)	39%	25%	27%	72.308	463.675	535.983
Almaguer	21%	34%	33%	1.346	17.103	18.449
Argelia	18%	24%	23%	2.700	23.444	26.144
Balboa	28%	17%	20%	5.393	15.715	21.108
Bolívar	19%	28%	27%	5.020	33.028	38.048
Buenos Aires	11%	15%	15%	1.218	30.218	31.436
Caldono	16%	23%	22%	2.174	37.772	39.946
Florencia	13%	11%	11%	1.224	3.978	5.202
Guapi	84%	53%	70%	13.932	13.684	27.616
Inzá	10%	18%	18%	1.308	27.571	28.879
Jambaló	9%	15%	14%	1.895	15.946	17.841
La Sierra	35%	20%	22%	1.822	8.927	10.749
La Vega	24%	15%	16%	1.040	23.461	24.501
López	62%	40%	43%	1.875	16.705	18.580
Mercaderes	29%	23%	25%	5.953	16.735	22.688
Páez	10%	21%	21%	2.971	42.805	45.776
Piamonte	12%	24%	21%	2.109	6.702	8.811
Puracé	15%	20%	20%	1.697	15.575	17.272
San Sebastián	21%	13%	14%	668	10.280	10.948
Santa Rosa	32%	36%	35%	672	4.667	5.339
Sotará	18%	18%	18%	571	13.368	13.939
Suárez	23%	31%	28%	6.380	25.524	31.904
Sucre	59%	29%	35%	1.633	7.856	9.489
Timbiquí	77%	59%	64%	6.266	19.834	26.100
Toribío	10%	22%	22%	2.441	32.777	35.218
Cesar (2)	25%	78%	58%	9.970	21.416	31.386
González	13%	25%	21%	1.414	2.965	4.379
Pueblo Bello	26%	86%	64%	8.556	18.451	27.007

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Chocó (26)	54%	64%	61%	84.419	252.938	337.357
Acandí	32%	42%	36%	6.895	7.104	13.999
Alto Baudó	45%	82%	78%	3.356	24.228	27.584
Atrato	32%	51%	42%	2.858	3.205	6.063
Bagadó	51%	77%	71%	2.589	8.422	11.011
Bahía Solano	22%	28%	24%	6.172	3.951	10.123
Bajo Baudó	45%	71%	66%	7.041	22.916	29.957
Belen de Bajirá	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Bojayá	33%	71%	67%	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 de 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	57%	71%	70%	1.843	19.826	21.669
Juradó	33%	72%	56%	2.511	4.174	6.685
Lloró	68%	81%	76%	3.376	6.410	9.786
Medio Atrato	92%	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	57%	45%	50%	3.498	5.655	9.153
Nuquí	33%	58%	51%	1.685	14.538	16.223
Río Iro	42%	42%	42%	1.539	3.928	5.467
Río Quito	37%	66%	58%	2.335	5.901	8.236
Río Sucio	97%	67%	75%	14.299	39.150	53.449
San José del Palmar	17%	34%	29%	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
Carmen de Carupa	9%	14%	13%	2.093	5.487	7.580
Gutiérrez	8%	11%	10%	983	2.427	3.410
San Cayetano	1%	9%	8%	601	4.245	4.846
Guainía (8)	40%	80%	61%	20.279	26.813	47.092
Barranco Minas	ND	76%	76%	0	8.088	8.088
Cacahual	ND	72%	72%	0	863	863
La Guadalupe	ND	94%	94%	0	279	279
Morichal	ND	92%	92%	0	908	908
Pana Pana	ND	92%	92%	0	1.899	1.899
Puerto Colombia	ND	96%	96%	0	1.874	1.874
Puerto Inírida	40%	76%	51%	20.279	11.235	31.514
San Felipe	ND	88%	88%	0	1.667	1.667
Guaviare (3)	22%	45%	36%	9.637	20.315	29.952
Calamar	31%	50%	40%	4.339	5.189	9.528
El Retorno	11%	41%	32%	3.355	10.298	13.653
Miraflores	24%	49%	40%	1.943	4.828	6.771

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Huila (11)	13%	22%	20%	33.009	100.667	133.676
Acevedo	13%	20%	19%	4.640	20.134	24.774
Colombia	13%	32%	26%	2.205	5.080	7.285
Elías	8%	10%	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%	21%	19%	4.796	8.070	12.866
Nátaga	13%	21%	18%	2.648	3.821	6.469
Oporapa	14%	19%	18%	2.355	9.274	11.629
Palestina	15%	21%	20%	1.755	9.404	11.159
Saladoblanco	13%	22%	20%	1.844	8.600	10.444
Santa María	13%	24%	21%	2.527	7.878	10.405
Meta (7)	18%	45%	37%	19.953	48.933	68.886
El Calvario	1%	6%	4%	590	1.186	1.776
Mapiripán	31%	66%	52%	2.471	4.536	7.007
Mesetas	12%	43%	30%	4.546	6.613	11.159
La Macarena	23%	46%	42%	4.723	22.167	26.890
Uribe	25%	60%	53%	2.128	7.156	9.284
Lejanías	11%	26%	20%	4.823	6.640	11.463
San Juanito	8%	12%	10%	672	635	1.307
Nariño (63)	23%	30%	27%	408.497	829.165	1.237.662
Albán	22%	13%	15%	2.691	6.951	9.642
Aldana	11%	11%	11%	1.549	5.843	7.392
Ancuyá	9%	10%	10%	2.147	6.654	8.801
Arboleda	24%	24%	24%	1.172	7.271	8.443
Barbacoas	81%	67%	72%	12.075	43.558	55.633
Belén	10%	15%	12%	3.262	3.060	6.322
Buesaco	12%	18%	16%	6.552	17.356	23.908
Chachagüí	12%	20%	18%	4.332	11.022	15.354
Colón	6%	14%	13%	1.089	7.437	8.526
Consacá	21%	11%	13%	2.146	11.638	13.784
Contadero	34%	12%	16%	1.310	5.960	7.270
Córdoba	21%	18%	19%	3.081	12.435	15.516
Cuaspué	27%	25%	26%	2.708	6.493	9.201
Cumbal	6%	17%	15%	6.835	30.029	36.864
Cumbitara	15%	21%	20%	1.608	4.340	5.948
El Charco	12%	20%	18%	7.234	15.271	22.505
El Peñol	60%	57%	58%	1.340	6.106	7.446
El Rosario	6%	18%	16%	1.781	10.499	12.280
El Tablón de Gómez	25%	26%	26%	1.583	12.759	14.342
El Tambo	13%	18%	16%	5.251	9.032	14.283
Francisco Pizarro	54%	43%	50%	5.423	8.770	14.193
Funes	33%	13%	22%	3.091	4.131	7.222
Guachucal	17%	13%	13%	3.071	16.379	19.450

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Nariño (Continuación)						
Guaitarilla	13%	14%	13%	4.378	7.204	11.582
Gualmatán	20%	11%	15%	2.994	4.063	7.057
Iles	32%	24%	26%	2.133	5.529	7.662
Imués	16%	14%	14%	1.016	6.641	7.657
Ipiales	7%	16%	10%	77.343	38.793	116.136
La Cruz	13%	10%	11%	8.018	10.736	18.754
La Florida	37%	31%	32%	1.980	8.124	10.104
La Llanada	15%	23%	19%	3.156	3.336	6.492
La Tola	100%	66%	82%	2.928	4.483	7.411
La Unión	14%	21%	18%	12.793	19.065	31.858
Leiva	23%	28%	26%	2.967	6.801	9.768
Linares	8%	15%	13%	2.230	8.006	10.236
Los Andes	10%	34%	23%	4.376	5.171	9.547
Magüí Payán	94%	76%	82%	7.325	17.380	24.705
Mallama	10%	12%	12%	1.218	7.758	8.976
Mosquera	99%	60%	79%	5.677	6.307	11.984
Nariño	24%	25%	24%	2.653	1.711	4.364
Olaya Herrera	82%	73%	77%	10.859	14.499	25.358
Ospina	13%	16%	15%	1.965	5.140	7.105
Policarpa	15%	16%	16%	2.596	7.301	9.897
Potosí	10%	12%	12%	2.097	8.317	10.414
Providencia	35%	18%	22%	1.501	4.071	5.572
Puerres	15%	13%	14%	3.451	5.130	8.581
Pupiales	12%	15%	14%	6.192	11.299	17.491
Ricaurte	21%	68%	62%	2.399	17.232	19.631
Roberto Payán	61%	40%	44%	3.389	9.278	12.667
Samaniego	12%	33%	26%	9.462	19.952	29.414
San Bernardo	17%	20%	19%	2.595	6.607	9.202
San Lorenzo	46%	17%	21%	2.180	16.293	18.473
San Pablo	6%	13%	11%	4.051	11.338	15.389
San Pedro de Cartago	13%	15%	14%	849	5.994	6.843
Sandoná	17%	20%	19%	10.112	10.661	20.773
Santa Bárbara	91%	65%	74%	3.608	9.819	13.427
Santacruz	30%	43%	41%	1.529	9.267	10.796
Sapuyes	40%	20%	24%	1.436	5.910	7.346
Taminango	13%	17%	16%	3.999	13.855	17.854
Tangua	20%	22%	21%	2.763	10.744	13.507
San Andrés de Tumaco	18%	39%	28%	86.320	167.317	253.637
Túquerres	7%	20%	15%	17.302	27.427	44.729
Yacuanquer	17%	17%	17%	3.326	7.612	10.938

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Norte de Santander (19)	15%	35%	27%	67.034	146.742	213.776
Ábrego	16%	40%	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
Cáchira	8%	28%	25%	1.772	9.223	10.995
Convención	20%	39%	31%	7.417	11.046	18.463
Cucutilla	16%	40%	36%	1.502	6.593	8.095
El Carmen	16%	56%	49%	2.196	10.948	13.144
El Tarra	39%	58%	50%	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%	16%	14%	796	3.367	4.163
Puerto Santander	18%	15%	18%	7.938	564	8.502
Salazar	13%	23%	19%	3.845	6.360	10.205
San Calixto	18%	43%	38%	2.008	10.003	12.011
San Cayetano	16%	25%	22%	2.288	4.690	6.978
Santiago	14%	26%	19%	1.749	1.612	3.361
Teorama	20%	42%	38%	2.518	13.675	16.193
Villa Caro	23%	37%	31%	2.179	2.817	4.996
Putumayo (9)	14%	32%	23%	77.350	109.772	187.122
Colón	8%	11%	9%	3.419	1.988	5.407
Orito	15%	31%	22%	19.833	17.912	37.745
Puerto Guzmán	18%	42%	36%	4.629	30.761	35.390
Puerto Leguizamó	22%	48%	34%	12.755	15.713	28.468
Sibundoy	7%	9%	8%	10.059	4.881	14.940
San Francisco	7%	7%	7%	3.385	2.260	5.645
San Miguel	10%	28%	22%	4.912	13.868	18.780
Santiago	18%	27%	23%	3.476	3.814	7.290
Valle del Guamuez	12%	20%	16%	14.882	18.575	33.457
Quindío (4)	7%	15%	10%	11.821	9.651	21.472
Buenavista	7%	15%	12%	1.212	1.883	3.095
Córdoba	7%	14%	10%	3.363	2.279	5.642
Génova	8%	16%	12%	4.269	3.247	7.516
Pijao	5%	14%	9%	2.977	2.242	5.219
Risaralda (2)	8%	58%	48%	6.632	26.474	33.106
Mistrató	9%	51%	41%	3.892	13.058	16.950
Pueblo Rico	8%	66%	55%	2.740	13.416	16.156
San Andrés y Providencia	19%	6%	15%	44.893	16.387	61.280
San Andrés	20%	6%	15%	41.400	13.891	55.291
Providencia	12%	6%	9%	3.493	2.496	5.989

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Santander (46)	9%	22%	17%	111.698	179.269	290.967
Aratoca	14%	22%	20%	2.380	5.849	8.229
Barichara	5%	14%	11%	3.113	7.373	10.486
Betulia	8%	26%	21%	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%	29%	27%	640	3.652	4.292
Cepitá	4%	15%	13%	517	1.498	2.015
Cerrito	13%	18%	16%	3.329	3.400	6.729
Charalá	5%	14%	8%	7.218	5.052	12.270
Chima	9%	24%	19%	810	2.065	2.875
Cimitarra	9%	26%	18%	13.943	19.004	32.947
Concepción	9%	21%	15%	2.780	2.958	5.738
Confines	12%	10%	10%	687	2.472	3.159
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	6%	24%	20%	849	2.612	3.461
Galán	10%	21%	18%	812	2.074	2.886
Gámbita	5%	27%	23%	653	3.368	4.021
Guaca	6%	23%	18%	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%	18%	18%	657	1.671	2.328
Jordán	17%	25%	25%	99	1.215	1.314
Landázuri	10%	21%	17%	3.182	7.202	10.384
Los Santos	19%	21%	21%	1.643	12.463	14.106
Macaravita	10%	26%	24%	280	1.891	2.171
Málaga	5%	19%	7%	18.091	2.854	20.945
Matanza	7%	16%	14%	1.445	3.531	4.976
Mogotes	9%	28%	21%	4.135	6.392	10.527
Molagavita	9%	30%	27%	620	3.517	4.137
Ocamonte	8%	13%	12%	809	4.852	5.661
Oiba	5%	18%	12%	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%	13%	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	18%	18%	18%	629	1.902	2.531
Santa Bárbara	12%	17%	16%	265	2.136	2.401
Santa Helena del Opón	13%	26%	23%	768	2.621	3.389
Simacota	7%	30%	24%	2.185	7.857	10.042
Zapatoca	5%	10%	7%	6.274	3.192	9.466

Municipios sin servicio de gas natural - Diciembre 31 DE 2023						
Departamento / Municipio	NBI % (necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Sucre (3)	41%	56%	52%	24.532	59.383	83.915
Guaranda	52%	62%	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 (6)	19%	31%	28%	26.971	60.017	86.988
Alpujarra	12%	12%	12%	1.991	2.553	4.544
Anzoategui	9%	23%	21%	1.469	8.748	10.217
Ataco	25%	38%	35%	4.820	14.510	19.330
Planadas	21%	34%	30%	6.736	19.028	25.764
Roncesvalles	12%	19%	16%	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
Argelia	13%	19%	15%	2.852	2.545	5.397
El Águila	7%	17%	14%	2.407	6.502	8.909
El Cairo	7%	16%	12%	3.198	3.647	6.845
Vaupés (6)	31%	86%	69%	12.090	28.707	40.797
Carurú	17%	63%	45%	1.387	1.528	2.915
Mitú	31%	86%	67%	9.746	20.104	29.850
Pacoa	ND	94%	94%	0	4.042	4.042
Papunaua	ND	87%	87%	0	727	727
Taraira	45%	95%	79%	957	1.258	2.215
Yavaraté	ND	77%	77%	0	1.048	1.048
Vichada (4)	32%	87%	73%	25.833	81.975	107.808
Cumaribo	32%	91%	87%	2.890	69.801	72.691
La Primavera	38%	59%	46%	5.586	4.536	10.122
Puerto Carreño	32%	67%	42%	14.974	5.962	20.936
Santa Rosalía	25%	56%	37%	2.383	1.676	4.059
Total nacional				1.489.705	3.056.558	4.542.075
Municipios						353

Fuente: DANE, Censo 2018.



InfoGAS
PROMIGAS

Bibliografía


PROMIGA

50
años

Bibliografía

Documentos

- A** ACP. Informe Económico. Tendencias de inversión en exploración y producción de petróleo y gas en Colombia 2022 y perspectivas 2023.
- ACP. Informe Económico. Hacia la autosuficiencia de gas natural en Colombia: proyectos y medidas necesarias para lograrlo, Abril 2024.
- Alcanos. Publicación tarifaria. Noviembre 2023
- ANH Producción fiscalizada de gas por campo 2023.
- ANH Informe de Reservas y Recursos - IRR 2023.
- ANH. Base de datos - Relación Contratos TEA, E&P, E&E, convenios E&P y convenios de explotación.
- ANH. Base de datos Pozos - Sísmica, 2023.
- Asobancaria. Balance y perspectivas para la economía colombiana, el gradual inicio de la recuperación. Enero 2024
- B** BBVA Research. Perspectivas de la economía colombiana 2024-2025
- Banco de la República. Resultados de la encuesta mensual de expectativas económicas. Abril 2024.
- Bancolombia. Actualización de Proyecciones Económicas para Colombia. Marzo 2024.
- BP. Statistical Review of World Energy 2024.
- BMC. Demanda de gas natural por sectores 2023.
- BMC. Informe enero-diciembre 2023.
- Boletín electrónico de operaciones (BEO). Progasur volumen transportado 2023.
- Boletín electrónico de operaciones (BEO). TGI volumen transportado 2023.
- Boletín electrónico de operaciones (BEO). Coinogas volumen transportado 2023.
- Boletín electrónico de operaciones (BEO). Promioriente volumen transportado 2023.
- BTG Pactual. Colombia: Perspectivas 2024-2025.
- C** CREG. Resoluciones 2023 - 2024.
- D** DANE. Censo nacional de población y vivienda 2018.
- DANE. Proyecciones de vivienda ocupadas a nivel departamental 2018-2050.
- DANE. Proyecciones de hogares a nivel departamental 2018-2050.
- DANE. Proyecciones de población nacional, por área 2018-2070.
- Datos abiertos. Base de datos de tarifas aplicadas de gas natural a usuario final, Octubre 2023.
- E** Efigas. Consumo - Subsidios y Contribuciones 2023.
- Efigas - Informe de Gestión y Sostenibilidad 2023.
- Efigas. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.
- EIA. Precios Henry Hub 2023.
- EIA. WTI spot prices 2023.
- EIA. Price of liquefied U.S. Gas exports 2023.
- EPM. Estados financieros 2023.
- EPM. Publicación tarifaria, 2023.

Documentos

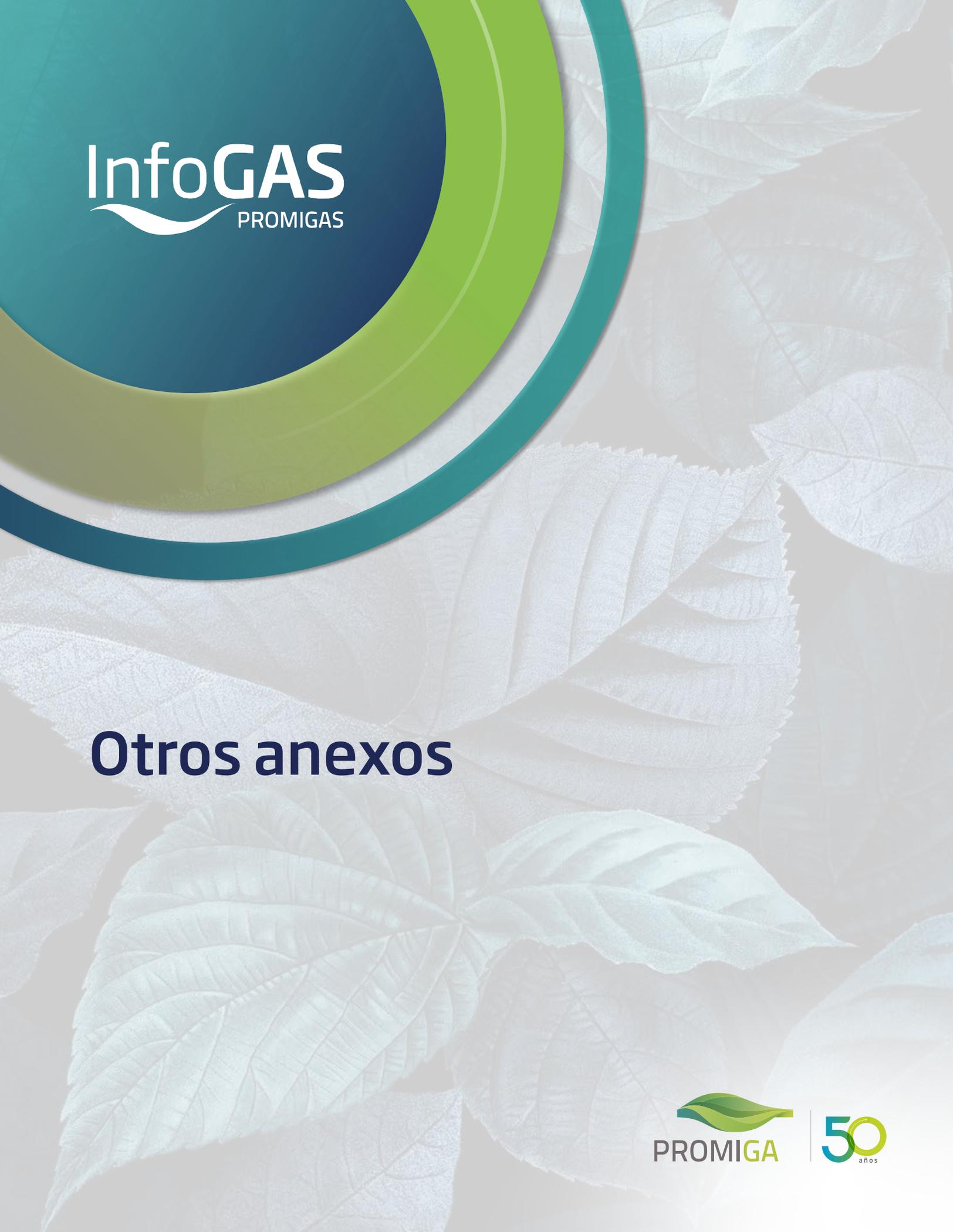
F	FMI. Crecimiento económico de Colombia en los próximos 5 años, Mayo 2024.
	GDO. Publicación tarifaria Valle y Norte del Cauca, Diciembre 2023.
	GDO. Estados Financieros separados anual 2023.
	Gas Natural Cundiboyacense. Tarifas 2023.
G	Gascaribe. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.
	Gasnacer. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.
	GNCB. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.
	Gasorient. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.
	Gestor del Mercado. Informe regulatorio de divulgación anual 2023.
	Gestor del Mercado. Informe mensual - Mercado de gas natural, Diciembre 2023
	Gestor del Mercado. Informe especial de mantenimiento de Cupiagua, Enero 2024
J	Jp Morgan. Perspectivas del crecimiento económico de Colombia para 2024, Marzo 2024
L	Llanogas. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.
M	Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Cobertura del servicio de gas natural a diciembre de 2023.
	Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Soporte declaración de producción de gas natural 2024-2033.
	Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Resoluciones 2023 - 2024.
	Metrogas. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.
N	Naturgas. Colombia Respira: El impacto del gas natural en el futuro de Colombia, 2023
P	Promigas. EEFF separados por los años terminados a 31 de diciembre de 2023.
	Promioriente. Informe Integrado de Gestión 2023.
S	SSPD. Boletín de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de energía y gas. Trimestres 1-4, 2023.
	SPEC. Informe anual de gestión 2023.
	Surtigas. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.
T	TGI. Informe de resultados. Trimestres 1-4, 2023.
	TGI. Presentación de resultados. Trimestre 4, 2023.
	TGI. Estados financieros. 2023.
	Transmetano. Estados Financieros, 2023.
U	UPME. Documento Borrador Plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038.
	UPME. Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037, Enero 2024
	UPME. Precios de combustibles, Diciembre 2023.
	UPME. Precios de combustibles en EDS, Diciembre 2023.
V	Vanti. Publicación tarifaria, Diciembre 2023.

Páginas Web

A	Agencia Nacional de Hidrocarburos < http://www.anh.gov.co >
	Andeg. < http://www.andeg.org >
	Asoenergía. < http://www.asoenergia.com >
	Ámbito < https://www.ambito.com/ >
	Alcanos de Colombia < http://www.alcanosesp.com >
B	Banco de la república < https://www.banrep.gov.co/es >
	Banco Mundial < https://www.bancomundial.org >
	Bancolombia < https://www.bancolombia.com >
	BBVA Research < https://www.bbvarsearch.com >
	Bolsa Mercantil de Colombia < http://www.bolsamercantil.com.co >
	Bloomberg, https://www.bloomberg.com/
C	British Petroleum < www.bp.com >
	Comisión de Regulación de Energía y Gas < www.creg.gov.co >
	CEPAL < https://www.cepal.org/es >
D	Concentra, Inteligencia en Energía < https://concentra.co >
	Datos abiertos colombia < https://www.datos.gov.co >
E	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas < http://www.dane.gov.co >
	DW, < https://www.dw.com/ >
	Ecopetrol < http://www.ecopetrol.com.co >
	Efigas < http://www.efigas.com.co >
	El País, < https://elpais.com/ >
	El Periódico de la Energía. < http://www.elperiodicodelaenergia.com >
	El Tiempo < https://www.eltiempo.com/ >
	El Heraldó. < http://www.elheraldo.co >
	ElColombiano < https://www.elcolombiano.com/ >
	Empresas Públicas de Medellín < http://www.epm.com.co >
	Energética. < http://www.energetica21.com >
F	Eurostat < https://ec.europa.eu/eurostat >
	Energy Information Administration < http://www.eia.doe.gov >
F	Fondo Monetario Internacional, < https://www.imf.org/ >

Páginas Web

G	Gases de Occidente <https://www.gdo.com.co/Paginas/home.aspx>
	Gases del Caribe <http://www.gascaribe.com>
	Guía del Gas <https://guiadelgas.com>
I	IEEE, <https://www.ieee.org/>
	Infobae <https://www.infobae.com>
	Invenómica <https://www.invenomica.com>
	IRENA <https://irena.org/>
J	JP Morgan <https://privatebank.jpmorgan.com>
L	La información, <https://www.lainformacion.com/>
	La República. <http://www.larepublica.com>
	La Vanguardia, <https://www.lavanguardia.com/>
M	Mincomercio <https://www.mincit.gov.co/>
	Ministerio de Minas y Energía de Colombia <https://www.minenergia.gov.co>
N	NGV Group <http://www.ngvgroup.com>
	Naturgas <http://www.naturgas.com.co>
P	Petrol Plaza. <http://www.petroplaza.com>
	Portafolio. <http://www.portafolio.co>
	Portal Automotriz. <http://www.portalautomotriz.com>
	Promigas <http://www.promigas.com>
	Promotora de Gases del Sur <http://www.progasur.com.co>
	Promioriente <http://www.promioriente.com>
S	Safety Culture, <http://www.safetyculture.com>
	Semana. <http://www.semana.com>
	Sistema de Información Minero Colombiano <www.simco.gov.co>
	Sistema Único de Información <www.sui.gov.co>
	SPEC LNG <http://www.speclng.com>
	Surtigas <https://www.surtigas.com.co/>
	Swiss Info, <https://www.swissinfo.ch/>
Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. <www.superservicios.gov.co>	
T	Talanza Energy Consulting, <www.talanzaenergy.com>
	Transportadora de Gas del Interior <www.tgi.com.co>
	Transmetano <http://www.transmetano.co>
	Tradingeconomics <https://tradingeconomics.com/>
U	Unit 4. <http://www.unit-4.com>
	Unidad de Planeación Minero Energética, <http://www.upme.gov.co>
V	Vanti <https://www.grupovanti.com>



InfoGAS
PROMIGAS

Otros anexos

Otros anexos

Glosario de términos		
Concepto	Descripción	
A	API	La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta
B	Biogas	Gas producido por la descomposición de materia orgánica.
	Biometano	Es un gas verde compuesto al menos por un 95% de metano (CH ₄), un gas limpio con emisiones neutras de CO ₂ que se obtiene a partir del biogás.
C	Calentamiento global	Aumento del efecto invernadero, un proceso en el que la radiación térmica emitida por la Tierra queda atrapada en la atmósfera debido a los gases con ese efecto (GEI).
	Cambio climático	Hace referencia a los cambios a largo plazo de las temperaturas y los patrones climáticos.
	Centro	Incluye los departamentos de Arauca, Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Bogotá, Guaviare y Meta.
	Cobertura efectiva	Cálculo porcentual determinado por los usuarios residenciales conectados dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
	Cobertura potencial	Cálculo porcentual determinado por los 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.
	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
	Costa Atlántica	Incluye los departamentos de Atlántico, Bolívar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre.
	CQR	Incluye los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda.
	D	Distribución - comercialización de gas
Distribución - comercialización de energía eléctrica		Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de energía eléctrica. Los distribuidores ejercen simultáneamente las actividades de comercialización.
Diversificación energética		Corresponde a utilizar múltiples fuentes de energía para eliminar la dependencia de una sola fuente
E	EBITDA	Indicador financiero, acrónimo del inglés <i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization</i> (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 +	<i>Emerging Markets Bond Index</i> . 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.
	ETI	Energy Transition Index, por sus siglas en Ingles. Índice de transición energética.
F	Fenómeno del 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.

Glosario de términos	
Concepto	Descripción
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 Licuado de Petróleo	Hidrocarburo derivado del petróleo, compuesto principalmente por propano y butano, extraído del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseoso en condiciones atmosféricas, que se licúa fácilmente. Es combustible y se distribuye principalmente en cilindros y en redes urbanas.
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 ₂ S, butano y propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.
G	
Gas natural líquido	Gas natural 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 sintético	Es un gas combustible que se puede producir a partir de combustibles fósiles o utilizando sistemas de conversión de electricidad en gas.
Gas natural vehicular	Gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.
Gases de efecto invernadero	Retienen el calor del Sol dentro de la atmósfera, provocando un aumento de la temperatura de la Tierra.
Gases renovables	El gas renovable es cualquier gas que proceda o sea producido a partir de fuentes renovables.
Gasoducto	Tubería para transportar gas combustible a grandes distancias.
H	
Henry Hub	Punto de confluencia de ductos localizado en Louisiana, EUA. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el <i>New York Mercantile Exchange</i> - 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.
I	
Interconexión internacional	Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.
Inteligencia Artificial	Campo de la ciencia relacionado con la creación de computadoras y máquinas que pueden razonar, aprender y actuar de una manera que normalmente requeriría inteligencia humana o que involucra datos cuya escala excede lo que los humanos pueden analizar.
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.
N	
Noreste	Incluye los departamentos de Cesar, Norte de Santander y Santander.
Noroeste	Incluye los departamentos de Antioquia y Chocó.
O	
Off shore	Fuera o más allá de la costa marítima.
On shore	Situado u ocurre en tierra.
P	
Parejas de cargos regulados	Conjunto de cargos de transporte que permiten recuperar los costos de inversión distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones.
Pie cúbico	Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso. Aproximadamente, un pie cúbico de gas natural es igual a 1.000 unidades térmicas británicas en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.
Pozos A3	En el lenguaje petrolero se denomina así al primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada.
R	
Recursos	Los recursos minerales son una concentración u ocurrencia de material de interés económico intrínseco en o sobre la corteza de la tierra en forma y cantidad en que haya probabilidades razonables de una eventual extracción económica.
Recurso renovable	Recurso natural que se puede restaurar por procesos naturales a una velocidad superior a la del consumo por los seres humanos.

Glosario de términos	
Concepto	Descripción
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.
Regional	Hace referencia a un gasoducto regional, o sistema regional de transporte. En la Resolución CREG 008 de 2001 se definen como gasoductos o grupo de gasoductos del sistema nacional de transporte, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de sistemas troncales de transporte.
Reservas	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.
R Reservas probadas	Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima con razonable certeza podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas. En general, las acumulaciones de hidrocarburos en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad por parte de la ANH a través de actos administrativos.
Reservas no probadas	Volúmenes calculados a partir de información geológica e ingeniería disponible, similar a la utilizada en la cuantificación de las reservas probadas; sin embargo, la incertidumbre técnica, económica o de otra naturaleza, no permite clasificarlas como probadas.
Reservas probables	Aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.
Reservas posibles	Aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.
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.
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 suele medirse por lustros y decenios más que por años.
Shale oil/gas	Es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo (<i>shale gas/oil</i>). La característica definitoria del <i>shale</i> es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesaria la aplicación de nuevas tecnologías.
S Sísmica	Mecanismo de adquisición de nueva información geológica estratégica en una actividad exploratoria.
Soberanía energética	La capacidad de un país para controlar sus propios recursos energéticos y satisfacer su demanda de energía, sin depender en exceso de fuentes externas.
Suroeste	Incluye los departamentos de Cauca, Valle del Cauca, Nariño y Putumayo.
SPEC LNG	Sociedad Portuaria el Cayao, Terminal de importación y regasificación de gas natural licuado (GNL) que respalda la generación térmica para brindar confiabilidad al sistema de energía eléctrica en Colombia.

Glosario de términos	
Concepto	Descripción
Tasa de crecimiento anual compuesto	Se utiliza frecuentemente para describir el crecimiento sobre un periodo de tiempo de algunos elementos del negocio.
Tasa desempleo	Relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa .
Tasa empleo	Relación porcentual entre la población ocupada y la población en edad de trabajar.
Tonelada equivalente de petróleo	Unidad de medida utilizada para comparar diferentes energéticos.
Transición energética	Cambio del actual modelo energético pasando de un sistema energético basado en combustibles fósiles, a uno de bajas emisiones o sin emisiones de GEIs.
Trilema energético	El trilema energético es un 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.
T Total Organic Carbon	Índice necesario para que un área sea prospectiva, el cual debe ser igual o superior al 2 %. Materiales orgánicos, como fósiles de microorganismos y materia vegetal, proporcionan los átomos de carbono, oxígeno e hidrógeno, necesarios para crear gas natural y petróleo.
Transporte de gas	Actividades ejecutadas por los transportadores desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte y que reúnen las siguientes condiciones: 1. Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un sistema de transporte, siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y 2. Que realice la venta del servicio de transporte a cualquier agente mediante contratos de transporte.
Transmisión	Transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Transición energética	Cambio significativo en un sistema de energía que podría estar relacionado con un factor o con una combinación de factores tales como estructura de sistema, escala, economía y política energética.
Troncal	Hace referencia a un gasoducto troncal, o sistema troncal de transporte. En la Resolución CREG 008 de 2001 se define como gasoducto o grupo de gasoductos de un sistema de transporte, con diámetros iguales o superiores a 16".
Tolima Grande	Incluye los departamentos de Caquetá, Huila y Tolima.
Usuarios anillados	Usuarios que técnicamente están habilitados para conectarse al servicio de gas natural, en caso de que así lo deseen.
U Usuarios conectados	Usuarios que adquirieron los derechos de conexión frente al distribuidor de gas.
Usuarios potenciales	Usuarios que reporta el Ministerio de Minas y Energía con base en el catastro del municipio o localidad, en algunos casos no corresponde a fuente oficial. De igual manera, en el reporte se ajustó la información publicada por Minminas, teniendo en cuenta que los usuarios potenciales deben ser iguales o superiores a los usuarios anillados y conectados.
V Vivienda (según el DANE)	Es un espacio independiente y separado con áreas de uso exclusivo, habitado o destinado a ser habitado por una o más personas.
Y Yacimientos convencionales	Yacimientos que pueden ejecutarse o ser producidos a tasas económicas de flujo, lo cual podrá llevar a la producción de ciertos volúmenes económicos de hidrocarburos.
Yacimientos no convencionales	Todos aquellos yacimientos que no producen tasas económicas de flujo y que no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de estimación, fracturamiento y recuperación.

Abreviaturas y siglas		
Concepto	Descripción	
	Abegas Asociación Brasileña de Empresas Distribuidoras de Gas Canalizado	
	ACGG Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos	
	Acipet Asociación Colombiana de Ingeniería de Petróleos	
	ACP Asociación Colombiana del Petróleo	
	ACPM Aceite combustible para motores	
	AGPE Autogeneración a pequeña escala	
	Ama Amazonas	
A	Andeg Asociación Nacional de Empresas Generadoras	
	ANDI Asociación Nacional de Empresarios de Colombia	
	ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos	
	ANLA Agencia Nacional de Licencias Ambientales	
	Ant Antioquia	
	AOM Gastos de administración, operación y mantenimiento	
	API American Petroleum Institute	
	Ara Arauca	
	Atl Atlántico	
	Bep Barriles equivalentes de petróleo	
	BID Banco Interamericano de Desarrollo	
	BioSNG Biological Synthetic Natural Gas	
	bl Barril	
	BM Banco Mundial	
B	B Billones	
	Bm ³ Billones de metros cúbicos	
	BMC Bolsa Mercantil de Colombia	
	Bol Bolívar	
	Boy Boyacá	
	BP British Petroleum	
	Btá Bogotá	
	Btu British thermal unit	
	CAI Centro Argentino de Ingenieros	
	Cal Caldas	
	Cau Cauca	
	Caq Caquetá	
	CAR Corporación Autónoma Regional	
	Cas Casanare	
	CBM Coal bed methane	
	CCS Captura y Secuestro de Carbono	
	CCUS Captura, Secuestro y Uso de Carbono	
	CDO Ciénaga de Oro	
	CE Comisión Europea	
	Ces Cesar	
	Cepal Comisión Económica para América Latina y el Caribe	
	CEPAL Comisión Económica para América Latina y El Caribe	
	CH ₄ Metano	
C	Cho Chocó	
	CI Costo de interrupción del servicio de gas	
	CIDV Cantidades importadas disponibles para la venta	
	CIF Cost insurance and freight	
	CIIFEN Centro Internacional para la Investigación del Fenómeno del Niño	
	CMMP Capacidad máxima de mediano plazo	
	CMNUCC Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático	
	CNE Comisión Nacional de Energía	
	CNO Consejo Nacional de Operación de Gas	
	CNPV Censo nacional de población y vivienda	
	CO ₂ Dióxido de carbono	
	Conpes Consejo Nacional de Política Económica y Social	
	Cor Córdoba	
	CQR Caldas, Quindío y Risaralda	
	CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas	
	Cte Corriente	
	Cun Cundinamarca	

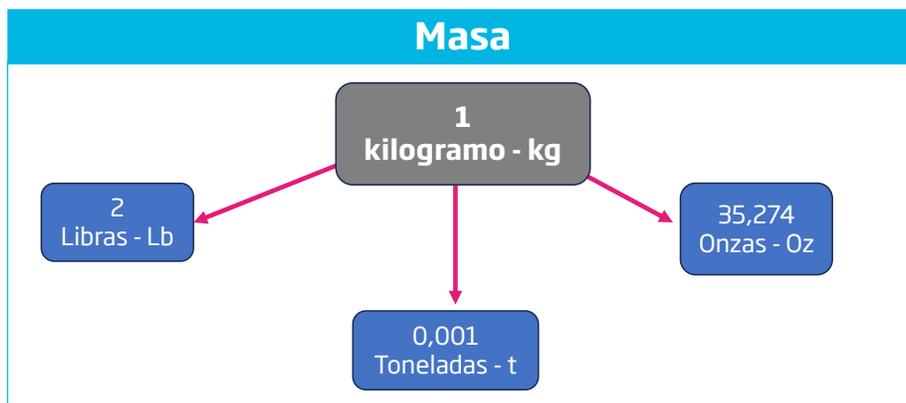
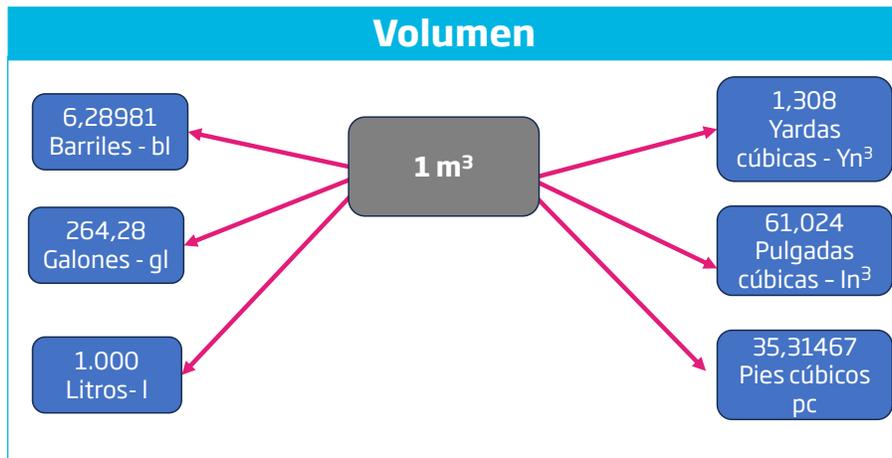
Abreviaturas y siglas		
Concepto	Descripción	
D	DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas
	DC	Distrito Capital
	DES	Duración equivalente de interrupción del servicio
	DNP	Departamento Nacional de Planeación
	DTF	Depósito a término fijo
	Dt	Cargo de distribución
E	EA	Efectivo anual
	EI	Energy Institute
	E&P	Contratos de exploración y producción de la ANH
	ECG	Estación compresora de gas
	Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleos
	EDS	Estaciones de servicio
	EEB	Empresas de Energía de Bogotá
	EEUU	Estados Unidos de América
	EIA	Energy Information Administration (USA)
	EMBI +	Emerging markets bond index
	Enegas	Empresa Nacional del Gas
	ENGVA	European Natural Gas Vehicle Association
	ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
	EPM	Empresas Públicas de Medellín
	ESMAP	Energy Sector Management Assistance Programme
	ETPAGN	Estudio técnico para la adopción del plan de Abastecimiento de gas natural 2023-2038
	ETI	Índice de transición energética
ER	Energía renovable	
ESP	Empresa de servicios públicos	
F	FEN	Financiera Eléctrica Nacional
	FENOGÉ	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
	FOB	Free on board
	FMI	Fondo Monetario Internacional
	FSRU	Floating storage regasification unit
	FNCE	Fuentes no convencionales de energía
	FN CER	Fuentes no convencionales de energía renovable
	FU	Factor de uso
	FUE	Factor de uso eficiente
G	gal	Galón
	Gas Caribe	Gases del Caribe
	Gas Guajira	Gases de la Guajira
	Gas oriente	Gas Natural del Oriente
	Gastol	Gasoducto del Tolima
	GEI	Gases de efecto invernadero
	GEIH	Gran encuesta integrada de hogares
	Gbtud	Giga british thermal unit per day
	GDO	Gases de Occidente
	GLP	Gas licuado de petróleo
	GN	Gas natural
	GNC	Gas natural comprimido
	GNCB	Gas Natural Cundiboyacense
	GNI	Gas natural importado
	GNL	Gas natural licuado (Liquid Natural Gas)
	GNV o GNCV	Gas natural vehicular
	Gpc	Giga pie cúbico
	Gpcd	Giga pie cúbico diario
	GTI	Gas Thecnology Institute
	Gua	Guainía
Guv	Guaviare	
GW	Giga vatio	
Gwh	Giga vatio hora	
H	ha	Hectárea
	H ₂ S	Ácido sulfhídrico
	Hui	Huila
	HFC	Hidrofluorocarbonos
	hp	Horses power (Caballos de Fuerza)

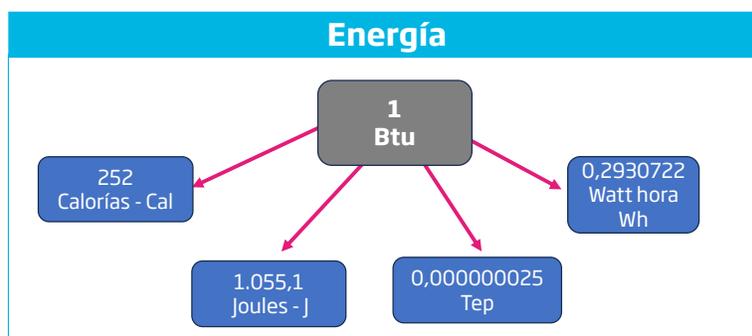
Abreviaturas y siglas		
Concepto	Descripción	
	IA Inteligencia Artificial	
	IANGV International Association for Natural Gas Vehicles	
	IBGE Instituto Brasileño de Geografía y Estadística	
	ICANH Instituto Colombiano de Antropología e Historia	
	IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales	
	IED Inversión extranjera directa en Colombia	
	IGU Internacional Gas Union	
I	In Inch (pulgada)	
	Infogas Informe del sector gas natural en Colombia	
	INS Instituto Nacional de Salud	
	IO Índice de odorización	
	IPC Índice de precios al consumidor	
	IPCC Intergovernmental Panel Climatic Change ó Panel Intergubernamental de Cambio Climático	
	IPP Índice de precios al productor	
	IRA Ley de Reducción de la Inflación de 2022	
	IRENA Agencia Internacional de Energías Renovables	
	IVA Impuesto al valor agregado	
		km Kilómetro/kilómetros
		km ² Kilómetros cuadrados
	K	Kpc Mil pies cúbicos
Kpcd Mil pies cúbicos por día		
Kv Kilovoltios		
KPI Indicador clave de rendimiento		
Kw Kilovatios		
L	l Litro/litros	
	Lag La Guajira	
	\$ 0 Miles de pesos colombianos	
	\$MM Millones de pesos colombianos	
	m Metro/Metros	
	m ² Metros cuadrados	
	m ³ Metros cúbicos	
	Mag Magdalena	
	Mb Millones de barriles	
	MHCP Ministerio de Hacienda y Crédito Público	
	Mbep Millones de barriles equivalentes de petróleo	
	Mbtu Millones de unidades térmicas británicas	
	mg Miligramos	
	MDL Mecanismo de desarrollo limpio	
	Met Meta	
M	MinAmbiente Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	
	Minminas Ministerio de Minas y Energía	
	MI Millones de litros	
	mm Milímetros	
	MME Ministerio de Minas y Energía	
	Mm ³ Millón de metros cúbicos	
	Mm ³ d Millones de metros cúbicos por día	
	MODU Unidad móvil de perforación costa afuera	
	Mpc Millones de pie cúbicos	
	Mpcd Millones de pie cúbicos por día	
	MRV Mercados relevantes virtuales	
	Mt Millones de toneladas	
	Mtep Millones de toneladas equivalentes de petróleo	
	Mtpa Millones de toneladas producidas anualmente	
	Mw Megavatios	

Abreviaturas y siglas		
Concepto	Descripción	
N	Naturgas	Asociación Colombiana de Gas Natural
	Nar	Nariño
	NBI	Necesidades básicas insatisfechas
	NBP	National balancing point
	NA	No aplica
	ND	No disponible
	NGV	Natural gas vehicles
	Nsa	Norte de Santander
	NSU	Nivel de satisfacción del usuario
	NTC	Norma técnica colombiana
	NzO	El óxido nitroso
	#	Número
	NYMEX	New York Mercantile Exchange
O	OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
	OIT	Organización Internacional del Trabajo
	ONGC	Oil and Natural Gas Corporation Limited
	ONU	Organización de Naciones Unidas
	Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú
OR	Operador de red	
P	PAC	Programa anual de caja
	PAGN	Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural
	Pcd	Pie cúbico día
	PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
	PEN	Plan Energético Nacional
	PGN	Presupuesto general de la nación
	PHD	Perforación horizontal dirigida
	PIB	Producto Interno Bruto
	PND	Plan Nacional de Desarrollo
	PL	Proyecto de ley
	PP	Potencial de producción
	PPII	Proyectos pilotos integrales de investigación
	PROURE	Programa de uso racional y eficiente de energía Y fuentes no convencionales
	Ptdv	Producción total disponible para la venta
Put	Putumayo	
PyG	Pérdidas y ganancias	
PFC	Perfluorocarbonos	
Q	Qui	Quindío
R	R/P	Relación reservas/producción
	Ris	Risaralda
	Ro	Indicador de reflectancia de cierto tipo de minerales
	ROA	Return on assets (retorno sobre los activos)
	ROE	Return on equity (rentabilidad del capital)
RUT	Reglamento único de transporte	
S	San	Santander
	Sap	San Andrés y Providencia
	SDS	Sustainable Development Scenario ó Escenario de Desarrollo Sostenible
	SDG	Sistema para la captura y consolidación de la Declaración de Producción de Gas Natural
	Sener	Secretaría de Energía de México
	SETP	Sistema Estratégico de Transporte Público
	SGC	Sistema Geológico Colombiano
	SGR	Sistema General de Regalías
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio	

Abreviaturas y siglas	
Concepto	Descripción
S	SICOM Sistema de Información de Comercialización de Combustibles
	SIN Sistema Interconectado Nacional
	SIH Sistema de Información de Hidrocarburos de México
	SITP Sistema Integrado de Transporte Público
	SNG Synthetic natural gas ó Gas Natural Sintético
	SNT Sistema Nacional de Transporte
	SPEC LNG Sociedad Portuaria El Cayao
	Suc Sucre
	SRT Sistema Regional de Transporte
	STD Santander
	STT Sistema Troncal de Transporte
	SUI Sistema Único de Información
Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	
Surtigas Surtidora de Gas del Caribe	
SF6 Hexafluoruro de azufre	
T	TACC Tasa de crecimiento anual compuesto
	TA Trimestre anticipado
	TEA Contratos de evaluación técnica de la ANH
	Tep Tonelada equivalente de petróleo
	TGI Transportadora de Gas Internacional
	t Tonelada
	TLC Tratado de libre comercio
	Tol Tolima
	TPA Third party access
	Tpc Tera pies cúbicos
Trim Trimestre	
TRM Tasa representativa del mercado	
U	UDW Ultra deep water
	UE Unión Europea
	UPME Unidad de Planeación Minero Energética
	URE Uso racional y eficiente de la energía
	US\$ Dólares
US\$ MM Millones de dólares	
V	Vac Valle de Cauca
	Vid Vichada
	VIM Valle Inferior del Magdalena
	Vau Vaupes
VMM Valle Medio del Magdalena	
W	WTI Precio del Petroleo crudo(West Texas Intermediate)
	WETO World Energy Transitions Outlook
Y	YC Yacimientos convencionales
	YNC Yacimientos no convencionales
	YPF Yacimientos petroleros fiscales

Abreviaturas departamentos			
Abreviatura	Nombre departamento	Abreviatura	Nombre departamento
Ama	Amazonas	Hui	Huila
Ant	Antioquia	Lag	La Guajira
Ara	Arauca	Mag	Magdalena
Atl	Atlántico	Met	Meta
Bol	Bolívar	Nar	Nariño
Boy	Boyacá	Nsa	Norte de Santander
Bta	Bogotá	Put	Putumayo
Cal	Caldas	Qui	Quindío
Caq	Caquetá	Ris	Risaralda
Cas	Casanare	San	Santander
Cau	Cauca	Sap	San Andres y Providencia
Ces	Cesar	Suc	Sucre
Cho	Chocó	Tol	Tolima
Cor	Córdoba	Vac	Valle del Cauca
Cun	Cundinamarca	Vau	Vaupes
Gua	Guainia	Vid	Vichada
Guv	Guaviare		





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 de motor	452.000
Metro cúbico - m ³	Leña	5,66
Tonelada	Queroseno	441.200

(*) Se basa en supuestos de contenido energético.

Prefijos decimales	
Prefijo - Símbolo	Factor
Exa - E	10 ¹⁸
Peta - P	10 ¹⁵
Tera - T	10 ¹²
Giga - G	10 ⁹
Mega - M	10 ⁶
Kilo - k	10 ³
Hecto - h	10 ²
Deca - da	10 ¹

Directorio nacional					
	Empresas	Ciudad	Dirección	Teléfonos	Página web
Distribuidoras	Alcanos de Colombia	Neiva	Carrera 9 #7-25	(601) 5806041	www.alcanosesp.com
	EPM	Medellín	Carrera 58 #42-125 Piso 12	(604) 4444115	www.epm.com.co
	Espigas	Moniquirá	Calle 16 # 8A - 17	(578) 7280742	www.espigas.com.co
	Efigas				
	Caldas	Manizales	Av. Kevin angel #70-70	01-800-0966344	
	Quindío	Armenia	Calle 15 norte #12-34	(606) 7368950	www.efigas.com.co
	Risaralda	Pereira	Av. 30 de agosto #32b-41	+57 351 53 51	
	Gases del Caribe	Barranquilla	Carrera 54 #59-144	(605) 344 1348	www.gasesdelcaribe.com
	Gases del Cusiana	Yopal	Carrera 20 #18-66	608 681 9086	www.cusianagas.com
	Gases de La Guajira	Riohacha	Carrera 15 #14 C-33	(605) 7273464	www.gasesdelaguajira.com
	Gases de Occidente	Cali	Centro comercial Chipchape Bodega 2, Piso	+57 (602) 4187333	www.gdo.com.co
	Gases del Oriente	Cúcuta	Calle 10 # 5 -84 Edificio SEADE Oficina 201	(7) 5748888	www.gasesdeloriente.com.co/web/
	Vanti	Bogotá	Calle 71 A #5-38	(571) 3485500 - 3144500	www.grupovanti.com
	Gas Natural Cundiboyacense	Bogotá	Carrera 10 #9-08	(571) 3485500 - 3144500	www.grupovanti.com
	Gas Natural del Cesar	Bucaramanga	Diagonal 13 No. 60A-54 Piso 3	(5776) 6833300	www.grupovanti.com
	Gasorient	Bucaramanga	Diagonal 13 #60 A-54	(7) 6854665	www.grupovanti.com
	Llanogas	Villavicencio	Calle 34A #34-29	(608) 6819080	www.llanogas.com
	Madigas	Acacías - Meta	Cl. 18 #2256, Acacías, Meta	(8) 6569555	www.madigas.com.co
	Metrogas	Floridablanca	Cl. 30 #25-71 Piso 1 Local 165, Cañaveral	60(7) 6384935	www.metrogasesp.com
	Promesa	Bucaramanga	Calle 51 #23-62	(5776) 6477302 - 6478307	www.gaspromesa.com
	Surtigas	Cartagena	Calle 31 #47-30	(605)6723200	www.surtigas.com.co
Productoras	BP Exploration (Colombia) Ltda.	Bogotá	Carrera 9A #99-02 P 4	(+57) 601 6284000	www.bogota.cpweb.bp.com
	Canacol Energy Colombia SA	Bogotá	Calle 113 #7-45 Torre B Of 1501	(571) 6211747 - 6210067	www.canacolenergy.co
	Chevron Texaco Petroleum Company	Bogotá	Calle 100 #19A-30	(571) 6107366 - 2578400 - 6394444	www.texaco.com
	Empresa Colombiana de Petróleos SA	Bogotá	Carrera 13 #36-24	+57 310 315 8600	www.ecopetrol.com.co
	Equilon Energía Ltda	Bogotá	Carrera 9 A #99-02 Piso 4	(571) 6284000	www.equilon-energia.com
	Geoproduction OIL & Gas Company of Colombia	Bogotá	Calle 113 # 7-45 Torre B Of 1501	(571) 6211747	www.geoproduction.com
	Hocol SA	Bogotá	Carrera 7 #113-46 Piso 17	(601) 4884000	www.hocol.com.co
	Interoil Colombia E & P	Bogotá	Carrera 7 #113-43 Of 1202	(571) 6205450	www.interoil.com.co
	Mercantile Colombia Oil And Gas	Bogotá	Avenida 7 #115-60 Zona F Of 506	(571) 6121464 - (571)	mercantile@colomsat.net.co
	Pacific Stratius Energy Colombia	Bogotá	Calle 110 #9-25 Torre Empresarial Pacific	(571) 5112000 - 7451001	www.pacificribuales.com.co
	Perenco Colombia Ltda	Bogotá	Carrera 7 #71-21 Torre B Piso 17	(571) 3135000	www.perenco.com
	Petrobras Colombia Limited	Bogotá	Carrera 7 #71-21 Torre A Piso 2 Of 201B	(571) 4891500	www.petrobras.com
	Petróleos del Norte SA	Bogotá	Calle 110 #9-25 Torre Empresarial Pacific Of 1001	(571) 6279510	www.petronor.com
Petrosantander (Colombia) Inc.	Bogotá	Calle 72 #8-24 Of 1001	(571) 3493660	www.petrosantander.com.co	
Unión Temporal Omega Energy	Bogotá	Calle 113 #7-45 Torre B Oficina 918	(601) 7423338	www.omegaenergy.co	
Transportadoras	Coinogas	Floridablanca	Calle 31A #26-15, Of 711 Centro Empresarial La Florida Cañaveral	(577) 6782165	www.coinogas.com
	Progasur	Neiva	Ak. 50 #18a75, Bogotá	(1) 5935992	www.progasur.com.co
	Promigas	Barranquilla	Calle 66 #67-123	(575) 3713444 - 3713203	www.promigas.com.co
	TGI	Bucaramanga	Carrera 34 #41-51	(5776) 6320002	www.tgi.com.co
	Transcogas	Bogotá	Calle 71 #11-10 Of 204	(571) 6090187	www.transcogas.com.co
	Transmetano	Medellín	Carrera 42 # Calle 3 Sur 81 1512	(604) 6050358	www.transmetano.co
	Transoccidente	Cali	Calle 64 N #5 BN-146 Of 404 A, Centro Empresarial Cali	(572) 6542555 - 6565416	www.transoccidente.com.co
Promioriente	Bucaramanga	Carrera 27 #36-14, piso 8	(5776) 6450002	www.promioriente.com	
Gubernamentales	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Bogotá	Av. Calle 26 #59-65 Piso 2	(601) 593 17 17	www.anh.gov.co
	Agencia Nacional de Infraestructura	Bogotá	Calle 24 A #59-42 Edificio T3 Torre 4 Piso 2, Ciudadela Empresarial Sarmiento Angulo.	(601) 484 88 60	www.ani.gov.co
	Banco de La República	Bogotá	Entrada principal: carrera 7 #14-78	(571) 343 1111	www.banrep.gov.co
	CREG	Bogotá	Av. Calle 116 #7-15, Edificio Cusezar Int. 2 of. 901	(571) 6032020 - 018000512734	www.creg.gov.co
	DANE	Bogotá	Carrera 59 #26-60 Interior I - CAN	(571) 5978300 - (571) 5978399	www.dane.gov.co
	Ministerio de Minas y Energía	Bogotá	Calle 43 #57-31 CAN	(571) 220 0300	www.minenergia.gov.co
	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Bogotá	Carrera 18 #84-35 Piso 4	(571) - 6913005	www.superservicios.gov.co
Unidad de Planeación Minero Energética - UPME	Bogotá	Calle 26 #69D-91 Piso 9, Edificio Arrecife Torre 1	018000911729 - (571) 2220601	www.upme.gov.co	
Otras	CNO Gas	Bogotá	Avenida El Dorado #68 C-61, Of 532	(571) 3003416	www.cnogas.org.co
	Corficolombiana	Bogotá	Carrera 13 #26-45 Piso 8	(601) 286 33 00	www.corficolombiana.com
	Ecopetrol	Bogotá	Edificio Principal Carrera 13 #36-24	(310) 3158600	www.ecopetrol.com.co
	Terpel	Barranquilla	Via 40 con calle 66 esquina	605 3608360	www.terpel.com.co
Naturgas	Bogotá	Calle 72 #10-70 Torre A Of 705	(571) 2170713	www.naturgas.com.co	

Directorio internacional				
Empresa	Ciudad	País	Dirección	Teléfono
B bp	Madrid	España	C/Quintanadueñas, 6. 2º Edificio ArqBórea 28050 Madrid.	(34) 91-4 147 001
C Comisión Europea	Bruselas	Bélgica	Rue Wiertz 60 - Wiertzstraat 60 B-1047 Bruxelles - B-1047 Brussel	ND
E Energy Information Administration	Washington	Estados Unidos	National Energy Information Center, E130 Energy Information Administration, Forrestal Building, Washington, DC 20585	(1) -202-586-8800
F Fondo Monetario Internacional - FMI	Washington	Estados Unidos	700 19th Street, N.W. Washington, D.C. 20431	(202) 623-7000
G Gases del Pacífico	Lima	Perú	Av. Las Orquídeas N° 585, oficina 1102- edificio Fibra	(51) 1 - 2012030
I	International Renewable Energy Agency - IRENA	Abu Dhabi	Emiratos Árabes Unidos	Masdar City PO Box 236 (97) 124179000
	International Association for Gas Natural Vehicles	Auckland	Nueva Zelanda	PO Box 128446, Remuera, Auckland (64) - 9 - 523 3567
M Ministerio de Energía y Minas	Lima	Perú	Av De Las Artes Sur N° 260 , se encuentra a la altura de la Cuadra 28 de la Av. Aviación en San Borja. Lima	(51) 4111100
O	Olade	Quito	Ecuador	Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador Edif. OLADE - San Carlos (593) - 2 - 2598-122
	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN-	Lima	Perú	Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar (51) - 1 - 2193410
T Trading economics	New York	Estados Unidos	Greater New York Area, East Coast, Northeastern US	+1 708-669-0606



www.promigas.com

   @Promigasoficial |   Promigas

InfoGAS
PROMIGAS