

# INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL 2018

CIFRAS 2017

XIX EDICIÓN



PROMIGAS

# Contenido

**INFORME DEL SECTOR  
GAS NATURAL EN  
COLOMBIA 2018  
CIFRAS 2017**

**XIX EDICIÓN**

P.  
04

## **INTRODUCCIÓN**

P.  
06

## **RESUMEN EJECUTIVO**

P.  
12

## **CONTEXTO ECONÓMICO**

P.  
20

## **ESTADÍSTICAS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL**

- 22 Canasta energética
- 23 Emisiones de CO<sub>2</sub>
- 24 Reservas
- 25 Producción
- 26 Consumo
- 27 Precios internacionales
- 29 Comercio internacional de gas natural
- 29 **COMERCIO INTERNACIONAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS**
- 30 **COMERCIO INTERNACIONAL DE GNL**
- 31 Gas natural vehicular
- 33 Cifras Sur y Centroamérica
- 36 Cifras Norteamérica

P.  
38

## **GAS NATURAL EN COLOMBIA**

- 40 Cifras del sector
- 40 **CANASTA ENERGÉTICA Y EMISIONES DE CO<sub>2</sub>**
- 41 **EXPLORACIÓN Y RESERVAS**
- 44 **PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO**
- 48 **REGASIFICACIÓN**
- 48 **TRANSPORTE DE GAS POR REDES**
- 50 **DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**
- 50 **Cobertura**
- 55 **Consumo**
- 58 **Gas natural vehicular**
- 60 **Precios y tarifas**
- 61 Tarifa a usuario final
- 63 Subsidios y contribuciones
- 65 Precios del GNV
- 66 UPME proyecciones de gas natural en Colombia 2018 - 2032
- 71 Cifras financieras de las empresas
- 71 **CIFRAS CONSOLIDADAS**
- 72 **DISTRIBUIDORAS DE GAS NATURAL**
- 78 **TRANSPORTADORAS DE GAS NATURAL**



P.  
82

## TEMÁTICAS RELEVANTES Y DE ACTUALIDAD PARA EL SECTOR

- 84 Proyecto de infraestructura de importación de gas del Pacífico
- 85 **LÍNEA DE TIEMPO DE PROYECTO**
- 85 **CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E INVERSIÓN PROYECTADA**
- 86 **Planta de regasificación de Buenaventura**
- 87 **Gasoducto Buenaventura - Yumbo**
- 88 **DEBATE Y CONTROVERSIAS GENERADAS POR EL PROYECTO**
- 89 **Defensores del proyecto**
  - 89 Unidad de Planeación Minero Energética -UPME
  - 89 Ministerio de Minas y Energía
  - 89 Estamentos gubernamentales y gremiales del Valle del Cauca
- 90 **Agentes en desacuerdo con el proyecto y sus motivaciones**
  - 90 Asociación Colombiana de Petróleo -ACP y Productoras de gas natural
  - 90 ACP
  - 90 Ecopetrol
  - 91 Canacol
  - 91 Hocol
- 92 Últimos desarrollos y proyectos en Infraestructura de Transporte de gas natural
- 92 **PRINCIPALES DESARROLLOS ENTREGADOS EN 2017**
- 92 **Estación compresora Malena - Transmetano**
- 93 **Estación compresora Los Pinos - Promioriente**
- 94 **INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE EN DESARROLLO**
- 94 **Infraestructura de expansión de Promigas**
  - 94 Gasoducto Jobo-Cartagena-Barranquilla (Promigas)
  - 94 Gasoducto San Mateo - Mamonal
- 95 **Proyectos de Expansión de TGI**
- 96 **FUTURAS EXPANSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS EN EL PAÍS**
- 96 **Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita**
- 97 **Construcción loop 10" Mariquita - Gualanday**
- 98 **Bidireccionalidad gasoducto Ballena - Barrancabermeja**
- 98 **Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena**
- 99 **Compresores en gasoducto El Cerrito - Popayán**
- 99 **Gasoducto Noroccidente (Jobo - Medellín - Mariquita - Bogotá D.C.)**
- 100 **Gasoducto Gibraltar - Cúcuta**

- 101 Impacto en el sector por ausencia de tarifas de distribución
- 101 **TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN: HISTORIAL DE UN PROCESO EXTENSO EN TIEMPOS Y QUE NO CONSULTA LOS PRINCIPIOS ESTABLECIDOS EN LA LEY 142 DE 1994**
- 102 **CARGOS TRANSITORIOS: REVISIÓN TARIFARIA O DISTRIBUCIÓN**
- 102 **Tarifas provisionales y sus impactos**
- 104 **CARGOS FORMALES: LA INCERTIDUMBRE CONTINÚA**
- 105 **Resolución CREG 066 de 2017: análisis y en espera de su firmeza**
- 105 **Principales cambios e Inconvenientes**
- 107 **Energías Renovables: su aporte a la matriz energética**
- 108 **PANORAMA MUNDIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES**
- 110 **OBJETIVOS MUNDIALES EN ENERGÍAS RENOVABLES**
- 111 **ANTECEDENTES DE LA NORMATIVIDAD EN COLOMBIA**
- 112 **CARACTERIZACIÓN DE LAS FNCE EN COLOMBIA**
- 115 **PARÁMETROS PARA ANALIZAR LA VIABILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLES**
- 116 **DESARROLLOS Y EXPECTATIVAS DE PROYECTOS EN COLOMBIA CON FNCE**
- 117 **CONCLUSIONES SOBRE LAS FNCE EN COLOMBIA**

P.  
118

## ANEXOS

- 120 Actualidad regulatoria 2017-2018
- 122 **NORMATIVIDAD MINMINAS**
- 123 **NORMATIVIDAD CREG**
- 126 Detalle de la cobertura nacional
- 156 Detalle de municipios sin gas natural
- 164 Glosario de términos y siglas
- 168 Factores de conversión
- 168 Directorio sectorial

P.  
170

## BIBLIOGRAFÍA



# Introducción

*Promigas se complace en presentar a los agentes del sector, a los interesados en su desempeño y a la comunidad en general, la décimo novena versión de su “Informe anual del sector gas natural en Colombia”, como ha acontecido en estas dos últimas décadas. Con este informe se espera suministrar una herramienta de consulta ordenada y actualizada de las cifras más relevantes de este energético en Colombia y el mundo.*

En esta versión se presentan las cifras anuales del último quinquenio, 2013-2017, con el propósito de identificar la tendencia que viene marcando nuestro sector en cada uno de los eslabones de su cadena, y así identificar tanto los logros obtenidos en este lustro como los retos pendientes a los que se enfrenta el sector gas natural en el país en los años venideros.

Inicialmente, se presenta un **Resumen ejecutivo**, que permite una rápida contextualización con el panorama actual del sector gas natural, que muestra los indicadores cuantitativos más representativos de este energético en el país, y después continúa con el desarrollo de cuatro capítulos y sus anexos de soporte.

En el primer capítulo, **Contexto económico**, se incluyen indicadores de las principales variables macroeconómicas y demográficas que reflejan el resultado de la economía nacional, con base en las cuales el sector se ve relacionado directa e indirectamente.

Las **Estadísticas internacionales del gas natural** es el tema del segundo capítulo, que revela las cifras de las seis grandes regiones del mundo en cada uno de los eslabones de la cadena, con un énfasis particular en todo el continente americano. Lo anterior, con el propósito de establecer estándares de comparación, tanto de las magnitudes de las cifras, como también su evolución y su tendencia con respecto a las cifras nacionales.

**Gas natural en Colombia** es el tercer capítulo, conformado por tres secciones. La primera contiene las **cifras del sector** a lo largo de toda la cadena del gas natural: canasta energética y emisiones de CO<sub>2</sub>, exploración y reservas, producción y suministro, transporte, distribución y comercialización. La segunda permite dimensionar la visión de futuro del sector con base en el documento “Proyección del gas natural en Colombia 2018-2032”, emitido en abril de 2018 por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el

Ministerio de Minas. Para cerrar este capítulo se presenta una tercera sección con las **cifras financieras de las empresas** de los subsectores de transporte y distribución de gas natural del país.

El cuarto y último capítulo, siguiendo la misma línea de versiones recientes de este informe, concierne a la inclusión de temas críticos y de actualidad, y en él, con la observación de que este espacio cada año adquiere una mayor preponderancia en nuestro informe, se presentan cuatro temáticas, cada una con características especiales que las hacen merecedoras de ser abordadas, dadas su relevancia y sus aportes al sector gas natural en el país:

- Proyecto de infraestructura de importación de gas natural por el Pacífico
- Últimos desarrollos y proyectos en infraestructura de transporte de gas natural
- Impacto en el sector por ausencia de tarifas de distribución
- Energías renovables: su aporte a la matriz energética

Entre otros anexos estadísticos, complementan el informe los siguientes: una actualidad regulatoria; el resumen de las normas regulatorias y legales emitidas durante 2017 y comienzos de 2018; el detalle de usuarios de gas natural en los municipios de Colombia, clasificados según la empresa distribuidora que los atiende, y el de los municipios del país que aún no cuentan con el servicio de gas natural.

A través de este informe y de su presentación todos los años, Promigas reitera su compromiso de mantener un espacio para el diálogo de los agentes del sector, pues, al contar con las cifras más recientes posibles, se puede tener un conocimiento apropiado del mismo, lo que facilita mejores bases para la toma de decisiones de alta trascendencia, específicas para el sector, que, sin duda, redundan en la política energética del país.



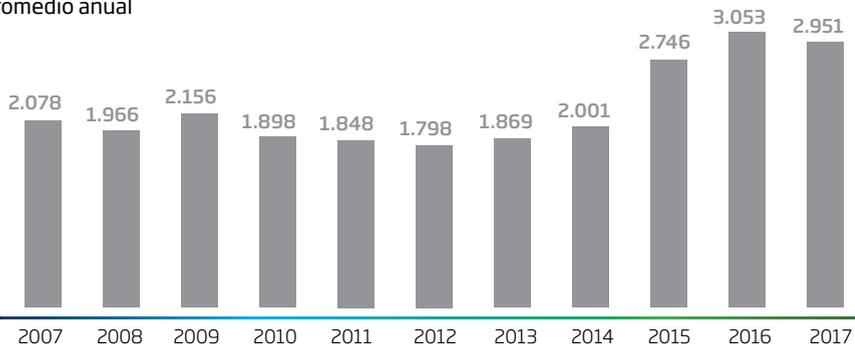


## **RESUMEN EJECUTIVO**

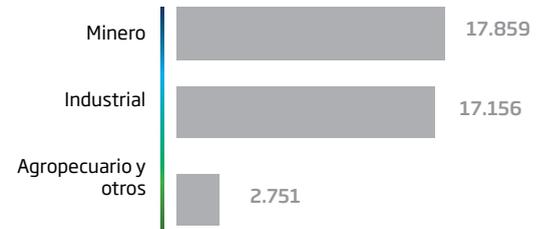
## Cifras económicas de Colombia



**TRM histórico (\$/US\$)**  
Promedio anual



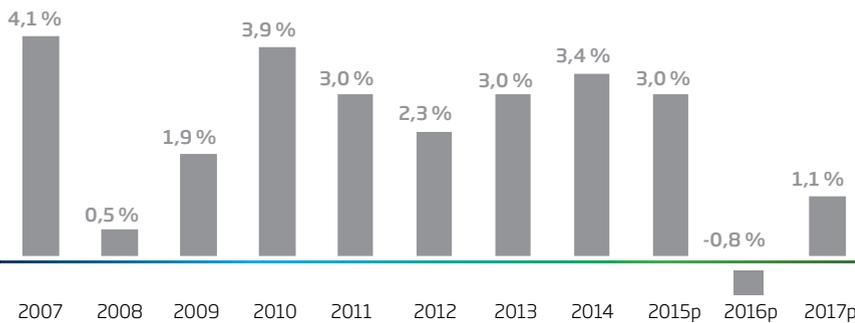
**Exportaciones por sector 2017 (FOB)**



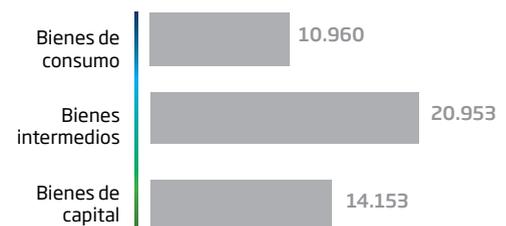
**37.766 US\$MM**



**PIB histórico del suministro de electricidad, gas y agua**  
Variación anual



**Importaciones según uso 2017 (CIF)**

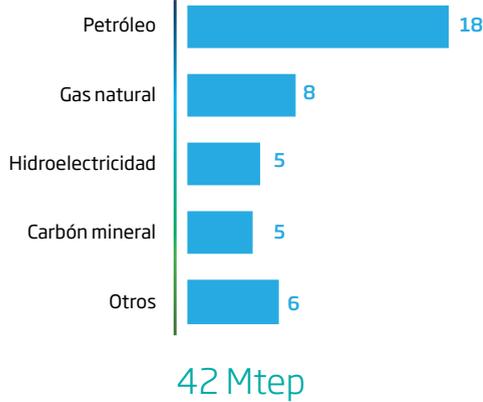


**46.076 US\$MM**

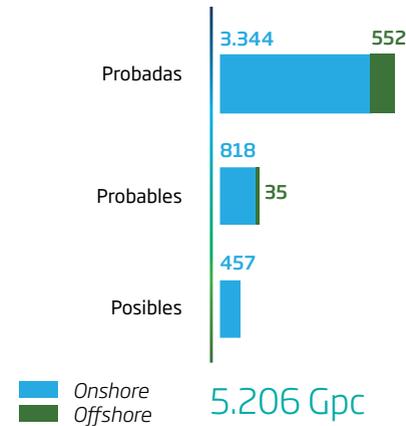
Fuente: Banco de la República, Dane, [www.ambito.com](http://www.ambito.com).  
Nota: Las cifras del PIB 2015, 2016 y 2017 son provisionales.  
Nota: Las cifras de IED 2015, 2016 y 2017 son preliminares.

## Cifras de gas natural en Colombia

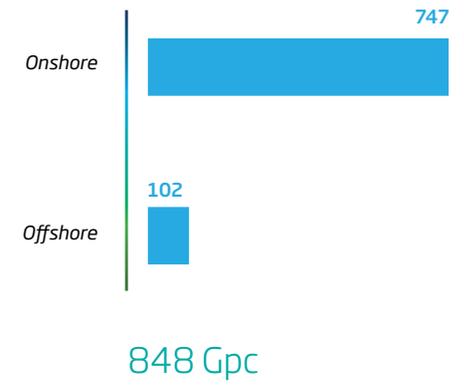
### Canasta energética 2017



### Reservas de gas natural 2017

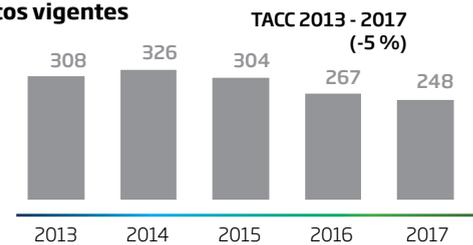


### Producción fiscalizada de gas natural 2017

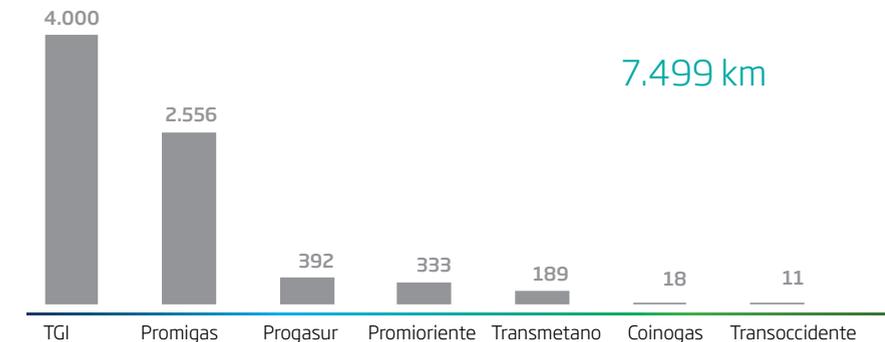


Actividad exploratoria	2016	Meta 2017	2017	% de cumplimiento	Inversión ejecutada 2017 (US\$MM)
Posos A3	21	50	54	108 %	534
Sísmica 2D - km equivalentes	39.767	2.900	1.589	55 %	42

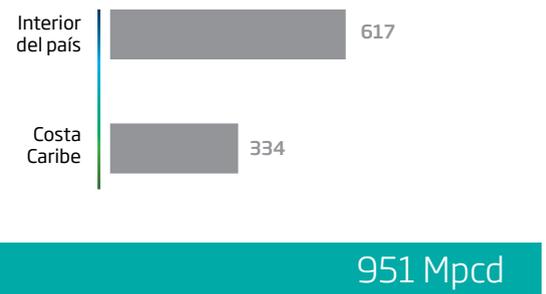
### Contratos vigentes



### Red de gasoductos 2017



### Gas transportado 2017

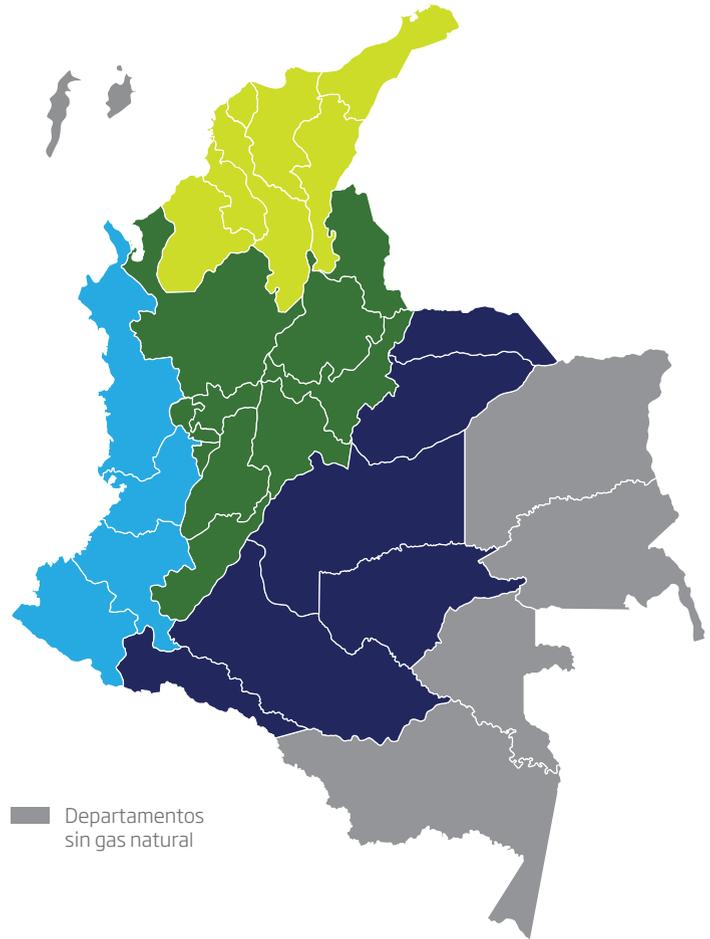
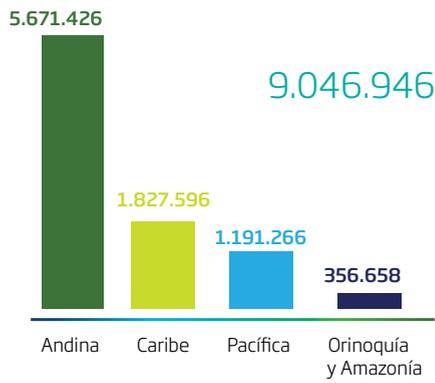


### Consumo de gas natural

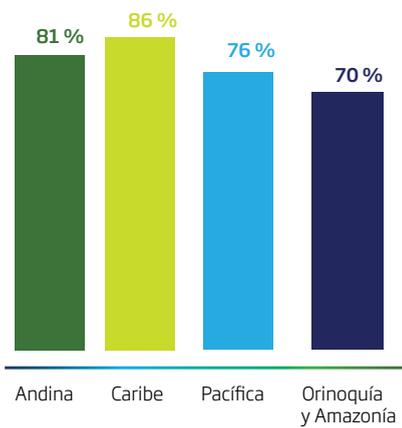


Fuente: ANH, Upme, Ministerio de Minas y Energía, Empresas del sector.

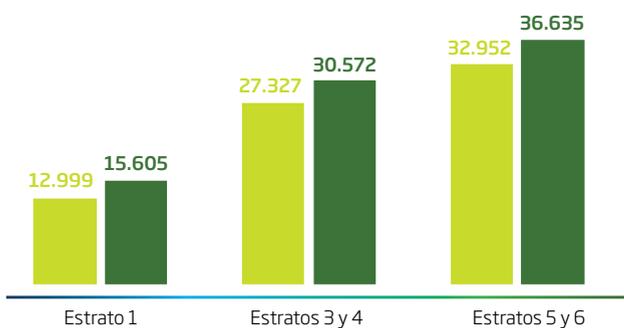
### Usuarios de gas natural por regiones 2017



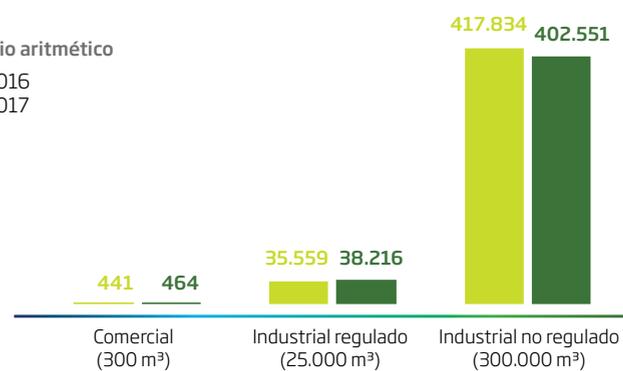
### Cobertura efectiva 2017



### Tarifa a usuario final residencial \$/factura - mes (20 m³)



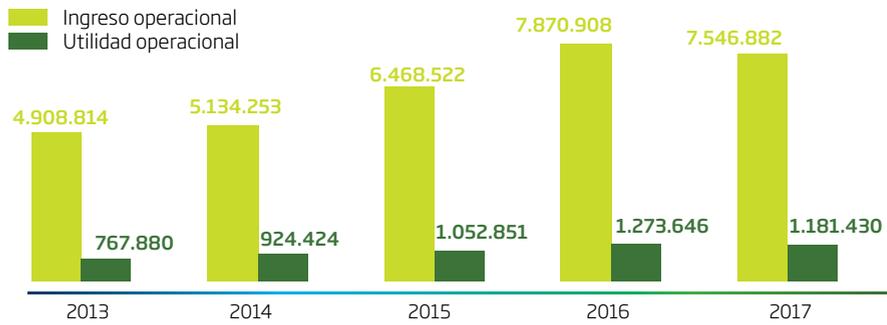
### Tarifa a usuario final \$000/factura - mes



## Cifras financieras

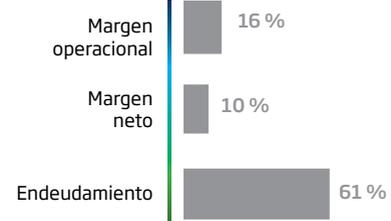


### Estado de ganancias o pérdidas distribuidoras (\$MM)

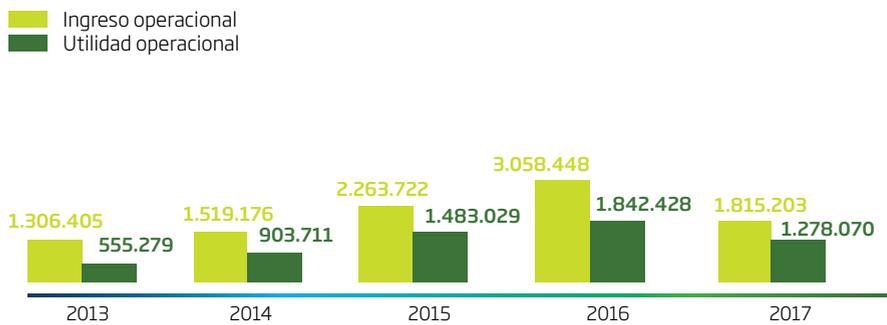


### Indicadores distribuidoras 2017

Cifras porcentuales

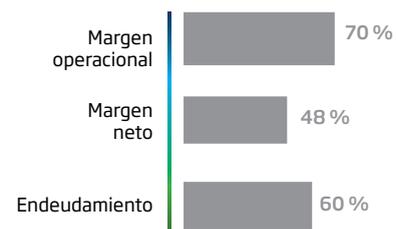


### Estado de ganancias o pérdidas transportadoras (\$MM)



### Indicadores transportadoras 2017

Cifras porcentuales







## **CONTEXTO ECONÓMICO**

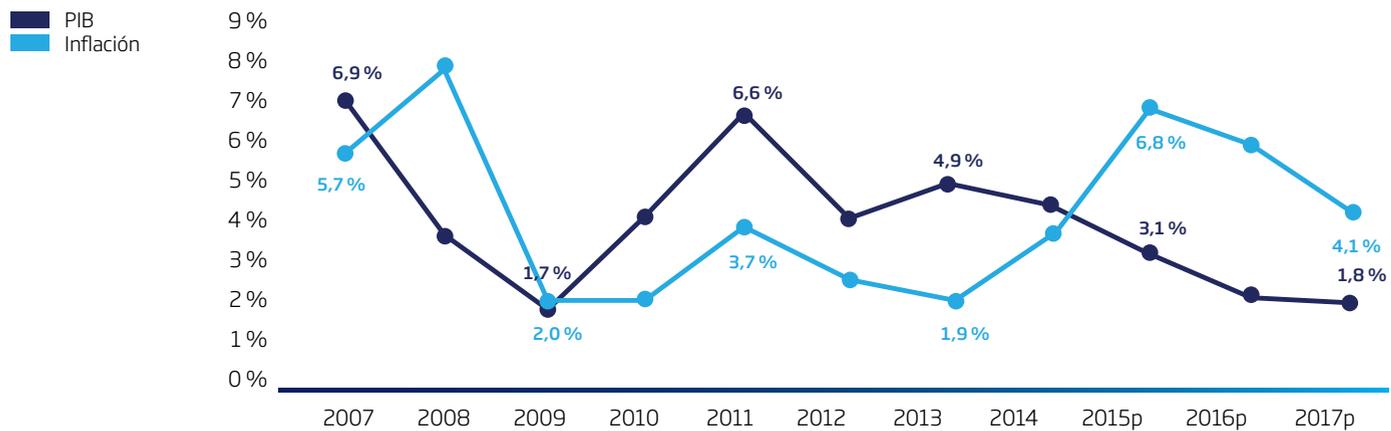
### PRODUCTO INTERNO BRUTO COLOMBIANO - VARIACIÓN ANUAL %

Actividad económica	2013	2014	2015p	2016p	2017p
Agricultura, caza, silvicultura y pesca	6,5	2,7	2,5	1,6	4,9
Explotación de minas y canteras	5,0	(1,2)	0,2	(7,0)	(3,6)
Industria manufacturera	0,9	1,0	1,7	3,4	(1,0)
<b>Suministro de electricidad, gas y agua</b>	<b>3,0</b>	<b>3,4</b>	<b>3,0</b>	<b>(0,8)</b>	<b>1,1</b>
Construcción	11,5	10,3	3,7	4,5	(0,7)
Comercio, restaurantes y hoteles	4,5	5,0	4,6	2,6	1,2
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	3,3	4,6	2,6	0,6	(0,1)
Servicios financieros y empresariales	4,6	5,8	5,1	4,4	3,8
Servicios sociales	5,9	5,2	3,1	2,0	3,4
<b>Producto interno bruto</b>	<b>4,9</b>	<b>4,4</b>	<b>3,1</b>	<b>2,0</b>	<b>1,8</b>

Fuente: Banco de la República, Dane.

Nota: Las cifras del PIB 2015, 2016 y 2017 son provisionales.

### Comportamiento PIB vs. inflación



Fuente: Banco de la República, Dane.

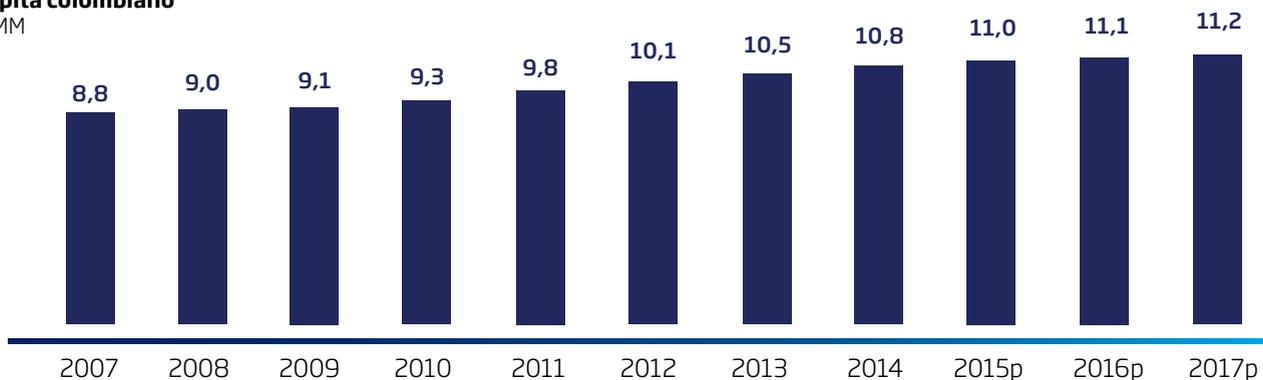
Nota: Las cifras del PIB 2015, 2016 y 2017 son provisionales.

La variación del PIB de Colombia en 2017 fue de 1,8 %, sustentado en el crecimiento de tres actividades económicas: agricultura, caza, silvicultura y pesca (4,9 %); servicios financieros y empresariales (3,8 %) y servicios sociales (3,4 %). Esta variación del PIB del 2017 es menor que los cuatro años anteriores, lo que confirma la tendencia de desaceleración económica en el país en el último lustro.

La inflación (Índice de Precios al Consumidor [IPC]) al cierre de 2017, se ubicó en 4,1 %, muy cerca del rango meta fijado por el Banco de la República, entre 2 % y 4 % para este año. Para el Dane, esta cifra se explica en primera medida por el comportamiento del grupo de alimentos, el cual cerró este año con un crecimiento de 1,9 %, muy por debajo de la cifra del 2016, cuando alcanzó un 7,2 %.

### PIB per cápita colombiano

Cifras en \$MM



Fuente: Banco de la República, Dane.

Nota: Las cifras del PIB 2015, 2016 y 2017 son provisionales.

### COMERCIO EXTERIOR - CIFRAS EN US\$MM

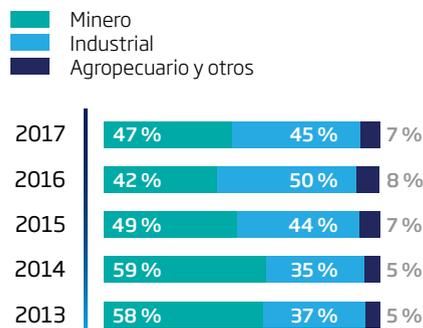
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
<b>Exportaciones (FOB)</b>							
Petróleo y sus derivados	32.486	28.988	14.566	10.784	13.052	(20 %)	21 %
Carbón	6.688	6.810	4.560	4.639	7.390	3 %	59 %
Café	1.884	2.473	2.527	2.418	2.514	7 %	4 %
Ferroníquel	680	641	430	328	361	(15 %)	10 %
Otros	17.089	15.945	13.935	13.588	14.450	(4 %)	6 %
<b>Total exportaciones</b>	<b>58.826</b>	<b>54.857</b>	<b>36.018</b>	<b>31.757</b>	<b>37.766</b>	<b>(10 %)</b>	<b>19 %</b>
<b>Importaciones (CIF)</b>							
Bienes de consumo	13.122	14.251	12.125	10.985	10.960	(4 %)	(0 %)
Bienes intermedios y materias primas	25.691	27.977	23.332	20.369	20.953	(5 %)	3 %
Bienes de capital	20.567	21.800	18.601	13.535	14.163	(9 %)	5 %
<b>Total importaciones</b>	<b>59.381</b>	<b>64.029</b>	<b>54.058</b>	<b>44.889</b>	<b>46.076</b>	<b>(6 %)</b>	<b>3 %</b>
<b>Balanza comercial</b>	<b>(555)</b>	<b>(9.172)</b>	<b>(18.040)</b>	<b>(13.133)</b>	<b>(8.309)</b>	<b>(97 %)</b>	<b>37 %</b>

Fuente: Banco de la República, Dane.

Las exportaciones en el país durante 2017, que presentaron un crecimiento de 19 % con respecto al año anterior, recuperaron su rumbo después de tres años consecutivos de decrecimiento. De acuerdo con el Dane, este comportamiento positivo se basó en un crecimiento de todos los grupos de productos.

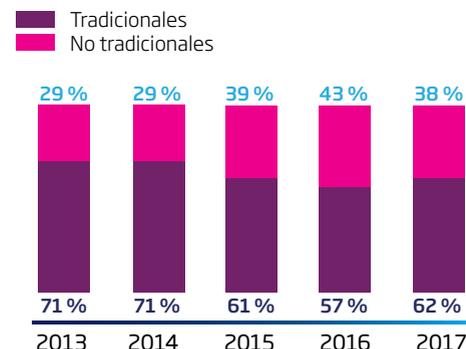
Por su parte, el valor CIF de los bienes importados por Colombia presentó con respecto a 2016, un crecimiento de 3 %. Esta variación se sustenta, principalmente, por el aumento del grupo de manufacturas con 3,9 %, al pasar de 33.921 US\$MM en 2016 a 35.232 US\$MM en 2017.

#### Exportaciones por sector



Fuente: Dane.

#### Exportaciones (FOB)



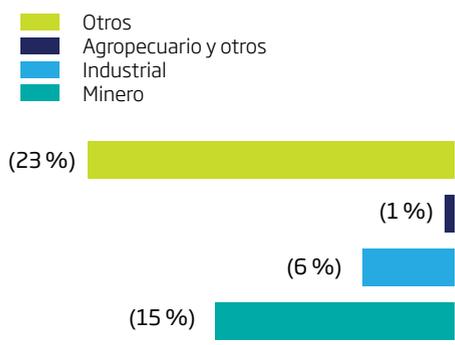
Fuente: Dane.

En los últimos tres años, las exportaciones del sector industrial y agropecuario del país han ganado participación del total. Lo anterior, dada la disminución de las exportaciones de petróleo por los precios bajos entre 2015 y 2017.

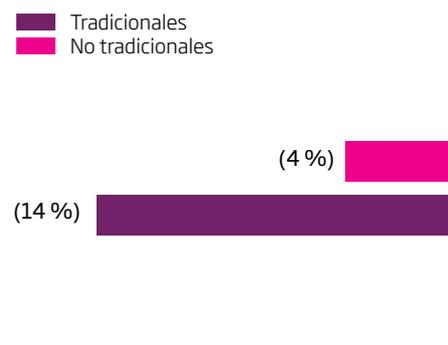
Estados Unidos, como ha sido costumbre en los últimos años, fue el principal destino de las exportaciones colombianas en 2017, con una participación de 28 % del valor total exportado; le siguieron Panamá, China, Países Bajos, México, Ecuador y Turquía.

#### Exportaciones TACC 2013 - 2017

##### Por sector



##### Por tipo



Fuente: Dane.

**INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN COLOMBIA - CIFRAS EN US\$MM**

Actividad económica	2013	2014	2015pr	2016pr	2017pr	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
<b>Sector petróleo</b>	<b>5.112</b>	<b>4.732</b>	<b>2.514</b>	<b>2.385</b>	<b>3.458</b>	<b>(9 %)</b>	<b>45 %</b>
<b>Otros sectores:</b>	<b>11.098</b>	<b>11.436</b>	<b>9.222</b>	<b>11.463</b>	<b>11.060</b>	<b>(0 %)</b>	<b>(4 %)</b>
Industria manufacturera	2.481	2.967	2.661	1.839	2.269	(2 %)	23 %
Servicios financieros y empresariales	1.606	2.478	2.096	2.461	1.662	1 %	(32 %)
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	1.386	2.112	747	1.495	3.465	26 %	132 %
Explotación de minas y canteras	2.977	1.582	638	(125)	953	(25 %)	861 %
Comercio, restaurantes y hoteles	1.361	807	1.672	903	899	(10 %)	(0 %)
Construcción	354	648	693	620	701	19 %	13 %
Suministro de electricidad, gas y agua	314	463	274	3.620	472	11 %	(87 %)
Agricultura, caza, silvicultura y pesca	296	202	211	299	241	(5 %)	(19 %)
Servicios comunales	324	177	229	353	398	5 %	13 %
<b>Total IED</b>	<b>16.210</b>	<b>16.168</b>	<b>11.736</b>	<b>13.849</b>	<b>14.518</b>	<b>(3 %)</b>	<b>5 %</b>

Fuente: Banco de la República.

Nota: Las cifras de IED 2015, 2016 y 2017 son preliminares.

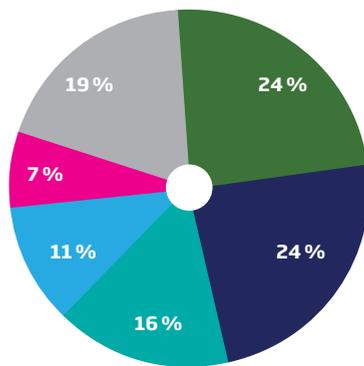
Durante 2017, la Inversión Extranjera Directa (IED) en el país sumó US\$MM 14.518, lo que representa un incremento de US\$MM 669 frente a la cifra reportada en 2016. Por segundo año consecutivo, esta variable macroeconómica presenta crecimiento positivo, y muestra síntomas de recuperación después de un periodo 2014-2015 de decrecimiento, cuando solo se llegó a una inversión de US\$MM 11.736, la menor del quinquenio.

Estos recursos recibidos en el último año se originaron en 46 países, cifra que no cambió con respecto a 2016; lo que sí presentó modificaciones fue el orden en el escalafón de montos de inversión. En 2017, España, con 2.615 US\$MM y una participación de 18 % del total IED, superó a Estados Unidos y Canadá que, con una participación cada uno de 16 %, habían ocupado los primeros puestos en 2016.

**INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA - 2017**

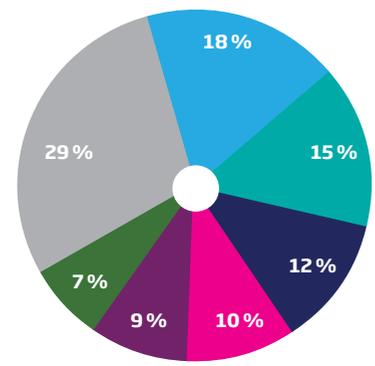
**Actividad económica**

- Sector petróleo
- Transporte, almacenamiento y comunicaciones
- Industria manufacturera
- Servicios financieros y empresariales
- Explotación de minas y canteras
- Otros sectores



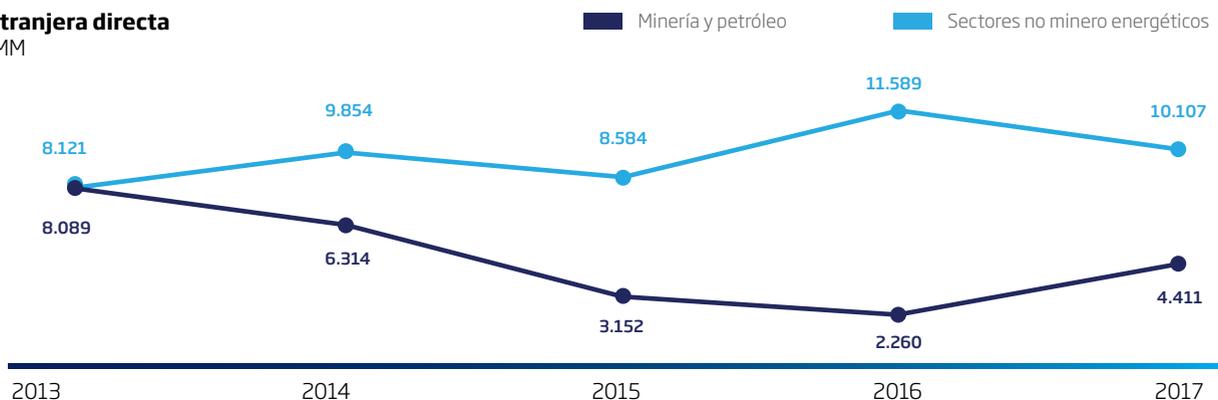
**País de origen**

- España
- Estados Unidos
- México
- Panamá
- Inglaterra
- Suiza
- Resto de países



Fuente: Banco de la República.

**Inversión extranjera directa**  
Cifras en US\$MM



Fuente: Banco de la República.

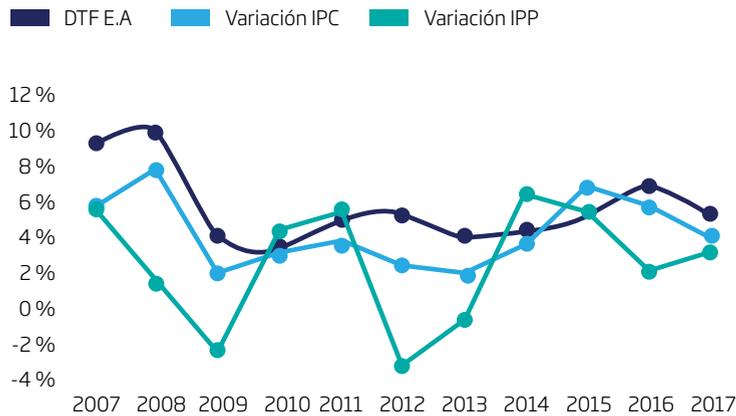
**PRINCIPALES INDICADORES DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA**

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017
<b>TRM - \$/US\$</b>					
Promedio año	1.869	2.001	2.746	3.053	2.951
Fin de año	1.927	2.392	3.149	3.001	2.984
Devaluación - (revaluación)	9,0 %	24,2 %	31,6 %	(4,7 %)	(0,6 %)
<b>Variación IPC</b>					
Anual (enero a diciembre)	1,9 %	3,7 %	6,8 %	5,8 %	4,1 %
<b>Variación IPP</b>					
Fin de año	(0,5 %)	6,3 %	5,5 %	2,2 %	3,3 %
<b>DTF E.A.</b>					
Promedio año	4,2 %	4,1 %	4,6 %	6,8 %	6,0 %
Fin de año	4,1 %	4,3 %	5,2 %	6,9 %	5,2 %
<b>Total deuda externa - US\$MM</b>					
Fin de año	92.073	101.404	110.502	120.091	124.386
<b>Indicadores sociales</b>					
Salario mínimo legal vigente - \$	589.500	616.000	644.350	689.455	737.717
Tasa de desempleo	9,6 %	9,1 %	8,9 %	9,2 %	9,4 %
<b>Riesgo país (EMBI+)</b>					
Fin de año	166	196	321	227	174

Fuente: Banco de la República, Dane, www.ambito.com

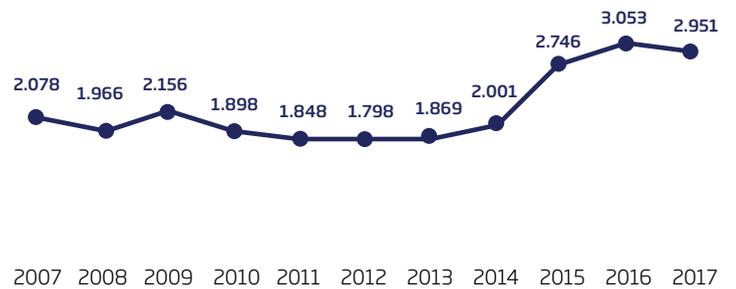
En términos generales, 2017 fue un buen año para la economía del país, pues al repasar los principales indicadores económicos encontramos crecimiento del PIB por encima del promedio de la región, una inflación controlada y muy cerca del rango fijado por el emisor, tasas de interés con tendencia a la baja, porcentaje de desempleo de un dígito, indicador de riesgo país que sigue descendiendo, en tanto que la LED y las exportaciones siguen creciendo. La TRM terminó el año en \$ 2.984, aunque durante el año estuvo fluctuando entre \$ 2.850 y \$ 3.090, volatilidad que deja beneficiados y perjudicados. Solo el crecimiento en el IPP y en la deuda externa no presentan comportamientos favorables.

**Colombia: Indicadores económicos**



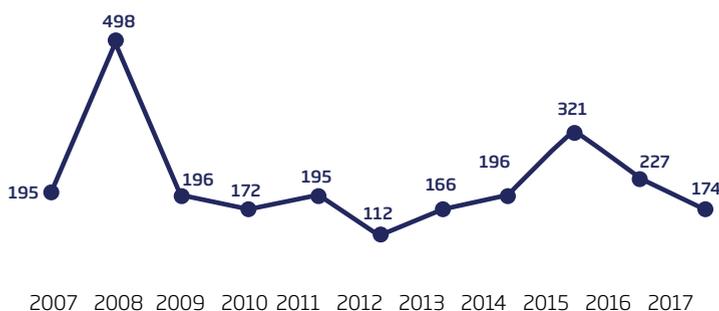
Fuente: Dane.

**Comportamiento de la TRM - \$/US\$ (promedio anual)**



Fuente: Banco de la República

**Evolución del EMBI + Fin de año**



Fuente: www.ambito.com

Por segundo año consecutivo, el EMBI+, indicador de riesgo país emitido por la banca de inversión J. P. Morgan, mostró una reducción en su cifra de fin de año, particularmente en 2017 presentó una disminución de 53 puntos con respecto a 2016. Esta menor percepción de riesgo hacia el país se ve reflejada en la mejora de otros indicadores económicos, como la LED, la cual, como ya se resaltó, lleva dos años consecutivos creciendo.

### INDICADORES DEMOGRÁFICOS

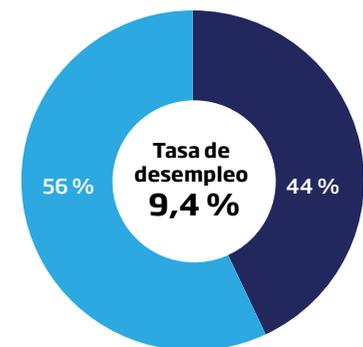
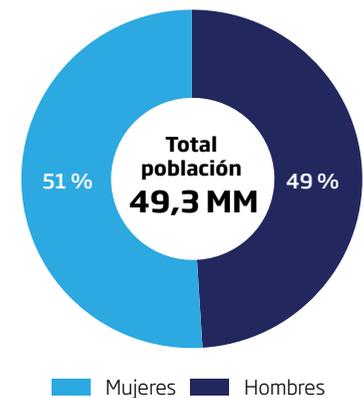
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017
Población total (miles)	47.121	47.662	48.203	48.748	49.292
Hombres	23.264	23.532	23.800	24.069	24.338
Mujeres	23.857	24.130	24.404	24.679	24.954
Hogares (miles)	13.021	13.302	13.585	13.870	14.154
Viviendas ocupadas (miles)	12.851	12.318	12.579	12.843	13.105
Promedio de habitantes por vivienda	3,7	3,9	3,8	3,8	3,8
Densidad poblacional (habitantes / km²)	41	42	42	43	43
Crecimiento de viviendas ocupadas	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
<b>Viviendas ocupadas / viviendas totales</b>	<b>94 %</b>				

Fuente: Dane (Población 2013 a 2017; datos proyectados).

Según cifras proyectadas por el Dane, es muy probable que en 2018 Colombia llegue a 50 millones de habitantes. Esta cifra lo ubica como el segundo país de Suramérica con mayor número de residentes.

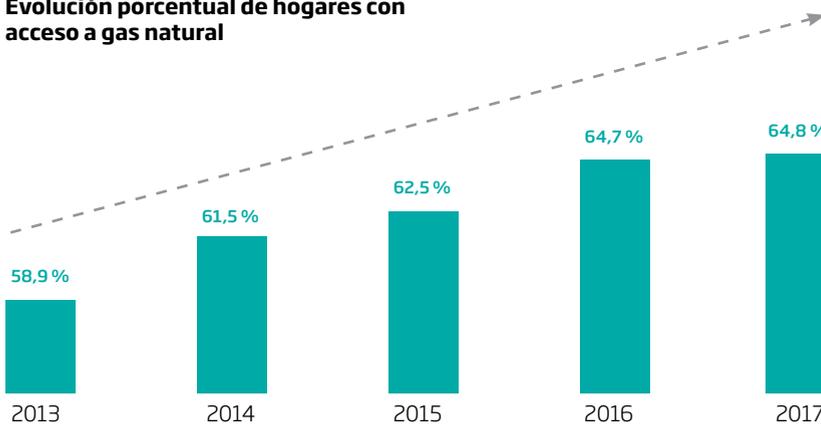
La proyección del Dane de habitantes por viviendas ocupadas era de 3,8 personas, mientras que la Encuesta Nacional de Calidad de Vida, de la misma entidad, reporta que en 2017 el promedio de personas por hogar en el total nacional fue de 3,27.

### Distribución de la población - Año 2017



Fuente: Dane.

### Evolución porcentual de hogares con acceso a gas natural



Fuente: Dane, - Encuesta Nacional de Calidad de Vida (marzo de 2018).

En el último lustro, se estuvo muy cerca de concretar que dos terceras partes de los hogares colombianos (66,6 %) tuvieran acceso al servicio de gas natural por redes. Este es un indicador que muestra a plenitud el éxito de la política de masificación del gas natural en Colombia, proceso articulado entre el Estado y los agentes del sector, que ha servido de ejemplo para replicar en otros países de la región y del mundo.

### POBLACIÓN DE COLOMBIA POR REGIONES - CIFRAS EN MILES

Región	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Andina	26.230	26.503	26.777	27.050	27.322	1 %	1 %
Caribe	10.162	10.302	10.442	10.584	10.725	1 %	1 %
Pacífica	8.067	8.152	8.237	8.323	8.410	1 %	1 %
Orinoquía y Amazonía	2.662	2.705	2.747	2.791	2.834	2 %	2 %
<b>Población total</b>	<b>47.121</b>	<b>47.662</b>	<b>48.203</b>	<b>48.748</b>	<b>49.292</b>	<b>1 %</b>	<b>1 %</b>

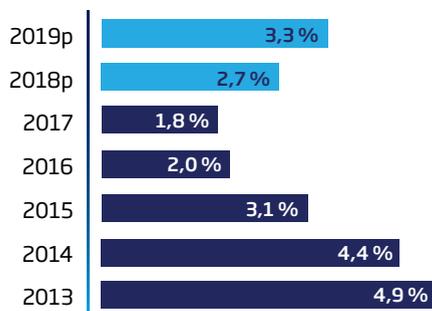
Fuente: Dane - (2013 a 2017; datos proyectados).

### PROYECCIONES DE CIFRAS MACROECONÓMICAS

Concepto	Año 2018						Año 2019		
	PIB %	Inflación %	TRM fin de año \$/US\$	DTF nominal %	Déficit fiscal (% del PIB)	Tasa de desempleo %	PIB %	Inflación %	TRM fin de año \$/US\$
<b>Analistas locales</b>									
Alianza Valores	2,5	3,3	3.100	4,1	3,1	9,3	2,7	3,4	3.200
Anif	2,3	3,3	ND	4,2	2,4	10,7	3,0	3,5	ND
Banco de Bogotá	2,5	3,0	2.850	4,6	3,1	10,4	3,0	3,0	2.875
Bancolombia	2,5	3,3	2.900	5,0	3,1	10,7	3,2	3,1	2.960
BBVA Colombia	2,0	3,1	2.920	4,3	3,1	11,2	3,0	2,8	2.900
BGT Pactual	2,5	3,2	3.028	ND	3,1	9,4	3,0	3,1	3.080
Corficolombiana	2,6	3,3	2.900	4,8	3,1	9,5	3,3	3,5	2.900
Corredores Davivienda	2,6	3,1	2.920	4,8	3,1	10,4	3,2	ND	ND
Credicorp Capital	2,3	2,9	2.900	4,4	2,5	10,8	2,8	3,3	2.800
Davivienda	2,6	3,1	2.920	4,8	3,1	10,4	3,2	ND	ND
Fedesarrollo	2,4	3,5	ND	ND	3,1	ND	2,8	3,0	ND
Itaú	2,5	3,0	2.890	4,0	3,1	9,4	3,2	3,0	2.930
Ultraserfinco	2,5	3,3	2.890	4,4	3,2	10,4	2,8	3,2	2.900
<b>Promedio</b>	<b>2,4</b>	<b>3,2</b>	<b>2.929</b>	<b>4,5</b>	<b>3,0</b>	<b>10,2</b>	<b>3,0</b>	<b>3,2</b>	<b>2.949</b>
<b>Analistas externos</b>									
Citibank-Colombia	2,5	3,1	2.847	4,3	3,3	8,7	3,1	3,0	2.850
Deutsche Bank	2,6	3,4	ND	ND	3,2	9,4	3,4	3,4	ND
Goldman Sachs	2,5	3,1	2.800	ND	3,2	ND	3,3	3,0	2.800
JP Morgan	3,0	3,6	2.825	ND	3,1	ND	3,3	3,5	ND
<b>Promedio</b>	<b>2,7</b>	<b>3,3</b>	<b>2.824</b>	<b>4,3</b>	<b>3,2</b>	<b>9,1</b>	<b>3,3</b>	<b>3,2</b>	<b>2.825</b>

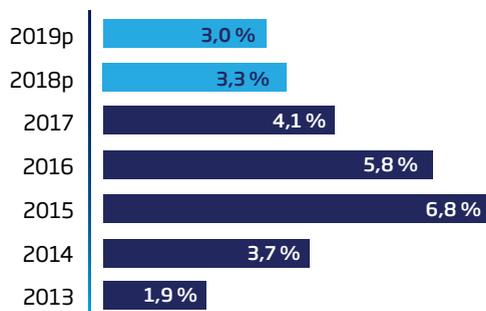
Fuente: Banco de la República (encuesta electrónica).  
Nota: Proyecciones de marzo de 2018. ND: No disponible.

#### Producto Interno Bruto - %



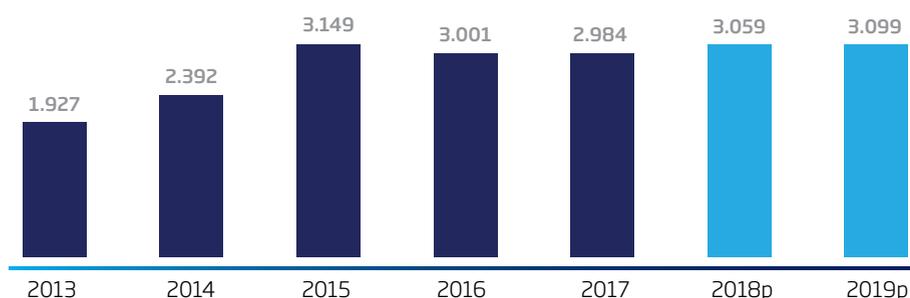
Fuente: DNP Supuestos Macroeconómicos Generales para la elaboración de la Balanza de Pagos. p: proyectado.

#### Inflación Consumidor (IPC)



Fuente: DNP Supuestos Macroeconómicos Generales para la elaboración de la Balanza de Pagos. p: proyectado.

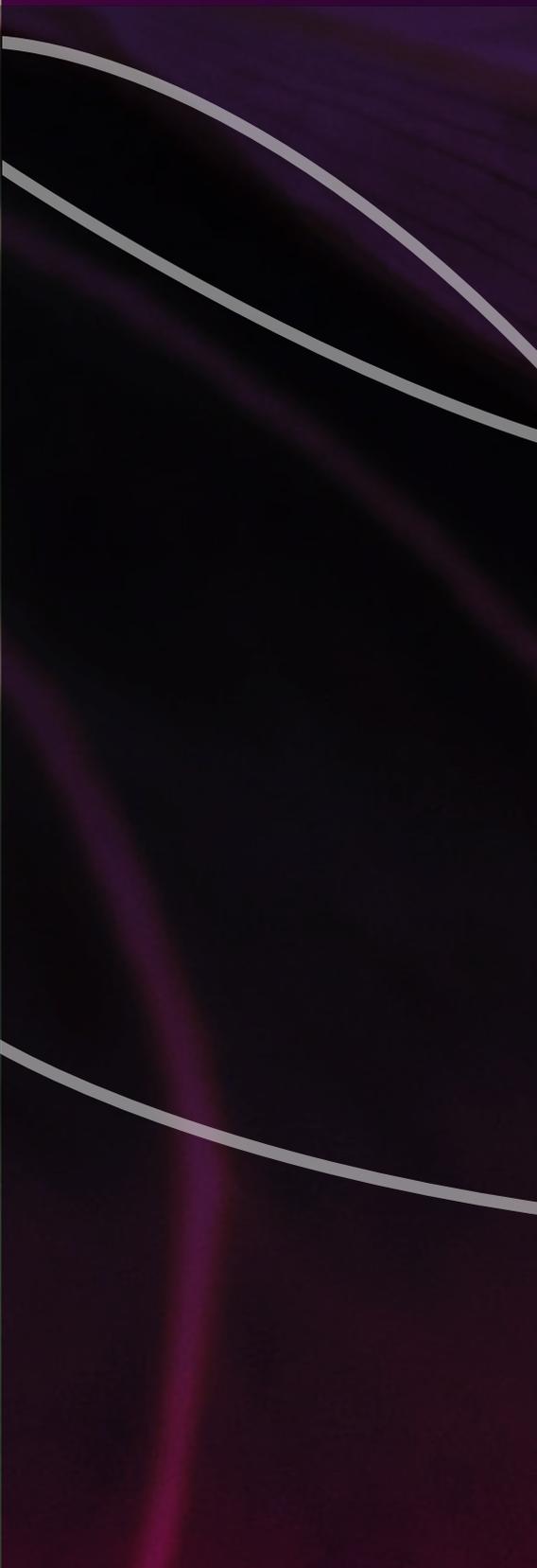
#### TRM - Fin de año \$/US\$



Fuente: DNP Supuestos Macroeconómicos Generales para la elaboración de la Balanza de Pagos. p: proyectado.

Frente a las proyecciones de crecimiento del PIB en 2018, los analistas externos calcularon un 2,7 %, porcentaje similar al 2,65 %, utilizado por el DNP para determinar escenarios de elaboración de la Balanza de Pagos, teniendo como fuente el Banco de la República. El crecimiento del PIB proyectado por el Fondo Monetario Internacional (FMI) confirma un 2,7 %.

Con respecto a la inflación, el reporte del DNP, proyecta en 2018 un 3,3 %, mientras que los analistas esperan un 3,2 %. Por su parte, como es ya conocido, intentar pronosticar la TRM en consenso es casi imposible, pues los pronósticos para 2018 oscilan entre \$ 2.800 y \$ 3.200, con un promedio de los analistas de alrededor de \$ 2.906, inferior a los \$ 3.059 pronosticados por el DNP.





**ESTADÍSTICAS  
INTERNACIONALES  
DEL GAS NATURAL**

## Canasta energética

### CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL - Mtep

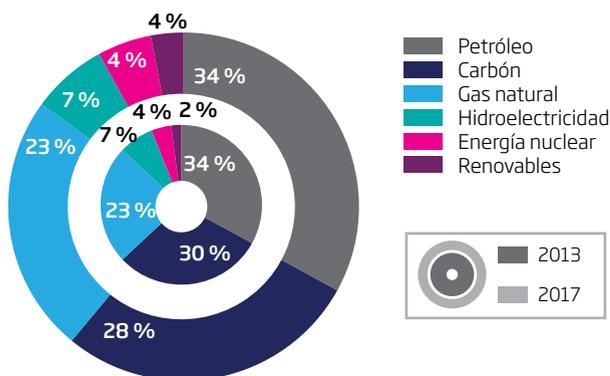
Fuentes de energía	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Petróleo	4.359	4.395	4.476	4.557	4.622	
Carbón	3.865	3.862	3.765	3.706	3.731	
Gas natural	2.899	2.922	2.987	3.073	3.156	
Hidroelectricidad	859	880	881	913	919	
Energía nuclear	564	575	583	591	596	
Renovables	283	320	369	417	487	
<b>Total</b>	<b>12.829</b>	<b>12.954</b>	<b>13.060</b>	<b>13.259</b>	<b>13.511</b>	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

El consumo de energía en el mundo creció en el transcurso del último quinquenio un 1,3 %. El carbón, como consecuencia de las medidas adoptadas mundialmente para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> perdió en este periodo dos puntos porcentuales en su participación en la canasta energética mundial, espacio ganado por las energías renovables, que aumentaron dos puntos porcentuales en dicha canasta.

De los tres primeros combustibles que participan en la actualidad con un 75 % de la canasta energética mundial, es decir, petróleo, carbón y gas natural, fue este último el que presentó mayores crecimientos en los últimos cuatro años. Se destaca en crecimientos, el incremento del consumo de energías renovables, un 14,6 % en promedio anual, lo que confirma que realmente se está avanzando a un alto ritmo, principalmente debido a la caída de los precios de la tecnología requerida.

### Canasta energética mundial



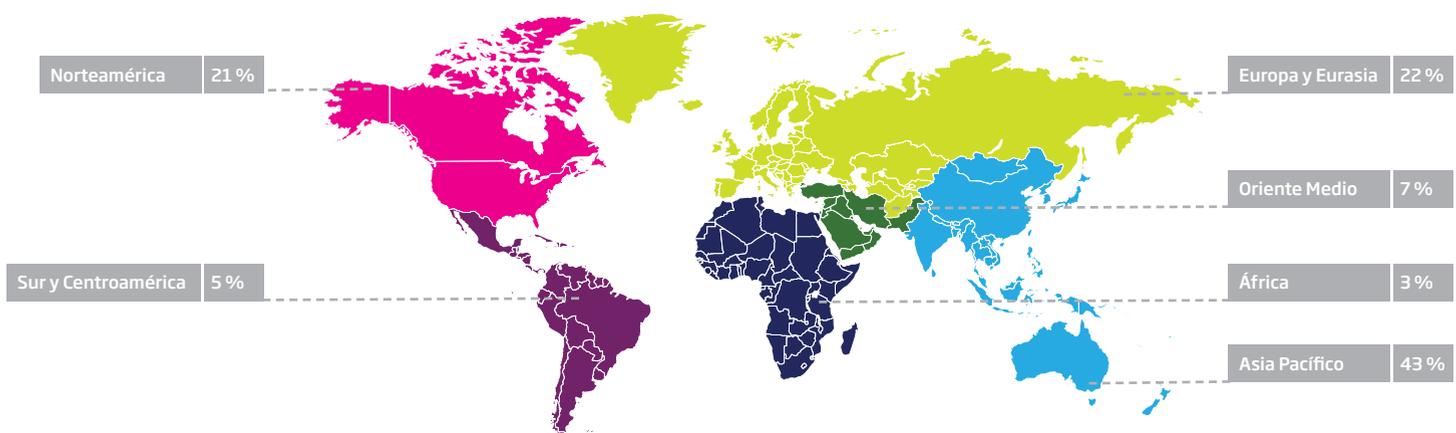
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Variación anual



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017.

### Consumo energético mundial 2017: 13.511 Mtep



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.



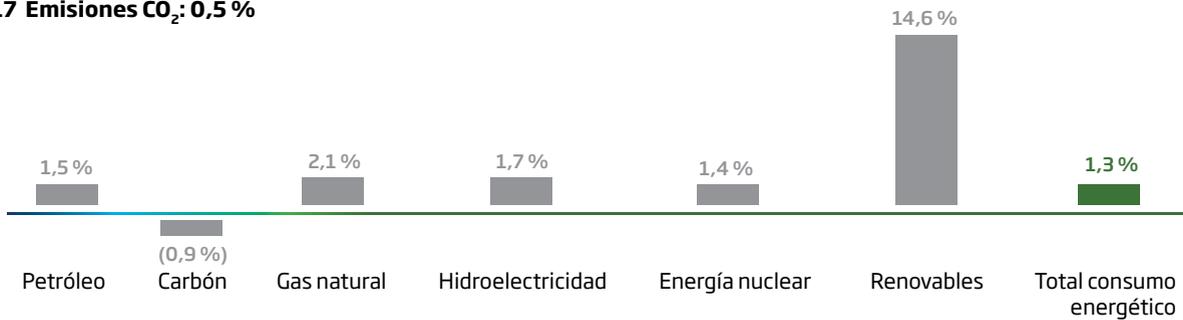
## Emisiones de CO<sub>2</sub>

### EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO - Millones de toneladas

Región	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Asia Pacífico	15.632	15.772	15.870	16.013	16.330	
Europa y Eurasia	6.457	6.243	6.223	6.273	6.365	
Norteamérica	6.312	6.360	6.202	6.161	6.121	
Oriente Medio	1.928	1.980	2.031	2.058	2.112	
Sur y Centroamérica	1.339	1.362	1.359	1.327	1.310	
África	1.133	1.170	1.168	1.185	1.205	
<b>Total</b>	<b>32.802</b>	<b>32.887</b>	<b>32.852</b>	<b>33.018</b>	<b>33.444</b>	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

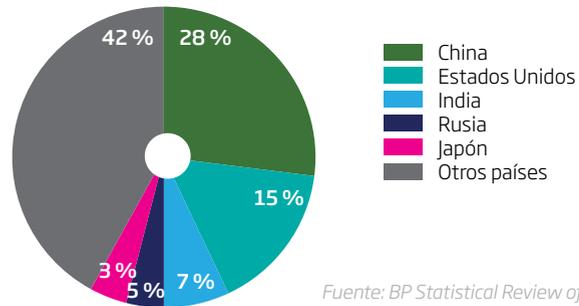
### Consumo de energía primaria mundial TACC 2013 - 2017 Emisiones CO<sub>2</sub>: 0,5 %



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

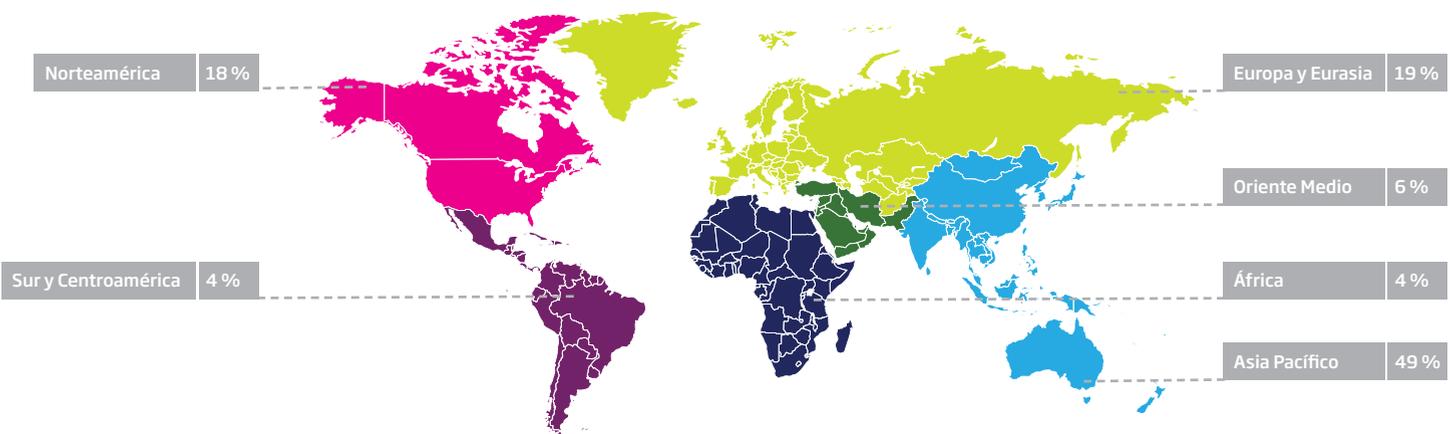
Durante 2017, el peso de los combustibles fósiles en la canasta energética mundial fue de 90 %, lo que conlleva el crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> a pesar del importante aumento de las energías renovables. Tres países, China, Estados Unidos e India, emitieron este año un 50 % del CO<sub>2</sub> en el mundo.

### Emisiones de CO<sub>2</sub> - 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Emisiones de Dióxido de Carbono 2017: 33.444 millones de toneladas



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.



## Reservas

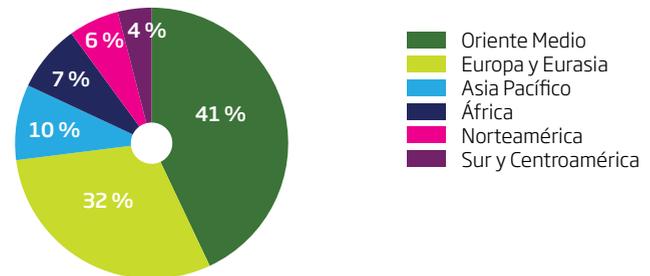
### RESERVAS MUNDIALES PROBADAS DE GAS NATURAL - Tpc

País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Rusia	1.234	1.238	1.235	1.230	1.235	
Irán	1.183	1.183	1.165	1.173	1.173	
Catar	902	897	888	880	880	
Turkmenistán	688	688	688	688	688	
Estados Unidos	324	353	295	309	309	
Arabia Saudita	274	279	283	284	284	
Venezuela	219	220	223	225	225	
Emiratos Árabes	210	210	210	210	210	
China	119	126	165	194	194	
Nigeria	171	179	177	184	184	
Otros	1.452	1.451	1.432	1.444	1.452	
<b>Total</b>	<b>6.777</b>	<b>6.824</b>	<b>6.762</b>	<b>6.819</b>	<b>6.832</b>	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

La cifra total de reservas de gas natural en el mundo se mantuvo estable en este último lustro, con un crecimiento promedio anual de 0,2 %. China, con un aumento de 74 Tpc en este periodo, entre los 10 países con más reservas fue el que presentó un mayor incremento real en este rubro.

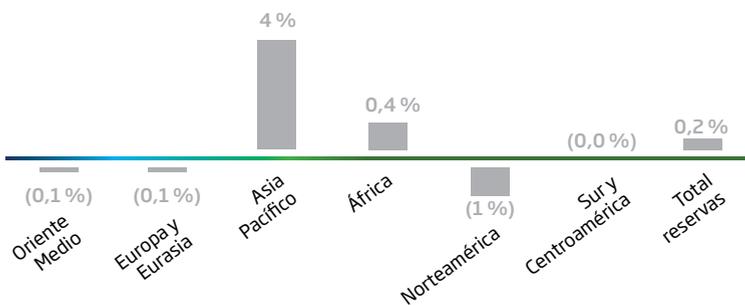
### Reservas mundiales de gas natural 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017.

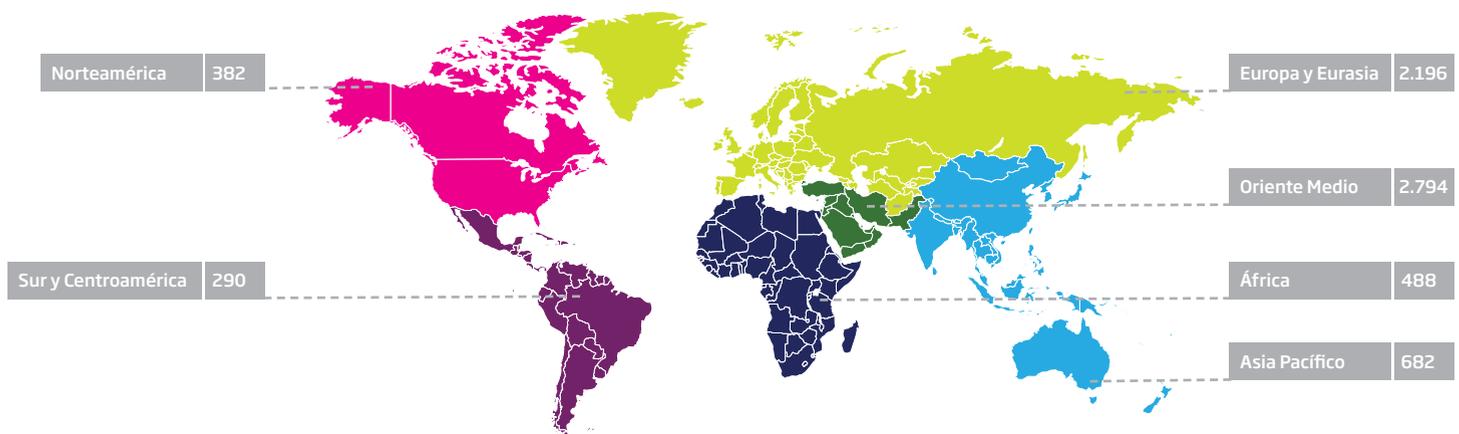
Norteamérica, arrastrada por el comportamiento de Estados Unidos, es la región del mundo que más redujo sus reservas de gas natural, que disminuyeron 15 Tpc entre 2013 y 2017 dado que su producción de este hidrocarburo es muy alta, y no ha logrado reponer en su totalidad esta cantidad con nuevos descubrimientos.

### Reservas mundiales de gas natural TACC 2013 - 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017.

### Reservas mundiales de gas natural 2017: 6.832 TPC



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.



## Producción

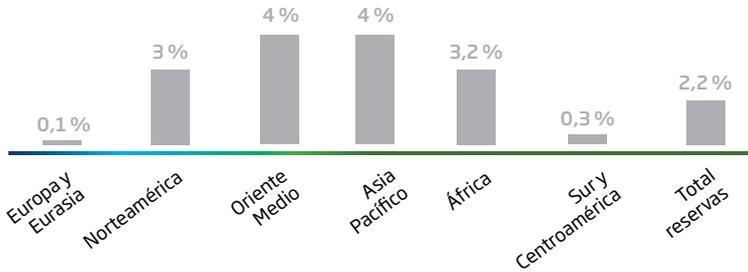
### PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL - Gpcd

País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Estados Unidos	63	68	72	70	71	
Rusia	59	57	57	57	61	
Irán	16	18	19	20	22	
Catar	16	16	17	17	17	
Canadá	15	15	16	17	17	
China	12	13	13	13	14	
Noruega	10	10	11	11	12	
Australia	6	6	7	9	11	
Arabia Saudita	9	9	10	10	11	
Argelia	8	8	8	9	9	
Otros	112	112	112	109	111	
<b>Total</b>	<b>327</b>	<b>333</b>	<b>341</b>	<b>343</b>	<b>356</b>	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

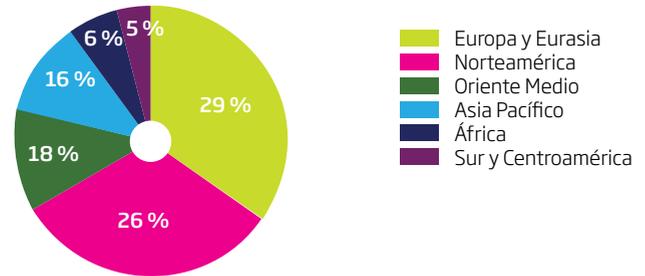
El crecimiento promedio anual de la producción mundial de gas natural en estos últimos cinco años fue de 2,2 %; sin embargo, en 2017 este aumento fue mayor, pues alcanzó un 3,8 %. Este último crecimiento se sustentó en la mayor producción, especialmente de Rusia (4 Gpcd), con el apoyo de Irán (2 Gpcd), Australia (2 Gpcd), y otros tres países con crecimientos de 1 Gpcd.

### Producción mundial de gas natural TACC 2013 - 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017.

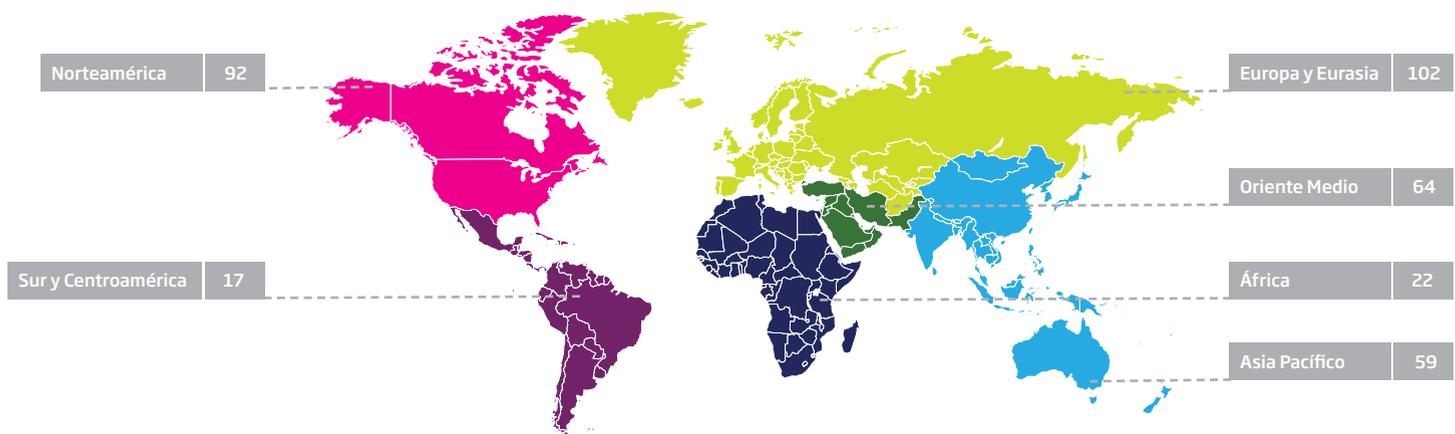
### Producción mundial de gas natural 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017.

Un factor decisivo para el constante crecimiento de la producción mundial de gas natural en el último lustro fue la expansión del GNL, que, como podrá observarse en cuadros posteriores, presentó un crecimiento promedio anual de 4,9 % en su comercialización internacional.

### Producción mundial de gas natural 2017: 356 Gpcd



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

## Consumo

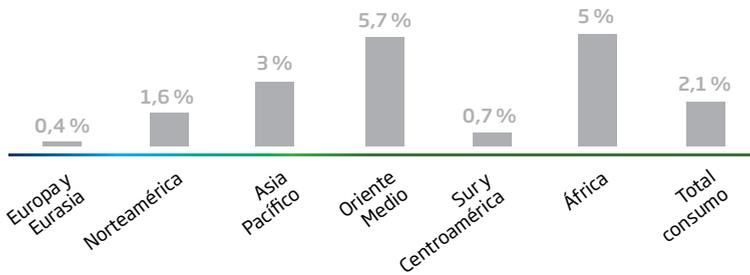
### CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL - Gpcd

País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Estados Unidos	68	70	72	72	72	
Rusia	41	41	40	41	41	
China	17	18	19	20	23	
Irán	16	18	19	19	21	
Japón	12	12	11	11	11	
Arabia Saudita	9	9	10	10	11	
Canadá	9	10	10	11	11	
Alemania	8	7	7	8	9	
México	8	8	8	9	8	
Reino Unido	7	7	7	8	8	
Otros	131	129	134	135	140	
<b>Total</b>	<b>326</b>	<b>329</b>	<b>336</b>	<b>345</b>	<b>355</b>	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

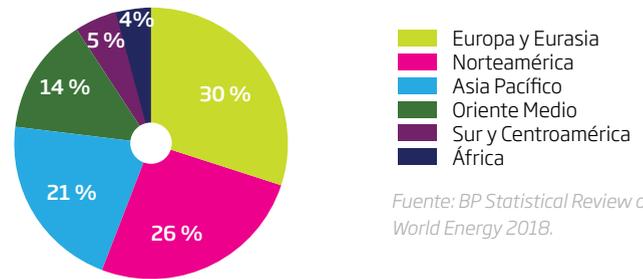
El crecimiento promedio anual del consumo mundial de gas natural en estos últimos cinco años fue de 2,1 % (29 Gpcd), sustentado por incrementos en la demanda, principalmente de China (6 Gpcd), Irán (5 Gpcd) y Estados Unidos (4 Gpcd).

### Consumo mundial de gas natural TACC 2013 - 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017.

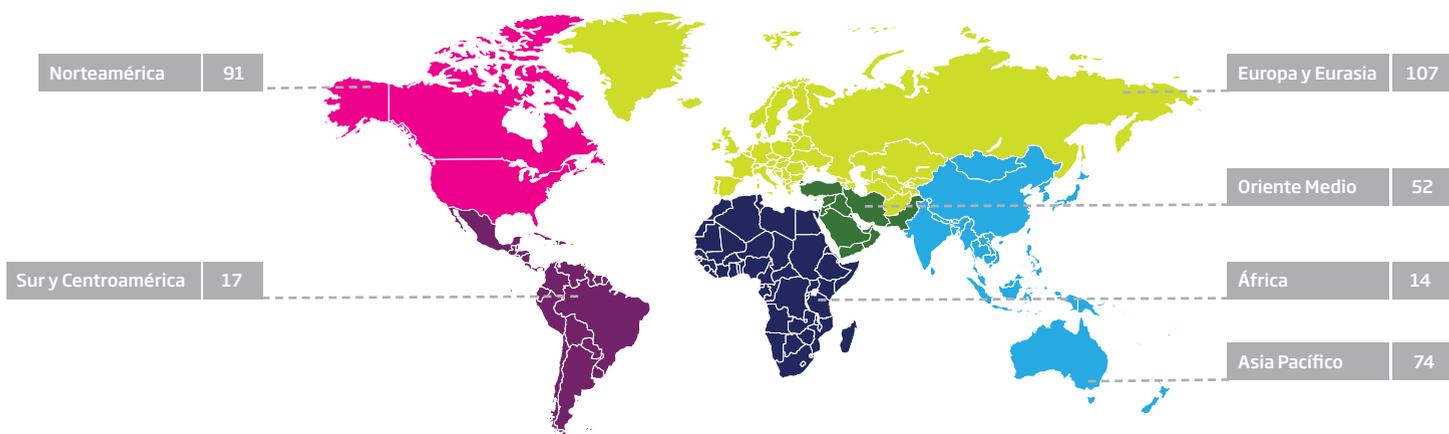
### Consumo mundial de gas natural 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

Según afirma B. P. en su informe energético de 2018, gran parte del incremento en la demanda china de gas, tiene que ver con el Plan de Acción Ambiental, anunciado en 2013 por el gobierno del país asiático, que estableció objetivos para mejorar la calidad del aire durante los cinco años siguientes. Las medidas aplicadas para ello se centraron en el desplazamiento del carbón en las termoeléctricas, por el gas natural.

### Consumo mundial de gas natural 2017: 355 billones de m³



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.



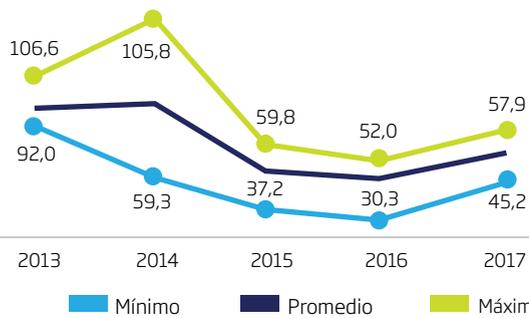
## Precios internacionales

### PRECIOS PROMEDIO INTERNACIONALES

Combustibles	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Petróleo WTI - US\$/BI	97,9	93,3	48,7	43,1	50,9	
Carbón FOB exportación - US\$/t	85,3	74,7	56,6	59,9	84,6	
Gas natural Henry Hub - US\$/Mbtu	3,7	4,4	2,6	2,5	3,0	

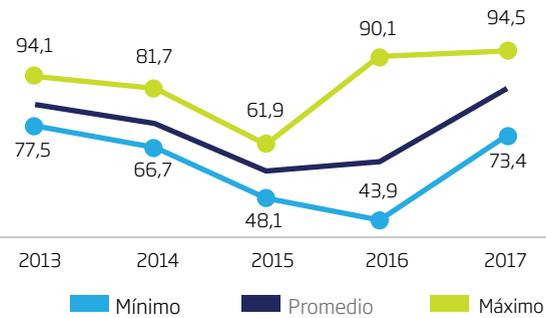
Fuente: US Energy Information Administration - EIA, [www.tradingeconomics.com](http://www.tradingeconomics.com).

#### Petróleo WTI - US\$/BI



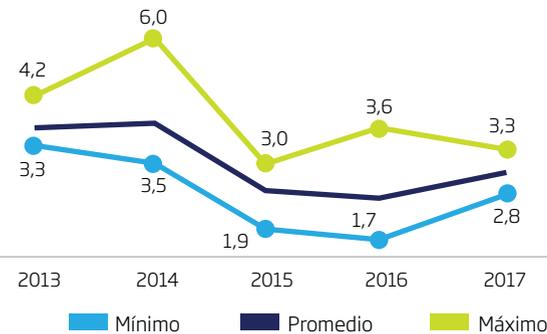
Fuente: EIA.

#### Carbón técnico - US\$/t



Fuente: EIA, [www.tradingeconomics.com](http://www.tradingeconomics.com).

#### Gas natural Henry Hub - US\$/Mbtu

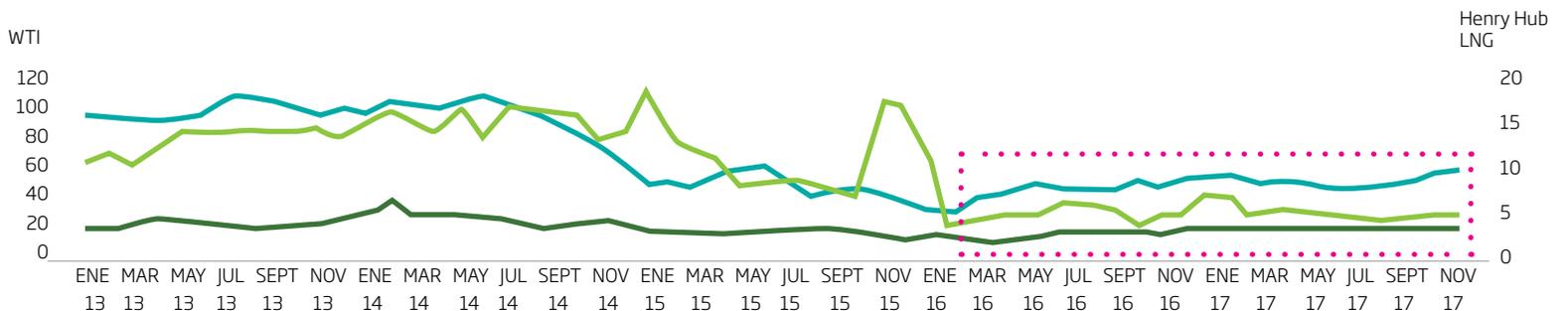


Fuente: EIA.

A pesar del incremento frente a los precios de 2016, al cierre de 2017 los precios del petróleo se encontraban aún en niveles muy cercanos a los de 2015, pero muy lejanos a los de 2013 y 2014. Los precios promedio del gas natural de referencia internacional Henry Hub de los últimos cuatro años presentaron una disminución promedio anual alrededor de (5 %) , pero, aun así, podría afirmarse que con tendencia estable, no siendo este el caso del precio del carbón, que en 2017 obtuvo un incremento por encima de 40 % con respecto a los precios promedios establecidos en 2016, y retomó valores que no se veían desde 2013.

### Precios internacionales

Henry Hub - US\$/Mbtu    WTI - US\$/BI    LNG - US\$/Mbtu



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018, EIA.

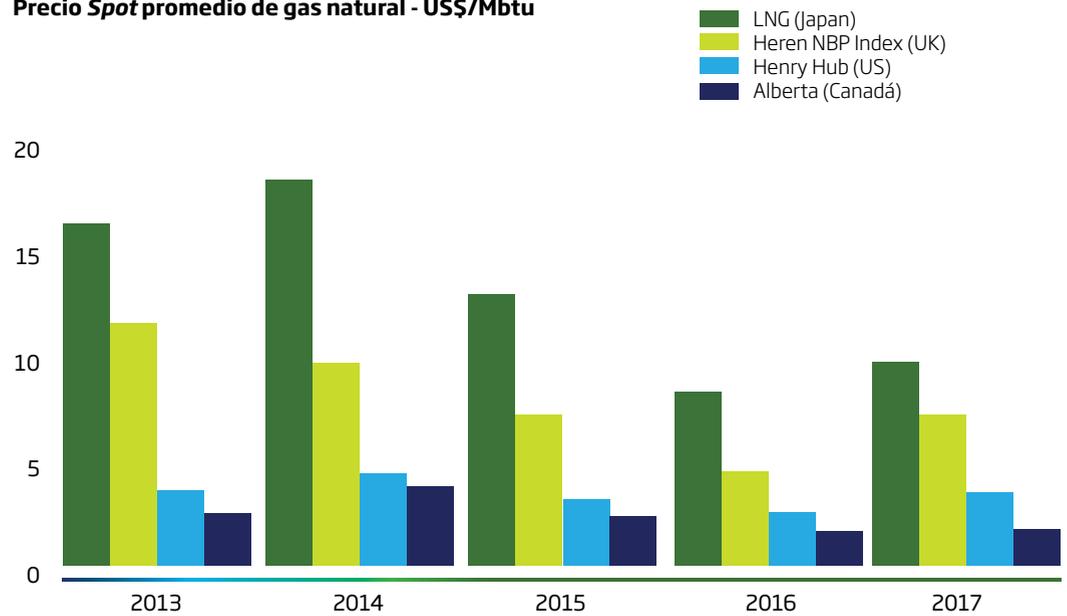


Los tres grandes mercados de gas natural del mundo tienen su precio de referencia por excelencia. Así, el mercado norteamericano trabaja con el Henry Hub, en Europa - Eurasia predomina el Heren NBP Index, y el gran mercado asiático de GNL se transa con el LNG Japan.

En 2017, todos los precios spot de referencia internacional de gas natural presentaron incremento después de dos años consecutivos de disminuciones.

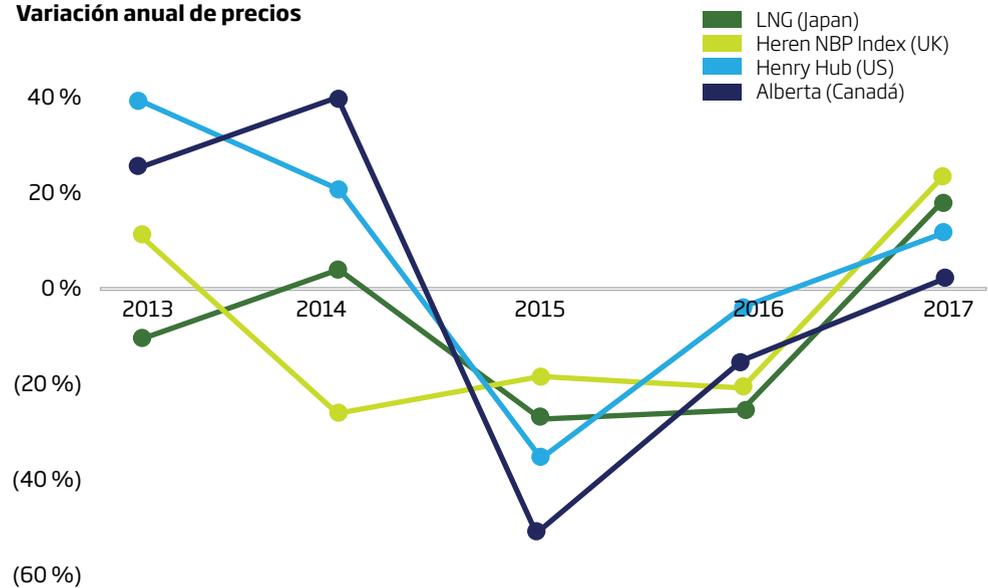
Expertos analistas del sector opinaban que los avances en GNL en todo el mundo podían llevar a unos excedentes; sin embargo, estos desarrollos, aprobados entre 2009 y 2014, permitieron liberar en los últimos dos años, reservas de gas en Australia, Nueva Guinea y Catar, lo que generó mayor producción, que el mercado estadounidense y mundial absorbieron en el corto plazo. Sin embargo, la aparente ausencia de estos excedentes también refleja el hecho de que los excedentes de GNL, que sí surgieron, dieron lugar a episodios de precios bajos insostenibles en lugar de una acumulación de capacidad inactiva.

### Precio Spot promedio de gas natural - US\$/Mbtu



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Variación anual de precios

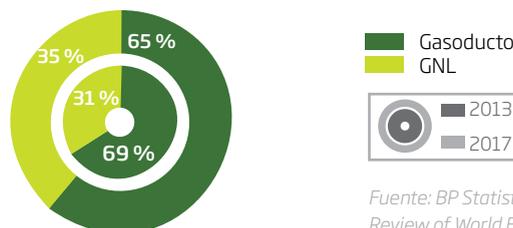


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

## Comercio internacional de gas natural

Año tras año, el comercio internacional de gas natural a través de la tecnología GNL viene ganándole espacios al comercio a través de gasoductos. En el último lustro, la modalidad de GNL ganó tres puntos porcentuales en la participación total del comercio internacional de gas natural, al incrementar su comercialización en estos cinco años en 68 billones de m<sup>3</sup>, muy por encima de los 34 billones de m<sup>3</sup> que aumentó la realizada a través de gasoductos.

### Comercio internacional de gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

## COMERCIO DE GAS NATURAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS

### COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS - 2017 - Billones de m<sup>3</sup>

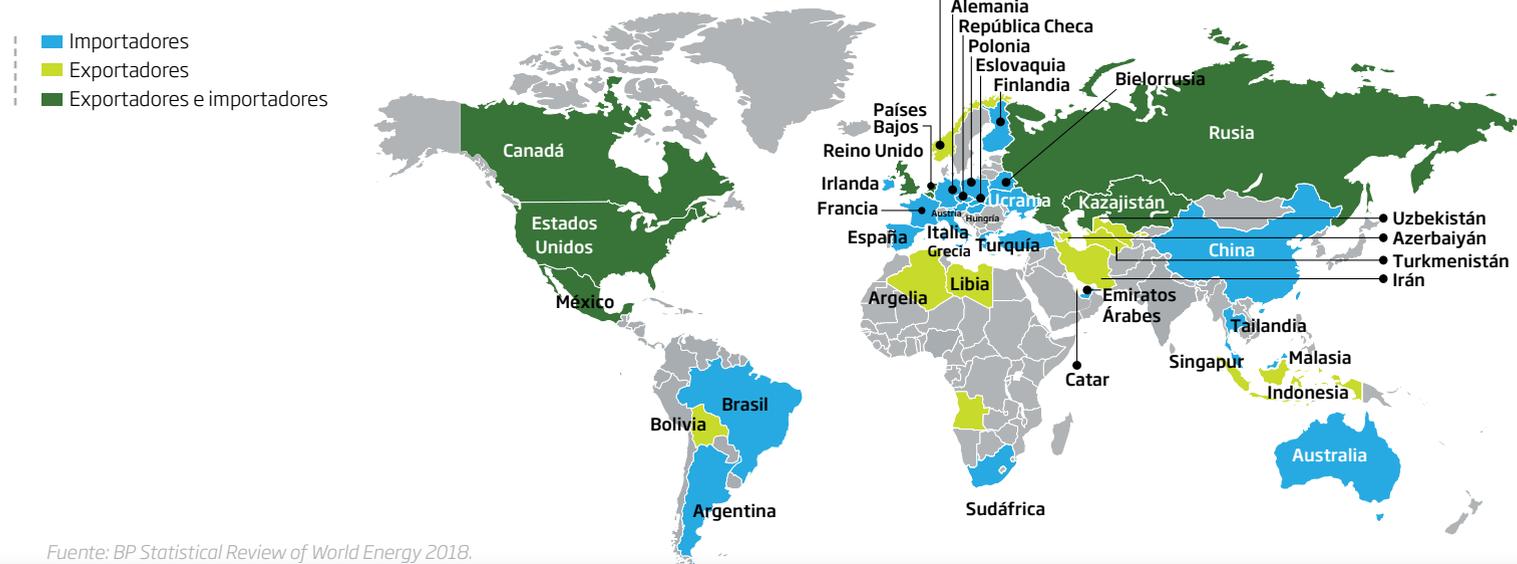
#### EXPORTADORES

IMPORTADORES	Rusia	Noruega	Canadá	Estados Unidos	Holanda	Argelia	Turkmenistán	Otros	Total importaciones	Participación
Alemania	49	26	0	0	20	0	0	0,4	95	13%
Estados Unidos	0	0	81	0	0	0	0	0	81	11%
Italia	22	1	0	0	8	18	0	5	54	7%
Turquía	28	0	0	0	0	0	0	15	43	6%
México	0	0	0	42	0	0	0	0	42	6%
Holanda	9	23	0	0	0	0	0	10	41	6%
China	0	0	0	0	0	0	32	8	39	5%
Reino Unido	4	35	0	0	0	0	0	0	39	5%
Canadá	0	0	0	24	0	0	0	0	24	3%
Bélgica	0	0	0	0	10	0	0	8	18	2%
Otros países	104	24	0	0	5	18	2	110	265	36%
<b>Total exportaciones</b>	<b>215</b>	<b>109</b>	<b>81</b>	<b>66</b>	<b>43</b>	<b>36</b>	<b>34</b>	<b>156</b>	<b>741</b>	<b>100%</b>
<b>Participación</b>	<b>29%</b>	<b>15%</b>	<b>11%</b>	<b>9%</b>	<b>6%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>21%</b>	<b>100%</b>	

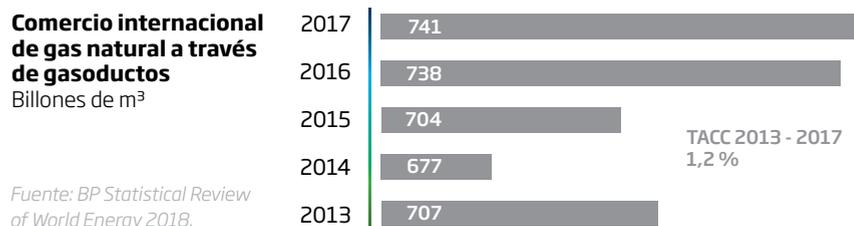
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

Nota: Billones corresponde a 10<sup>9</sup> por ser una fuente de Estados Unidos.

### Comercio de gas natural a través de gasoductos - 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

Después de dos años seguidos de crecimientos de alrededor de 4 %, el comercio internacional de gas natural a través de gasoductos tuvo un crecimiento mínimo de 0,4 % en el último año. Alemania, Estados Unidos e Italia, en ese orden, han liderado durante todo el periodo, 2013-2017, las importaciones de gas a través de ductos.



## COMERCIO INTERNACIONAL DE GNL

### GAS NATURAL LICUADO (GNL) - 2017 - Billones de m<sup>3</sup>

EXPORTADORES										Total importaciones	Equivalencia en Mtpa	Participación
	Catar	Australia	Malasia	Nigeria	Indonesia	Argelia	Estados Unidos	Otros				
IMPORTADORES												
Japón	14	35	20	2	9	0	1	33	114	156	29 %	
China	10	24	6	0	4	0	2	6	53	72	13 %	
Corea del Sur	16	10	5	1	5	0	3	12	51	70	13 %	
India	13	2	0	4	0	0	1	5	26	35	7 %	
Taiwán	7	1	4	1	3	0	0	6	23	31	6 %	
España	4	0	0	4	0	2	1	5	17	23	4 %	
Turquía	2	0	0	2	0	5	1	2	11	15	3 %	
Francia	2	0	0	3	0	4	0	1	11	15	3 %	
Otros	36	4	1	10	1	5	9	24	89	122	23 %	
<b>Total exportaciones</b>	<b>103</b>	<b>76</b>	<b>36</b>	<b>28</b>	<b>22</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>94</b>	<b>393</b>		<b>100 %</b>	
<b>Equivalencia en Mtpa</b>	<b>142</b>	<b>104</b>	<b>49</b>	<b>38</b>	<b>30</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>129</b>		<b>539</b>		
<b>Participación</b>	<b>26 %</b>	<b>19 %</b>	<b>9 %</b>	<b>7 %</b>	<b>6 %</b>	<b>4 %</b>	<b>4 %</b>	<b>24 %</b>				

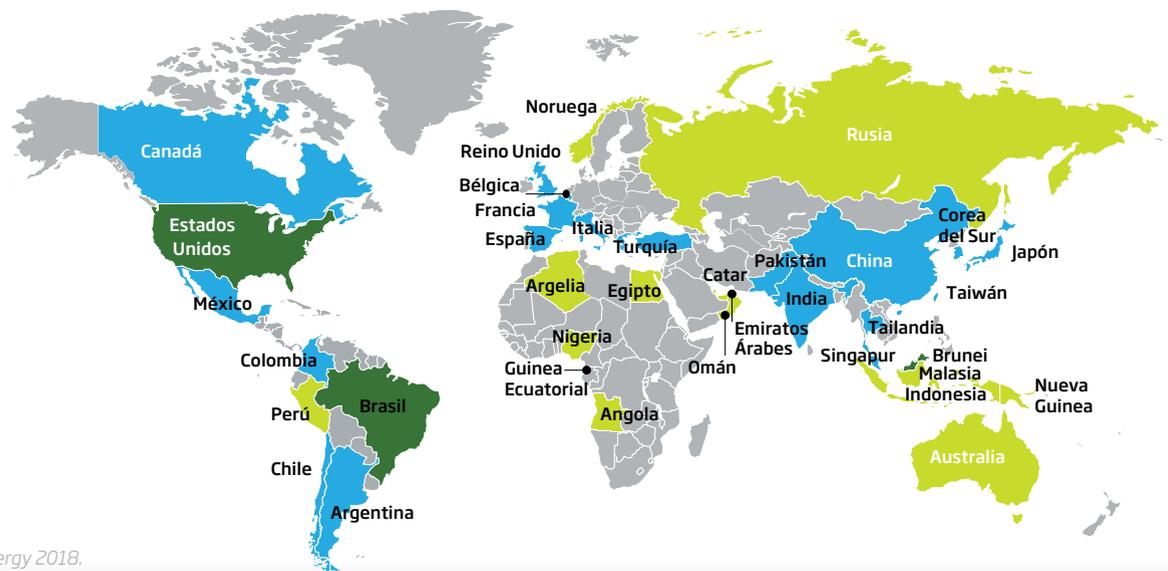
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

Entre los países importadores de GNL, el cambio más relevante tiene que ver con el incremento de 18 billones de m<sup>3</sup> de China, que pasó de importar 34 en 2016 a 53 en 2017, y que, superando a Corea del Sur, se ha convertido en el segundo mayor importador mundial de GNL después de Japón, país que ha sido el líder por muchos años.

En lo que respecta a los países exportadores, Estados Unidos presentó el mayor crecimiento, pues pasó de 4 billones de m<sup>3</sup> en 2016 a 17 en 2017, superando en este último año a Trinidad y Tobago, que exportó 13 billones de m<sup>3</sup>. Este país caribeño ha sido en las últimas décadas un exportador importante.

### Comercio de GNL - 2017

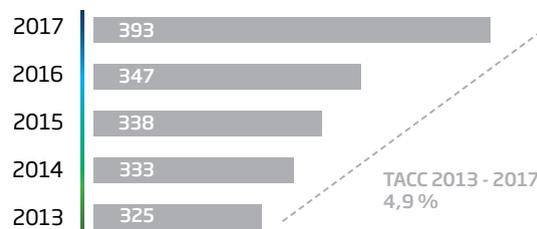
- Importadores
- Exportadores
- Exportadores e importadores



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Comercio internacional de GNL

Billones de m<sup>3</sup>



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

La cifra de la comercialización internacional de GNL de 2017 representa un importante crecimiento de más de un 13 %, con respecto al año anterior, su mayor incremento desde 2010, ayudado por la puesta en marcha de nuevos trenes de GNL en Australia y Estados Unidos. Ahora bien, dada la gran cantidad de proyectos de GNL aprobados en el mundo entero, entre 2009 y 2014, expertos analistas llegaron a predecir una posible formación de excedentes de GNL y, asimismo, que le tomaría tiempo a la demanda ponerse al día con este rápido crecimiento de oferta; sin embargo, el crecimiento obtenido muestra una receptividad de la demanda.



## Gas natural vehicular

### VEHÍCULOS CON GNV EN EL MUNDO

País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
China	3.000.000	3.994.350	4.411.000	5.000.000	5.350.000	
Irán	3.500.000	4.068.632	4.068.632	4.068.632	4.502.000	
Paquistán	2.790.000	3.700.000	3.700.000	3.700.000	3.700.000	
India	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	3.078.799	
Argentina	2.359.673	2.487.349	2.487.349	2.487.349	2.487.349	
Brasil	1.769.572	1.781.102	1.900.000	1.900.000	1.900.000	
Italia	823.000	885.300	904.000	904.000	1.004.982	
<b>Colombia</b>	<b>476.506</b>	<b>510.562</b>	<b>538.213</b>	<b>556.183</b>	<b>568.264</b>	
Tailandia	422.812	462.454	466.845	474.486	474.486	
Otros	2.968.853	2.725.218	2.840.951	2.833.310	4.173.537	
<b>Total</b>	<b>19.910.416</b>	<b>22.414.967</b>	<b>23.116.990</b>	<b>23.723.960</b>	<b>27.239.417</b>	

Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Global Natural Gas Vehicle Statistics, NGVA Europe, NGV Communications Group "Prensa Vehicular Argentina + Latinoamérica" marzo 2015, Ministerio de Minas y Energía de Colombia.



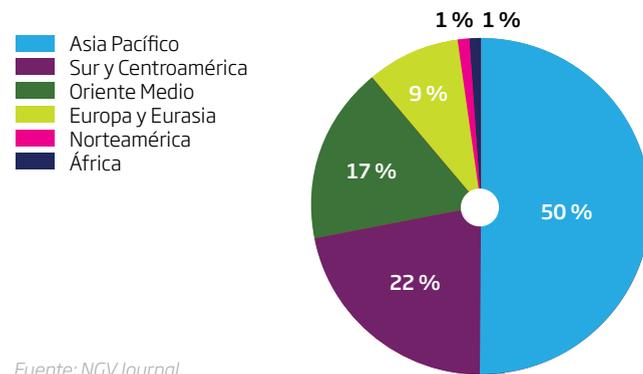
En el último quinquenio, de los 6.250.000 vehículos que, aproximadamente, se convirtieron o salieron de fábrica con GNV, un 90 % hacen parte de los cuatro países con mayor cantidad de vehículos convertidos en el mundo, China, Irán, Paquistán e India.

India, con más de tres millones de vehículos convertidos a GNV, desplazó a Argentina, referente mundial del sector, como el cuarto país en el mundo con más conversiones a GNV. Lo anterior, como resultado de un cambio en la política energética de este país asiático, que se inició en 2014 cuando en la presentación del presupuesto anual su ministro de Finanzas, Arun Jaitley, anunció que su gobierno iba a diversificar el uso de energía del país reduciendo la fuerte dependencia del petróleo crudo e impulsando el gas natural.

La región de Asia Pacífico, sustentada en los dos países más poblados del mundo, China e India, y en Pakistán, que ocupa el sexto lugar en este rubro, alcanzó a 2017 una participación de 50 % del total de conversiones en el mundo. Estos tres países, aparte de sus grandes poblaciones, tienen en común un altísimo grado de contaminación en sus grandes urbes, situación que los ha llevado a migrar hacia el GNV, una de las mejores alternativas para una movilidad limpia.

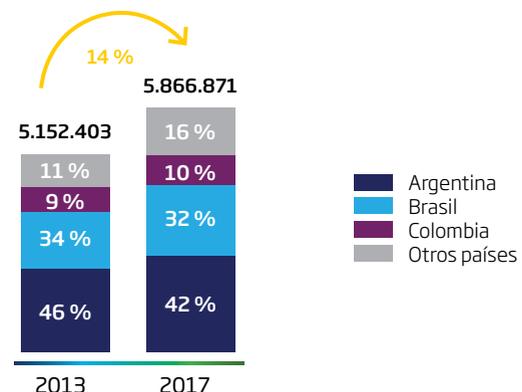
El incremento de las conversiones a GNV en Sur y Centroamérica en el último quinquenio fue de 14 %, cifra que puede ser un poco mayor, ya que aun cuando los reportes se realizan sobre actualizaciones a cierre de 2017, los dos países líderes en el sector del GNV en la región, Argentina y Brasil, no actualizan su cifra de conversiones oficiales desde hace dos años, aproximadamente.

### Vehículos convertidos a GNV - 2017



Fuente: NGV Journal.

### Vehículos convertidos a GNV en Sur y Centroamérica



Fuentes: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Journal, NGVA Europe, Ministerio de Minas y Energía.



### ESTACIONES DE SERVICIO DE GNV EN EL MUNDO

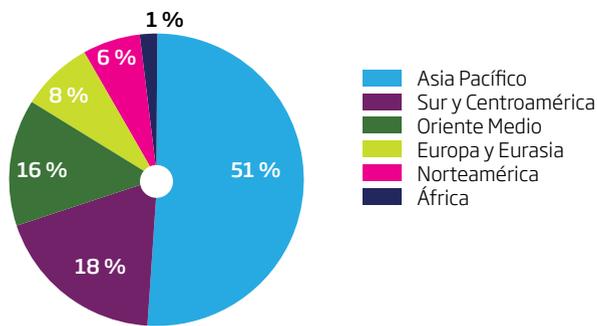
País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
China	5.730	6.502	6.502	7.950	8.300	
Paquistán	2.997	2.997	2.997	3.416	3.416	
Irán	2.074	2.268	2.268	2.360	2.400	
Argentina	1.932	1.939	1.939	2.014	2.014	
Estados Unidos	1.438	1.615	1.640	1.750	1.825	
Brasil	1.805	1.805	1.805	1.805	1.805	
India	903	936	936	1.053	1.349	
Italia	1.022	1.060	1.060	1.104	1.186	
Alemania	915	921	921	921	915	
<b>Colombia</b>	<b>703</b>	<b>716</b>	<b>749</b>	<b>790</b>	<b>813</b>	
Otros	5.773	5.918	5.956	5.657	6.430	
<b>Total</b>	<b>25.292</b>	<b>26.677</b>	<b>26.773</b>	<b>28.820</b>	<b>30.453</b>	

Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Journal, Minminas.

Los crecimientos promedio anuales de las EDS de GNV por países, en el último lustro, muestran a India y China con crecimientos superiores a los demás países, 11 % y 10 %, respectivamente; sin embargo, mientras que el crecimiento de China va acorde con el crecimiento de sus vehículos, el de las EDS de India se encuentra rezagado con respecto a su actual número de vehículos convertidos a GNV.

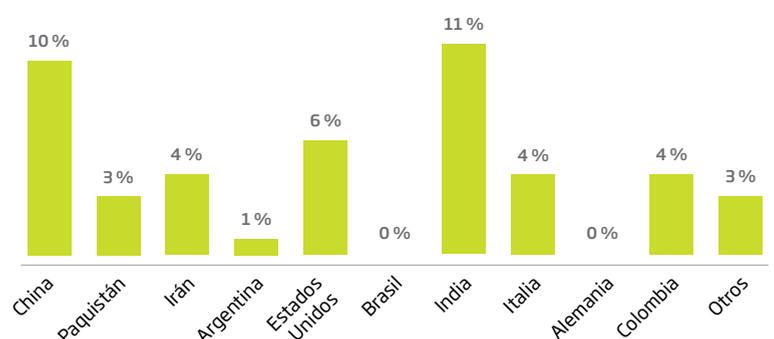
Los estándares internacionales de número de conversiones por estaciones de GNV siempre han manejado una cifra de alrededor de 1.000 vehículos-EDS; no obstante, el índice para los diez países con mayor número de EDS presenta valores muy disímiles, como los de India e Irán, con 2.282 y 1.876 vehículos-EDS en el extremo superior, contra los valores de Alemania y Estados Unidos, con 102 y 88 vehículos-EDS en el extremo inferior.

#### EDS de GNV - 2017



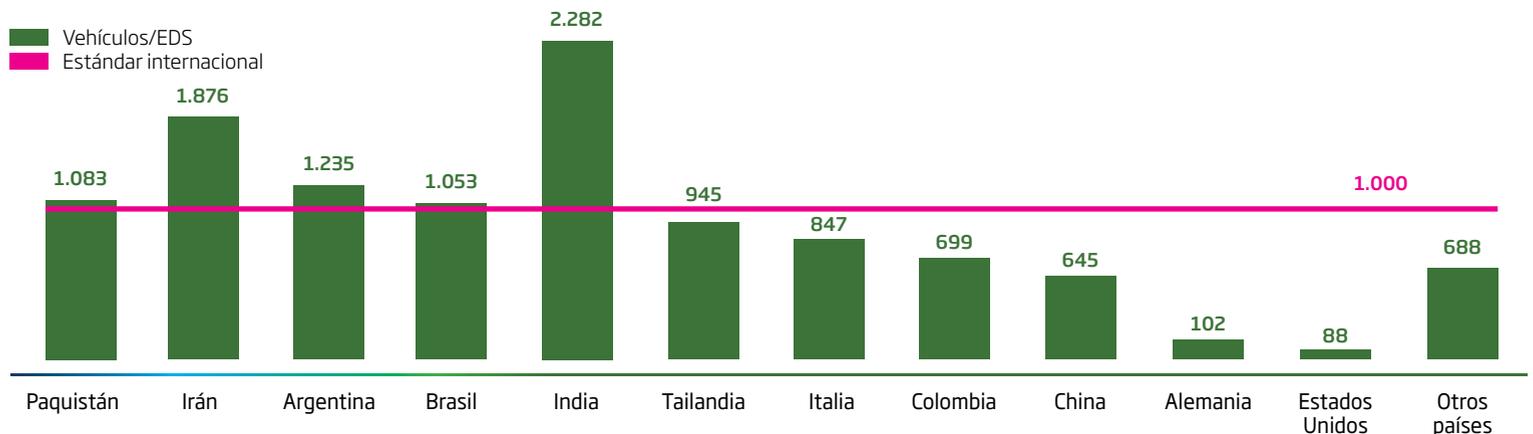
Fuente: NGV Journal.

#### EDS de GNV TACC 2013 - 2017



Fuente: Cálculos propios de Promigas S.A.

#### Vehículos / EDS - 2017



Fuente: Cálculos propios de Promigas S.A. con base en cifras de NGV Journal.

## Cifras Sur y Centroamérica

### CONSUMO ENERGÉTICO EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Mtep

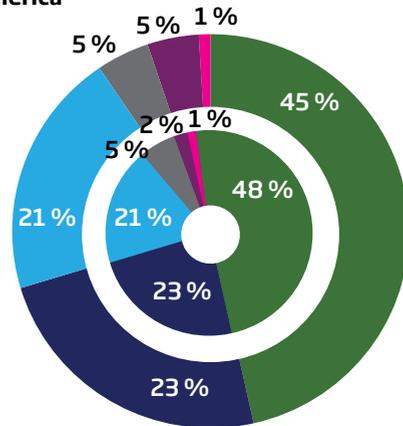
Fuentes de energía	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Petróleo	328	332	330	319	317	
Hidroelectricidad	161	155	152	156	162	
Gas natural	145	148	154	151	149	
Carbón	34	36	36	35	33	
Renovables	17	20	24	29	33	
Energía nuclear	5	5	5	5	5	
<b>Total</b>	<b>690</b>	<b>696</b>	<b>700</b>	<b>695</b>	<b>699</b>	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Canasta energética Sur y Centroamérica



- Petróleo
- Hidroelectricidad
- Gas natural
- Carbón
- Renovables
- Energía nuclear



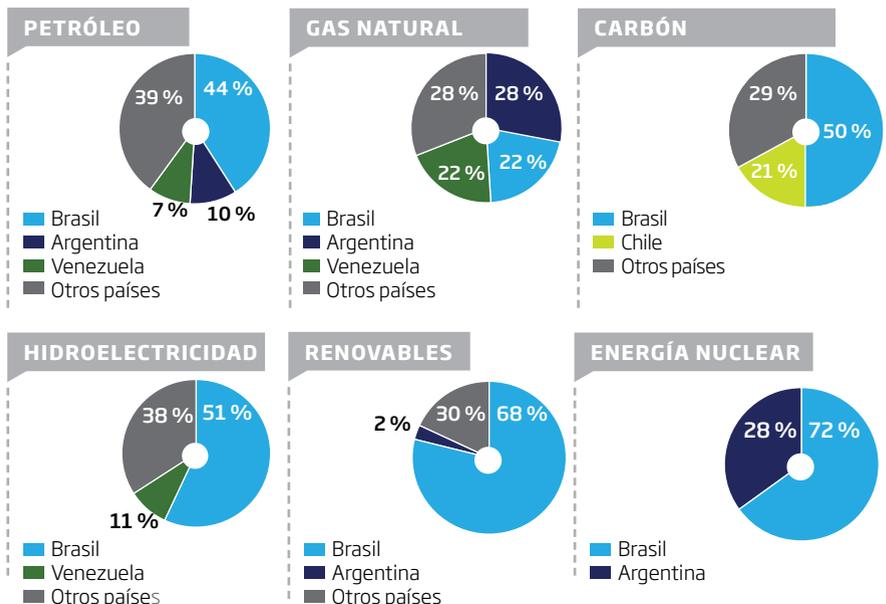
Pocos cambios sufrió la canasta energética de la región en este último quinquenio; solo el petróleo cedió, de su importante participación, tres puntos porcentuales a costa de las energías renovables. Estas últimas, con un incremento de 16 Mtep, crecimiento cercano a un 95 % con respecto a las cifras que se alcanzaban con este tipo de fuentes cinco años atrás, generan desde el punto de vista ambiental mejores expectativas para esta parte del continente americano.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Consumo energético en Sur y Centro América 2017: 699 Mtep



- Argentina: 86
- Brasil: 294
- Colombia: 43
- Venezuela: 74
- Perú: 26
- Chile: 38
- Trinidad y Tobago: 18
- Otros países: 121



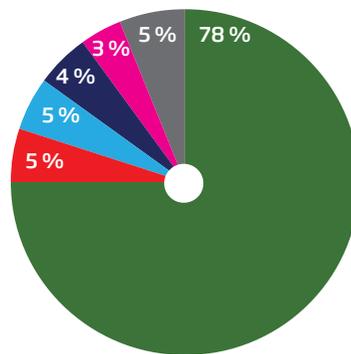
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Tpc

País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Venezuela	219	220	223	225	225	■ ■ ■ ■ ■
Perú	14	14	14	15	15	■ ■ ■ ■ ■
Brasil	17	17	16	14	13	■ ■ ■ ■ ■
Argentina	11	11	12	12	12	■ ■ ■ ■ ■
Bolivia	10	10	10	10	10	■ ■ ■ ■ ■
Trinidad y Tobago	12	11	11	10	9	■ ■ ■ ■ ■
<b>Colombia</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	■ ■ ■ ■ ■
Otros	2	2	2	2	2	■ ■ ■ ■ ■
<b>Total</b>	<b>291</b>	<b>290</b>	<b>292</b>	<b>292</b>	<b>290</b>	■ ■ ■ ■ ■

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018. Ecopetrol, Upme.

### Reservas probadas de gas natural en Sur y Centro América - 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

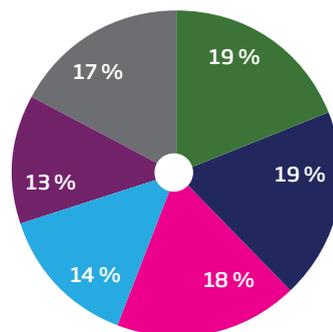
Existe muy poca variación de las reservas probadas de gas natural en Sur y Centroamérica en estos últimos cinco años, incluso, podría afirmarse que como región está logrando reponer, por lo menos, las reservas que se están consumiendo. Sin embargo, Venezuela, país poseedor de un 79 % de las reservas de la región, que, además, por revaluaciones de estas aumentó en 6 Tpc sus reservas probadas en el último quinquenio, no despega en su rol de exportador de gas natural en cualquiera de las modalidades existentes, ya sea por gasoducto o GNL.

### PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Gpcd

País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Venezuela	3,0	3,1	3,5	3,7	3,6	■ ■ ■ ■ ■
Argentina	3,3	3,3	3,4	3,6	3,6	■ ■ ■ ■ ■
Trinidad y Tobago	4,0	4,0	3,7	3,2	3,3	■ ■ ■ ■ ■
Brasil	2,1	2,2	2,2	2,3	2,7	■ ■ ■ ■ ■
<b>Colombia</b>	<b>2,9</b>	<b>2,6</b>	<b>2,4</b>	<b>2,5</b>	<b>2,3</b>	■ ■ ■ ■ ■
Bolivia	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	■ ■ ■ ■ ■
Perú	1,2	1,3	1,2	1,4	1,3	■ ■ ■ ■ ■
Otros	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	■ ■ ■ ■ ■
<b>Total</b>	<b>18,7</b>	<b>18,8</b>	<b>18,8</b>	<b>18,7</b>	<b>18,7</b>	■ ■ ■ ■ ■

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Producción de gas natural en Sur y Centro América - 2017

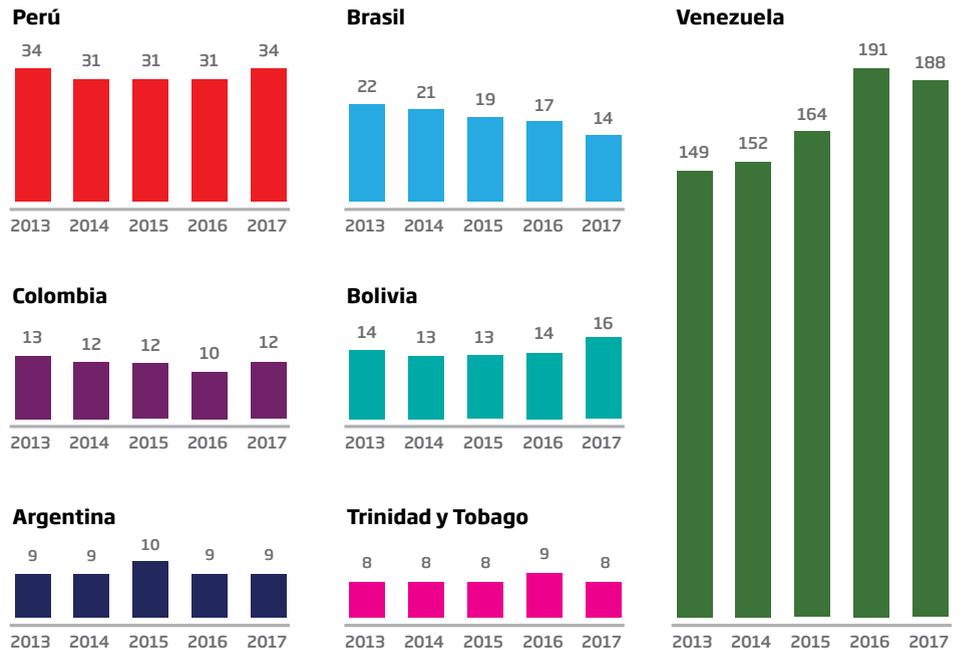


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

Desde 2016, Venezuela pasó a liderar la producción de gas natural en Sur y Centroamérica, desplazando a Trinidad y Tobago, el sistemático exportador de GNL de la región, que en este último lustro presentó en su nivel de producción un decrecimiento promedio anual cercano a (5 %).

Brasil, país que paulatinamente pudo aumentar su producción de gas natural en los últimos cinco años, logró su despegue gracias a que la producción de sus yacimientos en aguas ultraprofundas del "presal", descubiertos en 2006, aportan más de la mitad del total de su producción nacional.

### Factor R/P Sur y Centroamérica 2017: 58 años



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017, UPME. Nota: cálculo realizado con reservas probadas.

De acuerdo con las estadísticas de 2018, reportadas por B. P. Statical Review of Word Energy, las reservas probadas de Venezuela muestran una revaluación de aproximadamente 25 Tpc de gas natural. Con este incremento, y a pesar de la sostenida producción, a cierre del 2017 el factor R/P de este vecino país asciende a 188 años.

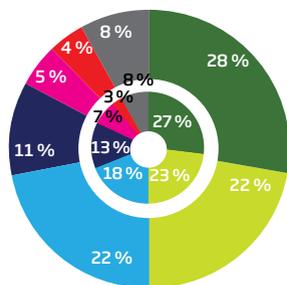
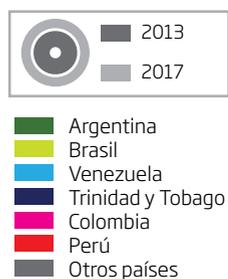
El factor R/P de Venezuela es muy superior al de los demás países de la región. Perú, con el gas de Camisea, ocupa el segundo lugar, con un factor R/P de 34 años, seguido con 16 años por Bolivia, que superó a Brasil cuando este, en el periodo de análisis, disminuyó su factor de forma importante, en 6 años menos, por lo cual quedó a 2017 con 14 años.

### CONSUMO DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Gpcd

País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Argentina	4,4	4,5	4,5	4,7	4,7	↑
Brasil	3,8	4,0	4,2	3,6	3,7	↓
Venezuela	3,2	3,2	3,5	3,7	3,6	↑
Trinidad y Tobago	2,1	2,1	2,0	1,8	1,8	↓
<b>Colombia</b>	<b>1,2</b>	<b>1,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>	↓
Perú	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	↑
Otros países	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	↑
<b>Total</b>	<b>16,5</b>	<b>16,7</b>	<b>17,2</b>	<b>16,8</b>	<b>16,7</b>	↓

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

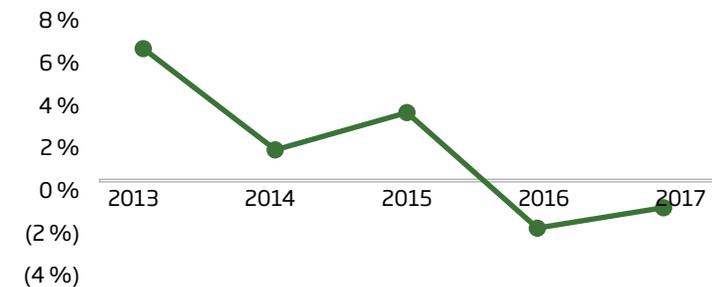
### Consumo de gas natural en Sur y Centro América



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

Argentina, gracias al descubrimiento del mega yacimiento Loma de la Lata (14 Tpc) hace más de 40 años, viró su canasta energética hacia el gas natural. Con la declinación de ese yacimiento, a partir de 2007 pasó de ser un país exportador de gas natural a uno importador, pero aún sigue siendo el principal consumidor de la región.

### Variación anual consumo de gas natural en Sur y Centro América



Fuente: Cálculos propios de Promigas S.A.

El consumo de gas natural de la región, después de haber alcanzado un máximo histórico en 2015, con 17,2 Gpcd, lleva dos años seguidos presentando variaciones negativas de (2,3 %) y (0,5 %). Lo anterior sustentado, principalmente, por reducciones en el consumo de Brasil, y en menor proporción de Trinidad y Tobago y Colombia.



## Cifras Norteamérica

### CONSUMO ENERGÉTICO EN NORTEAMÉRICA - Mtep

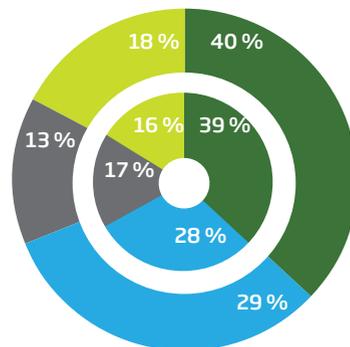
Fuentes de energía	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Petróleo	1.074	1.077	1.092	1.105	1.109	
Gas natural	760	779	795	818	811	
Carbón	465	463	405	372	364	
Energía nuclear	214	216	215	216	216	
Hidroelectricidad	155	153	149	154	164	
Renovables	70	78	84	97	110	
<b>Total</b>	<b>2.738</b>	<b>2.767</b>	<b>2.740</b>	<b>2.762</b>	<b>2.773</b>	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Canasta energética Norteamérica



■ Petróleo  
■ Gas  
■ Carbón  
■ Otros

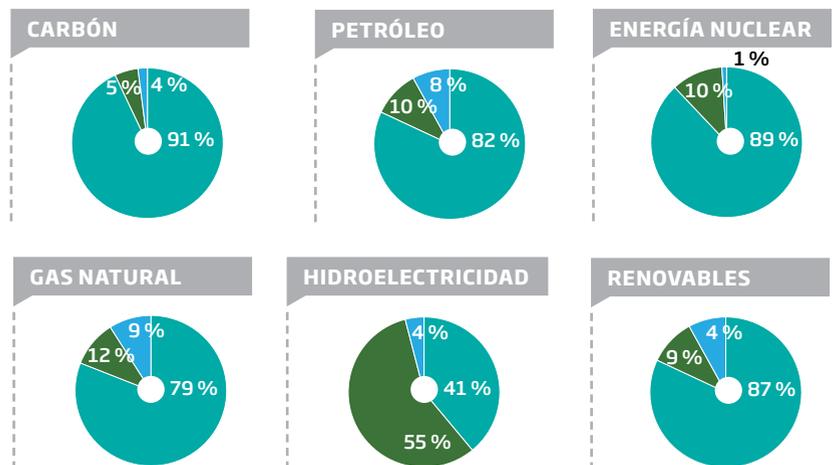


Como consecuencia de normas aprobadas durante la era Obama por la Agencia Medioambiental del Gobierno estadounidense (EPA, por sus siglas en inglés), las emisiones de las plantas de carbón se limitaron, y se redujo el consumo de este combustible en los últimos cuatro años en aproximadamente 100 Mtep, espacio ganado, principalmente, por otras fuentes, como el gas natural y las energías renovables.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Consumo energético Norteamérica 2017: 2.773 Mtep

■ Estados Unidos : 2.235  
■ Canadá : 349  
■ México : 189



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

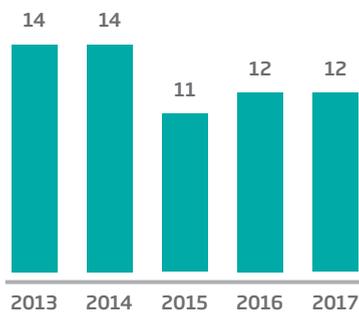


### CIFRAS DE GAS NATURAL EN NORTEAMÉRICA

Concepto / País	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
<b>Reservas - Tpc</b>						
Estados Unidos	324	353	295	309	309	
Canadá	68	67	73	70	66	
México	12	11	9	7	7	
<b>Total</b>	<b>404</b>	<b>431</b>	<b>376</b>	<b>386</b>	<b>382</b>	
<b>Producción - Gpcd</b>						
Estados Unidos	63	68	72	70	71	
Canadá	15	15	16	17	17	
México	5	5	5	4	4	
<b>Total</b>	<b>83</b>	<b>89</b>	<b>92</b>	<b>91</b>	<b>92</b>	
<b>Consumo - Gpcd</b>						
Estados Unidos	68	70	72	72	72	
Canadá	10	10	10	10	11	
México	8	8	8	9	8	
<b>Total</b>	<b>87</b>	<b>88</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>91</b>	

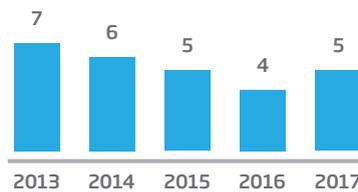
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

#### Factor R/P Estados Unidos - Años



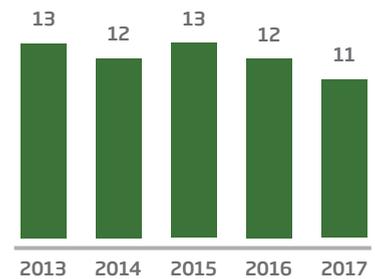
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

#### Factor R/P México - Años



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

#### Factor R/P Canadá - Años

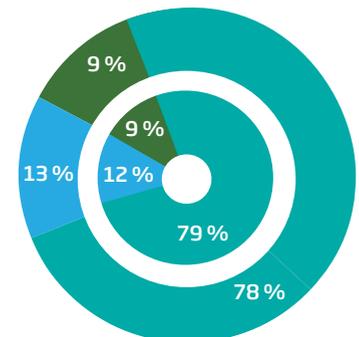


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

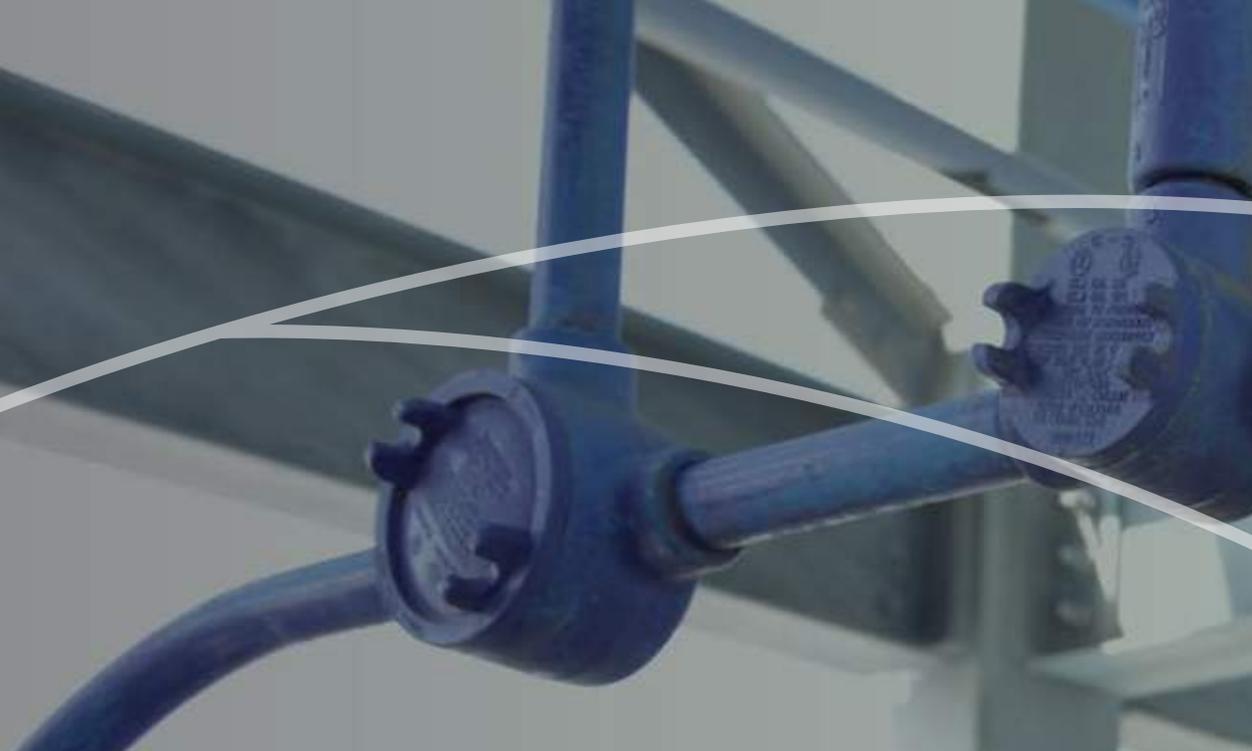
Se destaca de las cifras del gas natural en Norteamérica que en el transcurso de los últimos cinco años los tres países tuvieron una disminución de dos años en su factor R/P, de los cuales tal vez la de mayor evidencia ha sido la disminución de las reservas de México, que pasaron de 12 Tpc en 2013 a 7 Tpc en 2017. La región de Norteamérica se caracteriza por una importante comercialización regional, en la que, a través de gasoductos, Canadá exporta a Estados Unidos 81 billones de m<sup>3</sup>, y Estados Unidos, a su vez, exporta a México y Canadá, en conjunto, 66 billones de m<sup>3</sup>.

En 2016, Estados Unidos alcanzó un máximo histórico en su cifra de consumo de gas natural, la cual disminuyó mínimamente en 2017. El gas natural sigue siendo la principal fuente de generación de energía en Estados Unidos, ha habido disminución en la generación a base de carbón, y debemos destacar el crecimiento importante de la generación de energía renovable, que pasó de 15 % a 18 % de la matriz eléctrica en 2017.

#### Consumo de gas natural en Norteamérica



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.





# **GAS NATURAL EN COLOMBIA**

## Cifras del sector

### CANASTA ENERGÉTICA Y EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

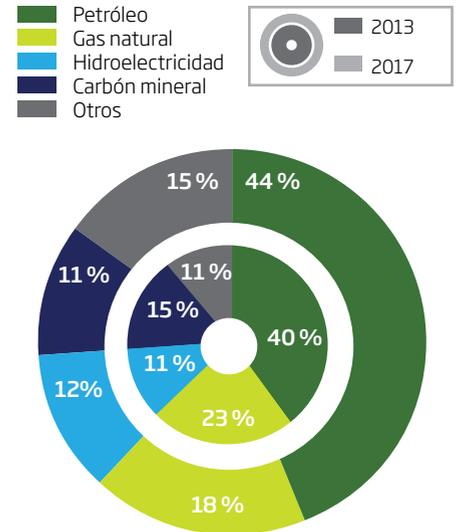
CONSUMO ENERGÉTICO EN COLOMBIA - Mtep						
FUENTES DE ENERGÍA	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Petróleo	15	13	13	18	18	
Gas natural	9	9	9	9	8	
Hidroelectricidad	4	4	5	4	5	
Carbón mineral	6	6	6	6	5	
Otros	4	5	5	6	7	
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>43</b>	<b>42</b>	

Fuente: El Gas natural, tomado de UPME. Otras fuentes de energía, tomadas del Balance Energético Colombiano 2016 -UPME-. El año 2017, tomado de BP Statistical Review of World Energy 2018.

En el transcurso del último lustro, el consumo energético del país creció a un promedio anual de 2%; sin embargo, en el último año este rubro presentó un decrecimiento de (2%) con respecto al año anterior.

En el periodo en estudio, el gas natural perdió 5 puntos porcentuales de su participación en la canasta energética. Lo anterior se presentó por la disminución del consumo térmico a base de gas natural. En 2013, el sector termoeléctrico tuvo un alto consumo de gas, motivado por un menor aporte de generación hidroeléctrica en dicho año, aun cuando no se puede decir que haya sido un año con presencia del fenómeno de El Niño, pues este se esperaba para 2014, y por ello hubo la necesidad de acumular mayor cantidad de agua en los embalses para hacer frente al fenómeno.

### Canasta energética en Colombia

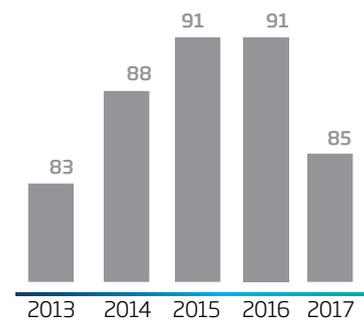


Fuente: UPME, BP Statistical Review of World Energy 2018.

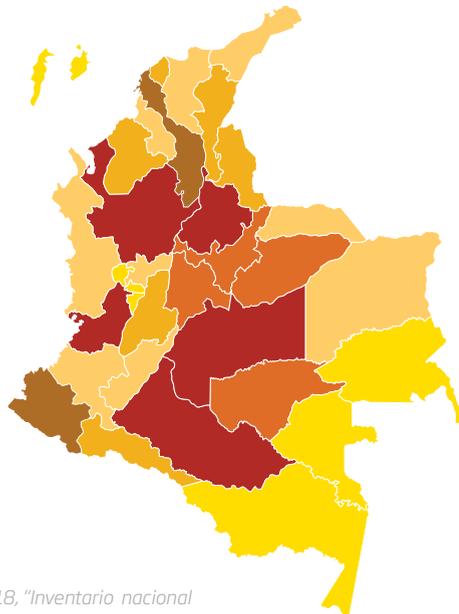
### EMISIONES DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA - 85 MILLONES DE TONELADAS

#### Emisiones de CO<sub>2</sub> en Colombia

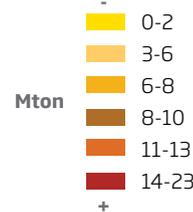
Millones de toneladas



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018, "Inventario nacional y departamental de gases de efecto invernadero - Colombia". Ideam.



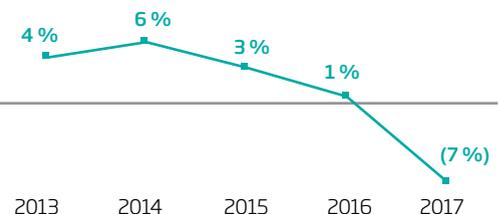
#### Emisiones totales por departamento



Colombia se sitúa en el puesto 5° en emisiones de CO<sub>2</sub> en Sur y Centroamérica

TACC 2013 - 2017  
0,4%

#### Variación anual de emisiones de CO<sub>2</sub> en Colombia



El Ministerio de Medio Ambiente de Colombia lidera la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC), para la planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, con el fin de desligar el crecimiento económico nacional del crecimiento de las emisiones de gas efecto invernadero (GEI). Los objetivos de la estrategia se encaminan a identificar y valorar acciones que permitan mitigar y evitar el crecimiento de las emisiones, acompañando a los principales sectores de la actividad económica del país.

A través de La ECDBC, el país busca las herramientas que permitan identificar con claridad el grado de contribución en los esfuerzos globales de reducción de emisiones, y se prepara para el siguiente acuerdo internacional, según el cual Colombia tendrá compromisos legalmente vinculantes de reducción de emisiones. Se consigue, además, que el país establezca un pilar de crecimiento que promueva la competitividad, el uso eficiente de los recursos, y la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías.

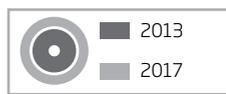
**EXPLORACIÓN Y RESERVAS**

**ACTIVIDAD EXPLORATORIA**

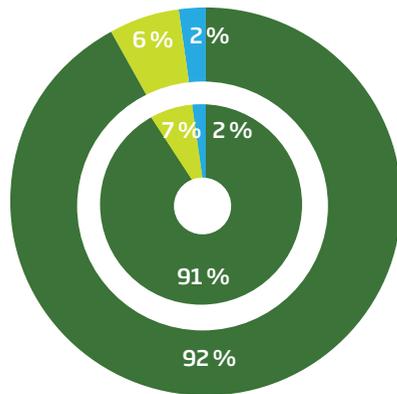
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Pozos A3	115	113	25	21	54	
Sísmica 2D - km equivalentes	28.529	40.473	32.682	39.767	1.589	
Contratos vigentes	308	326	304	267	248	

Fuente: ANH.

**Contratos en exploración**

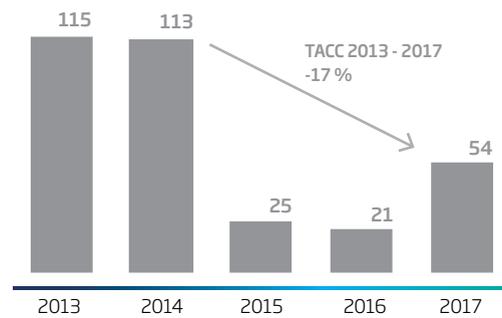


- E&P
- TEA
- Convenio E&P



Fuente: ANH.

**Pozos A3**



Fuente: ANH.

Son preocupantes los indicadores de la actividad exploratoria en Colombia si comparamos 2017 con la referencia de 2013. Pozos A3 a un 50 %, una sísmica de solo un 6 % y una reducción de 20 % en los contratos vigentes.

De los últimos cinco años, puede afirmarse que solo 2014 mostró una actividad importante, mientras que, de forma integral, 2017 puede considerarse que presenta una de las cifras más bajas de los últimos veinte años.

**Pozos A3 - 2017**

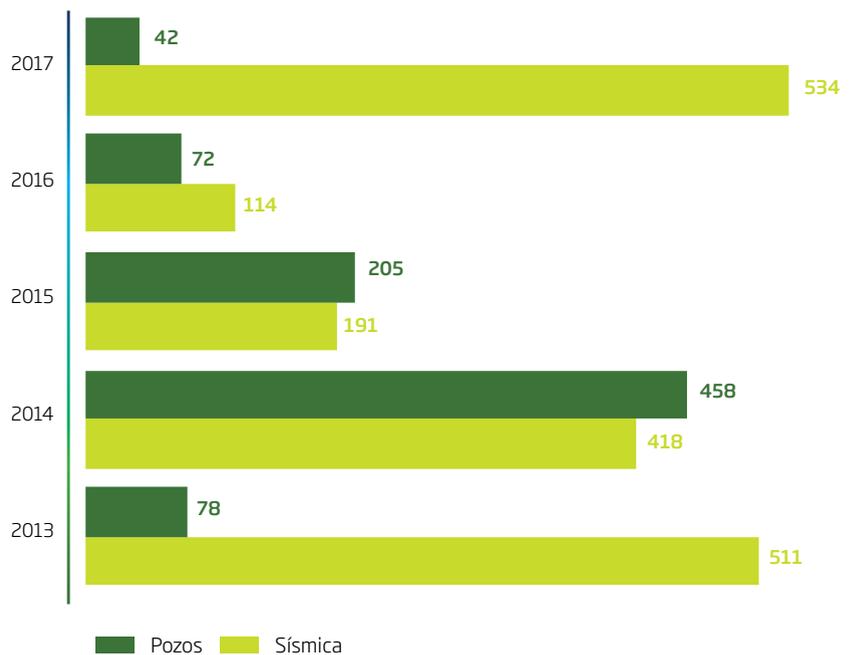
- Meta ANH
- Pozos perforados

Ejecución 108 %



Fuente: ANH.

**Inversión en contratos de E&P y TEA'S - US\$MM**



Fuente: ANH.

Como señal de mejora, puede interpretarse un incremento de 60 % en el número de pozos A3 (exploratorios) perforados en el país, pues se pasó de 21 en 2016 a 54 al cierre de 2017.

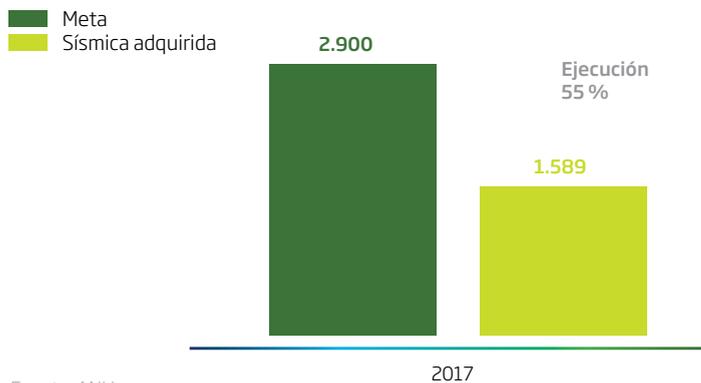
A pesar de los bajos indicadores de la actividad exploratoria, tranquiliza el nivel de las inversiones realizadas en 2017 en pozos, aun cuando la inversión en sísmica es la más baja del periodo.

### SÍSMICA - km 2D equivalentes

Tipo de superficie	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Onshore	5.021	7.980	2.200	2.114	1.589	
Offshore	23.508	32.493	30.482	37.653	0	
<b>Total</b>	<b>28.529</b>	<b>40.473</b>	<b>32.682</b>	<b>39.767</b>	<b>1.589</b>	

Fuente: ANH.

### Adquisición sísmica 2017



Fuente: ANH.

Reiteramos que los niveles de sísmica con los que cerró Colombia en 2017 fueron calificados por voceros de los gremios del sector gas como una situación preocupante. Lo anterior teniendo en cuenta que dichos niveles fueron los más bajos de las últimas décadas.

Para Naturgas, parte de esta situación se explica por el difícil entorno que se presenta para el sector empresarial producto de la reforma a la Ley de Regalías, que eliminó los incentivos para las compañías productoras que desarrollen la sísmica.

### RESERVAS DE GAS NATURAL - Gpc

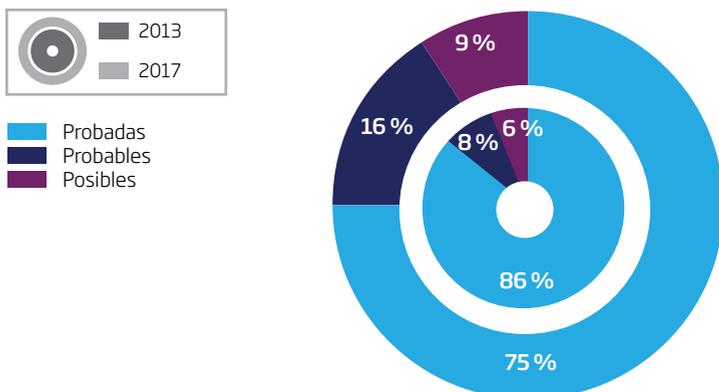
Tipo	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Probadas	5.508	4.759	4.361	4.024	3.896	
	86 %	80 %	80 %	76 %	75 %	
Probables y posibles	900	1.156	1.082	1.297	1.310	
	14 %	20 %	20 %	24 %	25 %	
<b>Total</b>	<b>6.408</b>	<b>5.915</b>	<b>5.443</b>	<b>5.321</b>	<b>5.206</b>	

Fuente: UPME y ANH.

En el último quinquenio, las reservas totales de gas natural del país se redujeron en valores absolutos 1.202 Gpc, en términos porcentuales un 19 %. El mismo ejercicio con las reservas probadas muestra una reducción de 1.612 Gpc con decrecimiento de (29 %).

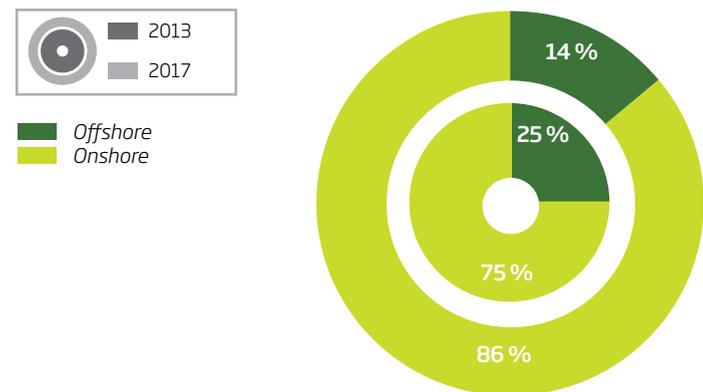
Por la declinación del campo Chuchupa, la participación de las reservas probadas *offshore* pasó de 25 % a 14 %. Se espera que desarrollando los nuevos hallazgos en aguas ultraprofundas del Caribe (Orca, Kronos, Gorgon y Purple Angel), se pueda revertir esta situación.

### Reservas de gas natural



Fuente: UPME.

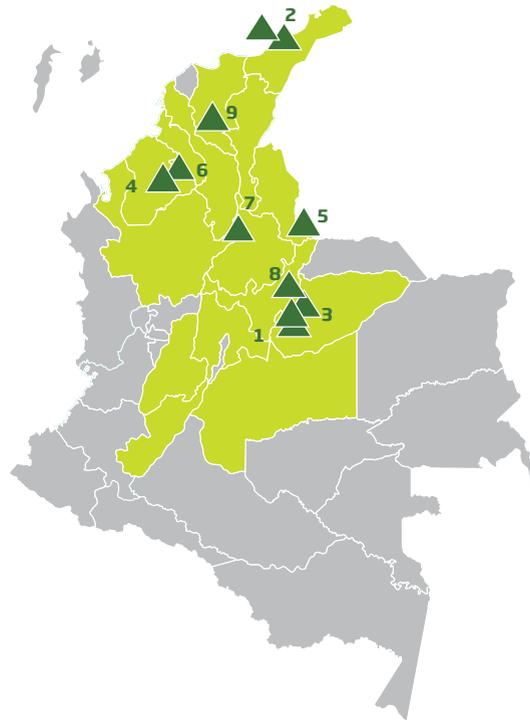
### Reservas probadas de gas natural



Fuente: UPME.

**RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL 2017: 3.896 GPC**

Departamentos con campos de gas natural



1. Cupiagua y Cusiana	1,824
2. La Guajira	716
3. Pauto	436
4. Nelson	118
5. Gibraltar	117

6. Clarinete	114
7. Payoa	73
8. Corrales	61
9. El Difícil	51
Otros campos	385

**NÚMERO DE CAMPOS CON RESERVAS PROBADAS: 95**

Fuente: UPME.

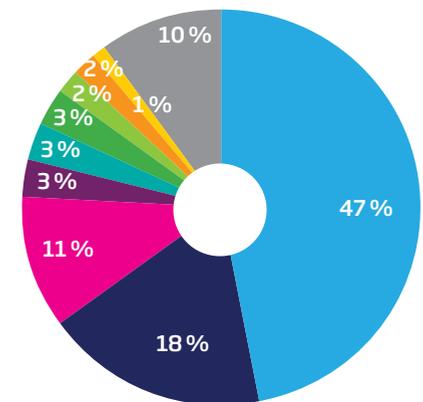
Las incorporaciones de gas que se hicieron durante 2017 alcanzaron los 204 Gpc, cifra que permitió suplir un 61 % del gas producido. Este índice de reposición de reservas probadas es el más alto de los tres últimos años, ya que en 2015 y 2016 fue de 8 % y 6 %, respectivamente.

El campo El Difícil es un ejemplo de un proyecto de producción incremental -(PPI), o sea, un proyecto que gracias a nuevas inversiones sobre yacimientos existentes permite agregar reservas recuperables al total de reservas del país, y en compensación, el productor recibe una disminución en el porcentaje de regalías a cancelar. Este pozo fue reabierto en 2015 por la firma Petróleos Sudamericanos después de más de 20 años de haber cerrado su operación.

**Reservas de gas natural - 2017**

Probadas: 3.896 Gpc

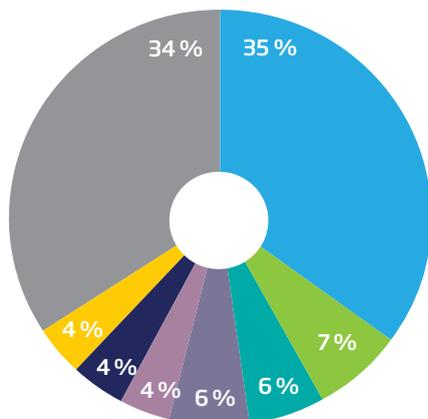
- Cusiana y Cupiagua
- La Guajira
- Pauto
- Nelson
- Gibraltar
- Clarinete
- Payoa
- Corrales
- El Difícil
- Otros campos



Fuente: UPME.

Probables: 853 Gpc

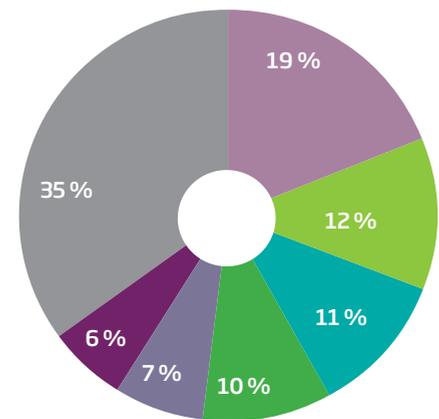
- Cupiagua
- Payoa
- Gibraltar
- Mamey
- La Loma
- La Guajira
- El Difícil
- Otros campos



Fuente: UPME.

Posibles: 457 Gpc

- La Loma
- Payoa
- Gibraltar
- Clarinete
- Mamey
- Nelson
- Otros campos



Fuente: UPME.

**PRODUCCIÓN  
Y SUMINISTRO**

**PRODUCCIÓN FISCALIZADA - Gpc**

Cuenca		2013	2014	2015	2016	2017*	Tendencia
Llanos Orientales		735	684	634	678	636	
La Guajira		219	187	160	125	102	
Valle del Magdalena		78	74	69	82	93	
Superior		16	15	11	12	11	
Medio		32	30	27	27	24	
Inferior		29	29	31	43	57	
Putumayo		8	8	8	6	6	
Cuencas menores		4	5	5	13	12	
<b>Total</b>	<b>Gpc</b>	<b>1.044</b>	<b>958</b>	<b>876</b>	<b>904</b>	<b>848</b>	
	<b>Mpcd</b>	<b>2.860</b>	<b>2.624</b>	<b>2.400</b>	<b>2.476</b>	<b>2.325</b>	
	<b>Gbtud</b>	<b>3.167</b>	<b>2.909</b>	<b>2.662</b>	<b>2.759</b>	<b>2.588</b>	

Fuente: ANH, Acipet, Ministerio de Minas y Energía.  
\*Cifras promedio de enero a octubre de 2017.

La cuenca del valle inferior del Magdalena es la única que aumentó sus niveles de producción de gas natural en el último quinquenio, y logró duplicar tales niveles en dicho periodo.

En 2016, la incorporación a la producción nacional del campo Clarinete, perteneciente a la multinacional canadiense Canacol, surge como una de las principales razones de este incremento.

**Producción fiscalizada de gas natural - 2017**

Departamento



Campo



Fuente: ANH.

**SUMINISTRO DE GAS NATURAL - Mpcd**

Campo/Cuenca		2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Llanos Orientales		377	405	414	481	371	
La Guajira - consumo nacional		414	403	389	334	272	
La Creciente		59	53	47	47	31	
Gibraltar		30	28	27	36	37	
Otros		108	117	114	166	186	
<b>Subtotal</b>	<b>Mpcd</b>	<b>988</b>	<b>1.007</b>	<b>991</b>	<b>1.064</b>	<b>897</b>	
	<b>Gpc</b>	<b>361</b>	<b>367</b>	<b>362</b>	<b>388</b>	<b>327</b>	
La Guajira - exportación	Mpcd	176	98	38	0	0	
<b>Total suministro</b>	<b>Mpcd</b>	<b>1.165</b>	<b>1.105</b>	<b>1.030</b>	<b>1.064</b>	<b>897</b>	
	<b>Gpc</b>	<b>425</b>	<b>403</b>	<b>376</b>	<b>388</b>	<b>327</b>	
Importación	Mpcd	0	0	0	1	1	
<b>Gas inyectado al SNT</b>	<b>Mpcd</b>	<b>988</b>	<b>1.007</b>	<b>991</b>	<b>1.065</b>	<b>898</b>	

Fuente: UPME, Concentra, Ecopetrol y cálculos realizados por Promigas S.A.

**EJECUCIÓN DE DECLARATORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL - Gbtud**

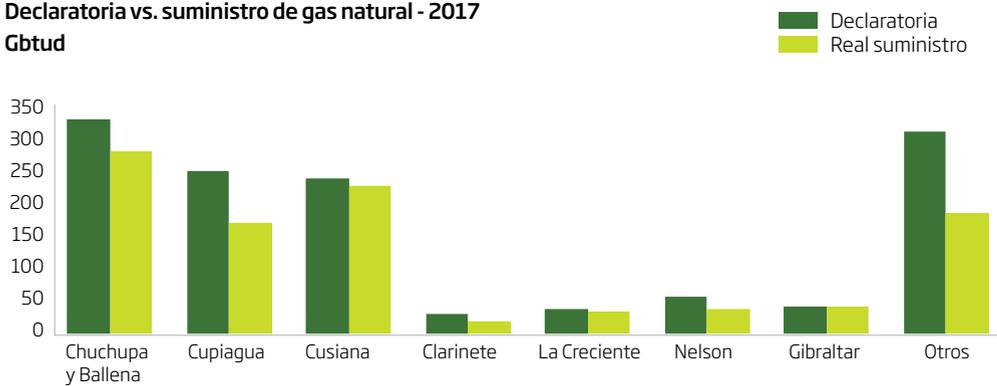
Campo	2015			2016			2017		
	Pronóstico (junio 2015)	Real suministro	Ejecución	Pronóstico (marzo 2016)	Real suministro	Ejecución	Pronóstico (abril 2017)	Real suministro	Ejecución
Chuchupa y Ballena	470	426	91 %	384	333	87 %	318	270	85 %
Cupiagua	240	174	72 %	240	187	78 %	240	166	69 %
Cusiana	235	296	126 %	233	218	94 %	229	219	96 %
Clarinete	NA	NA	NA	67	12	18 %	30	19	64 %
La Creciente	60	47	78 %	65	47	72 %	37	31	84 %
Nelson	60	14	24 %	59	31	53 %	56	35	63 %
Gibraltar	38	29	76 %	38	39	102 %	40	39	100 %
Otros	233	94	40 %	296	249	84 %	300	178	59 %
<b>Total</b>	<b>1.337</b>	<b>1.080</b>	<b>81 %</b>	<b>1.382</b>	<b>1.116</b>	<b>81 %</b>	<b>1.248</b>	<b>957</b>	<b>69 %</b>

Fuentes: ANH, Ministerio de Minas y Energía. Nota: Chuchupa y Ballena (La Guajira).

El porcentaje de ejecución de las cifras de producción expuestas en la declaratoria de 2017, 69 %, disminuyó con respecto a las obtenidas en las declaratorias de 2015 y 2016, años en que este porcentaje de ejecución fue de 81 %.

La ejecución de la declaratoria de producción de los campos de Cusiana y Gibraltar son de las más altas logradas por las productoras que tienen a cargo los principales campos productores de gas del país.

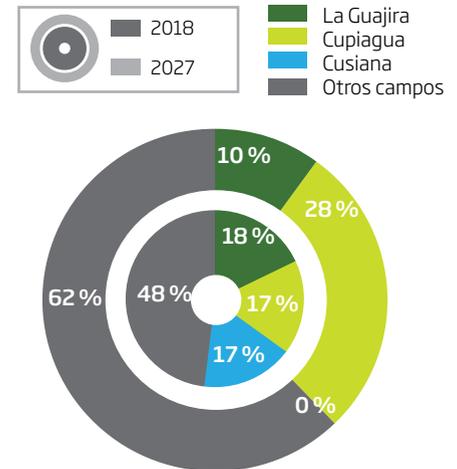
**Declaratoria vs. suministro de gas natural - 2017 Gbtud**



Fuentes: ANH, Ministerio de Minas y Energía.

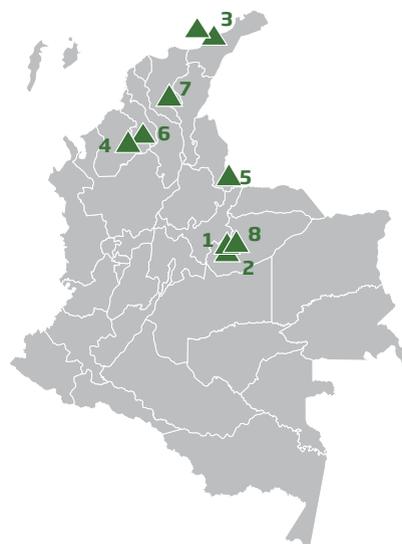
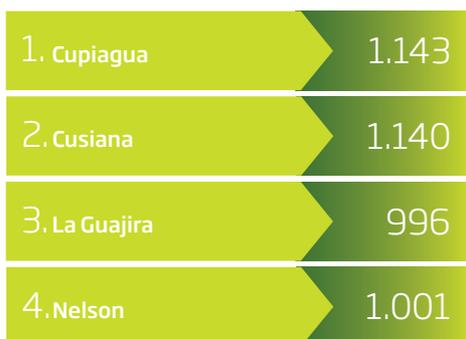
Según la última declaratoria de producción, 2018 - 2027, entregada por las productoras, los campos de La Guajira, en especial Chuchupa, dentro de 10 años aún estará entregando gas al país, aproximadamente unos 50 Gbtud.

**Declaratoria de producción**



Fuentes: Ministerio de Minas y Energía.

**PODER CALORÍFICO 2017 : 1.049 Btu/pc**



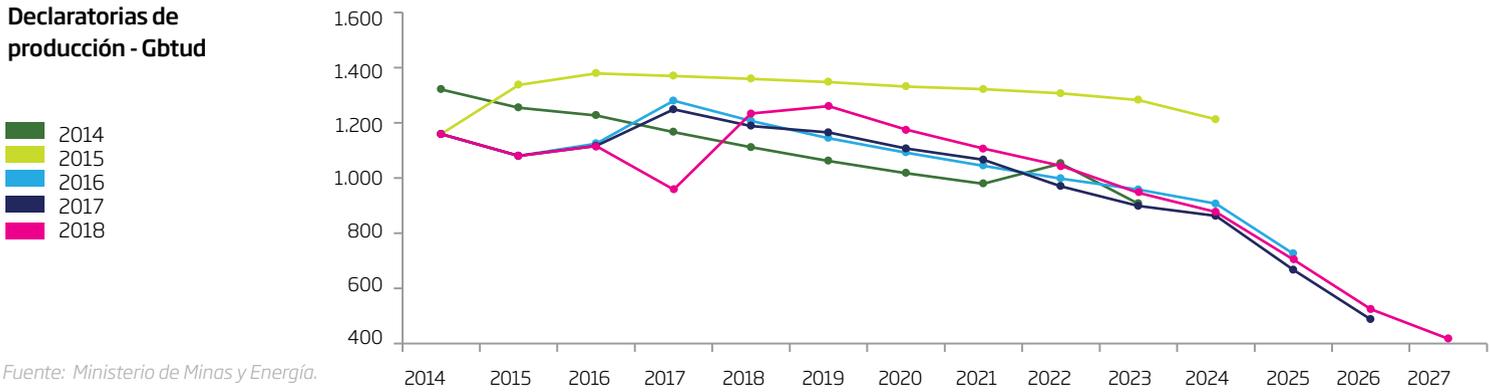
Fuentes: Ministerio de Minas y Energía.

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN SEGÚN DECLARATORIAS DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL - Gbtud

Campo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Chuchupa y Ballena (La Guajira)</b>														
2014	515	456	402	353	309	270	232	199	169	143				
2015	500	470	464	459	453	448	442	437	430	423	417			
2016	500	426	384	328	273	227	188	156	126	102	80	62		
2017	500	426	333	363	310	265	224	187	154	125	102	85	77	
2018	500	426	333	270	253	213	180	150	122	99	82	74	61	51
<b>Cupiagua (Casanare)</b>														
2014	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240				
2015	151	240	240	240	240	240	240	240	240	240	227			
2016	151	174	240	240	240	240	240	240	240	240	227	192		
2017	151	174	187	240	240	240	240	240	240	240	227	192	166	
2018	151	174	187	166	240	240	240	240	240	240	227	192	166	147
<b>Cusiana (Casanare)</b>														
2014	235	235	231	227	227	226	226	226	332	226				
2015	308	235	235	235	235	235	235	235	235	234	233			
2016	308	296	233	229	229	228	228	228	228	228	228	126		
2017	308	296	218	229	229	228	228	228	228	228	228	126	25	
2018	308	296	218	219	229	228	228	228	228	228	228	126	25	0
<b>Nelson (Córdoba)</b>														
2014	22	22	26	28	27	26	26	25	25	24				
2015	17	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60			
2016	17	14	59	58	57	55	54	54	52	51	50	49		
2017	17	14	31	56	58	76	76	75	39	34	40	30	24	
2018	17	14	31	35	67	109	80	60	65	43	37	24	21	19
<b>Gibraltar (Norte de Santander)</b>														
2014	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38				
2015	31	38	38	38	38	38	38	38	38	36	27			
2016	31	29	38	46	47	47	47	47	47	47	46	36		
2017	31	29	39	40	47	47	47	47	47	47	46	36	27	
2018	31	29	39	40	41	45	47	47	47	47	47	45	35	26
<b>La Creciente (Sucre)</b>														
2014	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60				
2015	53	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60			
2016	53	47	65	60	60	60	60	60	60	60	60	60		
2017	53	47	47	37	29	16	10	7	4	3	2	1	1	
2018	53	47	47	31	25	17	8	4	3	0	0	0	0	0
<b>Clarinete (Córdoba)</b>														
2014	NA													
2015	NA													
2016	NA	NA	67	60	55	49	45	40	36	33	30	27		
2017	NA	NA	12	30	33	45	47	72	70	46	45	34	17	
2018	NA	NA	12	19	36	46	46	46	45	34	34	34	28	22
<b>Otros campos productores</b>														
2014	210	203	230	220	210	202	195	191	187	177				
2015	99	233	281	277	272	265	255	251	243	230	187			
2016	99	94	296	259	246	237	230	219	208	197	186	174		
2017	99	94	249	255	243	247	233	209	187	175	173	163	151	
2018	99	94	249	178	343	362	346	331	294	255	223	209	187	152
<b>Total</b>														
2014	1.321	1.255	1.227	1.166	1.111	1.062	1.018	979	1.052	907				
2015	1.159	1.337	1.379	1.370	1.359	1.348	1.331	1.321	1.306	1.283	1.213			
2016	1.159	1.080	1.382	1.280	1.206	1.144	1.092	1.044	998	958	906	726		
2017	1.159	1.080	1.116	1.248	1.189	1.165	1.107	1.066	970	898	863	667	488	
2018	1.159	1.080	1.116	957	1.234	1.260	1.176	1.106	1.044	946	877	704	524	417

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Nota: La cifra de La Guajira, está compuesta por los campos de Chuchupa y Ballena; las cifras reales de producción se encuentran en verde para su identificación.

**Declaratorias de producción - Gbtud**



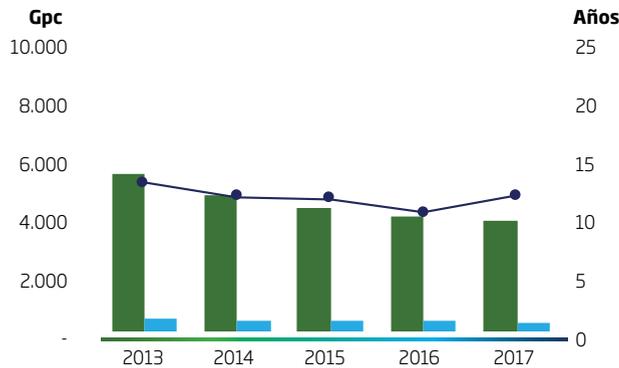
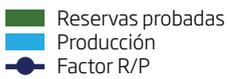
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

		2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Reservas probadas	Tpc	5,5	4,8	4,4	4,0	3,9	■ ■ ■ ■ ■
	Gpc	5.508	4.759	4.361	4.024	3.896	■ ■ ■ ■ ■
Reservas totales	Tpc	8,6	5,9	5,4	5,3	5,2	■ ■ ■ ■ ■
	Gpc	8.576	5.915	5.443	5.321	5.206	■ ■ ■ ■ ■
Producción	Mpcd	1.165	1.105	1.030	1.064	897	■ ■ ■ ■ ■
	Gpc	425	403	376	388	327	■ ■ ■ ■ ■
<b>Factor R/P - Años</b>	<b>Probadas</b>	<b>13,0</b>	<b>11,8</b>	<b>11,6</b>	<b>10,4</b>	<b>11,9</b>	■ ■ ■ ■ ■
	<b>Totales</b>	<b>20,2</b>	<b>14,7</b>	<b>14,5</b>	<b>13,7</b>	<b>15,9</b>	■ ■ ■ ■ ■

Fuente: Ecopetrol, UPME, ANH.

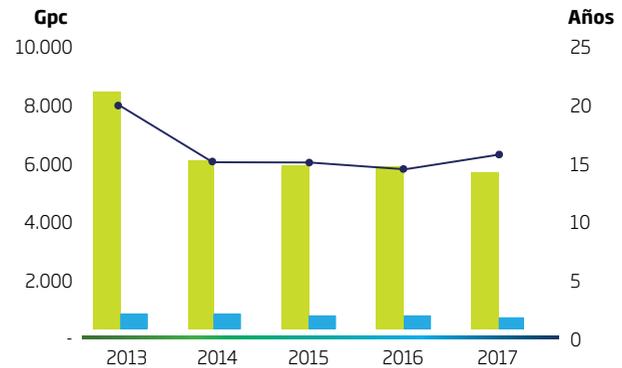
Nota: El concepto de producción refleja las cifras de suministro de gas natural.

**Factor R/P - Reservas probadas**



Fuente: UPME, ANH.

**Factor R/P - Reservas totales**



Fuente: UPME, ANH.

El cierre de 2017 muestra un leve incremento en las cifras del factor R/P, tanto en el calculado con reservas probadas (+1,5 años) como con las totales (+2,2 años). Esto a pesar de que las reservas de gas natural siguieron con la tendencia a la baja que venían mostrando en todo el lustro. La explicación se da con base en el decrecimiento (16 %) que sufrió la producción de gas natural en el último año, cifra que forma parte del denominador de la fórmula del factor R/P.

Cuando se revisan los poderes caloríficos de los principales campos productores de gas natural en el país, se obtiene que los más altos los tienen los campos de Casanare (Cupiagua y Cusiana), que están por encima de 1.140 Btu/pc, mientras que el gas de los campos de la Costa Caribe, tanto los de La Guajira (996 Btu/pc) como Clarinete (1.006 Btu/pc) poseen los poderes caloríficos más bajos.

REGASIFICACIÓN

SOCIEDAD PORTUARIA EL CAYAO - SPEC

El puerto se encuentra ubicado en la bahía de Cartagena de Indias (Colombia) junto al mar Caribe, en un punto estratégico de conexión con el mercado internacional de GNL



Fuente: Concentra, <www.speclng.com>

PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE CARTAGENA

2017	Inyección al SNT Mpcd	Capacidad utilizada
Abril	0,4	0,10 %
Mayo	7,8	1,90 %
Junio	0,2	0,10 %
Septiembre	1,7	0,40 %
Octubre	1,6	0,40 %
Diciembre	1,3	0,30 %

Luego de las pruebas de inicio de la operación de la planta de regasificación de Cartagena perteneciente a la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG), realizadas a finales de 2016, cumplió en 2017 su primer año de operación, en el cual se regasificaron y entregaron 383,7 Mpc de gas natural al SNT, y se mantuvo una disponibilidad operativa del 100 % y una capacidad de regasificación de 400 Mpcd.

TRANSPORTE DE GAS POR REDES

RED DE GASODUCTOS - km						
Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Coinogas	17	18	18	18	18	■ ■ ■ ■ ■
Progasur	346	392	392	392	392	■ ■ ■ ■ ■
Promigas	2.367	2.367	2.367	2.556	2.556	■ ■ ■ ■ ■
Promioriente	333	333	333	333	333	■ ■ ■ ■ ■
TGI	3.957	3.957	3.957	3.957	4.000	■ ■ ■ ■ ■
Transmetano	189	189	189	189	189	■ ■ ■ ■ ■
Transoccidente	11	11	11	11	11	■ ■ ■ ■ ■
<b>Total</b>	<b>7.221</b>	<b>7.267</b>	<b>7.267</b>	<b>7.456</b>	<b>7.499</b>	■ ■ ■ ■ ■

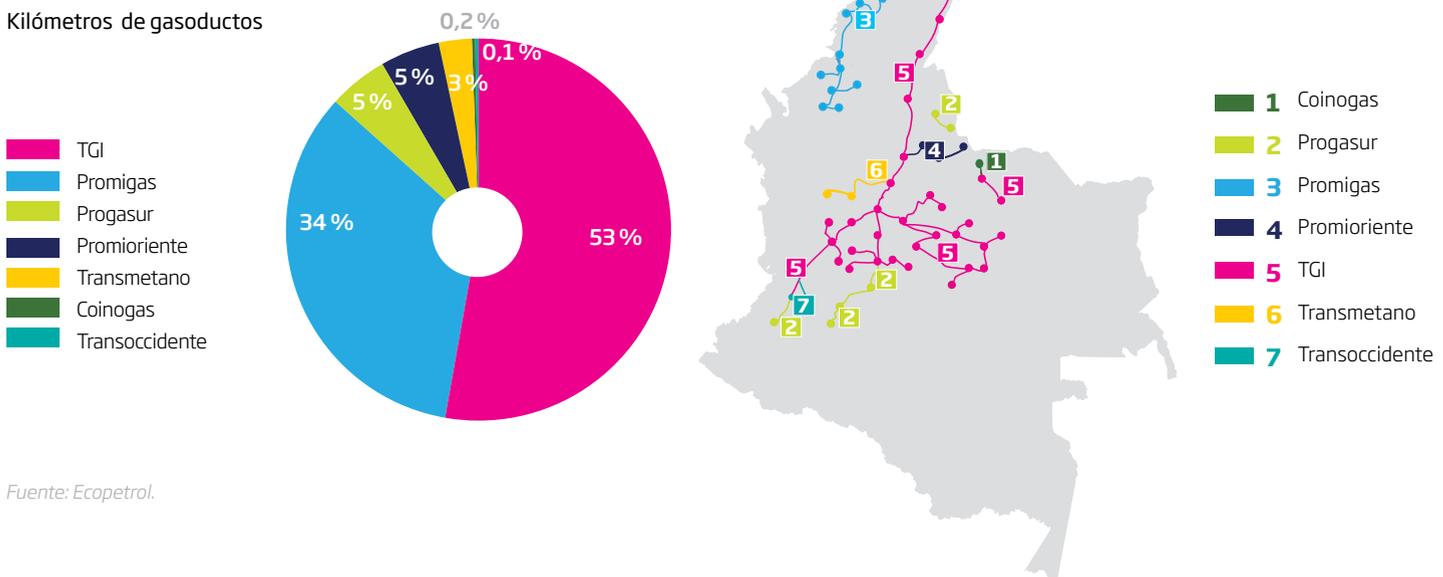
Fuente: Empresas del sector.

En el último lustro se agregaron 278 km a la red de gasoductos de transporte del país, con los cuales se llegó a 7.499 km. Estos kilómetros adicionales se encuentran repartidos así: 46 km incorporados por Progasur en 2014, 189 km a través del gasoducto del sur ( San Mateo - Mamonal), puesto en operación por Promigas en 2016, y por último 43 km construidos por TGI en el transcurso de 2017.

Se espera en el mediano plazo un fuerte desarrollo en la red de gasoductos del país dada la gran cantidad de proyectos expuestos en el Plan Transitorio de Abastecimiento de la UPME y adoptados por Minminas, los cuales se estarán desarrollando entre 2020 y 2021, según los cronogramas establecidos por la UPME.

RED DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA 2017: 7.499 km

Kilómetros de gasoductos



Fuente: Ecopetrol.

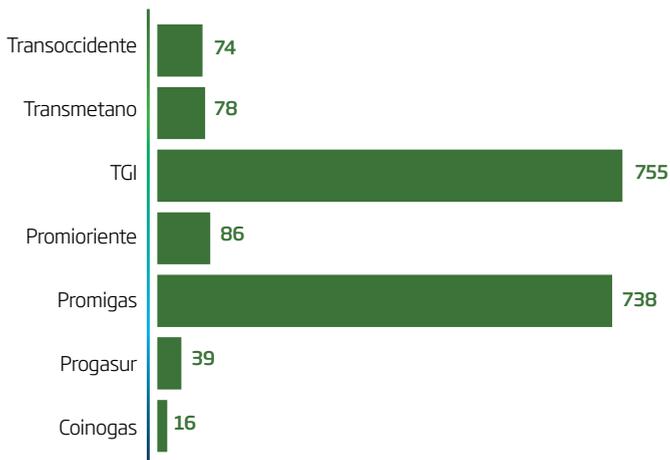
GAS TRANSPORTADO - Mpcd						
Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
<b>Interior del país</b>	<b>596</b>	<b>668</b>	<b>701</b>	<b>678</b>	<b>617</b>	
Coinogas	5	5	5	6	8	
Progasur	17	19	19	20	19	
Promioriente	28	51	52	58	65	
TGI	454	494	523	500	430	
Transmetano	46	49	51	50	51	
Transoccidente	47	49	50	43	45	
<b>Costa Caribe - Promigas</b>	<b>390</b>	<b>368</b>	<b>331</b>	<b>339</b>	<b>334</b>	
<b>Total</b>	<b>987</b>	<b>1.036</b>	<b>1.032</b>	<b>1.017</b>	<b>951</b>	

El volumen de gas transportado en el país en 2017, 951 Mpcd, fue el más bajo de los últimos cinco años debido a la presencia de altos niveles de lluviosidad que permitieron mantener un óptimo nivel de los embalses y por ello una menor generación de las plantas térmicas y, por consiguiente, un menor consumo de gas.

Promioriente, con la puesta en marcha en 2017 de la Estación Compresora Los Pinos, habilitó que el gas de Gibraltar tuviera acceso al SNT, con lo cual el gas transportado por esta empresa se incrementó en 7 Mpcd.

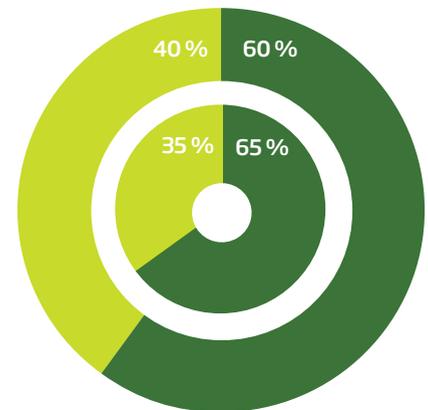
Fuente: Empresas del sector.

Capacidad máxima de mediano plazo 2017 Mpcd



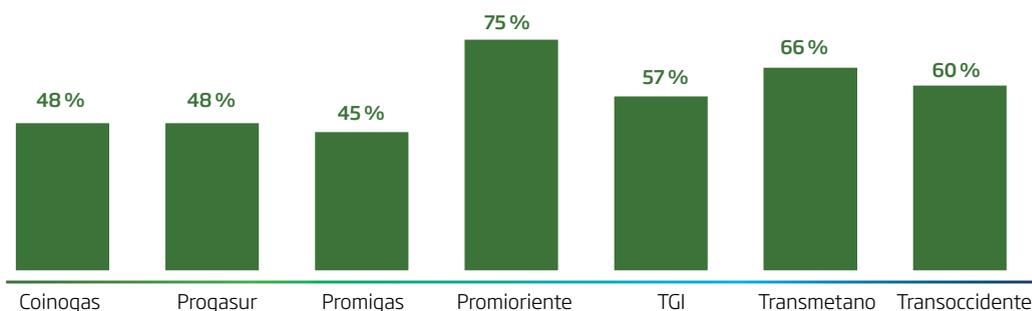
Fuente: Empresas del sector.

Gas transportado



Fuente: Empresas del sector.

Volumen /Capacidad máxima de mediano plazo - 2017



Fuente: Cálculos propios de Promigas S.A. y empresas del sector.

## DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

### COBERTURA

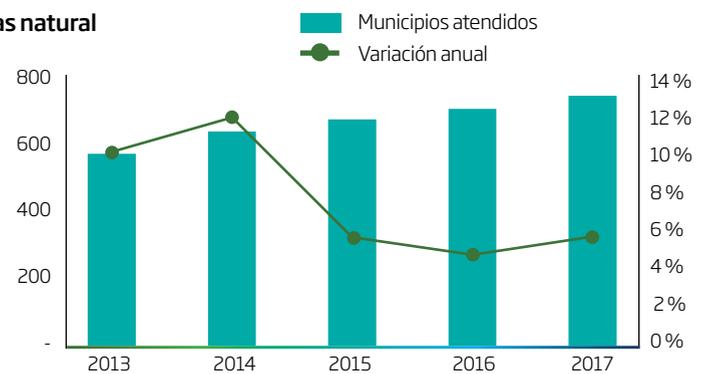
#### COBERTURA DE GAS NATURAL

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Empresas distribuidoras	29	34	35	37	41	
Municipios atendidos	563	629	664	695	734	
Usuarios potenciales	9.086.738	9.430.712	10.159.669	10.808.028	11.015.219	
Residenciales anillados	8.881.882	8.789.982	9.288.176	9.755.007	9.946.332	
Usuarios conectados	7.166.218	7.744.589	8.160.555	8.627.949	9.046.946	
Residenciales	7.032.244	7.600.805	8.009.707	8.468.703	8.879.752	
Estratos 1, 2 y 3	5.989.704	6.493.331	6.844.370	7.232.891	7.579.487	
Estratos 4, 5 y 6	1.042.540	1.107.474	1.165.337	1.235.812	1.300.265	
Comerciales	128.103	139.335	146.741	154.508	161.880	
Industriales	5.871	4.449	4.107	4.738	5.314	
<b>Cobertura residencial</b>						
Potencial	90 %	93 %	91 %	90 %	90 %	
Efectiva	77 %	81 %	79 %	78 %	81 %	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En Colombia, durante el último quinquenio, se llevó el gas natural a 171 nuevos municipios y se conectaron un poco más de 1.880.000 nuevos usuarios al servicio de gas natural domiciliario por redes. Lo anterior significó el sobrepaso del umbral de nueve millones de usuarios conectados y el alcance de una cobertura promedio nacional efectiva (usuarios residenciales conectados/ usuarios potenciales) de 81 %, cuando cinco años atrás había iniciado con una cobertura de 77 %.

#### Cobertura de gas natural



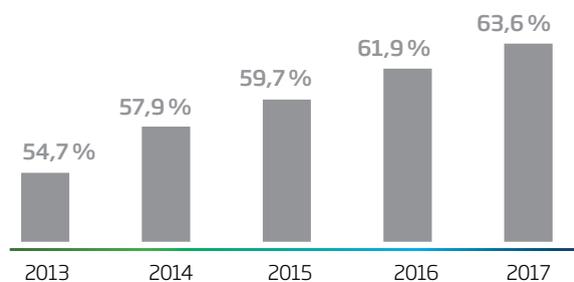
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

#### COLOMBIA - POBLACIÓN CON GAS NATURAL

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Usuarios residenciales con gas natural	7.032.244	7.600.805	8.009.707	8.468.703	8.879.752	
Población total país	47.121.089	47.661.787	48.203.405	48.747.708	49.291.609	
Viviendas ocupadas	12.056.765	12.317.603	12.579.220	12.843.241	13.105.320	
Promedio de habitantes por vivienda	3,9	3,9	3,8	3,8	3,8	
Población con gas natural*	27.483.906	29.410.588	30.693.091	32.143.745	33.398.442	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Dane. \*Cálculos elaborados por Promigas S.A.

#### Población con gas natural



Fuente: Cálculos propios de Promigas S.A., con base en cifras de Dane y Minminas.

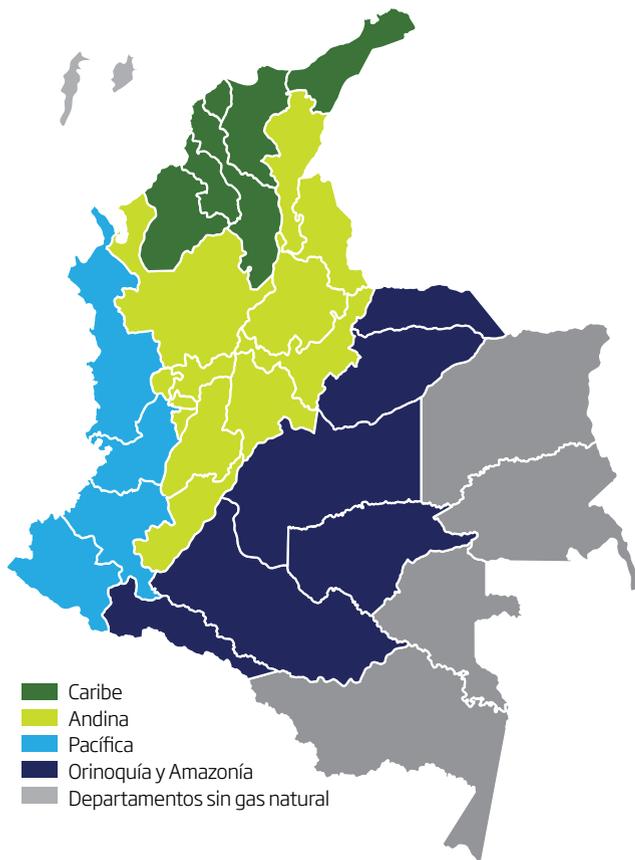
Se estima que en el último lustro la población del país con acceso a gas natural pasó de un poco más de 25,7 millones de personas en 2013 a 31,3 millones al cierre de 2017. Esta estimación se basa en el índice de personas por vivienda y en el número de usuarios o viviendas que cuentan con el servicio. En el país, queda pendiente un cubrimiento de aproximadamente 18 millones de personas para alcanzar una cobertura nacional total.

## USUARIOS DE GAS NATURAL

Región	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Andina	4.443.145	4.840.054	5.109.416	5.402.307	5.671.426	▲
Caribe	1.502.826	1.583.787	1.656.672	1.759.875	1.827.596	▲
Pacífica	953.355	1.029.488	1.082.748	1.134.219	1.191.266	▲
Orinoquía y Amazonía	266.892	291.260	311.719	331.548	356.658	▲
<b>Total usuarios</b>	<b>7.166.218</b>	<b>7.744.589</b>	<b>8.160.555</b>	<b>8.627.949</b>	<b>9.046.946</b>	▲

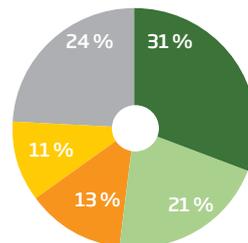
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

## USUARIOS DE GAS NATURAL POR REGIONES 2017: 9.046.946 usuarios



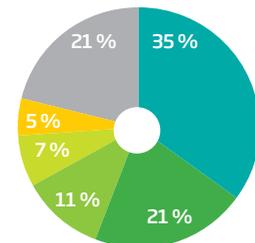
### CARIBE

- Atlántico
- Bolívar
- Magdalena
- Córdoba
- Otros departamentos



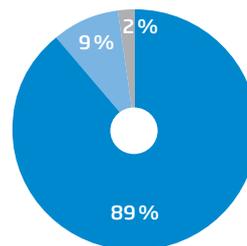
### ANDINA

- Bogotá
- Antioquia
- Cundinamarca
- Santander
- Tolima
- Otros departamentos



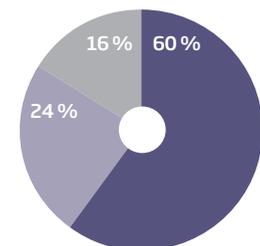
### PACÍFICA

- Valle
- Cauca
- Otros departamentos



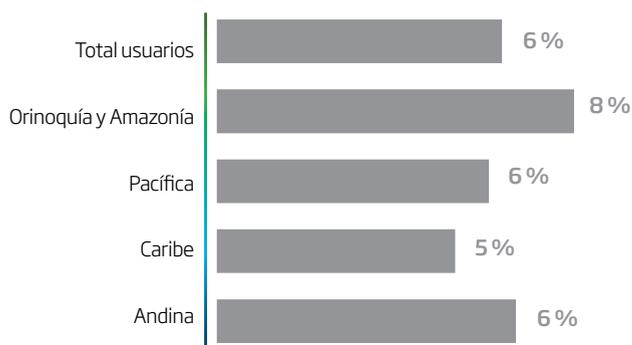
### ORINOQUÍA Y AMAZONÍA

- Meta
- Casanare
- Otros departamentos



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

### Usuarios de gas natural TACC 2013 - 2017



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

El crecimiento en el número de usuarios reportado por el Ministerio de Minas y Energía para los últimos cinco años, muestra que todas las regiones aumentaron sus usuarios en más de un 5 % anual. También se destaca el hecho de que este incremento continuó en 2017, exceptuando a la región Caribe, que solo creció un 4 %, explicado por la madurez de este mercado.

La región Orinoquía y Amazonía presenta el mayor crecimiento porcentual de usuarios; sin embargo, es la región del país con mayor número de departamentos (cuatro) que no cuentan con el servicio de gas natural: Vichada, Guainía, Vaupés y Amazonas.

### USUARIOS DE GAS NATURAL

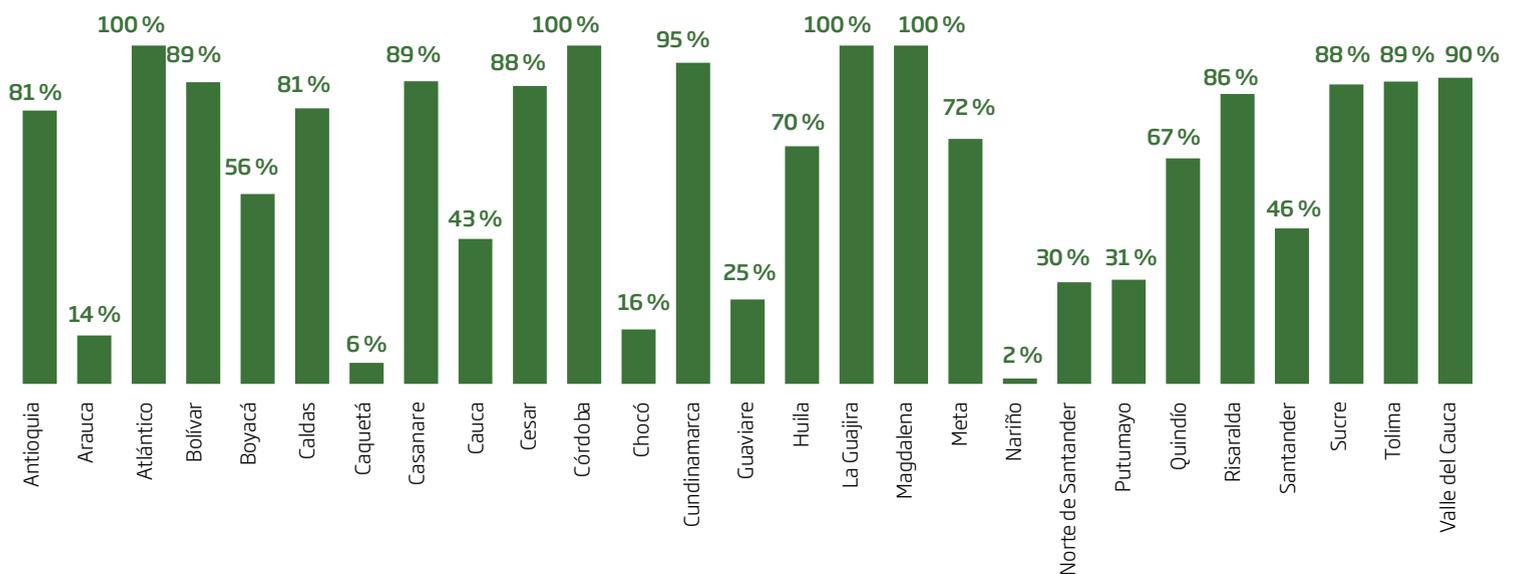
Departamento	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Antioquia	881.938	993.063	1.072.018	1.146.855	1.211.444	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Arauca	0	0	0	0	2.177	▬
Atlántico	492.191	510.028	532.880	554.207	570.402	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Bogotá	1.760.435	1.820.350	1.862.662	1.921.407	1.982.577	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Bolívar	303.933	317.365	330.648	357.438	375.673	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Boyacá	140.346	152.975	163.169	179.663	193.908	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Caldas	152.482	162.336	171.688	179.378	186.803	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Casanare	61.933	69.207	74.940	80.131	86.319	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Cauca	61.715	81.789	90.710	100.836	110.785	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Caquetá	30.335	34.056	35.598	37.586	39.641	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Cesar	150.552	162.965	172.235	183.252	193.125	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Chocó	0	0	0	0	4.310	▬
Córdoba	170.182	181.307	188.432	200.798	207.906	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Cundinamarca	378.900	461.738	502.087	553.472	603.652	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Guaviare	3.988	3.244	3.475	3.827	4.212	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Huila	168.435	190.418	202.496	213.339	222.984	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
La Guajira	85.555	92.798	99.076	103.779	108.360	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Magdalena	186.295	195.210	204.607	223.363	231.190	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Meta	168.577	177.083	188.372	200.247	214.135	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Norte de Santander	115.747	135.939	160.795	177.054	190.897	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Nariño	0	11.180	13.801	16.747	20.373	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Putumayo	2.059	7.670	9.334	9.757	10.174	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Quindío	116.262	122.294	128.939	135.907	143.051	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Risaralda	177.238	190.574	203.149	216.688	230.119	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Santander	340.706	361.262	379.284	402.544	420.325	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Sucre	114.118	124.114	128.794	137.038	140.940	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Tolima	210.656	249.105	263.129	276.000	285.666	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Valle del Cauca	891.640	936.519	978.237	1.016.636	1.055.798	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Total</b>	<b>7.166.218</b>	<b>7.744.589</b>	<b>8.160.555</b>	<b>8.627.949</b>	<b>9.046.946</b>	▬ ▬ ▬ ▬ ▬

En estos últimos cinco años, 2013 -2017, los departamentos de Nariño, Chocó y Arauca, pertenecientes los dos primeros a la región Pacífica y el último a la región Orinoquía, se convirtieron en los números 26, 27 y 28 en acceder al gas natural en el país.

Este energético llegó a Nariño en 2014, solo a Pasto, su capital, mientras que a Chocó y Arauca se incorporó en 2017, al primero en Quibdó, su capital, y en cuatro municipios más, y al segundo en el municipio de Tame.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

### Cubrimiento de municipios por departamento



Fuente: Elaboración propia del consultor.

## USUARIOS DE GAS NATURAL

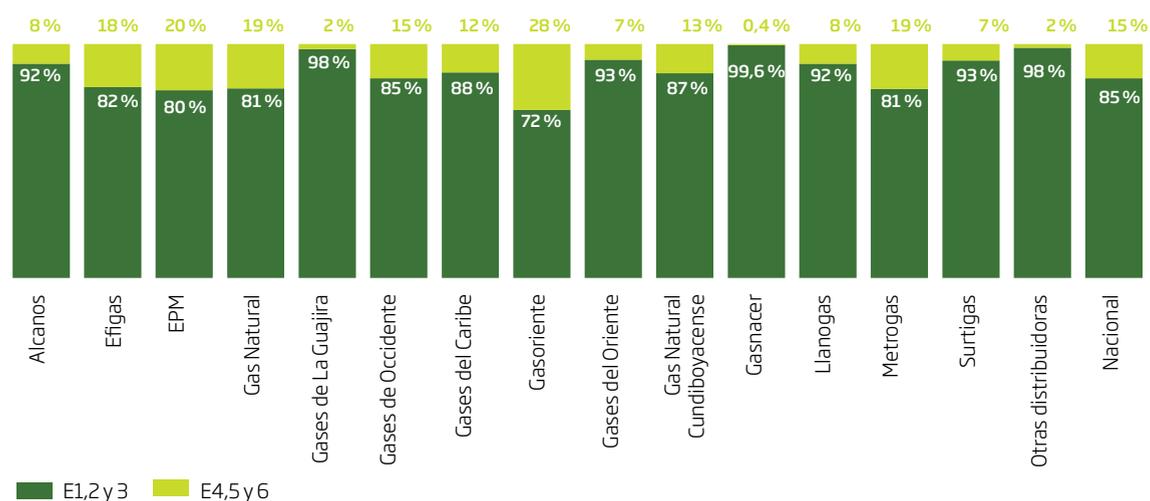
Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Alcanos de Colombia	534.740	656.607	702.239	749.755	791.077	
Efigas	423.629	450.225	476.910	503.947	531.278	
EPM	828.944	934.856	1.007.778	1.075.984	1.133.195	
Gas Natural	1.905.038	1.993.670	2.044.576	2.116.599	2.197.029	
Gases de La Guajira	85.555	92.798	99.076	103.779	108.360	
Gases de Occidente	917.321	964.292	1.009.143	1.050.500	1.093.580	
Gases del Caribe	774.917	812.584	852.548	899.302	925.693	
Gasoriente	254.385	266.078	276.222	290.851	303.393	
Gases del Oriente	95.418	113.850	136.405	150.406	162.454	
Gas Natural Cundiboyacense	280.907	312.259	337.012	370.921	398.335	
Gasnacer	61.705	64.116	65.742	70.104	77.048	
Llanogas	160.094	165.907	176.178	187.177	200.604	
Metrogas	95.482	104.610	113.423	120.731	127.661	
Surtigas	599.054	632.136	657.925	706.311	736.073	
Otras distribuidoras	149.029	180.601	205.378	231.582	261.166	
<b>Total</b>	<b>7.166.218</b>	<b>7.744.589</b>	<b>8.160.555</b>	<b>8.627.949</b>	<b>9.046.946</b>	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

## Usuarios residenciales de gas natural - 2017

En el transcurso de los últimos cinco años, Empresas Públicas de Medellín (EPM) fue la empresa distribuidora de gas natural del país que mayor número de usuarios conectó: 304.251.

La participación de los usuarios de estrato 1, 2 y 3 del total de usuarios residenciales del país, en los últimos siete años ha sido de 85 %, lo que confirma el propósito social de atender a usuarios con menores ingresos.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

## USUARIOS RESIDENCIALES DE GAS NATURAL

Estrato	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Estrato 1	1.405.607	1.585.630	1.712.062	1.856.750	1.970.887	
Estrato 2	2.667.223	2.874.969	3.015.915	3.161.029	3.297.786	
Estrato 3	1.916.874	2.032.731	2.116.394	2.215.112	2.310.814	
Estrato 4	634.498	677.701	715.438	760.919	803.663	
Estrato 5	249.770	266.369	280.514	296.535	310.861	
Estrato 6	158.272	163.404	169.385	178.358	185.741	
<b>Total</b>	<b>7.032.244</b>	<b>7.600.805</b>	<b>8.009.707</b>	<b>8.468.703</b>	<b>8.879.752</b>	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

**POBLACIÓN COLOMBIANA SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017**

Departamento	N° de Municipios	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)			No. de viviendas proyectadas por cabecera*
		Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Amazonas**	11	31 %	60 %	44 %	24.981	21.969	45.163	6.642
Antioquia	26	39 %	63 %	54 %	74.444	134.531	208.975	19.793
Arauca	6	34 %	66 %	38 %	115.964	13.507	129.471	30.832
Bolívar	5	51 %	82 %	71 %	33.690	59.100	92.790	8.957
Boyacá	55	25 %	60 %	51 %	71.130	208.378	279.508	18.912
Caldas	5	20 %	32 %	28 %	23.208	42.719	65.927	6.170
Caquetá	15	44 %	64 %	54 %	107.410	92.626	200.036	28.557
Casanare	2	21 %	66 %	43 %	1.532	1.342	2.874	407
Cauca	24	52 %	70 %	67 %	68.226	375.351	443.577	18.139
Cesar	3	55 %	84 %	75 %	14.331	29.256	43.587	3.810
Chocó	26	62 %	76 %	71 %	72.736	149.311	222.047	19.339
Cundinamarca	6	22 %	41 %	37 %	11.517	38.897	50.414	3.062
Guainía**	9	46 %	90 %	64 %	10.891	7.906	18.797	2.896
Guaviare	3	49 %	56 %	52 %	9.810	7.109	16.919	2.608
Huila	11	40 %	54 %	51 %	29.646	100.985	130.631	7.882
Meta	8	59 %	56 %	58 %	20.861	22.211	43.072	5.546
Nariño	63	39 %	62 %	54 %	388.427	732.968	1.121.395	103.272
Norte de Santander	28	32 %	55 %	46 %	79.525	157.210	236.735	21.144
Putumayo	9	34 %	50 %	42 %	59.114	70.487	129.601	15.717
Quindío	4	20 %	28 %	24 %	12.512	11.394	23.906	3.327
Risaralda	2	23 %	59 %	49 %	6.578	17.296	23.874	1.749
San Andrés Islas**	2	51 %	15 %	41 %	42.641	16.932	59.573	11.337
Santander	48	24 %	49 %	41 %	216.694	221.403	438.097	57.613
Sucre	3	57 %	85 %	77 %	20.662	47.347	68.009	5.493
Tolima	6	35 %	66 %	58 %	21.819	61.479	83.298	5.801
Valle del Cauca	4	20 %	30 %	27 %	10.453	24.589	35.042	2.779
Vaupés**	6	43 %	89 %	57 %	13.977	5.966	19.943	3.716
Vichada**	4	49 %	88 %	72 %	18.687	25.905	44.592	4.968
<b>Total nacional</b>	<b>394</b>	<b>38 %</b>	<b>62 %</b>	<b>53 %</b>	<b>1.581.466</b>	<b>2.698.174</b>	<b>4.277.853</b>	<b>420.469</b>

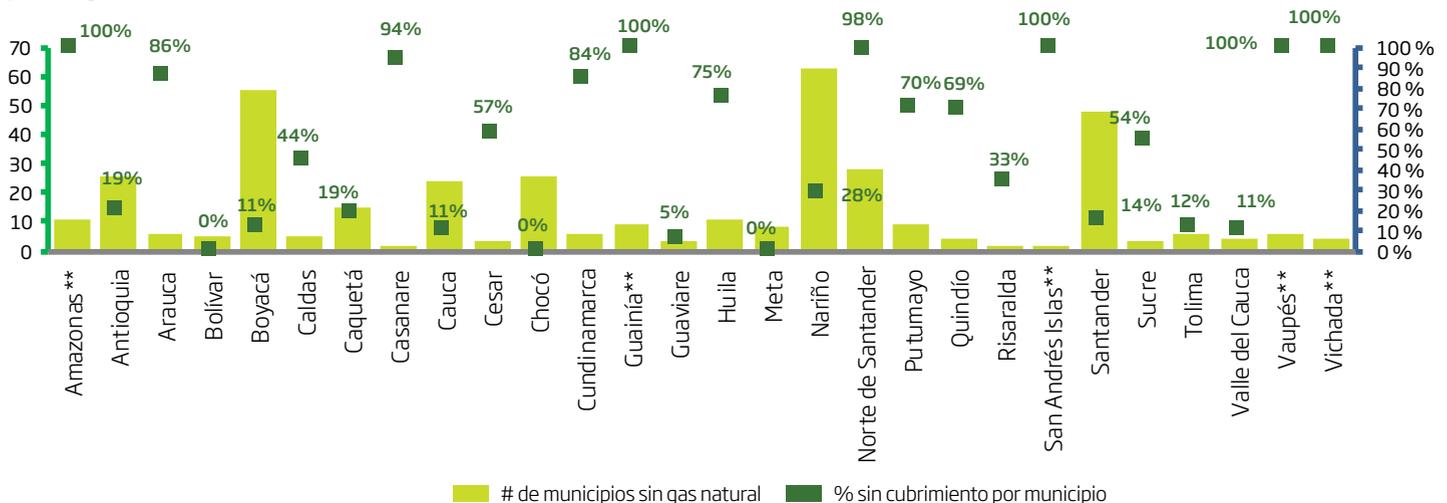
Fuentes: Dane, Censo 2005. \*Cálculos propios de Promigas S.A. \*\*Departamentos que no cuentan con ningún municipio con gas.

Solo restan cinco departamentos del país por acceder al gas natural, cuatro de Orinoquía y Amazonía: Vichada, Guainía, Vaupés y Amazonas; y San Andrés y Providencia, en la región Caribe.

Para el departamento de Arauca, el cual se convertiría en el número 28 del país en acceder al gas natural, existe un entendimiento de estructurar un proyecto entre Ecopetrol, Oleoducto Bicentenario, Minminas y la Gobernación del departamento, que llevaría el servicio de gas natural a su capital y a tres municipios más.

Nariño (63), Boyacá (55) y Santander (48) son los departamentos que mayor cantidad de municipios sin gas natural tienen a 2017, y entre los tres totalizan 166, un 42 % del total de municipios faltantes por conectar.

**Municipios sin gas natural - 2017**



Fuentes: Dane, Ministerio de Minas y Energía. \*\*Departamentos que no cuentan con ningún municipio con gas.

CONSUMO

CONSUMO DE GAS NATURAL - Mpcd							
Sector		2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
<b>Costa Caribe</b>		<b>395</b>	<b>419</b>	<b>380</b>	<b>381</b>	<b>364</b>	
<b>Eléctrico</b>		197	220	188	162	142	
<b>Otros sectores</b>		<b>198</b>	<b>199</b>	<b>193</b>	<b>220</b>	<b>223</b>	
Industrial y comercial		108	92	92	88	95	
Refinerías y otros *		23	34	37	74	71	
Residencial		26	27	28	28	27	
GNV		19	27	21	14	13	
Petroquímico		21	19	16	16	17	
<b>Interior del país</b>		<b>587</b>	<b>589</b>	<b>619</b>	<b>581</b>	<b>499</b>	
<b>Eléctrico</b>		88	110	117	99	31	
<b>Otros sectores</b>		<b>499</b>	<b>479</b>	<b>503</b>	<b>482</b>	<b>468</b>	
Industrial y comercial		149	221	205	181	172	
Refinerías y otros *		177	92	138	150	140	
Residencial		102	103	96	97	109	
GNV		70	62	63	53	46	
Petroquímico		1	1	1	1	1	
<b>Consumo nacional</b>	<b>Mpcd</b>	<b>982</b>	<b>1.007</b>	<b>1.000</b>	<b>962</b>	<b>863</b>	
	<b>Mm³</b>	<b>10.148</b>	<b>10.412</b>	<b>10.332</b>	<b>9.945</b>	<b>8.921</b>	
Exportaciones	Mpcd	176	98	38	0	0	
<b>Total demanda</b>	<b>Mpcd</b>	<b>1.158</b>	<b>1.106</b>	<b>1.038</b>	<b>962</b>	<b>863</b>	
	<b>Mm³</b>	<b>11.970</b>	<b>11.428</b>	<b>10.726</b>	<b>9.945</b>	<b>8.921</b>	

Fuentes: UPME, SUI. \* Se adicionaron los consumos de Ecopetrol.

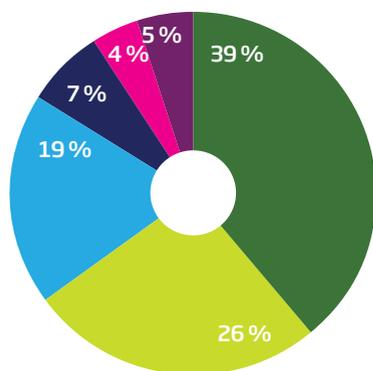
El consumo de gas natural en Colombia muestra una disminución de 119 Mpcd, si se compara en términos absolutos el consumo de 2017 (863) con el de 2013 (982), explicada, principalmente, por el consumo de los generadores térmicos, que a nivel país disminuyeron su consumo en 112 Mpcd.

El consumo de gas del interior del país ha representado en promedio de los últimos cinco años un 60 % del consumo nacional, y la industria es el consumidor más destacado de dicha región. Un 40 % del consumo de la Costa Caribe tiene como su mayor representante al sector térmico.

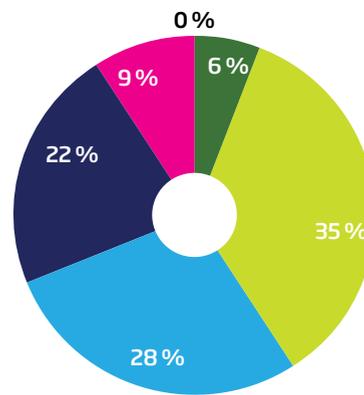
Consumo de gas natural en Colombia 2017

- Eléctrico
- Industrial y comercial
- Refinerías y otros
- Residencial
- GNV
- Petroquímico

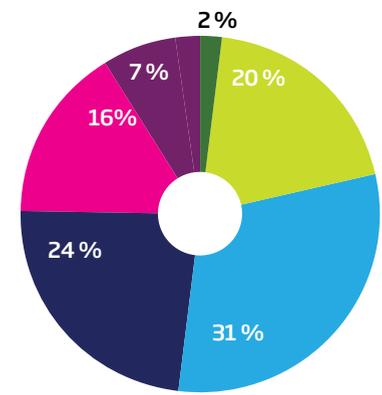
Costa Caribe



Interior del país



País



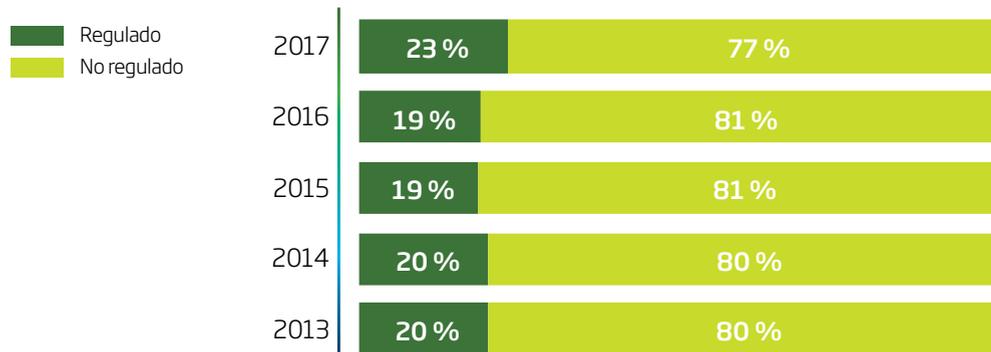
Fuente: UPME, SUI.

### CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Mercado	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
<b>Mpcd</b>						
Regulado	198	205	187	184	201	
Residencial	128	131	124	125	136	
No residencial	70	74	63	59	65	
No regulado	784	802	813	778	662	
<b>Total</b>	<b>982</b>	<b>1.007</b>	<b>1.000</b>	<b>962</b>	<b>863</b>	
<b>Mm³</b>						
Regulado	2.046	2.118	1.931	1.902	2.079	
Residencial	1.324	1.349	1.280	1.297	1.408	
No residencial	722	769	652	605	671	
No regulado	8.102	8.294	8.401	8.044	6.842	
<b>Total</b>	<b>10.148</b>	<b>10.412</b>	<b>10.332</b>	<b>9.945</b>	<b>8.921</b>	

Fuente: SUI, UPME.

### Consumo de gas natural en Colombia



Fuente: SUI, UPME, empresas del sector.

### CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA EN EL MERCADO REGULADO - MMm³

Región	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Andina	1.379	1.338	1.237	1.214	1.377	
Caribe	398	454	425	416	418	
Pacífica	219	267	212	210	222	
Orinoquía y Amazonía	51	60	58	60	61	
<b>Total</b>	<b>2.046</b>	<b>2.118</b>	<b>1.931</b>	<b>1.902</b>	<b>2.079</b>	

Fuente: SUI.

### Consumo nacional de gas natural en el mercado regulado



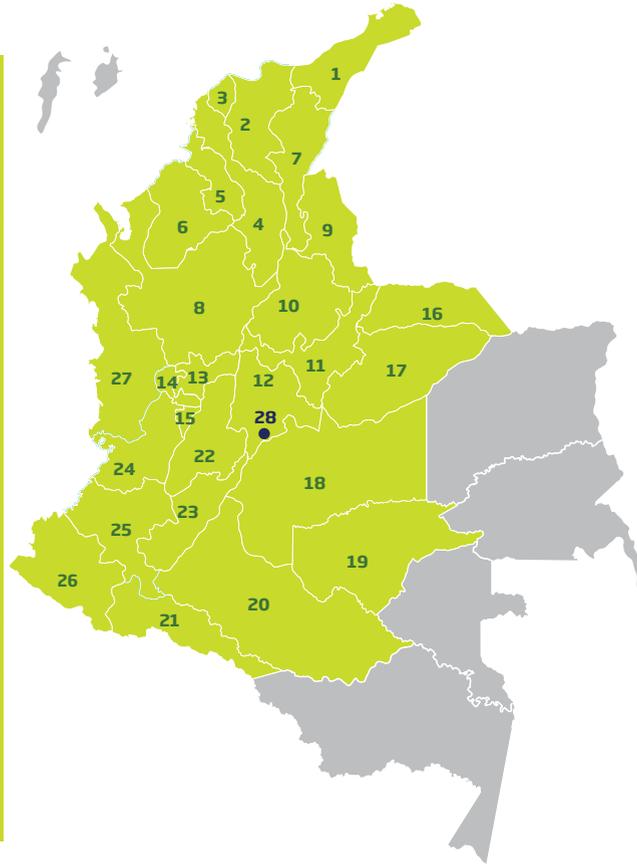
Fuente: SUI.

El consumo del mercado no regulado de gas natural en Colombia bajó su representatividad si comparamos el porcentaje de 2017, es decir, 77 %, con el de 2013, que fue de 80 %. Esta disminución se debe al ya comentado menor consumo de 112 Mpcd del sector térmico en 2017. El mercado regulado no residencial presenta un decrecimiento promedio anual de (2 %), disminución generada por el sector industrial.

La región Andina presenta el mayor consumo de gas natural del mercado regulado en Colombia, con un 66 % del consumo de 2017, y, de ese porcentaje, dos de sus departamentos, Cundinamarca y Antioquia, consumen el 70 %. La segunda región por su nivel de consumo es la Costa Caribe, que tiene a los departamentos de Atlántico y de Bolívar como sus líderes en consumo, y representan un 57 % de la región.

CONSUMO REGULADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA 2017 - 2.079 Mm<sup>3</sup>

1. La Guajira	23
2. Magdalena	48
3. Atlántico	154
4. Bolívar	70
5. Sucre	22
6. Córdoba	36
7. Cesar	40
8. Antioquia	281
9. Norte de Santander	281
10. Santander	101
11. Boyacá	51
12. Cundinamarca	139
13. Caldas	42
14. Risaralda	46



15. Quindío	28
16. Arauca	0,1
17. Casanare	18
18. Meta	37
19. Guaviare	1
20. Caquetá	5
21. Putumayo	1
22. Tolima	56
23. Huila	32
24. Valle del Cauca	193
25. Cauca	21
26. Nariño	3
27. Chocó	N.D.
28. Bogotá	564

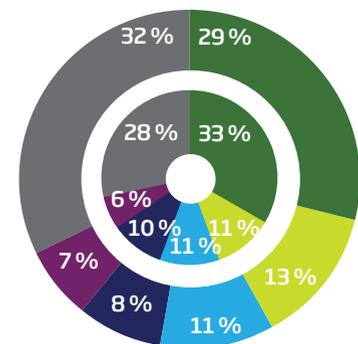
Fuente: SUI, empresas del sector.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR EMPRESA EN EL MERCADO REGULADO - MMm<sup>3</sup>

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Alcanos de Colombia	132	123	127	129	136	▲
EPM	228	230	243	248	267	▲
Efigas	111	105	106	109	116	▲
Gas Natural	668	675	554	524	601	▲
Gases del Caribe	233	241	236	232	228	▲
Gases de La Guajira	22	23	24	23	23	▲
Gases de Occidente	210	208	195	192	169	▲
Gas Natural Cundiboyacense	111	114	95	93	123	▲
Gases del Oriente	22	23	23	27	29	▲
Gasoriente	76	74	67	62	76	▲
Gasnacer	14	15	14	14	15	▲
Llanogas	32	34	34	34	35	▲
Metrogas	25	41	25	26	28	▲
Surtigas	132	168	152	148	143	▲
Otras distribuidoras	28	43	37	40	90	▲
<b>Total</b>	<b>2.046</b>	<b>2.118</b>	<b>1.931</b>	<b>1.902</b>	<b>2.079</b>	

Fuente: SUI, empresas del sector.

Consumo de gas natural en el mercado regulado



Fuente: SUI, empresas del sector.

En 2017, un 68% del consumo de gas natural regulado en Colombia fue un mercado atendido por cinco empresas distribuidoras-comercializadoras. En 2013, estas mismas empresas prestaban el servicio a un 72% del mercado, indicativo de que nuevas empresas están atendiendo el mercado restante del país. Concretamente en 2017, se evidencia que otras 36 empresas prestan este servicio.

## GAS NATURAL VEHICULAR

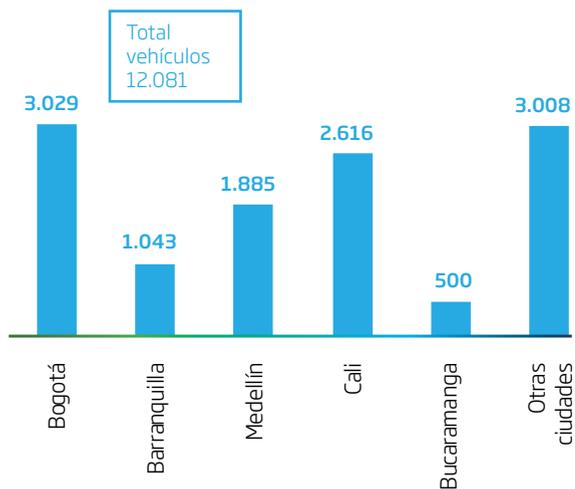
VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV						
Ciudad	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Armenia	8.969	10.032	11.018	11.481	11.707	
Barranquilla	44.118	44.523	45.875	47.291	48.334	
Bogotá	160.576	177.777	189.758	194.776	197.805	
Bucaramanga	19.112	20.249	20.682	21.133	21.633	
Cali	59.715	64.726	69.347	72.889	75.505	
Cartagena	17.731	17.786	18.155	18.792	18.893	
Ibagué	10.795	11.192	11.358	11.399	11.417	
Medellín	49.706	52.757	54.618	56.295	58.180	
Montería	8.814	9.062	9.332	9.852	10.002	
Neiva	5.651	5.829	5.919	5.960	5.984	
Pereira	17.792	19.416	21.053	21.867	22.302	
Santa Marta	9.815	10.731	11.212	11.669	11.934	
Sincelejo	4.548	4.548	4.720	5.101	5.249	
Villavicencio	12.729	13.100	13.381	13.501	13.594	
Otras ciudades	46.435	48.834	51.785	54.177	55.725	
<b>Total</b>	<b>476.506</b>	<b>510.562</b>	<b>538.213</b>	<b>556.183</b>	<b>568.264</b>	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con el documento "Visión sectorial del gas natural en Colombia", publicado en marzo de 2018 por el gremio (Naturgas), en Colombia un 18 % de las emisiones de gases de efecto invernadero provinieron del sector transporte. Por ello, se afirma que el GNV continúa posicionándose como una alternativa que contribuye a mitigar la contaminación ambiental en las ciudades.

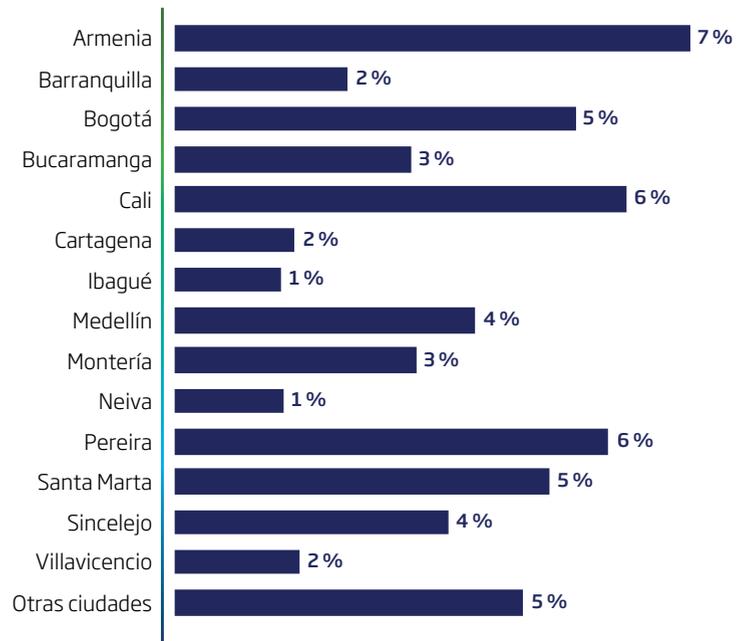
Las cuatro principales ciudades capitales de Colombia, Bogotá, Barranquilla, Medellín y Cali, tienen un 67 % de los vehículos convertidos del país. Estas urbes continúan siendo impulsoras de las conversiones a GNV, pues en 2017 en ellas se realizó el 71 % de las 12.081 conversiones de vehículos.

### Vehículos convertidos durante año 2017



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

### Vehículos convertidos a GNV TACC 2013 - 2017



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

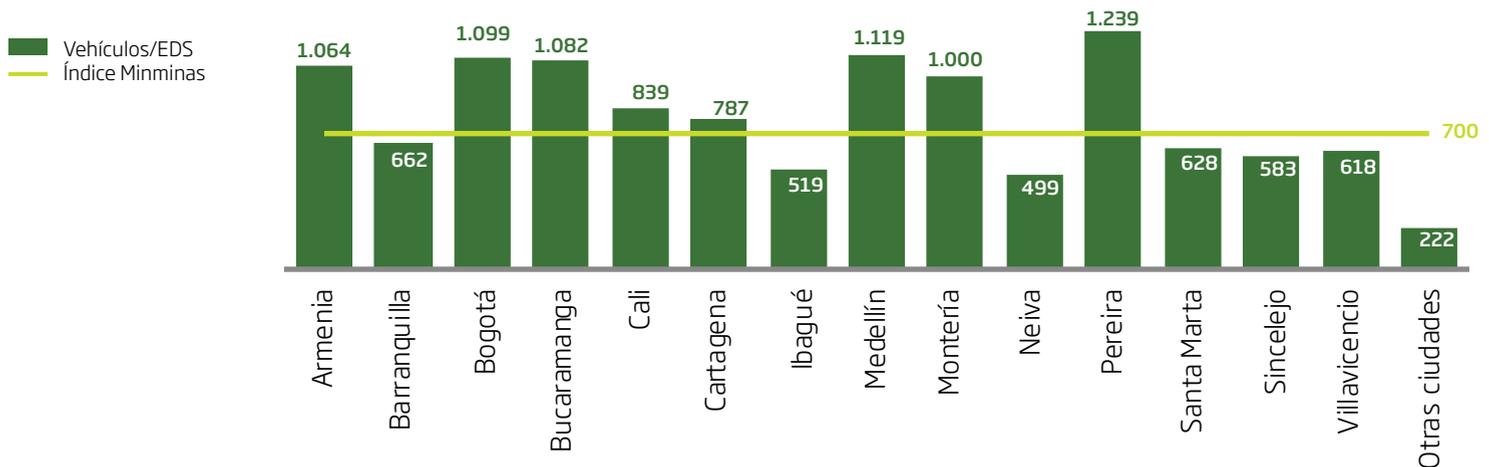
**ESTACIONES DE SERVICIO DE GNV**

Ciudad	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Armenia	9	9	11	11	11	
Barranquilla	65	67	68	72	73	
Bogotá	159	160	169	173	180	
Bucaramanga	15	15	18	19	20	
Cali	78	84	84	85	90	
Cartagena	24	24	24	24	24	
Ibagué	19	19	19	21	22	
Medellín	51	52	51	52	52	
Montería	9	10	10	10	10	
Neiva	10	10	10	12	12	
Pereira	17	17	18	18	18	
Santa Marta	16	16	18	19	19	
Sincelejo	9	9	10	9	9	
Villavicencio	20	20	21	22	22	
Otras ciudades	207	204	218	243	251	
<b>Total</b>	<b>708</b>	<b>716</b>	<b>749</b>	<b>790</b>	<b>813</b>	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

La información reportada sobre el número de EDS, en cumplimiento del Decreto 1073 de 2015, que principalmente pide informar a la autoridad ambiental competente su inicio de operaciones, se consolida, a 31 de diciembre de 2017, en 813 estaciones de servicio de gas natural, las cuales se ubican en 117 poblaciones, incluidas entre estas las cuatro ciudades capitales, las cuales cuentan con 395 EDS, mientras que las 113 poblaciones restantes tienen 418 EDS.

**Vehículos convertidos / EDS 2017**



Fuente: Elaboración propia de Promigas S.A.

**CONSUMO DE GNV - Mpcd**

Región	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Costa Caribe	19	27	21	14	13	
Interior del país	70	62	63	53	46	
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>89</b>	<b>83</b>	<b>67</b>	<b>59</b>	

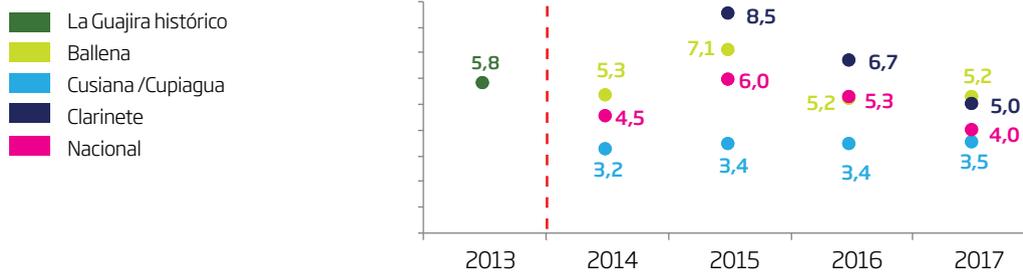
Fuente: UPME.

El sector transporte ha tenido una caída significativa en su consumo de gas natural. Durante el periodo 2013-2017, la demanda del sector cayó un 10 % en promedio anual. La UPME, en sus análisis de demanda, manifiesta que esta caída es explicada por la pérdida de competitividad del gas natural con respecto a la gasolina, principalmente en Bogotá.

## PRECIOS Y TARIFAS

Durante 2015 y 2016, fueron los precios promedios en contratos de suministro de gas natural del campo Clarinete los más altos del país, mientras que en 2017 se transaron en 5,0 US\$/Mbtu, dos centavos por debajo del precio de Ballena (La Guajira), que para este último año promedió 5,2 US\$/Mbtu.

### Precios promedio en contratos de suministro de gas natural - US\$/Mbtu



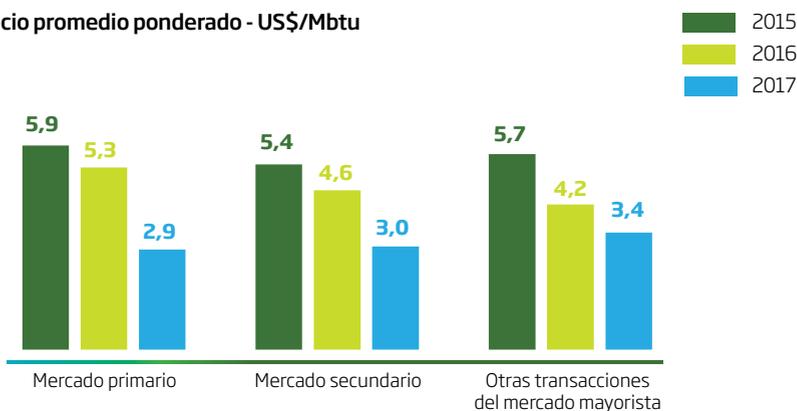
Fuentes: Bolsa Mercantil de Colombia -BMC-

### PRECIO PROMEDIO PONDERADO Y CANTIDAD DE ENERGÍA NEGOCIADA DEL SUMINISTRO DEL GAS NATURAL

Tipo de mercado	2015		2016		2017	
	Mbtu	US\$/Mbtu	Mbtu	US\$/Mbtu	Mbtu	US\$/Mbtu
Mercado primario	1.766.078	5,9	1.542.477	5,3	2.241.066	2,9
Mercado secundario	7.863.363	5,4	8.056.964	4,6	6.526.346	3,0
Otras transacciones del mercado mayorista	280.770	5,7	2.963.746	4,2	6.909.704	3,4
<b>Total</b>	<b>9.910.211</b>	<b>5,5</b>	<b>12.563.187</b>	<b>4,6</b>	<b>15.677.116</b>	<b>3,2</b>

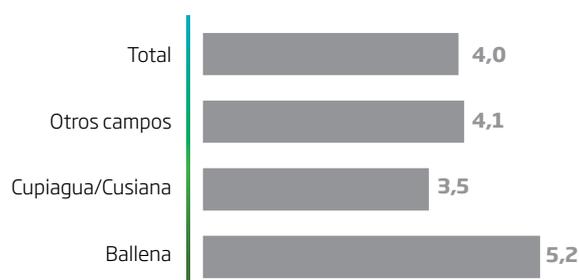
Fuente: Informe de Divulgación Anual 2017, Bolsa Mercantil de Colombia.

### Precio promedio ponderado - US\$/Mbtu



Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia -BMC-

### Precio promedio ponderado - US\$/Mbtu Diciembre 2017



Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia -BMC-

De manera general, en el transcurso de 2017, en todos los mercados se transó el suministro de gas natural en Colombia con menores precios. Desde 2016 se había iniciado una tendencia a la baja; sin embargo, la caída en el último año fue mucho mayor que la acontecida un año atrás. En el mercado primario la disminución con respecto a 2016 fue de 45 %, mientras que en el secundario fue de 35 %.

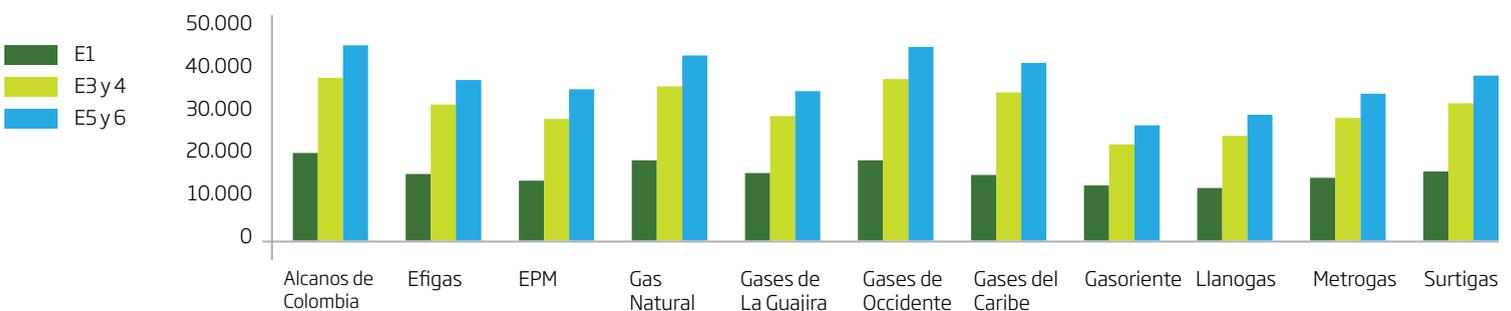
A nivel nacional, en 2017 el precio promedio del gas natural en Colombia fue de 4 US\$/Mbtu. Este promedio se obtiene, principalmente, de sus mayores aportantes al suministro, que son, Ballena, con 5,2 US\$/Mbtu, y Cusiana - Cupiagua, con 3,5 US\$/Mbtu, lo que muestra una diferencia de 1,7 US\$/Mbtu entre las dos fuentes de suministro, mientras que los otros campos del país presentaron precios de 4,1 US\$/Mbtu, muy cercanos al promedio nacional.

Tarifa a usuario final

TARIFA A USUARIO FINAL RESIDENCIAL \$/FACTURA - MES (20 m³)							
Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013-2017	Tendencia
<b>Estrato 1</b>							
Alcanos de Colombia	13.942	15.210	17.928	19.187	19.981	9 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Efigas	7.925	9.908	14.108	14.850	15.179	18 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
EPM	9.152	9.666	11.539	13.172	13.687	11 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gas Natural	9.937	11.334	12.663	16.204	18.305	17 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de La Guajira	11.045	11.414	13.071	14.352	15.394	9 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de Occidente	9.814	12.036	14.413	17.595	18.319	17 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases del Caribe	8.960	9.240	12.294	14.361	14.970	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gasoriente	8.747	9.550	11.186	11.560	12.590	10 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Llanogas	8.478	8.822	10.342	11.505	11.979	9 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Metrogas	9.478	11.285	13.004	13.777	14.345	11 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Surtigas	9.880	10.220	13.020	14.840	15.760	12 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Promedio aritmético</b>	<b>10.069</b>	<b>11.033</b>	<b>13.107</b>	<b>13.450</b>	<b>15.501</b>	<b>11 %</b>	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Estrato 3 y 4</b>							
Alcanos de Colombia	18.007	27.326	34.516	35.727	37.189	20 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Efigas	16.831	22.009	31.244	31.965	31.051	17 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
EPM	19.777	20.052	25.972	28.190	27.761	9 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gas Natural	20.605	27.423	29.726	33.597	35.228	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de La Guajira	19.797	21.382	25.184	27.476	28.461	10 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de Occidente	22.060	26.377	30.831	34.659	36.865	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases del Caribe	19.718	20.246	25.003	31.075	33.867	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gasoriente	19.029	21.244	21.804	21.113	21.948	4 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Llanogas	17.141	20.703	22.760	24.902	23.944	9 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Metrogas	22.853	27.502	28.116	27.889	27.983	5 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Surtigas	20.677	21.791	29.335	30.280	31.384	11 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Promedio aritmético</b>	<b>20.721</b>	<b>23.751</b>	<b>27.788</b>	<b>27.239</b>	<b>30.516</b>	<b>10 %</b>	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Estrato 5 y 6</b>							
Alcanos de Colombia	21.608	32.791	41.419	42.872	44.627	20 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Efigas	20.197	26.411	37.492	37.797	36.682	16 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
EPM	23.733	24.062	32.052	35.035	34.585	10 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gas Natural	24.727	32.909	35.671	40.316	42.273	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de La Guajira	23.756	25.659	30.220	32.972	34.154	10 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de Occidente	26.472	31.653	36.997	41.591	44.238	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases del Caribe	23.661	24.303	30.004	37.290	40.640	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gasoriente	22.834	27.513	28.281	25.335	26.337	4 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Llanogas	20.569	24.843	27.312	29.882	28.733	9 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Metrogas	27.423	33.003	33.739	33.467	33.579	5 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Surtigas	27.364	26.153	35.198	36.340	37.665	8 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Promedio aritmético</b>	<b>25.078</b>	<b>28.671</b>	<b>33.595</b>	<b>32.741</b>	<b>36.683</b>	<b>10 %</b>	▬ ▬ ▬ ▬ ▬

Fuente: SUI, CREG, empresas del sector y <www.datos.gov.co.>  
 Nota: El promedio se calculó solo para las empresas relacionadas. Incluye subsidios y contribuciones.

Tarifas a usuario final 2017 - \$/factura - mes (20 años)



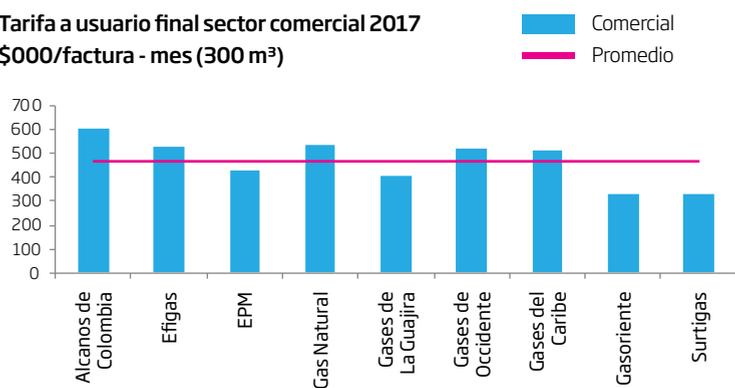
Fuente: CREG, empresas del sector.

**TARIFA A USUARIO FINAL \$000/FACTURA - MES**

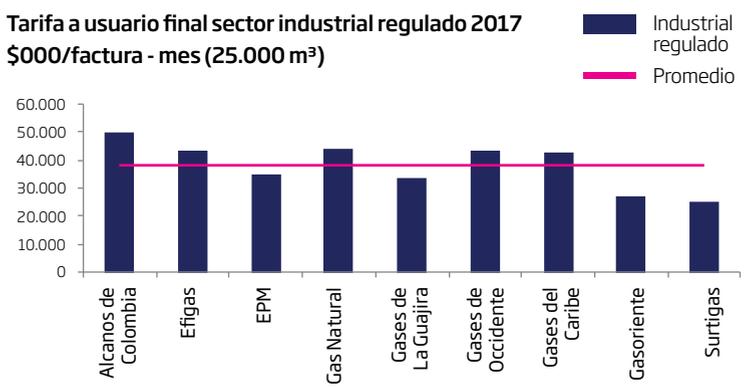
Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013-2017	Tendencia
<b>Sector comercial (300 m³)</b>							
Alcanos de Colombia	391	407	541	477	601	11 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Efigas	353	360	505	550	523	10 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
EPM	283	287	394	432	425	11 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gas Natural	313	407	432	463	533	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de La Guajira	262	256	316	356	406	12 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de Occidente	329	399	507	488	520	12 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases del Caribe	273	280	393	414	512	17 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gasoriente	250	346	347	308	327	7 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Surtigas	317	293	331	484	331	1 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Promedio aritmético</b>	<b>308</b>	<b>337</b>	<b>418</b>	<b>441</b>	<b>464</b>	<b>11 %</b>	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Sector industrial regulado (25.000 m³)</b>							
Alcanos de Colombia	28.661	33.954	53.137	39.207	49.899	15 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Efigas	29.101	30.085	41.863	45.441	43.471	11 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
EPM	23.333	23.644	32.593	35.747	35.122	11 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gas Natural	25.889	33.697	35.742	37.800	44.115	14 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de La Guajira	21.257	19.643	24.985	25.951	33.653	12 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de Occidente	26.860	32.619	41.767	40.207	43.177	13 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases del Caribe	22.229	23.079	32.404	34.229	42.329	17 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gasoriente	20.668	28.531	28.196	24.148	27.025	7 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Surtigas	24.127	22.127	25.152	37.300	25.152	1 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Promedio aritmético</b>	<b>24.681</b>	<b>27.487</b>	<b>35.093</b>	<b>35.559</b>	<b>38.216</b>	<b>12 %</b>	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Sector industrial no regulado (300.000 m³)</b>							
Efigas	ND	442.304	531.706	539.868	521.630	-1 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
EPM	209.964	208.557	244.626	ND	249.510	4 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gas Natural	297.960	397.833	420.639	449.520	529.338	15 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases de Occidente	280.484	340.457	442.781	482.459	518.102	17 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gases del Caribe	154.779	150.663	219.087	320.704	425.104	29 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Gasoriente	234.689	339.002	313.010	266.855	324.272	8 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
Surtigas	249.902	249.902	249.902	447.600	249.902	0 %	▬ ▬ ▬ ▬ ▬
<b>Promedio aritmético</b>	<b>237.963</b>	<b>304.103</b>	<b>345.965</b>	<b>417.834</b>	<b>402.551</b>	<b>14 %</b>	▬ ▬ ▬ ▬ ▬

Fuente: SUI, empresas del sector y <www.datos.gov.co.> Nota: El promedio se calculó solo para las empresas relacionadas. Incluye subsidios y contribuciones.

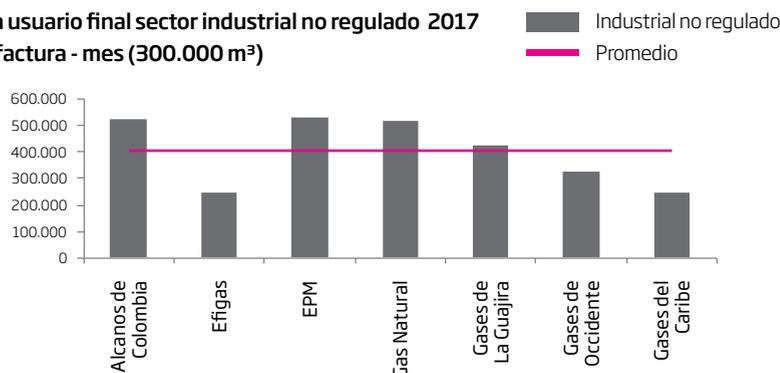
**Tarifa a usuario final sector comercial 2017**  
\$000/factura - mes (300 m³)



**Tarifa a usuario final sector industrial regulado 2017**  
\$000/factura - mes (25.000 m³)



**Tarifa a usuario final sector industrial no regulado 2017**  
\$000/factura - mes (300.000 m³)



**Subsidios y contribuciones**

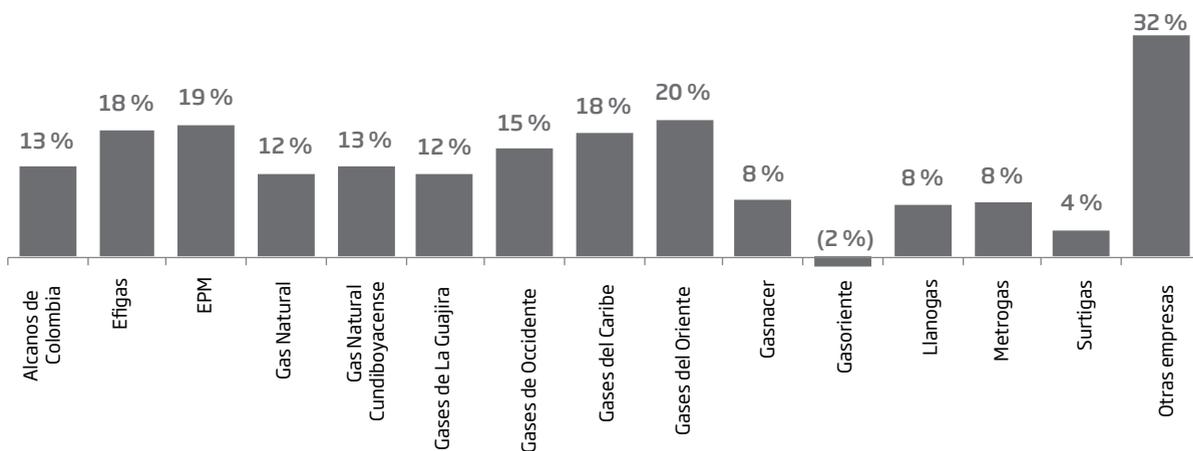
SUBSIDIOS - \$MM						
Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Alcanos de Colombia	40.710	50.063	63.043	74.163	66.139	
Efigas	14.277	18.353	25.310	27.856	27.791	
EPM	25.741	28.915	39.931	46.462	51.724	
Gas Natural	76.337	83.609	93.403	99.415	120.243	
Gas Natural Cundiboyacense	7.578	8.036	12.278	12.439	12.321	
Gases de La Guajira	5.560	5.555	7.535	8.525	8.731	
Gases de Occidente	38.950	43.939	56.650	70.552	69.083	
Gases del Caribe	44.629	46.784	63.226	74.700	86.181	
Gases del Oriente	6.120	4.504	8.163	10.522	12.616	
Gasnacer	5.054	4.550	5.941	6.364	6.883	
Gasorient	8.196	9.167	9.579	6.780	7.690	
Llanogas	6.446	7.458	8.122	9.198	8.612	
Metrogas	5.001	5.789	7.147	6.576	6.772	
Surtigas	50.036	47.070	63.432	74.379	58.359	
Otras empresas	5.804	11.227	12.732	15.955	17.600	
<b>Total</b>	<b>340.439</b>	<b>375.018</b>	<b>476.493</b>	<b>543.887</b>	<b>560.745</b>	

Fuentes: SUI, empresas del sector.

Los subsidios entregados por las empresas distribuidoras de gas natural del país a los usuarios de menores ingresos crecieron en 65 % en los últimos cinco años, un aumento de un poco más de 220.000 millones de pesos, pues se pasó de 340.439 millones en 2013 a 560.745 millones en 2017.

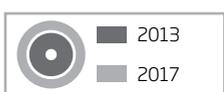
Gas Natural y Gases del Caribe, empresas encargadas de la distribución del gas natural, la primera en Bogotá y la segunda en los departamentos de Atlántico, Magdalena y Cesar, son las distribuidoras con más recursos requeridos, dada la cantidad de usuarios de estratos 1 y 2 que atienden.

**Subsidios TACC 2013 - 2017**

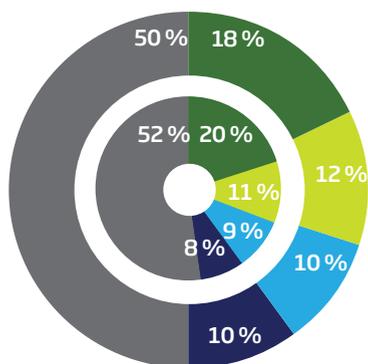


Fuente: Cálculos propios de Promigas S.A.

**Subsidios por departamento**



- Bogotá
- Valle del Cauca
- Antioquia
- Atlántico
- Otros departamentos



Usuarios de Bogotá y de los tres departamentos que le siguen en población en el país, Antioquia, Valle y Atlántico, reciben un 50 % del total de subsidios que se entregan en Colombia a usuarios del servicio de gas natural de menores ingresos. El otro 50 % se reparte entre los restantes 24 departamentos del país con acceso al gas natural.

Fuente: SUI, empresas del sector.

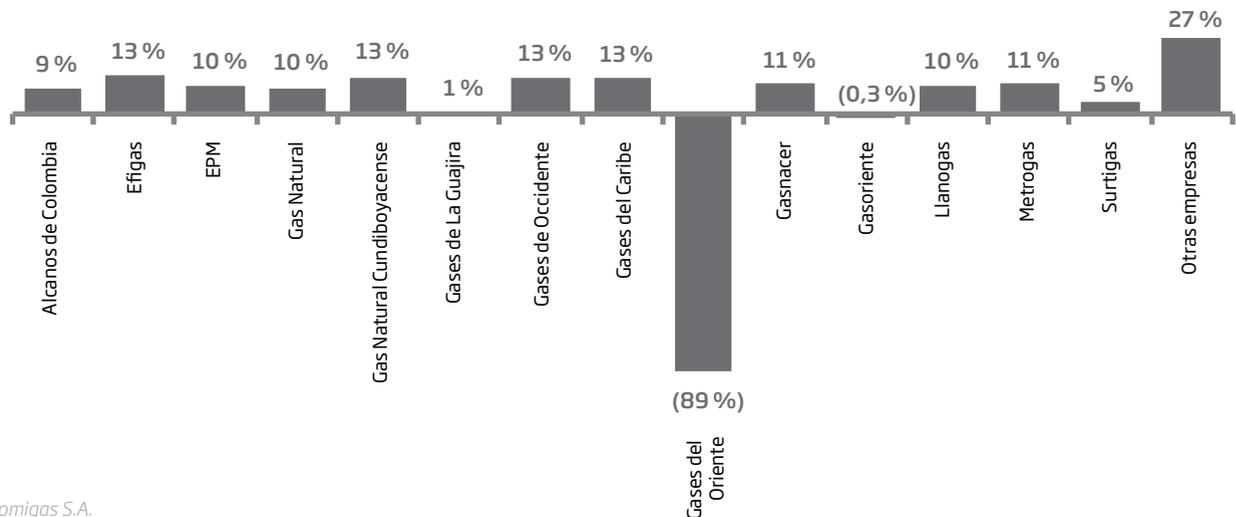
### CONTRIBUCIONES - \$MM

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Alcanos de Colombia	2.208	2.346	2.772	3.136	3.123	
Efigas	3.172	3.626	4.507	5.010	5.264	
EPM	8.339	7.699	9.481	11.063	12.230	
Gas Natural	27.241	27.688	29.204	31.551	39.282	
Gas Natural Cundiboyacense	2.030	1.987	2.550	2.687	3.348	
Gases de La Guajira	438	366	478	536	458	
Gases de Occidente	6.114	7.883	9.849	9.820	9.896	
Gases del Caribe	5.813	5.691	7.335	9.026	9.317	
Gases del Oriente	75	53	89	135	0	
Gasnacer	101	127	137	155	152	
Gasoriente	2.257	2.334	2.339	1.703	2.232	
Llanogas	820	904	1.025	1.190	1.202	
Metrogas	603	631	750	791	908	
Surtigas	3.128	3.048	4.078	4.627	3.806	
Otras empresas	313	435	446	569	822	
<b>Total</b>	<b>62.653</b>	<b>64.817</b>	<b>75.039</b>	<b>81.999</b>	<b>92.038</b>	

Las contribuciones recaudadas por las empresas distribuidoras de gas natural del país a los usuarios de estratos 5 y 6 y no residenciales crecieron un 47 % en los últimos cinco años, aumento de poco menos de 30.000 millones de pesos, ya que se pasó de 62.653 millones en 2013 a 92.038 en 2017.

Fuentes : SUI, empresas del sector.

### Contribuciones TACC 2013 - 2017

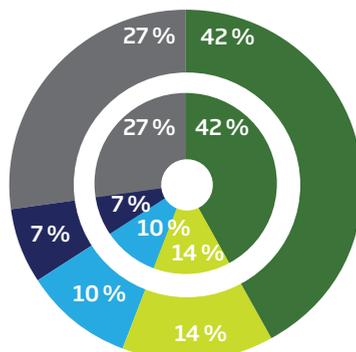


Fuente: Cálculos propios de Promigas S.A.

### Contribuciones por departamento



- Bogotá
- Valle del Cauca
- Antioquia
- Atlántico
- Otros departamentos



Fuente: SUI, empresas del sector.

Usuarios de Bogotá y los tres departamentos que le siguen en población en el país, Antioquia, Valle y Atlántico, aportan un 61 % del total de contribuciones que se entregan en Colombia por usuarios del servicio de gas natural de estratos 5 y 6, comerciales y algunos industriales. El restante 39 % se aporta por los otros 24 departamentos del país con acceso al gas natural.

## Precios del GNV

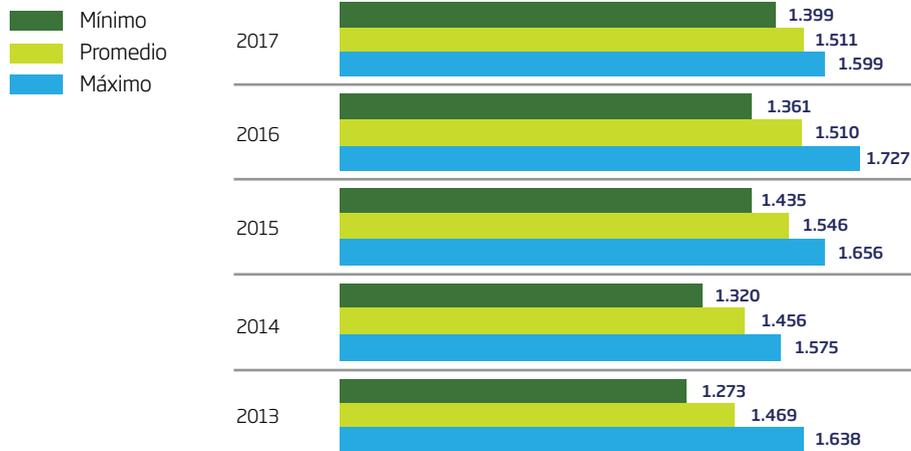
Los precios del GNV han presentado en el transcurso de los últimos cinco años tendencias diferentes en las principales ciudades del país. Mientras que el precio en Barranquilla y Cali, en 2017 se encuentra por debajo de niveles que se manejaban en 2013, en Bogotá y Medellín los precios del último año se encuentran por encima de los de comienzos del lustro.

PRECIOS DE GAS NATURAL VEHICULAR A USUARIO FINAL - \$/m <sup>3</sup>						
Ciudad	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
Barranquilla	1.572	1.575	1.481	1.400	1.399	
Bogotá	1.273	1.320	1.613	1.551	1.599	
Cali	1.638	1.511	1.656	1.727	1.598	
Medellín	1.395	1.417	1.435	1.361	1.449	
<b>Promedio</b>	<b>1.469</b>	<b>1.456</b>	<b>1.546</b>	<b>1.510</b>	<b>1.511</b>	

Fuentes: Gazel, UPME. Nota: estos precios corresponden a un promedio de una muestra de EDS visitadas.

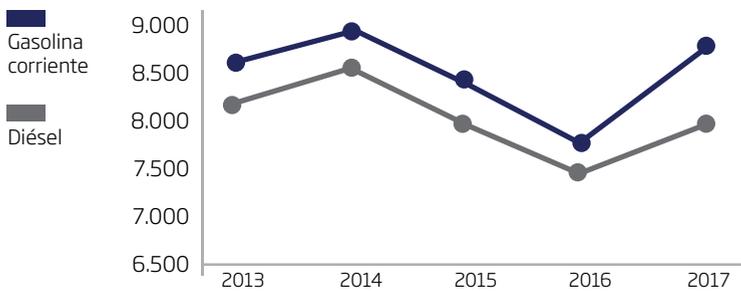
Los precios máximos y mínimos cobrados por las EDS por el m<sup>3</sup> de GNV en las cuatro principales ciudades capitales del país, en el último año oscilaron en un rango entre 1.399 y 1.599 \$/m<sup>3</sup>, con el manejo de un diferencial de 200 \$/m<sup>3</sup>, la cifra más baja para los cinco últimos años, ya que en años anteriores el diferencial más bajo fue 221 \$/m<sup>3</sup>. Lo anterior muestra cierta nivelación de precios dada en el transcurso del año y en las cuatro principales ciudades del país.

### Precios GNV - \$ / m<sup>3</sup>



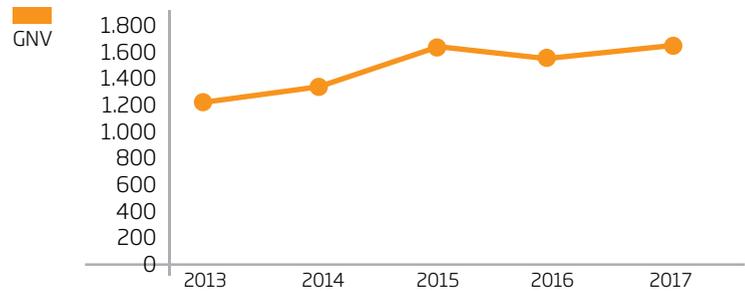
Fuente: Gazel, UPME.

### Precio combustibles Bogotá \$/gal



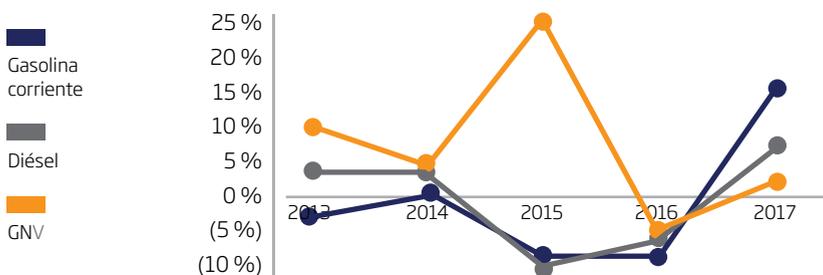
Fuente: UPME.

### Precio GNV Bogotá \$/m<sup>3</sup>



Fuente: UPME.

### Variación anual de combustibles en Bogotá



Fuente: UPME.

En el transcurso de 2017, el GNV recuperó en Bogotá espacios de competitividad frente a otros combustibles sustitutos como el diésel y la gasolina, ya que mientras el GNV sufrió cambios mínimos en su precio, el diésel y la gasolina presentaron crecimientos de 8% y 13% respectivamente.

## UPME proyecciones de gas natural en Colombia 2018 - 2032 (revisión en abril de 2018)

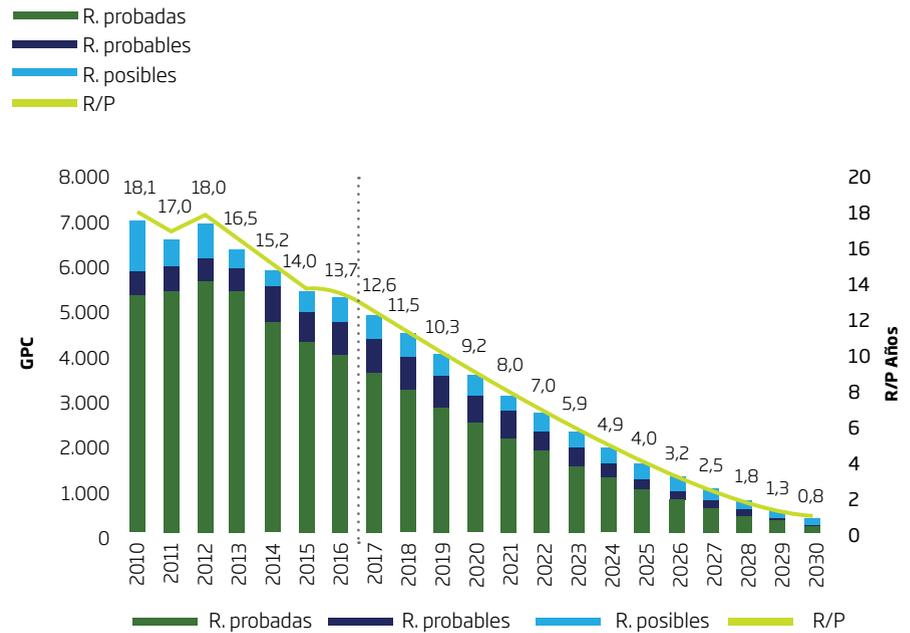
Para este capítulo se han tomado como referencia dos documentos elaborados por la UPME: "Balance de gas natural 2017", expedido en octubre de 2017, y "Proyección de gas natural en Colombia 2018 - 2032", emitido en abril de 2018. El primero de ellos incluye, además de la proyección de la demanda de gas, las proyecciones de la oferta para los años 2017 a 2026.

El segundo actualiza las proyecciones de la demanda de gas natural hasta 2032, enfatizando en que los cálculos y la expedición de las dos fuentes son anteriores a la problemática Hidroituango, por lo que el retardo en el inicio del aporte de generación de este proyecto no fue tenido en cuenta en los cálculos del consumo por parte de la generación térmica a base de gas natural.

### Proyección de reservas

La siguiente gráfica presenta la curva de producción de las reservas para los próximos años. En esta proyección no se incluye la incorporación de reservas nuevas, ya que estas cifras corresponden a las reportadas por las empresas operadoras a la ANH, y son los volúmenes que esperan producir de las reservas certificadas a 31 de diciembre de 2016. Las conclusiones del ejercicio de la UPME estiman que durante 2029 el factor R/P llegaría a un año si se mantiene la producción de gas natural en los niveles de 2016.

### Curva de producción de reservas de gas natural



Fuente: Balance de gas natural 2017, UPME.

### Reservas de gas natural a incorporar por escenario - Gpc

Cuenca	Escasez	Base	Abundancia
Catatumbo	21	64	106
Cesar Ranchería	57	172	287
Cordillera Oriental	44	132	220
Guajira Offshore		1.509	2.082
Llanos Orientales	54	162	270
Magdalena Inferior	126	377	628
Magdalena Medio	134	402	670
Sinú		36	60
Sinú Offshore		1.524	4.206
Otros (*)		52	87
<b>Total</b>	<b>436</b>	<b>4.430</b>	<b>8.617</b>

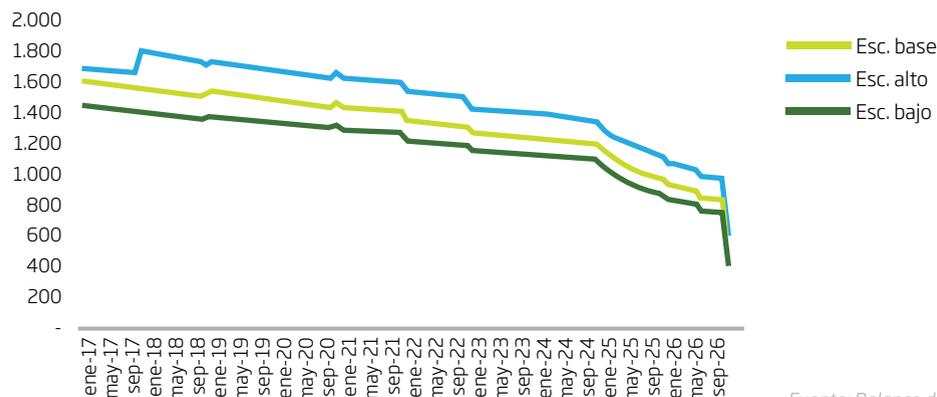
En el documento de la UPME se presentan tres escenarios de incorporación de reservas de gas con un horizonte mínimo de 20 años. La incorporación de reservas de gas natural se basa en hipótesis de descubrimientos y desarrollos de nuevos campos denominados "Yet to find" (YTF), y los escenarios dependen del nivel de incorporación así: escasez, base y abundancia, para porcentajes de 10 %, 30 % y 50 %, respectivamente.

Las reservas esperadas provienen, en el escenario de escasez, de un 100 % de recursos *onshore*; en el escenario base, de un 30 % *onshore* y un 70 % *offshore*, y en el escenario de abundancia, de un 26 % *onshore* y un 74 % *offshore*.

Fuente: Balance de gas natural 2017, UPME. (\*) Otros corresponde a gas offshore asociado al desarrollo de campos de petróleo.

### Proyección de oferta

#### Proyección de oferta de gas natural - Gbtud



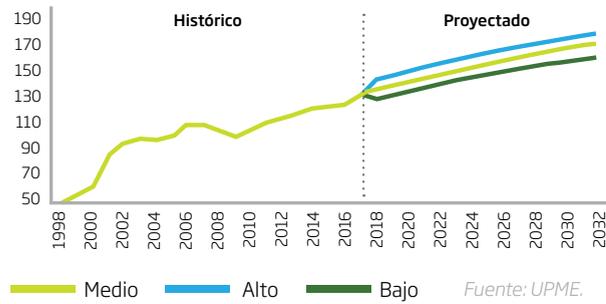
Fuente: Balance de gas natural 2017, UPME.

## Demanda de gas natural

La UPME, en su documento: "Proyecciones de gas natural 2018 - 2032", al mostrar la revisión de las cifras de demanda de gas natural, proyecta una reducción significativa en la demanda industrial y la petrolera y crecimientos moderados los sectores residencial y el termoeléctrico.

### Sector residencial

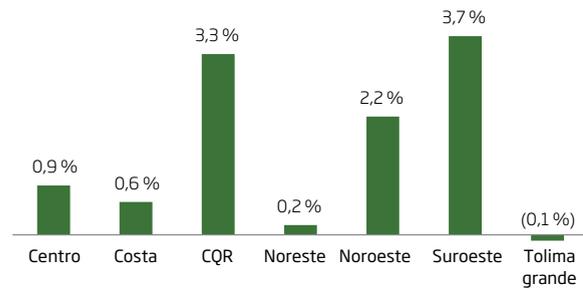
#### Proyección de demanda de gas natural sector residencial - Mpcd



El número de usuarios residenciales en el país tiene una tendencia al alza, lo que permite que se proyecte la demanda residencial de gas natural para el periodo 2018 - 2032 con un crecimiento promedio de 1,4 %.

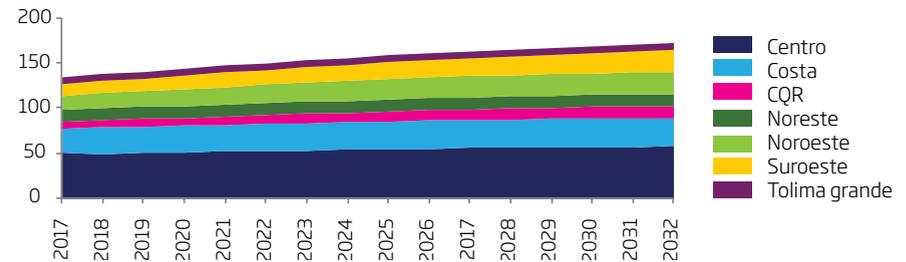
Las regiones del país que presentan mayores crecimientos promedio anuales son CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Noroeste y Suroeste.

#### Proyección escenario medio sector residencial TACC 2018 - 2032



Fuente: Elaboración propia de Promigas S.A.

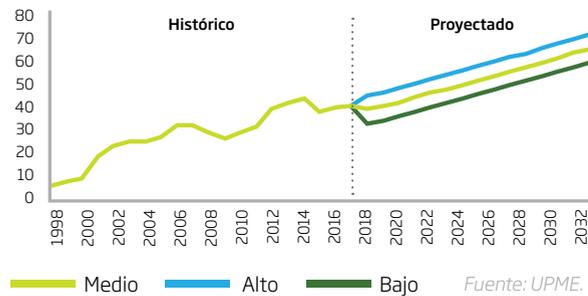
#### Proyección demanda de gas natural sector residencial (escenario medio) - Mpcd



Fuente: UPME.

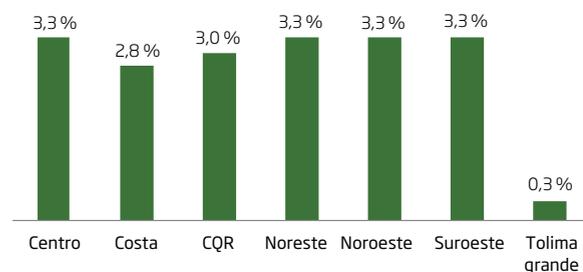
### Sector comercial

#### Proyección de demanda de gas natural sector comercial - Mpcd



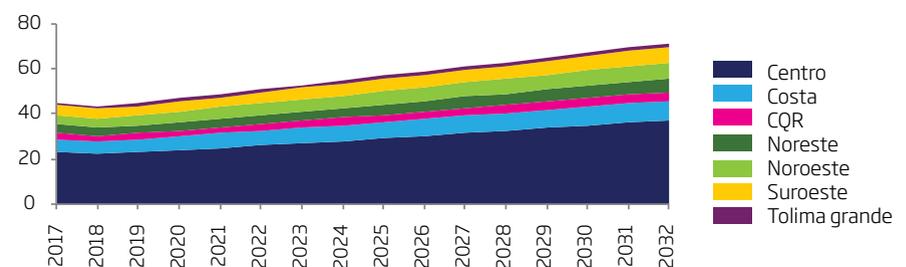
El sector comercial se proyecta con un crecimiento promedio anual de 3,6 % para el periodo 2018 - 2032. Las regiones con mayor proyección de crecimiento anual promedio son Noroeste y Suroeste, cada una con 3,8 %. Estos crecimientos para el escenario alto, son de 3,6 % para Noroeste y 3,5 % Suroeste.

#### Proyección escenario medio sector comercial TACC 2018 - 2032



Fuente: Elaboración propia de Promigas S.A.

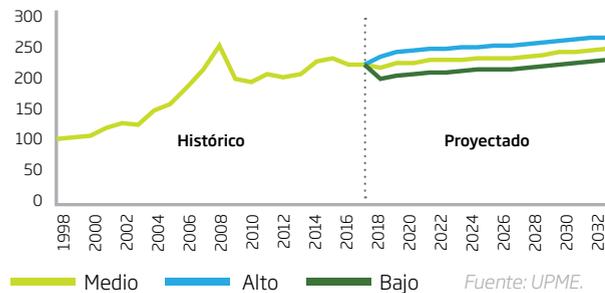
#### Proyección demanda de gas natural sector comercial (escenario medio) - Mpcd



Fuente: UPME.

## Sector industrial

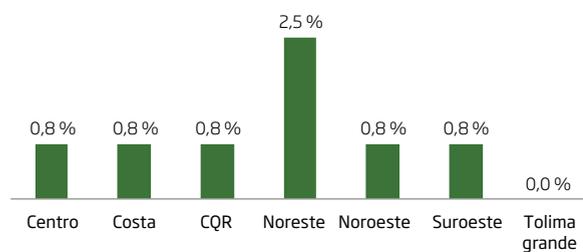
### Proyección de demanda de gas natural sector industrial - Mpcd



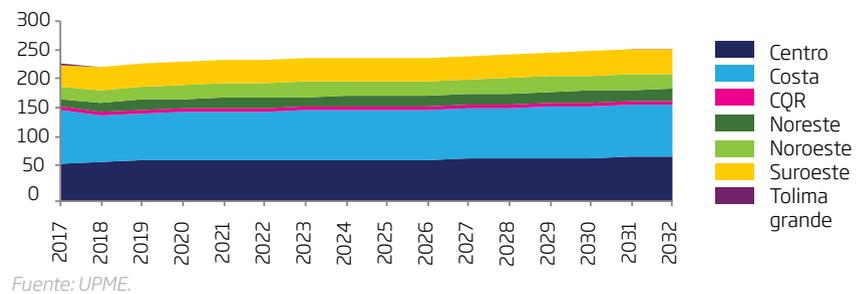
El consumo de gas natural del sector industrial crecería en promedio un 1 % anual para el periodo proyectado.

El mayor crecimiento anual esperado de la demanda de gas del sector industrial para el periodo 2018 - 2032 lo tiene la región Noreste con 2,5 %. La UPME afirma que el crecimiento de esta región está dado por un número importante de conexiones de clientes en Norte de Santander.

### Proyección escenario medio sector industrial TACC 2018 - 2032

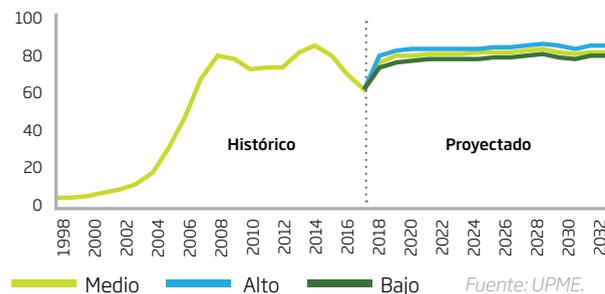


### Proyección demanda de gas natural sector industrial (escenario medio) - Mpcd



## Sector GNV

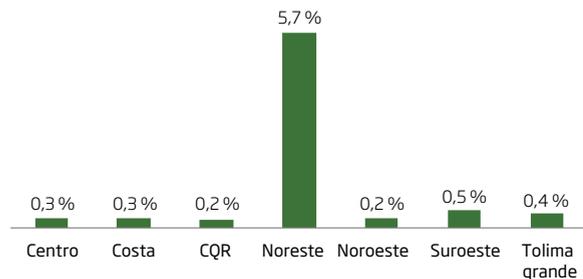
### Proyección de demanda de gas natural sector GNV - Mpcd



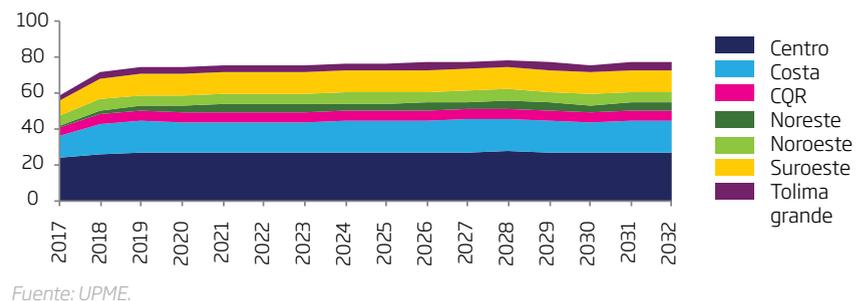
En el sector transporte se sigue observando un proceso de disminución del consumo de gas; sin embargo, en esta proyección, la UPME asume que se empieza a utilizar el gas en el transporte privado de carga y en el transporte masivo de pasajeros, con el fin de mantener el consumo de GNV.

El consumo proveniente del sector transporte se espera que tenga durante el periodo 2018 - 2032 un crecimiento promedio anual de 0,5 %. La región con mayor crecimiento en la demanda de gas natural es Noreste, con un 5,7 % anual.

### Proyección escenario medio sector GNV TACC 2018 - 2032



### Proyección demanda de gas natural sector GNV (escenario medio) - Mpcd

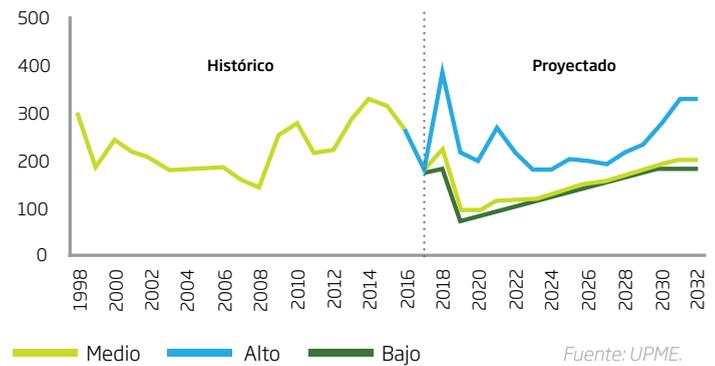


### Sector termoeléctrico

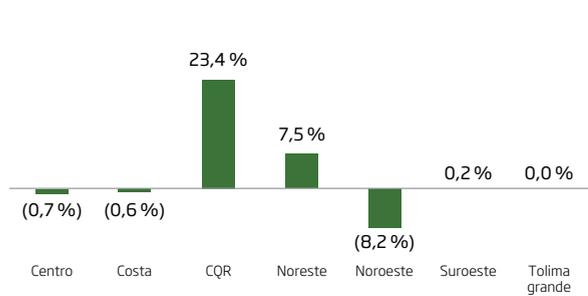
La demanda de gas natural del sector termoeléctrico presentó en 2017 una disminución de 34 % con respecto a 2016. La UPME afirma que esto se dio básicamente por la comparación de un 2017 sin el fenómeno de El Niño con un 2016 que sí tuvo la presencia de dicho fenómeno atmosférico.

En los escenarios medio y bajo se presenta un comportamiento similar, debido a que la UPME proyecta para la generación de energía en el país, una penetración importante de energías renovables no convencionales. En el escenario alto, de acuerdo con las explicaciones de la UPME en su documento, se esperan dos incrementos importantes, en 2018 y 2021, que responden a consideraciones de las series hidrológicas.

Proyección de demanda de gas natural sector termoeléctrico - Mpcd



Proyección escenario medio sector termoeléctrico TACC 2018 - 2032



Fuente: Elaboración propia de Promigas S.A.

Proyección demanda de gas natural sector termoeléctrico (escenario medio) - Mpcd



Fuente: UPME

Como aspecto relevante ya comentado en la introducción de este capítulo, son base fundamental para la identificación de la posible demanda esperada de gas por parte del sector termoeléctrico los proyectos de generación de energía que se espera entren a operar en un momento específico.

Como se observa en el cuadro, Hidroituango, con sus 2.400 MW, representa un 86 % de los proyectos que contaban con fecha de entrada en operación oficial. Los 250 MW de Gecelca son un proyecto térmico a base de carbón, Termonorte con 89 MW tiene como combustible gas natural o Fuel Oil y Termomechero cuenta con 57 MW con gas natural como combustible.

Los hechos recientes en el periodo de mayo a junio de 2018 permiten afirmar que habrá un retardo en la entrada del proyecto Hidroituango, por lo que ese mismo efecto de retraso se presentará en la esperada caída del consumo de gas del sector térmico.

#### FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

Central	Capacidad (MW)	Fecha de entrada en operación
Hidroituango	300	23/11/2018
	600	02/02/2019
	900	27/05/2019
	1.200	21/08/2019
	1.500	01/09/2021
	1.800	01/12/2021
	2.100	01/03/2022
2.400	2.400	01/06/2022
Gecelca	250	30/11/2017
Termonorte	89	01/09/2018
Termomechero	57	01/01/2018
<b>Total</b>	<b>2.796</b>	

Fuente: "Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión" UPME.

La expansión total asciende a 7.530 MW, de la cual 1.539 MW ya se remunerarán con cargo por confiabilidad, y 5.991 MW son de expansión adicional. Distribuida por tipo de fuente, tenemos que un 57 % es fuente no convencional y un 43 % convencional, en tanto que el recurso hidráulico representa un 91 % de esta clasificación. En las fuentes no convencionales, el recurso de generación eólica representa un 67 %.

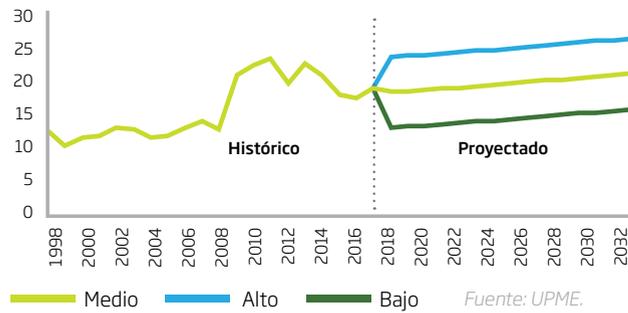
#### COLOMBIA: EXPANSIÓN TOTAL ESPERADA DE GENERACIÓN

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total (MW)
Hidráulica	10.963	1.200	1.255	13.418
Gas	3.509	0	57	3.566
Carbón	1.339	250	0	1.589
Menores	787	0	475	1.262
Cogeneración y biomasa	126	0	154	280
Eólica	18	0	2.858	2.876
Solar de gran escala	0	0	633	633
Solar distribuida	0	0	560	560
Otros	0	89	0	89
<b>Total</b>	<b>16.742</b>	<b>1.539</b>	<b>5.991</b>	<b>24.272</b>

Fuente: "Plan de expansión de referencia generación - transmisión" UPME.

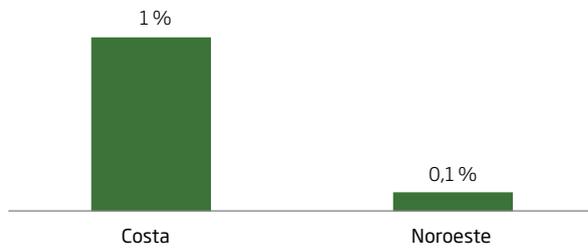
## Sector petroquímico

### Proyección de demanda de gas natural sector petroquímico - Mpcd



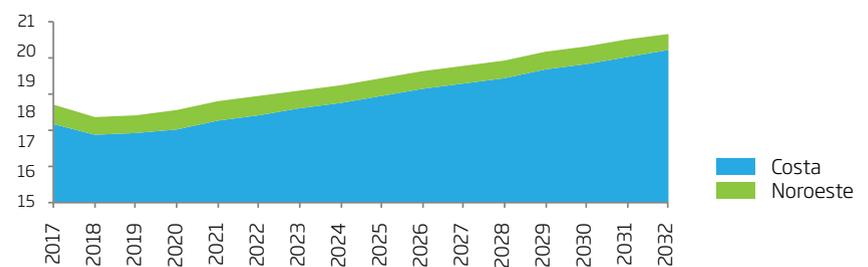
De acuerdo con la UPME, se prevé una potencial recuperación de este sector en la Costa Caribe. Con el crecimiento en la Costa y un leve decrecimiento en el interior, la tendencia lleva a que el consumo de gas a nivel país alcance los 20 Mpcd aproximadamente, ya que la Costa Caribe representa más de un 94 % de la demanda del sector.

### Proyección escenario medio sector petroquímico TACC 2018 - 2032



Fuente: Elaboración propia de Promigas S.A.

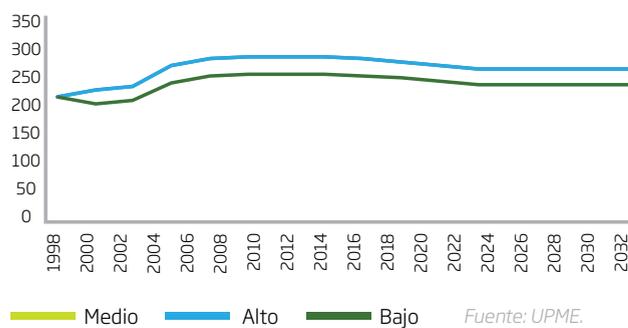
### Proyección demanda de gas natural sector petroquímico (escenario medio) - Mpcd



Fuente: UPME.

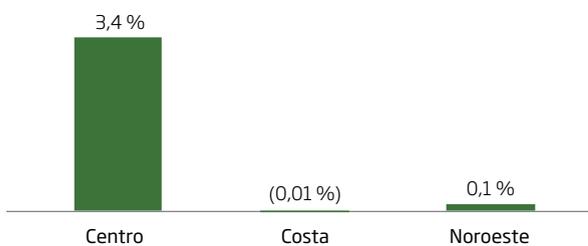
## Sector petrolero

### Proyección de demanda de gas natural sector petrolero - Mpcd



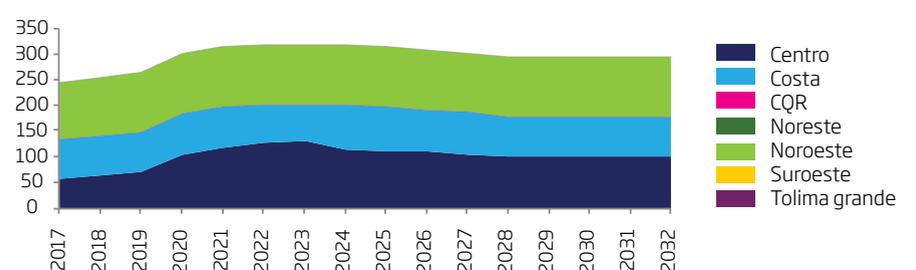
Se espera que el sector petrolero tenga un crecimiento promedio anual de 1%. Los escenarios medio y alto muestran igual demanda esperada, mientras que el escenario bajo corresponde a un 10% menos.

### Proyección escenario medio sector petrolero TACC 2018 - 2032



Fuente: Elaboración propia de Promigas S.A.

### Proyección demanda de gas natural sector petrolero (escenario medio) - Mpcd



Fuente: UPME.

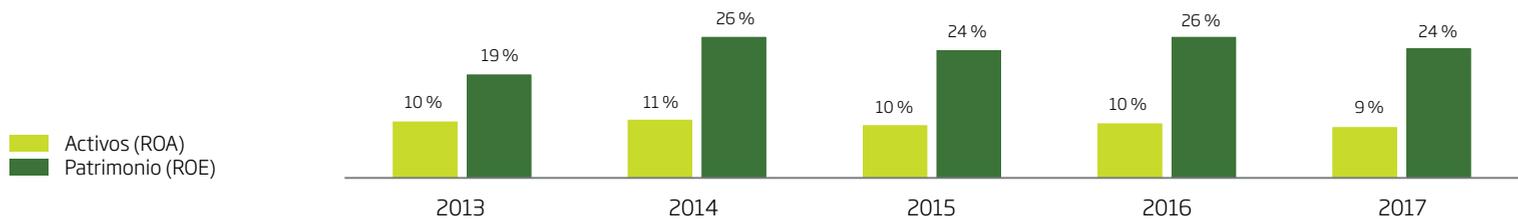
## Cifras financieras de las empresas

### CIFRAS CONSOLIDADAS

#### CONSOLIDADO DISTRIBUIDORAS

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	6.559.271	6.440.948	7.644.635	8.008.572	8.232.798	6 %	3 %
Pasivo	3.031.211	3.760.535	4.501.316	4.976.831	5.038.761	14 %	1 %
Patrimonio	3.528.061	2.680.413	3.143.320	3.031.739	3.194.037	(2 %)	5 %
Ingreso operacional	4.908.814	5.134.253	6.468.522	7.870.908	7.546.882	11 %	(4 %)
Utilidad operacional	767.880	924.424	1.052.851	1.273.646	1.181.430	11 %	(7 %)
Utilidad neta	680.511	706.512	753.470	797.854	770.227	3 %	(3 %)
Margen operacional	16 %	18 %	16 %	16 %	16 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	14 %	14 %	12 %	10 %	10 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	46 %	58 %	59 %	62 %	61 %	1.451.641	1.379.563

#### Rentabilidad

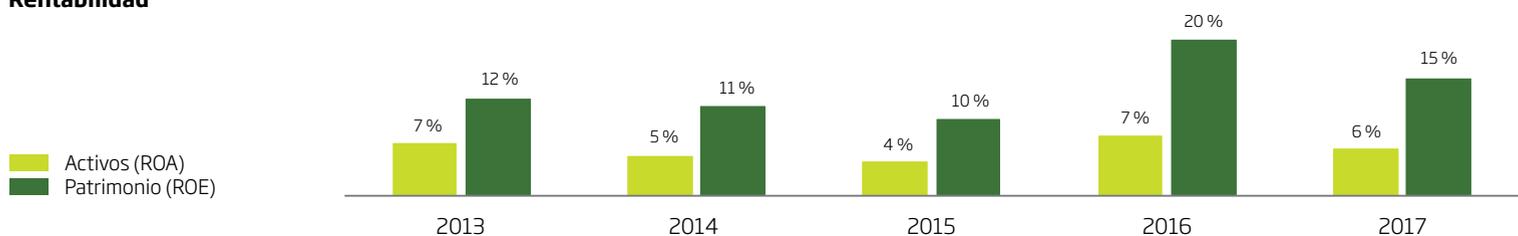


Fuente: SUI, empresas del sector.

#### CONSOLIDADO TRANSPORTADORAS

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	9.271.115	11.456.335	15.592.535	14.913.553	14.766.631	12 %	(1 %)
Pasivo	4.251.836	6.311.519	8.860.302	9.307.900	8.788.825	20 %	(6 %)
Patrimonio	5.019.279	5.144.816	6.732.232	5.605.653	5.977.806	4 %	7 %
Ingreso operacional	1.306.405	1.519.176	2.263.722	3.058.448	1.815.203	9 %	(41 %)
Utilidad operacional	555.279	903.711	1.483.029	1.842.428	1.278.070	23 %	(31 %)
Utilidad neta	614.873	573.659	641.279	1.099.711	872.719	9 %	(21 %)
Margen operacional	43 %	59 %	66 %	60 %	70 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	47 %	38 %	28 %	36 %	48 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	46 %	55 %	57 %	62 %	60 %	1.696.844	1.560.465

#### Rentabilidad



Fuente: Empresas del sector.

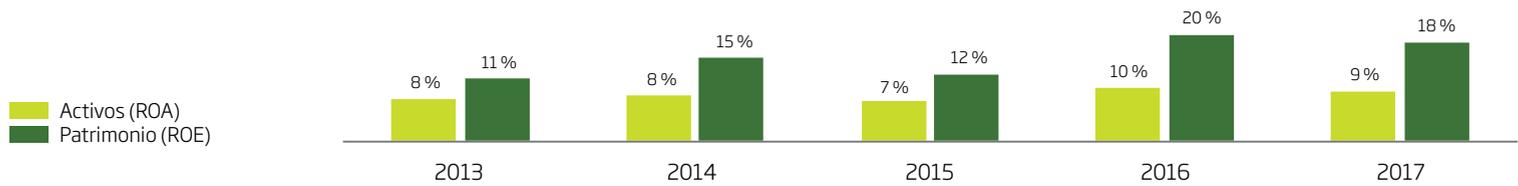


## DISTRIBUIDORAS DE GAS NATURAL

### ALCANOS

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	641.134	691.118	729.670	692.310	688.909	2 %	(0.5 %)
Pasivo	203.542	318.806	302.438	352.417	345.477	14 %	(2 %)
Patrimonio	437.592	372.312	427.232	339.893	343.431	(6 %)	1 %
Ingreso operacional	280.506	325.919	330.776	403.644	406.617	10 %	1 %
Utilidad operacional	20.119	40.780	31.624	91.034	87.905	45 %	(3 %)
Utilidad neta	49.920	57.140	52.442	66.728	62.588	6 %	(6 %)
Margen operacional	7 %	13 %	10 %	23 %	22 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	18 %	18 %	16 %	17 %	15 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	32 %	46 %	41 %	51 %	50 %	103.564	100.433

### Rentabilidad

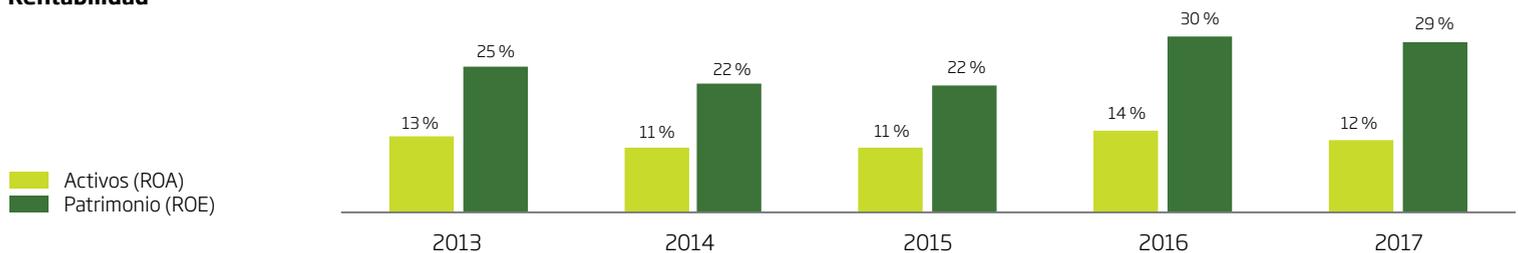


Fuente: SUI e Informe de Gestión 2017 de Alcanos.

### EFIGAS

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	357.601	381.314	424.729	418.045	467.178	7 %	12 %
Pasivo	170.781	190.995	207.501	223.301	269.127	12 %	21 %
Patrimonio	186.820	190.319	217.228	194.744	198.051	1 %	2 %
Ingreso operacional	288.479	248.409	314.318	354.358	350.039	5 %	(1 %)
Utilidad operacional	74.434	70.711	85.736	102.334	103.076	8 %	1 %
Utilidad neta	46.459	41.374	47.152	58.446	57.126	5 %	(2 %)
Margen operacional	26 %	28 %	27 %	29 %	29 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	16 %	17 %	15 %	16 %	16 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	48 %	50 %	49 %	53 %	58 %	111.277	111.970

### Rentabilidad

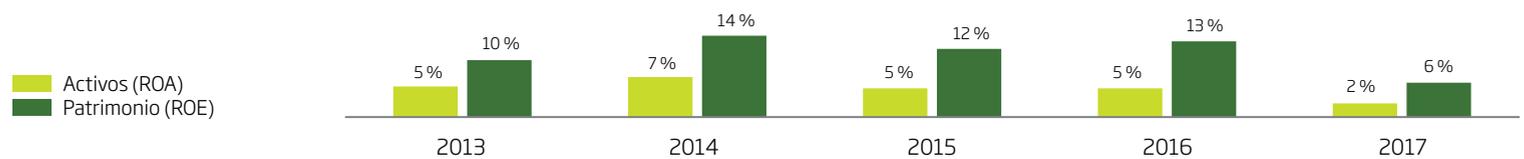


Fuente: SUI e Informe de Inversiones Permanentes de Promigas 2017.

**EPM**

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	687.421	781.745	879.568	1.050.355	966.793	9 %	(8 %)
Pasivo	317.889	399.443	503.838	649.945	571.786	16 %	(12%)
Patrimonio	369.532	382.302	375.730	400.409	395.008	2 %	(1 %)
Ingreso operacional	564.880	564.862	744.337	838.358	745.716	7 %	(11 %)
Utilidad operacional	24.596	26.080	52.666	99.082	44.660	16 %	(55 %)
Utilidad neta	35.894	52.548	43.407	51.875	23.411	(10 %)	(55 %)
Margen operacional	4 %	5 %	7 %	12 %	6 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	6 %	9 %	6 %	6 %	3 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	46 %	51 %	57 %	62 %	59 %	122.468	64.180

**Rentabilidad**

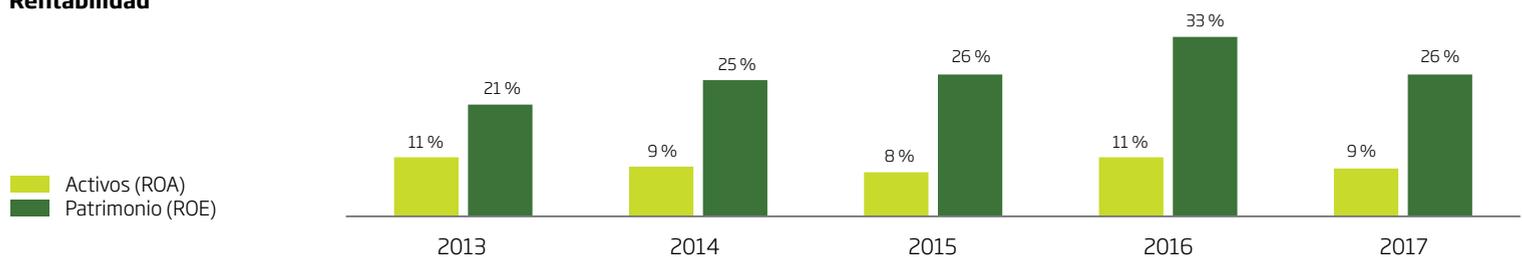


Fuente: SUJ, EPM.

**GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE**

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	143.011	148.753	174.246	178.357	193.904	8 %	9 %
Pasivo	68.650	94.775	122.061	120.762	131.231	18 %	9 %
Patrimonio	74.361	53.978	52.185	57.595	62.673	(4 %)	9 %
Ingreso operacional	117.021	122.538	149.350	171.604	166.056	9 %	(3 %)
Utilidad operacional	15.462	18.317	21.137	33.090	28.791	17 %	(13 %)
Utilidad neta	15.462	13.651	13.739	19.149	16.567	2 %	(13 %)
Margen operacional	13 %	15 %	14 %	19 %	17 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	13 %	11 %	9 %	11 %	10 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	48 %	64 %	70 %	68 %	68 %	37.886	34.120

**Rentabilidad**



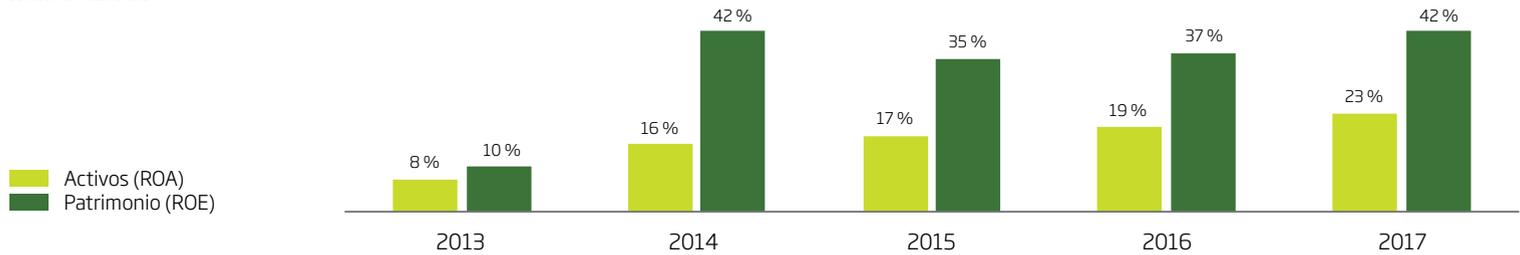
Fuente: SUJ, Gas Natural.



## GASORIENTE

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	174.003	136.170	152.461	145.209	151.926	(3 %)	5 %
Pasivo	47.140	85.270	77.435	68.532	68.711	10 %	0,3 %
Patrimonio	126.863	50.900	75.026	76.677	83.216	(10 %)	9 %
Ingreso operacional	111.975	124.552	138.306	132.137	134.518	5 %	2 %
Utilidad operacional	13.112	26.758	30.952	34.467	28.614	22 %	(17 %)
Utilidad neta	13.112	21.302	26.630	28.280	34.819	28 %	23 %
Margen operacional	12 %	21 %	22 %	26 %	21 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	12 %	17 %	19 %	21 %	26 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	27 %	63 %	51 %	47 %	45 %	37.534	31.539

### Rentabilidad

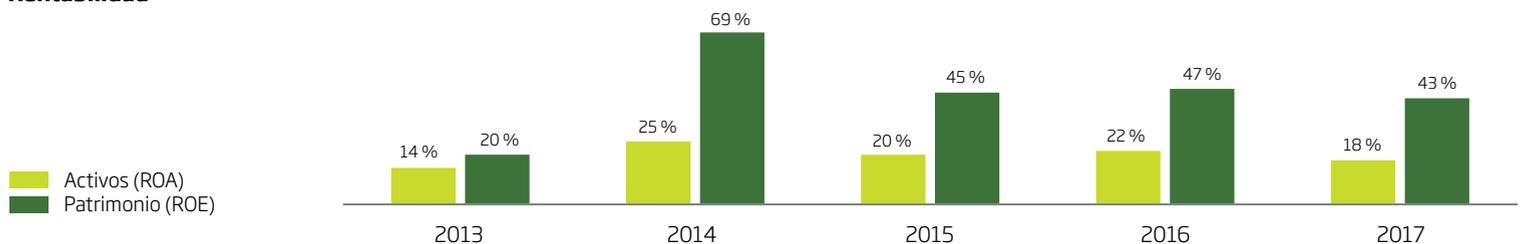


Fuente: SUI, Informe Anual Gas Natural del Oriente S.A. 2017.

## GAS NATURAL

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	1.503.562	969.711	1.299.645	1.259.497	1.319.811	(3 %)	5 %
Pasivo	404.706	615.975	725.639	672.575	772.141	18 %	15 %
Patrimonio	1.098.856	353.737	574.006	586.922	547.670	(16 %)	(7 %)
Ingreso operacional	1.273.465	1.504.824	1.953.652	2.269.208	2.305.225	16 %	2 %
Utilidad operacional	215.961	321.200	378.055	402.118	331.845	11 %	(17 %)
Utilidad neta	215.961	245.449	260.491	274.219	235.781	2 %	(14 %)
Margen operacional	17 %	21 %	19 %	18 %	14 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	17 %	16 %	13 %	12 %	10 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	27 %	64 %	56 %	53 %	59 %	445.357	382.120

### Rentabilidad

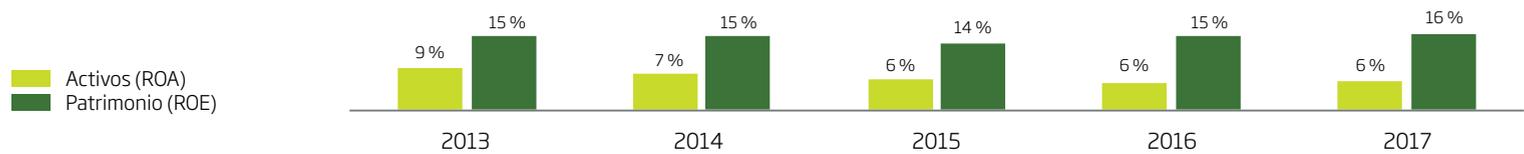


Fuente: SUI, Gas Natural.

### GASES DE LA GUAJIRA

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	73.793	81.502	99.930	126.246	136.285	17 %	8 %
Pasivo	32.318	41.930	53.630	80.605	85.891	28 %	7 %
Patrimonio	41.475	39.572	46.300	45.641	50.394	5 %	10 %
Ingreso operacional	35.890	41.484	48.289	53.910	56.453	12 %	5 %
Utilidad operacional	1.960	8.075	9.072	10.115	13.401	62 %	32 %
Utilidad neta	6.375	6.042	6.276	6.977	7.896	5 %	13 %
Margen operacional	5 %	19 %	19 %	19 %	24 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	18 %	15 %	13 %	13 %	14 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	44 %	51 %	54 %	64 %	63 %	12.923	17.021

#### Rentabilidad

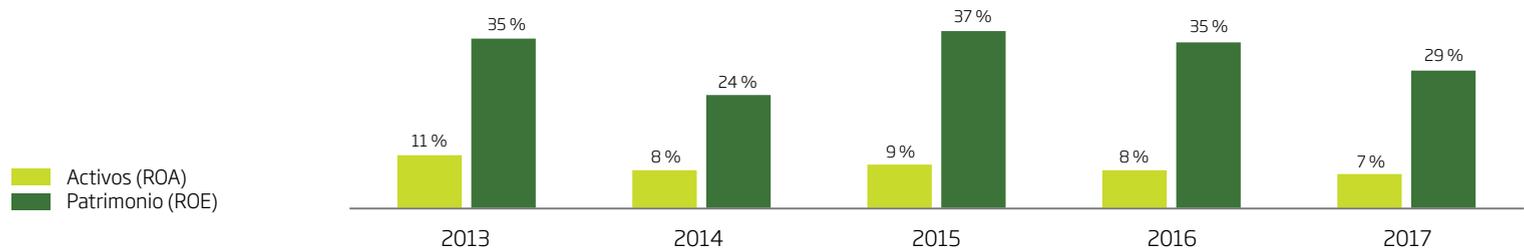


Fuente: SUI, Informe de Inversiones Permanentes de Promigas 2017.

### GASES DE OCCIDENTE

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	834.483	862.464	896.158	950.970	1.026.161	5 %	8 %
Pasivo	572.158	578.154	676.808	742.097	777.911	8 %	5 %
Patrimonio	262.325	284.310	219.350	208.872	248.250	(1 %)	19 %
Ingreso operacional	758.347	742.355	978.917	1.125.404	1.008.554	7 %	(10 %)
Utilidad operacional	142.544	136.300	158.383	144.721	126.715	(3 %)	(12 %)
Utilidad neta	92.562	66.861	80.982	72.204	71.144	(6 %)	(1 %)
Margen operacional	19 %	18 %	16 %	13 %	13 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	12 %	9 %	8 %	6 %	7 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	69 %	67 %	76 %	78 %	76 %	154.884	142.438

#### Rentabilidad



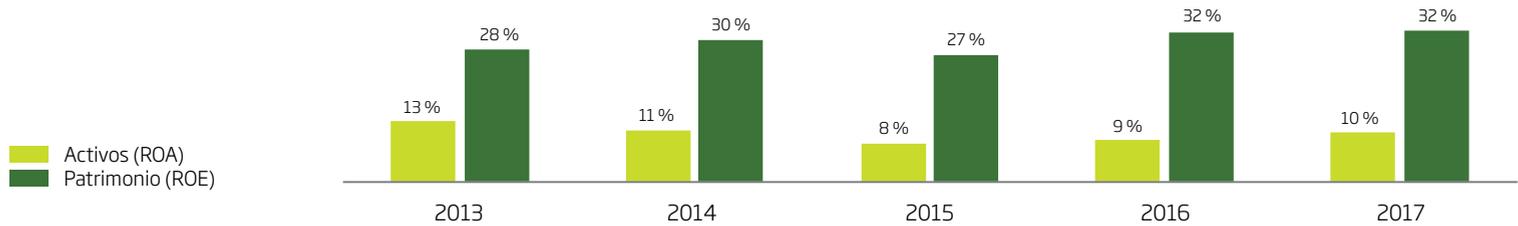
Fuente: SUI, GDO.



## GASES DEL CARIBE

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	916.819	1.144.407	1.425.724	1.609.514	1.708.208	17 %	6 %
Pasivo	495.625	729.609	988.849	1.165.229	1.152.119	23 %	(1 %)
Patrimonio	421.194	414.798	436.876	444.285	556.088	7 %	25 %
Ingreso operacional	709.832	684.570	890.607	1.359.120	1.262.903	15 %	(7 %)
Utilidad operacional	142.931	153.754	161.027	205.786	289.492	19 %	41 %
Utilidad neta	119.517	126.264	118.049	141.912	179.036	11 %	26 %
Margen operacional	20 %	22 %	18 %	15 %	23 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	17 %	18 %	13 %	10 %	14 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	54 %	64 %	69 %	72 %	67 %	237.924	321.412

### Rentabilidad

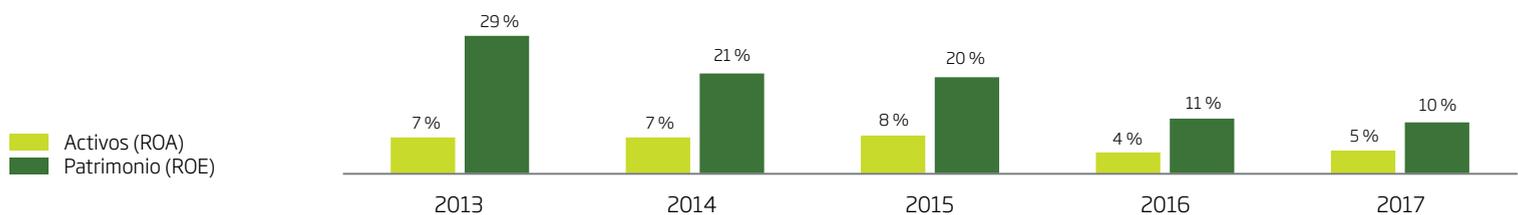


Fuente: SUI e Informe de Inversiones Permanentes de Promigas 2017.

## SURTIGAS

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	694.702	672.308	917.969	1.016.846	1.029.817	10 %	1 %
Pasivo	519.228	438.577	565.782	621.983	585.427	3 %	(6 %)
Patrimonio	175.474	233.731	352.187	394.863	444.390	26 %	13 %
Ingreso operacional	522.409	510.720	614.537	857.731	814.243	12 %	(5 %)
Utilidad operacional	95.793	95.291	94.669	112.419	89.223	(2 %)	(21 %)
Utilidad neta	50.581	48.965	69.817	44.241	46.587	(2 %)	5 %
Margen operacional	18 %	19 %	15 %	13 %	11 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	10 %	10 %	11 %	5 %	6 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	75 %	65 %	62 %	61 %	57 %	122.505	109.410

### Rentabilidad

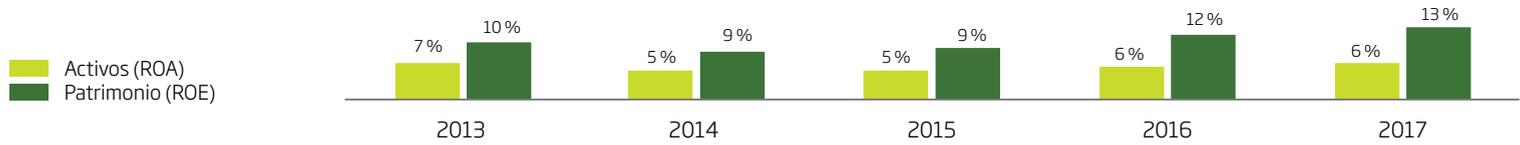


Fuente: SUI, Surtigas.

## OTRAS DISTRIBUIDORAS

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	532.743	571.456	644.535	561.224	543.807	1 %	(3%)
Pasivo	199.174	267.001	277.334	279.385	278.940	9 %	(0,2 %)
Patrimonio	333.569	304.454	367.201	281.839	264.866	(6 %)	(6 %)
Ingreso operacional	246.010	264.019	305.434	305.434	296.558	5 %	(3 %)
Utilidad operacional	20.968	27.159	29.530	38.479	37.708	16 %	(2 %)
Utilidad neta	34.668	26.918	34.487	33.824	35.272	0,4 %	4 %
Margen operacional	9 %	10 %	10 %	13 %	13 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	14 %	10 %	11 %	11 %	12 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	37 %	47 %	43 %	50 %	51 %	65.318	64.919

## Rentabilidad



Fuente: SUI, empresas del sector.

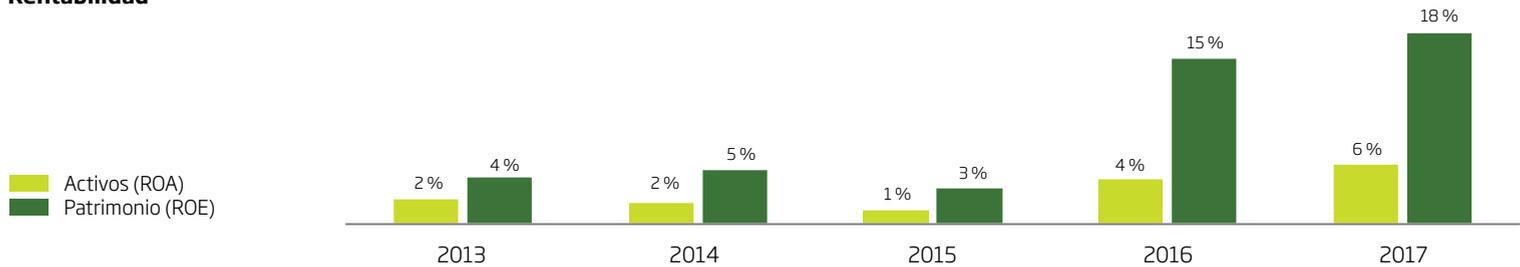




## TRANSPORTADORAS DE GAS NATURAL

TGI							
	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	5.739.842	7.373.338	10.196.411	8.419.115	7.754.387	8 %	(8 %)
Pasivo	2.700.530	4.453.826	6.211.658	6.117.138	5.330.452	19 %	(13 %)
Patrimonio	3.039.312	2.919.512	3.984.753	2.301.977	2.423.935	(5 %)	5 %
Ingreso operacional	874.645	946.751	1.215.232	1.316.145	1.221.394	9 %	(7 %)
Utilidad operacional	383.747	592.304	760.749	811.682	720.359	17 %	(11 %)
Utilidad neta	130.067	144.944	127.766	351.924	430.082	35 %	22 %
Margen operacional	44 %	63 %	63 %	62 %	59 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	15 %	15 %	11 %	27 %	35 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	47 %	60 %	61 %	73 %	69 %	1.070.465	956.570

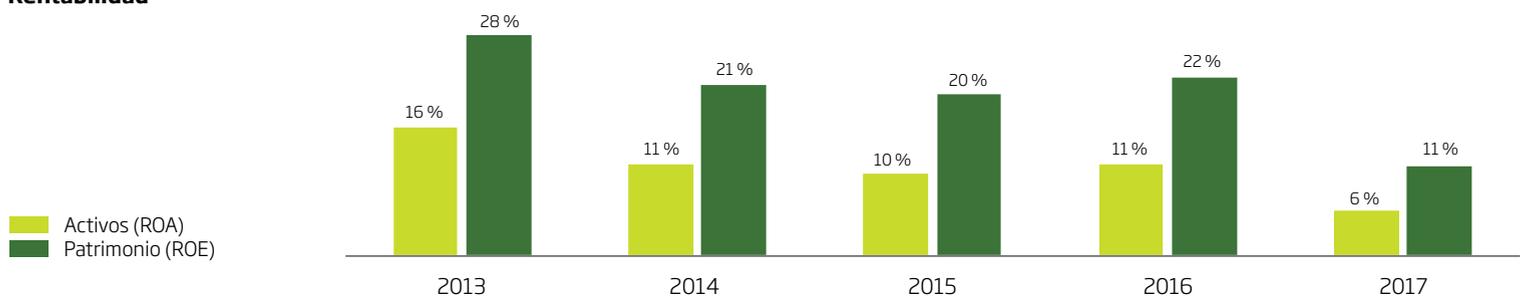
### Rentabilidad



Fuente: TGI.

PROMIGAS							
	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	2.787.901	3.201.740	4.488.620	5.462.264	5.931.535	21 %	9 %
Pasivo	1.180.142	1.486.841	2.201.975	2.711.029	2.969.089	26 %	10 %
Patrimonio	1.607.758	1.714.899	2.286.646	2.751.236	2.962.446	17 %	8 %
Ingreso operacional	293.249	408.248	846.553	1.480.356	312.865	2 %	(79 %)
Utilidad operacional	84.821	204.815	583.092	832.490	342.943	42 %	(59 %)
Utilidad neta	442.350	365.461	461.774	614.185	328.819	(7 %)	(46 %)
Margen operacional	29 %	50 %	69 %	56 %	110 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	151 %	90 %	55 %	41 %	105 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	42 %	46 %	49 %	50 %	50 %	440.047	402.166

### Rentabilidad

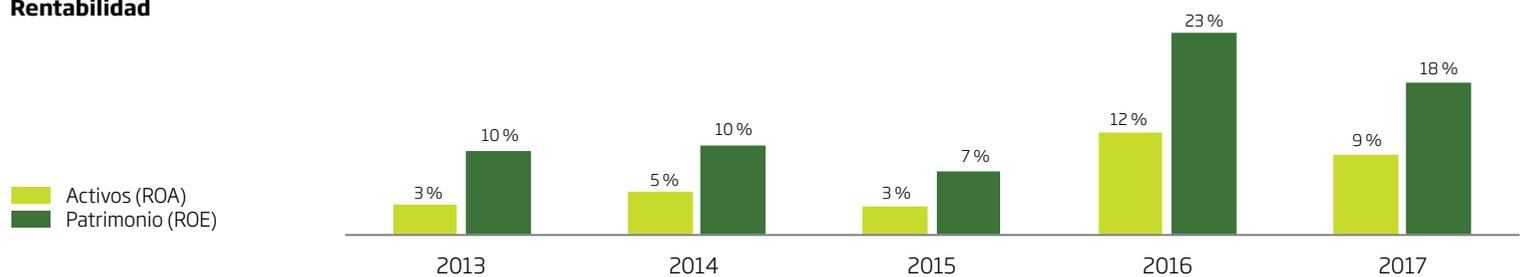


Fuente: Promigas S.A.

## PROMIORIENTE

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	506.550	620.161	580.610	663.857	699.861	8 %	5 %
Pasivo	324.624	317.671	325.655	329.722	332.225	1 %	1 %
Patrimonio	181.926	302.489	254.955	334.135	367.635	19 %	10 %
Ingreso operacional	74.427	87.227	99.524	149.228	171.393	23 %	15 %
Utilidad operacional	49.126	60.320	71.975	112.911	133.545	28 %	18 %
Utilidad neta	17.458	30.987	18.478	77.970	64.836	39 %	(17 %)
Margen operacional	66 %	69 %	72 %	76 %	78 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	23 %	36 %	19 %	52 %	38 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	64 %	51 %	56 %	50 %	47 %	121.755	144.899

## Rentabilidad

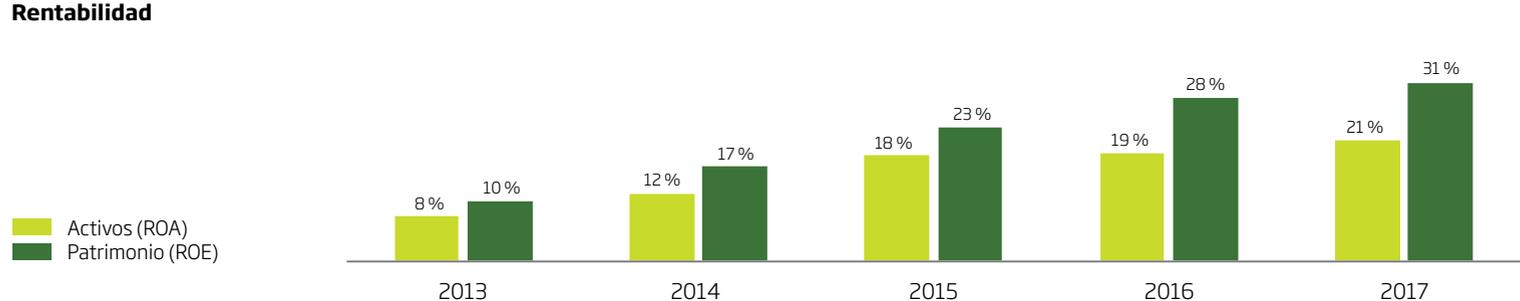


Fuente: Informe de Inversiones Permanentes de Promigas 2017.

## PROGASUR

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	74.663	85.787	76.401	81.903	80.295	2 %	(2 %)
Pasivo	18.465	25.806	16.057	28.355	25.827	9 %	(9 %)
Patrimonio	56.198	59.982	60.344	53.548	54.468	(1 %)	2 %
Ingreso operacional	19.024	27.080	33.250	32.910	35.231	17 %	7 %
Utilidad operacional	7.081	11.050	14.920	27.106	27.892	41 %	3 %
Utilidad neta	5.838	9.960	14.043	15.255	16.974	31 %	11 %
Margen operacional	37 %	41 %	45 %	82 %	79 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	31 %	37 %	42 %	46 %	48 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	25 %	30 %	21 %	35 %	32 %	<b>N/D</b>	<b>N/D</b>

## Rentabilidad



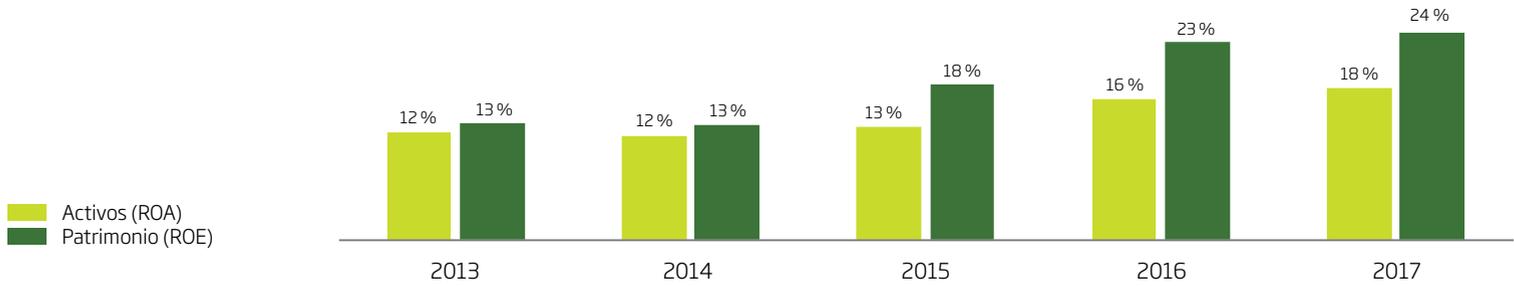
Fuente: <www.emis.com>



## TRANSOCCIDENTE

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	13.373	12.686	13.494	14.390	13.760	1 %	(4 %)
Pasivo	936	1.292	3.805	4.235	3.632	40 %	(14 %)
Patrimonio	12.438	11.394	9.689	10.155	10.128	(5 %)	(0,3 %)
Ingreso operacional	5.077	4.362	4.799	5.956	6.110	5 %	3 %
Utilidad operacional	2.493	2.665	2.745	3.549	3.629	10 %	2 %
Utilidad neta	1.669	1.524	1.750	2.333	2.417	10 %	4 %
Margen operacional	49 %	61 %	57 %	60 %	59 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	33 %	35 %	36 %	39 %	40 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	7 %	10 %	28 %	29 %	26 %	3.797	3.984

## Rentabilidad

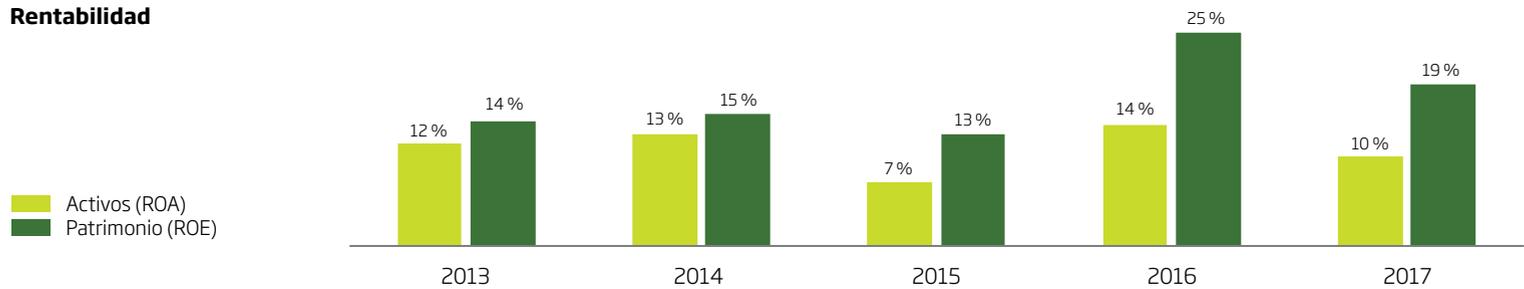


Fuente: Informe de Inversiones Permanentes de Promigas 2017.

## TRANSMETANO

	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2013 - 2017	Variación 2016 - 2017
Activo	148.786	162.624	236.998	272.023	286.793	18 %	5 %
Pasivo	27.139	26.083	101.152	117.421	127.599	47 %	9 %
Patrimonio	121.648	136.540	135.846	154.602	159.194	7 %	3 %
Ingreso operacional	39.982	45.508	64.365	73.853	68.210	14 %	(8 %)
Utilidad operacional	28.011	32.557	49.548	54.690	49.702	15 %	(9 %)
Utilidad neta	17.491	20.783	17.468	38.045	29.591	14 %	(22 %)
Margen operacional	70 %	72 %	77 %	74 %	73 %	<b>EBITDA</b>	
Margen neto	44 %	46 %	27 %	52 %	43 %	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Endeudamiento	18 %	16 %	43 %	43 %	44 %	60.780	52.846

### Rentabilidad



Fuente: Informe de Inversiones Permanentes de Promigas 2017.





# TEMÁTICAS RELEVANTES Y DE ACTUALIDAD PARA EL SECTOR



## Proyecto de infraestructura de importación de gas del Pacífico

La infraestructura proyectada corresponde a una planta de regasificación en Buenaventura y al gasoducto Buenaventura-Yumbo, con su respectiva infraestructura de conexión al SNT.

### Posibles ubicaciones de la planta regasificadora



Fuente: Elaborada por Promigas S.A, con base en información de UPME.

La necesidad de esta nueva fuente de oferta para el suministro de gas natural en Colombia fue planteada por la UPME en su Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural (PAG), versión noviembre de 2016, que, adoptado por Minminas mediante la Resolución 4 0006 de 2017, continúa generando controversia entre los agentes del sector gas natural del país.

El proyecto contempla la construcción de una infraestructura de regasificación en la bahía de Buenaventura (Valle del Cauca) y de un gasoducto de aproximadamente 102 km entre la planta y el municipio de Yumbo (Valle del Cauca), el cual conectará con el Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural, a través del que se podría llevar el gas importado y regasificado al interior del país, con las obras de bidireccionalidad del gasoducto Yumbo - Mariquita, igualmente expuesto en el PAG y adoptado por Minminas.

Como fecha tentativa de entrada en operación de este proyecto, Minminas estipuló enero de 2021; sin embargo, en la prepublicación de documentos para selección de inversionista emitidos por la UPME esta entidad expresa: "La UPME solicitará al ministerio modificar la Resolución 4 0006 del 4 de enero de 2017, para establecer como fecha de puesta en operación (FPO) febrero de 2023".

En lo que respecta a la normatividad aplicable para este proyecto, la CREG, a través de las resoluciones 107 y 152 de 2017, definió los mecanismos abiertos y competitivos aplicables a este proceso de selección. Posteriormente, la Comisión sacó para consulta tres resoluciones: CREG 182 de 2017, CREG 202 de 2017 y CREG 046 de 2018. Con la primera se establecen reglas para la asignación de servicios, mientras que con las dos últimas se proponen ajustes a las reglas para participar en el proceso de selección.

En este capítulo se presenta inicialmente una infografía con la línea de tiempo del proyecto, seguida por las características técnicas e inversión proyectada, para finalizar con el abordaje del debate y la controversia que surge con la construcción de esta infraestructura, un resumen de las distintas opiniones, algunas a favor y otras contradictorias, acerca de su desarrollo, expresadas, entre otros, por voceros y directivos de entes gubernamentales y agentes del sector. Además, se plasmará el sentir de la región suroccidente del país para con esta infraestructura, en especial el del departamento del Valle del Cauca.



## LÍNEA DE TIEMPO DE PROYECTO



Fuente: Elaborado por Promigas S.A

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E INVERSIÓN PROYECTADA

Este proyecto de infraestructura de importación de gas se puede separar en dos ítems, la planta y el gasoducto, aun cuando como proyecto global no se podría prescindir de ninguno de ellos.

Según cifras entregadas por la UPME, se estima una inversión cercana a los 700 US\$MM, dividida así: en el puerto y la planta 400 US\$MM y en el gasoducto 245 US\$MM.

### PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE BUENAVENTURA

Con el objetivo de definir las características técnicas y físicas de la planta de regasificación, la UPME adjudicó a la consultora Sener Pacífico la elaboración de la ingeniería conceptual para la construcción de dicha planta en Buenaventura, estudio del cual se extraen algunas de las cifras y consideraciones más relevantes del proyecto.

Según este estudio, después de analizadas las ventajas e inconvenientes de las opciones tecnológicas existentes en la actualidad, se consideró que la mejor opción para acometer el suministro de 400 Mpcd de gas natural a gasoducto desde Buenaventura y disponer de un almacenamiento de 170.000 m<sup>3</sup> de GNL sería un buque *FSRU, Floating Storage and Regasification Unit*, en sus diferentes opciones de logística y tipología de atraque.

Ahora bien, con vistas al futuro proceso de selección de inversionistas para esta instalación, se sugirió por parte de la consultora Sener Pacífico que “la mejor

opción es dejar establecida la tipología de planta de regasificación a *FSRU*, pero permitiendo que se aporten variantes y soluciones constructivas de atraque que mejor acomoden los requisitos del tráfico marítimo del puerto y minimicen costos de atraque de buques”.

Recientemente, en mayo de 2018, la UPME, en su prepublicación de Documentos de Selección del Inversionista, Anexo 1, Descripción y Especificaciones Técnicas del Proyecto, dejó abierta la posibilidad de acometer este proyecto bajo las opciones de *FSRU* o planta de regasificación y almacenaje en tierra (planta *offshore*).

En este último documento de selección prepublicado, se presenta como novedad la exigencia para cualquiera de las dos opciones que se escoja el montaje de una instalación para llenado de cisternas de GNL.



## OPCIONES PARA LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE BUENAVENTURA

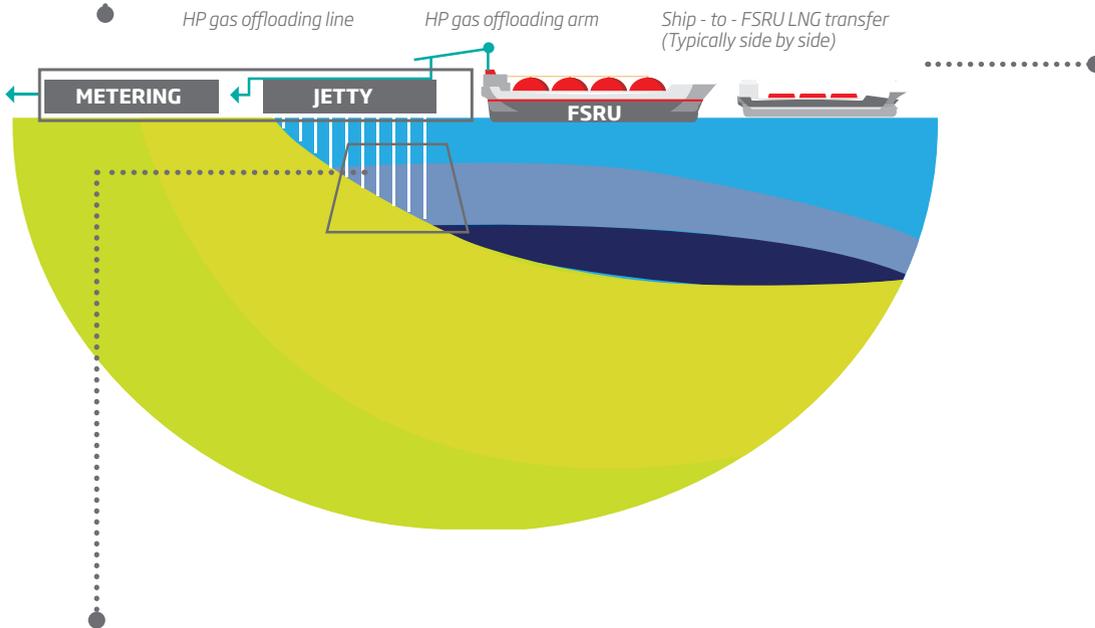
### FSRU - Subsistemas

#### Instalaciones receptoras de gas regasificado

(*Topside* de atraque e instalaciones en tierra)

Jetty: Plataforma de operaciones

- Duques de alba de amarre
- Duques de alba de atraque
- Pasarelas de interconexión peatonales entre duques de alba y entre duques de alba y plataforma



**Obras de carácter marítimo** requeridas para el atraque de un FSRU capaz de regasificar 400 Mpcd y recibir GNL de buques *carrier* por medio de nueve instalaciones situadas en el atraque o conexiones *ship-to-ship*.

Fuente: Elaborado por Promigas S.A., adaptado de SENER Pacífico-2017, prepliegos de selección de inversionista para planta de regasificación en el Pacífico colombiano e Informe Técnico de Ingeniería Conceptual de SENER para la UPME.

#### Buque FSRU, Floating Storage and Regasification Unit



#### Costo de referencia:

FSRU de 170.000 m<sup>3</sup> de capacidad de almacenamiento y 750 Mpcd, entregada el 19 de octubre de 2017, 225 US\$MM.

#### Plazo de fabricación:

26 -28 meses, además se están construyendo sin proyecto asignado.

#### Modo de contratación:

Leasing según número de años, entre 5 -15.

## Planta de regasificación y almacenaje en tierra - Subsistemas

### Planta de almacenamiento y regasificación de GNL (esquema típico)

#### Diseño de terminal:

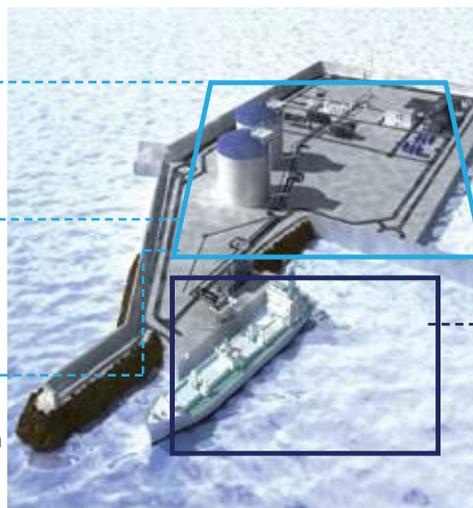
Para descargar buques *carrier* de 65.000 a 267.000 m<sup>3</sup> de GNL, caudal de descarga de 12.000 m<sup>3</sup>/h y presión en la conexión de los brazos de descarga de 4,5 barg, aproximadamente.

#### Capacidad:

El caudal nominal de envío de la terminal será de, al menos, 400 Mpcd. Se dispondrá de equipos de reserva para asegurar el caudal de envío en cualquier momento. El mínimo caudal de envío será de 200 Mpcd.

#### Almacenamiento de GNL:

Se instalará un tanque con una capacidad de, al menos, 170.000 m<sup>3</sup>, de tipo contención total, por lo que tendrá un depósito de níquel al 9 % para confinar el gas natural dentro de un muro externo de cemento y entre ambos una capa de material aislante para impedir la entrada de calor.



#### Obras marítimas (esquema típico)

Las bases de diseño preliminares y los criterios de proyecto para el diseño de las obras marítimas para esta opción (en la que atracará un buque *carrier* de GNL) son las mismas a las del atraque de un buque FSRU.

Fuente: SENER Pacífico, 2017.



## UBICACIÓN DE TERMINALES DE GNL MÁS CERCANAS AL PROYECTO



Dada la ubicación geográfica de las plantas abastecedoras de GNL en el mundo, surgen como las más opcionadas, principalmente, por disminuciones en costos de transporte las siguientes:

### 1. Atlantic LNG:

Situada en la isla caribeña de Trinidad y Tobago, está algo más alejada que la siguiente opción, pero cuenta con mayor producción. Los costos de transporte se incrementarían por mayor distancia más la tarifa de paso por el canal de Panamá.

### 2. Perú LNG:

Es la más próxima y permitiría un suministro más rápido y fiable, con menores costos de transporte.

## GASODUCTO BUENAVENTURA - YUMBO

De acuerdo con los resultados de la ingeniería conceptual, que para el gasoducto en particular fue contratada con el consorcio Delvasto & Echeverría (HNA), este atravesaría cinco municipios del Valle del Cauca: Buenaventura, Dagua, Restrepo, La Cumbre y Yumbo.

Los técnicos de la UPME estudiaron un posible tendido de este gasoducto por un corredor en el cual ya existe un poliducto; sin embargo, dependiendo de las condiciones que se establezcan en el pliego, el inversionista, podría definir su trazado.

Al respecto, el director de la UPME expresó: “es a riesgo del inversionista. Se informa el punto de salida y el punto de llegada, así como unas características y condiciones en el área de estudio. Los análisis a profundidad de ingeniería básica y de detalle serán responsabilidad de la empresa que resulte seleccionada”. Ricardo Ramírez, director de la UPME, revista *Portafolio*, Bogotá, 25 de enero de 2018.

Además, el director general de la entidad afirmó que esta obra sería “un verdadero reto”, ya que es una zona difícil desde el punto de vista topográfico, biótico y social. “Con anterioridad se han presentado problemas con otras obras de infraestructura, como es el caso de la vía Mulaló - Loboguerrero, o con la instalación de una torre eléctrica”.

## Área de influencia del gasoducto y cifras relevantes



— Límites municipales    ○ Municipios del proyecto

**Longitud:** 100 -105 km

**Diámetro:** 30"

**Capacidad:** 450 Mpcd

**Presión:** Condiciones RUT (Reglamento Único de Transporte), Resolución CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen o sustituyan

**Capex:** 245 US\$MM

**Opex (aproximado):** 2 US\$MM/año

Fuente: UPME, presentación de las convocatorias de gas natural (mecanismos centralizados), febrero de 2018.



## DEBATE Y CONTROVERSIAS GENERADAS POR EL PROYECTO

La infraestructura de importación de gas del Pacífico es un proyecto que se ha caracterizado por generar gran controversia. Desde el mismo momento en que comenzó a dilucidarse dicha infraestructura como posible opción para la garantía de un abastecimiento de gas natural confiable que satisfaga la demanda en el país, comenzaron los debates acerca de su conveniencia.

En esta sección se expondrán los puntos de vista bajo los cuales se percibe este proyecto, sustentándolos en las opiniones expresadas al respecto por importantes agentes participantes del sector gas natural del país.

En primera instancia, se expondrán los argumentos de estamentos gubernamentales y agentes que defienden su ejecución, fundamentando su posición en la necesidad de velar por un suministro seguro y confiable de gas natural para todos los actores del sector y regiones del país, en especial, los departamentos del suroccidente.

Seguidamente, se presentan los que no están de acuerdo con esta iniciativa, quienes afirman que su ejecución, por lo menos, puede ser postergada, aduciendo para ello diversas razones que serán plasmadas en este desarrollo.

### Posiciones de agentes del sector gas natural frente al proyecto Infraestructura de importación de gas del Pacífico



#### A FAVOR

##### Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

La UPME incorporó la planta del Pacífico en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural – 2017. “Con la planta SPEC se afronta el Niño, la del Pacífico es para remplazar atrasos en los desarrollos”. Ricardo Ramírez, director UPME, Congreso de Naturgas, Cartagena, marzo de 2018.

##### Ministerio de Minas y Energía (MME)

Este ministerio mediante la Resolución 4 0006 de 2017, adoptó el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, que presenta la construcción de la segunda regasificadora del país en Buenaventura.

##### Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

La Creg a través de varias resoluciones (152 y 182 de 2017), ha venido sentando las bases y reglas para el desarrollo de esta infraestructura.

##### Estamentos gubernamentales y gremiales del Valle del Cauca

“Con la regasificadora del Pacífico, gana competitividad y productividad no solo el Valle, sino el país”. Dilian Francisca Toro, gobernadora del Valle, *El País*, Cali, febrero de 2018.

##### Transportadora de Gas del Interior (TGI)

TGI está interesada en el proyecto de la Regasificadora del Pacífico, ¿qué tipo de inversión harían? Respuesta: “Nosotros estamos interesados, estamos trabajando y preparando la oferta”. Jaime Orjuela, presidente (e) de TGI, en entrevista a *La República*, Bogotá marzo de 2018.



#### EN CONTRA

##### Asociación Colombiana del Petróleo (ACP)

Para el gremio, no es cierto que no haya suficientes reservas de gas “como lo viene afirmando” la UPME. “El país tiene un enorme potencial de recursos exploratorios adicionales estimados en 15 Tpc”. Carta a Minminas diciembre de 2017.

##### Ecopetrol

“Reservas probadas de gas *onshore* aseguran reservas por 12,4 años más y así ha sido en los últimos cuatro”. “Ecopetrol no ve la necesidad ahora de la planta de regasificación del Pacífico”. Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol, Congreso de Naturgas, Cartagena, marzo de 2018.

##### Canacol

“La planta es una necesidad para el futuro porque hoy hay muchos recursos potenciales”. “Se necesita en el futuro, en el tiempo, pero el tiempo no es ahora”. Charle Gamba, CEO Canacol, Congreso de Naturgas, Cartagena, marzo de 2018.

##### Hocol

“De la planta se habla hace un año y no ha pasado nada; es mejor incentivar y fomentar la exploración de gas natural”. Guillermo Fonseca, presidente de Hocol, Congreso de Naturgas, Cartagena, marzo de 2018.

##### Promigas

“La planta nos encarece la vida a todos. Hay que mirar bien una decisión de tanta trascendencia”. Antonio Celia, presidente de Promigas, Congreso de Naturgas, Cartagena, marzo de 2018.

##### Naturgas

Esta agremiación sectorial, aun cuando no se ha manifestado en desacuerdo, sí se plantea muchos interrogantes al respecto. “No estamos en contra. Tenemos inquietudes frente al precio de la infraestructura, en especial del gasoducto. Quién lo paga y quién se beneficia”. Orlando Cabrales, presidente de Naturgas, Congreso de Naturgas, Cartagena, marzo de 2018.



## DEFENSORES DEL PROYECTO

### Unidad de Planeación Minero Energética - (UPME)

Esta unidad administrativa especial del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene como misión realizar la planeación del desarrollo sostenible de los sectores de minas y energía de Colombia, para formular las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del país.

En este sentido, la UPME ha sido la abanderada de este proyecto desde sus inicios, cuando lo incorporó en su Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, versión noviembre de 2016, avalando su ejecución basada en futuros desbalances que se presagiaban en sus escenarios de referencia de oferta y demanda de gas natural (ver gráfica adjunta).

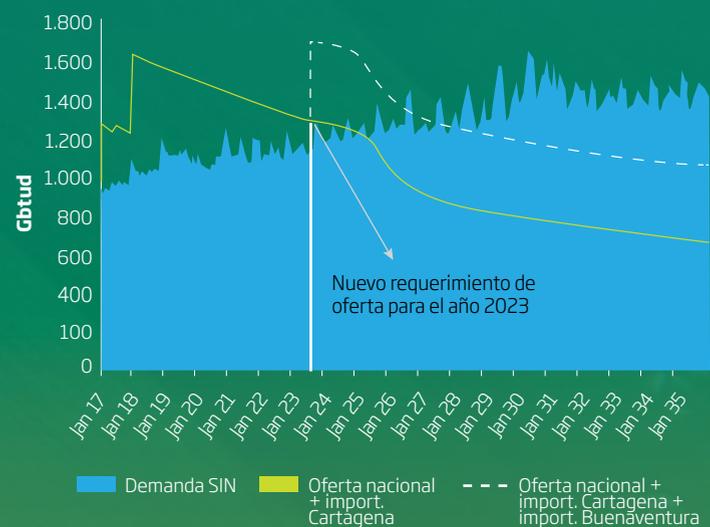
Una de las principales razones que expone esta entidad para el desarrollo de esta infraestructura se cita a continuación:

Desde Cusiana, con excepción de La Creciente, no se han encontrado nuevos e importantes hallazgos. Y la proyección de las áreas *offshore* en el Caribe es que su producción se presentaría en aproximadamente 10 años (2028); es un tema que no está tan a corto plazo". Ricardo Ramírez Carrero, director general de la UPME, revista *Portafolio*, Bogotá, 25 de enero de 2018.

Además, aduce, con respecto a las importaciones de gas desde Venezuela, que su oferta no cumple con las especificaciones técnicas de Colombia y comercialmente no es firme. "Es lo que se sabe con información no formal, y no documentada". Un tercer argumento tiene que ver con los yacimientos no convencionales (YNC), los cuales aún generan incertidumbre en cuanto a su exploración y producción. "Es un tema álgido, que aún merece mucho estudio y aceptación de la comunidad".

Se puede resumir la posición de la UPME en este tema con las palabras de su director: "El dilema de la planta es a corto plazo, en el largo plazo no hay dilema y la UPME no va esperar". Ricardo Ramírez, director de la UPME, Congreso de Naturgas, Cartagena, 22 de marzo de 2018.

#### Balance nacional SIN Escenario de Referencia



Fuente: Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, UPME, noviembre de 2016.

### Ministerio de Minas y Energía

Este ministerio, en entera concordancia con la UPME, su unidad administrativa especial, respalda la construcción de esta infraestructura. Así lo han expresado tanto el ministro como el viceministro de Minas y Energía.

"Aquí no estamos hablando de la infraestructura de hoy, sino de la de pasado mañana". Germán Arce, Ministro de Minas y Energía, *La República*, Bogotá, 20 de noviembre de 2017. Asimismo, destacó que la regasificadora "implicará una significativa ventaja económica para el Pacífico colombiano y su competitividad".

"El riesgo se reduce si hay infraestructura de regasificación en el Pacífico; sin embargo, para atender con tranquilidad, lo ideal sería la producción nacional". Alonso Cardona, viceministro de Minas y Energía, Congreso de Naturgas, Cartagena, 23 de marzo de 2018.

### Estamentos gubernamentales y gremiales del Valle del Cauca

En términos generales, los estamentos y gremios del Valle del Cauca plantean que con la planta y el gasoducto se suministraría y transportaría el gas desde Buenaventura hacia el centro del país en tiempos de escasez, lo que convertiría esta infraestructura en un activo prioritario y fundamental para la región y el país.

Específicamente, La ANDI, a través de su vocero, expone que hoy el suministro del gas natural en Colombia se concentra en dos nodos: La Guajira y los Llanos Orientales, pero ahora se sumó la planta de regasificación de Cartagena, razón por la cual "la planta del Pacífico sería el cuarto nodo con el que estaríamos mejorando la red, pues esta podría pasar de ser radial, a ser una malla, mejorando la conectividad". Gabriel Velasco, gerente ANDI-Valle, en entrevista a *El País*, Cali, 19 de abril de 2017.

En el mismo sentido se manifestó el Comité Intergremial del Valle cuando su director expresó que este proyecto es estratégico para la región pensando en la confiabilidad que representa para garantizar el suministro de gas al suroccidente colombiano. Sin embargo, reitera: "Estos proyectos toman tiempo en estructurarse y ejecutarse, por eso es importante trabajar en ellos, adelantándonos a circunstancias que se pueden presentar en el país". Juan Esteban Ángel, director del Comité. Intergremial y Empresarial del Valle, en entrevista a *El País*, Cali, 19 de abril de 2017.



### Principales razones de los agentes a favor de la infraestructura

01

La planta es necesario desarrollarla porque se observa desde hace varios años una declinación sostenida de la producción de gas, tendencia marcada en las declaratorias de los productores.

02

Las fechas más cercanas para hacer realidad la producción de las áreas *offshore* en el Caribe son entre 2027 - 2028 y los balances de gas muestran déficits anteriores a estos años.

03

La llegada del gas de Venezuela es una posibilidad cada vez mas lejana, dadas las circunstancias políticas del vecino país, a lo que se suman nuevos inconvenientes de carácter técnico y comercial.

04

El proyecto es estratégico para el suroccidente del país pensando en la confiabilidad que representa para garantizar el suministro de gas a la región y en general dentro del territorio nacional.

Fuente: Elaborado por Promigas S.A.

### AGENTES EN DESACUERDO CON EL PROYECTO Y SUS MOTIVACIONES

#### Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) y productoras de gas natural

Uno de los eslabones de la cadena de gas natural del país que se ha manifestado en total desacuerdo con la construcción de esta infraestructura en el Pacífico es el de la producción. Este subsector, a través de su agremiación, la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), y de los directivos de las principales empresas sobre las cuales se sustenta la oferta de gas en el país, han venido expresando su abierta oposición a este proyecto exponiendo sus razones para ello.

Las productoras se remiten al estudio de la ACP, *Retos y oportunidades para mantener el abastecimiento con gas producido en Colombia* (Vicepresidencia de Asuntos Económicos, marzo - abril de 2017), el cual señala: "La producción actual de los campos atendería el mercado interno en sus demandas media - alta hasta el año 2020. La incorporación de descubrimientos recientes no declarados

(80-90 Mpcd) lo abastecería hasta el 2021. Si a lo anterior se suman las cantidades de gas importado por Cartagena, declaradas como disponibles para la venta, el mercado se abastecería hasta principios de 2022; 85 % con gas nacional y 15 % con importaciones. La seguridad en abastecimiento se extendería hasta el 2025 si se tiene en cuenta que dicha planta de regasificación ya construida tiene una capacidad mayor que la oferta disponible declarada".

A continuación se cita a voceros de agentes de este subsector, que exponen su punto de vista acerca de esta temática en los dos últimos años en eventos como los congresos de Naturgas en 2017 y en 2018 y en otros espacios propicios para tal fin.

ACP

"Cualquier nueva oferta o nueva infraestructura debe tratarse bajo las mismas normas existentes para la comercialización y transporte del gas natural, para que las diferentes fuentes de suministro compitan en igualdad de condiciones". Tomado de la carta enviada por la ACP, a finales de 2017, al ministro de Minas y Energía, Germán Arce Zapata, firmada por su presidente, Francisco José Lloreda Mera.

En la anterior misiva se precisa, además, que "es importante priorizar la pronta expedición de propuestas regulatorias, que permitirían impulsar la nueva entrada de gas nacional al flexibilizar su comercio y acceso a transporte, ya que sus planes de producción podrían abastecer gran parte del mercado con gas local y aportarían al mayor desarrollo del país".

Ecopetrol

"Ecopetrol no ve la necesidad ahora de la planta de regasificación del Pacífico. Sobre todo ante la gran incertidumbre existente acerca de quiénes serían los beneficiarios y cómo sería retribuida la inversión". "No entendemos porqué el Gobierno Nacional estimula la importación

de este combustible, cuando lo que debería estar haciendo es dar todas las garantías y ayudando a los productores a encontrar más gas natural". Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol, Congreso de Naturgas, Cartagena, 21 de marzo de 2018.



**Canacol**

“El Gobierno debe estar seguro de necesitar esta planta, la cual no entraría antes de 2025. La planta es como un campo de gas, por lo tanto que pague regalías. Ante todo, es mejor incentivar la producción”. Charle Gamba, CEO Canacol, Congreso de Naturgas, Cartagena, 21 de marzo de 2018.

“El gas importado no genera empleo, ni inversión social, no paga impuestos, ni regalías, ni derechos económicos. En cambio las productoras, además de asumir todos esos rubros, adicionalmente tienen que competir con una importación de gas. El costo de la producción no lo asumen los consumidores, eso es del resorte de las petroleras”. Luis Alfredo Baena, vicepresidente ejecutivo de Canacol. Tomado de <<http://www.portafolio.co/economia/petroleras-están-molestas-por-la-regasificadora-del-pacífico-514439>>.

**Hocol**

“Hace un año hablábamos de certidumbre y optimismo en la oferta de mercado, hoy hay suficiente gas”.

“De la planta se habla hace un año y no ha pasado nada, es mejor incentivar y fomentar la exploración de gas natural”. Guillermo Fonseca, presidente de Hocol, Congreso de Naturgas, Cartagena, 21 de marzo de 2018.

**Principales razones de los agentes en desacuerdo con la infraestructura**

01

Se cuenta con suficientes reservas probadas en el país para cubrir, por lo menos, la oferta de gas natural de los próximos 12 años.

02

Existen enormes recursos potenciales de gas y se cuenta con el tiempo necesario para su desarrollo, siempre que se establezcan directrices propicias desde los estamentos gubernamentales que rigen el sector.

03

No existe suficiente claridad en cuanto al costo de la infraestructura, a los beneficiarios de esta y a la forma de retribución de la inversión.

04

Dada la proximidad del nuevo Gobierno y la magnitud y trascendencia de esta infraestructura, se debería aplazar, por lo menos un año, cualquier decisión definitiva que competa a este proyecto.

Fuente: Elaborado por Promigas S.A.



## Últimos desarrollos y proyectos en infraestructura de transporte de gas natural

El subsector del transporte de gas natural en Colombia, en cabeza de las empresas transportadoras, no cesa en su firme decisión de acometer las obras que sean necesarias para garantizar el suministro de este energético al país. Lo anterior, aun cuando desde los diferentes entes del Estado no siempre se reciban las mejores señales para ello. Ejemplo de esto es la preocupación de las transportadoras de que se repita con la fijación del nuevo régimen tarifario de transporte -proceso que debería haberse iniciado por lo menos en consultas- lo acontecido con el

interminable proceso tarifario de distribución, tema central del siguiente capítulo de este informe

En este capítulo se presentan, inicialmente, importantes desarrollos en infraestructura, que tuvieron su puesta en marcha en el transcurso de 2017, seguidos de proyectos que se encuentran en pleno desarrollo y, por último, escenarios de expansión en la infraestructura de este subsector que maximizarían la confiabilidad del suministro de gas natural en el país.

### PRINCIPALES DESARROLLOS ENTREGADOS EN 2017

#### ESTACIÓN COMPRESORA MALENA - TRANSMETANO

**TRANSMETANO**

##### COORDENADAS

Norte: 6° 29' 07,806"  
Oeste: 74° 25' 13,064"

##### STT DE TRANSMETANO

km 3 + 700 del gasoducto Sebastopol - Medellín

Fuente: Transmetano.

#### ESTACIÓN COMPRESORA MALENA (ECM)



##### EQUIPOS

Equipo	Marca y Modelo
Motor	Waukesha L7044GSI, AFR2
Compresor	ARIEL JGK - 4
Cooler	Air - X - Changer 154 EH

**Potencia total instalada: 3.360 HP**



Unidades compresoras



Desde el primero de agosto de 2017, Transmetano puso en operación la Estación Compresora Malena (ECM), tarea a la que se dio desde hace un par de años. Esta transportadora ejecutó este proyecto con una inversión de 43.000 millones de pesos, con el propósito de ofrecer una mayor capacidad de transporte y aumentar confiabilidad y eficiencia en el suministro de gas natural en su zona de influencia, el departamento de Antioquia.

La ECM permite incrementar en un 22 % la capacidad de transporte del gasoducto Sebastopol - Medellín, que llega a 78 Mpcd, lo cual garantiza la atención oportuna de la demanda proyectada para Antioquia; esto se logra comprimiendo el fluido (gas) en línea para que se desplace a mayor presión y en mayores cantidades a los centros de consumo.

La planta está compuesta, principalmente, por dos unidades de compresión. Cada una incluye un paquete de 1.680 BHP representados en un motor a gas, que cuenta con un sistema inteligente para control de la relación aire - combustible, lo cual mejora el desempeño y controla las emisiones producto de la combustión; un compresor encargado de recibir el gas a presiones entre 650 y 800 psig para entregarlo hasta en 1.200 psig, y un aerofriador, que mantiene controlada la temperatura de los equipos y del gas comprimido.

La planta cuenta con facilidades de regulación de presión para mantener flujos estables y constantes; filtros para asegurar limpieza y retención de partículas sólidas y líquidas suspendidas en la corriente de gas; un sistema de medición tipo ultrasónico, de dos canales, para cuantificar los volúmenes de gas y una capacidad de compresión de hasta 83 Mpcd, con una temperatura máxima de 120 °F, acorde al RUT.



## ESTACIÓN COMPRESORA LOS PINOS - PROMIORIENTE



### PROMIORIENTE

Tiene a cargo la operación y mantenimiento de los gasoductos:

— Barranca - Payoa - Bucaramanga

— Gibraltar - Bucaramanga

#### ESTACIÓN DE COMPRESIÓN EN BARRANCABERMEJA "LOS PINOS"

— Cada compresor tiene una capacidad de 13 millones de pies cúbicos estándar por día (Mpcd).

— Está construida a cuatro km de barrancabermeja en la zona industrial Los Pinos.

— Tiene una extensión de 1,5 ha.

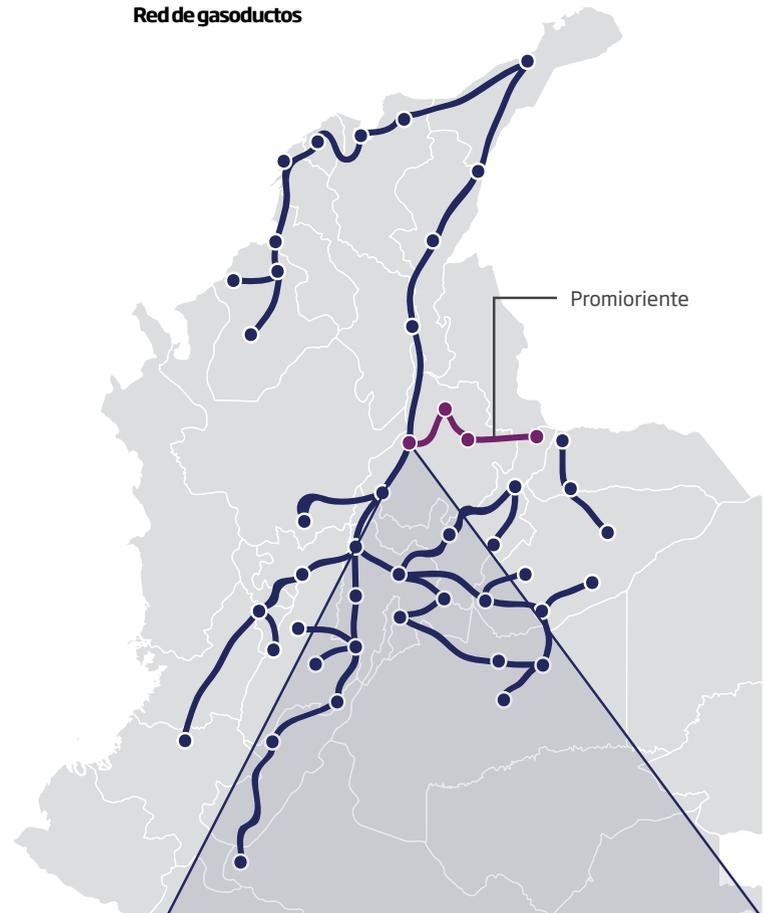
— El proyecto inició en 2013 con la obtención tarifaria de la CREG.

— Su construcción inició en septiembre de 2016.

— El 4 de agosto de 2017 finalizaron las pruebas de arranque.

Fuente: Elaborado por Promigas S.A.

Red de gasoductos



Esta infraestructura arrancó como proyecto cuatro años atrás, cuando Promioriente obtuvo en 2013 tarifa por parte de la CREG para ella, y culminó el 4 de agosto de 2017, cuando finalizaron las pruebas de arranque, con resultados satisfactorios.

La estación Los Pinos, ubicada a 4 km del casco urbano de Barrancabermeja, está compuesta, principalmente, por dos unidades motocompresoras que tienen una potencia total de 2.760 BHP y cuentan con una capacidad de compresión de diseño de 26 Mpcd y presión de entrega de 1.200 psig.

Actualmente, a través de esta estación, el gas proveniente del campo Gibraltar (propiedad de Ecopetrol) ingresa al SNT para ser utilizado en los diferentes mercados del país, lo cual garantiza el suministro de este

combustible, no solo para Norte de Santander y Santander, sino también para el interior del país, incluida Bogotá.

En el corto plazo, Promioriente tiene prevista una ampliación de la capacidad de la estación en cuatro unidades, la cual dependería de que Ecopetrol aumente la producción de gas del campo Gibraltar.

"Actualmente, la producción en Gibraltar es de 36 Mpcd, y esperamos que aumente a 44 Mpcd. Según la información que tenemos, esa producción podría darse a finales de 2018 o a inicios de 2019. En Promioriente estamos listos para transportar 44 Mpcd", explicó César Augusto Torres, gerente general de Promioriente, en entrevista a la revista Portafolio, Bogotá, 18 de enero de 2018.



## INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE EN DESARROLLO

### INFRAESTRUCTURA DE EXPANSIÓN DE PROMIGAS

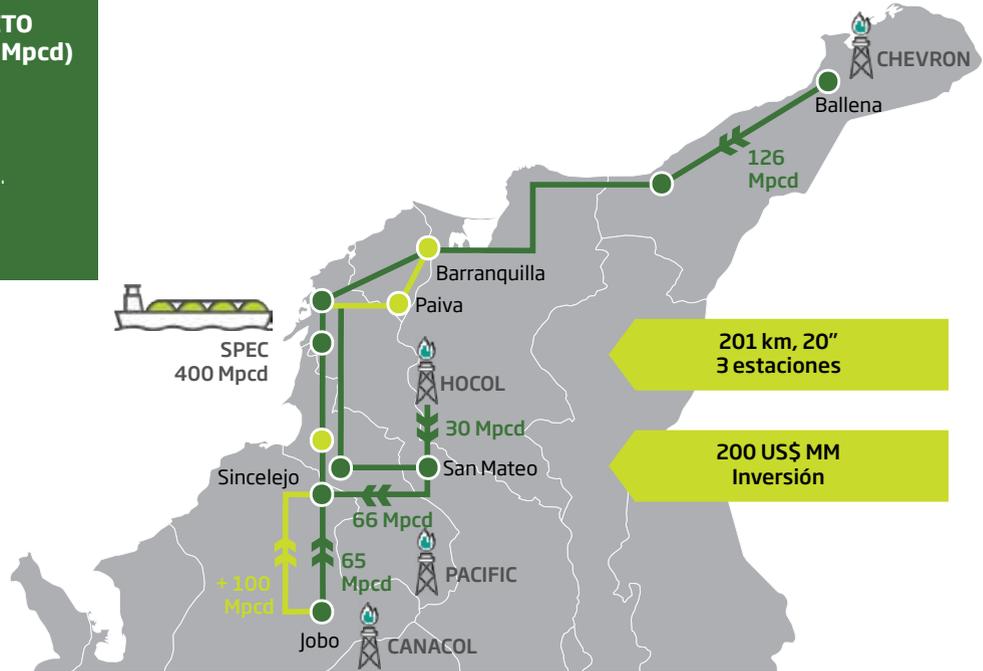
#### Gasoducto Jobo-Cartagena-Barranquilla (Promigas)

##### RETOS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO JOB0 - CARTAGENA - BARRANQUILLA (+100 Mpcd)

- Finalizar el cruce por PHD\* del canal del Dique.
- Aprobación de las licencias ambientales.
- Construcción en zonas con presencia de etnias.
- Simultaneidad de obras de construcción en época invernal y en un año electoral.

Inversiones	Dimensión
Loop Jobo-Majagua	85 km - 20"
Loop Mamonal-Paiva	26 km - 20"
Loop Paiva-Caracolí	90 km - 20"
Estaciones Filadelfia, Paiva y Caracolí	NA

Fuente: Elaborado por Promigas S.A.  
\* Perforación horizontal dirigida: técnica utilizada para cruces subfluviales



Con el propósito de superar la declinación de los campos gasíferos de Chuchupa y Ballena, en La Guajira, y aprovechando, asimismo, la creciente producción de gas que se viene desarrollando en la cuenca del valle inferior del Magdalena, comprendida entre los departamentos de Sucre y de Córdoba, Promigas inició la construcción del gasoducto de transporte Jobo-Cartagena-Barranquilla, el cual servirá para darle bidireccionalidad en el sentido del flujo, ya que actualmente el gas se transporta solo desde Barranquilla hasta Cartagena.

A través de esta nueva infraestructura de transporte de gas, que alcanza una capacidad de 255 Mpcd, se busca fortalecer el suministro de este combustible en los departamentos de la Costa Caribe del país, desde los campos gasíferos Nelson, Palmer, Clarinete y otros nuevos descubrimientos, como Cañandonga y Pandereta, todos ellos en los límites de los departamentos de Sucre y Córdoba, pertenecientes a Canacol.

En aproximadamente 200 US\$MM se calcula la inversión en las obras, entre las cuales se contempla, además de la línea de flujo, una nueva estación de compresión y refuerzos en los puntos Filadelfia, Paiva y Caracolí.

#### Gasoducto San Mateo-Mamonal

- 1 Gasoducto Loop San Mateo - Mamonal
- 2 Compresión Filadelfia
- 3 Adecuación Compresora Sahagún



Fuente: Elaborado por Promigas S.A.

Este gasoducto, también denominado *Loop del Sur*, de 16" y 214 km de longitud, complementado con una nueva estación de compresión en Filadelfia (a 40 km de Sincelajo) y adecuaciones en la estación de Sahagún, permitió la entrada de 95 Mpcd adicionales provenientes de campos propiedad de Hocol y Canacol.

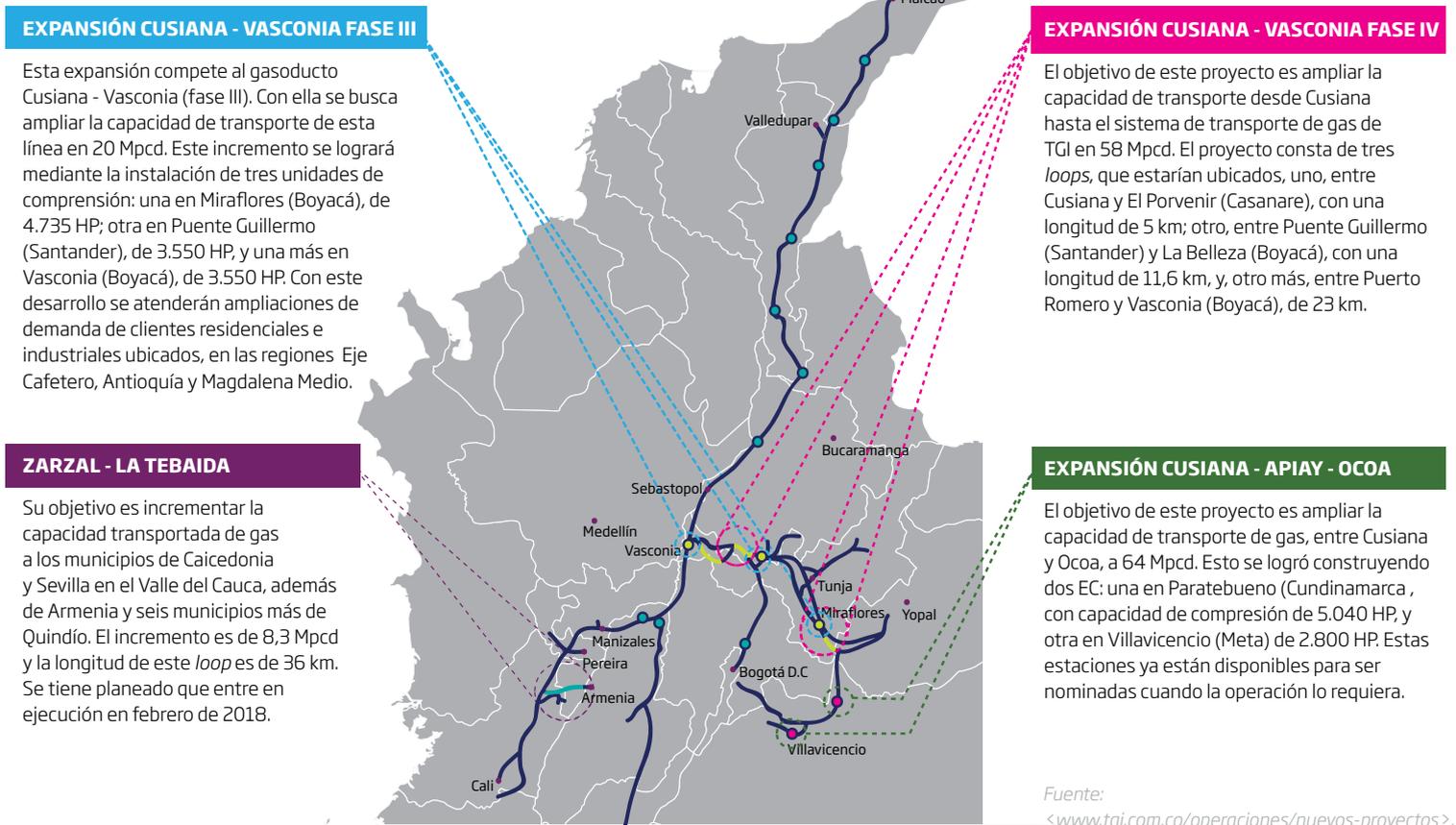


## PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE TGI

En la actualidad, TGI se encuentra desarrollando cuatro proyectos de expansión, en los cuales se estima una inversión cercana a los 200 US\$ MM, con el objetivo de fortalecer la cobertura y ofrecer un mayor suministro de gas al centro del país, principalmente desde el campo Cusiana, en Casanare.

A continuación se presenta un breve resumen de cada uno de estos proyectos, con sus avances hasta finales de 2017.

### UBICACIÓN Y RESUMEN DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE TGI



### ESTADO DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN CUARTO TRIMESTRE (4T) DE 2017

Avance del proyecto		Capex (US\$MM)	Capex Ejecutado 4º trimestre 2017 (US\$MM)	Ejecución (%)	Fecha estimada de entrada en operación
Cusiana Fase III	<b>Vasconia:</b> Realizada parada para cargue del programa de comunicaciones de automatización y entrada de unidad en línea.	31,6	13,1	95,3	1º Semestre 2018*
Loop Armenia	<b>Contrato de construcción:</b> Avances mecánicos en 98 %. Obras de geotécnica en 38 %.	19,2	15,9	92	2º Trimestre 2018
Cusiana Fase IV	<b>Estación Puente Guillermo:</b> Llegada a puerto y nacionalización de unidad compresora en un 89 %. <b>Estudios ambientales Loops:</b> EIA en 43 % e ingeniería básica 90 %.	70,7	4,1	19	2º Trimestre 2018 2º Trimestre 2019
Cusiana Apiay Ocoa	<b>Unidades de compresión:</b> Estación Paratebuena (3) en sitio. Estación Villavicencio (2) en sitio.	48,3	40	96	1º Trimestre 2018

Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con información de TGI, Informe para inversionistas cuarto trimestre de 2017, marzo 2018.

\*Cifra original primer semestre de 2017, se corrige por comentario de prórroga de documento fuente, que adiciona 180 días de plazo al contrato.



## FUTURAS EXPANSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS EN EL PAÍS

Con base en el Plan Transitorio de Abastecimiento de la UPME, versión noviembre de 2016, se identifican en esta sección las futuras expansiones en la infraestructura de transporte del país.

Con respecto al transporte, los análisis de UPME, se basan en proyectar los flujos de gas natural (Mpcd) necesarios para satisfacer las demandas energéticas nodales (Gbtud) desde los campos productores de gas natural, verificando si con la infraestructura actual se dispone de la capacidad necesaria y suficiente para la atención de la demanda y, en caso contrario, estimar la expansión de la infraestructura necesaria para la prestación continua del servicio.

Ahora bien, dependiendo de las circunstancias particulares de cada caso, para el aumento de la capacidad de transporte y la confiabilidad del servicio en el largo plazo la UPME plantea opciones tales como:

- i) Instalación o aumento en la capacidad de compresión.
- ii) Construcción de ductos paralelos (*loops*).

iii) Construcción de nuevas líneas que proporcionen al sistema seguridad en el abastecimiento y confiabilidad.

Para completar el proceso y avalar un proyecto de expansión, la UPME considera que, de no hacerlo, el valor del racionamiento asociado sería mayor al costo de construir.

Bajo estos criterios, en esta sección, inicialmente se presentan los proyectos de infraestructura de transporte analizados en el Plan de Abastecimiento y adoptados por Minminas, los cuales pudiesen estar desarrollándose en el mediano y en el largo plazo. Por último, se relacionan dos proyectos que, aun cuando fueron abordados por la UPME en el último plan, continúan en estudio por parte de esta entidad.

### PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO - NOVIEMBRE DE 2016

Número	Proyectos según su estatus	Fecha de entrada en operación
<b>Adoptados</b>		
1	Construcción planta de regasificación del Pacífico*	Enero 2021
2	Construcción gasoducto Buenaventura - Yumbo*	Enero 2021
3	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	Enero 2021
4	Construcción <i>loop</i> 10" Mariquita - Gualanday	Enero 2020
5	Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	Enero 2020
6	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	Enero 2020
7	Compresores El Cerrito - Popayán	Enero 2020
<b>En estudio</b>		
1	Construcción gasoducto Noroccidental	ND
2	Construcción gasoducto Gibraltar-Cúcuta	ND

(\* Estos proyectos fueron abordados en capítulo anterior.

Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en Resolución Mínimas 4 0006 de 2017.

ND: No disponible.

### BIDIRECCIONALIDAD GASODUCTO YUMBO - MARIQUITA

Al igual que el gasoducto Buenaventura - Yumbo, abordado en el capítulo anterior como parte inherente de la infraestructura de importación del Pacífico, la necesidad de contar con bidireccionalidad en el tramo Yumbo - Mariquita es totalmente dependiente de la concreción del controvertido proyecto de importación de gas natural por Buenaventura.

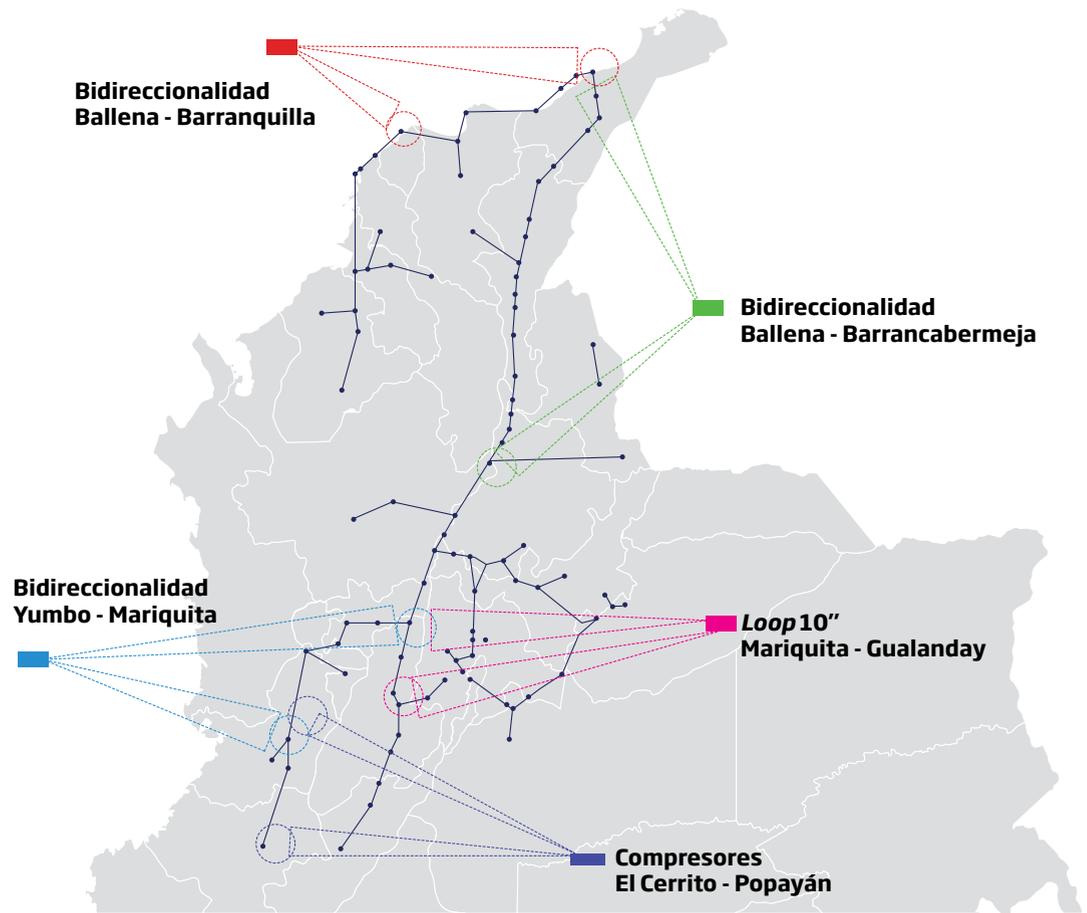
Según la UPME, la importación de gas natural por el Pacífico tendría como destinos iniciales la región del Valle del Cauca, la zona cafetera, el Tolima y el Huila y usuarios al norte del nodo Vasconia. Sin embargo, para viabilizar esta oferta, en la fecha en que se decidiese la puesta a punto de la planta de regasificación del Pacífico, la disponibilidad de transporte entre Yumbo y Mariquita (bidireccionalidad), según los balances de la UPME, deberá alcanzar una capacidad de 300 Mpcd.

Para disponer de esta bidireccionalidad y llegar a la capacidad esperada en este tramo, la UPME proyecta que se deben construir cuatro nuevas estaciones de compresión, ubicadas en los municipios de El Cerrito, Tuluá y Zarzal, en el Valle del Cauca, y una en Manizales, además de un aumento de potencia en la estación Padua, en Tolima.

En consideración de la Unidad de Planeación Minero Energética estatal, este desarrollo en la infraestructura de transporte de gas natural del país ofrecería una mayor confiabilidad en el suministro a las regiones centro y sur de Colombia.



### UBICACIÓN DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN ADOPTADOS POR MINMINAS



Fuente: Plan Transitorio de Abastecimiento, UPME, noviembre 2016.

#### Construcción *loop* 10" en gasoducto Mariquita - Gualanday

El análisis de la UPME para sustentar la necesidad de esta ampliación en infraestructura se basa en dos preceptos:

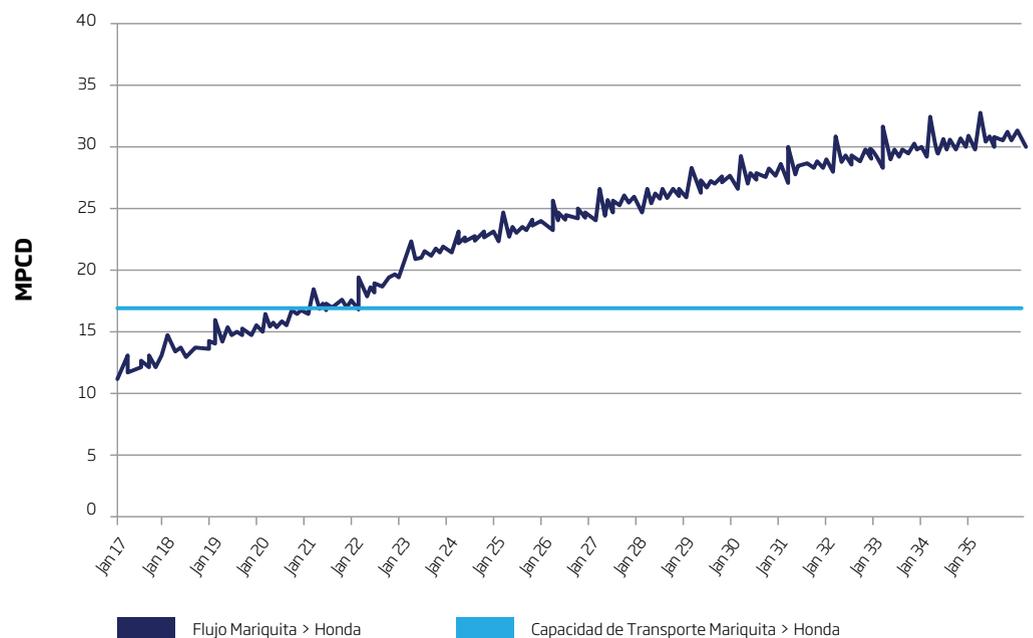
A través de este ducto se alimentan los municipios de los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá (virtualmente) y algunos de Cundinamarca, y la estimación de demanda para estos es de un crecimiento progresivo.

La declinación de los campos de la región en la cuenca del valle superior del Magdalena exigirá progresivamente traer cada vez más gas natural del centro del país desde el nodo Mariquita. De manera que se estaría sobrepasando el límite de su capacidad de transporte hacia 2020, como se muestra en la gráfica.

Finalizada la anterior evaluación, la UPME propone construir un *loop* de 10", descartando una ampliación de la Estación de Compresión de Mariquita, ya que esta solo incrementaría marginalmente su capacidad de transporte, pero sin dejar de prescindir de su operación actual de 1.600 HP.

Este requerimiento ya había sido identificado y relacionado por el CNO-Gas, cinco años atrás, en su análisis de la operación del sistema, en el documento "Análisis de la situación de abastecimiento de gas natural a los departamentos de Huila y Tolima", documento CNO-Gas-04-2012, versión 3, 6 de junio de 2012.

#### Proyección flujo vs. capacidad de transporte



Fuente: Plan Transitorio de Abastecimiento, UPME, noviembre de 2016.



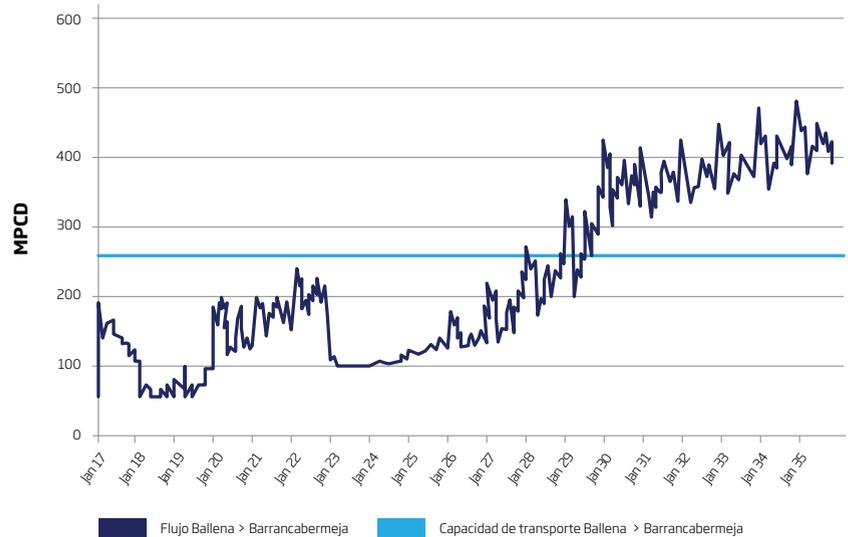
## BIDIRECCIONALIDAD DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA

En caso de concretarse la entrada de una infraestructura de importación de GNL en la Costa Pacífica, los balances de gas natural de la UPME arrojan que el flujo en el tramo Ballena - Barrancabermeja se reduciría significativamente en 2023; este después mantendría un alto crecimiento, de manera que hacia 2026 se requeriría ampliar su capacidad de transporte (ver gráfica adjunta).

Por todo lo anterior, de mantenerse el crecimiento de la demanda de gas natural, la UPME inició estudios para analizar la construcción de un loop de 24" entre los nodos de Ballena y Barrancabermeja, con longitud de 580 km. Ahora bien, dado que esta obra se requeriría más allá de los próximos 10 años, la recomendación de su ejecución por parte del ente de planeación se efectuará de acuerdo a la evolución de las variables que la determinan en futuras versiones del Plan de Abastecimiento.

No obstante lo anterior, y con el objeto de disponer de mayor flexibilidad operativa ante mantenimientos programados en los campos de producción de La Guajira, ante una salida de la planta de regasificación de El Cayao o frente a una falla en el gasoducto Cartagena - Barranquilla que impida disponer de los volúmenes de gas provenientes de la regasificadora y del gas de los campos del valle inferior del Magdalena, la UPME considera que sería conveniente disponer de la bidireccionalidad Ballena - Barrancabermeja, cuyos costos de implementación serían marginales, dado que se contaría con las estaciones de compresión existentes entre Barrancabermeja y La Guajira.

### Proyección de flujo vs. capacidad de transporte



Fuente: Plan Transitorio de Abastecimiento, UPME noviembre de 2016.

En el supuesto caso de una salida de operación de la planta de regasificación de El Cayao o del gasoducto Cartagena - Barranquilla, la UPME calcula que se necesitaría llevar gas natural desde el interior del país hasta la Costa Atlántica hasta por 100 Mpcd, todo lo anterior, reiterando la condición de estar en operación la infraestructura de importación de gas natural de Buenaventura.

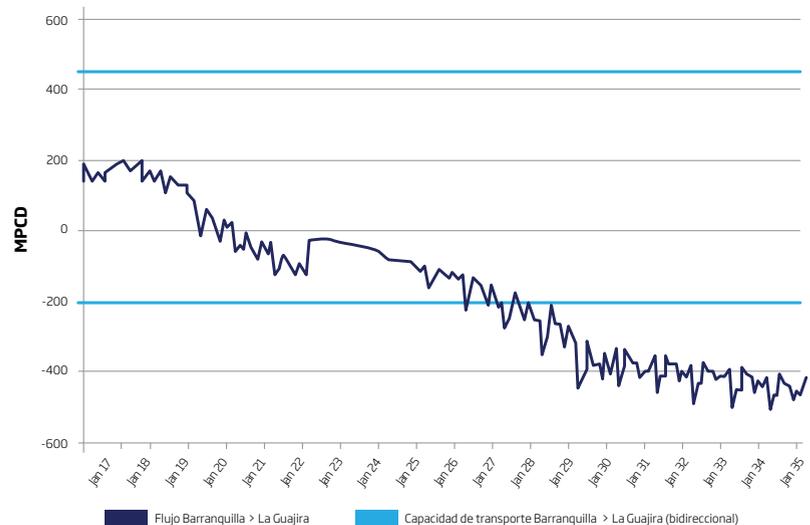
## BIDIRECCIONALIDAD DEL GASODUCTO BARRANQUILLA - BALLENA

Según los resultados que arrojan las simulaciones efectuadas por la UPME para este tramo en desarrollo de su Plan de Abastecimiento, en las cuales se involucran las potencialidades de aprovechamiento de las nuevas fuentes de suministro en la Costa Atlántica, como son la planta de regasificación de El Cayao y los continuos descubrimientos de gas en la cuenca del valle inferior del Magdalena, liderados por Canacol y Hocol, surge la necesidad de disponer de flujo de gas natural en dirección Barranquilla - Ballena desde 2020 en adelante.

Además, no deja de ser una posibilidad latente que gas importado y regasificado en Cartagena pueda ingresar al interior del país. Por lo anterior, para la UPME, anticipar esta obra, implicaría beneficios de confiabilidad al oriente de la Costa Atlántica e interior del país frente a eventos en estas mismas zonas.

El proyecto, tal como lo plantea la UPME, usa infraestructura actual de ductos y las estaciones de compresión de Caracolí y Palomino; sin embargo, en estas ECP se requerirían ampliaciones y modificaciones importantes. Además, se deberán desarrollar las obras necesarias para que el flujo pueda darse en dirección oriente, con lo cual sería posible

### Proyección flujo vs. capacidad de transporte



Fuente: Plan Transitorio de Abastecimiento, UPME noviembre de 2016.

llevar hasta La Guajira cerca de 200 Mpcd de gas natural. Complementario a lo expuesto, la UPME considera que sería necesaria una interconexión del gasoducto de la Costa Atlántica con el gasoducto que conecta los campos de La Guajira con el interior del país, para así evitar el paso innecesario por el nodo Ballena.



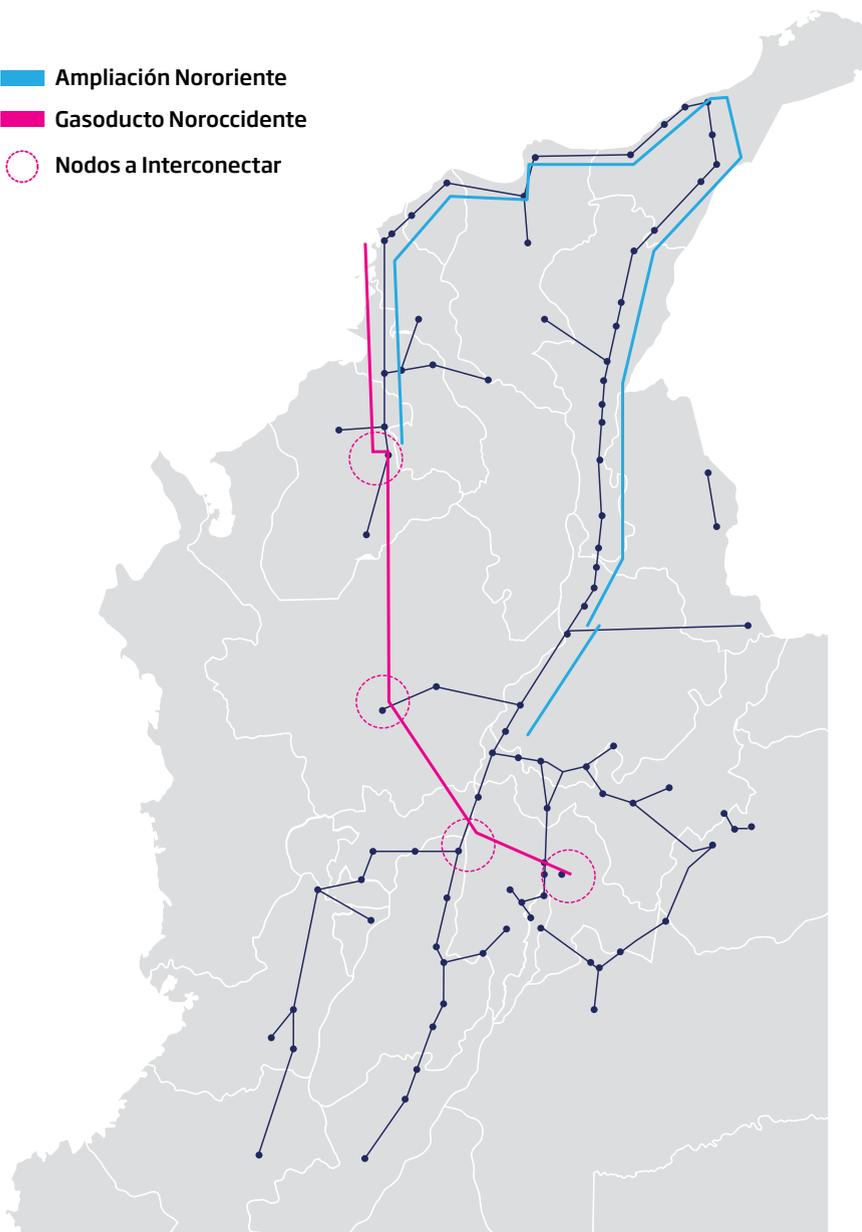
## COMPRESORES EN GASODUCTO EL CERRITO - POPAYÁN

Dado que la capacidad de transporte de este gasoducto está registrada en 3,7 Mpcd, la UPME estima que frente a la posibilidad de altas demandas de gas natural en el Valle del Cauca, la presión en el nodo El Cerrito (desde donde se abastecen Popayán y otras poblaciones del Valle del Cauca y Cauca) puede bajar significativamente, de manera que se reduce la capacidad de transporte de este ducto. Por lo anterior, la UPME propone

la instalación de una estación de compresión a la entrada de este nodo, con al menos 500 HP de potencia, que incremente la presión de entrada al ducto por encima de los 1.000 psig y permita llevar cerca de 6 Mpcd de gas natural desde El Cerrito, alimentar algunos municipios del Valle del Cauca y Cauca y transportar 3 Mpcd en promedio hasta Popayán.

## GASODUCTO NOROCCIDENTE (JOBO - MEDELLÍN - MARIQUITA - BOGOTÁ)

- Ampliación Nororiental
- Gasoducto Noroccidente
- Nodos a Interconectar



Fuente: Plan Transitorio de Abastecimiento, UPME noviembre de 2016.

### Gasoducto Noroccidente

La UPME en el Plan Transitorio de Abastecimiento - Noviembre 16, considera conveniente la construcción total o progresiva de una infraestructura alterna al gasoducto Ballena-Barranca por el noroccidente del país, que interconecte los nodos de Jobo, Medellín, Mariquita y Bogotá, como una opción de unir la Costa Caribe y el Interior del país. Sin embargo, el análisis técnico y económico de este proyecto se postergó para una próxima versión del plan de abastecimiento.

Con este gasoducto no solo se cerraría el anillo de abastecimiento de gas natural por el occidente del país, sino que se fortalecería Mariquita como punto de distribución, lo que garantiza la oferta en el centro y en el suroccidente. Además, serviría para desarrollar la producción adicional de gas del Caribe colombiano, proveniente de los descubrimientos surgidos en el valle inferior del Magdalena en los últimos años.

El proyecto de infraestructura, tal como lo plantea la UPME en su plan, tendría una longitud de aproximadamente 508 km, considerando su ejecución en tres etapas. La primera conectaría el campo Jobo con el nodo Medellín, lo cual representa una distancia aproximada en línea recta de 264 km, atravesando los departamentos de Córdoba y Antioquia.

Posteriormente, seguiría el tramo entre los nodos Medellín y Mariquita, con una distancia en línea recta aproximada de 139 km, siguiendo por los departamentos de Antioquia, Caldas y Tolima.

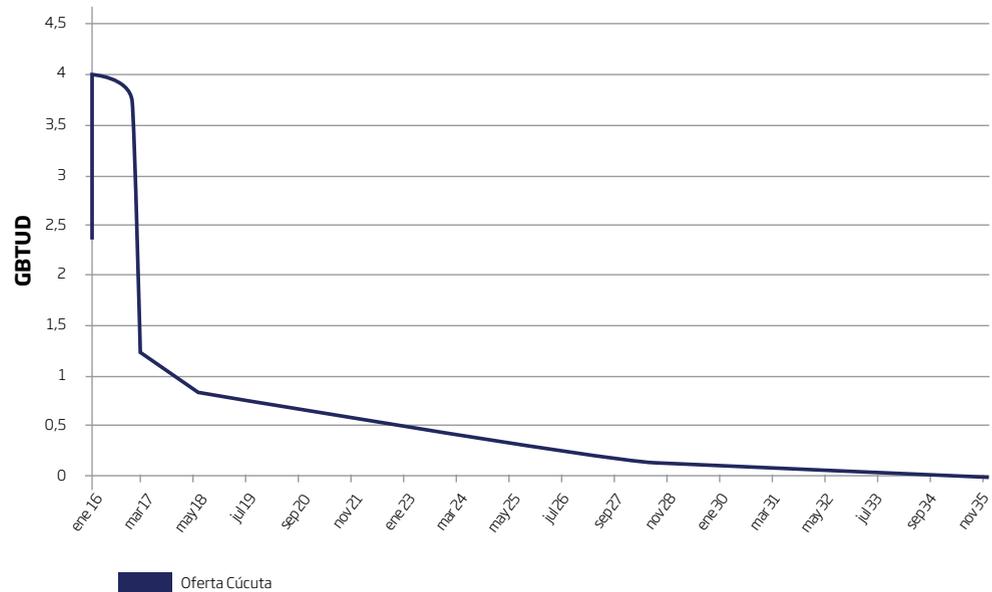
Finalmente, la tercera y última etapa uniría el nodo Mariquita con Bogotá, con una distancia en línea recta de aproximadamente 105 km, pasando por los departamentos de Tolima y Cundinamarca.

Adicionalmente a la construcción del gasoducto, se propone el montaje de una planta de regasificación en Mariquita, así como el de un *loop* con un diámetro de 10", ya que la ampliación de la estación de compresión en nodo solo incrementaría marginalmente su capacidad de transporte.



## GASODUCTO GIBRALTAR - CÚCUTA

### Oferta de gas natural - Área de Cúcuta



En vista de que se prevé una pronta declinación de los campos del Catatumbo (Tibú, Sardinata, Oripaya y Cerrito), y como Cúcuta y otras poblaciones vecinas dependen totalmente de esta fuente de suministro de gas natural, la UPME inició estudios con el propósito de identificar alternativas para abastecer a esta ciudad con este energético.

Fuente: Plan Transitorio de Abastecimiento, UPME noviembre de 2016.

La primera opción que surge, teniendo en cuenta su localización geográfica, es abastecer esta ciudad desde una fuente cercana, en este caso, los campos de Gibraltar; sin embargo, el monto de las reservas probadas (128 Gpc) y probables (57 Gpc) de este campo solo permitirían aportes constantes hasta 2022, dado que a partir de ese año se proyecta una fuerte declinación.

Dada la problemática anteriormente expuesta, la UPME procedió a comparar las siguientes alternativas:

Hacer uso de transporte por carrotanque desde los campos de Gibraltar.

La construcción de un gasoducto de 6" en el trayecto San Alberto - Cúcuta, de 130 km.

La construcción de un gasoducto de 6", en el trayecto Gibraltar - Cúcuta, de 100 km.

Después de comparar las tres alternativas planteadas, la construcción del gasoducto Gibraltar - Cúcuta resultó ser la alternativa de menor costo para los usuarios.

La UPME considera este proyecto en etapa de estudio, razón por la cual se espera abordarlo con mayor profundidad en próximas versiones del Plan de Abastecimiento.



## Impacto en el sector por ausencia de tarifas de distribución

El sector gas natural en Colombia y en particular las empresas distribuidoras de este energético, continúan a la expectativa, observando con creciente preocupación que sigue pasando el tiempo y el Gobierno, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), no termina de dar señales claras y definitivas en materia de tarifas de distribución.

En lo que respecta a los cargos de distribución de las empresas del sector, fueron más de nueve años de retrasos e incertidumbre, durante los cuales se sobrellevó un proceso desgastante de trámites y contradicciones, el cual sigue sin llegar a buen término, es decir, unas tarifas de distribución oportunas y justas que reflejen las inversiones y los gastos que han venido sosteniendo las distribuidoras en el desarrollo de su operación.

Las preocupaciones expresadas por las empresas y gremios del sector afectados por este retraso tarifario se pueden resumir en palabras de agentes del sector:

“Nuestra preocupación sería es que las tarifas de distribución se demoren ocho años por cuenta de que el precio en boca de pozo ha crecido en los últimos cuatro años un 115 % en pesos”. Antonio Celia, Presidente de Promigas y de Junta Directiva de Naturgas, en entrevista dada a RCN Radio el 21 de diciembre de 2017.

“El atraso en la metodología tarifaria de distribución es la norma más crítica para el sector. Necesitamos señales claras y, obviamente, el régimen tarifario en un sector regulado como el de los servicios públicos es fundamental para dar unas buenas señales de inversión, que no se están dando”. Orlando Cabrales, Presidente de Naturgas, en entrevista a El Tiempo, Bogotá, 16 de julio de 2017.

Este capítulo presenta en sus inicios los antecedentes regulatorios e históricos de este largo proceso de fijación de tarifas de distribución hasta la emisión de la Circular CREG 034, que dispuso los cargos transitorios oficializados a finales de 2017 y principios de 2018. La circular tiene una segunda parte en la que se presentan estas tarifas provisionales, entregadas por la Comisión a las empresas del sector, y, para finalizar, se analiza la última propuesta metodológica, la Resolución 066 de 2017, en consulta, que, además, se compara con las propuestas anteriores entregadas por la CREG.

### TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN: HISTORIAL DE UN PROCESO EXTENSO EN TIEMPOS, QUE NO CONSULTA LOS PRINCIPIOS ESTABLECIDOS EN LA LEY 142 DE 1994

El régimen tarifario anterior se inició en 2003 con la expedición de la Resolución CREG 011, la cual estableció una metodología tarifaria basada en Capacidades Máximas de Mediano Plazo (CMMP) y en volúmenes, inversiones y AOM proyectados con base en datos de 2002, cargos fijados en 2004 y una aplicación original por un término de cinco años. Siendo así, es claro que las empresas distribuidoras fueron remuneradas inadecuadamente entre enero de 2009 y abril de 2018, más de nueve años, por un régimen tarifario vencido.

Durante este largo, interminable e inexplicable proceso tarifario, la Comisión ha emitido, entre circulares y resoluciones, 13 documentos que atañen a esta temática.



**Resolución CREG 011.**  
Metodología remuneración aplicada 2003 - 2017

FEB 2003

OCT 2006

**Resolución CREG 069.**  
Ajuste de la tasa de retorno antes de impuestos

**Resolución CREG 136.**  
Base para una nueva propuesta de remuneración. En diciembre se vencía régimen tarifario

DIC 2008

OCT 2012

**Resolución CREG 090.**  
Divulgación propuesta regulatoria

Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en resoluciones CREG.



## CARGOS TRANSITORIOS: REVISIÓN TARIFARIA O DISTRIBUCIÓN

A mediados de junio de 2017, la CREG emitió la Circular 034, en el cual dispuso un mecanismo excepcional para que las distribuidoras se hicieran a unos cargos transitorios o temporales con fecha de corte 2014. Sin embargo, esta reglamentación no llenó las expectativas de las empresas por la obligación de aplicación gradual a 11 años, situación contradictoria con su naturaleza de transitoriedad, que acrecentó, además, el riesgo de que lo transitorio se vuelva permanente.



**Resolución CREG 202** de 2013, publicada el 10 de enero de 2014. Criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas natural. (modificaciones CREG 052 y 138 de 2014; 112, 115 y 141 de 2015)

ENE  
2014

JUL  
2016

**Resolución CREG 093.**  
Revocación parcial de la metodología de la CREG 202 de 2013

**Circular CREG 034.**  
Mecanismo excepcional que permite solicitar cargos transitorios

JUN  
2017

JUN  
2017

**Resolución CREG 066.**  
Proyecto que complementa la CREG 202 de 2013 y sus modificaciones para la temática de la remuneración

Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en resoluciones CREG.

## TARIFAS PROVISIONALES Y SUS IMPACTOS

Uno de los aspectos por resaltar de esta nueva metodología es lo que compete a la integración de mercados, lo que facilita a las poblaciones con menor poder adquisitivo acceder al servicio con tarifas más accesibles.



Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en resoluciones CREG.

## Aplicación de cargos transitorios

### Aspectos Relevantes

Nuevos cargos sin factor de productividad.

Disminución de la tarifa en mercados relevantes que tienen recursos públicos.

Mayor competitividad por disminución de la tarifa en mercados atendidos por gasoductos virtuales.

Después de 9 años de atraso, la 'fecha de corte' debería corresponder al 31 de diciembre del año anterior de la solicitud tarifaria; la Comisión la fijó en 2014.

Obliga a las compañías a aplicar gradualidad.

Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en resoluciones CREG.



### RESOLUCIONES CREG - PARA APROBACIÓN DE CARGOS TRANSITORIOS DE DISTRIBUCIÓN

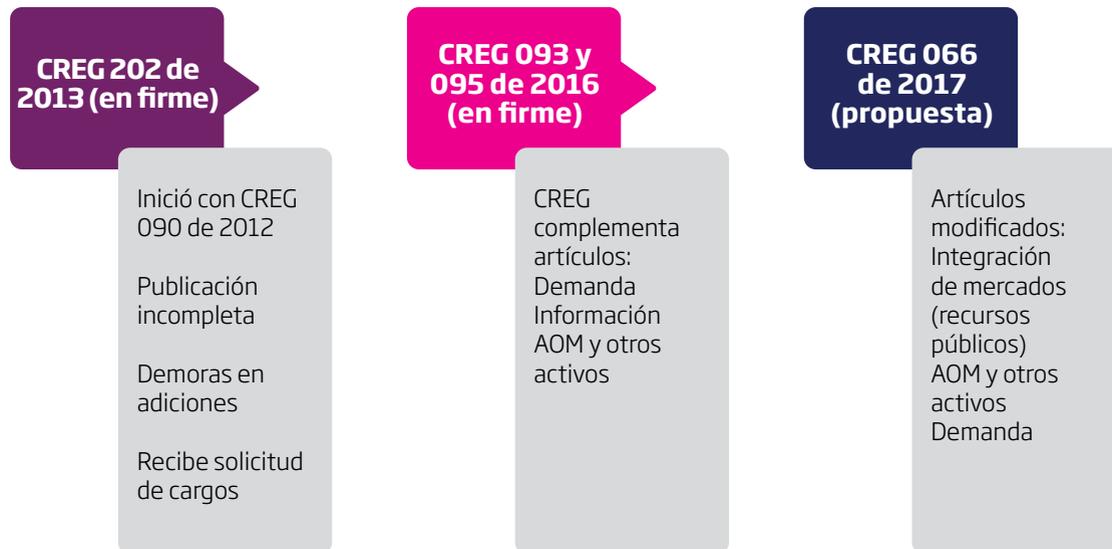
Fecha de emisión	Empresa distribuidora - Mercado relevante	N° de Resolución CREG	Cargo 2018 transitorio \$ dic 31 de 2017	
			Residencial	No Residencial
Dic 04-17	Surtigas - Municipios de Bólvivar, Córdoba, Sucre y Antioquia	174 de 2017	658	323
Dic 04-17	EPM - Municipios de Antioquia	175 de 2017	497	184
Dic 04-17	Gas Natural del Cesar - Municipios de Cesar, Magdalena y Norte de Santander	176 de 2017	613	333
Dic 04-17	Gas Natural del Cundiboyacense - Municipios de Boyacá, Cundinamarca y Santander	177 de 2017	387	139
Dic 21-17	Gases de Occidente - Municipios de Valle del Cauca y Cauca	197 de 2017	525	232
Dic 27-17 y Feb 02-18	Gases del Caribe y Promigas - Municipios de Atlántico, Magdalena, Cesar y Bólvivar	198 de 2017 018 de 2018	465	182
Ene 12-18	General para nuevos mercados relevantes creados a partir de regulacion transitoria	002 de 2018	NA	NA
Ene 22-18	Alcanos - Municipios de Huila, Tolima, Cundinamarca, Cauca, Caquetá, Nariño, Antioquia, Caldas y Boyacá	011 de 2018	746	375
Feb 02-18	Gases del Oriente - Municipios de Norte de Santander	017 de 2018	922	332
Feb 09-18	Green Country - Municipios de Boyacá	021 de 2018	2.014	2.014
Feb 09-18	Montagas - Municipios de Nariño	023 de 2018	4.728	4.728
Feb 09-18	Edalgas - Municipios de Tolima	025 de 2018	3.912	3.912
Feb 09-18	Gases de La Guajira - Municipios de La Guajira	027 de 2018	602	372
Abr 23-18	Surcolombiana de Gas - Municipios de Huila	051 de 2018 053 de 2018	4.734	4.734

Fuente: Resoluciones CREG.



## CARGOS FORMALES: LA INCERTIDUMBRE CONTINÚA

### Evolución de última metodología para tarifas de distribución



Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en resoluciones CREG.

### Agenda regulatoria 2018

### Metas 2018

Sector	Área de regulación	Tema de agenda	Documento	Resolución consulta	Resolución definitiva
2.3	Distribución de gas natural				
2.3.1		Propuesta complementaria a Resolución 202 de 2013		"1er Trimestre 2018"	2º Trimestre 2018
2.3.2		Bases fórmula tarifaria para la prestación del servicio de gas natural			4º Trimestre 2018
2.3.3		Confiabilidad de distribución de gas natural		2º Trimestre 2018	4º Trimestre 2018
2.3.4		Análisis y ajustes del código de distribución		3er Trimestre 2018	4º Trimestre 2018

Fuente: CREG.

La Resolución CREG 066 de 2017 es considerada como un proyecto para complementar la metodología tarifaria que impartió la Comisión a través de la Resolución CREG 202 de 2013. Sin embargo, como se muestra en la agenda regulatoria 2018 publicada por la Comisión, se esperaba una propuesta en el primer trimestre de 2018, que estuviera en firme en el segundo trimestre de este mismo año, y esta no ha sido sacada ni siquiera para comentarios por la CREG,

lo cual genera mayor incertidumbre y múltiples interrogantes más allá de los ya existentes, y alerta ante la posibilidad de nuevos cambios.

La propuesta se presenta; luego sale en firme; entonces, con la metodología, se necesitan tres meses para que los agentes presenten expedientes, para que luego, cinco meses después, la CREG entregue tarifas.



## RESOLUCIÓN CREG 066 DE 2017: ANÁLISIS Y EN ESPERA DE SU FIRMEZA

### Comparativo de metodología actual propuesta vs. anteriores

Propuesta	Resolución CREG 202 de 2013	Resolución CREG 095 de 2016	Resolución CREG 066 de 2017	Modificaciones vs. CREG 095 de 2016
Recursos públicos	No permite integración de municipios con recursos públicos.	No permite integración, aclara $D_{inversión}$ no puede ser mayor al anterior.	Permite integración, $D_{inversión}$ no puede ser mayor al anterior.	Se atendieron sugerencias de permitir integración de mercados.
Demanda	Metodología de corte transversal	Incorpora nivel de utilización de la red, FUE de 92 %.	FUE 82 % - 87 %, características de municipios.	Cambia de un factor de uso -FU- fijo de 92 % a uno variable acorde a metodología. Falta documento soporte.
Otros activos	Regresión lineal	$\%OM_{min}$ : 1. Promedio 2. Reportado 3. Mediana de los OA/INV de mercados existentes	$\%OM_{min}$ : 1. Promedio 2. Reportado 3. Se determina con base a característica de municipios	Introduce metodología de municipios contrario a utilizar la mediana.
AOM	Frontera estocástica $AOM_{max}$ de 13.3 %	$AOM_{max}$ : 1. Promedio 2. Reportado 3. Mediana AOM	$AOM_{max}$ : 1. Promedio 2. Reportado 3. Se determina con base a característica de municipios	Metodología de municipios contraria a utilizar la mediana
<b>Gradualidad</b>	Incrementos superiores a $2 \times IPC_{distribuidor}$ tiene opción de aplicar senda tarifaria.	No incluye propuesta, ya que no fue revocado CREG 093.	Obligatorio, elimina senda tarifaria. Cargo 100% mes 132.	Anteriormente, aplicación de senda tarifaria opcional.

Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en resoluciones CREG.

## PRINCIPALES CAMBIOS E INCONVENIENTES

### AOM y otros activos: la aplicación de la fórmula no permite reconocimiento del 100 %.

Esta propuesta de metodología de reconocimiento para gastos de AOM, y otros activos se realiza por municipios de acuerdo a la antigüedad y características físicas de estos.

#### Gastos AOM:

En la Resolución 093 de 2016, se manifestó la preocupación por incentivos a empresas por incluir en AOM algunos gastos que no son inherentes a la prestación del servicio de distribución. Por ello, en la Resolución 095 de 2016, se expuso una lista de actividades que son consideradas AOM y otra de actividades que no deben ser consideradas AOM; sin embargo, en la Resolución 066 de 2017 se depuró aún más la lista de actividades consideradas gastos AOM.

#### Otros activos:

En la CREG 093 de 2016, la Comisión manifestó que en la CREG 202 de 2013 y sus adiciones, no se tiene una fórmula correcta para remuneración de otros activos (regresión lineal), razón por lo cual en esta última propuesta se presenta una nueva formulación.



**Factor de uso eficiente (FUE): mantiene un ajuste a la demanda.**

Tarifa = CM = **Inv+AOM**

Demanda

**CREG 202 de 2013.**  
Demanda reportada por el distribuidor

**CREG 95 de 2016.**  
FU de redes debe ser superior al FUE, definido en 92 %

**CREG 66 de 2017**  
Demanda debe ser superior a la cobertura potencial

$$Q_{TK} = \left[ \sum_{i=1}^n V_i \times (1 - p) + \right] \Delta Demanda_{FUE}$$

Grupo G	FUE municipio
1	87,68 %
2	87,81 %
3	82,18 %

**M y G**

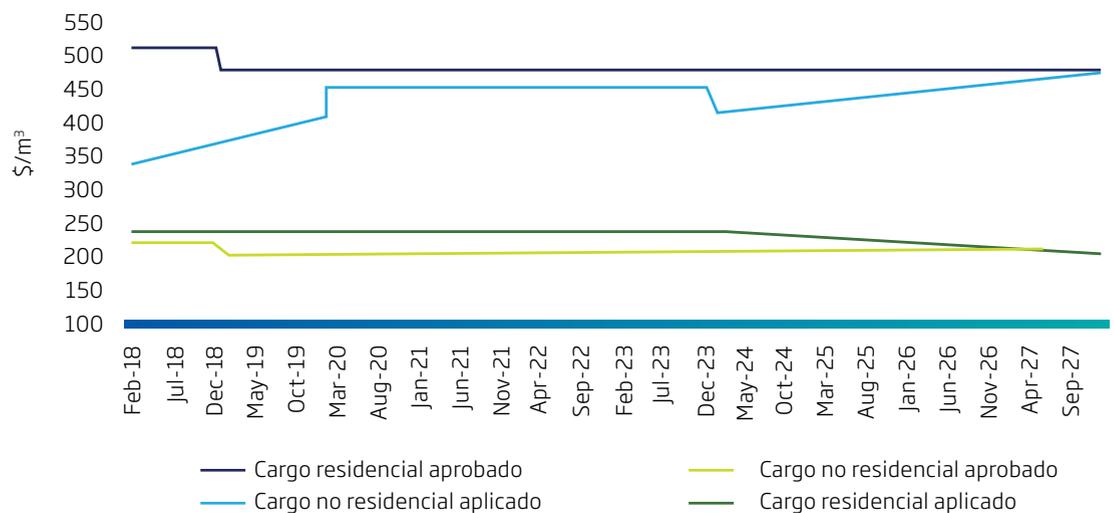
Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en resoluciones CREG.

**La metodología de gradualidad propuesta indica que se aplicará el cargo aprobado residencial y no residencial en el mes 132 (11 años).**



Fuente: Elaborado por Promigas S.A., con base en resoluciones CREG.

A continuación se presenta el caso particular de los cargos transitorios aprobados a la empresa Gases de Occidente por la CREG, a través de su Resolución 197 de 2017.



Fuente: Cálculos de Promigas S.A., con base en la Resolución CREG 197 de 2017.

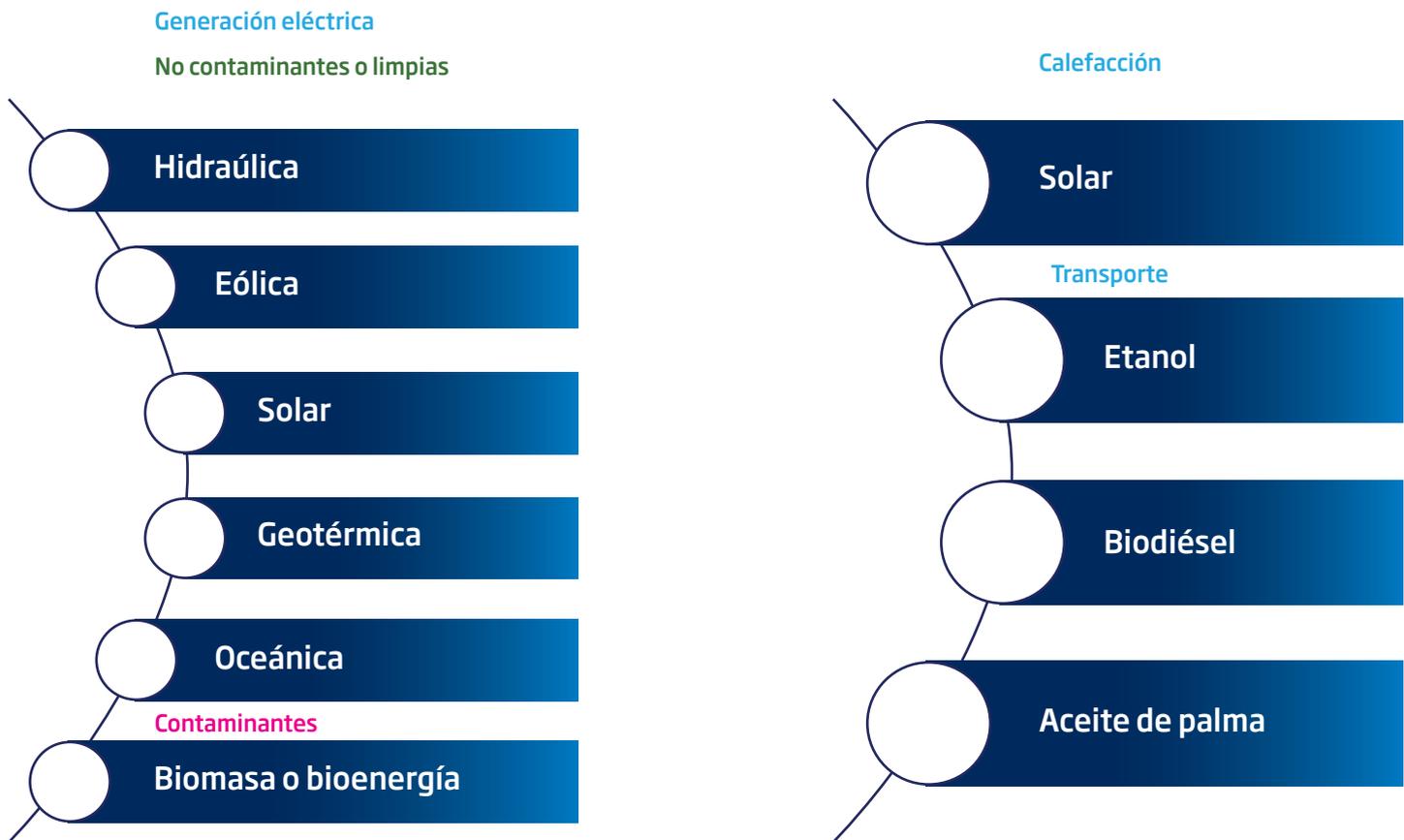


## Energías renovables: su aporte a la matriz energética

De acuerdo con el estatuto de Irena (Agencia Internacional de Energías Renovables), fundada por 75 estados el 26 de enero de 2009, y establecida oficialmente en Bonn, por “energías renovables” se entenderán todas las formas de energía producidas a partir de fuentes

renovables o virtualmente inagotables, que, a su vez, se identifican como contaminantes y como limpias o no contaminantes.

A continuación se presenta un detalle de dicha clasificación:



Fuente: Ley 1665 de 2013.

También se presentan dos definiciones que a lo largo de este capítulo serán de constante utilización, ya que integran las tecnologías que se pretenden analizar por su esperado aporte a la canasta energética de Colombia.

### FUENTE NO CONVENCIONAL DE ENERGÍA - FNCE

Son aquellos recursos de energía, disponibles a nivel mundial, ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. También se conocen a nivel mundial como “energías alternativas”. Se consideran la energía nuclear o atómica y las FNCER.

Fuente: Ley 1715 de 2014.

### FUENTE NO CONVENCIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE - FNCER

Recursos de energía renovable, disponibles a nivel mundial, que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER (también denominadas ‘energías renovables no convencionales’ -ERN-C-) la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

Existe hoy un incuestionable interés acerca de la temática de las energías renovables; por ello, esperamos poder suministrar en el desarrollo de este capítulo una mayor información, que sirva para concluir qué son, cuál es su desarrollo mundial, qué tenemos en Colombia, si son viables y cuánto y cuándo esperamos tener en el largo plazo.

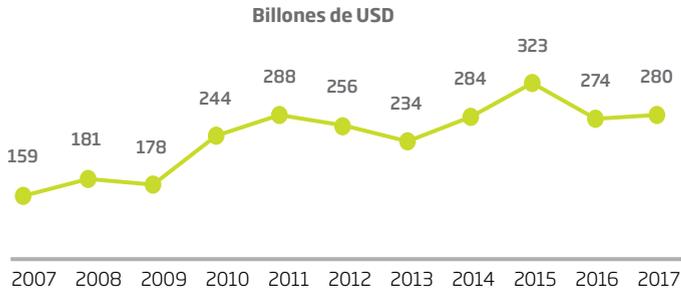


## PANORAMA MUNDIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Los avances mundiales en los programas de desarrollo de la utilización de energías renovables se evidencian en los niveles de inversión que se realizan. Durante 2017, las inversiones en proyectos de energía renovable superaron a las realizadas en tecnologías convencionales.

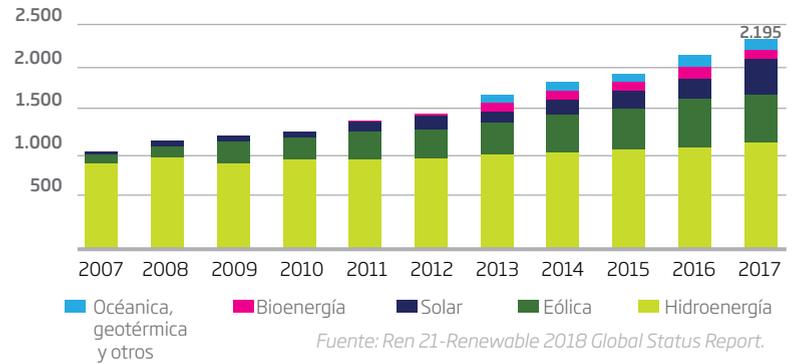
Al cierre de 2017, la capacidad de generación de energía con fuentes renovables no convencionales era de 1.081 GW, que, sumados a la capacidad en proyectos hidráulicos de 1.114, permiten alcanzar 2.195 GW de capacidad en energía renovable. Se destaca que en 2017, de las adiciones mundiales en capacidad, un 70 % fue en renovables.

### Inversión mundial en tecnología de energía renovable



Fuente: Ren 21-Renewable 2018 Global Status Report.

### Capacidad en energía renovable a nivel mundial gigawatts - GW



Fuente: Ren 21-Renewable 2018 Global Status Report.

### INVERSIÓN EN TECNOLOGÍA DE ENERGÍA 2017

Usos/Fuentes	Billones de USD	%
<b>FNCER</b>		
Hydroenergía <50MW	3	1 %
<b>ERNC</b>	<b>277</b>	<b>59 %</b>
Solar	161	34 %
Eólica	107	23 %
Bioenergía	5	1 %
Geotérmica	2	0 %
Otras fuentes	2	0 %
<b>Subtotal</b>	<b>280</b>	<b>60 %</b>
<b>Otras tecnologías</b>		
Hydroenergía >50MW	45	10 %
Combustibles fósiles	103	22 %
Energía nuclear	42	9 %
<b>Subtotal</b>	<b>190</b>	<b>40 %</b>
<b>Total</b>	<b>470</b>	<b>100 %</b>

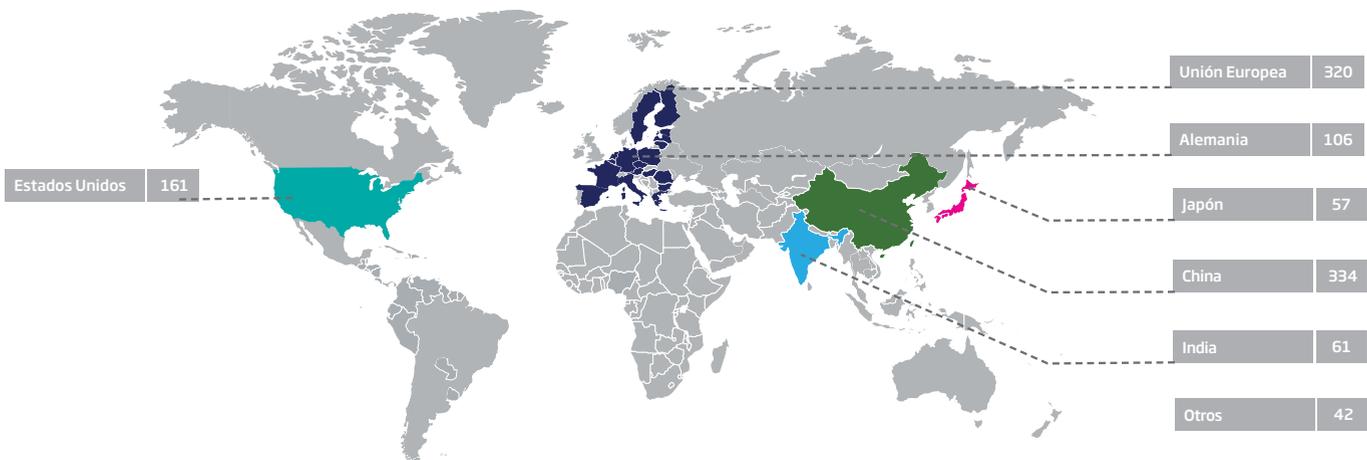
Fuente: Ren 21-Renewable 2018 Global Status Report.

### CAPACIDAD MUNDIAL EN FUENTES RENOVABLES

Usos/Fuentes	2017
<b>Energía - GW</b>	<b>2.195</b>
Hydroenergía	1.114
<b>ERNC</b>	<b>1.081</b>
Bioenergía	122
Geotérmica	13
Solar	402
Eólica	539
Océánica y otros	5
<b>Calor - GW thermal</b>	<b>472</b>
Solar	472
<b>Transporte - Billones de litros</b>	<b>144</b>
Etanol	106
Biodiesel	31
Aceite de palma	7

Fuente: Ren 21-Renewable 2018 Global Status Report.

### Capacidad mundial en ERNC 2017: 1.081 GW



Fuente: Ren 21-Renewable 2018 Global Status Report.



El consumo mundial de energías renovables representó en 2017 un 10 % del consumo total. De estas fuentes renovables, un 32 % proviene de fuentes no convencionales, mientras que un 68 % corresponde a proyectos hidroléctricos.

El crecimiento promedio anual del consumo de la energía proveniente de recursos renovables no convencionales fue en los últimos cinco años un 10 %, mientras que la energía primaria procedente de petróleo, gas natural y energía nuclear mostró crecimientos menores a un 2 %. El carbón, como fuente primaria de energía, mostró un decrecimiento cercano a un 1 %.

### CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA - Mtep

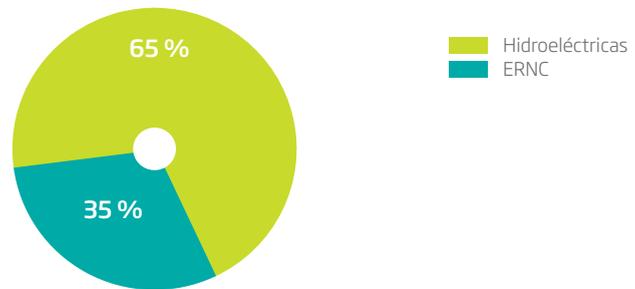
Fuente	2013	2014	2015	2016	2017	Tendencia
<b>No renovables</b>	<b>11.663</b>	<b>11.732</b>	<b>11.855</b>	<b>11.928</b>	<b>12.106</b>	
Petróleo	4.179	4.211	4.341	4.557	4.622	
Gas natural	3.053	3.066	3.147	3.073	3.156	
Carbón	3.867	3.882	3.785	3.706	3.731	
Energía nuclear	564	574	583	591	596	
<b>Renovables</b>	<b>1.145</b>	<b>1.196</b>	<b>1.250</b>	<b>1.331</b>	<b>1.405</b>	
Hidroeléctricas	862	879	883	913	919	
ERNC	283	317	367	417	487	
<b>Total</b>	<b>12.807</b>	<b>12.928</b>	<b>13.105</b>	<b>13.259</b>	<b>13.511</b>	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017.

### Canasta energética mundial 2017

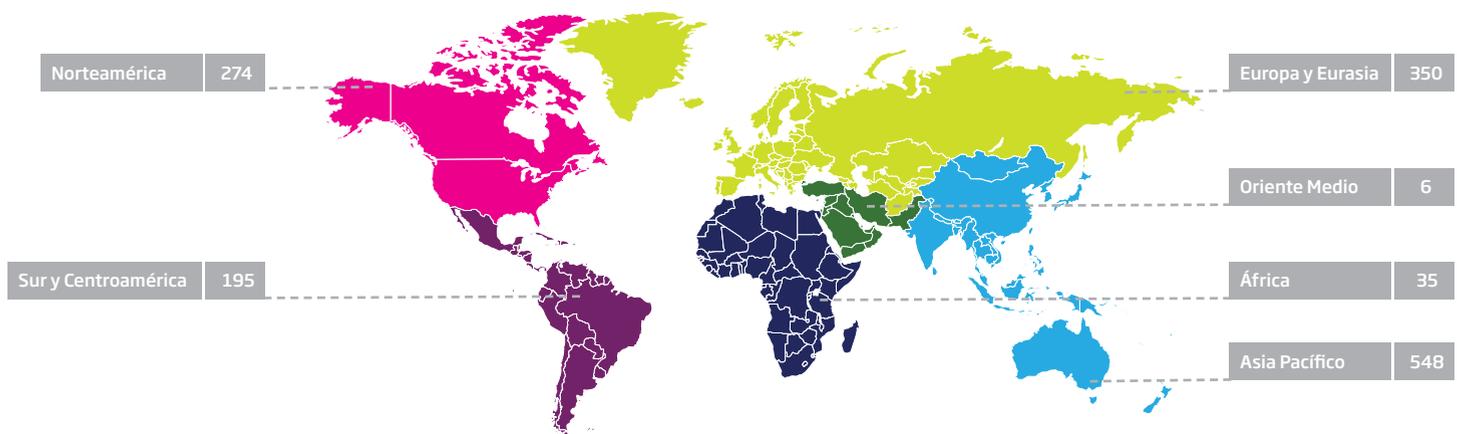


### Generación de energía renovable 2017



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.

### Consumo mundial de energía renovable 2017 - Mtep



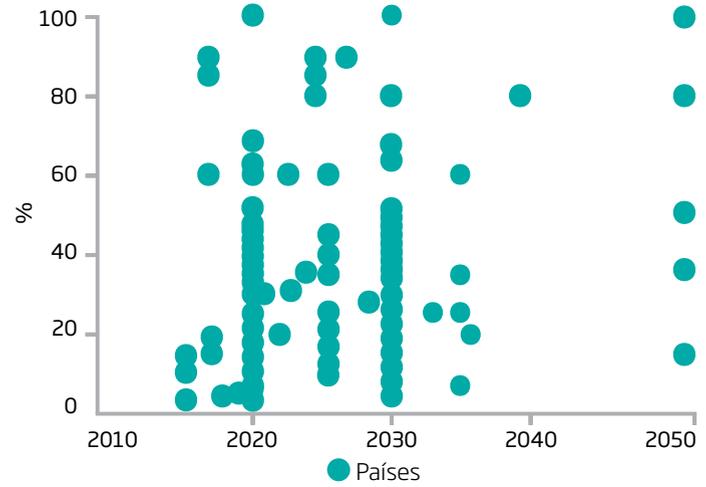
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018.



## OBJETIVOS MUNDIALES EN ENERGÍAS RENOVABLES

De acuerdo con el reporte “Renewables 2018 Energy Policy Network for the 21st Century”, de Ren 21-Renewables 2018 Global Status Report, 198 países en el mundo están comprometidos con el incremento del uso de energías renovables para generación eléctrica. De este grupo, 54 países pretenden contar con un abastecimiento de 100 % en energías renovables entre 2020 y 2050. Colombia es uno de los países que según el reporte presentan este objetivo para 2050. Importante también el número de países con objetivos de incrementar el uso de energías renovables para calefacción y transporte, 49 y 42 países, respectivamente.

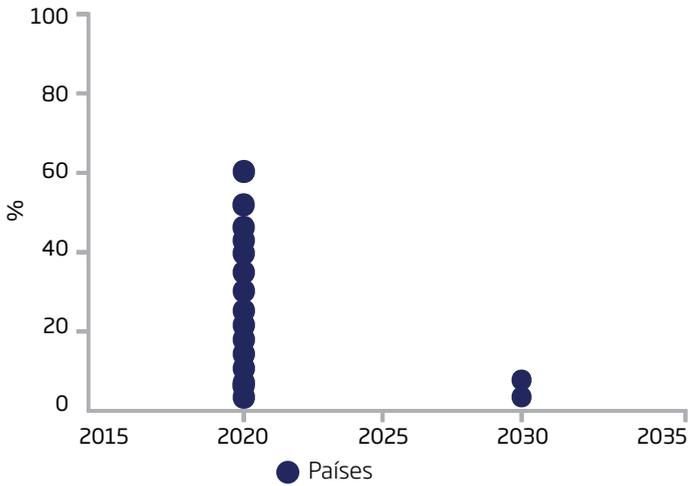
### Objetivo en el uso de energías renovables a largo plazo para generación eléctrica



198 países tienen objetivos nacionales para la generación de energía renovable.

Fuente: REN 21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

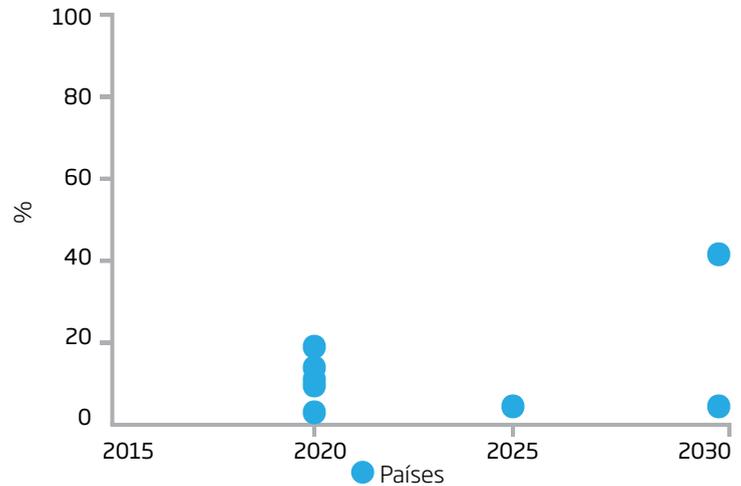
### Objetivo en el uso de energías renovables a largo plazo para calefacción



49 países tienen objetivos nacionales para la energía renovable en calefacción y refrigeración.

Fuente: REN 21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

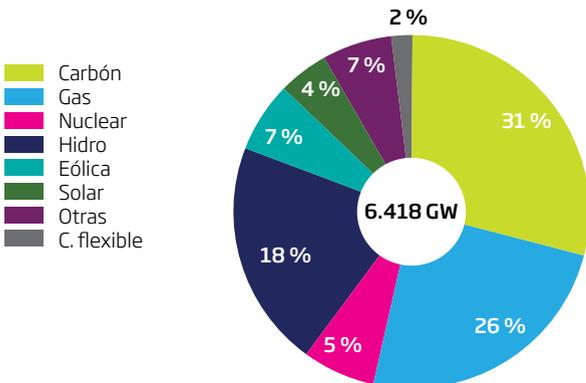
### Objetivo en el uso de energías renovables a largo plazo para transporte



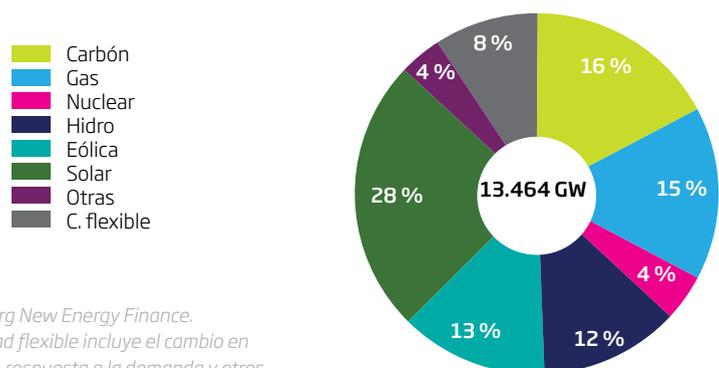
42 países tienen objetivos nacionales para las energías renovables en el transporte.

Fuente: REN 21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

### Capacidad mundial de generación instalada 2015



### Capacidad mundial de generación instalada proyección a 2040



Fuente: Bloomberg New Energy Finance.  
Nota: La capacidad flexible incluye el cambio en almacenamiento, respuesta a la demanda y otros recursos potenciales.



## ANTECEDENTES DE LA NORMATIVIDAD EN COLOMBIA



La normatividad colombiana sobre energías renovables se ha basado en:

- Protección o conservación de los recursos naturales renovables.
- Desarrollo y uso de energía proveniente de fuentes renovables.
- Uso racional y eficiente de la energía y la defensa del ambiente.

A continuación, se describe la normatividad emitida en el marco del desarrollo del uso de energía proveniente de fuentes renovables y su uso racional y eficiente en defensa del medioambiente:

### Decretos 570 de 2018 y 1073 de 2015

Declararon como asunto de utilidad pública, interés social, público y de conveniencia nacional la promoción de la producción y uso de fuentes no convencionales de energía renovable, como tema fundamental para la competitividad y protección del medioambiente.

### Resoluciones CREG 030 de 2018 y CREG 024 de 2015

Admiten la venta de excedentes de producción por parte de autogeneradores, y regulan aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala (AGPE) y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas normas reglamentan de forma especial aquellas cantidades de energía exportada a la red por un AGPE con fuentes no convencionales de energía renovables (FN CER).

### Decreto 1543 de 2017

Reglamenta el Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge), el cual se creó con el objetivo de fomentar, promover y financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía.

### Decreto 348 de 2017

Estableció los lineamientos de política frente a las condiciones simplificadas para la autogeneración, en términos de la medición, la conexión, el contrato de respaldo y la entrega de excedentes y su respectiva liquidación.

### Ley 1715 de 2014

Declaró como asunto de utilidad pública, interés social, público y de conveniencia nacional, la promoción de la producción y uso de fuentes no convencionales de energía renovable, ni importantes incentivos tributarios para la competitividad y protección del medioambiente.

### Ley 1665 de 2013

Aprobó el Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena), entidad de la cual Colombia es miembro. Como ya se mencionó en el preámbulo de este capítulo, uno de sus objetivos es promover la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable.

### Ley 1215 de 2008

Se adoptan medidas en materia de energía. Expertos afirman que con esta ley se empieza a utilizar la biomasa como fuente de producción para vender la energía restante.

### Ley 1083 de 2006

Reseña la relación entre los combustibles limpios, la salud y el medioambiente, señalando como combustibles limpios los basados en el uso de energía solar, eólica mecánica, etc.

### Ley 697 de 2001

Señala el interés nacional por promover el uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medioambiente y los recursos naturales, se declaró el uso racional y eficiente de la energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, y se creó el programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energías no convencionales (PROURE). Posteriormente, con la promulgación de los decretos reglamentarios 3683 de 2003 y 2501 de 2007, se promueven prácticas con fines de uso racional y eficiente de energía. Con las resoluciones Minminas 180609 de 2006 y 180919 de 2010, se definieron subprogramas del Proure y el plan de acción indicativo 2010-2015 para desarrollar el programa.

### Ley 164 de 1995

Se refiere a los proyectos de reducción u absorción de los gases efecto invernadero en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

### Ley 99 de 1993

Señala que el proceso de desarrollo económico y social del país se orientará según los principios universales y del desarrollo sostenible contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de junio de 1992 sobre medioambiente y desarrollo sostenible. La ley enfatiza en promover la sustitución de recursos naturales no renovables, para el desarrollo de tecnologías de generación de energías no contaminantes ni degradantes.

### Decreto-ley 2811 de 1974

Determina entre los recursos naturales renovables, como fuentes primarias de energía no agotables, las provenientes de las energías solar y eólica, la contenida en el mar y la de los recursos geotérmicos.



## PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2010-2030

En cuanto a energías renovables, este plan incluyó:

- La diversificación de la matriz de generación eléctrica en el mediano y en el largo plazo.
- Profundizar la integración energética regional implementando programas de uso racional y eficiente de energía.
- Diversificar el abastecimiento con fuentes no convencionales de energía (FNCE) y energías renovables no convencionales (ERNCC).
- Incrementar la competitividad de Colombia mediante adecuados precios de la canasta de energía y de los costos de la energía eléctrica.
- Fortalecer el desarrollo y la normatividad para una mayor penetración de fuentes limpias y renovables, sin afectar el apropiado funcionamiento del sistema ni del mercado.
- Establecer formalmente una coordinación interministerial que permita un desarrollo integral del país en todas las áreas transversales al sector energético.
- Clarificar roles, atribuciones y nuevos entes (carbón, gas y URE).

En el Plan Energético Nacional 2010-2030, los temas relacionados con uso eficiente de la energía y promoción de las fuentes no convencionales de energía son fundamentales.

### CARACTERIZACIÓN DE LAS FNCE EN COLOMBIA

Las entidades que en el país se encuentran trabajando en la elaboración de inventarios de proyectos que aprovechen las fuentes no convencionales de energía, tales como la solar y la eólica son: UPME, Colciencias, IDEAM, Ingeominas, empresas de generación, y grupos de investigación de universidades.

Con base en el documento de la UPME, publicado en 2016 y denominado "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia", presentamos a continuación un resumen de lo que en dicho informe se consideran los nichos de oportunidad que tiene Colombia en materia de FNCE, identificando su potencialidad para el desarrollo de los mismos.

Tipo de energía:

**EÓLICA**

**SOLAR**

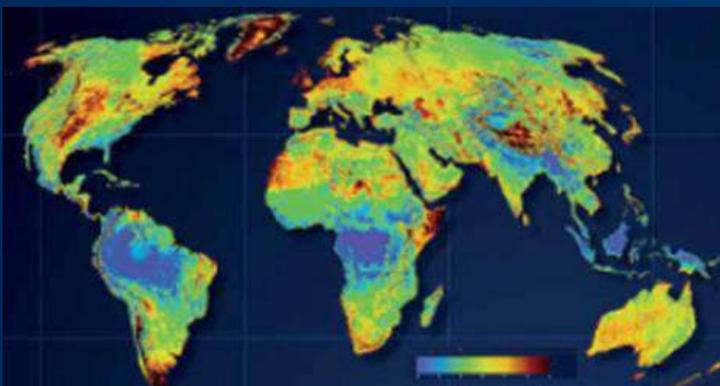
**BIOMASA**

**GEOTÉRMICA**

### ENERGÍA EÓLICA

La siguiente definición de energía eólica fue tomada de la página web de IRENA: "El viento se usa para producir electricidad usando la energía cinética creada por el aire en movimiento. Esto se transforma en energía eléctrica usando turbinas eólicas o sistemas de conversión de energía eólica. El viento primero golpea las palas de una turbina, haciendo que giren y enciendan la turbina.

#### Recurso eólico en Colombia frente al resto del mundo



Lo anterior cambia energía cinética a energía de rotación, moviendo un eje que está conectado a un generador, y por lo tanto produciendo energía eléctrica a través del electromagnetismo. La cantidad de energía que se puede cosechar del viento depende del tamaño de la turbina y la longitud de sus cuchillas. Teóricamente, cuando la velocidad del viento se duplica, el potencial de energía eólica aumenta por un factor de ocho".



Fuente: Documento UPME 2016 "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia".



El mapa muestra que el recurso eólico en Colombia, presenta un bajo promedio de velocidad de los vientos. Sin embargo, con el esfuerzo de varios años y apoyo de varias entidades como IDEAM, UPME, y el Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (Pesenca), entre otros, se construyó, y se actualiza periódicamente, el Atlas de Vientos de carácter nacional que ofrece las potencialidades del recurso eólico.

Con base en este atlas, se ha identificado que el área geográfica del país donde existe mayor potencial es la Costa Caribe, especialmente en la península de La Guajira, afectada por los vientos alisios. De hecho, en este departamento ya se instaló el primer parque eólico para generación eléctrica, lo que proyecta a esta región, como una de las de mayor potencial en Suramérica y el mundo.

En la siguiente tabla se refleja el potencial del recurso eólico en diferentes regiones del país, la cual muestra que en la Costa norte, además del caso especial de La Guajira, hay otras zonas óptimas, como el bajo Magdalena, Cesar, Bolívar y Atlántico.

### POTENCIA EÓLICA SEGÚN REGIONES DE COLOMBIA

Área geográfica	Capacidad instalable MW
Costa Caribe	20.000
Santanderes	5.000
Boyacá	1.000
Risaralda - Tolima	1.000
Huila	2.000
Valle del Cauca	500

Fuente: Documento UPME 2016 "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia".

De acuerdo con el Atlas de Vientos, intensidades mayores a 5 m/s proporcionan una buena alternativa de uso de este tipo de recurso natural para la generación de energía.

La UPME reporta en su sistema de gestión de información y conocimiento en FNCER, que existen, a la fecha, en el inventario de proyectos eólicos en Colombia, seis proyectos de esta tecnología, uno finalizado, tres en desarrollo y dos en planeación.

## ENERGÍA SOLAR

"Es el aprovechamiento de la energía que proviene directamente del Sol", (Aparte tomado de la página web de Irena). Se genera de dos formas:

- 1) La energía fotovoltaica (FV), también llamada células solares, son dispositivos electrónicos que convierten la luz solar directamente en electricidad.
- 2) La energía solar concentrada (CSP) usa espejos para concentrar los

rayos solares. Estos rayos calientan el fluido, lo que crea vapor para impulsar una turbina y generar electricidad.

Una planta de energía CSP, por lo general, cuenta con un campo de espejos que redirigen los rayos a una torre alta y delgada. Una de las principales ventajas de una planta de energía CSP sobre una planta de energía solar fotovoltaica es que puede estar equipada con sales fundidas en las que se puede almacenar el calor, lo que permite que se genere electricidad después de que se haya puesto el Sol.

### Recurso solar en Colombia frente al resto del mundo



Fuente: Documento UPME 2016 "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia".

Estudios del IDEAM y de la UPME, entre otros, indican que Colombia cuenta con un potencial energético solar que se refleja en su promedio de irradiación, el cual, a lo largo de todo el territorio nacional, presenta un promedio cercano a 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/día, valor que supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup>/día.

En el país, la Costa Caribe, es la región de mayor nivel solar. Al igual que el potencial eólico, en La Guajira se presenta el mayor nivel, ya que las mediciones muestran un potencial solar promedio anual diario entre 5,0 y 6,5 kWh/m<sup>2</sup>/día.

Con base en información obtenida del Atlas de Radiación Solar de Colombia, se presenta la tabla que incluye diferentes regiones de Colombia con un importante nivel de irradiación promedio, las cuales, en su mayoría, superan el ya mencionado promedio mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup>/día.



### VALORES DE IRRADIACIÓN PROMEDIO SEGÚN REGIONES DEL PAÍS

Región	Promedio de irradiación (KWh/m <sup>2</sup> /día)
La Guajira	6,0
Costa Caribe	5,0
Orinoquía	4,5
Amazonía	4,2
Región Andina	4,5
Costa Pacífica	3,5

Fuente: Documento UPME 2016 "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia".



En Colombia, la utilización de energía solar para proyectos de calentamiento de agua utilizando colectores solares se remonta a la década de los ochenta, principalmente en viviendas, hoteles y hospitales.

La energía solar es la más viable para el ámbito urbano. Colombia, por su ubicación ecuatorial, presenta, como ya se mencionó, niveles de irradiación aceptables para la instalación y uso de paneles solares en la mayor parte del país.

La UPME da a conocer en su sistema de gestión de información y conocimiento en FNCER que se encuentra realizando un inventario de proyectos solares en Colombia. Dicho sistema presenta a la fecha 73 proyectos de energía solar fotovoltaica, 38 ya finalizados o en funcionamiento, 14 en construcción o en desarrollo y los restantes 21 en planeación.

Los proyectos reportados de energía solar concentrada son diez, de los cuales seis se encuentran en funcionamiento, uno en desarrollo y los restantes en etapa de planeación.

Se espera que con la energía solar se abra un importante espacio en hogares y pequeños negocios. Según artículo de la revista *Semana*, de abril de 2018, dedicado a las energías renovables, empresas como Enel, EPM, Codensa, Grupo Renovatio, entre otras, confirman su interés por desarrollar muchos proyectos con energía solar y otras energías renovables.

Aún los costos de instalar un sistema completo para un hogar colombiano o un pequeño comercio, parecen elevados, según se menciona en la revista, que añade que este sería de 25 millones de pesos, adicionales al costo de mantenimiento que está en función de la región.

De las cifras relevantes que se destacan en el especial sobre energías renovables está la de la UPME: "Hoy en Colombia todavía 430.000 familias no tienen servicio de electricidad". Por ello, la UPME resalta como un nicho de oportunidad la utilización de una tecnología, ya ampliamente madura y probada, como la energía solar fotovoltaica para las zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia.

## BIOMASA

En el libro *Centrales termoeléctricas de biomasa*, se define biomasa como "un grupo de productos energéticos y materias primas de tipo renovable que se originan a partir de materia orgánica formada por vía biológica". Las estadísticas muestran que la biomasa ha sido, a lo largo de la historia de la humanidad, la fuente tradicional de energía renovable de mayor participación en la canasta energética mundial.

En Colombia, de acuerdo con el informe elaborado por la UPME de variables de generación del mercado eléctrico, en 2017, de aproximadamente 66.668 GWh de electricidad producidos en el SIN, 632 GWh correspondieron al uso de biomasa, una cifra equivalente a un 1 % de tal generación.

A continuación, se presenta el potencial en biomasa que, según la UPME, posee Colombia, de forma adicional a los ya tradicionales usos de biocombustibles y bagazos.

### BIOMASA - POTENCIALES ENERGÉTICOS EN COLOMBIA

Tipos de residuos	Toneladas de residuo	Potencial energético (TJ/año)
Agrícolas	70.608.544	330.350
Pecuarios	105.418.067	117.748
Otros	165.021	410
<b>Total</b>	<b>176.191.632</b>	<b>448.508</b>

Fuente: Documento UPME 2016 "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia".

La UPME reporta 17 proyectos con fuente de biomasa: dos en funcionamiento, cinco en desarrollo y 10 en planeación.

## GEOTÉRMICA

"La energía geotérmica es el uso del calor natural que está almacenado en el interior de la superficie terrestre, el cual es recogido y transportado por el hombre para su explotación". Definición tomada del documento "Generación de energía geotérmica en Colombia", tesis en la Universidad EAN, 2013.

La agencia internacional Irena considera que la región de los Andes tiene un enorme potencial geotérmico sin explotar, y con tal convencimiento realizó en 2015, en cooperación con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), un taller internacional con sede en Colombia sobre energía geotérmica. Colombia, por la actividad volcánica en sus tres cordilleras, es considerada como un país con importantes recursos geotérmicos.

Un sistema geotérmico debe tener en su área la presencia de tres elementos para ser considerados de alta entalpía (> 220°C): (i) anomalía térmica superficial (tener una fuente de calor), (ii) reservorio (rocas permeables que dejen circular fluidos calientes a profundidades explotables) y (iii) cobertura impermeable que permita que el fluido geotérmico circule hacia la superficie.

Las áreas en Colombia más destacadas para la realización de proyectos geotérmicos son dos: i) en la cordillera Occidental, las áreas de los volcanes Chiles y Cerro Negro en la frontera con el Ecuador, y ii) la del volcán Azufral, con la presencia de un volcanismo de gran evolución.

La UPME reporta dos proyectos con fuente geotérmica, uno en desarrollo y otro en planeación.



## PARÁMETROS PARA ANALIZAR LA VIABILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLES

La UPME sustenta la viabilidad financiera de los proyectos de energía renovables con base en dos parámetros, un componente económico: el costo de las inversiones en dichos proyectos, y un componente social: la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> y su repercusión en el medioambiente.

El costo de las inversiones en proyectos de energía renovable ha disminuido en los últimos años a tasas de -15 % promedio anual. En la tabla se presentan parámetros del estudio de viabilidad de proyectos con energía renovable presentados por la UPME en su documento

“Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, comparados con otras fuentes, pretendiendo solo una ilustración por cuanto existe el convencimiento de que se requiere un conjunto adicional de factores para evaluar la canasta energética de nuestro país.

En lo que respecta al tema ambiental, se presentan los factores de emisiones de CO<sub>2</sub> por MWh según fuente de energía, y se analiza cuál debería ser la reducción de este factor para cumplir con los compromisos internacionales que al respecto se fijó el país.

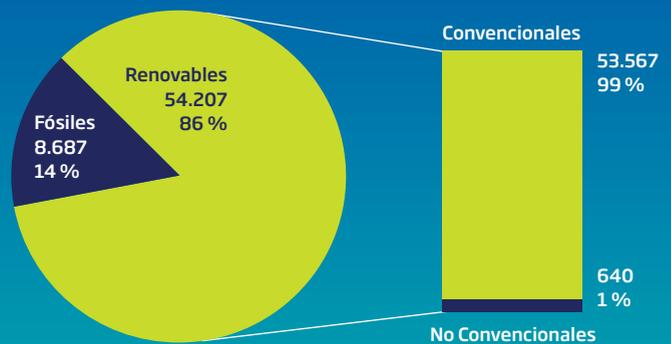
### PROYECTOS DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA - COMPARATIVO CAPEX Y OPEX CIFRAS 2017

Conceptos	Unidad	Gas natural	Carbón	Hidroeléctrica	Eólica	Solar	Geotérmica
Capex	USD/MW	1.153.600	1.480.096	1.866.799	1.773.032	3.470.259	5.155.000
Costos fijos	USD/MW				40.000	40.000	87.000
Opex	USD/MWh	32	39	-	-	-	-
Vida útil	Años	25	30	50-100	25	25	30

Fuente: Documento UPME 2016 “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”.

### GENERACIÓN ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE PLANTA Y TIPO DE ENERGÍA AÑO 2017

Tipo de planta	GWh	%
Hidroenergía > 50 MW	53.567	80 %
Gas natural	5.663	8 %
Hidroenergía < 50 MW	3.774	6 %
Carbón	2.778	4 %
Bagazo	632	1 %
Solar	4.1	0,01 %
Eólica	3.1	0,005 %
Combustibles líquidos	245	0,4 %
<b>Total</b>	<b>66.668</b>	<b>100 %</b>



Fuente: Documento UPME, “Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano” - 2017.

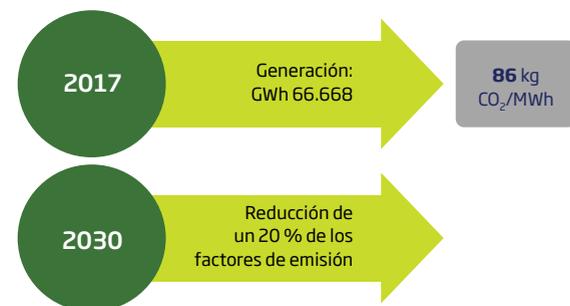
### FACTORES DE EMISIONES - ESTÁNDARES INTERNACIONALES

Plantas de generación	kg CO <sub>2</sub> eq/MWh
Eólicas	15
Solares FV	50
Gas natural	450
Combustibles líquidos	850
Carbón	1.000

Fuente: Documento UPME 2016 “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”.

Colombia, pese a que un 86 % de su energía generada es no contaminante, se comprometió en la cumbre mundial de cambio climático de París, COP21, a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 % a 2030.

### Factores de emisión en Colombia



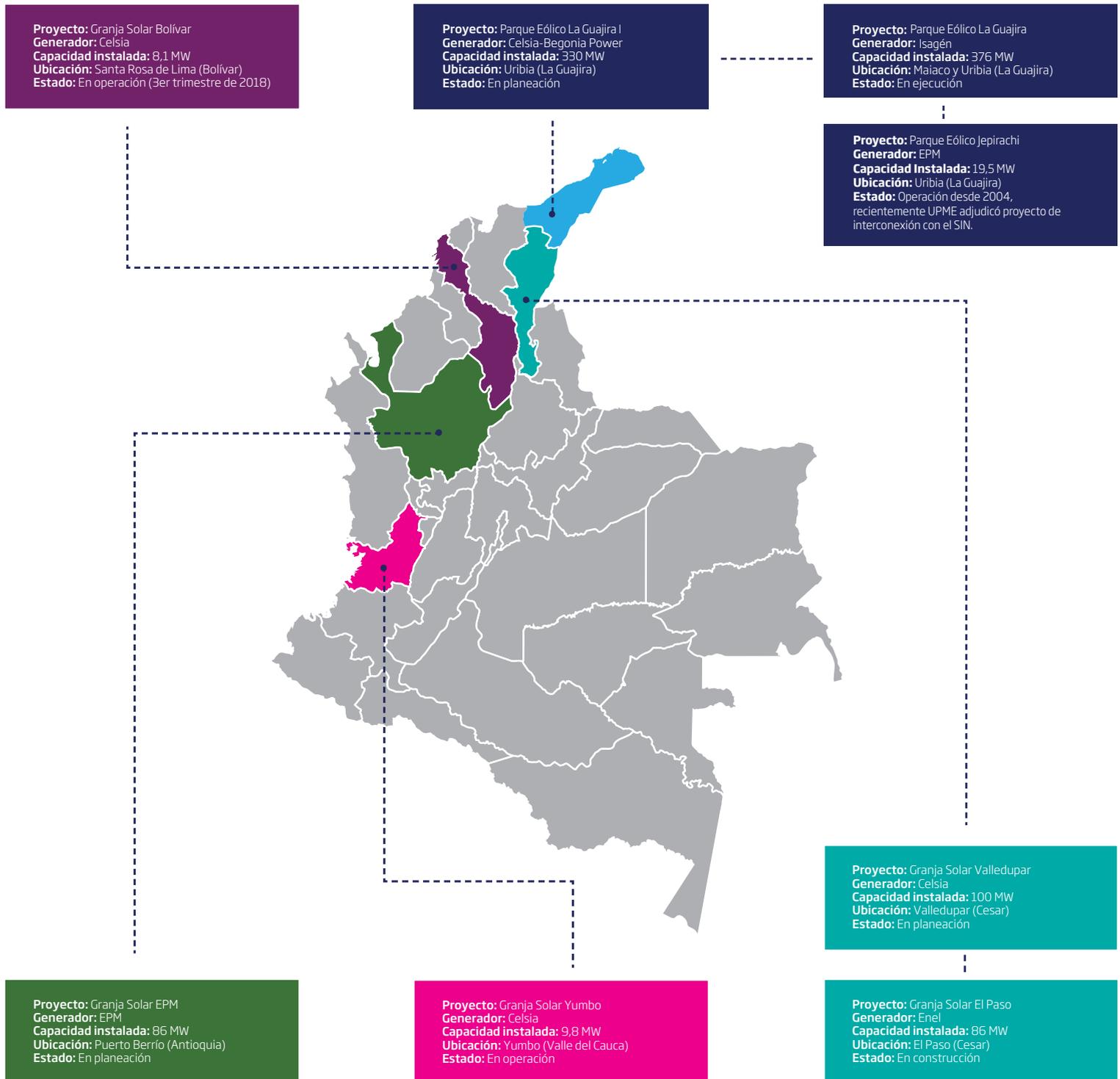
Fuente: Documento UPME, “Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano” - 2017.

Lo anterior conlleva la reducción en los próximos 12 años de su factor promedio de emisiones de CO<sub>2</sub> por MWh a 0,068, cuando en la actualidad es de 0,086. Para ello, el mayor espacio de reducción se conseguiría disminuyendo su generación con base en carbón, cuyo factor es de 0,97.



## DESARROLLOS Y EXPECTATIVAS DE PROYECTOS EN COLOMBIA CON FNCR

### Principales proyectos de generación renovable en Colombia - 2017



Fuente: Elaborado por Promigas S.A.



## CONCLUSIONES SOBRE LAS FNCER EN COLOMBIA

### A continuación se destacan los aspectos más relevantes:

Colombia ha sido líder en la implementación de políticas para mitigar el cambio climático, sumando esfuerzos a esta "cruzada mundial".

Nuestro país posee un factor de emisiones de CO<sub>2</sub> por MWh de los más bajos del mundo; aun así, cuenta con una normatividad eficiente para desarrollar proyectos de energías renovables.

Se otorgaron los beneficios tributarios establecidos mediante la Ley 1715 de 2014.

Se requiere una complementariedad energética para las plantas hidroeléctricas, pues la alta dependencia de este tipo de energía prendió alarmas en 2016, más aún hoy con los resultados negativos del proyecto Hidroituango.

En los últimos años se viene dando una reducción significativa de la inversión en capex para proyectos de energías renovables.

Sistemas de fuentes renovables son la solución viable para suministrar la energía necesaria a comunidades rurales aisladas. (Gustavo Best, coordinador de energía de la FAO-ONU para la Alimentación y la Agricultura).

Existencia de organismos internacionales que ofrecen apoyo a estos proyectos.

### Se destacan algunos comentarios de agentes del sector que sustentan las conclusiones sobre FNCER:

"No llegamos tarde, este es el momento oportuno para hacerlo", respuesta del viceministro Alonso Cardona ante la pregunta: "¿Tardamos en comenzar a emplear las renovables?". *Revista Semana, 25 de abril de 2018.*

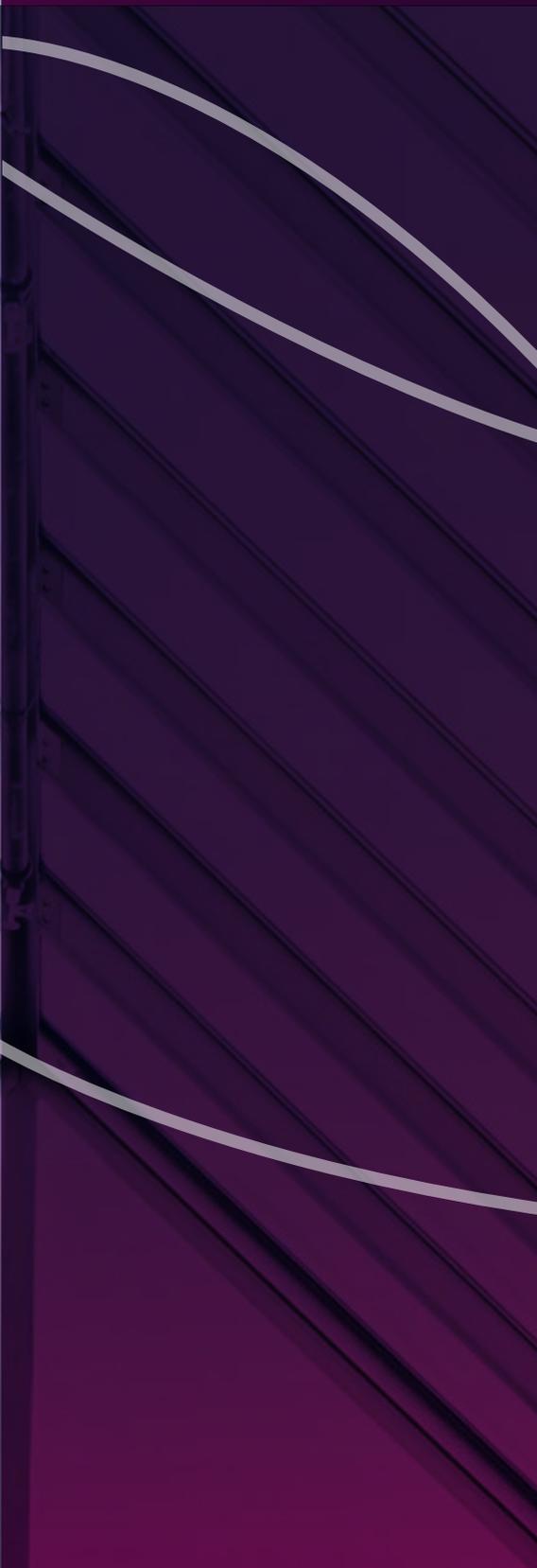
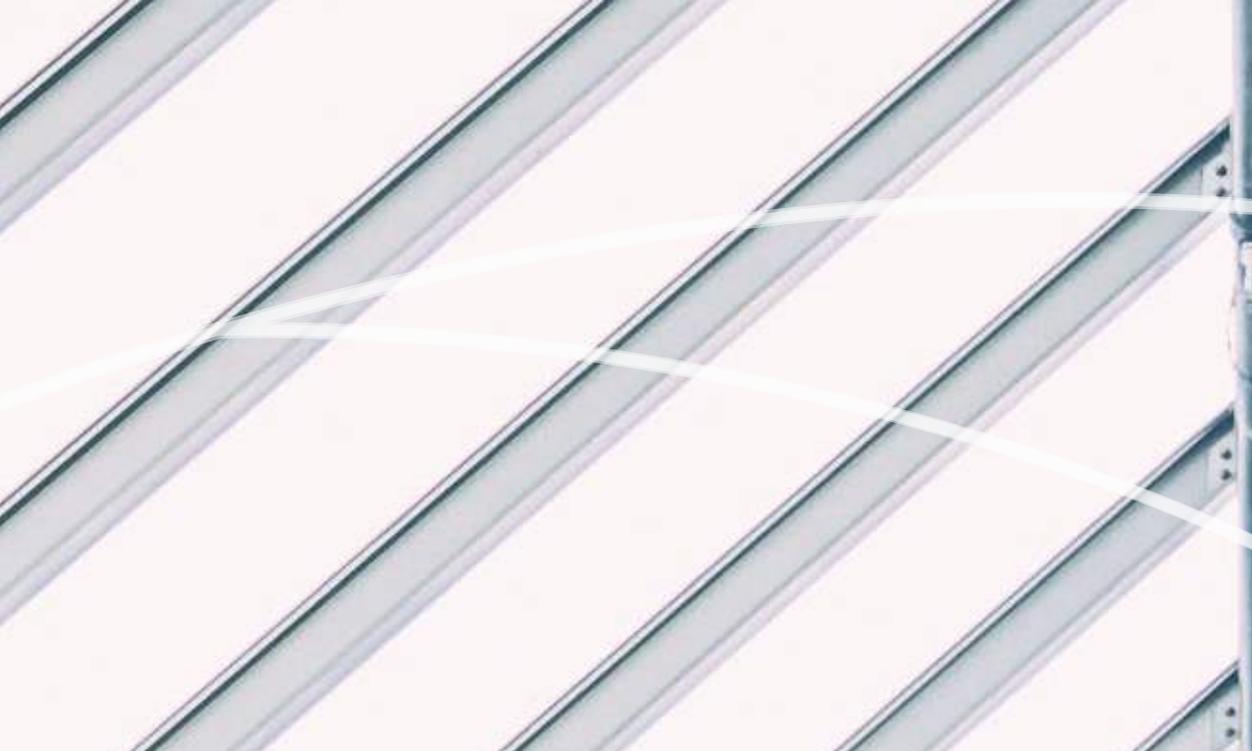
"Nuestro país tiene todos los recursos para la generación eólica y solar; este año con reglas más claras y un mercado energético bastante maduro, aunque en constante evolución", Isabel Arévalo, gerente del Grupo Renovatio, a la revista *Semana*.

"Estamos en un momento crucial, en el que los renovables están cogiendo una fuerza tremenda, pero hay que mirar en el contexto de los recursos que tenemos disponibles, qué vamos hacer en términos de energías renovables y por lo cual creo que vale la pena que se revise la política energética, qué combustibles vamos a hacer, a utilizar y cómo va ser nuestra matriz. A partir de ahí, uno puede desarrollar planes más concretos de utilización eficiente de energía", (Antonio Celia, presidente de Promigas, 15 de noviembre de 2017, <[www.generamos.co](http://www.generamos.co)>)

## CONCLUSIONES

Los proyectos de utilización de las FNCER son viables y permitirán complementar la matriz energética de Colombia para así obtener en el mediano y en el largo plazo, una diversificación en la cual se optimice y asegure la confiabilidad en el abastecimiento de la energía requerida y se coadyuve con la cruzada mundial de mitigación del cambio climático.

La palabra clave es **complementar**. **La energía renovable complementará la matriz energética mundial**. Hoy aún un 92 % de la energía primaria que se consume en el mundo proviene del petróleo, del gas natural y del carbón. Los dos primeros siguen presentando crecimientos importantes en su consumo.





**ANEXOS**

## Actualidad regulatoria 2017-2018

### ÍNDICE RESOLUCIONES MINMINAS 2017-2018

	NORMA	FECHA	DESCRIPCIÓN
<b>Exploración</b>	Res 40687	18/07/2017	Establece los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia.
	Res 31159	04/03/2017	Publica la declaración de producción de gas natural para el periodo 2017-2026.
	Res 40006	04/01/2017	Adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural.
<b>Mercado y suministro de gas</b>	Res 40278 y 40302	04/04/2017 02/04/2018	Las resoluciones introducen algunas disposiciones y modificaciones aplicables a las estaciones de servicio que suministran gas natural comprimido para uso vehicular y se dictan otras disposiciones.
	Res 40279 y 40303	04/04/2017 02/04/2018	Las Resoluciones introducen algunas disposiciones y modificaciones aplicables a la implementación en el Sistema de Información de Combustibles (SICOM), el módulo de información de gas natural comprimido para uso vehicular, GNCV.
	Res 31385	07/06/2017	Adiciona la Resolución 31159 de 3 de abril de 2017, mediante la cual se publicó la declaración de producción de gas natural para el periodo 2017 - 2026.
	Res 41385	07/12/2017	Modifica la Resolución 90902 de 2013 que expidió el reglamento técnico de instalaciones internas de gas combustible.
	Proyecto decreto	14/02/2018	Modifica el Decreto Único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural.
	Res 31133	27/04/2018	Publica la declaración de producción de gas natural para el periodo 2018 - 2027.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

### ÍNDICE RESOLUCIONES CREG 2017 - 2018

	CREG #	FECHA	DESCRIPCIÓN
<b>Mercado y suministro de gas</b>	081	27/06/2017	Modifica el Artículo 33 de la Resolución CREG 089 de 2013.
	114	14/08/2017	Ajusta algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.
	120	14/08/2017	Modifica el numeral 2.1 del anexo de la Resolución CREG 163 de 2014, el Artículo 1 y el anexo de la Resolución CREG 065 de 2015.
	124	04/09/2017	Modifica la Resolución CREG 115 de 2013.
	107 y 152	24/07/2017 23/10/2017	Establece reglas complementarias para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.
	142 y 153	23/10/2017	Ajusta la definición de oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme, oferta de CIDVF contenida en el Artículo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017.
<b>PROYECTOS DE RESOLUCIÓN</b>			
	147	09/10/2017	Define los mercados relevantes de comercialización minorista de gas combustible por redes de tubería, aplicables a los cargos transitorios de distribución expedidos en virtud de la Circular CREG 034 de 2017.

<b>Transporte</b>	104	10/07/2017	Resuelve una actuación administrativa y ajusta los cargos regulados de TGI.
	123	04/09/2017	Modifica el RUT - adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999.
	125	11/09/2017	Establece las medidas transitorias para el proceso, úselo o véndalo, de largo plazo para capacidad de transporte del año 2017.
	127	11/09/2017	Complementa las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el SNT de gas.
	128	18/09/2017	Amplía el plazo para comentarios de la Resolución CREG 066 de 2017.
	136	22/09/2017	Establece los cargos regulados para el gasoducto El Caucho / Mariquita - Gualanday.
	155	27/10/2017	Define la regulación asociada al Open Season como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones.
164	09/11/2017	Pone en conocimiento las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.	
166	14/11/17	Establece las medidas transitorias para el proceso, úselo o véndalo, de largo plazo para capacidad de transporte del año 2017.	

**PROYECTOS DE RESOLUCIÓN**

066	15/06/2017	Complementa la Resolución CREG 202 de 2013 y define otras disposiciones.
112	08/08/2017	Modifica el Artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010.
143 y 170	02/10/2017	Establece medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión en materia de transporte de gas natural.

**CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL PARA:**

<b>Distribución y comercialización</b>	082 y 091	29/06/2017	Almeida, Buenavista, Chivor, Gachantivá, Guayatá, La Victoria, Macanal, Muzo, Otanche, Quípama, Rondón, Sativasur y Somondoco en el departamento de Boyacá, solicitados por Disticon.
	083 y 092	29/06/2017	Bochalema, Chinácota, Durania, Herrán, Pamplonita y Ragonvalia en el departamento de Norte de Santander, solicitados por Grencol.
	084 y 093	29/06/2017	El Hatillo, perteneciente al municipio de San Sebastián de Mariquita, y Piedra Grande, perteneciente al municipio de Fresno, departamento del Tolima, solicitados por Provigas Colombia.
	085 y 094	29/06/2017	Curillo y El Doncello en el departamento de Caquetá, solicitados por CSP Sostenibles.
	086 y 095	29/06/2017	Gramalote, departamento de Norte de Santander, solicitados por Gases del Oriente.
	087 y 096	29/06/2017	Nechí, departamento de Antioquia, solicitados por Jadape.
	088 y 097	29/06/2017	Roncesvalles, departamento de Tolima, solicitados por Edalgas.
	089 y 098	29/06/2017	Santa María, departamento de Boyacá, solicitados por Disticon.
	090 y 099	29/06/2017	Vistahermosa, departamento del Meta, solicitados por Gas de la Orinoquía.
	133 y 134	22/09/2017	Veredas X10, Puerto Tomas, Puerto Casabe, Puerto Los Mangos y La Cabaña, pertenecientes al municipio de Yondó, departamento de Antioquia, solicitados por Hega.

**ÍNDICE RESOLUCIONES CREG 2017 - 2018**

	CREG #	FECHA	DESCRIPCIÓN	
<b>Distribución y comercialización</b>	176	04/12/2017	Aguachica, Agustín Codazzi, Becerril, La Jagua de Ibérico, La Gloria, Curumaní, Chiriguaná, Pailitas, San Diego, Tamalameque, Pelaya y San Alberto en el departamento de Cesar; El Banco en el departamento de Magdalena y el corregimiento de La Pedregosa del municipio de La Esperanza en el departamento de Norte de Santander, solicitados por Gas Natural Cundiboyacense.	
	177	04/12/2017	Algunos municipios de Boyacá, Cundinamarca, y Santander, solicitados por Gas Natural Cundiboyacense.	
	197	18/12/2017	Mercado relevante conformado por algunos municipios de Cauca y Valle del Cauca, solicitados por Gases de Occidente.	
	<b>OTRAS DISPOSICIONES DE DISTRIBUCIÓN</b>			
	100	07/07/2017	Dicta disposiciones relacionadas con la comercialización de gas natural en el año 2017.	
	002	12/01/2017	Define los cargos máximos base de comercialización minorista de gas combustible por redes de tubería, aplicables a los mercados relevantes de comercialización que se creen en virtud de los cargos transitorios de distribución expedidos en Circular CREG 034 de 2017.	
<b>RECURSOS DE REPOSICIÓN</b>				
	006	15/01/2017	Resuelve recurso de reposición interpuesto por el FONDO NACIONAL DE REGALIAS EN LIQUIDACIÓN contra la Resolución CREG 174 del 2017, y hace Fe de Erratas a dicha resolución y al documento soporte de la misma.	
<b>General</b>	131, 161 y 162	30/10/2017	Señala el porcentaje y el valor de la contribución que deben pagar las entidades sometidas a la regulación de la CREG en el año 2017.	
	<b>PROYECTOS DE RESOLUCIÓN</b>			
	105	25/07/2017	Modifica el artículo 1 y el anexo de la Resolución CREG 065 de 2015.	
	182, 202 Y 048	18/12/2017 29/12/2017	Establece los criterios de asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.	

## NORMATIVIDAD MINMINAS

### ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN

Resolución 40687 de 2017: Establece los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia, con el fin de fomentar un desarrollo responsable del sector. Define disposiciones y estándares técnicos que se resumen así:

Seguridad en los procesos durante la perforación exploratoria

Capacidad de respuesta ante derrames y contención de pozo

Integridad de pozo  
Cementación

Abandono de pozos

De la gestión de los hidrocarburos durante la perforación exploratoria

Inspección a los equipos de perforación

Sanciones por infracciones a las disposiciones definidas en la resolución

### MERCADO Y SUMINISTRO DE GAS

RESOLUCIÓN 4 0006 DE 2017: Adopta el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, elaborado por la UPME, que incluye las siguientes obras de infraestructura de gas:

- Construcción de la planta de regasificación del Pacífico.
- Construcción del gasoducto Buenaventura – Yumbo.
- Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita
- Construcción *loop* 10", Mariquita – Gualanday
- Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
- Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena
- Compresores El Cerrito – Popayán

RESOLUCIÓN 31159 DE 2017: Mediante esta resolución, Minminas publicó el 3 de abril de 2017 la declaración de producción de gas natural para el periodo 2017 – 2026.

RESOLUCIÓN 40278 Y 40302 DE 2017: Expide el reglamento técnico aplicable a las estaciones de servicio que suministran gas natural comprimido para uso vehicular y se dictan otras disposiciones. La resolución incluye, entre otros, los siguientes aspectos:

- Definiciones
- Requisitos técnicos de las EDS que suministran GNCV
- Procedimiento de evaluación de la conformidad
- Relación de normas referenciadas o consultadas

RESOLUCIÓN 40279 DE 2017: Por medio de esta resolución se implementa en el Sistema de Información de Combustibles (Sicom), el módulo de información de gas natural comprimido para uso vehicular (GNCV), que tiene como objeto determinar los agentes y los actores que intervienen, así como sus obligaciones en cuanto al reporte de información.

RESOLUCIÓN 31385 DE 2017: Expide el 7 de junio de 2017 información complementaria de la declaración de producción de gas natural para el periodo 2017 – 2026.

RESOLUCIÓN 41385 DE 2017: Adiciona y modifica definiciones a la Resolución 90902 de 2013, que expidió el "Procedimiento único de inspección en Colombia de instalaciones de gas combustible destinado a usos residenciales y comerciales".

### PROYECTO DE DECRETO - PRIORIZAR ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

El principal lineamiento es la modificación de la definición de demanda esencial, contenida en el Título II del Sector de Gas, Artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, la cual propone quedar así:

- la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión de SNT
- la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución
- la demanda de GNCV
- la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del Sistema Interconectado Nacional
- La demanda de gas natural para las plantas térmicas de generación eléctrica que tienen como combustible principal el gas natural, priorizando las de mayor eficiencia térmica, siempre y cuando se presente una condición anormal en la atención de la demanda eléctrica.

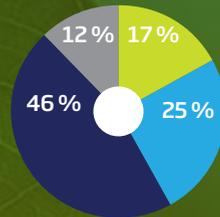
Establece además el proyecto de decreto, protocolos operativos y mecanismos que deberá emitir la CREG para remunerar los servicios del productor-comercializador y transportador de gas natural requeridos para abastecer la demanda teniendo en cuenta la prioridad determinada según la definición de demanda esencial.

RESOLUCIÓN 31133 DE 2018: Mediante esta resolución, Minminas publicó el 27 de abril de 2018 la declaración de producción de gas natural para el periodo 2018 – 2027.

## NORMATIVIDAD CREG

### Resoluciones CREG 2017 de gas natural: 52 (\*)

- Mercado y suministro de gas
- Transporte
- Distribución y comercialización
- Generales



La CREG expidió en 2017, 51 resoluciones dirigidas a regular el servicio de gas natural en Colombia. De ellas, 23 fueron emitidas para aprobar cargos de distribución y comercialización. Se destaca entre las actividades del 2017, por su importancia, la regulación emitida relacionada con reglas para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico, incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

Fuente: CREG.

(\*) Incluye proyectos de resolución

### MERCADO Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL

CREG 081 de 2017: Adiciona a la CREG 089 de 2013 y otras que la modifican, en las que se reglamentaron aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. Se adicionan 12 puntos estándar de entrega al SNT, a los cuatro iniciales, y queda así:

- |   |                 |                |
|---|-----------------|----------------|
| 1) Ballena                                      | 5) Gibraltar    | 11) Hocol      |
| 2) Cusiana                                      | 6) Jobo         | 12) Serafín    |
| 3) La Creciente                                 | 7) Caramelo     | 13) Vasconia   |
| 4) Centro Operacional de Gas en Barrancabermeja | 8) Corrales     | 14) Mariquita  |
|   | 9) Tucurínca    | 15) Sebastopol |
|   | 10) Bullerengue | 16) Mamonal    |

Incluye otras reglamentaciones como:

El vendedor deberá entregar el gas en el punto estándar de entrega donde lo ofreció, y deberá asumir los costos para transportar el gas hasta ese punto. No cubre a los contratos ofrecidos a través del proceso 'úselo o véndalo' de corto plazo.

Los puntos estándar de entrega también aplican para la transferencia de propiedad del gas entre el vendedor y el comprador del mercado secundario.

En caso de que el gas no sea inyectado al SNT, se deberá reportar como punto estándar de entrega el código de la División Políticoadministrativa vigente, publicado en la página web del Dane del centro poblado en el que el vendedor entregue el gas; si este entrega el gas en boca de pozo el punto estándar de entrega será el campo.

CREG 107 de 2017, CREG 152 y CREG 202 de 2017: La resolución 107 contiene disposiciones para los interesados en participar en los procesos de selección para ejecutar la infraestructura de importación de gas del Pacífico, incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por Minminas mediante la Resolución 4 0006 de 2017, y a los demás agentes y usuarios beneficiarios del servicio de gas natural. Las resoluciones CREG 152 y 202 complementan las disposiciones de la CREG 107 de 2017.

CREG 114 de 2017: Compila la regulación existente sobre aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. Se aclara que la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización como materia prima de procesos industriales petroquímicos, al consumo de los productores comercializadores o a la exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes. Las resoluciones 142 y 153 de 2017 corresponden a proyectos de resolución que presentan ajustes a la definición de oferta de cantidades importadas disponibles para la venta en firme (CIDVF).

CREG 105 y CREG 120 de 2017: La resolución 105 se presentó para consulta y la CREG 120, modificó aspectos de la CREG 163 de 2014, que reguló disposiciones para la constitución de los instrumentos fiduciarios a cargo del gestor del mercado de gas natural, y también modificó algunos de la CREG 065 de 2015, que emitió disposiciones generales que rigen los mecanismos de cobertura en las subastas de contratos firmes bimestrales y de largo plazo y en las subastas de capacidad de transporte en los procesos 'úselo o véndalo' de largo plazo.

CREG 124 de 2017: Adiciona la resolución CREG 115 de 2013, que establece funciones y reglamenta el funcionamiento y la constitución del Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNOGas-COMI).

#### Proyecto de resolución

CREG 147 DE 2017: Hace público el proyecto de resolución "Por la cual se definen los mercados relevantes de comercialización minorista de gas combustible por redes de tubería, aplicables a los cargos transitorios de distribución expedidos en virtud de la Circular CREG 034 de 2017".

## TRANSPORTE

CREG 104 de 2017: Resuelve una actuación administrativa y ajusta los cargos regulados del sistema de transporte de TGI incorporando en la base tarifaria los valores de la variable VAOt aprobados en el Artículo 1 de la CREG 085 de 2016 y retirando de la base tarifaria los valores aprobados en el Anexo 2 de la misma resolución.

CREG 136 DE 2017: Establece los cargos regulados y demás aspectos pertinentes para remunerar la actividad de transporte de gas natural que se efectúe a través del gasoducto El Caucho / Mariquita - Gualanday, de 8 pulgadas de diámetro y 123,6 km de longitud aproximada. La solicitud de cargos fue presentada por Progasur y se vinculó en esta resolución a TGI como tercero interesado.

CREG 155 de 2017: Define la regulación asociada al Open Season como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones. La resolución está dirigida a establecer mecanismos competitivos de mercado para fomentar el desarrollo de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión. Las medidas expedidas se sujetan al cumplimiento de los siguientes principios:

- a. Eficiencia económica
- b. Eficiencia en la asignación
- c. Transparencia y publicidad
- d. Libre participación, no discriminación y neutralidad en el tratamiento a los agentes e interesados
- e. Libre acceso a la infraestructura de transporte de gas natural

CREG 164 de 2017: Pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga, desde un punto de salida SNT hasta una estación del sistema de distribución.

CREG 125 y 166 de 2017: La CREG 125 puso en consulta el proyecto de resolución y la CREG 166 estableció medidas transitorias para el proceso 'úselo o véndalo' de largo plazo para la capacidad de transporte de 2017. Los contratos que resulten de este proceso de comercialización tendrán una duración de once (11) meses, con fecha del primero de enero a noviembre 30 de 2018.

## Proyectos de resolución

CREG 066 y 128 de 2017: La CREG 066 de 2017 es el proyecto de resolución que complementa la resolución CREG 202 de 2013, en la que se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se definen otras disposiciones. Mediante la CREG 128 de 2017 se amplió el plazo para comentarios de la resolución CREG 066.

CREG 112 de 2017: Proyecto de resolución de carácter general que modifica el Artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010, el cual definía la inversión a reconocer en activos que hayan cumplido la vida útil normativa.

CREG 123 de 2017: Proyecto de resolución que presenta modificaciones al RUT, tales como a las definiciones de cantidad de energía, condiciones estándar, estaciones de entrada, estaciones de salida, estaciones entre transportadores, estaciones para transferencia de custodia, instalaciones del agente, poder calorífico bruto (superior), punto de transferencia de custodia y volumen estándar de gas natural. Se modifican también las secciones: responsabilidad y propiedad de la conexión, y de los puntos de entrada y salida, solicitud de cotización de conexiones, puntos de entrada y puntos de salida y condiciones de conexión a puntos de salida, estándares y normas técnicas aplicables, cumplimiento de normas y estándares y resolución de conflictos sobre normas técnicas.

CREG 127 de 2017: Proyecto de resolución de carácter general que complementa las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas. Adiciona también las siguientes definiciones: densidad relativa, intercambiabilidad, poder calorífico superior, número de wobble (índice de Wobble). Modifica el numeral 6.3 del anexo general del RUT.

CREG 143 y 170 de 2017: Proyecto de resolución que establece medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión en materia de transporte de gas natural. Incluye las siguientes definiciones: cercanía geográfica, gasoducto de conexión, transportador de la zona, transportador con infraestructura existente, garantía de cumplimiento. La resolución contiene reglas específicas para la prestación del servicio en gasoductos de conexión. La Resolución CREG 170 de 2017 amplió el plazo para remitir observaciones a la Resolución CREG 143 de 2017.

## DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

### Cargos de distribución y comercialización de gas natural

CREG 82 y 91, 83 y 92; 84, 93 y 85 y 94, 86 y 95, 87 y 96, 88 y 97, 89 y 98, 90 y 99, 133 y 134, 176, 177 y 197 de 2017.

### Otras disposiciones de distribución

CREG 100 de 2017: Contiene disposiciones relacionadas con la comercialización de gas natural en 2017, definiendo cronograma de actividades con sus respectivas fechas, así:

Actividad	Responsable	Fecha
Publicación de la información de los contratos de transporte y de suministro vigentes	Gestor del mercado	A más tardar 31/jul/2017
Declaración de la oferta de PTDFV y de la oferta de CIDVF, según el formato que defina el gestor del mercado	Vendedores a los que hace referencia el Artículo 17 de la Resolución CREG 089 de 2013	A más tardar 31/jul/2017
Declaración de excedentes anticipados y el precio de reserva, según el formato que defina el gestor del mercado	Vendedores a los que hace referencia el Artículo 17 de la Resolución CREG 089 de 2013	A más tardar 31/jul/2017
Publicación de la oferta de PTDFV y de la oferta de CIDVF	Gestor del mercado	A más tardar 04/ago/2017
Publicación de la oferta de excedentes anticipados y su precio de reserva	Gestor del mercado	A más tardar 04/ago/2017

CREG 002 de 2018: Define que en virtud de los cargos transitorios de distribución expedidos en la Circular CREG 034 de 2017, los cargos máximo base de comercialización que se vienen aplicando en los mercados relevantes conformados con base en la Resolución CREG 011 de 2003, que conformen un nuevo mercado relevante de comercialización en virtud de la aprobación de los cargos de distribución transitorios, se mantendrán vigentes hasta tanto se definan los nuevos cargos máximos base de comercialización para el nuevo período tarifario.

### Recursos de reposición

CREG 006 de 2017: Resuelve recurso de reposición interpuesto por el Fondo Nacional de Regalías en Liquidación contra la resolución CREG 174 del 2017, "Por la cual se aprueba cargo transitorio por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante conformado por algunos municipios de los departamentos de Bolívar, Córdoba, Sucre y Antioquia, según solicitud tarifaria presentada por Surtigas", y hace una fe de erratas a dicha resolución y al documento soporte de la misma.

Fe de erratas 1. Dentro del Documento Soporte CREG 107 de 2017, tabla 12, en la que se señala una cifra de dinero de \$ 2.581.516.16 realmente es de \$ 2.581.516.168,00.

Fe de erratas 2. Dentro de la Resolución CREG 174 de 2017, donde se señaló Sistema General de Regalías debe entenderse Fondo Nacional de Regalías en Liquidación.

El cargo, aprobado mediante la Resolución CREG 174 de 2017, rige a partir de la firmeza del acto administrativo, y será aplicado por la empresa tan pronto dé cumplimiento a los requisitos de publicidad y comunicación a las entidades correspondientes

### General

CREG 131, 161 y 162 de 2017: Estas resoluciones señalan el valor y el porcentaje de la contribución que deben pagar las entidades sometidas a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en 2017, de conformidad con las reglas establecidas en la Ley 142 de 1994. Incluyen disposiciones específicas para el pago de los recursos.

### Proyectos de resolución

CREG 182, 202 de 2017 y 048 de 2018: Estos proyectos de resolución establecen los criterios de asignación de los servicios asociados a la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

Presentan propuesta de modificaciones a la resolución CREG 152 de 2017, y presentan disposiciones complementarias a la Resolución CREG 114 de 2017.

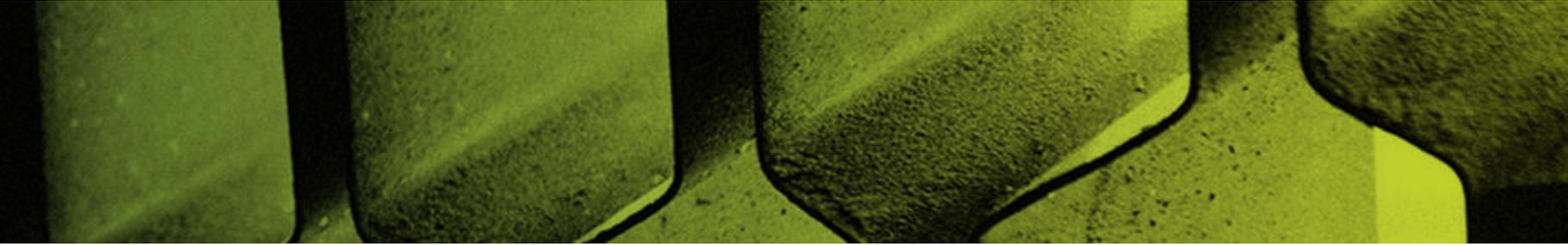
## Detalle de la cobertura nacional

### USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA 2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Antioquia (101)	1.859.096	1.531.062	133.127	449.090	383.217
Arauca (1)	53.739	6.000	959	984	233
Atlántico (23)	634.307	605.841	229.125	165.488	92.311
Bogotá	1.995.792	1.928.328	147.066	690.400	687.238
Bolívar (41)	430.618	405.744	175.643	115.205	42.809
Boyacá (69)	200.031	191.193	22.818	96.340	51.104
Caldas (22)	242.657	231.452	27.063	63.218	61.277
Casanare (17)	108.671	89.816	28.514	40.882	10.698
Cauca (18)	168.053	138.886	40.520	39.853	18.988
Caquetá (1)	45.745	40.062	27.763	9.802	1.627
Cesar (22)	220.326	211.032	86.958	67.372	23.884
Chocó (5)	42.450	41.434	3.968	336	6
Córdoba (30)	241.604	225.187	119.721	56.492	19.919
Cundinamarca (111)	718.967	604.773	75.088	266.261	197.843
Guaviare	11.830	5.203	2.590	1.443	126
La Guajira (15)	135.116	127.134	43.656	46.344	14.166
Huila (26)	249.417	228.146	79.671	108.006	22.882
Magdalena (30)	278.597	269.429	94.378	64.948	42.869
Meta (21)	251.756	220.763	50.042	75.445	64.154
Nariño (1)	104.398	44.300	7.888	10.363	2.038
Norte de Santander (12)	276.496	251.715	58.869	87.239	32.154
Putumayo (4)	18.719	18.256	7.305	2.678	174
Quindío (8)	176.999	170.734	31.013	57.436	31.937
Risaralda (12)	307.634	285.961	36.924	81.939	63.326
Santander (40)	490.997	429.017	68.561	122.852	113.678
Sucre (23)	155.913	148.871	83.220	41.754	9.295
Tolima (42)	360.060	294.123	71.331	136.711	56.821
Valle (38)	1.235.231	1.201.870	217.106	398.905	266.040
<b>Total (734)</b>	<b>11.015.219</b>	<b>9.946.332</b>	<b>1.970.887</b>	<b>3.297.786</b>	<b>2.310.814</b>

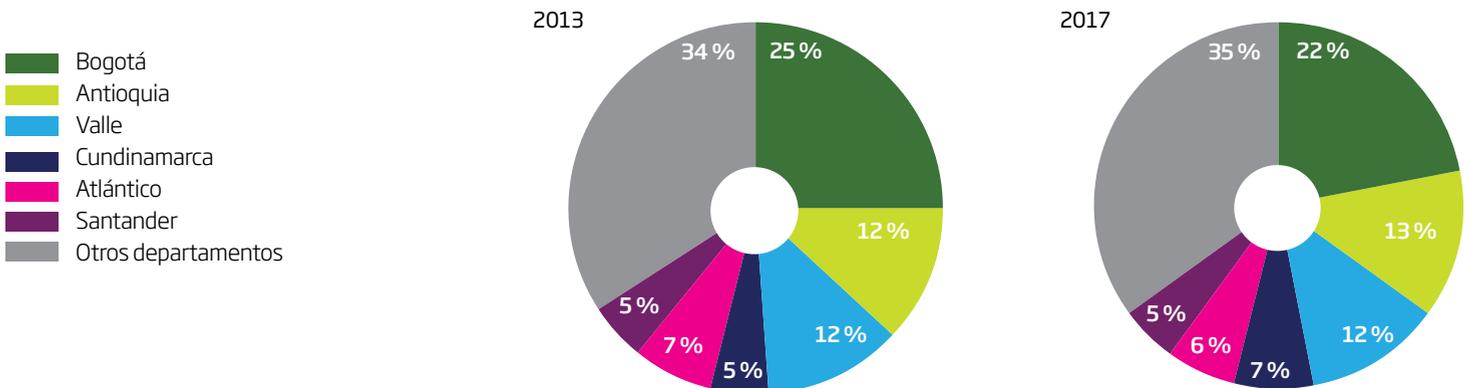
(#) Número de municipios por departamento

Fuente: Ministerio de Minas y Energía



4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
117.160	74.158	35.704	1.192.456	17.078	1.910	1.211.444	82 %	64 %
0	0	0	2.176	1	0	2.177	11 %	4 %
42.333	17.183	13.354	559.794	10.105	503	570.402	96 %	88 %
258.699	85.459	62.366	1.931.228	50.816	533	1.982.577	97 %	97 %
16.950	9.074	11.192	370.873	4.595	205	375.673	94 %	86 %
13.207	3.851	73	187.393	6.488	27	193.908	96 %	94 %
17.846	5.277	8.735	183.416	3.265	122	186.803	95 %	76 %
2.742	33	7	82.876	3.425	18	86.319	83 %	76 %
7.885	2.364	418	110.028	720	37	110.785	83 %	65 %
343	0	0	39.535	105	1	39.641	88 %	86 %
8.519	3.061	1.066	190.860	2.234	31	193.125	96 %	87 %
0	0	0	4.310	0	0	4.310	98 %	10 %
5.596	2.175	1.574	205.477	2.374	55	207.906	93 %	85 %
45.144	6.029	2.640	593.005	10.503	144	603.652	84 %	82 %
0	0	0	4.159	53	0	4.212	44 %	35 %
2.081	274	1	106.522	1.246	592	108.360	94 %	79 %
8.447	1.751	113	220.870	2.085	29	222.984	91 %	89 %
10.432	5.008	10.382	228.017	2.915	258	231.190	97 %	82 %
11.918	4.113	858	206.530	7.591	14	214.135	88 %	82 %
38	0	0	20.327	46	0	20.373	42 %	19 %
11.079	750	33	190.124	761	12	190.897	91 %	69 %
0	0	0	10.157	17	0	10.174	98 %	54 %
10.730	8.013	1.434	140.563	2.421	67	143.051	96 %	79 %
26.595	10.895	6.645	226.324	3.692	103	230.119	93 %	74 %
81.812	13.861	11.061	411.825	8.422	78	420.325	87 %	84 %
3.856	651	318	139.094	1.807	39	140.940	95 %	89 %
14.466	2.383	415	282.127	3.458	81	285.666	82 %	78 %
85.785	54.498	17.352	1.039.686	15.657	455	1.055.798	97 %	84 %
<b>803.663</b>	<b>310.861</b>	<b>185.741</b>	<b>8.879.752</b>	<b>161.880</b>	<b>5.314</b>	<b>9.046.946</b>	<b>90 %</b>	<b>81 %</b>

Usuarios de Gas Natural en Colombia



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
<b>Total país</b>	<b>11.015.219</b>	<b>9.946.332</b>	<b>1.970.887</b>	<b>3.297.786</b>	<b>2.310.814</b>
<b>Ciudades capitales</b>	<b>5.866.957</b>	<b>5.684.790</b>	<b>897.051</b>	<b>1.727.157</b>	<b>1.538.848</b>
<b>Municipios</b>	<b>5.148.262</b>	<b>4.261.542</b>	<b>1.073.836</b>	<b>1.570.629</b>	<b>771.966</b>
<b>Antioquia (101)</b>	<b>1.859.096</b>	<b>1.531.062</b>	<b>133.127</b>	<b>449.090</b>	<b>383.217</b>
Abejorral	5.161	2.718	370	1.028	100
Amagá	8.103	5.631	1.065	3.357	231
Amalfi	6.058	4.098	609	1.022	782
Andes	5.220	4.750	526	958	143
Angelópolis	2.491	1.015	77	452	96
Apartadó	51.169	25.261	8.727	6.939	2.229
Arboletes	11.433	2.636	771	934	138
Barbosa	13.951	8.061	614	4.115	821
Bello	138.100	138.100	18.093	39.344	46.370
Belmira	1.858	580	32	360	55
Betania	2.454	1.193	97	694	100
Betulia	4.774	1.292	317	551	209
Cáceres	3.419	3.004	1.532	228	0
Caldas	21.528	20.483	706	10.501	4.710
Campamento	2.424	1	0	0	0
Cañasgordas	4.526	1.476	72	1.075	43
Caracolí	1.228	840	151	498	23
Caramanta	1.438	889	104	153	227
Carepa	15.856	8.206	2.175	3.626	450
Carmen de Viboral	9.330	8.264	261	2.968	2.985
Carolina	1.235	1.235	188	742	12
Caucasia	18.698	17.663	6.793	4.734	2.482
Chigorodó	21.657	12.525	4.976	4.384	220
Cisneros	2.414	2.243	333	1.491	333
Ciudad Bolívar	7.251	5.020	643	1.315	1.213
Cocorná	4.039	2.577	117	868	502
Copacabana	22.170	22.170	673	10.439	6.118
Concepción	888	758	34	344	173
Concordia	5.534	2.128	199	893	537
Dabeiba	6.264	2.395	423	833	606
Don Matías	6.273	4.006	3	2.005	992
El Bagre	7.559	6.847	2.687	1.389	88
El Peñol	4.271	3.891	128	2.829	428
El Retiro	5.272	3.115	77	374	1.346
El Santuario	7.712	7.200	1.067	4.101	1.247
Entreríos	2.770	1.823	7	209	1.049
Envigado	79.346	79.346	910	10.924	21.968
Fredonia	5.752	2.607	281	1.004	729
Frontino	4.326	2.567	253	971	821
Girardota	15.338	11.091	222	7.440	1.369
Gómez Plata	3.545	1.972	395	1.128	10
Granada	2.668	2.585	161	333	759
Guadalupe	1.706	738	121	389	75
Guarne	18.453	4.504	87	1.404	2.044
Guatapé	2.019	2.019	45	1.440	329
Hispania	1.319	1.188	142	461	129
Itagüí	83.531	83.531	2.806	25.708	33.079
Ituango	5.479	2.255	429	1.108	255
Jardín	3.675	2.802	356	1.038	642
Jericó	3.227	2.601	130	1.112	752
La Ceja	14.593	13.412	12	1.063	3.415

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
<b>803.663</b>	<b>310.861</b>	<b>185.741</b>	<b>8.879.752</b>	<b>161.880</b>	<b>5.314</b>	<b>9.046.946</b>	<b>90 %</b>	<b>81 %</b>
<b>637.608</b>	<b>271.882</b>	<b>178.013</b>	<b>5.250.559</b>	<b>114.258</b>	<b>2.896</b>	<b>5.367.713</b>	<b>97 %</b>	<b>89 %</b>
<b>166.055</b>	<b>38.979</b>	<b>7.728</b>	<b>3.629.193</b>	<b>47.622</b>	<b>2.418</b>	<b>3.679.233</b>	<b>83 %</b>	<b>70 %</b>
<b>117.160</b>	<b>74.158</b>	<b>35.704</b>	<b>1.192.456</b>	<b>17.078</b>	<b>1.910</b>	<b>1.211.444</b>	<b>82 %</b>	<b>64 %</b>
1	0	0	1.499	14	0	1.513	53 %	29 %
36	0	2	4.691	28	1	4.720	69 %	58 %
0	0	0	2.413	1	4	2.418	68 %	40 %
9	1	0	1.637	5	0	1.642	91 %	31 %
0	0	0	625	3	0	628	41 %	25 %
272	0	0	18.167	42	0	18.209	49 %	36 %
2	0	0	1.845	10	0	1.855	23 %	16 %
1	0	2	5.553	105	6	5.664	58 %	40 %
8.245	6	10	112.068	947	96	113.111	100 %	81 %
1	0	0	448	0	0	448	31 %	24 %
0	0	0	891	3	0	894	49 %	36 %
2	0	0	1.079	11	0	1.090	27 %	23 %
0	0	0	1.760	1	0	1.761	88 %	51 %
13	1	1	15.932	247	23	16.202	95 %	74 %
0	0	0	0	0	0	0	0 %	0 %
0	0	0	1.190	4	0	1.194	33 %	26 %
2	0	0	674	2	0	676	68 %	55 %
0	0	0	484	3	0	487	62 %	34 %
5	0	0	6.256	13	1	6.270	52 %	39 %
2	0	0	6.216	112	4	6.332	89 %	67 %
0	1	0	943	7	0	950	100 %	76 %
24	2	24	14.059	157	2	14.218	94 %	75 %
7	0	0	9.587	18	1	9.606	58 %	44 %
3	0	0	2.160	13	3	2.176	93 %	89 %
2	0	0	3.173	27	1	3.201	69 %	44 %
1	0	0	1.488	7	0	1.495	64 %	37 %
29	12	26	17.297	205	37	17.539	100 %	78 %
1	0	0	552	0	0	552	85 %	62 %
7	0	0	1.636	9	0	1.645	38 %	30 %
3	0	0	1.865	0	0	1.865	38 %	30 %
54	0	0	3.054	65	1	3.120	64 %	49 %
0	0	0	4.164	2	0	4.166	91 %	55 %
1	0	0	3.386	50	2	3.438	91 %	79 %
335	243	0	2.375	53	0	2.428	59 %	45 %
1	0	0	6.416	62	0	6.478	93 %	83 %
220	4	0	1.489	29	0	1.518	66 %	54 %
13.841	15.281	1.728	64.652	944	115	65.711	100 %	81 %
5	0	1	2.020	9	0	2.029	45 %	35 %
53	0	0	2.098	6	0	2.104	59 %	48 %
32	12	6	9.081	170	38	9.289	72 %	59 %
1	0	0	1.534	7	1	1.542	56 %	43 %
0	0	0	1.253	6	0	1.259	97 %	47 %
0	0	0	585	1	0	586	43 %	34 %
75	0	0	3.610	97	16	3.723	24 %	20 %
5	0	0	1.819	50	3	1.872	100 %	90 %
0	0	0	732	7	0	739	90 %	55 %
3.438	2	30	65.063	1.205	301	66.569	100 %	78 %
3	0	0	1.795	20	0	1.815	41 %	33 %
25	0	0	2.061	21	0	2.082	76 %	56 %
1	0	0	1.995	4	0	1.999	81 %	62 %
804	260	0	5.554	62	2	5.618	92 %	38 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
La Estrella	18.062	18.062	670	6.089	5.223
La Unión	5.223	3.485	193	1.653	467
Liborina	2.583	1.619	381	645	229
Maceo	1.810	1.242	121	752	96
Marinilla	13.212	11.769	591	2.983	5.413
Medellín	759.008	759.008	39.791	208.275	190.629
Montebello	1.608	712	67	114	122
Mutata	5.823	1.252	343	418	20
Necoclí	17.747	2.882	1.014	764	94
Olaya	895	319	76	147	4
Pueblorrico	1.836	1.431	217	432	306
Puerto Berrío	13.122	7.287	4.749	2.110	402
Puerto Nare	5.142	3.766	952	2.219	235
Puerto Triunfo	3.173	2.678	311	1.737	12
Rionegro	65.656	27.835	575	5.233	8.565
Sabanalarga	2.214	1.136	353	592	137
Sabaneta	32.381	32.381	236	5.806	12.313
Salgar	4.721	2.056	569	705	384
San Andrés de Cuerquía	1.628	1.014	212	580	76
San Carlos	4.354	2.702	255	997	651
San Jerónimo	3.462	1.647	145	862	200
San José de la Montaña	919	863	171	518	11
San Juan de Urabá	7.066	1.835	1.043	295	0
San Luis	2.954	2.329	228	1.591	27
San Pedro de los Milagros	7.436	4.571	12	1.577	1.496
San Pedro de Urabá	8.595	2.315	1.115	577	1
San Rafael	3.479	2.789	79	1.909	172
San Roque	4.465	3.162	449	1.836	276
San Vicente	4.522	1.839	56	625	501
Santa Bárbara	5.879	3.153	172	970	1.142
Santa Fe de Antioquia	6.731	5.105	667	1.745	641
Santa Rosa de Osos	9.878	5.800	216	3.382	853
Santo Domingo	2.749	1.200	73	585	190
Segovia	7.836	5.451	1.146	713	36
Sonsón	9.377	4.894	171	1.895	1.585
Sopetrán	4.037	2.115	159	909	325
Támesis	3.889	2.633	194	568	743
Tarazá	5.316	4.523	1.581	478	2
Tarso	2.150	1.079	257	356	80
Titiribí	3.946	1.464	249	840	121
Toledo	1.771	867	170	290	59
Turbo	45.375	17.495	7.819	4.296	973
Urrao	12.404	4.717	354	1.987	1.220
Valdivia	6.306	1.052	206	599	106
Valparáiso	1.657	1.203	110	509	72
Venecia	3.570	1.743	92	426	314
Yarumal	12.972	8.112	987	3.123	2.911
Yolombó	6.705	2.147	97	1.072	298
Yondó	20.260	2.047	1.388	533	49
Zaragoza	3.687	2.964	1.048	497	1
<b>Arauca (1)</b>	<b>53.739</b>	<b>6.000</b>	<b>959</b>	<b>984</b>	<b>233</b>
Tame	53.739	6.000	959	984	233
<b>Atlántico (23)</b>	<b>634.307</b>	<b>605.841</b>	<b>229.125</b>	<b>165.488</b>	<b>92.311</b>
Baranoa	14.051	13.161	5.633	4.258	2.186
Barranquilla	333.543	319.258	97.572	64.698	67.063

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
1992	290	4	14.268	269	94	14.631	100 %	79 %
10	0	0	2.323	41	3	2.367	67 %	44 %
2	0	0	1.257	3	0	1.260	63 %	49 %
1	0	0	970	7	0	977	69 %	54 %
271	11	0	9.269	132	2	9.403	89 %	70 %
72.657	56.853	33.773	601.978	10.284	1.004	613.266	100 %	79 %
0	0	0	303	0	0	303	44 %	19 %
0	0	0	781	9	0	790	22 %	13 %
1	0	0	1.873	5	0	1.878	16 %	11 %
1	2	0	230	0	0	230	36 %	26 %
2	0	0	957	3	0	960	78 %	52 %
65	0	0	7.326	17	1	7.344	56 %	56 %
1	0	0	3.407	1	0	3.408	73 %	66 %
1	0	0	2.061	14	0	2.075	84 %	65 %
5.057	1.103	89	20.622	399	21	21.042	42 %	31 %
0	0	0	1.082	1	0	1.083	51 %	49 %
9.163	68	8	27.594	544	109	28.247	100 %	85 %
0	0	0	1.658	4	0	1.662	44 %	35 %
0	0	0	868	7	0	875	62 %	53 %
1	0	0	1.904	16	0	1.920	62 %	44 %
3	3	0	1.213	13	0	1.226	48 %	35 %
0	0	0	700	0	0	700	94 %	76 %
0	0	0	1.338	1	0	1.339	26 %	19 %
1	0	0	1.847	3	0	1.850	79 %	63 %
28	0	0	3.113	45	0	3.158	61 %	42 %
0	0	0	1.693	2	0	1.695	27 %	20 %
0	0	0	2.160	14	2	2.176	80 %	62 %
4	0	0	2.565	11	0	2.576	71 %	57 %
1	0	0	1.183	1	0	1.184	41 %	26 %
0	0	0	2.284	2	0	2.286	54 %	39 %
155	1	0	3.209	37	0	3.246	76 %	48 %
36	0	0	4.487	88	3	4.578	59 %	45 %
0	0	0	848	9	1	858	44 %	31 %
0	0	0	1.895	3	0	1.898	70 %	24 %
21	0	0	3.672	42	2	3.716	52 %	39 %
3	0	0	1.396	7	0	1.403	52 %	35 %
6	1	0	1.512	23	0	1.535	68 %	39 %
0	0	0	2.061	1	0	2.062	85 %	39 %
0	0	0	693	11	1	705	50 %	32 %
2	1	0	1.213	10	5	1.228	37 %	31 %
1	0	0	520	0	0	520	49 %	29 %
8	0	0	13.096	10	2	13.108	39 %	29 %
37	0	0	3.598	9	1	3.608	38 %	29 %
0	0	0	911	1	1	913	17 %	14 %
2	0	0	693	0	0	693	73 %	42 %
9	0	0	841	3	0	844	49 %	24 %
56	0	0	7.077	68	0	7.145	63 %	55 %
0	0	0	1.467	2	0	1.469	32 %	22 %
0	0	0	1.970	40	0	2.010	10 %	10 %
0	0	0	1.546	2	0	1.548	80 %	42 %
<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.176</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2.177</b>	<b>11 %</b>	<b>4 %</b>
0	0	0	2.176	1	0	2.177	11 %	4 %
<b>42.333</b>	<b>17.183</b>	<b>13.354</b>	<b>559.794</b>	<b>10.105</b>	<b>503</b>	<b>570.402</b>	<b>96 %</b>	<b>88 %</b>
41	0	0	12.118	168	5	12.291	94 %	86 %
39.896	16.551	12.874	298.654	7.314	396	306.364	96 %	90 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Campo de la Cruz	4.102	3.724	536	1.876	789
Candelaria	3.230	3.184	2.024	830	0
Galapa	13.906	12.806	7.148	3.027	1.631
Juan de Acosta	4.491	4.310	1.253	1.318	582
Luruaco	5.929	5.702	2.792	1.689	119
Malambo	29.562	28.656	22.295	3.071	138
Manatí	3.476	3.368	1.910	1.083	0
Palmar de Varela	5.707	5.449	1.614	2.505	845
Piojó	997	908	667	136	0
Polonuevo	3.523	3.269	1.535	1.347	270
Ponedera	4.432	4.303	2.186	1.421	164
Puerto Colombia	17.064	16.082	3.255	4.654	4.265
Repelón	5.791	5.655	3.636	819	45
Sabanagrande	6.853	6.470	2.872	2.501	455
Sabanalarga	19.812	18.136	8.572	4.079	2.621
Santa Lucía	2.238	2.200	1.173	567	19
Santo Tomás	5.560	5.385	1.480	2.688	831
Soledad	142.825	136.892	57.969	60.794	9.934
Suán	2.375	2.292	1.131	677	218
Tubará	2.910	2.787	1.051	772	31
Usiacurí	1.930	1.844	821	678	105
<b>Bolívar (41)</b>	<b>430.618</b>	<b>405.744</b>	<b>175.643</b>	<b>115.205</b>	<b>42.809</b>
Achí	1.143	1.126	801	0	0
Altos del Rosario	929	898	108	0	0
Arenal	1.254	1.250	979	0	0
Arjona	14.803	14.130	10.043	2.819	527
Arroyohondo	1.180	1.166	740	255	0
Barranco de Loba	1.397	1.357	37	0	0
Calamar	4.645	4.570	2.831	917	3
Cantagallo	9.027	1.167	579	525	0
Cartagena	260.712	252.510	91.857	71.113	38.826
Cícuco	2.349	2.113	914	465	0
Clemencia	2.624	2.232	1.337	618	2
Córdoba Tetón	1.052	1.009	500	149	0
El Carmen de Bolívar	12.514	11.514	5.308	4.326	869
El Peñón	618	582	159	0	0
Guamo	1.099	1.089	649	97	1
Hatillo de Loba	691	598	436	0	0
Magangué	24.372	22.890	10.341	10.485	166
Mahates	4.839	4.605	3.174	83	0
Margarita	642	640	158	0	0
María la Baja	6.140	5.660	3.498	1.592	103
Mompox	5.897	5.637	3.393	1.491	380
Norosí	379	362	81	0	0
Regidor	952	939	629	0	0
Rioviejo	1.214	1.211	887	0	0
San Cristóbal	1.491	1.472	1.152	130	0
San Estanislao de Kotska	3.561	3.511	1.929	1.052	48
San Fernando	808	799	288	0	0
San Jacinto	5.237	4.407	3.189	732	18
San Jacinto del Cauca	683	677	0	0	0
San Juan Nepomuceno	7.505	6.932	3.060	3.162	27
San Martín de Loba	1.753	1.618	227	0	0
San Pablo	4.329	4.323	3.468	770	2
Santa Catalina	3.002	2.822	1.937	182	5



4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
0	0	0	3.201	31	0	3.232	91 %	78 %
0	0	0	2.854	14	0	2.868	99 %	88 %
1	0	0	11.807	119	21	11.947	92 %	85 %
84	103	3	3.343	58	1	3.402	96 %	74 %
0	0	0	4.600	44	5	4.649	96 %	78 %
0	0	0	25.504	256	24	25.784	97 %	86 %
0	0	0	2.993	16	1	3.010	97 %	86 %
0	0	0	4.964	47	0	5.011	95 %	87 %
1	0	0	804	2	0	806	91 %	81 %
1	0	0	3.153	36	1	3.190	93 %	89 %
0	0	0	3.771	35	3	3.809	97 %	85 %
1.670	517	475	14.836	358	5	15.199	94 %	87 %
0	0	0	4.500	25	0	4.525	98 %	78 %
0	0	2	5.830	103	5	5.938	94 %	85 %
321	12	0	15.605	182	1	15.788	92 %	79 %
0	0	0	1.759	10	0	1.769	98 %	79 %
8	0	0	5.007	81	2	5.090	97 %	90 %
8	0	0	128.705	1.145	28	129.878	96 %	90 %
0	0	0	2.026	21	0	2.047	97 %	85 %
302	0	0	2.156	23	5	2.184	96 %	74 %
0	0	0	1.604	17	0	1.621	96 %	83 %
<b>16.950</b>	<b>9.074</b>	<b>11.192</b>	<b>370.873</b>	<b>4.595</b>	<b>205</b>	<b>375.673</b>	<b>94 %</b>	<b>86 %</b>
0	0	0	801	0	0	801	99 %	70 %
0	0	0	108	0	0	108	97 %	12 %
0	0	0	979	0	0	979	100 %	78 %
0	0	0	13.389	76	1	13.466	95 %	90 %
0	0	0	995	6	0	1.001	99 %	84 %
0	0	0	37	0	0	37	97 %	3 %
0	0	0	3.751	17	0	3.768	98 %	81 %
0	0	0	1.104	22	0	1.126	13 %	12 %
15.820	9.014	11.192	237.822	3.613	183	241.618	97 %	91 %
0	0	0	1.379	9	0	1.388	90 %	59 %
1	0	0	1.958	7	4	1.969	85 %	75 %
0	0	0	649	0	0	649	96 %	62 %
0	0	0	10.503	119	4	10.626	92 %	84 %
0	0	0	159	0	0	159	94 %	26 %
0	0	0	747	1	0	748	99 %	68 %
0	0	0	436	0	0	436	87 %	63 %
235	0	0	21.227	214	3	21.444	94 %	87 %
0	0	0	3.257	5	0	3.262	95 %	67 %
0	0	0	158	0	0	158	100 %	25 %
0	0	0	5.193	23	0	5.216	92 %	85 %
0	0	0	5.264	51	0	5.315	96 %	89 %
0	0	0	81	0	0	81	96 %	21 %
0	0	0	629	0	0	629	99 %	66 %
0	0	0	887	0	0	887	100 %	73 %
0	0	0	1.282	3	0	1.285	99 %	86 %
0	0	0	3.029	14	0	3.043	99 %	85 %
0	0	0	288	0	0	288	99 %	36 %
0	0	0	3.939	43	0	3.982	84 %	75 %
0	0	0	0	0	0	0	99 %	0 %
0	0	0	6.249	63	1	6.313	92 %	83 %
0	0	0	227	0	0	227	92 %	13 %
0	0	0	4.240	71	0	4.311	100 %	98 %
0	0	0	2.124	2	0	2.126	94 %	71 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Santa Rosa	3.587	3.482	3.094	304	0
Simití	1.738	1.723	932	395	0
Soplaviento	2.021	2.006	1.157	534	82
Talagüa	1.589	1.529	921	318	0
Turbaco	23.407	22.400	9.396	10.875	1.747
Turbana	3.248	3.099	1.323	1.415	1
Villanueva	3.808	3.513	3.011	190	2
Zambrano	2.379	2.176	1.120	211	0
<b>Boyacá (69)</b>	<b>200.031</b>	<b>191.193</b>	<b>22.818</b>	<b>96.340</b>	<b>51.104</b>
Aquitania	1.513	1.352	41	959	0
Arcabuco	1.350	503	48	439	16
Belén	1.398	1.253	12	1.214	27
Berbeo	230	230	23	199	0
Boavita	1.835	700	68	614	0
Boyacá	259	215	57	139	3
Briceño	158	158	28	102	0
Caldas	89	89	4	79	0
Campohermoso	255	255	95	134	0
Cerínza	487	487	142	280	14
Chiquinquirá	11.991	11.991	1.194	5.288	5.469
Chitaraque	1.723	290	82	184	19
Chivatá	135	120	56	46	11
Ciénaga	472	413	21	336	15
Cómbita	461	461	45	207	101
Cucaita	379	379	67	282	9
Cúitva	110	102	21	69	0
Duitama	31.790	31.790	2.782	15.578	10.707
Firavitoba	738	687	257	393	1
Floresta	441	441	33	361	24
Garagoa	3.873	3.873	756	2.479	541
Guateque	2.250	2.250	392	1.325	430
Iza	335	315	13	228	4
Jenesano	948	896	23	380	391
La Capilla	416	416	38	353	16
La Uvita	1.005	500	106	317	0
Miraflores	1.645	1.645	475	1.088	17
Moniquirá	3.798	3.670	645	1.465	1.325
Motavita	354	354	118	131	24
Nobsa	2.783	2.783	314	2.224	140
Nuevo Colón	441	408	56	322	1
Oicatá	86	86	32	53	1
Páez	570	542	31	461	8
Paipa	6.712	6.712	126	5.376	943
Pajarito	217	206	11	141	15
Pesca	732	523	8	448	3
Puerto Boyacá	9.991	9.786	2.303	5.911	1.328
Ramiriquí	1.526	1.517	25	756	210
Ráquira	527	527	61	217	146
Saboyá	453	350	14	265	0
Sáchica	638	638	309	255	19
Samacá	2.500	2.500	462	1.582	442
San Eduardo	374	374	159	168	0
San José de Pare	485	485	47	415	7
Santa Rosa de Viterbo	1.820	1.820	112	1.230	429
Santa Sofía	266	266	3	156	78

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
0	0	0	3.398	11	0	3.409	97 %	95 %
0	0	0	1.327	1	0	1.328	99 %	76 %
0	0	0	1.773	7	0	1.780	99 %	88 %
0	0	0	1.239	5	0	1.244	96 %	78 %
894	60	0	22.972	192	8	23.172	96 %	98 %
0	0	0	2.739	12	1	2.752	95 %	84 %
0	0	0	3.203	8	0	3.211	92 %	84 %
0	0	0	1.331	0	0	1.331	91 %	56 %
<b>13.207</b>	<b>3.851</b>	<b>73</b>	<b>187.393</b>	<b>6.488</b>	<b>27</b>	<b>193.908</b>	<b>96 %</b>	<b>94 %</b>
0	0	0	1.000	19	0	1.019	89 %	66 %
0	0	0	503	44	0	547	37 %	37 %
0	0	0	1.253	89	0	1.342	90 %	90 %
0	0	0	222	8	0	230	100 %	97 %
0	0	0	682	0	0	682	38 %	37 %
0	0	0	199	10	0	209	83 %	77 %
0	0	0	130	3	0	133	100 %	82 %
0	0	0	83	5	0	88	100 %	93 %
0	0	0	229	10	0	239	100 %	90 %
0	0	0	436	19	0	455	100 %	90 %
24	2	14	11.991	419	0	12.410	100 %	100 %
0	0	0	285	5	0	290	17 %	17 %
0	0	0	113	3	0	116	89 %	84 %
0	1	0	373	24	0	397	88 %	79 %
10	5	0	368	20	0	388	100 %	80 %
3	0	0	361	16	0	377	100 %	95 %
0	0	0	90	0	0	90	93 %	82 %
2.341	308	54	31.770	1.086	2	32.858	100 %	100 %
0	0	0	651	3	0	654	93 %	88 %
0	0	0	418	13	0	431	100 %	95 %
1	0	0	3.777	96	0	3.873	100 %	98 %
8	0	0	2.155	75	0	2.230	100 %	96 %
0	0	0	245	2	0	247	94 %	73 %
0	0	0	794	29	0	823	95 %	84 %
0	0	0	407	9	0	416	100 %	98 %
0	0	0	423	0	0	423	50 %	42 %
0	0	0	1.580	62	0	1.642	100 %	96 %
129	0	0	3.564	97	0	3.661	97 %	94 %
0	0	0	273	12	0	285	100 %	77 %
65	1	0	2.744	103	0	2.847	100 %	99 %
0	0	0	379	10	0	389	93 %	86 %
0	0	0	86	10	0	96	100 %	100 %
0	0	0	500	28	0	528	95 %	88 %
191	76	0	6.712	314	3	7.029	100 %	100 %
7	0	0	174	1	0	175	95 %	80 %
0	0	0	459	8	0	467	71 %	63 %
93	0	0	9.635	106	0	9.741	98 %	96 %
323	1	0	1.315	75	0	1.390	99 %	86 %
0	0	0	424	117	0	541	100 %	80 %
0	0	0	279	6	0	285	77 %	62 %
0	0	0	583	35	0	618	100 %	91 %
7	7	0	2.500	98	0	2.598	100 %	100 %
0	0	0	327	14	0	341	100 %	87 %
1	0	0	470	4	0	474	100 %	97 %
0	0	0	1.771	69	0	1.840	100 %	97 %
0	1	0	238	21	0	259	100 %	89 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Santana	1.884	576	24	484	68
Siachoque	675	469	16	355	2
Soatá	2.613	2.060	715	1.163	0
Sogamoso	31.304	31.304	1.787	20.713	7.323
Sora	143	143	32	82	14
Soracá	492	410	32	267	5
Sotaquirá	1.580	1.580	850	513	31
Sutamarchán	462	462	6	197	244
Sutatenza	323	312	55	182	25
Tenza	665	665	129	490	4
Tibaná	689	657	60	484	0
Tibasosa	1.117	1.117	22	580	474
Tinjacá	281	281	4	164	56
Togúí	1.427	218	5	196	17
Tota	221	221	111	98	0
Tunja	49.773	49.773	6.383	12.637	19.104
Tununguá	82	71	32	38	1
Turmequé	751	721	35	403	69
Tuta	1.080	1.080	187	821	37
Ventaquemada	1.100	920	212	506	35
Villa de Leyva	2.156	2.156	234	892	660
Viracachá	216	201	83	93	1
Zetaquira	438	438	89	333	0
<b>Caldas (22)</b>	<b>242.657</b>	<b>231.452</b>	<b>27.063</b>	<b>63.218</b>	<b>61.277</b>
Anserma	8.113	7.839	956	1.693	2.246
Aranzazu	1.916	1.520	293	358	139
Belalcázar	1.938	1.743	363	576	260
Chinchiná	14.954	14.736	1.865	5.218	3.077
Filadelfia	2.052	1.412	100	293	304
La Dorada	17.996	17.111	3.912	10.211	2.700
La Merced	889	705	55	316	135
Manizales	132.207	127.730	8.638	25.498	38.963
Manzanares	2.682	2.589	642	1.576	338
Marquetalia	1.913	1.913	730	926	84
Neira	4.791	4.694	515	1.644	1.797
Norcasia	1.624	1.279	381	614	37
Palestina	4.708	4.140	884	1.089	148
Pensilvania	3.013	3.013	531	1.516	261
Riosucio	10.428	9.365	2.858	1.695	2.089
Risaralda	1.771	1.699	340	683	187
Salamina	3.925	2.852	108	287	97
San José	628	593	102	312	3
Supía	5.103	4.931	217	2.042	1.146
Victoria	1.417	1.353	614	524	203
Villamaría	16.459	16.174	2.032	5.053	6.089
Viterbo	4.130	4.061	927	1.094	974
<b>Casanare (17)</b>	<b>108.671</b>	<b>89.816</b>	<b>28.514</b>	<b>40.882</b>	<b>10.698</b>
Aguazul	11.444	10.567	1.806	6.633	508
Chámeza	587	528	69	333	0
Hato Corozal	2.756	1.257	280	826	31
Maní	6.008	3.465	1.159	1.936	44
Monterrey	5.323	4.054	2.193	1.701	10
Nunchía	3.151	1.563	319	1.077	4
Orocúe	2.644	460	892	1.169	75
Paz de Ariporo	8.426	5.738	3.439	1.853	3

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
0	0	0	576	18	0	594	31 %	31 %
0	0	0	373	10	0	383	69 %	55 %
0	0	0	1.878	0	0	1.878	79 %	72 %
1.379	60	2	31.264	1.003	13	32.280	100 %	100 %
0	0	0	128	6	0	134	100 %	90 %
0	0	0	304	11	0	315	83 %	62 %
0	0	0	1.394	8	0	1.402	100 %	88 %
0	0	0	447	43	0	490	100 %	97 %
0	0	0	262	11	0	273	97 %	81 %
0	0	0	623	10	0	633	100 %	94 %
0	0	0	544	20	0	564	95 %	79 %
25	10	1	1.112	59	0	1.171	100 %	100 %
2	0	0	226	21	0	247	100 %	80 %
0	0	0	218	6	0	224	15 %	15 %
0	0	0	209	11	0	220	100 %	95 %
8.253	3.356	0	49.733	1.623	2	51.358	100 %	100 %
0	0	0	71	5	0	76	87 %	87 %
0	0	0	507	24	0	531	96 %	68 %
0	0	0	1.045	51	0	1.096	100 %	97 %
0	0	0	753	73	5	831	84 %	68 %
345	23	2	2.156	256	2	2.414	100 %	100 %
0	0	0	177	6	0	183	93 %	82 %
0	0	0	422	16	0	438	100 %	96 %
<b>17.846</b>	<b>5.277</b>	<b>8.735</b>	<b>183.416</b>	<b>3.265</b>	<b>122</b>	<b>186.803</b>	<b>95 %</b>	<b>76 %</b>
54	0	0	4.949	48	0	4.997	97 %	61 %
0	0	0	790	11	0	801	79 %	41 %
1	0	0	1.200	12	0	1.212	90 %	62 %
1.529	127	0	11.816	184	8	12.008	99 %	79 %
0	0	0	697	7	0	704	69 %	34 %
132	9	0	16.964	164	2	17.130	95 %	94 %
0	0	0	506	7	0	513	79 %	57 %
14.919	5.039	8.684	101.741	2.300	98	104.139	97 %	77 %
13	0	0	2.569	32	0	2.601	97 %	96 %
0	0	0	1.740	1	0	1.741	100 %	91 %
1	0	0	3.957	81	0	4.038	98 %	83 %
0	0	0	1.032	2	0	1.034	79 %	64 %
55	44	51	2.271	55	1	2.327	88 %	48 %
13	0	0	2.321	2	0	2.323	100 %	77 %
3	0	0	6.645	69	1	6.715	90 %	64 %
0	0	0	1.210	25	0	1.235	96 %	68 %
1	0	0	493	6	0	499	73 %	13 %
1	0	0	418	4	0	422	94 %	67 %
5	0	0	3.410	30	2	3.442	97 %	67 %
1	0	0	1.342	7	0	1.349	95 %	95 %
1.082	56	0	14.312	190	10	14.512	98 %	87 %
36	2	0	3.033	28	0	3.061	98 %	73 %
<b>2.742</b>	<b>33</b>	<b>7</b>	<b>82.876</b>	<b>3.425</b>	<b>18</b>	<b>86.319</b>	<b>83 %</b>	<b>76 %</b>
78	0	0	9.025	319	2	9.346	92 %	79 %
6	0	0	408	0	0	408	90 %	70 %
6	0	0	1.143	35	0	1.178	46 %	41 %
104	0	0	3.243	50	0	3.293	58 %	54 %
3	0	0	3.907	154	0	4.061	76 %	73 %
59	0	0	1.459	23	1	1.483	50 %	46 %
16	0	0	2.152	58	1	2.211	17 %	81 %
35	0	0	5.330	147	2	5.479	68 %	63 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Pore	3.750	2.083	743	1.099	22
Recetor	787	145	96	35	0
Sabanalarga	1.886	1.054	89	811	44
San Luis de Palenque	2.679	1.152	280	726	40
Támara	801	607	279	258	6
Tauramena	5.500	5.500	2.634	1.720	527
Trinidad	3.894	2.608	989	1.316	10
Villanueva	5.880	5.880	1.883	2.793	790
Yopal	43.155	43.155	11.364	16.596	8.584
<b>Cauca (18)</b>	<b>168.053</b>	<b>138.886</b>	<b>40.520</b>	<b>39.853</b>	<b>18.988</b>
Cajibío	1.079	748	397	255	0
Caloto	8.542	2.691	1.746	177	37
Corinto	5.719	4.368	1.598	1.329	114
El Tambo	1.725	1.380	846	356	7
Guachené	3.950	3.950	2.877	114	2
Miranda	7.785	7.719	3.742	2.563	24
Morales	1.163	791	449	240	6
Padilla	2.219	2.001	962	351	1
Patía	5.096	3.309	1.254	933	17
Piendamó	6.332	4.019	1.556	1.809	382
Popayán	78.864	69.678	14.961	20.316	13.254
Puerto Tejada	11.665	11.665	1.257	2.907	2.587
Rosas	683	459	214	141	4
Santander de Quilichao	21.188	16.275	3.734	5.446	2.367
Silvia	2.368	1.403	461	464	182
Timbío	4.875	3.812	2.068	1.125	4
Totoro	410	228	157	46	0
Villa Rica	4.390	4.390	2.241	1.281	0
<b>Caquetá (1)</b>	<b>45.745</b>	<b>40.062</b>	<b>27.763</b>	<b>9.802</b>	<b>1.627</b>
Florencia	45.745	40.062	27.763	9.802	1.627
<b>Cesar (22)</b>	<b>220.326</b>	<b>211.032</b>	<b>86.958</b>	<b>67.372</b>	<b>23.884</b>
Aguachica	20.425	20.335	12.379	5.847	1.690
Agustín Codazzi	9.791	9.261	2.531	5.798	356
Becerril	2.826	2.808	1.407	1.385	0
Bosconia	7.728	7.172	1.818	1.461	111
Chimichagua	2.943	2.929	1.636	911	0
Chiriguana	3.930	3.724	1.506	879	1.071
Curumaní	6.933	6.885	4.358	2.439	0
El Copey	5.471	5.410	2.230	595	0
El Paso	8.608	8.137	2.824	928	0
Gamarra	1.791	1.768	822	880	41
La Gloria	2.727	2.650	1.791	573	14
La Jagua de Ibirico	6.274	6.242	4.203	1.906	1
La Paz	5.014	4.617	1.691	2.162	340
Manaure	1.975	1.935	1.012	687	6
Pailitas	3.137	3.114	1.631	1.393	0
Pelaya	3.102	2.990	2.506	406	53
Río de Oro	760	706	481	153	3
San Alberto	5.225	5.213	2.307	2.155	691
San Diego	3.144	3.127	1.974	874	7
San Martín	2.574	2.553	1.365	1.079	96
Tamalameque	1.223	1.215	727	384	5
Valledupar	114.725	108.241	35.759	34.477	19.399
<b>Chocó (5)</b>	<b>42.450</b>	<b>41.434</b>	<b>3.968</b>	<b>336</b>	<b>6</b>
Condoto	3.427	3.044	136	1	0

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
36	0	0	1.900	39	0	1.939	56 %	51 %
16	0	0	147	1	0	148	18 %	19 %
33	3	0	980	10	0	990	56 %	52 %
27	0	0	1.073	25	0	1.098	43 %	40 %
18	0	0	561	8	0	569	76 %	70 %
9	11	6	4.907	245	1	5.153	100 %	89 %
136	0	1	2.452	49	0	2.501	67 %	63 %
16	0	0	5.482	282	0	5.764	100 %	93 %
2.144	19	0	38.707	1.980	11	40.698	100 %	90 %
<b>7.885</b>	<b>2.364</b>	<b>418</b>	<b>110.028</b>	<b>720</b>	<b>37</b>	<b>110.785</b>	<b>83 %</b>	<b>65 %</b>
0	0	0	652	4	0	656	69 %	60 %
0	0	0	1.960	8	3	1.971	32 %	23 %
2	0	0	3.043	18	0	3.061	76 %	53 %
0	0	0	1.209	6	0	1.215	80 %	70 %
0	0	0	2.993	6	2	3.001	100 %	76 %
0	0	0	6.329	30	1	6.360	99 %	81 %
0	0	0	695	3	0	698	68 %	60 %
0	0	0	1.314	3	0	1.317	90 %	59 %
0	0	0	2.204	9	0	2.213	65 %	43 %
0	0	0	3.747	29	1	3.777	63 %	59 %
7.793	2.362	418	59.104	418	7	59.529	88,4 %	75 %
1	0	0	6.752	34	6	6.792	100 %	58 %
0	0	0	359	2	0	361	67 %	53 %
85	1	0	11.633	97	3	11.733	77 %	55 %
4	1	0	1.112	11	0	1.123	59 %	47 %
0	0	0	3.197	26	0	3.223	78 %	66 %
0	0	0	203	5	0	208	56 %	50 %
0	0	0	3.522	11	14	3.547	100 %	80 %
<b>343</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>39.535</b>	<b>105</b>	<b>1</b>	<b>39.641</b>	<b>88 %</b>	<b>86 %</b>
343	0	0	39.535	105	1	39.641	88 %	86 %
<b>8.519</b>	<b>3.061</b>	<b>1.066</b>	<b>190.860</b>	<b>2.234</b>	<b>31</b>	<b>193.125</b>	<b>96 %</b>	<b>87 %</b>
232	4	0	20.152	175	0	20.327	100 %	99 %
65	6	0	8.756	70	0	8.826	95 %	89 %
0	0	0	2.792	12	0	2.804	99 %	99 %
0	0	0	3.390	33	1	3.424	93 %	44 %
0	0	0	2.547	6	0	2.553	100 %	87 %
0	0	0	3.456	20	0	3.476	95 %	88 %
0	0	0	6.797	50	0	6.847	99 %	98 %
0	0	0	2.825	16	1	2.842	99 %	52 %
0	0	0	3.752	26	0	3.778	95 %	44 %
0	0	0	1.743	7	0	1.750	99 %	97 %
0	0	0	2.378	15	0	2.393	97 %	87 %
0	0	0	6.110	37	0	6.147	99 %	97 %
0	0	0	4.193	55	0	4.248	92 %	84 %
0	0	0	1.705	18	0	1.723	98 %	86 %
0	0	0	3.024	27	0	3.051	99 %	96 %
0	0	0	2.965	16	0	2.981	96 %	96 %
0	0	0	637	1	0	638	93 %	84 %
3	0	0	5.156	51	0	5.207	100 %	99 %
0	0	0	2.855	17	0	2.872	99 %	91 %
0	0	0	2.540	9	0	2.549	99 %	99 %
0	0	0	1.116	6	0	1.122	99 %	91 %
8.219	3.051	1.066	101.971	1.567	29	103.567	94 %	89 %
<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.310</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.310</b>	<b>98 %</b>	<b>10 %</b>
0	0	0	137	0	0	137	89 %	4 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Istmina	6.418	6.418	151	11	0
Quibdó	28.073	28.073	3.304	324	6
Tadó	3.134	3.134	0	0	0
Unión Panamericana	1.398	765	377	0	0
<b>Córdoba (30)</b>	<b>241.604</b>	<b>225.187</b>	<b>119.721</b>	<b>56.492</b>	<b>19.919</b>
Ayapel	6.269	5.369	2.559	1.744	50
Buenavista	2.131	1.644	1.082	239	1
Canalete	888	878	654	5	0
Cereté	17.002	16.475	6.404	6.956	1.393
Chimá	738	717	523	108	0
Chinú	6.586	6.403	3.392	1.957	644
Ciénaga de Oro	6.326	6.163	3.769	1.580	334
Cotorra	2.146	1.852	1.509	6	1
La Apartada	2.901	2.765	164	1.618	0
Lorica	14.652	11.623	6.758	2.985	613
Los Córdoba	722	670	424	8	0
Momil	2.692	2.485	1.690	457	2
Montelíbano	17.386	14.873	7.247	3.187	2.491
Moñitos	2.692	1.594	712	7	0
Montería	98.791	95.997	54.791	21.939	11.002
Planeta Rica	10.146	9.723	4.234	4.097	1.334
Pueblo Nuevo	2.522	2.335	1.273	784	53
Puerto Escondido	840	776	449	28	0
Puerto Libertador	3.593	2.418	1.354	237	0
Purísima	2.061	2.002	1.044	475	14
Sahagún	13.735	13.459	5.542	5.039	1.834
San Andrés de Sotavento	2.172	2.035	1.064	706	52
San Antero	4.990	4.588	2.479	985	85
San Bernardo del Viento	2.172	2.059	1.154	193	5
San Carlos	1.316	1.178	840	75	1
San José de Uré	1.089	1.002	676	6	0
San Pelayo	2.621	2.476	1.395	624	9
Tierralta	7.453	6.972	3.855	184	0
Tuchín	1.272	1.080	845	31	1
Valencia	3.700	3.576	1.839	232	0
<b>Cundinamarca (111)</b>	<b>2.714.759</b>	<b>2.533.101</b>	<b>222.154</b>	<b>956.661</b>	<b>885.081</b>
Agua de Dios	4.284	3.459	731	2.447	163
Albán	741	467	34	329	25
Anapoima	1.662	1.557	1	203	693
Anolaima	1.080	0	159	397	130
Apulo	1.832	1.560	465	794	220
Arbeláez	2.477	2.159	23	1.572	395
Beltrán	183	138	85	39	0
Bituima	326	255	19	113	21
Bogotá	1.995.792	1.928.328	147.066	690.400	687.238
Bojacá	1.559	1.559	98	1.213	243
Cabrera	402	321	25	295	0
Cachipay	1.100	0	24	240	167
Cajicá	20.668	20.668	924	5.656	8.268
Caparrapí	865	865	115	276	4
Cáqueza	2.366	1.715	201	1.130	279
Chaguaní	448	383	28	314	4
Chía	31.617	31.617	1.012	11.490	10.675
Chipaque	874	650	7	203	366
Choachí	1.055	0	0	1.106	0

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
0	0	0	162	0	0	162	100%	3%
0	0	0	3.634	0	0	3.634	100%	13%
0	0	0	0	0	0	0	100%	0%
0	0	0	377	0	0	377	55%	27%
<b>5.596</b>	<b>2.175</b>	<b>1.574</b>	<b>205.477</b>	<b>2.374</b>	<b>55</b>	<b>207.906</b>	<b>93%</b>	<b>85%</b>
0	0	0	4.353	30	0	4.383	86%	69%
0	0	0	1.322	4	0	1.326	77%	62%
0	0	0	659	1	0	660	99%	74%
549	9	0	15.311	174	18	15.503	97%	90%
0	0	0	631	6	0	637	97%	86%
2	0	0	5.995	70	2	6.067	97%	91%
0	0	0	5.683	34	4	5.721	97%	90%
0	0	0	1.516	1	0	1.517	86%	71%
0	0	0	1.782	6	0	1.788	95%	61%
3	0	0	10.359	104	1	10.464	79%	71%
0	0	0	432	1	0	433	93%	60%
0	0	0	2.149	9	0	2.158	92%	80%
31	63	109	13.128	120	4	13.252	86%	76%
0	0	0	719	1	0	720	59%	27%
4.596	2.103	1.465	95.896	1.319	19	97.234	97%	97%
44	0	0	9.709	141	3	9.853	96%	96%
0	0	0	2.110	24	1	2.135	93%	84%
0	0	0	477	2	0	479	92%	57%
0	0	0	1.591	4	0	1.595	67%	44%
0	0	0	1.533	6	0	1.539	97%	74%
371	0	0	12.786	190	3	12.979	98%	93%
0	0	0	1.822	26	0	1.848	94%	84%
0	0	0	3.549	45	0	3.594	92%	71%
0	0	0	1.352	1	0	1.353	95%	62%
0	0	0	916	3	0	919	90%	70%
0	0	0	682	0	0	682	92%	63%
0	0	0	2.028	23	0	2.051	94%	77%
0	0	0	4.039	11	0	4.050	94%	54%
0	0	0	877	11	0	888	85%	69%
0	0	0	2.071	7	0	2.078	97%	56%
<b>303.843</b>	<b>91.488</b>	<b>65.006</b>	<b>2.524.233</b>	<b>61.319</b>	<b>677</b>	<b>2.586.229</b>	<b>93%</b>	<b>93%</b>
1	0	0	3.342	28	0	3.370	81%	78%
0	0	0	388	0	0	388	63%	52%
568	92	0	1.557	32	0	1.589	94%	94%
0	0	0	686	8	0	694	0%	64%
0	0	0	1.479	10	0	1.489	85%	81%
91	5	0	2.086	27	0	2.113	87%	84%
0	0	0	124	0	0	124	75%	68%
0	0	0	153	2	0	155	78%	47%
258.699	85.459	62.366	1.931.228	50.816	533	1.982.577	97%	97%
5	0	0	1.559	99	0	1.658	100%	100%
0	0	0	320	7	0	327	80%	80%
0	0	0	431	1	0	432	0%	39%
4.328	970	492	20.638	477	17	21.132	100%	100%
0	0	0	395	0	0	395	100%	46%
2	0	0	1.612	79	0	1.691	72%	68%
0	0	0	346	1	0	347	85%	77%
5.389	1.820	1.191	31.577	1.045	4	32.626	100%	100%
0	0	0	576	47	0	623	74%	66%
0	0	0	1.106	16	0	1.122	0%	105%

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Chocontá	24.600	3.000	358	2.447	0
Cogua	2.514	2.514	481	1.310	509
Cota	4.451	4.451	50	1.291	2.104
Cucunubá	456	456	18	250	126
El Colegio	2.706	2.354	94	1.425	829
El Peñón	300	294	1	119	0
El Rosal	4.005	3.871	22	1.986	1.860
Facatativá	26.888	26.888	3.429	11.098	8.069
Fómeque	1.200	0	0	1.215	0
Fosca	880	578	102	425	5
Funza	22.502	22.502	2.101	5.289	14.850
Fúquene	265	265	1	126	84
Fusagasugá	43.508	41.517	1.080	11.419	14.441
Gachalá	580	150	0	0	0
Gachancipá	2.834	2.834	265	1.180	986
Gachetá	1.350	300	0	0	0
Gama	240	100	0	0	0
Girardot	31.820	28.689	4.308	11.073	7.972
Granada	658	458	0	0	0
Guachetá	1.642	1.642	348	662	537
Guaduas	6.686	6.063	1.327	3.888	318
Guasca	12.109	1.350	58	992	219
Guataquí	733	424	281	59	2
Guatavita	600	500	3	42	44
Guayabal de Siquima	657	399	23	314	54
Guayabetal	1.853	943	39	368	2
Jerusalén	358	272	82	164	1
La Calera	4.711	3.838	23	2.283	1.501
La Mesa	4.874	4.519	4	2.024	2.040
La Palma	778	700	100	346	8
La Peña	404	313	69	227	4
La Vega	2.432	2.134	3	933	795
Lenguazaque	906	906	30	678	113
Machetá	530	530	16	185	3
Madrid	31.847	28.099	1.115	10.325	12.501
Manta	314	314	6	94	1
Medina	1.195	1.182	130	994	35
Mosquera	35.095	35.095	2.632	11.290	16.814
Nariño	1.234	543	247	277	2
Nemocón	1.762	1.762	367	953	294
Nimaima	499	356	48	245	1
Nilo	1.346	736	81	611	15
Nocaima	739	580	21	371	172
Pacho	24.485	0	652	1.820	817
Paime	184	138	3	89	0
Pandi	758	551	13	481	3
Paratebueno	1.360	1.350	330	930	30
Pasca	926	790	111	489	161
Puerto Salgar	3.849	3.159	2.194	734	196
Pulí	373	313	161	104	0
Quipile	330	287	22	138	58
Quebradanegra	231	197	43	104	14
Quetame	2.286	720	29	542	50
Ricaurte	8.865	7.712	781	461	706
San Antonio del Tequendama	334	312	0	0	0

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
0	0	0	2.805	41	0	2.846	12 %	11 %
213	1	0	2.514	103	1	2.618	100 %	100 %
310	529	167	4.451	142	1	4.594	100 %	100 %
1	0	0	395	37	0	432	100 %	87 %
6	0	0	2.354	49	0	2.403	87 %	87 %
0	0	0	120	0	0	120	98 %	40 %
1	2	0	3.871	83	0	3.954	97 %	97 %
3.985	0	0	26.581	513	5	27.099	100 %	99 %
0	0	0	1.215	10	0	1.225	0 %	101 %
0	0	0	532	20	0	552	66 %	60 %
261	1	0	22.502	580	9	23.091	100 %	100 %
0	0	0	211	10	0	221	100 %	80 %
11.203	2.097	740	40.980	352	0	41.332	95 %	94 %
0	0	0	0	0	0	0	26 %	0 %
12	0	1	2.444	57	0	2.501	100 %	86 %
0	0	0	0	0	0	0	22 %	0 %
0	0	0	0	0	0	0	42 %	0 %
1.708	188	0	25.249	400	4	25.653	90 %	79 %
0	0	0	0	0	0	0	70 %	0 %
0	0	0	1.547	24	0	1.571	100 %	94 %
178	0	0	5.711	58	1	5.770	91 %	85 %
0	0	0	1.269	20	0	1.289	11 %	10 %
0	0	0	342	2	0	344	58 %	47 %
0	0	0	89	0	0	89	83 %	15 %
0	0	0	391	3	0	394	61 %	60 %
0	0	0	409	37	0	446	51 %	22 %
0	0	0	247	1	0	248	76 %	69 %
86	0	0	3.893	85	0	3.978	81 %	83 %
451	0	0	4.519	52	0	4.571	93 %	93 %
0	0	0	454	0	0	454	90 %	58 %
0	0	0	300	2	0	302	77 %	74 %
341	1	0	2.073	36	0	2.109	88 %	85 %
1	0	0	822	14	0	836	100 %	91 %
0	0	0	204	0	0	204	100 %	38 %
2.602	1	1	26.545	484	7	27.036	88 %	83 %
0	0	0	101	0	0	101	100 %	32 %
0	0	0	1.159	20	0	1.179	99 %	97 %
4.319	38	2	35.095	698	26	35.819	100 %	100 %
0	0	0	526	3	0	529	44 %	43 %
86	0	0	1.700	65	0	1.765	100 %	96 %
0	0	0	294	2	0	296	71 %	59 %
4	0	0	711	5	0	716	55 %	53 %
0	0	0	564	6	0	570	78 %	76 %
105	0	0	3.394	33	0	3.427	0 %	14 %
0	0	0	92	0	0	92	75 %	50 %
0	0	0	497	5	0	502	73 %	66 %
2	1	0	1.293	27	1	1.321	99 %	95 %
0	0	0	761	11	0	772	85 %	82 %
0	0	0	3.124	27	0	3.151	82 %	81 %
0	0	0	265	0	0	265	84 %	71 %
0	0	0	218	1	0	219	87 %	66 %
0	0	0	161	1	0	162	85 %	70 %
0	0	0	621	50	0	671	31 %	27 %
3.206	244	0	5.398	38	1	5.437	87 %	61 %
0	0	0	0	0	0	0	93 %	0 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
San Bernardo	1.878	992	116	692	115
San Francisco	1.754	1.440	13	477	892
San Juan de Río Seco	2.133	1.690	132	1.048	258
Sasaima	1.169	768	22	498	192
Sesquilé	850	850	27	526	25
Sibaté	7.724	7.472	473	5.800	1.197
Silvania	3.089	2.486	114	1.303	796
Simijaca	2.087	2.087	422	971	689
Soacha	194.653	190.548	36.038	95.049	59.106
Sopó	4.488	4.488	469	2.191	1.731
Subachoque	2.057	2.057	15	887	829
Supatá	964	682	7	355	186
Susa	675	675	45	313	151
Sutatausa	394	394	4	156	233
Tabio	3.737	3.737	209	1.420	1.577
Tausa	354	354	40	154	82
Tena	1.156	861	0	0	0
Tenjo	1.922	1.922	12	1.177	564
Tibacuy	528	442	15	385	3
Tibirita	256	256	13	140	21
Tocaima	4.606	4.157	952	2.046	796
Tocancipá	7.681	7.681	454	2.914	3.544
Topaipí	310	310	34	111	0
Ubaqué	326	0	0	399	0
Une	1.174	968	17	697	102
Útica	1.287	875	322	425	0
Venecia	615	474	21	408	21
Vergara	642	496	122	372	2
Vianí	601	489	142	334	12
Villa de San Diego de Ubaté	7.551	7.551	1.533	3.791	2.010
Villagómez	200	200	12	130	0
Villeta	5.946	5.447	860	3.281	1.090
Villapinzón	19.742	1.000	36	776	112
Viotá	727	703	96	550	57
Yacopí	1.000	850	73	542	2
Zipacón	450	388	5	269	77
Zipaquirá	31.660	31.660	4.570	12.987	10.372
<b>Guaviare (1)</b>	<b>11.830</b>	<b>5.203</b>	<b>2.590</b>	<b>1.443</b>	<b>126</b>
San José del Guaviare	11.830	5.203	2.590	1.443	126
<b>La Guajira (15)</b>	<b>135.116</b>	<b>127.134</b>	<b>43.656</b>	<b>46.344</b>	<b>14.166</b>
Albania	3.540	3.147	820	881	0
Barrancas	6.670	6.159	1.449	2.967	858
Dibulla	4.981	4.651	1.169	2.449	3
Distraacción	2.342	2.283	599	1.169	201
El Molino	1.522	1.504	495	665	136
Fonseca	10.874	10.715	4.741	2.530	2.034
Hato Nuevo	3.706	3.658	916	1.070	483
La Jagua del Pilar	466	463	222	225	0
Maicao	28.957	26.530	6.068	11.694	3.136
Manaure	2.526	2.027	392	879	180
Riohacha	47.777	45.315	19.862	13.837	4.680
San Juan	10.823	10.304	3.538	3.183	1.638
Uribia	2.661	2.358	732	925	33
Urumita	2.143	2.132	904	1.040	8
Villanueva	6.128	5.888	1.749	2.830	776

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
1	0	0	924	4	0	928	53%	49%
3	0	0	1.385	1	0	1.386	82%	79%
1	0	0	1.439	10	0	1.449	79%	67%
1	0	0	713	4	0	717	66%	61%
0	0	0	578	0	0	578	100%	68%
1	1	0	7.472	185	10	7.667	97%	97%
117	0	0	2.330	32	1	2.363	80%	75%
5	0	0	2.087	80	3	2.170	100%	100%
349	6	0	190.548	1.977	29	192.554	98%	98%
73	0	24	4.488	172	2	4.662	100%	100%
11	3	2	1.747	61	0	1.808	100%	85%
1	0	0	549	3	0	552	71%	57%
0	0	0	509	24	0	533	100%	75%
1	0	0	394	21	0	415	100%	100%
361	15	0	3.582	151	0	3.733	100%	96%
3	0	0	279	14	0	293	100%	79%
0	0	0	0	0	0	0	74%	0%
40	0	0	1.793	72	0	1.865	100%	93%
0	0	0	403	4	0	407	84%	76%
0	0	0	174	0	0	174	100%	68%
1	0	0	3.795	59	0	3.854	90%	82%
768	0	1	7.681	188	15	7.884	100%	100%
0	0	0	145	0	0	145	100%	47%
0	0	0	399	4	0	403	0%	122%
0	0	0	816	68	0	884	82%	70%
0	0	0	747	4	0	751	68%	58%
0	0	0	450	2	0	452	77%	73%
0	0	0	496	1	0	497	77%	77%
0	0	0	488	2	0	490	81%	81%
174	0	15	7.523	309	3	7.835	100%	100%
0	0	0	142	0	0	142	100%	71%
81	1	0	5.313	71	0	5.384	92%	89%
0	0	0	924	20	0	944	5%	5%
0	0	0	703	4	0	707	97%	97%
0	0	0	617	0	0	617	85%	62%
3	0	0	354	19	0	373	86%	79%
3.684	13	4	31.630	851	4	32.485	100%	100%
<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.159</b>	<b>53</b>	<b>0</b>	<b>4.212</b>	<b>44%</b>	<b>35%</b>
0	0	0	4.159	53	0	4.212	44%	35%
<b>2.081</b>	<b>274</b>	<b>1</b>	<b>106.522</b>	<b>1.246</b>	<b>592</b>	<b>108.360</b>	<b>94%</b>	<b>79%</b>
0	0	0	1.701	22	525	2.248	89%	48%
0	0	0	5.274	52	0	5.326	92%	79%
0	0	0	3.621	65	3	3.689	93%	73%
2	0	0	1.971	16	2	1.989	97%	84%
0	0	0	1.296	6	0	1.302	99%	85%
51	0	0	9.356	74	5	9.435	99%	86%
299	0	0	2.768	50	1	2.819	99%	75%
0	0	0	447	5	0	452	99%	96%
348	0	0	21.246	246	14	21.506	92%	73%
0	0	0	1.451	37	1	1.489	80%	57%
1.318	274	1	39.972	511	27	40.510	95%	84%
47	0	0	8.406	58	5	8.469	95%	78%
0	0	0	1.690	38	6	1.734	89%	64%
0	0	0	1.952	16	1	1.969	99%	91%
16	0	0	5.371	50	2	5.423	96%	88%

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
<b>Huila (26)</b>	<b>249.417</b>	<b>228.146</b>	<b>79.671</b>	<b>108.006</b>	<b>22.882</b>
Agrado	1.673	1.663	1.236	399	7
Aipe	4.244	3.917	1.475	2.169	122
Algeciras	4.547	3.884	1.861	1.826	78
Altamira	866	830	129	638	7
Baraya	1.241	1.151	758	289	45
Campoalegre	8.575	7.995	4.176	3.235	501
El Pital	1.755	1.660	726	544	20
Garzón	14.947	14.248	4.153	7.554	1.935
Gigante	6.349	5.967	2.256	3.560	116
Guadalupe	2.300	2.154	1.001	1.061	58
Hobo	2.277	1.968	960	794	2
La Plata	9.083	8.402	2.687	4.503	1.109
Neiva	128.763	113.904	29.442	57.710	14.078
Paicol	1.069	934	197	628	103
Palermo	6.239	5.676	1.747	2.744	479
Pitalito	23.925	23.774	11.925	8.599	3.035
Rivera	6.674	6.191	1.684	3.846	461
San Agustín	2.925	2.909	787	1.001	233
Suaza	2.923	2.900	1.542	803	35
Tarqui	3.952	3.765	2.748	711	7
Tello	2.394	2.238	1.561	596	73
Teruel	1.531	1.467	397	815	107
Tesalia	2.875	2.627	1.938	636	32
Timaná	3.970	3.950	2.513	1.385	70
Villavieja	2.121	1.960	1.295	653	1
Yaguará	2.199	2.012	477	1.307	168
<b>Magdalena (30)</b>	<b>278.597</b>	<b>269.429</b>	<b>94.378</b>	<b>64.948</b>	<b>42.869</b>
Algarrobo	2.931	2.889	1.542	15	0
Aracataca	7.802	7.522	2.611	4.049	1
Ariguani	6.671	6.426	2.788	1.771	0
Cerro de San Antonio	1.762	1.740	1.028	101	0
Chibolo	2.704	2.651	1.041	115	0
Ciénaga	22.694	21.999	7.583	8.801	2.402
Concordia	2.773	2.746	1.738	0	0
El Banco	7.773	7.568	4.035	2.023	550
El Piñón	3.262	3.234	1.897	281	0
El Retén	3.201	3.181	2.390	407	0
Fundación	15.146	14.784	9.304	3.427	942
Guamal	2.504	2.464	1.915	0	0
Nueva Granada	1.389	1.371	938	0	0
Pedraza	1.593	1.563	987	65	0
Pijíño del Carmen	1.448	1.432	1.045	0	0
Pivijay	7.354	7.295	2.935	2.098	222
Plato	10.692	9.192	2.903	1.739	577
Pueblo Viejo	3.452	3.247	1.967	602	1
Remolino	1.053	1.038	369	405	0
Sabanas de San Ángel	1.036	1.033	645	20	0
Salamina	2.558	2.507	1.121	795	28
San Zenón	963	960	702	0	0
Santa Bárbara de Pinto	1.908	1.895	1.224	0	0
Sebastián de Buenavista	1.884	1.858	1.391	0	0
Santa Ana	4.008	3.768	2.126	989	12
Santa Marta - Rodadero	142.122	137.619	27.120	34.796	38.126
Sitionuevo	3.932	3.844	2.959	160	0

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
<b>8.447</b>	<b>1.751</b>	<b>113</b>	<b>220.870</b>	<b>2.085</b>	<b>29</b>	<b>222.984</b>	<b>91 %</b>	<b>89 %</b>
0	0	0	1.642	1	0	1.643	99 %	98 %
2	0	0	3.768	25	0	3.793	92 %	89 %
0	0	0	3.765	23	0	3.788	85 %	83 %
0	0	0	774	0	0	774	96 %	89 %
0	0	0	1.092	11	0	1.103	93 %	88 %
0	0	0	7.912	37	2	7.951	93 %	92 %
0	0	0	1.290	3	0	1.293	95 %	74 %
254	1	0	13.897	79	0	13.976	95 %	93 %
2	0	0	5.934	33	0	5.967	94 %	93 %
0	0	0	2.120	6	0	2.126	94 %	92 %
0	0	0	1.756	15	0	1.771	86 %	77 %
5	0	0	8.304	92	0	8.396	93 %	91 %
7.988	1.748	112	111.078	1.448	25	112.551	88 %	86 %
0	0	0	928	12	0	940	87 %	87 %
4	0	0	4.974	58	1	5.033	91 %	80 %
66	1	0	23.626	51	0	23.677	99 %	99 %
124	1	1	6.117	81	1	6.199	93 %	92 %
0	0	0	2.021	4	0	2.025	99 %	69 %
0	0	0	2.380	3	0	2.383	99 %	81 %
1	0	0	3.467	5	0	3.472	95 %	88 %
0	0	0	2.230	8	0	2.238	93 %	93 %
0	0	0	1.319	12	0	1.331	96 %	86 %
1	0	0	2.607	24	0	2.631	91 %	91 %
0	0	0	3.968	7	0	3.975	99 %	100 %
0	0	0	1.949	14	0	1.963	92 %	92 %
0	0	0	1.952	33	0	1.985	91 %	89 %
<b>10.432</b>	<b>5.008</b>	<b>10.382</b>	<b>228.017</b>	<b>2.915</b>	<b>258</b>	<b>231.190</b>	<b>97 %</b>	<b>82 %</b>
0	0	0	1.557	3	0	1.560	99 %	53 %
0	0	0	6.661	42	1	6.704	96 %	85 %
0	0	0	4.559	1	1	4.561	96 %	68 %
0	0	0	1.129	3	0	1.132	99 %	64 %
0	0	0	1.156	4	0	1.160	98 %	43 %
20	0	0	18.806	228	41	19.075	97 %	83 %
0	0	0	1.738	6	0	1.744	99 %	63 %
20	0	0	6.628	68	0	6.696	97 %	85 %
0	0	0	2.178	3	0	2.181	99 %	67 %
0	0	0	2.797	10	1	2.808	99 %	87 %
48	0	0	13.721	165	5	13.891	98 %	91 %
0	0	0	1.915	1	0	1.916	98 %	76 %
0	0	0	938	0	1	939	99 %	68 %
0	0	0	1.052	0	0	1.052	98 %	66 %
0	0	0	1.045	0	0	1.045	99 %	72 %
0	0	0	5.255	21	0	5.276	99 %	71 %
0	0	0	5.219	13	1	5.233	86 %	49 %
0	0	0	2.570	29	0	2.599	94 %	74 %
0	0	0	774	5	0	779	99 %	74 %
0	0	0	665	0	0	665	100 %	64 %
0	0	0	1.944	9	0	1.953	98 %	76 %
0	0	0	702	0	0	702	100 %	73 %
0	0	0	1.224	0	0	1.224	99 %	64 %
0	0	0	1.391	0	0	1.391	99 %	74 %
0	0	0	3.127	21	1	3.149	94 %	78 %
10.344	5.008	10.382	125.776	2.198	97	128.071	97 %	88 %
0	0	0	3.119	23	1	3.143	98 %	79 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Tenerife	2.328	2.306	1.101	117	0
Zapayán	875	866	580	0	0
Zona Bananera	10.779	10.431	6.393	2.172	8
<b>Meta (21)</b>	<b>251.756</b>	<b>220.763</b>	<b>50.042</b>	<b>75.445</b>	<b>64.154</b>
Acacias	36.572	26.451	5.572	12.118	5.381
Barranca de Upiá	1.485	1.380	979	314	1
Cabuyaro	1.523	1.005	720	159	0
Castilla	2.215	1.723	558	448	704
Cubarral	2.090	1.435	790	574	8
Cumaral	5.935	5.056	919	2.671	966
El Castillo	1.726	1.032	733	248	1
El Dorado	1.226	872	518	75	0
Fuente de Oro	2.184	1.312	420	792	14
Granada	15.737	13.008	2.895	7.592	1.855
Guamal	3.065	3.001	580	1.288	301
Puerto Concordia	2.657	601	402	20	0
Puerto Gaitán	2.209	1.857	609	786	27
Puerto Lleras	1.171	928	299	403	0
Puerto López	7.311	4.300	1.587	2.354	158
Puerto Rico	1.704	1.203	954	198	1
Restrepo	5.407	5.315	1.254	2.074	1.464
San Carlos de Guaroa	2.714	1.906	1.272	560	3
San Juan de Arama	1.511	1.031	376	616	1
San Martín	5.420	5.077	672	2.370	640
Villavicencio	147.894	142.270	27.933	39.785	52.629
Nariño (1)	104.398	44.300	7.888	10.363	2.038
Pasto	104.398	44.300	7.888	10.363	2.038
<b>Norte de Santander (12)</b>	<b>276.496</b>	<b>251.715</b>	<b>58.869</b>	<b>87.239</b>	<b>32.154</b>
Chitagá	1.777	1.716	375	844	1
Cúcuta	159.541	154.152	33.486	54.263	20.371
El Zulia	4.096	4.039	640	1.660	250
Labateca	701	651	107	403	0
Los Patios	22.449	20.768	1.297	9.895	2.120
Ocaña	34.272	29.918	13.698	8.763	3.939
Pamplona	14.127	12.697	1.725	3.539	2.058
Sardinata	3.165	3.162	1.118	1.021	32
Silos	430	405	40	278	0
Tibú	5.295	1.600	21	707	1
Toledo	2.641	2.466	117	1.586	268
Villa del Rosario	28.002	20.141	6.245	4.280	3.114
<b>Putumayo (4)</b>	<b>18.719</b>	<b>18.256</b>	<b>7.305</b>	<b>2.678</b>	<b>174</b>
Mocoa	5.956	5.739	2.421	753	130
Puerto Asís	9.456	9.277	3.696	1.250	44
Puerto Caicedo	1.080	1.058	325	255	0
Villagarzón	2.227	2.182	863	420	0
<b>Quindío (8)</b>	<b>176.999</b>	<b>170.734</b>	<b>31.013</b>	<b>57.436</b>	<b>31.937</b>
Armenia	113.325	109.055	19.767	25.661	24.010
Calarcá	21.147	20.807	2.366	10.265	3.860
Circasia	8.382	8.092	2.277	3.106	1.134
Filandia	2.847	2.720	527	1.544	383
La Tebaida	9.537	9.168	1.765	5.661	359
Montenegro	11.140	10.705	3.027	5.084	955
Quimbaya	8.957	8.637	1.079	5.199	1.061
Salento	1.664	1.550	205	916	175

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
0	0	0	1.218	2	0	1.220	99 %	52 %
0	0	0	580	0	1	581	99 %	66 %
0	0	0	8.573	60	107	8.740	97 %	80 %
<b>11.918</b>	<b>4.113</b>	<b>858</b>	<b>206.530</b>	<b>7.591</b>	<b>14</b>	<b>214.135</b>	<b>88 %</b>	<b>82 %</b>
743	2	3	23.819	693	0	24.512	72 %	65 %
0	0	0	1.294	37	0	1.331	93 %	87 %
0	0	0	879	13	0	892	66 %	58 %
0	0	0	1.710	37	0	1.747	78 %	77 %
0	0	0	1.372	40	0	1.412	69 %	66 %
0	0	0	4.556	212	1	4.769	85 %	77 %
0	0	0	982	18	0	1.000	60 %	57 %
0	0	0	593	7	0	600	71 %	48 %
0	0	0	1.226	27	0	1.253	60 %	56 %
252	0	0	12.594	270	0	12.864	83 %	80 %
4	0	0	2.173	54	0	2.227	98 %	71 %
0	0	0	422	10	0	432	23 %	16 %
0	0	0	1.422	74	0	1.496	84 %	64 %
0	0	0	702	14	0	716	79 %	60 %
6	0	0	4.105	100	0	4.205	59 %	56 %
0	0	0	1.153	14	0	1.167	71 %	68 %
89	145	5	5.031	208	1	5.240	98 %	93 %
0	0	0	1.835	21	0	1.856	70 %	68 %
0	0	0	993	14	0	1.007	68 %	66 %
4	0	0	3.686	48	0	3.734	94 %	68 %
10.820	3.966	850	135.983	5.680	12	141.675	96 %	92 %
38	0	0	20.327	46	0	20.373	42 %	19 %
38	0	0	20.327	46	0	20.373	42 %	19 %
<b>11.079</b>	<b>750</b>	<b>33</b>	<b>190.124</b>	<b>761</b>	<b>12</b>	<b>190.897</b>	<b>91 %</b>	<b>69 %</b>
0	0	0	1.220	8	0	1.228	97 %	69 %
9.053	599	0	117.772	340	6	118.118	97 %	74 %
1	0	0	2.551	0	0	2.551	99 %	62 %
0	0	0	510	1	0	511	93 %	73 %
110	111	33	13.566	33	0	13.599	93 %	60 %
998	0	0	27.398	313	0	27.711	87 %	80 %
518	0	0	7.840	23	4	7.867	90 %	55 %
0	0	0	2.171	1	1	2.173	100 %	69 %
0	0	0	318	1	0	319	94 %	74 %
0	0	0	729	3	0	732	30 %	14 %
9	0	0	1.980	7	0	1.987	93 %	75 %
390	40	0	14.069	31	1	14.101	72 %	50 %
<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.157</b>	<b>17</b>	<b>0</b>	<b>10.174</b>	<b>96 %</b>	<b>55 %</b>
0	0	0	3.304	10	0	3.314	96 %	55 %
0	0	0	4.990	7	0	4.997	98 %	53 %
0	0	0	580	0	0	580	98 %	54 %
0	0	0	1.283	0	0	1.283	98 %	58 %
<b>10.730</b>	<b>8.013</b>	<b>1.434</b>	<b>140.563</b>	<b>2.421</b>	<b>67</b>	<b>143.051</b>	<b>96 %</b>	<b>79 %</b>
9.511	7.745	1.401	88.095	1.478	46	89.619	96 %	78 %
862	89	3	17.445	297	9	17.751	98 %	82 %
263	84	10	6.874	105	3	6.982	97 %	82 %
0	0	0	2.454	68	0	2.522	96 %	86 %
34	87	12	7.918	120	7	8.045	96 %	83 %
22	7	7	9.102	160	2	9.264	96 %	82 %
25	1	0	7.365	126	0	7.491	96 %	82 %
13	0	1	1.310	67	0	1.377	93 %	79 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
<b>Risaralda (12)</b>	<b>307.634</b>	<b>285.961</b>	<b>36.924</b>	<b>81.939</b>	<b>63.326</b>
Apía	2.403	2.352	217	646	556
Balboa	573	440	58	132	188
Belén de Umbría	4.613	4.559	111	1.668	1.055
Dosquebradas	80.719	76.220	7.984	23.711	25.457
Guática	2.585	2.519	363	1.004	234
La Celia	1.203	1.002	206	453	250
La Virginia	10.212	9.373	2.408	2.252	2.915
Marsella	3.416	3.127	526	1.531	439
Pereira	174.655	160.942	22.991	41.985	24.719
Quinchía	3.304	3.177	420	575	803
Santa Rosa de Cabal	21.639	19.977	1.457	7.420	6.132
Santuario	2.312	2.273	183	562	578
<b>Santander (40)</b>	<b>490.997</b>	<b>429.017</b>	<b>68.561</b>	<b>122.852</b>	<b>113.678</b>
Aguada	200	200	6	184	1
Albania	108	101	3	91	4
Barbosa	7.574	5.611	276	2.875	2.346
Barrancabermeja	53.189	52.980	13.921	18.317	8.950
Bolívar	3.908	362	25	236	101
Bucaramanga	151.622	151.494	14.700	23.481	39.819
Charta	262	262	121	71	0
Chipatá	1.465	1.151	23	321	37
Curití	2.098	1.549	433	934	107
El Carmen de Chucurí	701	701	250	435	14
El Peñón	529	529	147	375	7
Florián	438	393	51	330	10
Floridablanca	93.899	90.224	10.791	31.410	22.793
Girón	39.356	39.327	13.212	12.668	10.780
Guavatá	600	600	35	560	0
Güepsa	1.085	1.085	652	389	22
Jesús María	943	618	14	559	45
La Belleza	591	580	93	375	9
La Paz	539	539	257	190	3
Lebrija	5.210	5.112	1.500	1.836	1.461
Páramo	606	495	63	288	67
Piedecuesta	39.978	39.381	2.156	12.404	20.620
Pinchote	598	487	54	275	46
Puente Nacional	1.600	1.590	201	835	496
Puerto Parra	1.500	200	383	368	0
San Gil	12.544	4.902	82	1.318	2.284
Socorro	7.097	4.125	310	2.199	616
Puerto Olaya	2.969	709	0	0	0
Puerto Wilches	37.075	6.012	4.332	1.200	323
Río Negro	1.158	1.158	529	606	0
Sabana de Torres	4.990	4.981	1.546	2.035	1.216
San Benito	276	276	113	160	0
San Vicente de Chucurí	3.690	3.690	1.061	2.276	297
Suaita	1.002	1.002	122	566	220
Sucre	2.959	287	28	163	36
Tona	350	350	98	236	8
Valle de San José	733	395	54	254	61
Vélez	5.372	4.465	769	1.313	796
Vetas	201	201	21	73	0
Villanueva	1.982	893	129	646	83

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
<b>26.595</b>	<b>10.895</b>	<b>6.645</b>	<b>226.324</b>	<b>3.692</b>	<b>103</b>	<b>230.119</b>	<b>93 %</b>	<b>74 %</b>
7	0	0	1.426	14	1	1.441	98 %	59 %
2	0	0	380	12	0	392	77 %	66 %
149	0	0	2.983	37	0	3.020	99 %	65 %
6.373	52	5	63.582	817	47	64.446	94 %	79 %
0	0	0	1.601	16	1	1.618	97 %	62 %
2	0	0	911	28	0	939	83 %	76 %
131	0	0	7.706	146	2	7.854	92 %	75 %
7	0	0	2.503	61	0	2.564	92 %	73 %
19.015	10.664	6.628	126.002	2.201	47	128.250	92 %	72 %
8	0	0	1.806	20	1	1.827	96 %	55 %
894	179	12	16.094	317	4	16.415	92 %	74 %
7	0	0	1.330	23	0	1.353	98 %	58 %
<b>81.812</b>	<b>13.861</b>	<b>11.061</b>	<b>411.825</b>	<b>8.422</b>	<b>78</b>	<b>420.325</b>	<b>87 %</b>	<b>84 %</b>
0	0	0	191	0	0	191	100 %	96 %
3	0	0	101	9	0	110	94 %	94 %
14	0	0	5.511	130	0	5.641	74 %	73 %
8.152	677	1	50.018	915	2	50.935	100 %	94 %
0	0	0	362	9	0	371	9 %	9 %
53.821	5.650	9.273	146.744	4.690	29	151.463	100 %	97 %
0	0	0	192	0	0	192	100 %	73 %
0	0	0	381	3	0	384	79 %	26 %
0	0	0	1.474	10	0	1.484	74 %	70 %
0	0	0	699	5	0	704	100 %	100 %
0	0	0	529	0	0	529	100 %	100 %
2	0	0	393	14	0	407	90 %	90 %
14.488	7.362	1.668	88.512	900	17	89.429	96 %	94 %
1.944	12	4	38.620	616	25	39.261	100 %	98 %
0	0	0	595	3	0	598	100 %	99 %
3	0	0	1.066	14	0	1.080	100 %	98 %
0	0	0	618	9	0	627	66 %	66 %
14	0	0	491	27	0	518	98 %	83 %
0	0	0	450	0	0	450	100 %	83 %
44	0	0	4.841	112	0	4.953	98 %	93 %
0	0	0	418	4	0	422	82 %	69 %
3.021	150	115	38.466	597	4	39.067	99 %	96 %
0	0	0	375	2	0	377	81 %	63 %
0	0	0	1.532	57	0	1.589	99 %	96 %
0	0	0	751	20	1	772	13 %	50 %
236	0	0	3.920	8	0	3.928	39 %	31 %
69	10	0	3.204	30	0	3.234	58 %	45 %
0	0	0	0	0	0	0	24 %	0 %
0	0	0	5.855	81	0	5.936	16 %	16 %
0	0	0	1.135	0	0	1.135	100 %	98 %
0	0	0	4.797	91	0	4.888	100 %	96 %
0	0	0	273	0	0	273	100 %	99 %
0	0	0	3.634	48	0	3.682	100 %	98 %
0	0	0	908	9	0	917	100 %	91 %
0	0	0	227	5	0	232	10 %	8 %
0	0	0	342	0	0	342	100 %	98 %
0	0	0	369	1	0	370	54 %	50 %
1	0	0	2.879	0	0	2.879	83 %	54 %
0	0	0	94	1	0	95	100 %	47 %
0	0	0	858	2	0	860	45 %	43 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
<b>Sucre (23)</b>	<b>155.913</b>	<b>148.871</b>	<b>83.220</b>	<b>41.754</b>	<b>9.295</b>
Buenavista	2.131	1.644	1.407	270	0
Caimito	980	954	671	14	0
Chalán	739	692	526	3	0
Colosó	1.036	1.015	589	0	0
Corozal	15.477	15.225	7.387	5.774	437
Coveñas	4.294	3.901	1.666	1.325	104
El Roble	830	829	615	4	0
Galeras	3.315	3.256	2.146	695	75
La Unión	1.412	1.355	821	122	0
Los Palmitos	2.932	2.903	1.844	653	0
Morroa	2.674	2.508	1.687	610	40
Ovejas	2.968	2.676	1.548	703	52
Palmito	1.181	1.070	775	1	0
Sampués	5.887	5.459	3.144	1.682	138
San Benito Abad	2.802	2.691	1.806	0	0
San Pedro	4.116	3.871	2.598	699	44
San Juan de Betulia	2.394	2.362	1.346	787	20
San Marcos	8.248	7.950	3.624	2.493	977
San Onofre	5.568	4.906	2.759	1.157	224
Sincé	6.997	6.863	4.815	1.084	366
Sincelejo	71.921	69.004	37.662	21.130	6.075
Tolú	6.397	6.154	2.769	2.116	730
Toluviejo	1.614	1.583	1.015	432	13
<b>Tolima (42)</b>	<b>360.060</b>	<b>294.123</b>	<b>71.331</b>	<b>136.711</b>	<b>56.821</b>
Alvarado	1.483	1.308	318	808	5
Ambalema	2.227	1.939	1.155	630	78
Anzoátegui	651	651	274	266	2
Armero Guayabal	3.712	3.315	1.744	1.465	13
Cajamarca	3.237	2.692	356	1.763	562
Carmen de Apicalá	3.617	3.101	477	2.020	468
Casabianca	2.371	1.097	281	341	0
Chaparral	8.588	7.627	3.377	3.210	964
Coello	1.530	1.471	481	760	35
Coyaima	2.092	134	8	126	0
Cunday	1.416	844	276	466	8
Dolores	1.688	987	274	366	23
Espinal	21.255	18.938	4.411	10.405	3.369
Falan	7.015	950	482	438	3
Flandes	14.314	10.442	226	3.993	3.760
Fresno	5.278	5.137	1.406	2.743	934
Guamo	7.742	7.275	2.858	3.839	235
Herveo	1.666	1.591	409	1.040	8
Honda	8.165	6.936	2.098	3.939	645
Ibagué	153.243	150.360	25.182	66.379	39.329
Icononzo	1.394	1.270	422	831	9
Lérida	5.894	5.605	1.741	3.638	118
Libano	7.955	7.674	1.022	4.427	1.884
Mariquita	9.873	9.387	4.419	4.218	603
Melgar	10.395	9.663	1.737	4.305	2.699
Murillo	795	542	260	204	12
Natagaima	2.971	2.530	919	1.290	214
Ortega	2.672	2.071	539	1.269	210
Palocabildo	4.698	1.300	555	568	104
Piedras	1.651	1.576	787	601	0

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
<b>3.856</b>	<b>651</b>	<b>318</b>	<b>139.094</b>	<b>1.807</b>	<b>39</b>	<b>140.940</b>	<b>95 %</b>	<b>89 %</b>
0	0	0	1.677	14	0	1.691	77 %	79 %
0	0	0	685	0	0	685	97 %	70 %
0	0	0	529	2	0	531	94 %	72 %
0	0	0	589	0	0	589	98 %	57 %
165	13	0	13.776	123	4	13.903	98 %	89 %
0	0	0	3.095	183	2	3.280	91 %	72 %
0	0	0	619	0	0	619	100 %	75 %
0	0	0	2.916	15	0	2.931	98 %	88 %
0	0	0	943	2	0	945	96 %	67 %
0	0	0	2.497	21	0	2.518	99 %	85 %
0	0	0	2.337	26	0	2.363	94 %	87 %
0	0	0	2.303	19	0	2.322	90 %	78 %
0	0	0	776	3	0	779	91 %	66 %
59	0	0	5.023	41	3	5.067	93 %	85 %
0	0	0	1.806	0	0	1.806	96 %	64 %
0	0	0	3.341	41	1	3.383	94 %	81 %
0	0	0	2.153	15	0	2.168	99 %	90 %
1	0	0	7.095	100	2	7.197	96 %	86 %
8	0	0	4.148	26	0	4.174	88 %	74 %
35	0	0	6.300	56	1	6.357	98 %	90 %
3.410	638	318	69.233	959	22	70.214	96 %	96 %
178	0	0	5.793	143	0	5.936	96 %	91 %
0	0	0	1.460	18	4	1.482	98 %	90 %
<b>14.466</b>	<b>2.383</b>	<b>415</b>	<b>282.127</b>	<b>3.458</b>	<b>81</b>	<b>285.666</b>	<b>82 %</b>	<b>78 %</b>
0	0	0	1.131	8	1	1.140	88 %	76 %
0	0	0	1.863	8	1	1.872	87 %	84 %
0	0	0	542	0	0	542	100 %	83 %
0	0	0	3.222	22	2	3.246	89 %	87 %
0	0	0	2.681	38	0	2.719	83 %	83 %
70	34	0	3.069	50	1	3.120	86 %	85 %
0	0	0	622	4	0	626	46 %	26 %
3	0	0	7.554	70	1	7.625	89 %	88 %
3	0	0	1.279	5	0	1.284	96 %	84 %
0	0	0	134	19	1	154	6 %	6 %
0	0	0	750	7	0	757	60 %	53 %
0	0	0	663	7	0	670	58 %	39 %
578	1	1	18.765	180	14	18.959	89 %	88 %
0	0	0	923	4	0	927	14 %	13 %
3	0	0	7.982	53	1	8.036	73 %	56 %
1	0	0	5.084	56	0	5.140	97 %	96 %
10	0	0	6.942	46	1	6.989	94 %	90 %
0	0	0	1.457	13	0	1.470	95 %	87 %
133	1	0	6.816	77	1	6.894	85 %	83 %
13.008	2.148	405	146.451	2.126	52	148.629	98 %	96 %
0	0	0	1.262	19	0	1.281	91 %	91 %
0	0	0	5.497	42	1	5.540	95 %	93 %
298	0	2	7.633	99	1	7.733	96 %	96 %
49	1	0	9.290	89	2	9.381	95 %	94 %
281	198	7	9.227	226	0	9.453	93 %	89 %
0	0	0	476	7	0	483	68 %	60 %
0	0	0	2.423	6	1	2.430	85 %	82 %
0	0	0	2.018	11	0	2.029	78 %	76 %
0	0	0	1.227	9	0	1.236	28 %	26 %
0	0	0	1.388	6	0	1.394	95 %	84 %

USUARIOS DE  
GAS NATURAL  
EN COLOMBIA  
2017

	POTENCIAL	RESIDENCIAL ANILLADOS	1	2	3
Prado	8.761	2.000	1.044	570	2
Purificación	33.696	7.529	4.398	2.214	153
Rovira	2.771	2.650	1.697	692	87
Saldaña	3.589	3.141	1.222	1.767	133
San Antonio	1.581	1.260	520	615	93
San Luis	2.761	2.674	1.210	1.444	6
Santa Isabel	873	654	352	298	1
Suárez	607	533	189	303	0
Valle de San Juan	1.221	1.194	523	571	0
Venadillo	2.619	2.491	1.241	1.233	6
Villarrica	854	445	171	139	1
Villa Hermosa	1.139	1.139	270	517	45
Andalucía	5.544	5.544	774	3.856	83
Ansermanuevo	4.963	3.608	1.070	1.573	268
Bolívar	4.208	2.124	728	730	111
Buenaventura	74.843	72.146	35.495	10.202	5.292
Buga	36.409	36.409	6.524	15.901	5.624
Bugalagrande	5.526	4.946	1.152	1.862	527
Caicedonia	8.891	6.927	142	3.438	2.082
Cali	645.993	645.993	97.950	170.183	179.067
Candelaria	25.743	25.743	7.163	10.455	4.694
Cartago	39.706	39.706	4.613	11.715	14.267
Cerrito	15.844	15.844	5.018	7.816	573
Dagua	13.949	4.677	248	221	50
Darién	5.108	4.308	848	1.956	190
El Dovio	2.950	2.280	611	768	79
Florida	15.318	15.318	6.933	5.302	1.058
Ginebra	5.220	4.531	950	2.472	422
Guacarí	8.578	8.578	1.666	5.681	92
Jamundí	34.775	34.775	2.554	18.840	6.798
La Unión	9.118	9.118	5.228	2.494	382
La Victoria	4.161	3.824	1.391	1.770	72
Obando	3.791	2.674	1.090	1.073	10
Palmira	101.587	101.587	7.311	53.865	21.040
Pradera	11.976	11.976	3.853	5.274	1.246
Restrepo	4.292	2.949	155	412	240
Riofrío	4.064	3.004	1.076	910	113
Roldanillo	9.933	9.650	2.669	4.535	1.300
San Pedro	3.867	3.748	856	1.957	388
Sevilla	11.401	9.051	2.200	3.862	1.702
Toro	4.240	3.043	673	1.223	267
Trujillo	5.015	3.233	488	1.299	369
Tuluá	54.498	54.498	5.163	23.080	13.062
Ulloa	1.463	1.182	293	485	54
Versalles	2.519	1.377	309	311	325
Vijes	2.904	2.309	155	1.425	263
Yotoco	4.353	3.272	762	1.439	199
Yumbo	27.856	27.856	6.793	12.250	2.614
Zarzal	11.293	11.293	1.696	6.987	984

4	5	6	RESIDENCIAL CONECTADOS	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	COBERTURA RESIDENCIAL POTENCIAL	EFFECTIVA
6	0	0	1.622	13	0	1.635	23 %	19 %
18	0	0	6.783	31	0	6.814	22 %	20 %
0	0	0	2.476	7	0	2.483	96 %	89 %
5	0	0	3.127	22	0	3.149	88 %	87 %
0	0	0	1.228	7	0	1.235	80 %	78 %
0	0	0	2.660	18	0	2.678	97 %	96 %
0	0	0	651	6	0	657	75 %	75 %
0	0	0	492	2	0	494	88 %	81 %
0	0	0	1.094	7	0	1.101	98 %	90 %
0	0	0	2.480	26	0	2.506	95 %	95 %
0	0	0	311	3	0	314	52 %	36 %
0	0	0	832	9	0	841	100 %	73 %
1	159	0	4.873	30	1	4.904	100 %	88 %
0	0	0	2.911	19	0	2.930	73 %	59 %
0	0	1	1.570	7	0	1.577	50 %	37 %
715	0	0	51.704	130	6	51.840	96 %	69 %
1.911	838	10	30.808	456	15	31.279	100 %	85 %
0	0	0	3.541	39	0	3.580	90 %	64 %
192	10	0	5.864	98	0	5.962	78 %	66 %
65.981	49.635	16.805	579.621	11.225	250	591.096	100 %	90 %
0	0	0	22.312	177	23	22.512	100 %	87 %
3.002	516	158	34.271	309	6	34.586	100 %	86 %
6	0	0	13.413	149	4	13.566	100 %	85 %
0	0	0	519	5	0	524	34 %	4 %
4	14	15	3.027	31	0	3.058	84 %	59 %
0	0	0	1.458	12	0	1.470	77 %	49 %
0	0	0	13.293	83	1	13.377	100 %	87 %
17	0	0	3.861	49	1	3.911	87 %	74 %
0	0	0	7.439	52	2	7.493	100 %	87 %
4.581	318	284	33.375	332	7	33.714	100 %	96 %
0	0	0	8.104	89	2	8.195	100 %	89 %
0	0	0	3.233	27	0	3.260	92 %	78 %
0	0	0	2.173	15	0	2.188	71 %	57 %
6.487	846	44	89.593	932	48	90.573	100 %	88 %
1	0	0	10.374	90	0	10.464	100 %	87 %
0	0	0	807	3	0	810	69 %	19 %
0	0	0	2.099	8	1	2.108	74 %	52 %
82	0	0	8.586	78	1	8.665	97 %	86 %
10	0	0	3.211	21	4	3.236	97 %	83 %
68	0	0	7.832	107	2	7.941	79 %	69 %
0	0	0	2.163	10	0	2.173	72 %	51 %
0	0	0	2.156	18	0	2.174	64 %	43 %
2.699	2.153	20	46.177	537	6	46.720	100 %	85 %
0	0	0	832	2	0	834	81 %	57 %
0	0	0	945	9	0	954	55 %	38 %
2	0	0	1.845	8	1	1.854	80 %	64 %
2	0	0	2.402	9	0	2.411	75 %	55 %
18	9	15	21.699	382	72	22.153	100 %	78 %
6	0	0	9.673	99	2	9.774	100 %	86 %



Detalle de  
municipios  
sin gas  
natural

**MUNICIPIOS SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017**

Departamento / Municipio	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
<b>Amazonas (11)</b>	<b>31 %</b>	<b>60 %</b>	<b>44 %</b>	<b>24.981</b>	<b>21.969</b>	<b>45.163</b>
El Encanto*	ND	100 %	100 %	0	138	138
La Chorrera	ND	53 %	53 %	0	2.027	2.027
La Pedrera	ND	59 %	59 %	0	1.187	1.187
La Victoria*	ND	ND	100 %	ND	ND	ND
Leticia	31 %	54 %	38 %	23.194	9.256	32.450
Mirití - Paraná*	ND	100 %	100 %	0	13	13
Puerto Alegría*	ND	100 %	100 %	0	4	4
Puerto Arica	ND	72 %	72 %	0	1.343	1.343
Puerto Nariño	30 %	68 %	58 %	1.787	5.029	5.029
Puerto Santander*	ND	100 %	100 %	0	565	565
Tarapacá	ND	58 %	58 %	0	2.407	2.407
<b>Antioquia (26)</b>	<b>39 %</b>	<b>63 %</b>	<b>54 %</b>	<b>74.444</b>	<b>134.531</b>	<b>208.975</b>
Abriaquí	12 %	36 %	29 %	669	1.504	2.173
Alejandro	24 %	42 %	33 %	1.872	1.858	3.730
Angostura	26 %	61 %	55 %	2.061	10.310	12.371
Anorí	42 %	56 %	48 %	5.342	4.296	9.638
Anza	30 %	55 %	51 %	1.157	6.214	7.371
Argelia	26 %	48 %	39 %	2.810	4.013	6.823
Armenia	25 %	47 %	40 %	1.742	3.354	5.096
Briceño	44 %	59 %	55 %	2.190	5.763	7.953
Buriticá	28 %	79 %	70 %	1.065	5.407	6.472
Caicedo	31 %	72 %	64 %	1.456	6.213	7.669
Campamento	100 %	100 %	100 %	1.070	8.717	9.787
Ebéjico	20 %	47 %	43 %	2.118	10.195	12.313
Giraldo	32 %	53 %	47 %	1.205	2.941	4.146
Heliconia	31 %	37 %	34 %	2.828	3.739	6.567
La Pintada	38 %	33 %	38 %	5.991	1.006	6.997
Murindó	98 %	97 %	97 %	963	2.536	3.499
Nariño	25 %	38 %	34 %	2.498	6.545	9.043
Nechí	62 %	77 %	68 %	10.606	7.183	17.789
Peque	36 %	84 %	75 %	1.606	5.914	7.520
Remedios	37 %	55 %	48 %	8.191	12.484	20.675
San Francisco	42 %	55 %	50 %	2.277	3.996	6.273
Toledo	27 %	58 %	50 %	1.274	3.855	5.129
Uramita	37 %	74 %	64 %	2.027	5.235	7.262
Vegachí	29 %	70 %	46 %	6.401	4.685	11.086
Vigía del Fuerte	59 %	74 %	68 %	2.077	3.243	5.320
Yalí	21 %	66 %	45 %	2.948	3.325	6.273
<b>Arauca (6)</b>	<b>34 %</b>	<b>66 %</b>	<b>38 %</b>	<b>115.964</b>	<b>13.507</b>	<b>129.471</b>
Arauca	31 %	64 %	34 %	63.448	4.774	68.222
Araucuita	42 %	100 %	41 %	15.691	260	15.951
Cravo Norte	52 %	63 %	54 %	2.348	622	2.970
Fortul*	100 %	100 %	100 %	3.010	1.383	4.393
Puerto Rondón	36 %	0 %	36 %	2.656	0	2.656
Saravena	28 %	59 %	34 %	28.811	6.468	35.279
<b>Bolívar (5)</b>	<b>51 %</b>	<b>82 %</b>	<b>71 %</b>	<b>33.690</b>	<b>59.100</b>	<b>92.790</b>
Montecristo	56 %	92 %	68 %	7.331	3.881	11.212
Morales	54 %	69 %	64 %	4.679	8.575	13.254
Pinillos	64 %	83 %	81 %	2.478	20.236	22.714
Santa Rosa del Sur	38 %	77 %	55 %	14.656	12.240	26.896
Tiquisio	76 %	90 %	86 %	4.546	14.168	18.714
<b>Boyacá (55)</b>	<b>25 %</b>	<b>60 %</b>	<b>51 %</b>	<b>71.130</b>	<b>208.378</b>	<b>279.508</b>
Almeida	8 %	42 %	37 %	296	1.875	2.171
Betétiva	36 %	69 %	64 %	389	2.024	2.413

**MUNICIPIOS SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017**

Departamento / Municipio	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Buenavista	18 %	49 %	45 %	728	5.031	5.759
Busbanzá	21 %	77 %	58 %	300	575	875
Chinavita	18 %	44 %	36 %	1.163	2.488	3.651
Chiscas	30 %	79 %	70 %	1.005	4.170	5.175
Chita	30 %	92 %	81 %	1.886	8.519	10.405
Coper	13 %	54 %	47 %	699	3.348	4.047
Corrales	18 %	44 %	28 %	1.543	938	2.481
Covarachía	29 %	88 %	80 %	486	2.719	3.205
Cubará	20 %	72 %	58 %	1.726	4.736	6.462
Chíquiza	82 %	48 %	49 %	99	5.817	5.916
Chivor	15 %	40 %	34 %	482	1.644	2.126
El Cocuy	27 %	80 %	55 %	2.625	2.758	5.383
El Espino	29 %	66 %	51 %	1.201	2.713	3.914
Gachantivá	15 %	67 %	60 %	381	2.604	2.985
Gámeza	20 %	54 %	44 %	1.415	3.480	4.895
Guacamayas	16 %	80 %	63 %	566	1.476	2.042
Guayatá	15 %	57 %	48 %	1.296	4.722	6.018
Güicán	23 %	81 %	69 %	1.307	4.613	5.920
Jericó	36 %	80 %	74 %	604	3.934	4.538
Labranzagrande	22 %	82 %	70 %	1.042	4.189	5.231
La Victoria	32 %	54 %	45 %	717	928	1.645
Macanal	15 %	40 %	35 %	938	3.673	4.611
Maripí	28 %	50 %	48 %	891	6.789	7.680
Mongua	25 %	58 %	47 %	1.744	3.336	5.080
Monguí	18 %	44 %	30 %	2.634	2.267	4.901
Muzo	33 %	62 %	46 %	5.389	4.445	9.834
Otanche	31 %	63 %	51 %	3.859	6.385	10.244
Pachavita	21 %	40 %	37 %	451	2.517	2.968
Panqueba	16 %	62 %	47 %	628	1.153	1.781
Pauna	36 %	70 %	62 %	2.515	7.640	10.155
Paya	54 %	88 %	82 %	495	2.092	2.587
Paz de Río	12 %	50 %	28 %	3.017	2.066	5.083
Pisba	46 %	89 %	81 %	339	1.142	1.481
Quípama	26 %	61 %	54 %	1.619	6.786	8.405
Rondón	26 %	44 %	42 %	501	2.433	2.934
Saboyá	15 %	51 %	49 %	751	11.860	12.611
San Luis de Gaceno	18 %	41 %	34 %	2.045	4.113	6.158
San Mateo	22 %	65 %	52 %	1.427	3.124	4.551
San Miguel de Sema	23 %	32 %	31 %	471	3.557	4.028
San Pablo de Borbur	35 %	48 %	47 %	726	9.141	9.867
Santa María	22 %	46 %	33 %	2.473	2.025	4.498
Sativanorte	32 %	68 %	60 %	571	2.090	2.661
Sativasur	18 %	54 %	46 %	298	996	1.294
Socotá	30 %	78 %	72 %	1.095	8.717	9.812
Socha	13 %	44 %	29 %	3.548	3.816	7.364
Somondoco	9 %	45 %	37 %	741	2.505	3.246
Susacón	35 %	63 %	56 %	920	2.630	3.550
Tasco	26 %	44 %	39 %	1.807	4.900	6.707
Tipacoque	30 %	74 %	63 %	932	2.798	3.730
Toca	26 %	56 %	44 %	3.353	5.396	8.749
Tópaga	23 %	33 %	29 %	1.237	2.371	3.608
Tutazá	20 %	49 %	47 %	193	1.992	2.185
Úmbita	39 %	49 %	47 %	1.566	8.322	9.888

**MUNICIPIOS SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017**

Departamento / Municipio	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
<b>Caldas (5)</b>	<b>20 %</b>	<b>32 %</b>	<b>28 %</b>	<b>23.208</b>	<b>42.719</b>	<b>65.927</b>
Aguadas	15 %	29 %	23 %	9.835	12.472	22.307
Marmato	78 %	29 %	36 %	1.122	7.053	8.175
Marulanda	22 %	21 %	21 %	1.110	1.592	2.702
Pácora	15 %	32 %	25 %	6.243	8.205	14.448
Samaná	22 %	37 %	33 %	4.898	13.397	18.295
<b>Caquetá (15)</b>	<b>44 %</b>	<b>64 %</b>	<b>54 %</b>	<b>107.410</b>	<b>92.626</b>	<b>200.036</b>
Albania	30 %	37 %	35 %	2.141	3.895	6.036
Belén de los Andaquíes	36 %	60 %	48 %	5.518	5.291	10.809
Cartagena del Chairá	41 %	61 %	52 %	9.365	10.854	20.219
Curillo	39 %	58 %	45 %	5.278	2.056	7.334
El Doncello	37 %	55 %	42 %	13.129	5.603	18.732
El Paujil	45 %	67 %	54 %	8.637	6.215	14.852
La Montañita	42 %	72 %	65 %	3.722	12.003	15.725
Milán	43 %	64 %	61 %	1.259	6.162	7.421
Morelia	37 %	43 %	40 %	1.615	1.965	3.580
Puerto Rico	36 %	68 %	46 %	12.405	5.519	17.924
San José del Fragua	39 %	60 %	50 %	4.525	4.838	9.363
San Vicente del Caguán	53 %	56 %	54 %	32.093	10.281	42.374
Solano*	100 %	100 %	100 %	1.765	8.860	10.625
Solita	38 %	63 %	53 %	3.000	4.397	7.397
Valparaíso	41 %	51 %	47 %	2.958	4.687	7.645
<b>Casanare (2)</b>	<b>21 %</b>	<b>66 %</b>	<b>43 %</b>	<b>1.532</b>	<b>1.342</b>	<b>2.874</b>
La Salina	21 %	68 %	51 %	506	730	1.236
Sácama	20 %	64 %	38 %	1.026	612	1.638
<b>Cauca (24)</b>	<b>52 %</b>	<b>70 %</b>	<b>67 %</b>	<b>68.226</b>	<b>375.351</b>	<b>443.577</b>
Almaguer	51 %	92 %	89 %	1.637	16.756	18.393
Argelia*	100 %	100 %	100 %	34	256	290
Balboa	40 %	70 %	62 %	6.232	17.467	23.699
Bolívar	23 %	73 %	67 %	5.151	38.310	43.461
Buenos Aires	26 %	61 %	58 %	1.924	20.880	22.804
Caldono	27 %	72 %	70 %	1.364	29.681	31.045
Florencia	24 %	53 %	47 %	1.318	4.696	6.014
Guapi	98 %	74 %	87 %	16.573	12.076	28.649
Inzá	25 %	72 %	68 %	2.182	24.990	27.172
Jambaló	23 %	76 %	73 %	1.055	13.776	14.831
La Sierra	42 %	59 %	57 %	1.426	9.418	10.844
La Vega	31 %	74 %	71 %	2.615	30.518	33.133
López	57 %	39 %	45 %	4.219	8.731	12.950
Mercaderes	38 %	80 %	69 %	4.563	13.107	17.670
Páez	21 %	68 %	64 %	2.709	28.839	31.548
Piamonte*	100 %	100 %	100 %	570	817	1.387
Puracé	45 %	51 %	51 %	1.753	13.170	14.923
San Sebastián	36 %	78 %	75 %	1.043	11.933	12.976
Santa Rosa	67 %	81 %	78 %	1.393	3.907	5.300
Sotará	31 %	58 %	57 %	375	15.519	15.894
Suárez	28 %	69 %	60 %	4.480	14.522	19.002
Sucre	56 %	85 %	80 %	1.381	6.526	7.907
Timbiquí	60 %	75 %	73 %	2.530	14.539	17.069
Toribío	33 %	64 %	62 %	1.699	24.917	26.616
<b>Cesar (3)</b>	<b>55 %</b>	<b>84 %</b>	<b>75 %</b>	<b>14.331</b>	<b>29.256</b>	<b>43.587</b>
Astrea	63 %	79 %	71 %	8.716	9.070	17.786
González	31 %	73 %	66 %	1.525	7.334	8.859
Pueblo Bello	48 %	94 %	83 %	4.090	12.852	16.942
<b>Chocó (26)</b>	<b>62 %</b>	<b>76 %</b>	<b>71 %</b>	<b>72.736</b>	<b>149.311</b>	<b>222.047</b>
Acandí	33 %	65 %	49 %	4.487	4.604	9.091
Alto Baudó	100 %	96 %	97 %	6.300	22.202	28.502
Atrato	98 %	71 %	80 %	1.763	3.532	5.295
Bagadó	68 %	91 %	84 %	2.333	5.841	8.174

**MUNICIPIOS SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017**

Departamento / Municipio	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Bahía Solano	28 %	32 %	30 %	4.155	4.630	8.785
Bajo Baudó	45 %	84 %	78 %	2.371	13.548	15.919
Belén de Bajirá	ND	ND	ND	6.357	6.911	13.268
Bojayá	97 %	95 %	96 %	4.733	4.063	8.796
Carmen del Darién	88 %	91 %	91 %	1.005	3.186	4.191
Cértegui	93 %	80 %	87 %	3.719	3.078	6.797
El Cantón de San Pablo	53 %	52 %	53 %	1.846	2.567	4.413
El Carmen de Atrato	14 %	52 %	32 %	3.764	3.312	7.076
El Litoral del San Juan	54 %	81 %	78 %	1.032	6.144	7.176
Juradó	93 %	81 %	86 %	1.227	1.565	2.792
Lloró	46 %	81 %	72 %	2.198	5.874	8.072
Medio Atrato*	100 %	100 %	100 %	290	8.766	9.056
Medio Baudó*	100 %	100 %	100 %	17	9.341	9.358
Medio San Juan	45 %	65 %	58 %	3.440	6.807	10.247
Nóvita	53 %	73 %	66 %	1.940	3.768	5.708
Nuquí	38 %	48 %	45 %	1.874	4.421	6.295
Río Iro	83 %	83 %	83 %	963	4.881	5.844
Río Quito	99 %	94 %	99 %	5.454	615	6.069
Riosucio	100 %	80 %	85 %	7.265	6.566	13.831
San José del Palmar	30 %	46 %	42 %	974	3.024	3.998
Sipí	42 %	48 %	47 %	57	2.791	2.848
Unguía	42 %	69 %	61 %	3.172	7.274	10.446
<b>Cundinamarca (6)</b>	<b>22 %</b>	<b>41 %</b>	<b>37 %</b>	<b>11.517</b>	<b>38.897</b>	<b>50.414</b>
Carmen de Carupa	27 %	42 %	39 %	1.667	6.580	8.247
Gutiérrez	28 %	52 %	47 %	839	2.564	3.403
Junín	9 %	37 %	34 %	804	7.311	8.115
San Cayetano	25 %	41 %	40 %	651	4.488	5.139
Suesca	21 %	25 %	24 %	6.368	7.617	13.985
Ubalá	26 %	52 %	49 %	1.188	10.337	11.525
<b>Guainía (9)</b>	<b>46 %</b>	<b>90 %</b>	<b>64 %</b>	<b>10.891</b>	<b>7.906</b>	<b>18.797</b>
Barranco Minas*	0 %	100 %	100 %	0	1.262	1.262
Cacahual*	0 %	100 %	100 %	0	120	120
La Guadalupe*	0 %	100 %	100 %	0	226	226
Mapiripana*	0 %	0 %	100 %	N.D.	N.D.	N.D.
Morichal*	0 %	0 %	100 %	N.D.	N.D.	N.D.
Pana Pana*	0 %	0 %	100 %	N.D.	N.D.	N.D.
Puerto Colombia	0 %	98 %	98 %	0	1.043	1.043
Puerto Inírida	46 %	84 %	58 %	10.891	4.785	15.676
San Felipe*	0 %	100 %	100 %	0	470	470
<b>Guaviare (3)</b>	<b>49 %</b>	<b>56 %</b>	<b>52 %</b>	<b>9.810</b>	<b>7.109</b>	<b>16.919</b>
Calamar	21 %	59 %	29 %	4.855	1.239	6.094
El Retorno*	100 %	100 %	100 %	3.364	755	4.119
Miraflores	28 %	50 %	44 %	1.591	5.115	6.706
<b>Huila (11)</b>	<b>40 %</b>	<b>54 %</b>	<b>51 %</b>	<b>29.646</b>	<b>100.985</b>	<b>130.631</b>
Acevedo	98 %	57 %	64 %	4.648	21.949	26.597
Colombia	41 %	70 %	65 %	1.492	7.156	8.648
Elías	20 %	40 %	33 %	1.098	2.244	3.342
Íquira	13 %	54 %	44 %	2.352	7.595	9.947
Isnos	29 %	51 %	47 %	4.802	18.954	23.756
La Argentina	32 %	51 %	45 %	3.728	7.946	11.674
Nátaga	30 %	48 %	42 %	1.917	3.890	5.807
Oporapa	47 %	56 %	53 %	2.940	7.199	10.139
Palestina	27 %	49 %	45 %	1.719	8.549	10.268
Saladoblanco	31 %	55 %	49 %	2.192	8.070	10.262
Santa María	24 %	49 %	42 %	2.758	7.433	10.191
<b>Meta (8)</b>	<b>59 %</b>	<b>56 %</b>	<b>58 %</b>	<b>20.861</b>	<b>22.211</b>	<b>43.072</b>
El Calvario	28 %	16 %	20 %	763	1.493	2.256
Mapiripán*	0 %	100 %	100 %	0	866	866
Mesetas*	100 %	100 %	100 %	3.061	1.616	4.677



### MUNICIPIOS SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017

Departamento / Municipio	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
La Macarena*	100 %	100 %	100 %	3.703	610	4.313
Uribe	45 %	53 %	50 %	2.470	5.710	8.180
Lejanías	33 %	43 %	38 %	3.884	5.207	9.091
San Juanito	29 %	30 %	30 %	640	1.239	1.879
Vistahermosa	44 %	65 %	54 %	6.340	5.470	11.810
<b>Nariño (63)</b>	<b>39 %</b>	<b>62 %</b>	<b>54 %</b>	<b>388.427</b>	<b>732.968</b>	<b>1.121.395</b>
Albán	23 %	57 %	46 %	6.475	12.892	19.367
Aldana	40 %	36 %	37 %	1.790	4.990	6.780
Ancuyá	28 %	51 %	46 %	1.795	6.509	8.304
Arboleda	55 %	86 %	82 %	1.011	6.431	7.442
Barbacoas	58 %	84 %	74 %	11.939	18.317	30.256
Belén	19 %	39 %	28 %	2.528	2.397	4.925
Buesaco	33 %	66 %	59 %	4.773	16.246	21.019
Chachagüí	40 %	55 %	47 %	6.312	5.598	11.910
Colón	31 %	61 %	57 %	1.297	8.375	9.672
Consacá	36 %	62 %	58 %	1.712	8.497	10.209
Contadero	57 %	69 %	65 %	1.942	4.697	6.639
Córdoba	35 %	79 %	72 %	2.102	11.361	13.463
Cuaspud	40 %	62 %	57 %	2.023	6.085	8.108
Cumbal	17 %	42 %	40 %	1.672	20.746	22.418
Cumbitara*	100 %	100 %	100 %	1.358	4.784	6.142
El Charco	87 %	79 %	81 %	6.917	19.246	26.163
El Peñol	37 %	57 %	54 %	910	5.773	6.683
El Rosario	87 %	78 %	81 %	3.608	7.596	11.204
El Tablón de Gómez	25 %	52 %	50 %	969	12.921	13.890
El Tambo	25 %	58 %	45 %	5.124	8.675	13.799
Francisco Pizarro	77 %	66 %	71 %	5.263	5.920	11.183
Funes	49 %	73 %	65 %	2.362	4.325	6.687
Guachucal	21 %	44 %	40 %	2.023	6.085	8.108
Guaitarilla	24 %	65 %	54 %	1.672	20.746	22.418
Gualmatán	33 %	56 %	47 %	2.148	3.508	5.656
Iles	38 %	67 %	60 %	1.733	6.134	7.867
Imués	36 %	58 %	55 %	688	6.699	7.387
Ipiales	18 %	58 %	31 %	74.567	35.298	109.865
La Cruz	41 %	89 %	72 %	6.271	11.362	17.633
La Florida	21 %	51 %	46 %	1.879	9.272	11.151
La Llanada	27 %	48 %	37 %	1.950	1.744	3.694
La Tola	99 %	75 %	91 %	5.844	2.727	8.571
La Unión	28 %	44 %	38 %	10.240	17.348	27.588
Leiva	53 %	69 %	64 %	3.302	8.523	11.825
Linares	31 %	59 %	54 %	2.260	9.286	11.546
Los Andes	48 %	80 %	68 %	5.425	9.445	14.870
Magüí Payán	57 %	90 %	83 %	3.289	10.542	13.831
Mallama	51 %	45 %	46 %	1.484	6.833	8.317
Mosquera	98 %	78 %	84 %	3.828	8.045	11.873
Nariño	38 %	46 %	40 %	3.215	995	4.210
Olaya Herrera	35 %	70 %	66 %	3.280	23.945	27.225
Ospina	32 %	69 %	59 %	2.097	6.136	8.233
Policarpa	34 %	50 %	47 %	2.197	7.601	9.798
Potosí	23 %	46 %	43 %	2.016	11.024	13.040
Providencia	33 %	82 %	65 %	4.165	7.561	11.726
Puerres	29 %	54 %	46 %	2.811	6.039	8.850
Pupiales	26 %	47 %	41 %	5.257	13.158	18.415
Ricaurte	28 %	72 %	66 %	2.085	12.584	14.669
Roberto Payán	50 %	74 %	73 %	849	16.437	17.286
Samaniego	36 %	70 %	58 %	17.813	32.179	49.992
San Bernardo	24 %	66 %	57 %	3.124	11.363	14.487
San Lorenzo	33 %	61 %	57 %	2.203	16.227	18.430
San Pablo	21 %	38 %	33 %	3.891	11.041	14.932

**MUNICIPIOS SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017**

Departamento / Municipio	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
San Pedro de Cartago	15 %	61 %	57 %	582	6.465	7.047
Sandoná	27 %	53 %	42 %	10.780	14.354	25.134
Santa Bárbara*	100 %	100 %	100 %	3.124	11.363	14.487
Santacruz	30 %	81 %	68 %	4.275	12.594	16.869
Sapuyes	38 %	36 %	36 %	1.636	5.733	7.369
Taminango	36 %	60 %	55 %	3.597	13.757	17.354
Tangua	31 %	60 %	54 %	2.140	8.532	10.672
San Andrés de Tumaco	49 %	49 %	49 %	85.885	75.605	161.490
Túquerres	23 %	54 %	41 %	16.489	24.716	41.205
Yacuanquer	40 %	71 %	63 %	2.431	7.581	10.012
<b>Norte de Santander (28)</b>	<b>32 %</b>	<b>55 %</b>	<b>46 %</b>	<b>79.525</b>	<b>157.210</b>	<b>236.735</b>
Ábrego	36 %	59 %	48 %	14.683	17.459	32.142
Arboledas	28 %	61 %	52 %	2.289	6.300	8.589
Bochalema	14 %	38 %	29 %	2.333	4.225	6.558
Bucarasica	46 %	67 %	64 %	549	3.958	4.507
Cácota	26 %	63 %	53 %	724	1.789	2.513
Cáchira	15 %	55 %	49 %	1.516	9.041	10.557
Chinácota	18 %	32 %	23 %	9.557	5.179	14.736
Convención	22 %	62 %	45 %	5.975	8.043	14.018
Cucutilla	23 %	65 %	59 %	1.275	7.043	8.318
Durania	25 %	42 %	34 %	1.941	2.240	4.181
El Carmen	31 %	75 %	67 %	2.199	9.551	11.750
El Tarra	50 %	87 %	73 %	3.811	6.114	9.925
Gramalote	20 %	44 %	33 %	2.934	3.299	6.233
Hacarí	38 %	85 %	79 %	1.084	7.032	8.116
Herrán	23 %	43 %	38 %	1.102	3.344	4.446
La Esperanza	35 %	64 %	61 %	1.341	9.548	10.889
La Playa	14 %	56 %	51 %	656	5.150	5.806
Lourdes	18 %	45 %	35 %	1.211	2.196	3.407
Mutiscua	13 %	42 %	37 %	589	3.258	3.847
Pamplonita	21 %	50 %	45 %	821	3.946	4.767
Puerto Santander	43 %	65 %	43 %	8.026	86	8.112
Ragonvalia	27 %	56 %	44 %	2.763	3.994	6.757
Salazar	36 %	48 %	44 %	3.579	5.693	9.272
San Calixto	45 %	80 %	74 %	1.829	8.008	9.837
San Cayetano	30 %	43 %	38 %	1.593	2.898	4.491
Santiago	21 %	47 %	36 %	1.187	1.475	2.662
Teorama	35 %	60 %	57 %	2.187	13.105	15.292
Villa Caro	34 %	68 %	56 %	1.771	3.236	5.007
<b>Putumayo (9)</b>	<b>34 %</b>	<b>50 %</b>	<b>42 %</b>	<b>59.114</b>	<b>70.487</b>	<b>129.601</b>
Colón	15 %	26 %	20 %	2.401	1.797	4.198
Orito	42 %	58 %	51 %	17.731	21.788	39.519
Puerto Guzmán*	100 %	100 %	100 %	2.833	2.281	5.114
Puerto Leguízamo	33 %	49 %	38 %	7.142	2.796	9.938
Sibundoy	18 %	27 %	21 %	7.962	3.567	11.529
San Francisco	18 %	34 %	25 %	2.998	2.272	5.270
San Miguel	27 %	45 %	41 %	3.351	11.894	15.245
Santiago	21 %	51 %	40 %	2.081	3.749	5.830
Valle del Guamuez	29 %	45 %	39 %	12.615	20.343	32.958
<b>Quindío (4)</b>	<b>20 %</b>	<b>28 %</b>	<b>24 %</b>	<b>12.512</b>	<b>11.394</b>	<b>23.906</b>
Buenavista	11 %	30 %	22 %	1.173	1.781	2.954
Córdoba	18 %	33 %	25 %	2.897	2.341	5.238
Génova	22 %	29 %	25 %	4.756	4.537	9.293
Pijao	23 %	20 %	22 %	3.686	2.735	6.421
<b>Risaralda (2)</b>	<b>23 %</b>	<b>59 %</b>	<b>49 %</b>	<b>6.578</b>	<b>17.296</b>	<b>23.874</b>
Mistrató	22 %	55 %	45 %	3.834	8.604	12.438
Pueblo Rico	25 %	62 %	53 %	2.744	8.692	11.436
<b>San Andrés y Providencia (2)</b>	<b>51 %</b>	<b>15 %</b>	<b>41 %</b>	<b>42.641</b>	<b>16.932</b>	<b>59.573</b>
San Andrés	52 %	15 %	42 %	40.902	14.524	55.426

### MUNICIPIOS SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017

Departamento / Municipio	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Providencia	23 %	17 %	20 %	1.739	2.408	4.147
<b>Santander (48)</b>	<b>24 %</b>	<b>49 %</b>	<b>41 %</b>	<b>216.694</b>	<b>221.403</b>	<b>438.097</b>
Aratoca	22 %	59 %	49 %	2.188	6.097	8.285
Barichara	10 %	42 %	31 %	2.588	4.475	7.063
Betulia	20 %	49 %	43 %	1.159	4.085	5.244
Cabrera	42 %	40 %	40 %	465	1.409	1.874
California	21 %	32 %	27 %	860	923	1.783
Capitanejo	19 %	78 %	46 %	3.184	2.804	5.988
Carcasí	29 %	72 %	67 %	602	4.471	5.073
Cepitá	9 %	59 %	48 %	477	1.507	1.984
Cerrito	25 %	60 %	46 %	2.454	3.733	6.187
Charalá	15 %	34 %	24 %	5.916	5.203	11.119
Chima	28 %	49 %	44 %	819	2.454	3.273
Cimitarra	33 %	55 %	46 %	12.896	19.228	32.124
Concepción	21 %	53 %	39 %	2.462	3.276	5.738
Confinés	25 %	31 %	30 %	362	2.343	2.705
Contratación	24 %	46 %	30 %	2.890	1.014	3.904
Coromoro	15 %	46 %	43 %	648	5.462	6.110
El Guacamayo	19 %	40 %	36 %	418	1.838	2.256
El Playón	28 %	57 %	45 %	5.498	7.382	12.880
Encino	21 %	38 %	35 %	413	2.255	2.668
Enciso	14 %	46 %	41 %	622	3.272	3.894
Galán	23 %	50 %	43 %	752	4.967	5.719
Gámbita	18 %	58 %	54 %	417	10.787	11.204
Guaca	27 %	52 %	45 %	117.672	2.151	119.823
Guadalupe	16 %	39 %	32 %	1.936	3.424	5.360
Guapotá	18 %	23 %	22 %	1.650	17.859	19.509
Hato	40 %	47 %	45 %	496	4.844	5.340
Jordán	39 %	62 %	61 %	64	1.076	1.140
Landázuri	37 %	52 %	49 %	3.116	10.027	13.143
Los Santos	25 %	43 %	40 %	1.280	9.334	10.614
Macaravita	32 %	74 %	69 %	297	2.343	2.640
Málaga	15 %	50 %	21 %	14.929	3.414	18.343
Matanza	14 %	34 %	30 %	1.115	4.574	5.689
Mogotes	20 %	63 %	49 %	3.500	7.164	10.664
Molagavita	10 %	54 %	49 %	659	4.644	5.303
Ocamonte	8 %	27 %	25 %	633	4.244	4.877
Oiba	27 %	49 %	40 %	4.533	6.282	10.815
Onzaga	13 %	64 %	54 %	1.160	4.367	5.527
Palmar	31 %	54 %	46 %	702	1.313	2.015
Palmas del Socorro	26 %	30 %	29 %	622	1.769	2.391
San Andrés	14 %	44 %	35 %	2.710	6.770	9.480
San Joaquín	11 %	52 %	41 %	736	2.126	2.862
San José de Miranda	20 %	66 %	57 %	922	3.809	4.731
San Miguel	18 %	70 %	62 %	398	2.194	2.592
Santa Bárbara	19 %	42 %	39 %	358	1.913	2.271
Santa Helena del Opón	19 %	63 %	57 %	569	3.760	4.329
Simacota	25 %	56 %	48 %	2.202	6.542	8.744
Suratá	21 %	49 %	44 %	661	2.904	3.565
Zapatoca	12 %	27 %	18 %	5.684	3.571	9.255
<b>Sucre (3)</b>	<b>57 %</b>	<b>85 %</b>	<b>77 %</b>	<b>20.662</b>	<b>47.347</b>	<b>68.009</b>
Guaranda	65 %	84 %	77 %	5.693	9.387	15.080
Majagual	55 %	82 %	74 %	9.452	21.761	31.213
Sucre	54 %	89 %	80 %	5.517	16.199	21.716
<b>Tolima (6)</b>	<b>35 %</b>	<b>66 %</b>	<b>58 %</b>	<b>21.819</b>	<b>61.479</b>	<b>83.298</b>
Alpujarra	29 %	45 %	39 %	1.805	3.293	5.098

**MUNICIPIOS SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017**

Departamento / Municipio	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)		
	Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total
Ataco	44 %	76 %	66 %	4.566	11.099	15.665
Planadas	37 %	69 %	60 %	7.146	18.296	25.442
Rioblanco	33 %	73 %	66 %	4.269	20.724	24.993
Roncesvalles	27 %	39 %	36 %	1.727	4.363	6.090
Villarrica	25 %	42 %	35 %	2.306	3.704	6.010
<b>Valle del Cauca (4)</b>	<b>20 %</b>	<b>30 %</b>	<b>27 %</b>	<b>10.453</b>	<b>24.589</b>	<b>35.042</b>
Argelia	29 %	30 %	30 %	2.982	2.909	5.891
El Águila	18 %	31 %	27 %	2.411	6.813	9.224
El Cairo	18 %	34 %	29 %	2.817	6.288	9.105
La Cumbre	14 %	25 %	23 %	2.243	8.579	10.822
<b>Vaupés (6)</b>	<b>43 %</b>	<b>89 %</b>	<b>57 %</b>	<b>13.977</b>	<b>5.966</b>	<b>19.943</b>
Carurú*	100 %	0 %	100 %	641	0	641
Mitú	40 %	91 %	52 %	13.171	3.809	16.980
Pacoa*	0 %	0 %	100 %	ND	ND	ND
Papunaua*	0 %	100 %	100 %	0	106	106
Taraira	28 %	93 %	82 %	165	850	1.015
Yavaraté	0 %	79 %	79 %	0	1.201	1.201
<b>Vichada (4)</b>	<b>49 %</b>	<b>88 %</b>	<b>72 %</b>	<b>18.687</b>	<b>25.905</b>	<b>44.592</b>
Cumaribo	46 %	91 %	82 %	4.486	19.504	23.990
La Primavera*	100 %	100 %	100 %	2.405	2.112	4.517
Puerto Carreño	39 %	66 %	46 %	9.926	2.971	12.897
Santa Rosalía	47 %	75 %	58 %	1.870	1.318	3.188
<b>Total nacional</b>				<b>1.581.466</b>	<b>2.698.174</b>	<b>4.277.853</b>
<b>Municipios</b>						<b>394</b>

(\*) El Dane asignó el máximo valor de NBI (100%), por no contar con información suficiente para su estimación.

(\*\*) Municipios creados con posterioridad al Censo 2005, los cuales han generado cambios en la distribución cabecera-resto a nivel departamental y nacional.

Fuente: Dane, Censo 2005.

## Glosario de términos, siglas y factores de conversión

### GLOSARIO DE TÉRMINOS

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
C	<b>Cobertura efectiva</b> Cálculo porcentual determinado por los usuarios residenciales conectados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
	<b>Cobertura potencial</b> Cálculo porcentual determinado por los usuarios anillados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
D	<b>Distribución - comercialización de gas</b> 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 gas. Es el agente encargado del transporte de gas combustible a través de redes de tubería, desde las estaciones reguladoras de puerta de ciudad, o desde un sistema de distribución, hasta la conexión de un usuario. Además, estas empresas son comercializadores cuya actividad es el suministro de gas combustible a título oneroso.
	<b>Distribución - comercialización de energía eléctrica</b> 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.
E	<b>EBITDA</b> Indicador financiero, acrónimo del inglés Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones), es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros.
	<b>EMBI +</b> Emerging Markets Bond Index. Índice del mercado expres basado en JP Morgan.
G	<b>Gas combustible</b> Cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo) y 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.
	<b>Gas licuado de petróleo</b> 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 redes urbanas.
	<b>Gas natural</b> 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 <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, butano y propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.
	<b>Gas natural líquido</b> Gas natural en forma líquida, que 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.
	<b>Gas natural vehicular</b> Gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.
	<b>Henry Hub</b> 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 New York Mercantile Exchange -Nymex-.
H	<b>Hogar (según Dane)</b> 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	<b>Interconexión internacional</b> Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.
L	<b>Licencia ambiental</b> 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.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
<b>O</b>	<i>Offshore</i> Fuera o más allá de la costa marítima.
	<i>Onshore</i> Situado u ocurre en tierra.
<b>Parejas de cargos regulados</b>	Conjunto de cargos de transporte que permiten recuperar los costos de inversión distribuidos entre un cargo fijo y un cargo variable en diferentes proporciones.
<b>P</b>	<b>Pie cúbico</b> 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.
	<b>Pozos A3</b> En el lenguaje petrolero se denomina así al primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada.
<b>Recursos</b>	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.
<b>Región Andina</b>	Incluye a Bogotá, los departamentos de Antioquia, Arauca, Boyacá, Cundinamarca, Huila, Risaralda, Quindío, Caldas, Santander, Norte de Santander y Tolima.
<b>Región Caribe</b>	Incluye los departamentos de La Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.
<b>Región Orinoquía y Amazonia</b>	Incluye los departamentos de Caquetá, Casanare, Meta y Guaviare.
<b>Región Pacífica</b>	Incluye los departamentos de Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Chocó.
<b>Regional</b>	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.
<b>Reservas</b>	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.
<b>R</b>	<b>Reservas probadas</b> 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.
	<b>Reservas no probadas</b> 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.
<b>Reservas probables</b>	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 de 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.
<b>Reservas posibles</b>	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.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
<b>R</b>	<b>Riesgo país</b> Hace referencia a la probabilidad de que un país, emisor de deuda, sea incapaz de responder a sus compromisos de pago de deuda, en capital e intereses, en los términos acordados.
	<b>Sísmica</b> Mecanismo de adquisición de nueva información geológica estratégica en una actividad exploratoria.
<b>S</b>	<b>Shale oil/gas</b> 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 necesario la aplicación de nuevas tecnologías.
	<b>Tasa de crecimiento anual compuesto</b> Tasa de crecimiento anual compuesto, se utiliza frecuentemente para describir el crecimiento sobre un periodo de tiempo de algunos elementos del negocio.
<b>Tasa de desempleo</b>	Relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa.
<b>Tasa de empleo</b>	Relación porcentual entre la población ocupada y la población en edad de trabajar.
<b>Tonelada equivalente de petróleo</b>	Unidad de medida utilizada para comparar diferentes energéticos.
<b>T</b>	<b>Total Organic Carbon</b> Índice necesario para que un área sea prospectiva, el cual debe ser igual o superior al 2 %. Materiales orgánicos tales como fósiles de microorganismos y materia vegetal proporcionan los átomos de carbono, oxígeno e hidrógeno, necesarios para crear gas natural y petróleo.
	<b>Transporte de gas</b> 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.
<b>Transmisión</b>	Transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
<b>Troncal</b>	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, diámetros iguales o superiores a 16".
<b>Usuarios anillados</b>	Usuarios que técnicamente están habilitados para conectarse al servicio de gas natural, en caso de que así lo deseen.
<b>Usuarios conectados</b>	Usuarios que adquirieron los derechos de conexión, frente al distribuidor de gas.
<b>U</b>	<b>Usuarios potenciales</b> 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.
<b>V</b>	<b>Vivienda (Según el Dane)</b> Es un espacio independiente y separado con áreas de uso exclusivo, habitado o destinado a ser habitado por una o más personas.
<b>Yacimientos convencionales</b>	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.
<b>Y</b>	<b>Yacimientos no convencionales</b> 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
<b>Acipet</b>	Asociación Colombiana de Ingeniería de Petróleos
<b>AGPE</b>	Autogeneración a pequeña escala
<b>A</b> <b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>ANLA</b>	Agencia Nacional de Licencias Ambientales
<b>AOM</b>	Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento
<b>bl</b>	Barril
<b>B</b> <b>Bm<sup>3</sup></b>	Billones de metros cúbicos
<b>BP</b>	<i>British Petroleum</i>
<b>Btu</b>	<i>British thermal unit</i>
<b>CBM</b>	Coal Bed Methane
<b>Cenac</b>	Centro de Estudios de la Construcción y el Desarrollo Urbano Regional
<b>Cepal</b>	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
<b>CERT</b>	Certificado de Rembolso Tributario
<b>CI</b>	Costo de interrupción del servicio de gas
<b>CIF</b>	<i>Cost Insurance and Freight</i>
<b>C</b> <b>CMMP</b>	Capacidad máxima de mediano plazo
<b>CMNUCC</b>	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
<b>CNE</b>	Comisión Nacional de Energía
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono
<b>Conpes</b>	Consejo Nacional de Política Económica y Social
<b>CQR</b>	Caldas Quindío Risaralda
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>Cte</b>	Corriente
<b>Dane</b>	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas
<b>DC</b>	Distrito Capital
<b>D</b> <b>DES</b>	Duración Equivalente de Interrupción del Servicio
<b>DNP</b>	Departamento Nacional de Planeación
<b>DTF</b>	Depósito a término fijo
<b>Dt</b>	Cargo de distribución
<b>EA</b>	Efectivo anual
<b>E&amp;P</b>	Contratos de exploración y producción de la ANH
<b>ECG</b>	Estación Compresora de Gas
<b>Ecopetrol</b>	Empresa Colombiana de Petróleos
<b>EDS</b>	Estaciones de servicio
<b>E</b> <b>EIA</b>	Energy Information Administration (USA)
<b>EMBI +</b>	<i>Emerging Markets Bond Index</i>
<b>ENI</b>	Ente Nazionale Idrocarburi
<b>EPM</b>	Empresas Públicas de Medellín
<b>ESP</b>	Empresa de Servicios Públicos
<b>EUA</b>	Estados Unidos de América

## ABREVIATURAS Y SIGLAS

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
<b>FEN</b>	Financiera Eléctrica Nacional
<b>F</b> <b>FENOGÉ</b>	<i>Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía</i>
<b>FOB</b>	<i>Free on Board</i>
<b>FSRU</b>	<i>Floating Storage Regasification Unit</i>
<b>FNCE</b>	<i>Fuente no convencional de energía</i>
<b>FNCEr</b>	<i>Fuente no convencional de energía renovable</i>
<b>FU</b>	<i>Factor de Uso</i>
<b>FUE</b>	<i>Factor de Uso Eficiente</i>
<b>Gbtud</b>	<i>Giga british thermal unit per day</i>
<b>gal</b>	Galón
<b>GLP</b>	Gas Licuado de Petróleo
<b>GNC</b>	Gas Natural Comprimido
<b>GN</b>	Gas Natural
<b>GNI</b>	Gas Natural Importado
<b>G</b> <b>Gpc</b>	Giga pie cúbico
<b>GNL</b>	Gas Natural Licuado (Liquid Natural Gas)
<b>GNV o GNCV</b>	Gas Natural Vehicular
<b>Gasorienté</b>	Gas Natural del Oriente
<b>Gastol</b>	Gasoducto del Tolima
<b>Gpcd</b>	Giga pie cúbico diario
<b>GWh</b>	Giga vatio hora
<b>H</b> <b>ha</b>	Hectárea
<b>hp</b>	<i>Horses Power</i> (Caballos de Fuerza)
<b>IED</b>	Inversión Extranjera Directa en Colombia
<b>In</b>	<i>Inch (pulgada)</i>
<b>IO</b>	Índice de Odorización
<b>I</b> <b>IPC</b>	Índice de Precios al Consumidor
<b>IPP</b>	Índice de Precios al Productor
<b>IRENA</b>	Agencia Internacional de Energías Renovables
<b>IVA</b>	Impuesto al Valor Agregado
<b>km</b>	Kilómetro/kilómetros
<b>K</b> <b>Kpc</b>	Mil pies cúbicos
<b>Kv</b>	Kilovoltios
<b>L</b> <b>l</b>	Litro/litros

**ABREVIATURAS Y SIGLAS**

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
\$000	Miles de pesos colombianos
\$MM	Millones de pesos colombianos
m	Metro/Metros
m <sup>2</sup>	Metros cuadrados
m <sup>3</sup>	Metros cúbicos
Mb	Millones de barriles
Mbtu	Millones de unidades térmicas británicas
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
M	Minminas
MI	Millones de Litros
mm	Milímetros
Mm <sup>3</sup>	Millón de metros cúbicos
Mm <sup>3</sup> d	Millones de metros cúbicos por día
MODU	Unidad Movable de Perforación Costa Afuera
MRV	Mercados Relevantes Virtuales
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
Mtpa	Millones de toneladas producidas anualmente
Naturgas	Asociación Colombiana de Gas Natural
NBP	<i>National Balancing Point</i>
NGV	<i>Natural Gas Vehicles</i>
N	NSU
NTC	Norma Técnica Colombiana
#	Número
NYMEX	<i>New York Mercantile Exchange</i>
OIT	Organización Internacional del Trabajo
O	ONGC
OR	Operador de Red
PAC	Programa Anual de Caja
Pcd	Pie cúbico día
PDVSA	Petróleos de Venezuela SA
PGN	Presupuesto General de la Nación
P	PHD
PIB	Producto Interno Bruto
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía Y Fuentes no convencionales
PyG	Pérdidas y ganancias
R/P	Relación reservas/producción
Ro	Indicador de reflectancia de cierto tipo de minerales
R	ROA
ROE	<i>Return on Assets</i> (Retorno sobre los activos)
RUT	<i>Return on Equity</i> (Rentabilidad del capital)
	Reglamento Único de Transporte

**ABREVIATURAS Y SIGLAS**

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
SGR	Sistema General de Regalías
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
SICOM	Sistema de Información de Comercialización de Combustibles
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SITP	Sistema Integrado de Transporte Público
S	SNT
SPEC	Sociedad Portuaria El Cayao
SRT	Sistema Regional de Transporte
STT	Sistema Troncal de Transporte
SUI	Sistema Único de Información
Surtigas	Surtidora de Gas del Caribe
TACC	Tasa de Crecimiento Anual Compuesto
TA	Trimestre Anticipado
TEA	Contratos de Evaluación Técnica de la ANH
Tep	Tonelada equivalente de petróleo
T	TGI
t	Tonelada
Tpc	Tera pies cúbicos
Trim	Trimestre
TRM	Tasa Representativa del Mercado
UDW	<i>Ultra Deep Water</i>
UE	Unión Europea
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
U	URE
US\$	Dólares
US\$ MM	Millones de dólares
USA	United States of America
V	VIM
VMM	Valle Medio del Magdalena

## Factores de conversión

UNIDADES DE VOLUMEN			UNIDADES DE MASA		
1 metro cúbico - m <sup>3</sup>	6,2898104	Barriles - bl	1 kilogramo - kg	2,20	Libras - lb
1 metro cúbico - m <sup>3</sup>	264,28	Galones - gal	1 kilogramo - kg	0,001	Toneladas - t
1 metro cúbico - m <sup>3</sup>	1,000	Litros - l	1 kilogramo - kg	35,274	Onzas - oz
1 metro cúbico - m <sup>3</sup>	35,31467	Pies cúbicos - pc	UNIDADES DE ENERGÍA		
1 metro cúbico - m <sup>3</sup>	61,024	Pulgadas cúbicas - in <sup>3</sup>	British Thermal Unit - Btu	252	Calorías - cal
1 metro cúbico - m <sup>3</sup>	1,308	Yardas cúbicas - yd <sup>3</sup>	British Thermal Unit - Btu	1.055,06	Joules - J
			British Thermal Unit - Btu	0,000000025	Tonelada de Petróleo - tep
			British Thermal Unit - Btu	0,293072222	Watt hora - W h

## PREFIJOS DECIMALES

PREFIJO	FACTOR DE MULTIPLICACIÓN	SÍMBOLO
Peta	10 <sup>15</sup>	P
Tera	10 <sup>12</sup>	T
Giga	10 <sup>9</sup>	G
Mega	10 <sup>6</sup>	M
Kilo	10 <sup>3</sup>	k
Billones	10 <sup>9</sup>	B

## FACTORES DE CONVERSIÓN ENTRE COMBUSTIBLES

UNIDAD	COMBUSTIBLE	PODER CALORÍFICO - Mbtu (,)
Metro cúbico - m <sup>3</sup>	Gas natural	35,31
Tonelada	Bagazo	45,000
Metro cúbico - m <sup>3</sup>	Biogás	18,00
Tonelada	Carbón	30,40
Tonelada	Coque de carbón	32,40
Tonelada	Diesel	43,000
Kilovatio hora - kWh	Electricidad	3,44
Tonelada	Fuel oil	408,000
Galón	GLP	93,57
Tonelada	Gasolina de motor	452,000
Metro cúbico - m <sup>3</sup>	Leña	5,66
Tonelada	Queroseno	441,200

(\* Se basa en supuestos de contenido energético.

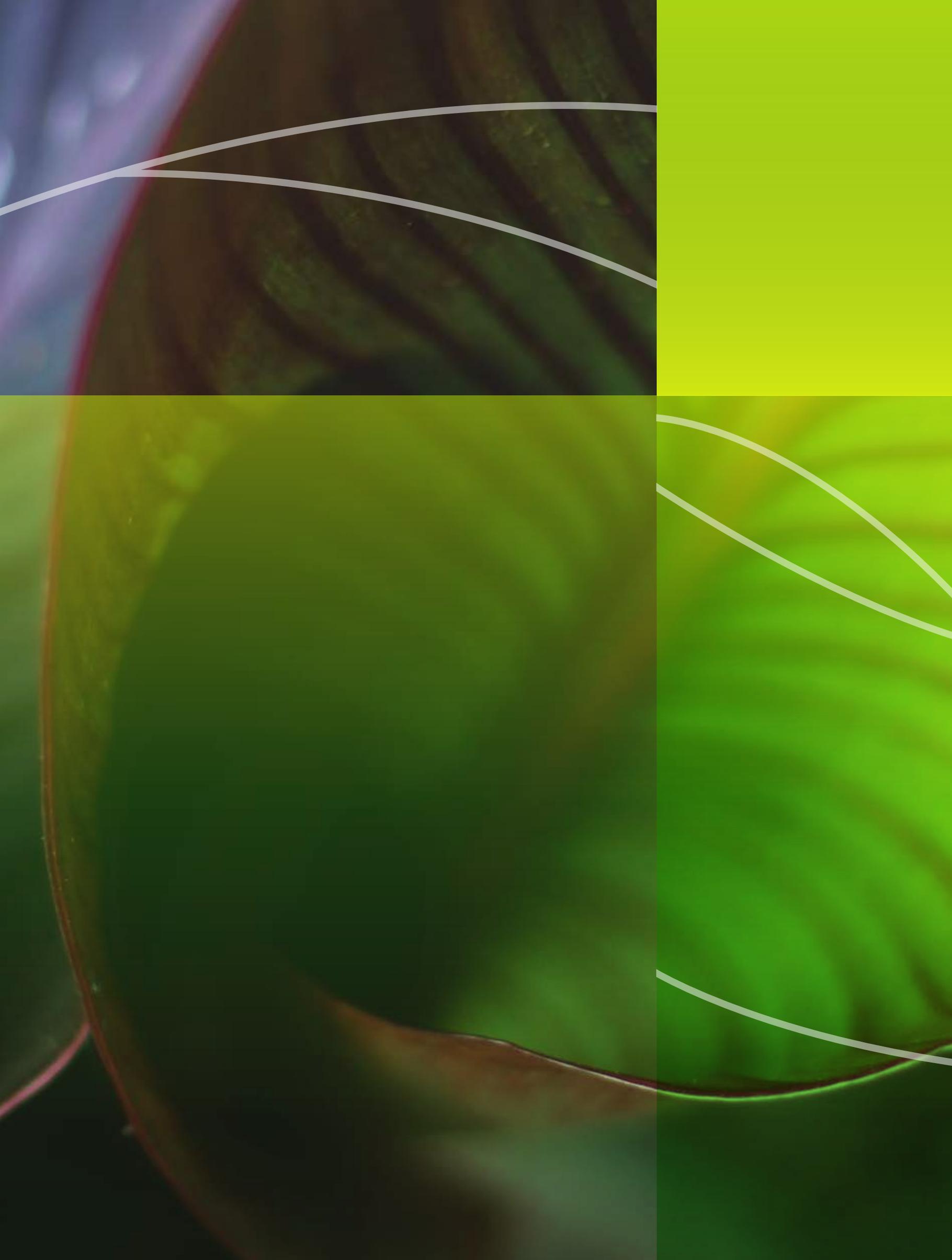
## Directorio sectorial

### DIRECTORIO INTERNACIONAL

EMPRESA	CIUDAD	PAÍS	DIRECCIÓN	TELÉFONO
<b>A</b> Asociación Brasileña de Empresas Distribuidoras de Gas -ABEGAS-	Río de Janeiro	Brasil	Centro - Río de Janeiro - RJ - CEP: 20050-005	(21) - 3970-1001
Agencia Reguladora de Energía y Saneamiento Básico de Río de Janeiro -AGENERSA -	Río de Janeiro	Brasil	Av. Treze de Maio, #23 (Edificio Dark) - Centro - RJ - CEP 20031-902	(21) - 2332-6469
Agencia de Hidrocarburos	Río de Janeiro	Brasil	Centro - Río de Janeiro - RJ - 20031-201	(21) - 3804-0000
Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL-	Brasilia	Brasil	SGAN Quadra 603 Módulo J-2º andar	(55) - 61-21928714
Agencia Nacional de Petróleo -ANP-	Río de Janeiro	Brasil	Avenida Río Branco #65-13	(55) - 21-21128370
Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía	Madrid	España	Calle Alcalá, 47	(34) - 91 - 4329634
Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	San José	Costa Rica	Apdo. 936 - 1000 - Sabana Sur	(506) - 2200102
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos -ANSP-	Panamá	Panamá	Vía España, Edificio Office Park	(507) - 5084624
<b>C</b> Cálidda	Lima	Perú	Calle Morelli 150, C.C La Rambla - Torre 2, San Borja	(51) - 1 - 6149000
Comisión Nacional de Energía -CNE-	Madrid	España	Calle Alcalá, 47	(34) - 91 - 4329618
Comisión Reguladora de Energía -CRE-	México D. F.	México	Av. Horacio 1750, Colonia Los Morales	(52) - 55 - 52831550
Enargas	Buenos Aires	Argentina	Suipacha #636	(54) -11- 43252500
<b>E</b> Energy Information Administration	Washington	Estados Unidos	National Energy Information Center, EI30 Energy Information Administration, Forrestal Building, Washington, DC 20585	(1) -202/586 - 0727
<b>G</b> Gases del Pacífico	Lima	Perú	Calle Las Orquídeas 5-85 San Isidro, Edificio Fibra	(51) 1 - 2012030
<b>I</b> International Association for Gas Natural Vehicles	Auckland	Nueva Zelanda	PO Box 128446, Remuera, Auckland	(64) - 9 - 523 3567
Ministerio de Energía y Minas	Guatemala	Guatemala	Diagonal 17, 29-78 Zona 11, Las Chacas	(502) - 24424999
<b>M</b> Ministerio de Industria, Energía y Minería	Montevideo	Uruguay	Paysandú s/n esq. Av. Libertador Brig Gral Lavalleja	(598) - 2 - 9008533
<b>O</b> Olade	Quito	Ecuador	Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador Edif. OLADE - Sector San Carlos	(593) - 2 - 2598-122
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -OSINERG-	Lima	Perú	Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar	(51) - 1 - 2193409
SIGET	San Salvador	El Salvador	6ª 10ª Calle Poniente y 37	(503) - 22574412
<b>S</b> Superintendencia de Competencia	San Salvador	El Salvador	Edificio Madre Selva 1er nivel	(503) - 25236600
Superintendencia de Electricidad	La Paz	Bolivia	Av. 16 de Julio (El Prado) 1571	(591) - 2 - 2312401
Superintendencia de Hidrocarburos	La Paz	Bolivia	La Paz, Bolivia Correo Central	(591) - 2 - 2434000

**DIRECTORIO NACIONAL**

EMPRESA	CIUDAD	DIRECCIÓN	TELÉFONO	PÁGINA WEB
<b>Empresas Distribuidoras</b>				
<b>Alcanos de Colombia</b>	Neiva	Carrera 9 #7-25	(578) 8714416	www.alcanosesp.com
<b>EPM</b>	Medellín	Carrera 58 #42-125 Piso 12	(574) 83808080	www.epm.com.co
<b>Espigas</b>	Moniquirá	Calle 17 # 5 - 46	(578) 7280742	www.espigas.net
<b>Efigas</b>				
<b>Caldas</b>	Manizales	Av. Kevin angel #70-70	(576) 8982323	www.efigas.com.co
<b>Quindío</b>	Armenia	Calle 15 norte #12-34	(5767) 7378000	
<b>Risaralda</b>	Pereira	Av. 30 de agosto #32b-41	(576) 3391430	
<b>Gases de Barrancabermeja</b>	Barrancabermeja	Calle 67 #22-46	(577) 6228145 - 6228587	lcarrill@gasnaturalesp.com.co
<b>Gases del Caribe</b>	Barranquilla	Carrera 54 #59-144	(575) 3306000 - 3612499	www.gasesdelcaribe.com
<b>Gases del Cusiana</b>	Yopal	Carrera 20 #18-66	(578) 6357951	cusianagas@hotmail.com
<b>Gases de La Guajira</b>	Riohacha	Carrera 15 #14 C-33	(575) 7273464 - 7273343	gasguaji@col3.telecom.co
<b>Gases de Occidente</b>	Cali	Centro comercial Chipichape Bodega 2, Piso 3	(572) 4187300	gasesdeo@gasesdeoccidente.com
<b>Gases del Oriente</b>	Cúcuta	Calle 10 # 5-84 Edificio SEADE Oficina 201	(5775) 5748888	gasesdeloriente.com.co
<b>Gas Natural</b>	Bogotá	Calle 71 A #5-38	(571) 3485500 - 3144500	www.gasnatural.com.co
<b>Gas Natural Cundiboyacense</b>	Bogotá	Carrera 10 #9-08	(571) 3485500 - 3144500	jescobar@gasnatural.com
<b>Gas Natural del Cesar</b>	Bucaramanga	Carrera 37 #37-27	(5776) 6833300	gasnacer@gasnatural.com
<b>Gasorient</b>	Bucaramanga	Diagonal 13 #60 A-54	(5776) 6548000	lcarrill@gasnaturalesp.com.co
<b>Llanogas</b>	Villavicencio	Calle 47 A #30-08	(578) 6819130	www.llanogas.com
<b>Madigas</b>	Acacias - Meta	Carrera 23 #18-24	(578) 6569555 - 6569100	secretaria@madigas.com.co
<b>Metrogas</b>	Floridablanca	Centro Comercial Cañaveral Local 165	(577) 6384526 - 6384935	metrogas@metrogassaesp.com
<b>Promesa</b>	Bucaramanga	Calle 51 #23-62	(5776) 6477302 - 6478307	promesaesp@telecom.com.co
<b>Surtigas</b>	Cartagena	Calle 31 #47-30	(575) 6625420 - 6723200	www.surtigas.com.co
<b>Empresas Productoras</b>				
<b>BP Exploration (Colombia) Ltda.</b>	Bogotá	Carrera 9A #99-02 Piso 9	(571) 6284000	www.bogota.cpweb.bp.com
<b>Canacol Energy Colombia SA</b>	Bogotá	Calle 113 #7-45 Torre B Of 1501	(571) 6211747 - 6210067	www.canacolenergy.co
<b>Chevron Texaco Petroleum Company</b>	Bogotá	Calle 100 #19A-30	(571) 6107366 - 2578400 - 6394444	www.texaco.com
<b>Empresa Colombiana de Petróleos SA</b>	Bogotá	Carrera 13 #36-24	(571) 2344000 - (571) 2880071	www.ecopetrol.com.co
<b>Equion Energía Ltda</b>	Bogotá	Carrera 9 A #99-02 Piso 4	(571) 6284000	www.equion-energia.com
<b>Geoproduction OIL &amp; Gas Company of Colombia</b>	Bogotá	Calle 113 # 7-45 Torre B Of 1501	(571) 6211747	www.geoproduction.com
<b>Hocol SA</b>	Bogotá	Carrera 7 #113-46 Piso 16	(571) 4884000	www.hocol.com.co
<b>Interoil Colombia E &amp; P</b>	Bogotá	Carrera 7 #113-43 Of 1202	(571) 6205450	www.interoil.com.co
<b>Mercantile Colombia Oil And Gas</b>	Bogotá	Avenida 7 #115-60 Zona F Of 506	(571) 6121464 - (571) 2145433	mercantile@colomsat.net.co
<b>Pacific Stratus Energy Colombia</b>	Bogotá	Calle 110 #9-25 Torre Empresarial Pacific	(571) 5112000 - 7451001	www.pacificrubiales.com.co
<b>Perenco Colombia Ltda</b>	Bogotá	Carrera 7 #71-21 Torre B Piso 17	(571) 3135000	www.perenco.com
<b>Petrobras Colombia Limited</b>	Bogotá	Carrera 7 #71-21 Torre A Piso 2 Of 201B	(571) 4891500	www.petrobras.com
<b>Petróleos del Norte SA</b>	Bogotá	Calle 110 #9-25 Torre Empresarial Pacific Of 1001	(571) 6279510	www.petronor.com
<b>Petrosantander (Colombia) Inc.</b>	Bogotá	Calle 72 #8-24 Of 1001	(571) 3493660	www.petrosantander.com.co
<b>Unión Temporal Omega Energy</b>	Bogotá	Carrera 9 #115-06 Of 1808, Edificio Tierra Firme	(571) 7423338	www.omegaenergy.co
<b>Empresas Transportadoras</b>				
<b>Coinogas</b>	Floridablanca	Calle 31A #26-15, Of 711 Centro Empresarial La Florida Cañaveral	(577) 6782165	http://coinogas.com
<b>Progasur</b>	Neiva	Calle 7 #8-79, Edificio Centro Empresarial del Huila Local 3	(578) 8714416 Ext 136, (578) 8710632	www.progasur.com.co
<b>Promigas</b>	Barranquilla	Calle 66 #67-123	(575) 3713444 - 3713203	www.promigas.com.co
<b>TGI</b>	Bucaramanga	Carrera 34 #41-51	(5776) 6320002	www.tgi.com.co
<b>Transcogas</b>	Bogotá	Calle 71 #11-10 Of 204	(571) 6090187	www.transcogas.com.co
<b>Transmetano</b>	Medellín	Calle 29 #41-105, Edificio S.O.H.O. Of 901	(574) 4447072 - 3317473	www.transmetano.com.co
<b>Transoccidente</b>	Cali	Calle 64 N #5 BN-146 Of 404 A, Centro Empresarial Cali	(572) 6542555 - 6565416	www.transoccidente.com.co
<b>Promioriente</b>	Bucaramanga	Carrera 27 #36-14, piso 8	(5776) 6450002	www.promioriente.com
<b>Entidades Gubernamentales</b>				
<b>Agencia Nacional de Hidrocarburos</b>	Bogotá	Av. Calle 26 #59-65 Piso 2	(57+1) 593 17 17	www.anh.gov.co
<b>Agencia Nacional de Infraestructura</b>	Bogotá	Calle 24 A #59-42 Edificio T3 Torre 4 Piso 2. Ciudadela Empresarial Sarmiento Angulo.	(571) 3840534	www.ani.gov.co
<b>Banco de La República</b>	Bogotá	Entrada principal: carrera 7 #14-78	(571) 343 1111	www.banrep.gov.co
<b>CREG</b>	Bogotá	Av. Calle 116 #7-15. Edificio Cusezar Int. 2 of. 901	(571) 6032020 - 018000512734	www.creg.gov.co
<b>Dane</b>	Bogotá	Carrera 59 #26-70 Interior I - CAN	(571) 5978300 - (571) 5978399	www.dane.gov.co
<b>Ministerio de Minas y Energía</b>	Bogotá	Calle 43 #57-31 CAN	(571) 220 0300	www.minminas.gov.co
<b>Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</b>	Bogotá	Carrera 18 #84-35 Piso 4	(571) - 6913005	www.superservicios.gov.co
<b>Unidad de Planeación Minero Energética</b>	Bogotá	Calle 26 #69D-91 Piso 9, Edificio Arrecife Torre 1	018000911729 - (571) 2220601	www.upme.gov.co
<b>Otras Entidades</b>				
<b>CNO Gas</b>	Bogotá	Avenida El Dorado #68 C-61, Of 532	(571) 6121464 - (571) 2145433	www.cnogas.org.co
<b>Corficolombiana</b>	Bogotá	Carrera 13 #26-45 Piso 8	018000522238 - (571) 286 33 00	www.corficolombiana.com
<b>Ecopetrol</b>	Bogotá	Edificio Principal Carrera 13 #36-24	(571) 2344000	www.ecopetrol.com.co
<b>Gazel</b>	Bogotá	Carrera 7 #75-51	(571) 3175353	www.terpel.com/en/home-Productos-y-Servicios/Industria-GNV
<b>Naturgas</b>	Bogotá	Calle 72 #10-70 Torre A Of 705	(571) 2124543 - (571) 2170713	www.naturgas.com.co





## **BIBLIOGRAFÍA**

## DOCUMENTOS

Alcanos. Publicación Tarifaria Área Centro Tolima. Diciembre 2015

Alcanos. Tarifas. Febrero 2017

ANH. Balance de producción de gas por campo. 2017

A ANH. Cifras y Estadísticas. Noviembre 2017

ANH. Cifras y Estadísticas. Febrero 2018

ANH. Informe de Gestión. 2017

ANH. Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie. Enero 2017 - Octubre 2017

BMC. Declaración de producción de gas natural. 2018-2027

BMC. Informe de Divulgación Anual. 2017

BMC. Informe mensual mercado de Gas Natural. Enero 2017 - Diciembre 2017

B BMC. Informe Gestor del Mercado de Gas. 2017

BMC. Reporte de Punto de Entrega Suministro. 2017

BMC. Capacidad máxima de mediano plazo. 2017

BP. Energy Outlook 2030. Enero 2018

BP. Statistical Review of World Energy. Junio 2018

Canacol. Presentación Corporativa. Septiembre 2017

Concentra. Balance de Gas Natural en Colombia. 2017-2022

Concentra. Cifras Informe Concentra 2017

Concentra. Demanda de Gas. 2017

Concentra. Evolución Precios de Referencia, Enero 2018

C Concentra. Evolución de Perforación de Pozos Exploratorios A3. Agosto 2017

Concentra. Indicadores Económicos. Enero 2018

Concentra. Informe Semanal Concentra. Sector Eléctrico. Enero 14 - Enero 20, 2018

Concentra. Producción Real. 2017

Concentra. Pronósticos de demanda de gas natural. 2017-2022

CREG. Resoluciones. 2016-2017

CREG. Tarifas Usuarios Final. 2017

Dane. Importaciones. Marzo 2018

D Dane. Gran Encuesta Integrada de Hogares. Diciembre 2017

Dane. Encuesta de Calidad de Vida. 2017



---

**DOCUMENTOS**

---

- Efigas. Componentes Tarifarios. 2017
- Efigas. Histórico Tarifas. 2017
- Efigas. Tarifas Caldas. Enero 2018
- Efigas. Tarifas Occidente. Enero 2018
- Efigas. Tarifas Quindío. Enero 2018
- Efigas. Tarifas Risaralda. Enero 2018
- Efigas. Tarifas Caldas. Noviembre 2017
- Efigas. Tarifas Occidente. Noviembre 2017
- Efigas. Tarifas Quindío. Noviembre 2017
- Efigas. Tarifas Risaralda. Noviembre 2017
- EIA. U.S. Natural Gas Prices. 2017
- EIA. Natural Gas Futures Prices. 2017
- EIA. Price of Liquefied U.S. Natural Gas Exports. 2017
- EIA. U.S. Price of Liquefied Natural Gas Exports by Point of Exit. 2017
- EIA. Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products. 2017
- EIA. U.S. Natural Gas Summary. 2017
- Gas Natural Fenosa. Tarifas de Gas Natural. 2017-2018
- Gases del Caribe. Componentes Tarifarios. 2017
- Gases del Occidente. Tarifas de Gas Natural. 2017-2018
- GEP. Reference Case 2018. Diciembre 2017
- Minminas. Cobertura del Servicio de Gas Natural. 2017
- MinMinas. Declaración de Producción. Junio 2017
- Minminas. Listado de Estaciones de Servicio de Gas Natural Vehicular. Diciembre 2017
- Minminas. Precios de Combustibles. 2017
- Minminas. Resoluciones. 2017
- MinMinas. Vehículos Convertidos a Gas Natural. Diciembre 2017
- Naturgas. Visión Sectorial del Gas Natural en Colombia
- NGV. NGV Count - Ranked Numerically. 2017
- Promigas. Cifras de Transporte. 2017
- Promigas. Empresas Relacionadas Informe de Gestión. 2017
- Promigas. Global Energy Insights. Marzo 2018
- SUI. Consumos Regulados de Gas Natural. 2017
- SUI. Consumos Regulados Históricos. 2017
- SUI. Subsidios y Contribuciones. 2017
- TGI. Informe de Sostenibilidad. 2017

UPME. Balance Energético Colombiano. 2016

UPME. Balance de Gas Natural. 2017

UPME. Balance de Oferta y Demanda de Gas Natural. 2017

UPME. Boletín Estadístico de Minas y Energía. 1990-2010

UPME. Boletín Estadístico de Minas y Energía. 2012-2016

UPME. Convocatorias de Gas Natural. 2018

UPME. Cronograma Procesos de Selección para Obras de Gas. 2017-2018

UPME. Escenarios de Oferta de Gas Natural. Marzo 2018

U UPME. Estructura Precios. Diciembre 2017

UPME. Implementación del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Marzo 2018

UPME. Informe de Rendición de Cuentas. 2016-2017

UPME. Plan Indicativo de Expansión de Gas Combustible PIEC-GC. Septiembre 2017

UPME. Precios Combustibles. Diciembre 2017

UPME. Proyección de Gas Natural en Colombia 2018-2032. Abril 2018

UPME. Proyección de Precios de los Energéticos para Generación Eléctrica 2017. 2035. Noviembre 2017

UPME. Reservas. 2017

UPME. Tablas Cifras Proyección de Demanda de Gas Natural. Abril 2018



---

**PÁGINAS WEB**

---

- A** Agencia Nacional de Hidrocarburos, [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)  
Alcanos de Colombia S.A E.S.P. <http://www.alcanosesp.com>
- B** Bolsa Mercantil de Colombia. <http://www.bolsamercantil.com.co>  
British Petroleum, [www.bp.com](http://www.bp.com)  
Comisión de Regulación de Energía y Gas, [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)
- C** Centro Internacional de Energía y Ambiente (IESA). <http://www.iesa.edu.ve>  
Concentra, Inteligencia en Energía S.A.S. <https://www.concentra.co>
- D** Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas, [www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co)  
Ecopetrol, [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)
- E** Efigas S.A E.S.P. <http://www.efigas.com.co>  
Empresas Publicas de Medellin E.S.P. <http://www.epm.com.co>  
Energy Information Administration, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)  
Gas Natural Fenosa. <https://www.gasnaturalfenosa.es>
- G** Gases de Occidente. <http://www.gdo.com.co>  
Gases del Caribe S.A E.S.P. <http://www.gascaribe.com>
- M** Ministerio de Minas y Energía, [www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co)
- N** NGV Group, [www.ngvgroup.com](http://www.ngvgroup.com)  
Prensa Vehicular, [www.prensavehicular.com](http://www.prensavehicular.com)
- P** Promigas, [www.promigas.com](http://www.promigas.com)  
Promotora de Gases del Sur SA ESP, [www.progasur.com.co](http://www.progasur.com.co)
- S** Sistema de Información Minero Colombiano, [www.simco.gov.co](http://www.simco.gov.co)  
Sistema Único de Información, [www.sui.gov.co](http://www.sui.gov.co)
- T** Transportadora de Gas del Interior, [www.tgi.com.co](http://www.tgi.com.co)
- U** Unidad de Planeación Minero Energética, [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)



PROMIGAS



[WWW.PROMIGAS.COM](http://WWW.PROMIGAS.COM)