

## HACIA UN MERCADO ÚNICO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA: *POLICY NOTE*

Investigadores

Juan Benavides  
Sergio Cabrales



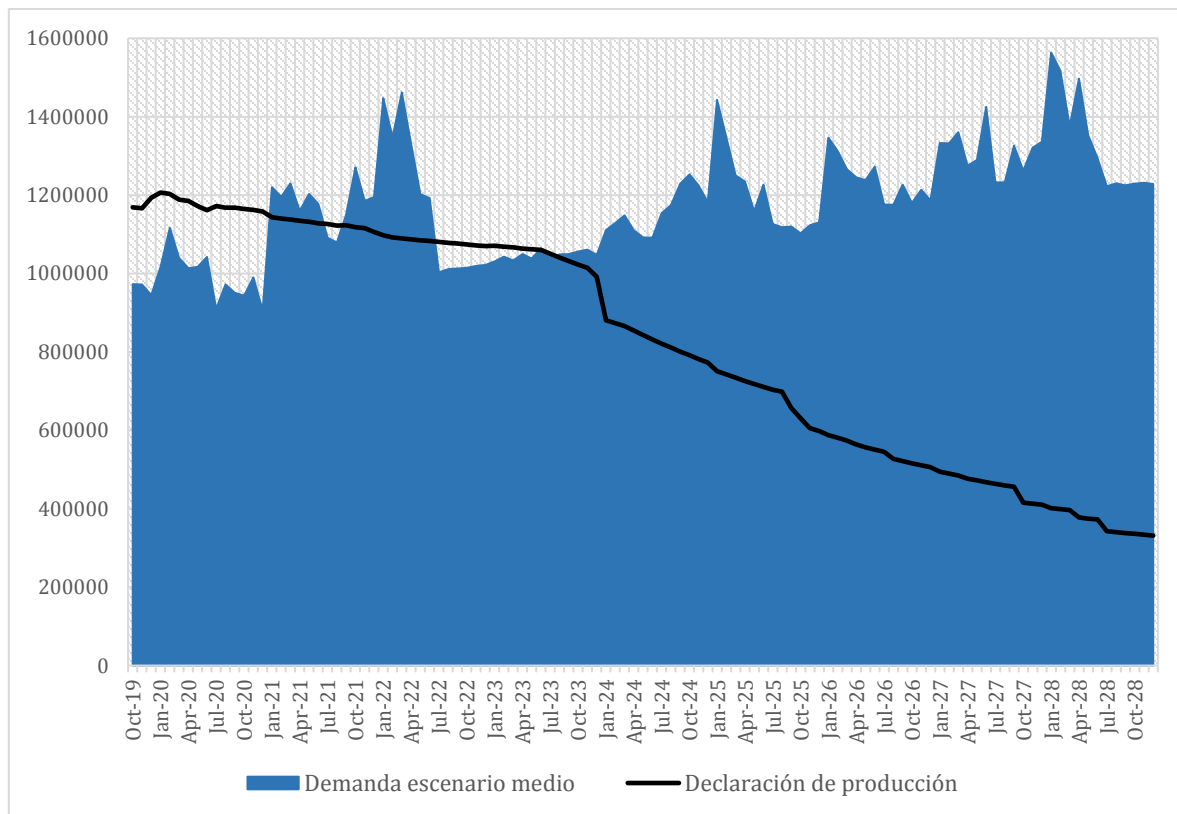
Bogotá, marzo 2020

## RESUMEN

El mercado de gas natural de Colombia tiene numerosas fricciones, complejidades y fallas de mercado y regulatorias (escaso número de actores en producción, integración vertical en diferentes mercados, ausencia de un mercado spot, mercado de contratos ilíquidos en producción y de transporte, ausencia de instalaciones de almacenamiento, reservas que se desarrollan de manera aleatoria y gradual, expansión del transporte por demanda) que influyen de manera poderosa en su evolución.

El principal problema de abastecimiento del país radica en que las fuentes domésticas (existentes) no se dinamizan por una combinación de las causas anteriores, dentro de las que se destacan la ausencia de conexión directa de los dos submercados (Costa e Interior) y el cobro del transporte por distancia, a pesar de que sean más económicas que el gas importado. Sin adiciones de reservas, se presentarían necesidades de importación desde 2021, como se muestra en la Figura A.

**Figura A. Demanda (escenario medio de la UPME) versus declaración de producción<sup>1</sup>**



Fuente: UPME (2019)

<sup>1</sup> El escenario medio de la UPME de diciembre del 2019 incluye la proyección demanda de gas natural sector residencial, sector terciario, sector industrial, sector petroquímico, sector petrolero, gas natural vehicular (GNVC), y demanda de las termoeléctricas.

Por la insuficiencia del aumento de reservas de gas, Colombia se conectó en 2016 al mercado internacional con la entrada de un terminal de regasificación de gas natural licuado en Cartagena. Al comienzo del año 2024, el mercado de gas natural colombiano esperaría la introducción de otro terminal de regasificación en la Costa Pacífica (Buenaventura).

La Resolución 40006 de 2017 del MME adopta un “Plan transitorio de abastecimiento de gas natural”, elaborado por la UPME, que contempla la adecuación de facilidades para lograr la bidireccionalidad de los gasoductos Barrancabermeja-Ballena y Barranquilla-Ballena y la conexión de los sistemas de Promigas y TGI desde 2020.

Este informe tiene las características de *Policy Note* (formulación sintética), aprovechando la abundancia de informes y análisis existentes sobre el sector que se producen de manera regularizada por la UPME y por analistas del mercado. Se enfoca en examinar las consecuencias de (i) conectar físicamente de los dos sistemas de transporte de gas natural de Colombia y (ii) eliminar el cobro de los costos de transporte en el tramo Ballena-Barranca, que se recuperaría con un cobro estampilla a la demanda, que recaudaría estos costos, sin análisis de comportamiento estacional (Fenómeno de El Niño).

Se modela únicamente el efecto de eliminar el costo del tramo Ballena-Barranca del cobro de la tarifa transporte y cobrar el mismo valor directamente al usuario final. Esta modificación simple introduce competencia en producción doméstica de gas natural y no tiene perdedores en los segmentos de transporte y distribución. Es más económica y sencilla de implantar que la propuesta de Chahín et al (2020), y sus efectos sobre el abastecimiento se materializarían de manera más rápida.

El estudio responde seis preguntas:

- **¿Conduce automáticamente la integración física de los dos submercados a una integración comercial?** No, porque los costos de transporte del tramo Ballena-Barranca impiden que el gas de Cusiana y el Magdalena Medio lleguen a la Costa y el precio de Ballena es cercano al precio de importación y compite desfavorablemente con los bajos costos del gas de Cusiana, que además tiene menores costos de transporte al centro y el suroccidente del país.
- **¿Cuál es el efecto sobre precios finales por no cobrar el tramo Ballena-Barranca en la tarifa de transporte?** Si se mantiene el cobro por distancia, no se cobra el tramo Ballena-Barranca en la tarifa de transporte y no se tiene en cuenta la declinación de las fuentes domésticas: (i) Cusiana se convierte en una fuente competitiva tanto para el submercado de la Costa como para el submercado del Interior, (ii) bajo supuestos conservadores, el gas del Valle Medio del Magdalena se convierte en una fuente competitiva de abastecimiento tanto para la Costa como para el Interior y (iii) el gas importado son las fuentes más costosas para ambos subsistemas.
- **¿Cuál es el efecto sobre la dinámica de reservas por no cobrar el tramo Ballena-Barranca en la tarifa de transporte?** La declinación de las fuentes de Ballena y Cusiana y

los precios relativos favorables del gas del Valle Medio del Magdalena se compensaría con adiciones de reservas en el Magdalena Medio y Cusiana.

- **¿Cuál es el impacto de usar gas importado sobre el nivel de despacho del parque termoeléctrico a gas?** Con gas doméstico en el Escenario Medio, el nivel de despacho es de 14.8% y con gas importado, este nivel se reduce a 13.1%. Esto aumenta las necesidades de energía firme y las probabilidades de racionamiento.
- **¿Cuánto se ahorra el país por impulsar la producción doméstica al no cobrar el tramo Ballena-Barranca?** En 10 años, en el Escenario Medio de adición de reservas en el Valle Medio del Magdalena, el país se ahorraría USD 374 millones (en valor presente, tasa de descuento del 12%).
- **¿Es automática la entrada a producción de nuevas reservas sin cambios en el cobro de transporte y sin la conexión de los dos sistemas?** No. El cobro por distancia de la red de transporte de gas y la inexistencia de un mercado nacional que genere escalas atractivas de venta desestimulan la exploración y desarrollo de reservas que no estén cerca de Barranquilla o de Bogotá.

En el año 2028, sin adición de reservas, y cuando las importaciones representen el 73% del total del consumo, se tendría que el precio promedio nacional pasaría de 6.06 USD/Kpc/d a 8.11 USD/Kpc/d (incremento del 33.8%). Esto reduciría la demanda nacional en un 10.8% en ese año.

En 10 años, y en el costo final para los consumidores, la adición de reservas domésticas en el Valle Inferior del Magdalena Media inyectaría al país, en demanda final, USD 374 millones en el Escenario Medio y USD 610 millones en el Escenario Alto.

La pérdida de excedente del consumidor *evitable* en 2028 sería de USD 869 millones. Este valor en un solo año es superior al costo de construcción a nuevo del tramo Ballena-Barranca (aproximadamente USD 420 millones).

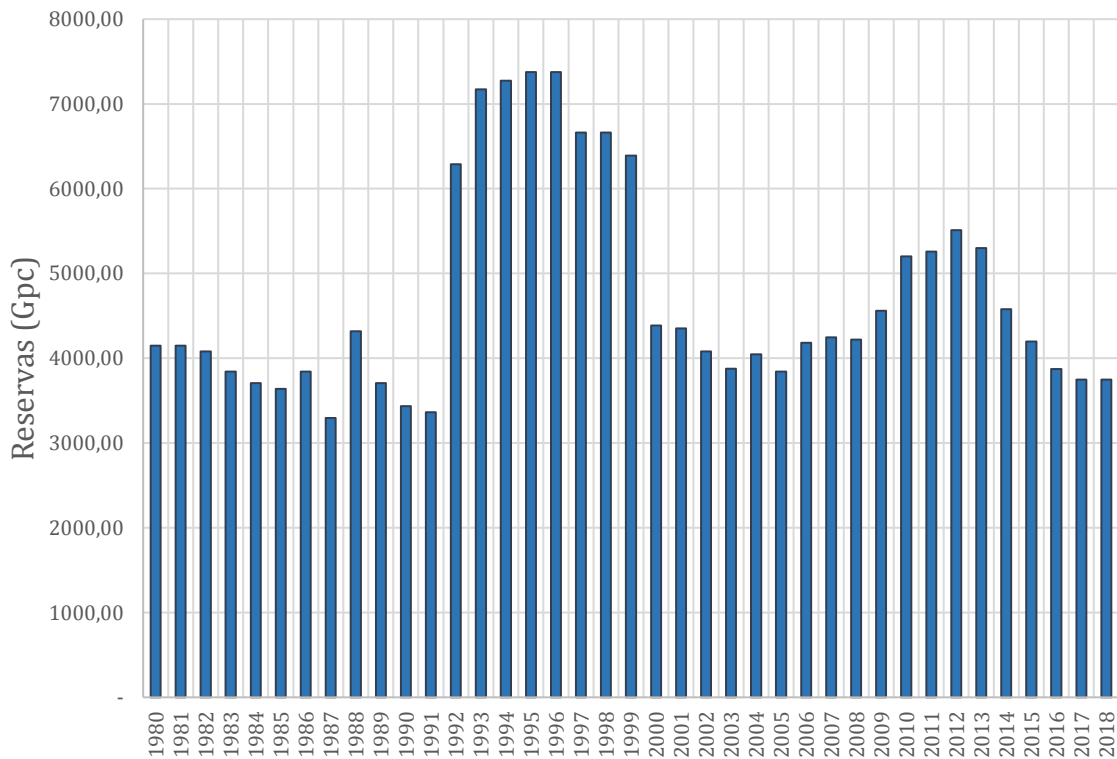
El resto del documento se desarrolla de la siguiente manera. El Capítulo 1 muestra la consecuencia de eliminar el cobro del tramo Ballena-Barranca en la tarifa de transporte sobre los precios en los nodos de Barranquilla y Bogotá. En una red radial y con cobros a distancia, lo que sucede en estos dos nodos se traspa al resto de nodos de cada subsistema. El Capítulo 2 muestra la evolución plausible del cambio de oferta nacional en 10 años si se implementa la medida anterior. El Capítulo 3 estima el impacto diferencial de disponer de gas importado y gas doméstico para generar en plantas de ciclo combinado. Finalmente, el Capítulo 4 resume los impactos económicos de ampliar la oferta doméstica.

# CAPÍTULO 1. IMPACTOS DE LA INTEGRACIÓN FÍSICA Y DE NO COBRAR EL TRAMO BALLENA-BARRANCA EN LA TARIFA DE TRANSPORTE SOBRE LOS PRECIOS FINALES EN LOS SUBMERCADOS DE GAS NATURAL DE LA COSTA Y DEL INTERIOR

## SUBMERCADOS DE GAS NATURAL

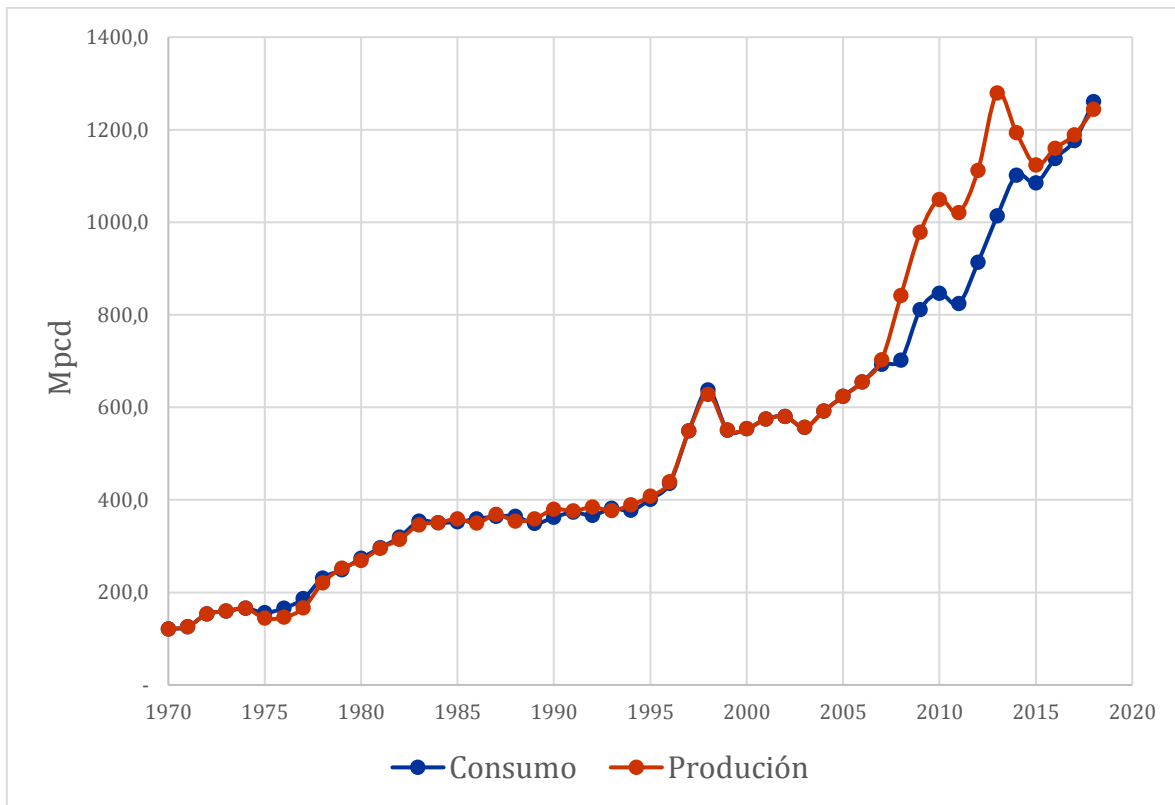
Las decisiones de estructura de mercado y estilo regulatorio en gas natural se tomaron en 1994-1995, cuando el gas natural no tenía perspectiva de ser transable internacionalmente y bajo unas circunstancias de empresa estatal preponderante en todos los segmentos de la cadena de valor. Veinticinco años después, Colombia es un país de escasa producción (1,260 millones de pies cúbicos promedio/día; 0.3% del mundo en 2018) y reservas de gas natural (3749 miles de millones de pies cúbicos; 0.1% del mundo en 2018), lo que alcanza para 8.2 años de consumo con el nivel actual de producción. Estas reservas se han reducido hasta llegar a mínimos desde el año 1992. El campo de Guajira en la Costa Atlántica está en declive. En los últimos 20 años, solo ha aumentado la producción de los campos en el Valle Medio e Inferior del Magdalena junto a las cuencas menores (Figuras 1.1 y 1.2).

**Figura 1.1. Evolución de reservas probadas de gas natural en Colombia**



Fuente: BP (2019)

**Figura 1.2. Producción y consumo de gas natural**



Fuente: BP (2019)

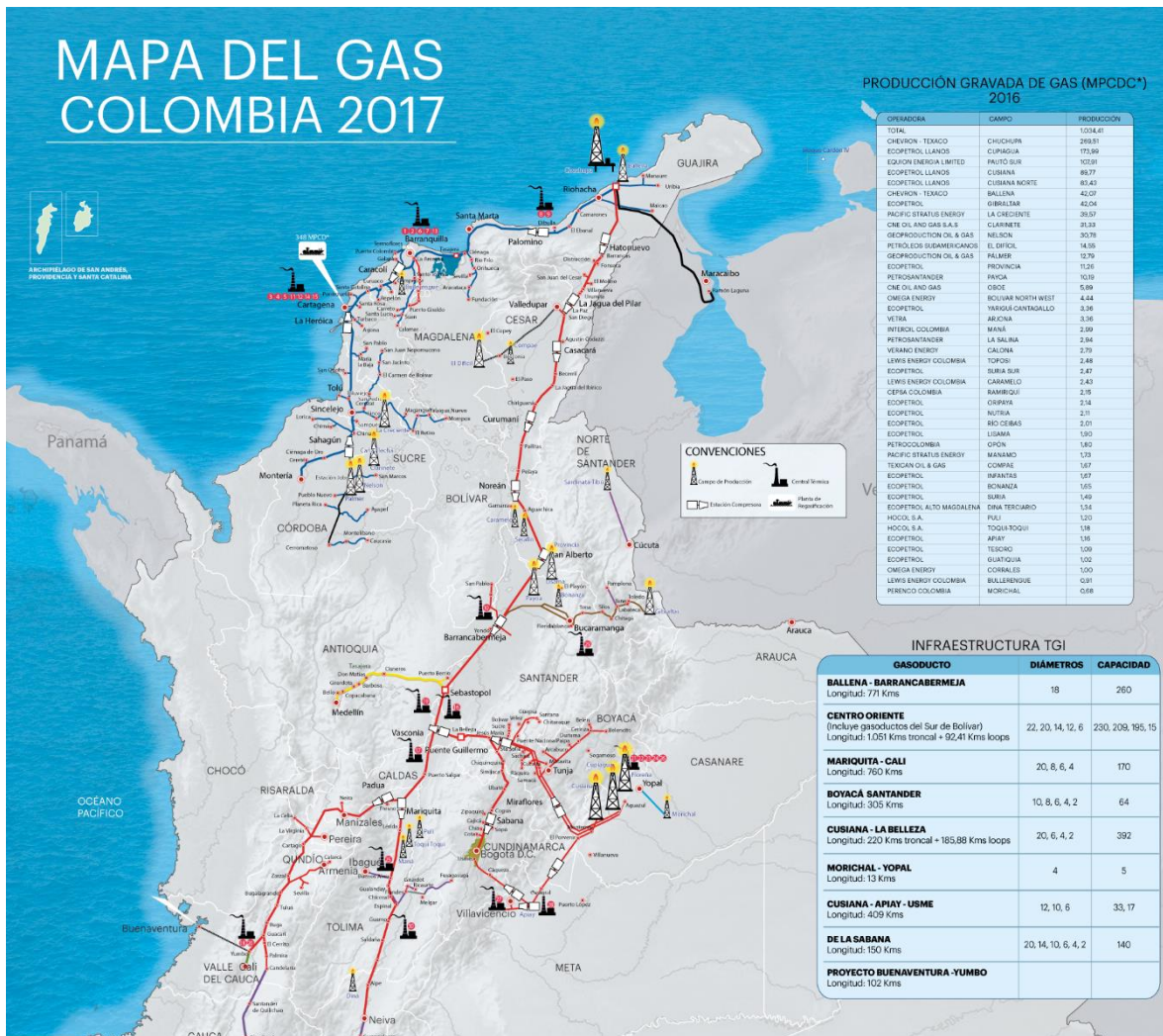
La estructura radial de la red de transporte, la ubicación de los dos campos más grandes en los extremos de la red y el cobro del transporte por distancia, han reforzado el fraccionamiento del país en dos mercados de gas natural, cada uno con un productor y un transportador dominante (Tabla 1.1 y Figura 1.3). El transporte del interior está dominado por Transportadora de Gas Internacional (TGI) con el 82% de los gasoductos de ese submercado. El transporte de la Costa Caribe está dominado por Promigas, con el 100% de los gasoductos de esa región.

**Tabla 1.1. Red de gasoductos**

Empresa	Red de gasoductos (km)	Porcentaje (%)	Mercado
Coinogas	18	0.2%	Interior
Prograsur	354	4.7%	Interior
Promigas	2561	34.3%	Costa
Promioriente	333	4.5%	Interior
TGI	3994	53.5%	Interior
Transmetano	189	2.5%	Interior
Transoccidente	11	0.1%	Interior
<b>Total</b>	7460		

Fuente: Promigas (2019)

**Figura 1.3. Mapa del sistema de producción, transporte y consumo de gas natural**



Fuente: TGI (2019)

Hasta 2003, el negocio de los hidrocarburos fue un monopolio público (Ecopetrol) con jurisdicción sobre la gestión del recurso. La entrada a ampliar la base del recurso obligaba a los contratos de asociación de los privados con el estado. A pesar del cambio de administración del recurso (ahora a cargo de la ANH) y de contratos modernos en el sector de gas, los precios inferiores al costo de oportunidad internacional y las restricciones al comercio internacional del gas natural han limitado en muchos casos la inversión privada a desarrollos marginales de producción consistentes con el nivel de costos hundidos por las firmas de hidrocarburos que operan en Colombia.

En 2003 se liberó el precio en boca de pozo en un contexto de dominación del lado de la oferta por un solo productor. El precio en boca de pozo de gas en los noventa estuvo definido por el

*netback* contra combustibles sustitutos en el caso de pozos desregulados, o limitado por un techo de precios (costo del sustituto de esa época –fuel oil-) en el caso de los pozos regulados.

La política de abastecimiento y la entrada al comercio internacional de gas natural en Colombia han sido adelantadas por la CREG. Desde el comienzo de las discusiones sobre conexión al mercado internacional se advirtió que era más práctico facilitar la inversión integrada de un conjunto de activos complementarios y definir un cronograma de desintegración posterior. Sin embargo, la regulación definió la estructura del negocio (desintegrado) y la entrada en operación de la regasificadora de Cartagena llegó por lo menos 4 años después de su estructuración.

Colombia enfrenta un potencial déficit de abastecimiento a partir de 2023-2024 (Figura A), que el gobierno ha pensado enfrentar con 4 alternativas, cada una con sus ventajas, desventajas y factibilidad de estar lista en dos años: (i) acelerando la exploración y el desarrollo de gas natural no convencional (*shale*); (ii) usando la planta de regasificación de la Costa Atlántica como suministro permanente y no solamente restringido al consumo eléctrico; (iii) revirtiendo el flujo de exportaciones de gas natural a Venezuela, que tendría interés en monetizar sus reservas, antes que seguir recibiendo gas de Colombia; (iv) construyendo otra planta de regasificación en la Costa Pacífica o ampliando la planta de la Costa Atlántica.

Las obligaciones de remuneración en caso de que el gas se usara para todo el consumo nacional, a cambio de su uso restringido al sector eléctrico, son especulativas, así como la posibilidad de importar gas natural de Venezuela. La alternativa de importar gas natural por la Costa Pacífica no estaría lista antes de 5 años. Las inversiones en desarrollo de nuevos campos de gas no convencional podrían tener un *upside* de ingresos si su entrada coincidiera con la materialización de un evento de sequía en el sector eléctrico, pero este *upside* no puede ser el fundamento de la inversión.

La tesis central de este documento es que se requiere un estímulo de carácter permanente y creíble que facilite el ingreso de nuevas reservas. La adición de reservas domésticas es más económica que la alternativa de importar y por tanto requiere un impulso inmediato. La medida propuesta en este documento (eliminar el costo del tramo Ballena-Barranca de la tarifa de transporte y cobrarlo a los usuarios finales es la más rápida de implantar y es la de menores costos de transacción en su implementación.

## **ANÁLISIS POR NODOS DE CONSUMO REPRESENTATIVOS**

### **SUPUESTOS**

El análisis, que cubre 10 años, con un foco en tres momentos (2019, 2024 y 2028), para un nodo representativo de cada submercado (Barranquilla y Bogotá), es suficiente para calificar el impacto sobre el resto del país por el carácter radial de las redes de transporte. El precio en boca de pozo de las fuentes nacionales para el primer año se toma como el promedio ponderado de los precios por modalidad contractual (reportados por Concentra). En adelante, este precio



de partida se ajusta con los cambios porcentuales de las proyecciones de precios de los precios en Henry Hub, realizadas por la EIA (2019).

El precio de gas regasificado en los puertos de Cartagena y Buenaventura se estima como la suma de precio del gas natural en Henry Hub, el costo de licuefacción, el costo de regasificación, el costo de comercialización y el costo de transporte marítimo (Tabla 1.2). Las proyecciones anuales del precio del gas en Henry Hub se toman de la EIA (2019). Los costos de licuefacción, regasificación y comercialización se ajustan anualmente con el promedio histórico del Índice de Precios al Productor de la Industria Manufacturera de Gas (FRED 2019). Y los costos de transporte marítimos se ajustan con el promedio anual del Índice de Precios al Productor (FRED 2019).

**Tabla 1.2. Estimaciones de los precios del gas natural importado en los puertos de Cartagena y Buenaventura (USD/MTBU)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Natural Gas Spot Price at Henry Hub (EIA)	3.10	3.25	3.24	3.33	3.56	3.84	4.20	4.39	4.52	4.72
Costo de Licuefacción <sup>2</sup>	1.92	1.98	2.05	2.12	2.19	2.26	2.34	2.42	2.50	2.58
Costo de regasificación (UPME)	0.69	0.71	0.74	0.76	0.79	0.81	0.84	0.87	0.90	0.93
Costo de comercialización (UPME)	0.16	0.17	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22
Costo del transporte marítimo - Cartagena (UPME)	0.38	0.38	0.39	0.39	0.40	0.40	0.41	0.41	0.42	0.42
Costo del transporte marítimo - Buenaventura (UPME)	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.96	0.97	0.98
Precio Gas Natural – Cartagena (USD/MBTU)	6.25	6.49	6.59	6.78	7.12	7.51	7.99	8.29	8.54	8.87
Precio Gas Natural – Buenaventura (USD/MBTU)	6.75	7.00	7.10	7.30	7.64	8.04	8.52	8.83	9.09	9.42

Fuente: elaboración propia con base en EIA (2019) y UPME (2019)

Las tarifas de transporte se basan en las Resoluciones de CREG y se ajustan con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos. Estas tarifas reflejan el poder calorífico de cada fuente de suministro. El precio final para cada nodo de consumo es la suma del precio en boca de pozo y la tarifa de transporte desde la fuente de suministro.

<sup>2</sup> El costo de licuefacción se calculó como el promedio de las diferencias desde enero del 2016 entre Price of Liquefied U.S. Natural Gas Exports (Dollars per Thousand Cubic Feet) y Price of U.S. Natural Gas Pipeline Exports (Dollars per Thousand Cubic Feet) reportados por U.S. Energy Information Administration <https://www.eia.gov>.

## NODO DE CONSUMO - BOGOTÁ

Los precios finales en Bogotá se presentan en las Tablas 1.3, 1.4 y 1.5.

**Tabla 1.3. Precios finales para el nodo de consumo Bogotá (2019)**

	Cusiana	Ballena	Jobo	La Creciente	Campos Ballena - Barranca	Cartagena	Buenaventura
Poder Calorífico (BTU/PC)	1133.8	996.9	1006.1	1037.6	1077.6	1000.0	1000.0
Precio en Boca de Pozo (USD/MBTU)	\$ 3.54	\$ 5.18	\$ 4.65	\$ 4.65	\$ 4.65	\$ 6.25	\$ 6.75
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$ 1.18	\$ 2.68	\$ 4.51	\$ 4.05	\$ 2.48	\$ 3.46	\$ 3.15
<b>Precio Final (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$ 4.72</b>	<b>\$ 7.86</b>	<b>\$ 9.16</b>	<b>\$ 8.70</b>	<b>\$ 7.13</b>	<b>\$ 9.71</b>	<b>\$ 9.90</b>
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$ 1.18	\$ 1.47	\$ 3.32	\$ 2.89	\$ 1.36	\$ 2.14	\$ 3.15
<b>Precio Final (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$ 4.72</b>	<b>\$ 6.65</b>	<b>\$ 7.96</b>	<b>\$ 7.54</b>	<b>\$ 6.01</b>	<b>\$ 8.39</b>	<b>\$ 9.90</b>

Fuente: elaboración propia

**Tabla 1.4. Precios finales para el nodo de consumo Bogotá (2024)**

	Cusiana	Ballena	Jobo	La Creciente	Campos Ballena - Barranca	Cartagena	Buenaventura
Poder Calorífico (BTU/PC)	1133.8	996.9	1006.1	1037.6	1077.6	1000.0	1000.0
Precio en Boca de Pozo (USD/MBTU)	\$ 4.39	\$ 6.41	\$ 5.76	\$ 5.76	\$ 5.76	\$ 7.51	\$ 8.04
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$ 1.25	\$ 2.84	\$ 4.79	\$ 4.30	\$ 2.63	\$ 3.67	\$ 3.34
<b>Precio Final (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$ 5.64</b>	<b>\$ 9.26</b>	<b>\$ 10.54</b>	<b>\$ 10.05</b>	<b>\$ 8.39</b>	<b>\$ 11.19</b>	<b>\$ 11.39</b>
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$ 1.25	\$ 1.56	\$ 3.52	\$ 3.07	\$ 1.45	\$ 2.27	\$ 3.34
<b>Precio Final (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$ 5.64</b>	<b>\$ 7.98</b>	<b>\$ 9.27</b>	<b>\$ 8.82</b>	<b>\$ 7.20</b>	<b>\$ 9.78</b>	<b>\$ 11.39</b>

Fuente: elaboración propia

**Tabla 1.5. Precios finales para el nodo de consumo Bogotá (2028)**

	Cusiana	Ballena	Jobo	La Creciente	Campos Ballena - Barranca	Cartagena	Buenaventura
Poder Calorífico (BTU/PC)	1133.8	996.9	1006.1	1037.6	1077.6	1000.0	1000.0
Precio en Boca de Pozo (USD/MBTU)	\$ 5.39	\$ 7.87	\$ 7.07	\$ 7.07	\$ 7.07	\$ 8.87	\$ 9.42
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$ 1.33	\$ 3.02	\$ 5.08	\$ 4.56	\$ 2.79	\$ 3.90	\$ 3.54
<b>Precio Final (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$ 6.72</b>	<b>\$ 10.89</b>	<b>\$ 12.14</b>	<b>\$ 11.62</b>	<b>\$ 9.86</b>	<b>\$ 12.76</b>	<b>\$ 12.97</b>
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$ 1.33	\$ 1.66	\$ 3.73	\$ 3.25	\$ 1.53	\$ 2.41	\$ 3.54
<b>Precio Final (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$ 6.72</b>	<b>\$ 9.53</b>	<b>\$ 10.80</b>	<b>\$ 10.32</b>	<b>\$ 8.60</b>	<b>\$ 11.28</b>	<b>\$ 12.97</b>

Fuente: elaboración propia

De estas tablas se observa que:

- El menor precio final de suministro para Bogotá en los 3 instantes contemplados es Cusiana, seguido por los precios del gas del Magdalena Medio (Campos Ballena - Barranca) y Ballena, incluso en el caso en que no se cobra la tarifa del tramo Ballena-Barranca.
- En 2019, el gas importado para Bogotá tiene un costo adicional de 5 USD/MBTU con respecto al gas de Cusiana. Si no se cobra la tarifa del tramo Ballena-Barranca, el costo adicional respectivo se reduce a 3.67 USD/MBTU.
- Estos costos adicionales de la importación para Bogotá frente a Cusiana pasan a ser 6.04 USD/MBTU si se cobra plenamente la tarifa del tramo Ballena-Barranca, y a 4.56 USD/MBTU si no se cobra tal tarifa.
- El gas importado genera un aumento de más del doble del precio final frente a Cusiana. Con los precios y tarifas de transporte actuales, Cusiana seguirá dominando el mercado de Bogotá.
- La eliminación del cobro de la tarifa de Ballena-Barranca no es suficiente para incentivar las compras de gas ubicado en el Caribe para Bogotá.

#### **NODO DE CONSUMO - BARRANQUILLA**

Los precios finales en Barranquilla se presentan en las Tablas 1.6, 1.7 y 1.8.

**Tabla 1.6. Precios finales para el nodo de consumo Barranquilla (2019)**

	Cusiana	Ballena	Jobo	La Creciente	Campos Ballena - Barranca	Cartagena	Buenaventura
Poder Calorífico (BTU/PC)	1133.8	996.9	1006.1	1037.6	1077.6	1000.0	1000.0
Precio en Boca de Pozo (USD/MBTU)	\$3.54	\$5.18	\$4.65	\$4.65	\$4.65	\$6.25	\$6.75
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$2.85	\$0.53	\$1.33	\$0.96	\$1.61	\$0.26	\$4.28
<b>Precio Final (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$6.39</b>	<b>\$5.71</b>	<b>\$5.98</b>	<b>\$5.61</b>	<b>\$6.25</b>	<b>\$6.51</b>	<b>\$11.03</b>
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$1.79	\$0.53	\$1.33	\$0.96	\$0.49	\$0.26	\$3.08
<b>Precio Final (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$5.33</b>	<b>\$5.71</b>	<b>\$5.98</b>	<b>\$5.61</b>	<b>\$5.14</b>	<b>\$6.51</b>	<b>\$9.83</b>

Fuente: elaboración propia

**Tabla 1.7. Precios finales para el nodo de consumo Barranquilla (2024)**

	Cusiana	Ballena	Jobo	La Creciente	Campos Ballena - Barranca	Cartagena	Buenaventura
Poder Calorífico (BTU/PC)	1133.8	996.9	1006.1	1037.6	1077.6	1000.0	1000.0
Precio en Boca de Pozo (USD/MBTU)	\$4.39	\$6.41	\$5.76	\$5.76	\$5.76	\$7.51	\$8.04
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$3.02	\$0.56	\$1.41	\$1.02	\$1.71	\$0.28	\$4.54
<b>Precio Final (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$7.42</b>	<b>\$6.98</b>	<b>\$7.17</b>	<b>\$6.78</b>	<b>\$7.46</b>	<b>\$7.79</b>	<b>\$12.59</b>
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$1.90	\$0.56	\$1.41	\$1.02	\$0.52	\$0.28	\$3.27
<b>Precio Final (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$6.29</b>	<b>\$6.98</b>	<b>\$7.17</b>	<b>\$6.78</b>	<b>\$6.28</b>	<b>\$7.79</b>	<b>\$11.31</b>

Fuente: elaboración propia

**Tabla 1.8. Precios finales para el nodo de consumo Barranquilla (2028)**

	Cusiana	Ballena	Jobo	La Creciente	Campos Ballena - Barranca	Cartagena	Buenaventura
Poder Calorífico (BTU/PC)	1133.8	996.9	1006.1	1037.6	1077.6	1000.0	1000.0
Precio en Boca de Pozo (USD/MBTU)	\$5.39	\$7.87	\$7.07	\$7.07	\$7.07	\$8.87	\$9.42
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$3.21	\$0.60	\$1.50	\$1.08	\$1.81	\$0.29	\$4.82
<b>Precio Final (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$8.60</b>	<b>\$8.47</b>	<b>\$8.56</b>	<b>\$8.15</b>	<b>\$8.88</b>	<b>\$9.16</b>	<b>\$14.24</b>
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$2.01	\$0.53	\$1.33	\$0.96	\$0.49	\$0.26	\$3.08
<b>Precio Final (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena</b>	<b>\$7.40</b>	<b>\$8.40</b>	<b>\$8.40</b>	<b>\$8.03</b>	<b>\$7.56</b>	<b>\$9.13</b>	<b>\$12.50</b>

Fuente: elaboración propia

En el caso de Barranquilla se observa que:

- En 2019, los menores precios finales de suministro para Barranquilla en los 3 instantes contemplados son La Creciente, Ballena y Jobo. Cuando no se cobra el tramo Ballena-Barranca, *los menores precios finales serían los del gas del Magdalena Medio y Cusiana.*
- En 2019, el gas importado para Barranquilla tiene un costo adicional de 1 USD/MBTU con respecto al gas de La Creciente (fuente más económica para este submercado).
- Cuando no se cobra la tarifa del tramo Ballena-Barranca, estas ventajas de los precios de los Campos Ballena - Barranca y Cusiana se mantienen en 2024 y 2028.
- En 2024 y 2028, la mayoría de las fuentes de suministro para Barranquilla tienen diferencias de precios inferiores a 1 USD/MBTU.
- Los costos adicionales de importación para Barranquilla frente a La Creciente se mantienen en el futuro si se cobra el tramo Ballena-Barranca. Si no cobrara este tramo, el costo adicional de la importación es de 1.37 USD/MBTU frente Campos Ballena - Barranca.
- La eliminación de la tarifa de Ballena-Barranca incentiva la exploración y adición de reservas en el Magdalena Medio y el Piedemonte llanero.

#### **CONCLUSIONES SIN DINÁMICA DE RESERVAS**

Cusiana es la fuente de suministro más económica para el Interior. Cuando se cobra la tarifa del tramo de transporte Ballena-Barranca: (i) la segunda fuente más económica (Magdalena Medio) para Bogotá es 50% más costosa que Cusiana y (ii) el gas importado para Bogotá es 100% más costoso que Cusiana. Con la eliminación del cobro de la tarifa de transporte de Ballena-Barranca, el costo adicional de la segunda fuente de suministro es 25%.

La Creciente, Ballena y Jobo son las fuentes más económicas para la Costa. Cuando se cobra la tarifa del tramo de transporte Ballena-Barranca: (i) la segunda fuente más económica (Magdalena Medio) para Barranquilla es 11% más costosa que La Creciente en 2019; (ii) en 2028, la segunda fuente más económica es Cusiana, que sería 5% más costosa que La Creciente; (iii) el gas importado para Barranquilla es 16% más costoso que la Creciente en 2019.

Cuando no se cobra la tarifa de transporte Ballena-Barranca: (i) el gas del Magdalena Medio y de Cusiana son los más económicos para la Costa en 2019, 2024 y 2028, con precios muy similares; (ii) el gas del Magdalena Medio sería 8% más económico que el de La Creciente en 2019 y 7% más económico en el 2028; (iii) el gas de Cusiana sería 5% más económico que el de La Creciente en 2019 y 9% más económico en el 2028.

## CAPÍTULO 2. ESCENARIO CON EVOLUCIÓN DE RESERVAS<sup>3</sup>

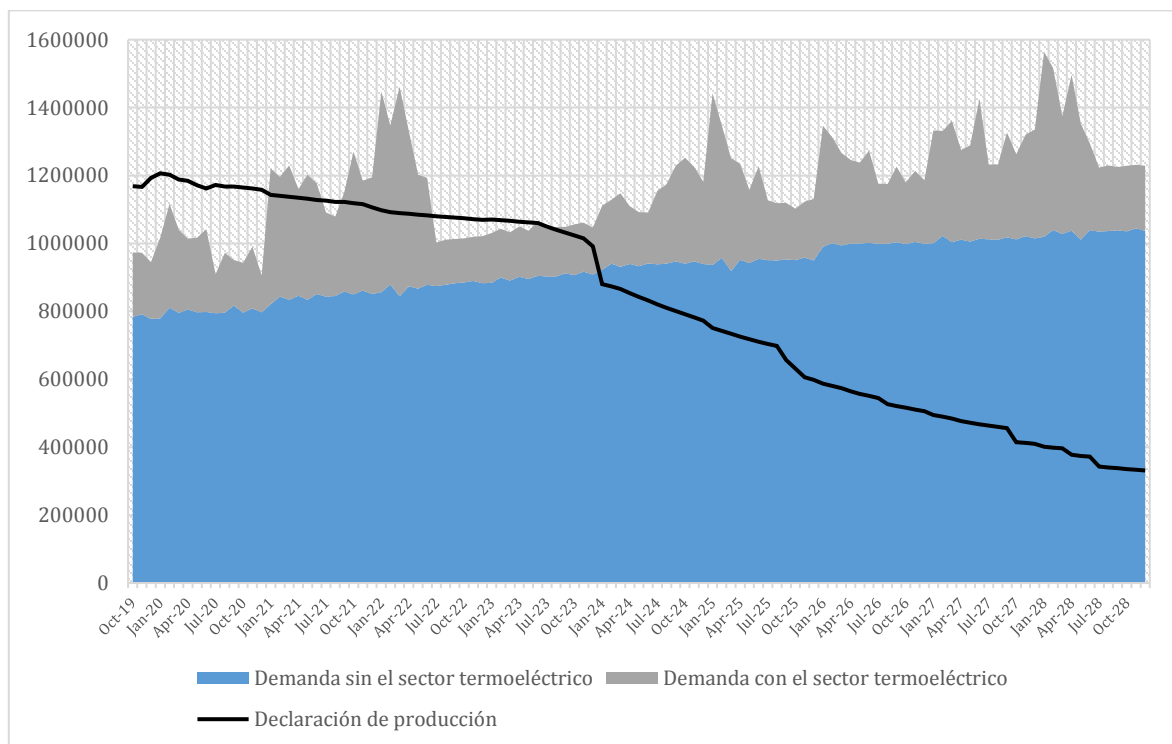
### PUNTO DE PARTIDA

El cobro de transporte por distancia dificulta la entrada de nuevas reservas. La decisión de compensar la declinación de Ballena y Cusiana con importaciones sin recurrir primero el estímulo a adición de reservas nacionales tiene costos adicionales y pérdidas de excedente del consumidor *evitables*. Las simulaciones del Capítulo 1 muestran una alternativa que lograría la competitividad de las fuentes domésticas y podría dinamizar el mercado de producción.

### BALANCE OFERTA DOMÉSTICA -DEMANDA SIN ADICIÓN DE RESERVAS

El balance de oferta doméstica y demanda del mercado *nacional* - escenario medio<sup>4</sup> se presenta en la Figura 2.1.

**Figura 2.1. Balance nacional oferta doméstica-demanda sin adición de reservas – Escenario medio UPME**



Fuente: elaboración propia con base en UPME (2019)

<sup>3</sup> Como en el Capítulo 1, se considera un horizonte de 10 años para los dos submercados (interior y costa) y para el mercado nacional. La demanda de gas natural corresponde al escenario medio de las proyecciones realizadas por la UPME (2019) y la oferta de gas natural se construye con la agregación de las declaraciones de los productores.

<sup>4</sup> El escenario medio de la UPME de diciembre de 2019 incluye la proyección demanda de gas natural sector residencial, sector terciario, sector industrial, sector petroquímico, sector petrolero, gas natural vehicular (GNVC), y demanda de las termoeléctricas.

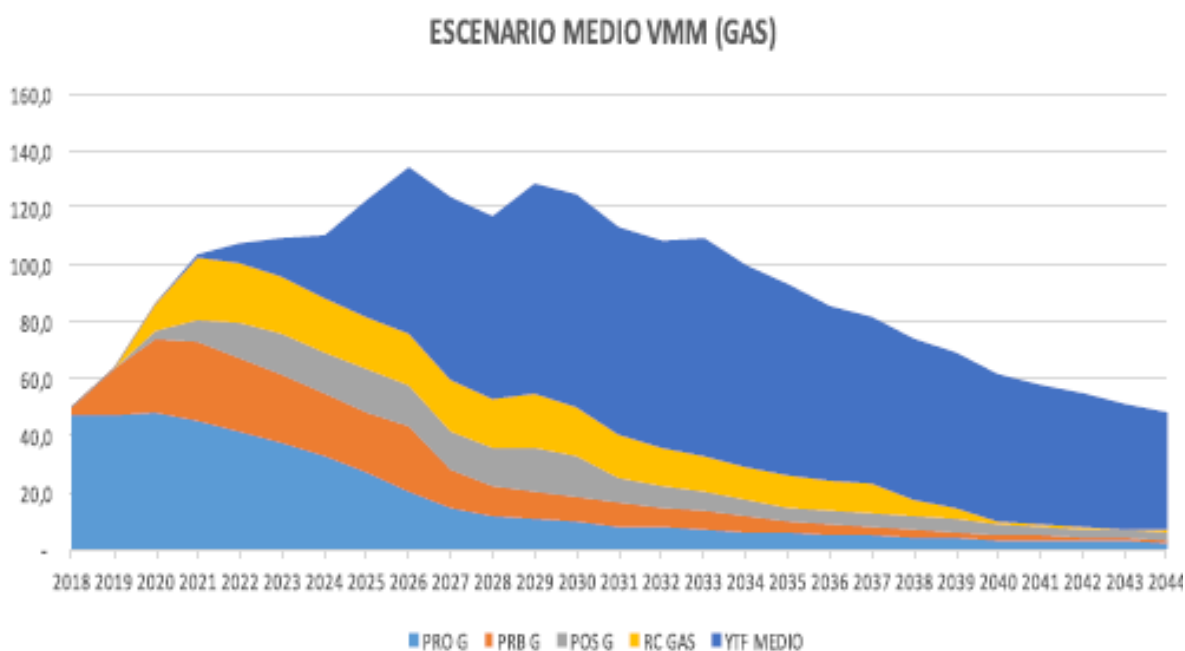
A nivel agregado del país, la producción doméstica sería insuficiente para atender la oferta nacional desde comienzos del 2021. Sin adición de reservas, se requerirá importar el 73% de la demanda para finales del 2028.

### BALANCE OFERTA DOMÉSTICA-DEMANDA CON ADICIÓN DE RESERVAS

#### ADICIÓN DE RESERVAS EN EL ESCENARIO MEDIO – MAGDALENA MEDIO

El Escenario Medio de adición de reservas de gas natural en el Valle Medio del Magdalena (que inyectarían su producción en diversos puntos del tramo Ballena-Barranca) se presenta en la Figura 2.2, sin contar con las posibles reservas de gas asociado a Yacimientos en Roca Generadora<sup>5</sup> (YRG) de la formación La Luna, Tablazo y Simití, y al carbón o Coal Bed Methane (CBM) de 5 TPCG de la cuenca de Cesar – Ranchería (UPME, 2018). A partir de 2028, la mayor parte de la producción de gas de esta cuenca provendría de fuentes convencionales que todavía no se han descubierto (Yet To Find – YTF). En su pico de producción, esta producción podría representar el 10.9% del total de la oferta nacional en 2026.

**Figura 2.2. Escenario Medio de adición de reservas de gas natural en el Valle Medio del Magdalena**

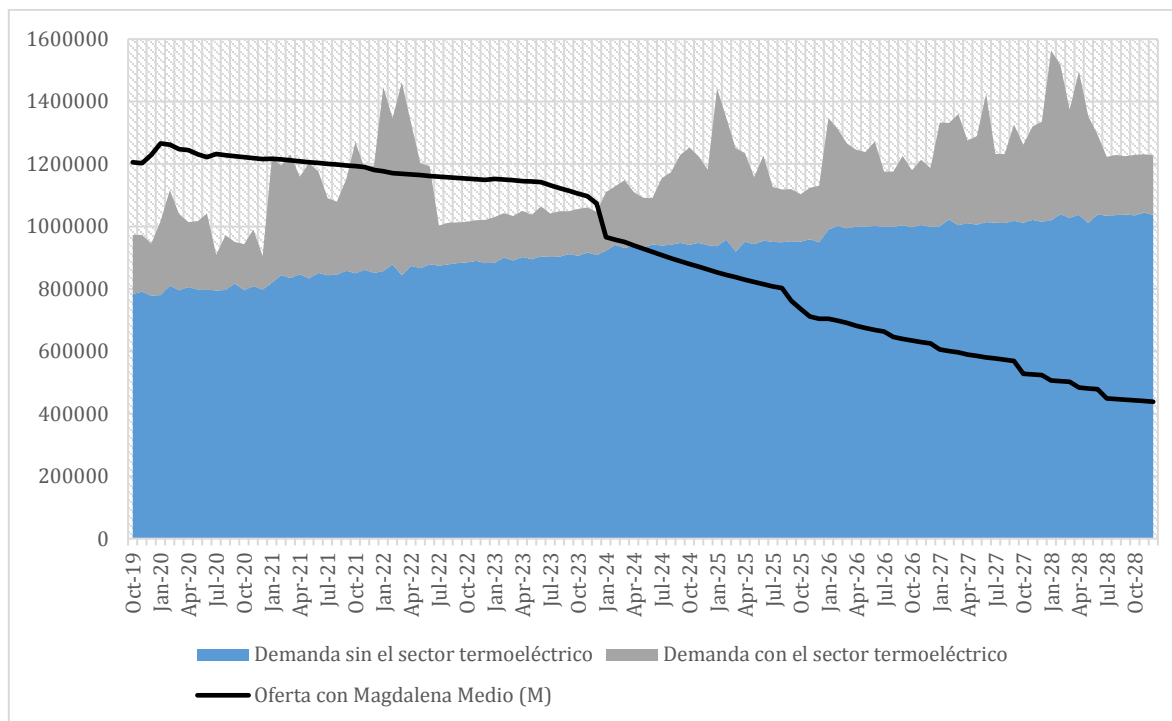


Fuente: Evaluación de las Cuencas y Estructuración de Escenarios de Oferta de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales – UPME 2018. PRO: Probadas, PRB: Probables, POS: Posibles, RC: recursos contingentes y YTF: Yet To Find.

<sup>5</sup> Yacimientos No Convencionales (YNC), específicamente Yacimientos en Roca Generadora (YRG), que están relacionados con las secuencias estratigráficas de edad cretácica y la litología de las rocas generadoras en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (UPME, 2018).

Cuando se incorpora esta nueva oferta doméstica a lo largo del tiempo, el exceso de demanda a nivel nacional se reduce (Figura 2.3; comparar con Figura 2.1 sin reservas).

**Figura 2.3. Balance nacional oferta doméstica-demanda con adición de reservas del Escenario Medio - Valle Medio del Magdalena**



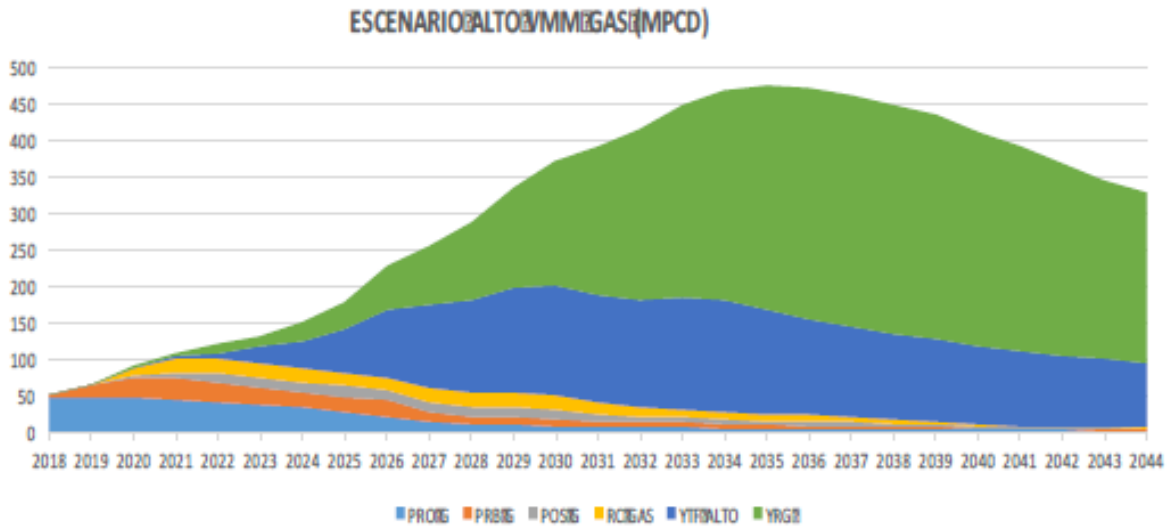
Fuente: elaboración propia con base en UPME (2019). Inyección de nueva oferta en Campos Ballena - Barranca.

#### ADICIÓN DE RESERVAS EN EL ESCENARIO ALTO – MAGDALENA MEDIO

La Figura 2.4 muestra el Escenario Alto de adición de reservas de gas natural en el Valle Medio del Magdalena (que, de nuevo inyectarían su producción en diversos puntos del tramo Ballena-Barranca). Como en el Escenario Medio, las fuentes convencionales entrarían a operar primero, pero tienen una curva de producción de mayor duración. Las fuentes no convencionales también entrarían con posterioridad a las convencionales, aportan cantidades sustancialmente más grandes que en el Escenario Medio (3 veces más de recursos no convencionales) y tienen un perfil de aporte de mucha más larga duración. A partir de 2030, la mayor parte de la producción de gas de esta cuenca provendría de fuentes no convencionales.



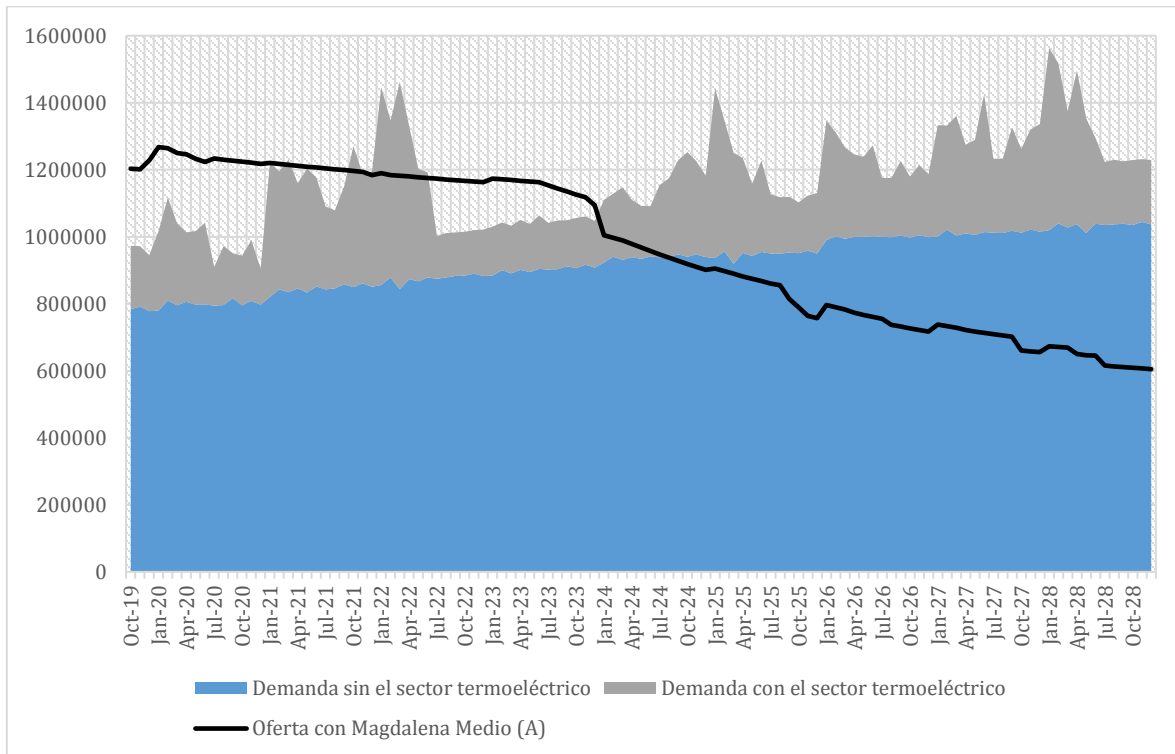
**Figura 2.4. Escenario Alto Valle Medio del Magdalena para Gas (UPME, 2018).**



Fuente: Evaluación de las Cuencas y Estructuración de Escenarios de Oferta de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales – UPME 2018. PRO: Probadas, PRB: Probables, POS: Posibles, RC: recursos contingentes, YTF: Yet To Find y YRG: Yacimientos en Roca Generadora

La incorporación de las reservas en el Escenario Alto esta nueva oferta doméstica reduce el exceso de demanda a nivel nacional se reduce (Figura 2.5).

**Figura 2.5. Balance nacional oferta doméstica – demanda con adición de reservas del Escenario Alto - Valle Medio del Magdalena**



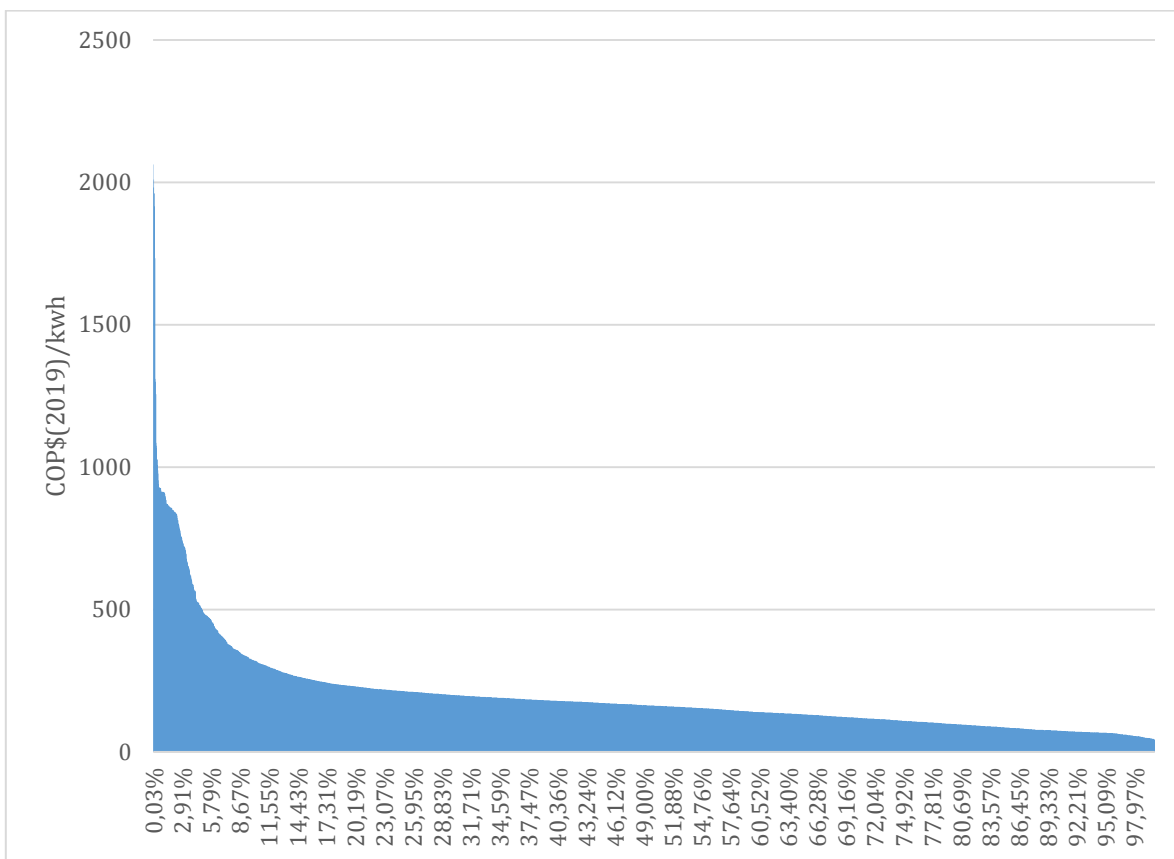
Fuente: elaboración propia con base en UPME (2019)

### CAPÍTULO 3. IMPACTO DE LA ADICIÓN DE RESERVAS DE GAS NATURAL SOBRE EL NIVEL DE DESPACHO DE LAS PLANTAS DE CICLO COMBINADO DE GAS EN EL MERCADO SPOT DE ELECTRICIDAD

#### CURVA DE DURACIÓN DE PRECIOS SPOT DE ELECTRICIDAD

La curva de duración de precios ordena de mayor a menor los precios promedio diarios de la bolsa de electricidad. La Figura 3.1 muestra esta curva para el mercado colombiano, con datos para los últimos 10 años, en valores constantes de 2019. Se observa que más del 80% del tiempo los precios son inferiores a 230.37 COP\$/Kwh.

**Figura 3.1. Curva de duración de precios spot de electricidad (promedios diarios)**



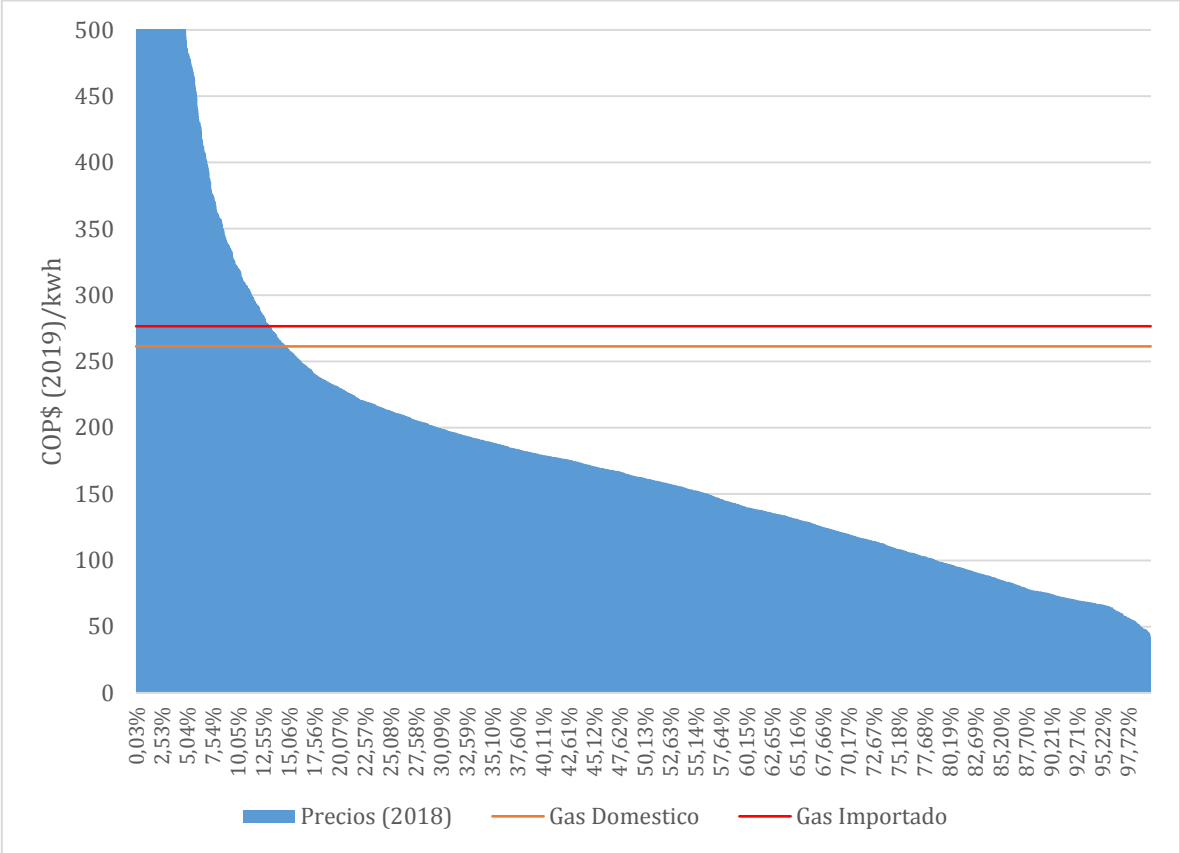
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM (2019). Datos entre 1 de enero de 2009 y 6 de diciembre de 2019

Las ofertas mínimas en el mercado por parte de generadores a gas a ciclo combinado son 261.19 COP/Kwh con gas doméstico, y 276.40 COP\$/Kwh con gas importado (XM 2019). Estas ofertas reflejan costos de contratos de gas más altos que el de los sectores regulados.

Cuando se usan estos valores de oferta, se observa que, con gas doméstico en el Escenario Medio, el nivel de despacho es de 14.8% y con gas importado, este nivel se reduce a 13.1%

(Figura 3.2). Esto implicaría una reducción aproximada del 1% del aporte firme de la generación térmica, que tiene un alto valor durante la ocurrencia de eventos asociados al Fenómeno de El Niño. Las modalidades contractuales para la compra de gas en generación reflejan en parte inflexibilidades del transporte y la oferta de gas. La adición de reservas podría reducir las inflexibilidades mencionadas y reducir los costos de compra.

**Figura 3.2. Curva de duración de precios spot de electricidad (promedios diarios) y cambio de nivel de despacho de las térmicas a gas.**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM (2019). Datos entre 1 de enero de 2009 y 6 de diciembre de 2019

## CAPÍTULO 4. IMPACTOS ECONÓMICOS

### VALOR PRESENTE DEL COSTO ADICIONAL DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL SIN ADICIÓN DE RESERVAS

La Tabla 4.1 presenta los flujos anuales y el valor presente de los costos adicionales para el país que corresponden a la ausencia de adición de reservas y compras correspondientes mediante importaciones. Los costos adicionales ascienden a USD 1,545 millones.

**Tabla 4.1. Costo adicional por importaciones sin adición de reservas**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Importaciones (TBTU)	-	-	21.6	43.7	5.1	120.9	185.5	252.3	310.8	353.1
Cusiana (%)	53%	52%	54%	56%	57%	62%	62%	67%	66%	67%
Ballena (%)	16%	13%	11%	9%	8%	8%	9%	11%	12%	14%
Otros campos (%)	31%	36%	36%	35%	36%	30%	28%	22%	22%	20%
Costo anual adicional (Millones de USD)	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 49.6	\$ 105.2	\$ 12.4	\$ 308.2	\$ 473.4	\$ 675.5	\$ 854.0	\$ 991.0
Costo adicional (Millones de USD)	\$ 1,545									

Fuente: elaboración propia

La Tabla 4.2 muestra, de manera análoga, los flujos anuales y el valor presente de los costos adicionales en el Escenario Medio de adición de reservas en el Valle Inferior del Magdalena Medio. Los costos adicionales por importación se reducen a USD 1,171 millones.

**Tabla 4.2. Costo adicional por importaciones con adición de reservas – Escenario Medio**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Importaciones (TBTU)	-	-	3.5	29.4	-	89.2	147.4	209.2	269.7	314.3
Cusiana (%)	52%	49%	50%	52%	53%	56%	54%	55%	53%	51%
Ballena (%)	15%	12%	10%	8%	7%	8%	8%	9%	9%	11%
Otros campos (%)	33%	39%	40%	39%	40%	36%	38%	36%	37%	38%
Costo anual adicional (Millones de USD)	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 7.9	\$ 69.5	\$ 0.0	\$ 220.6	\$ 359.5	\$ 524.3	\$ 689.2	\$ 810.0
Costo adicional (Millones de USD)	\$ 1,171									

Fuente: elaboración propia

Cuando las adiciones de reservas son altas (Tabla 4.3), el valor presente de los costos adicionales es de USD 934 millones.

**Tabla 4.3. Costo adicional por importaciones con adición de reservas – Escenario Alto**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Importaciones (TBTU)	-	-	3.1	27.0	0.0	75.0	128.2	175.7	221.4	253.6
Cusiana (%)	52%	49%	50%	52%	52%	54%	51%	48%	43%	38%
Ballena (%)	15%	12%	10%	8%	7%	7%	8%	8%	8%	8%
Otros campos (%)	33%	39%	40%	40%	41%	39%	42%	44%	49%	54%
Costo anual adicional (Millones de USD)	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 7.0	\$ 63.6	\$ 0.0	\$ 183.3	\$ 306.7	\$ 423.5	\$ 533.4	\$ 602.0
Costo adicional (Millones de USD)	\$ 934									

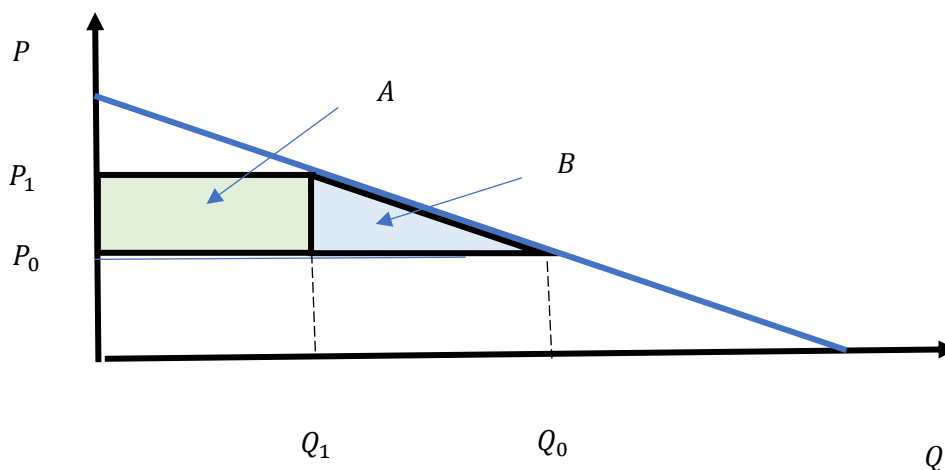
Fuente: elaboración propia

Como balance, la adición de reservas en el Escenario Medio ahorra al país USD 374 millones, y en el Escenario Alto ahorra al país USD 610 millones en 10 años.

#### **PÉRDIDA DE EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR**

La reducción del excedente del consumidor  $\Delta CS$  cuando se pasa de comprar gas doméstico a precio  $P_0$  a importar una parte del gas a precio promedio final  $P_1$  es la suma de las áreas del rectángulo  $A$  y el triángulo  $B$  como muestra la Figura 4.1. A continuación, se estima el orden de magnitud del cambio anual en el excedente de los consumidores por la necesidad de comprar gas importado a mayores precios que los domésticos (Escenario Medio).

**Figura 4.1. Reducción del excedente del consumidor por aumento de precios de gas**



Fuente: elaboración propia

En la Figura 4.1,  $Q_0$  es la cantidad total consumida si se adicionan reservas domésticas, y  $Q_1$  es la cantidad consumida cuando no se adicionan reservas domésticas. La reducción en el excedente de los consumidores  $\Delta CS$  es:

$$\Delta CS = A + B = - \left[ Q_1 \cdot \Delta P - \frac{1}{2} \Delta Q \cdot \Delta P \right]$$

Donde  $\Delta P = P_1 - P_0$  y  $\Delta Q = Q_1 - Q_0$ . Con ayuda de la elasticidad precio de la demanda de gas de largo plazo (que tiene el valor -0.32, UPME 2016),

$$\varepsilon = \frac{\Delta Q / Q_0}{\Delta P / P_0}$$

La nueva cantidad consumida será:

$$Q_1 = Q_0 \left[ 1 + \varepsilon \frac{\Delta P}{P_0} \right]$$

En el año 2028, sin adición de reservas, las importaciones representarían el 73% del total del consumo. El precio promedio nacional pasaría de 6.06 USD/Kpc/d a 8.11 USD/Kpc/d (incremento del 33.8%). Esto reduciría la demanda nacional en un 10.8% en ese año. La pérdida de excedente del consumidor en ese año sería de USD 869 millones. Hay que anotar que este valor es superior al costo de construcción a nuevo del tramo Ballena-Barranca (aproximadamente USD 420 millones)

## REFERENCIAS

- ANH. (01 de 12 de 2019). ANH. Obtenido de <http://www.anh.gov.co/>
- BP. (08 de 04 de 2019). BP. Obtenido de BP:  
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
- Chahín, C. et al. 2020. Foco 2. El rol del gas en la Transformación Energética. Obtenido en:  
<https://energiaevolucionaria.org/transformacion>
- Concentra. (22 de 11 de 2019). Concentra. Obtenido de <https://concentra.co/>
- EIA. (14 de 11 de 2019). U.S. Energy Information Administration (EIA). Obtenido de <https://www.eia.gov/>
- FRED. (12 de 11 de 2019). Federal Reserve Economic Data (FRED). Obtenido de <https://fred.stlouisfed.org/>
- Promigas. (01 de 12 de 2019). Promigas. Obtenido de <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Paginas/Informes.aspx>
- TGI. (28 de 11 de 2019). TGI. Obtenido de <https://www.tgi.com.co/>
- UPME. (13 de 01 de 2020). Proyección de Demanda de Gas Natural. Obtenido de [http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/Proyeccion\\_Demanda\\_GN\\_Dic\\_2019.pdf](http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/Proyeccion_Demanda_GN_Dic_2019.pdf)
- UPME. (01 de 12 de 2018). Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Obtenido de <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1340/4/v.4.pdf>
- UPME. (02 de 03 de 2019). UPME. Obtenido de UPME: <http://www1.upme.gov.co>
- XM. (01 de 12 de 2019). XM. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>