

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ENERO 2019 – DICIEMBRE 2039 Versión Noviembre 2019



REPUBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

Bogotá D.C – Colombia
Noviembre de 2019



TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE GRÁFICAS

LISTA DE TABLAS

INTRODUCCIÓN	1
1 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	2
1.1 Descripción del parque térmico.....	2
1.1.1 Plantas a gas natural.....	3
1.1.2 Plantas a carbón.....	5
1.1.3 Plantas a combustibles líquidos	6
1.2 Generación de electricidad por recurso.....	6
1.3 Consumo de combustibles para generación de electricidad	8
2 GAS NATURAL	11
2.1 Precios internacionales del gas natural	11
2.2 Oferta mundial de gas natural licuado	14
2.3 Demanda mundial de gas natural licuado	19
2.4 Perspectivas del Gas Natural Licuado en Colombia	21
2.5 Escenario de importación en Colombia	23
2.5.1 Cadena y costos del Gas Natural Licuado	25
LICUEFACCIÓN	26
TRANSPORTE.....	26
COSTOS TOTALES	32
2.6 Precios Nacionales del gas natural.....	32

2.6.1	Supuestos y metodología de proyección.....	34
	SUPUESTOS DE MERCADO	34
	SUPUESTOS DE PRECIOS.....	34
	SUPUESTOS DE ESCENARIOS.....	36
2.6.2	Precios del gas natural (2019 – 2039)	36
2.7	Tarifas de transporte por gasoducto	38
2.8	Precio del gas natural en Térmicas	38
3	JET FUEL.....	41
4	FUEL OIL.....	46
5	GASOLINA.....	52
6	DIESEL.....	60
7	CARBON.....	69
8	GAS LIQUIADO DEL PETROLEO.....	73
Anexo I.	Precio en Térmicas	78
	REFERENCIAS.....	79

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1 Participación de capacidad instalada por recurso en el SIN 1998-2018	3
Gráfica 1-2 Generación de electricidad por tecnología – Participación térmica.....	7
Gráfica 1-3 Uso de combustibles para generación de electricidad.....	8
Gráfica 1-4. Precio promedio mes de bolsa, escasez y oferta por tipo de combustible.....	9
Gráfica 2-1 Histórico y Proyección del precio de gas natural y crudo	12
Gráfica 2-2. Histórico de exportaciones de GNL a nivel mundial	17
Gráfica 2-3. Capacidad de licuefacción de GNL a nivel mundial (Pareto).....	17
Gráfica 2-4. Exportación de GNL a nivel mundial (Pareto)	18
Gráfica 2-5. Demanda de GNL en América.....	19
Gráfica 2-6. Demanda de GNL en Europa	20
Gráfica 2-7. Demanda de GNL en Asia	21
Gráfica 2-8. Distribución de importaciones en Latinoamérica.....	24
Gráfica 2-9. Potencial de exportación de GNL a nivel mundial (Pareto)	25
Gráfica 2-10. Rutas marítimas de plantas de licuefacción a puerto de Cartagena	27
Gráfica 2-11 Rutas marítimas de plantas de licuefacción a puerto de Buenaventura	27
Gráfica 2-12. Costos de transporte de GNL	31
Gráfica 2-13. Precios Nacionales por campo (2015 - 2018).....	33
Gráfica 2-14. Escenarios Precios Costa para Guajira (2019 – 2039).....	37
Gráfica 2-15 Escenarios Precios Costa para Mamonal (2019 – 2039).....	37
Gráfica 2-16 Proyección escenario de referencia por ramal - Costa.....	39
Gráfica 2-17. Proyección escenario de referencia por ramal – Interior	40
Gráfica 2-18 Precio térmicas de occidente con y sin Planta de Regasificación en Buenaventura ..	40
Gráfica 3-1. Ingreso al productor de Jet Fuel Colombia e Índice Jet 54 U.S. Gulf Coast	42
Gráfica 3-2. Perspectiva corto plazo IP Jet Fuel Colombia.....	43
Gráfica 3-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Jet Fuel.....	44
Gráfica 3-4. Estimación del precio de Jet Fuel en planta de Termocentro.....	45
Gráfica 4-1. Ingreso al productor del Fuel Oil colombiano e índice del U.S. Gulf Coast	47

Gráfica 4-2	Participación porcentual del consumo de combustible para embarcaciones marinas ..	48
Gráfica 4-3.	Perspectiva corto plazo IP Fuel Oil.....	49
Gráfica 4-4.	Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Fuel Oil.....	50
Gráfica 4-5.	Proyecciones del precio de referencia del Fuel Oil Termo Barranquilla-Cartagena-Emcali.....	51
Gráfica 5-1.	Ingreso al productor de la gasolina e índice del U.S. Gulf Coast	56
Gráfica 5-2.	Perspectiva corto plazo IP gasolina motor corriente	57
Gráfica 5-3.	Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano de la gasolina	58
Gráfica 5-4.	Proyección por escenarios de la gasolina en estación de servicio (Bogotá D.C.)	58
Gráfica 6-1.	Ingreso al productor del diésel colombiano e índice del U.S. Golf Coast.....	64
Gráfica 6-2.	Perspectiva corto plazo IP diésel.....	65
Gráfica 6-3.	Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Diésel	66
Gráfica 6-4.	Proyecciones del precio de referencia del Diésel para las plantas de generación	67
Gráfica 6-5.	Proyección por escenarios del diésel en estación de servicio (Bogotá D.C.)	68
Gráfica 7-1.	Precios del carbón colombiano e índice del Banco Mundial	69
Gráfica 7-2.	Perspectiva Corto Plazo IP Carbón	70
Gráfica 7-3.	Proyección por escenarios del ingreso al productor de carbón colombiano	71
Gráfica 7-4.	Proyecciones del precio de referencia del carbón para térmicas	72
Gráfica 8-1.	Precios del GLP e índice del U.S. Golf Coast	74
Gráfica 8-2.	Perspectiva corto plazo IP GLP	75
Gráfica 8-3.	Proyección del ingreso al productor del GLP para Barranca.....	76
Gráfica 8-4.	Proyección del ingreso al productor del GLP para Cusiana	76
Gráfica 8-5.	Proyección del ingreso al productor del GLP para Cartagena	77
Gráfica 8-6	Proyección de GLP y Gas natural importado Termosolo y Termocaribe 3	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1 Unidades de generación térmica del SIN operadas con gas natural.....	4
Tabla 1-2 Unidades de generación térmica del SIN operadas con carbón.....	5
Tabla 1-3 Unidades de generación térmica del SIN operadas con combustibles líquidos.....	6
Tabla 2-1. Infraestructura mundial de licuefacción exportaciones	14
Tabla 2-2: Especificaciones del FSRU en Cartagena	22
Tabla 2-3: Especificaciones del proyecto planta de regasificación del pacífico colombiano.....	23
Tabla 2-4. Costos de transporte por fuente de suministro de GNL a Cartagena.....	28
Tabla 2-5 Costos de transporte por fuente de suministro de GNL a Buenaventura.....	29
Tabla 3-1 Plantas de Generación que consumen Jet Fuel	44
Tabla 4-1. Plantas de generación que consumen Fuel Oil	50
Tabla 5-1 Componentes Tarifarios de la Gasolina Motor Corriente	53
Tabla 6-1 Componentes tarifarios del Diésel.....	61
Tabla 6-2. Plantas de Generación que consumen diésel.....	66



Lista de Siglas:

- AIE Agencia Internacional de Energía
- ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos
- BP British Petroleum
- CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas
- EIA Administración de Información Energética de los Estados Unidos
- EOR Recuperación Mejorada de Crudo
- GLP Gas Licuado del Petróleo
- GNL Gas Natural Licuado
- HH Henry Hub
- JKM Japan Korean Marker
- MME Ministerio de Minas y Energía
- MTPA Millones de Toneladas por año
- NBP National Balancing Point
- OCDE Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
- OPEP Organización de Países Exportadores de Petróleo
- PIB Producto Interno Bruto
- UPME Unidad de Planeación Minero Energética

Lista de Unidades:

- BBL Barril
- BPD Barriles diarios
- BTU Unidad térmica británica
- FSRU Unidad flotante de almacenamiento y regasificación
- GWh Gigavatio-hora
- km kilómetro
- kWh Kilovatio-hora
- Mm³ Millón de metros cúbicos
- MMBTU Millones de BTU
- MPCD Millones de pies cúbicos día
- MTEP Millones de toneladas equivalentes de petróleo
- MW Megavatio
- TEP Toneladas equivalentes de petróleo
- Ton Tonelada

Nota: , Separador de miles.
 . Separador de decimales



INTRODUCCIÓN

El objetivo de este documento es presentar la estimación de los precios de las distintas fuentes energéticas utilizadas para la generación de electricidad. Estos precios, son calculados a partir de las perspectivas del mercado internacional de energía y de la regulación y normatividad nacional existente en cada una de estas fuentes. Con base en el análisis de las variables y seguimiento a los distintos mercados, ya sean regionales, nacionales o internacionales, se estimaron escenarios de precios de corto y largo plazo de los distintos energéticos que hoy son utilizados para la generación de electricidad en Colombia.

El escrito pretende dar una visión a futuro del comportamiento de los energéticos en los próximos veinte años, lo cual implica el análisis de los fundamentales de cada uno de ellos, así como las particularidades en los mercados internacionales, y los impactos que pueden tener múltiples variables, como pueden ser decisiones de política pública, restricciones medioambientales o situaciones geopolíticas. Todos estos elementos impactan su comportamiento a futuro, por lo que la predicción o proyección aquí expuesta, deber ser percibida como tendencias de comportamiento.

Para ello, este documento considera diversas fuentes de información de manera histórica y proyectada como Platt's, Argus y Wood Mackenzie. Por otra parte, la información y supuestos consideran al STEO—Short Term Energy Outlook- del Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), donde se presentan las tendencias de los energéticos en el corto plazo. Para el largo plazo se incluye información proveniente de los diferentes estudios y análisis de WoodMackenzie y el AEO – Annual Energy Outlook 2019. Posteriormente, ajustada esta información a la actual regulación energética colombiana, se obtiene una estimación de precios nacionales que responden a las expectativas del mercado internacional.

El documento expone de manera general el sector eléctrico colombiano, y analiza cada uno de los energéticos utilizados para generación en Colombia, entre los que se encuentran el Diesel, Jet Fuel, Combustóleo, GLP, Carbón y Gas Natural, parte importante del presente documento se centra en este último energético debido a la importancia del Gas Natural en la generación eléctrica nacional y el posible desabastecimiento de este energético en la próxima década. En consecuencia de lo anterior se hace necesario realizar un análisis de estimación de los precios internacionales de GNL en los puntos de importación (Cartagena y el pacífico colombiano), índices de precios internacionales y los costos de transporte y regasificación a partir del análisis de la dinámica de demanda internacional de GNL.

Finalmente, este trabajo constituye un esfuerzo de síntesis metódica de los fundamentos que sustentan la construcción del futuro de los precios de los energéticos, considerando su importancia para la toma de decisiones de carácter operativo y estratégico que representan los mercados energéticos.

1 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sistema eléctrico colombiano se ha caracterizado por contar con una amplia participación de centrales hidráulicas tanto en capacidad instalada como en generación, sin embargo el parque generador térmico ha jugado un papel importante en momentos de baja disponibilidad de recurso hídrico, como ocurre en los eventos del Fenómeno del Niño.

Con la entrada en vigencia del cargo por confiabilidad, el país ha contado con energía firme respaldada tanto por unidades de generación hidráulica como de generación térmica que son puestas en funcionamiento por combustibles fósiles como el gas natural, carbón mineral y los derivados del petróleo. Teniendo en cuenta el mercado eléctrico colombiano, se encuentra que el precio de la electricidad que se ofrece en el sistema está influenciado por el precio de los combustibles debido a su relación directa en la generación.

Considerando que este sector representa un componente importante en la demanda de combustibles fósiles se presenta una breve caracterización del mismo.

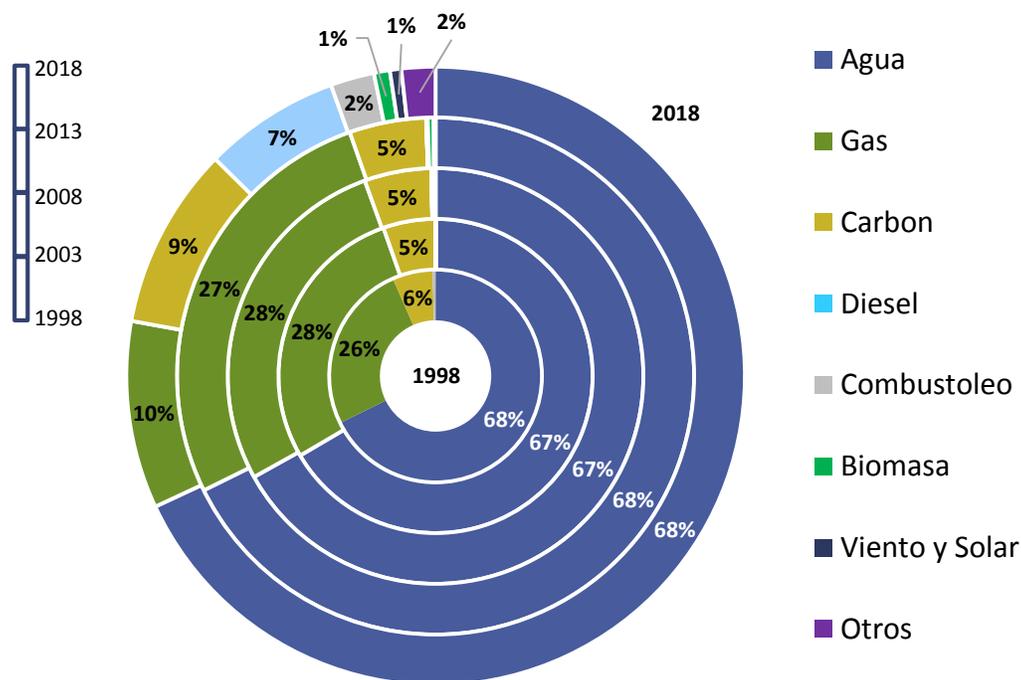
1.1 Descripción del parque térmico

Según el sistema de información de XM, el Sistema Interconectado Nacional – SIN cuenta con una capacidad instalada de 17,392.1MW a Diciembre de 2018. En donde las centrales hidroeléctricas tienen la mayor participación porcentual (68.1%) con respecto a la capacidad total.

El parque generador cuenta con el respaldo de centrales térmicas que le permiten disponer de una mayor confiabilidad para garantizar el suministro de electricidad. Estas plantas utilizan como fuente de energía gas natural, carbón, ACPM, combustóleo, Jet A1 o en muchos casos disponen con sistemas de generación con tres diferentes fuentes. Ahora bien, específicamente las centrales térmicas en Colombia logran alcanzar de manera agregada 5,307 MW, lo cual equivale al 30.5% de participación de la capacidad total instalada para la generación.

En la Gráfica 1-1 se puede apreciar que durante los últimos 20 años la capacidad instalada ha crecido un 45 % pasando de 12,047 MW en el año 1998 hasta llegar a los 17,392MW en el 2018, Sin embargo, la proporción del recurso hídrico se ha mantenido alrededor del 68%, mientras que el gas natural mantuvo una participación promedio del 27% en el periodo 1998 – 2013, y en los años siguientes su participación disminuyó hasta ubicarse en el año 2018 cerca del 10% representando 1,703 MW. Este energético fue desplazado por la generación con diésel y carbón, este último ha tenido una participación promedio del 5%, y para el año 2018 subió cuatro puntos porcentuales. Así mismo, durante los últimos cinco años varias plantas térmicas han aumentado su capacidad con diésel y representan el 7 % de la capacidad instalada a nivel nacional.

Gráfica 1-1 Participación de capacidad instalada por recurso en el SIN 1998-2018



Fuente: UPME-XM [1] [2]

Por otra parte en la tercera subasta de obligaciones de energía firme (2022 – 2023) realizada en el mes de febrero de 2019, la capacidad efectiva neta adicional para el Sistema en el 2022-2023 será de 4,010 MW repartidos: 1,240 MW térmicos, 1,372 MW hidráulicos, 1,160 MW eólicos y 238 MW solares. Uno de los avances más importantes de esta subasta fue la adjudicación de 1,398MW de fuentes no convencionales de energías renovables en 6 proyectos eólicos en la Guajira y 2 solares en el Cesar.

Las ampliaciones de las plantas térmicas existentes para el periodo 2022-2023 representan alrededor del 22.6% de la nueva capacidad de generación térmica. Es decir, Termovalle aumentaría su capacidad en 40MW y el cierre de ciclo en Termocandelaria le añadiría 241 MW. Existen plantas que declararon como combustible GLP, entre ellas Termosolo 1 y 2, y Termocaribe, sin embargo existe la posibilidad que en el año 2024 puedan abastecerse con gas natural.

1.1.1 Plantas a gas natural

En la Tabla 1-1 se muestran las unidades de generación térmica que emplean gas natural como insumo para la generación. En total el sistema cuenta con 2,552 MW instalados distribuidos en 22 unidades. Geográficamente la mayor contribución proviene del departamento del Atlántico el cual concentra cerca del 59% de la capacidad de generación térmica a gas, seguido por el departamento

de Santander el cual aporta cerca del 17%. El restante 24% se concentra en los departamentos de Bolívar, Casanare y Tolima.

Tabla 1-1 Unidades de generación térmica del SIN operadas con gas natural

Unidad térmica	Ubicación	Capacidad [MW]
Tebsa	Atlántico	791
Flores 4b	Atlántico	450
Termocentro*	Santander	279
Merilectrica 1	Santander	167
Flores 1	Atlántico	160
Termocandelaria 1	Bolívar	157
Termocandelaria 2	Bolívar	157
Barranquilla 3	Atlántico	60
Barranquilla 4	Atlántico	60
Proeléctrica 1	Bolívar	45
Proeléctrica 2	Bolívar	45
Termoyopal 2	Casanare	30
Cimarrón	Casanare	19.9
El morro 1	Casanare	19.9
El morro 2	Casanare	19.9
Termoyopal 1	Casanare	19.9
Termomechero 4	Casanare	19.3
Termomechero 5	Casanare	19.3
Termomechero 6	Casanare	19.3
Termobolivar	Bolívar	9.7
Termopiedras	Tolima	3.8
Total		2,552

Fuente: XM [3], UPME. *Combustible: Mezcla Gas-Jet A1.

1.1.2 Plantas a carbón

El carbón mineral juega un papel importante en la generación de electricidad dado que cuenta con un total de 1,641 MW instalados los cuales se encuentran distribuidos en 18 unidades con capacidades instaladas que oscilan entre 5 MW y 273 MW ubicados en 6 departamentos de la siguiente manera:

Tabla 1-2 Unidades de generación térmica del SIN operadas con carbón

Unidad térmica	Ubicación	Capacidad [MW]
Gecelca 32	Córdoba	273
Tasajero 2	Norte de Santander	170
Gecelca 3	Córdoba	164
Tasajero 1	Norte de Santander	163
Paipa 4	Boyacá	160
Guajira 1	La guajira	143
Guajira 2	La guajira	143
Paipa 2	Boyacá	72
Paipa 3	Boyacá	70
Zipa 4	Cundinamarca	64
Zipa 5	Cundinamarca	63
Zipa 3	Cundinamarca	63
Paipa 1	Boyacá	36
Zipa 2	Cundinamarca	35
Proenca ii	Cauca	17
Autg argos	Valle del cauca	9,9
Cogenerador coltejer 1	Antioquia	9,4
Autog argos	Boyacá	5
Total		1,641

Fuente: XM [3], UPME

Como se puede observar en la Tabla 1-2 la distribución regional de las plantas con este tipo de fuente es un poco más equitativa con respecto a otras fuentes, pues las unidades localizadas en Córdoba aportan el 26%, en Norte de Santander 20%, en Boyacá aportan en conjunto 20% %, en la Guajira el 17% y Cundinamarca el 14%.

1.1.3 Plantas a combustibles líquidos

Finalmente se presenta de manera detallada las unidades de generación de electricidad que operan con combustibles derivados del petróleo (ver Tabla 1-3). Este sistema en particular reporta una capacidad instalada de 1,035 MW de los cuales alrededor del 78% corresponde a unidades operadas con ACPM, seguidas por las unidades operadas con combustóleo con cerca de 16%y algunas planta que utilizan Jet Fuel. La mayoría de las unidades se concentran en los departamentos Valle del Cauca y Bolívar. Como se mencionó anteriormente, algunas de estas unidades tiene la capacidad para generar con otro combustible, en particular con gas natural.

Tabla 1-3 Unidades de generación térmica del SIN operadas con combustibles líquidos

Unidad térmica	Combustible	Ubicación	Capacidad [MW]
Termosierra	ACPM	Antioquia	353
Termoemcali 1	ACPM	Valle del Cauca	213
Termovalle 1	ACPM	Valle del Cauca	241
Cartagena 3	Combustóleo	Bolívar	66
Cartagena 1	Combustóleo	Bolívar	56
Cartagena 2	Combustóleo	Bolívar	62
Termodorada 1	Jet A1	Caldas	44
Total			1,035

Fuente: XM [3], UPME.

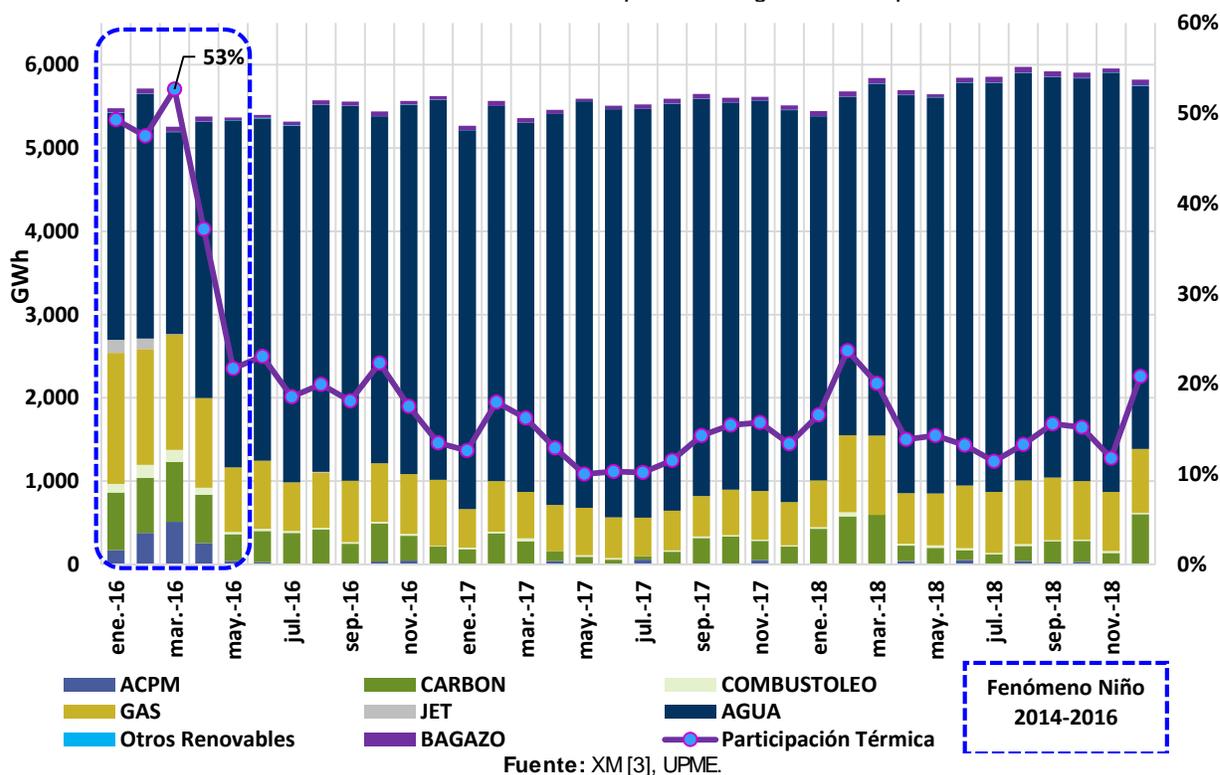
Adicionalmente, en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031 se plantean diferentes escenarios de expansión del parque de generación de electricidad entre los que se encuentran principalmente escenarios con una gran expansión del parque generador térmico a carbón y una pequeña expansión con unidades térmicas operadas con gas y/o combustibles líquidos.

1.2 Generación de electricidad por recurso

Al hacer una revisión de la generación de electricidad en Colombia, se observa que de manera general la mayor parte ha sido aportada por plantas hidráulicas seguidas por unidades térmicas a

gas y luego a carbón. En la Gráfica 1-2 se ilustra el aporte de electricidad según el tipo de recurso utilizado para la generación desde el año 2016, donde se observa que el parque generador térmico ha llegado a aportar al sistema valores hasta del 53% de la demanda total durante eventos de fenómeno de El Niño, tal y como se registró entre los meses de diciembre de 2009 y enero de 2010 y entre los meses de octubre de 2015 y marzo de 2016, lo cual demuestra la importancia del parque generador térmico para garantizar la confiabilidad del suministro de electricidad durante periodos de bajos aportes hídricos al SIN.

Gráfica 1-2 Generación de electricidad por tecnología – Participación térmica



De manera particular, las centrales térmicas a gas han participado hasta con cerca del 40% de la electricidad generada y las de carbón con más del 14% de la energía entregada al sistema durante periodos dichos periodos. De igual forma, es importante mencionar que durante los meses en los cuales ha ocurrido fenómeno de El Niño la participación en la oferta de electricidad a partir de unidades térmicas operadas con líquidos toman una participación relevante. Así mismo durante el año 2018, la participación del parque térmico ubico en el 16% lo que representa aproximadamente 915.3 GWh/año.

Ahora bien, actualmente en Colombia se evidencia interés en el desarrollo de energías renovables y acciones ante el cambio climático lo cual se evidencia en el incremento de la capacidad instalada para la generación de electricidad en el país. Esto debido a que la producción en masa y el desarrollo

de mayor eficiencia de conversión han logrado que estas tecnologías sean cada vez más competitivas. Lo cual da una señal en cuanto al desarrollo de la red de transmisión en las áreas operativas y nuevos retos en la operación del sistema.

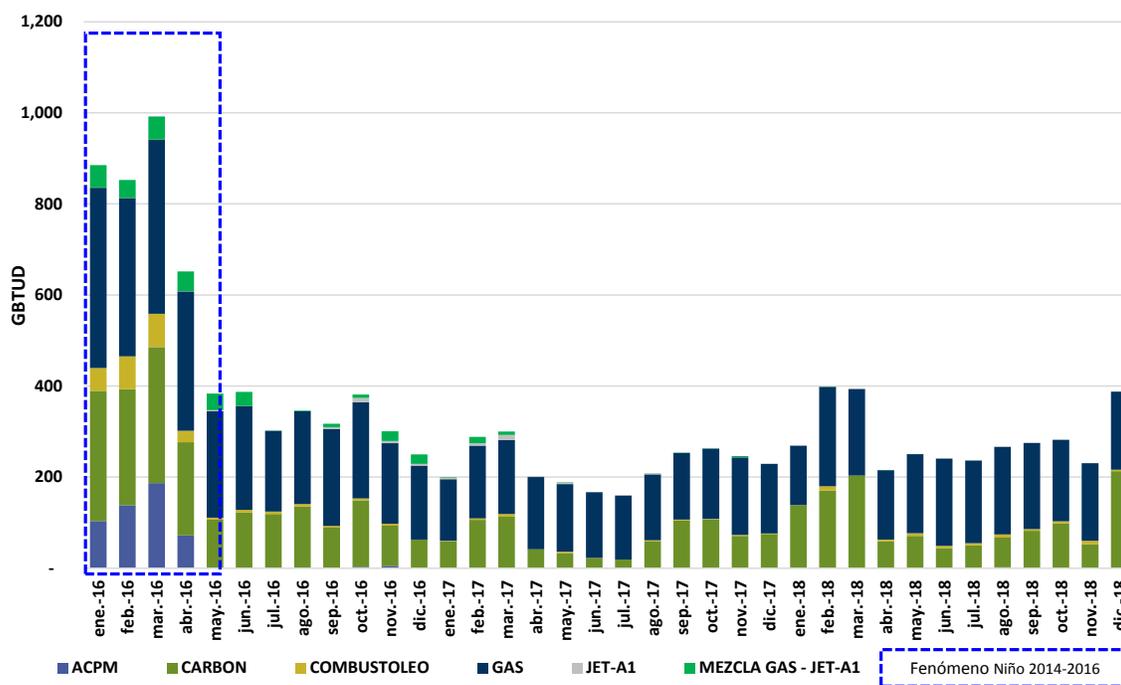
1.3 Consumo de combustibles para generación de electricidad

El consumo de combustibles dentro del parque generador térmico tiene una participación importante tal como se mencionó anteriormente, por lo tanto, se requiere una disponibilidad confiable de los diferentes combustibles con el fin de brindar confiabilidad y seguridad al sistema.

Actualmente, en Colombia se emplean diferentes energéticos para este fin, como por ejemplo el gas natural cuyo comportamiento se ve afectado entre otros factores por la variabilidad climática, es así como durante El Niño de 2009 – 2010 se consumieron valores cercanos a los 500 GBTUD, mientras que en periodos estacionarios como en el año de 2018 el consumo promedio se ubicó cerca de 178 GBTUD (Ver Gráfica 1-3).

Ahora bien, otro se los energéticos empleados es el carbón el cual reporta un consumo promedio de 104 GBTUD para el 2018. Así mismo, se nota que el consumo de los combustibles líquidos aparece en menor proporción a lo largo del periodo de análisis, sin embargo en los eventos de fenómeno de El Niño alcanzan de manera agregada valores que superan los 700 GWh, equivalentes a 225 GBTUD.

Gráfica 1-3 Uso de combustibles para generación de electricidad

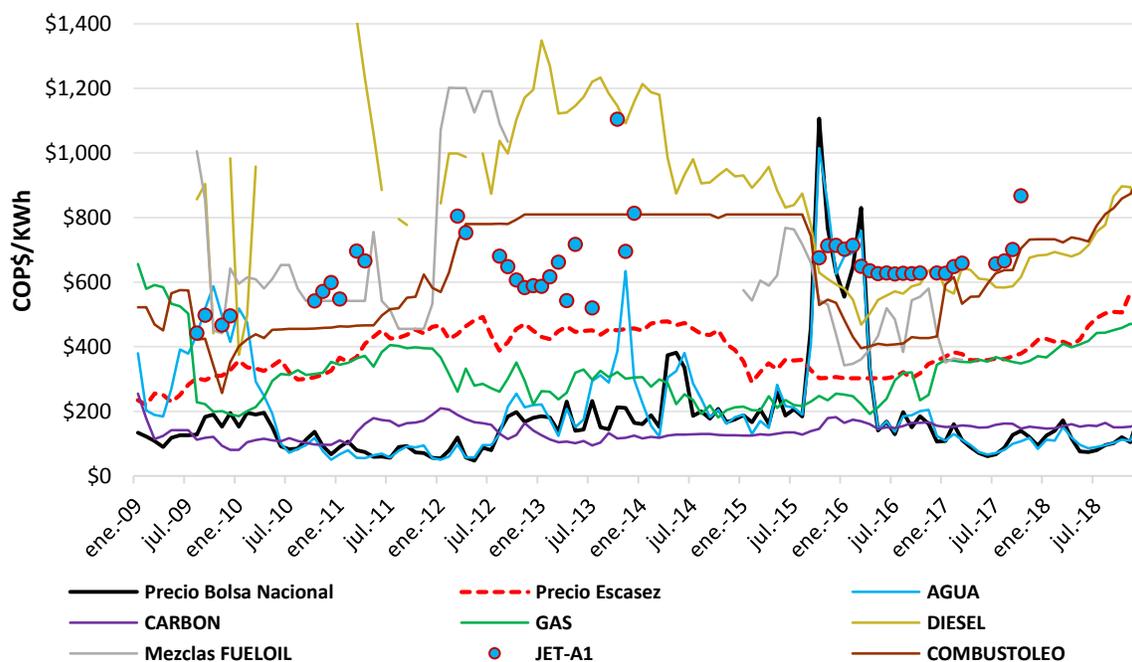


Fuente: XM [3], UPME.

Cabe señalar que el incremento en el consumo térmico como consecuencia de los bajos niveles de los embalses por efecto del Fenómeno del Niño, tiene repercusiones importantes en los precios de oferta de las térmicas y por ende, en el precio de bolsa. Este último, indiscutiblemente debe reflejar los costos variables de la generación, así como el costo de oportunidad del recurso utilizado para su transformación.

La evolución de este precio señala un comportamiento relativamente estable entre julio de 2014 y agosto de 2015 frente al precio de escasez (al cual la obligación de energía firme es exigida y remunerada) salvo en el mes de junio de 2015. No obstante, hacia finales de septiembre y la primera semana de octubre, precisamente el mes donde la Gráfica 1-4 muestra un incremento importante en el consumo de combustibles para generación, el precio de bolsa superó el de escasez con lo cual debió activarse el cargo por confiabilidad del sistema interconectado nacional (SIN). Puntualmente el 8 de octubre el precio de bolsa registro un máximo de COP\$ 952.17/kWh, superando ampliamente el precio de escasez ubicado en COP\$ 302.43/kWh, siendo la oferta ponderada del agua cercana a los COP\$ 1,952.17/kWh.

Gráfica 1-4. Precio promedio mes de bolsa, escasez y oferta por tipo de combustible



Fuente: XM. *El precio del Jet se muestra como dispersión debido a su discontinuidad en la serie, en especial en los eventos que el precio de la generación con agua supera el precio de escasez.

Así entonces, luego del fenómeno de El Niño el cual dejó un precio de oferta alrededor de los COP\$ 800/kWh, se presenta una caída en el precio de bolsa nacional, llegando a un valor de COP\$ 332/kWh en abril de 2016, y su descenso continuó hasta alcanzar un precio promedio, entre mayo de 2016 y marzo de 2017, de COP\$ 147/kWh. Finalmente en diciembre de 2018 el precio llegó a los COP\$ 191/kWh.

Adicionalmente, hubo un aumento significativo a partir de finales del año 2015 en la generación con combustible JET-A1, alcanzando un valor máximo de COP\$ 867/kWh en octubre de 2017, siendo la generación de energía eléctrica con este combustible la más costosa en comparación con los otros energéticos mostrados en la Gráfica 1-4. Por otra parte, el costo de generación con gas pasó de COP\$ 251/kWh en noviembre a 2016 a COP\$ 344/kWh en diciembre del mismo años. A partir de esta fecha y hasta diciembre del año 2018 el precio promedio se ubicó alrededor de los COP\$ 426/kWh.

Se debe recordar que el objetivo del documento es determinar el costo del combustible para estas plantas de generación, diferente al precio de oferta de la energía cuando se usan los diferentes combustibles, que es lo que muestra la Gráfica 1-4, aunque su influencia es vital para entender hacia donde podrían ir estos precios en un horizonte próximo.



2 GAS NATURAL

La transición hacia un sistema energético con menos emisiones de CO₂ continua su rumbo, y varios retos surgen para cumplir con las metas propuestas en los compromisos de cambio climático en los últimos cinco años. Las energías renovables y el gas natural son los principales actores en este cambio de la matriz, donde se prevé un mayor crecimiento con respecto al crudo y carbón. Se espera que la demanda de gas natural crezca en la mayoría de los países, y se concentre en proporciones iguales en los sectores industriales y de generación. Por ejemplo la agencia internacional de energía proyecta un crecimiento promedio anual de 3% para el uso del gas natural en la industria, y en el sector de generación presentara una menor tasa de crecimiento por la competencia de otros energéticos como el carbón y las energías renovables, sin embargo la generación con gas será el sector con mayor participación de este energético en el 2024 representando alrededor del 40% de la demanda.

El panorama del gas natural cambia en cada región, por ejemplo existe abundancia de este energético en Norteamérica a precios bajos, en Asia es uno de los principales combustibles para la industria y en China es parte fundamental para mejorar la calidad del aire. En África y Sur América es un combustible emergente y en Europa es un combustible que compite fuertemente con las energías renovables. Todos estos elementos permiten concluir que el mercado de gas natural tiene grandes perspectivas de crecimiento pero a su vez debe superar ciertos elementos cruciales, por ejemplo asegurar precios competitivos para las economías en desarrollo, asegurar la seguridad de suministro en mercados interdependientes y continuar mitigando su huella medioambiental principalmente en emisiones de metano. No obstante, el mercado de gas natural ha experimentado un crecimiento muy fuerte a lo largo del 2018 con un crecimiento de 4,6%, uno de los más altos desde el año 2010. En la próxima década seguirán surgiendo cambios en el mercado del gas natural en estado líquido (GNL), principalmente por la flexibilidad en el transporte de este energético y la madurez del mercado, que se ve reflejada en los precios de los diferentes marcadores y empiezan a diferenciarse del comportamiento del precio del crudo.

2.1 Precios internacionales del gas natural

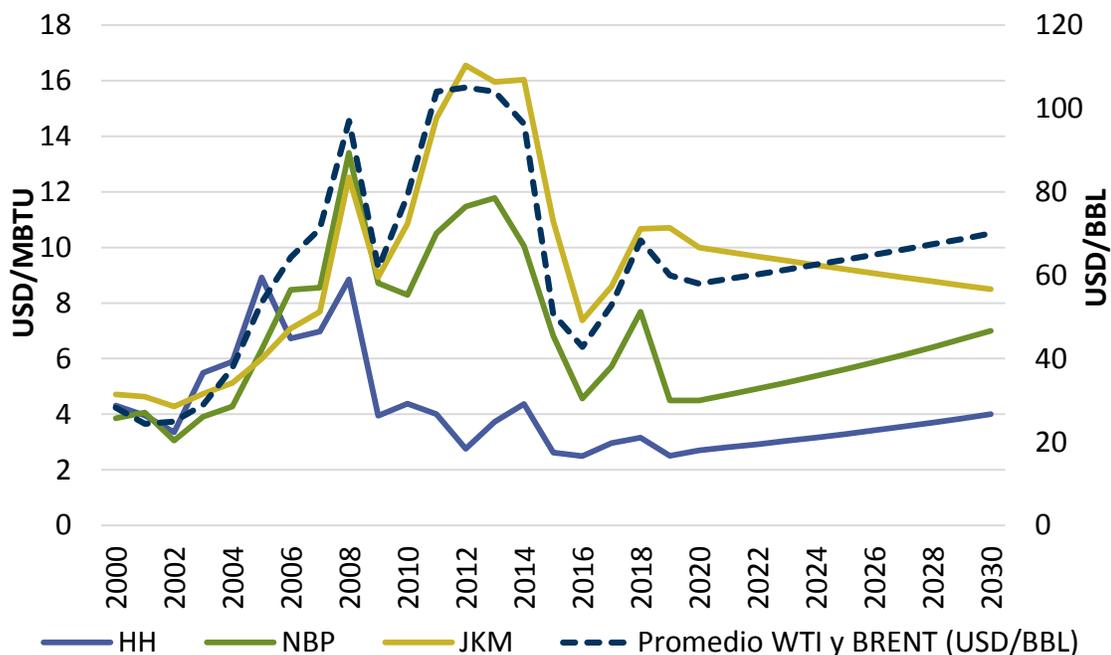
Mientras el mercado del crudo es esencialmente global, en el caso del gas natural las actividades comerciales están segmentadas en tres grandes mercados: Estados Unidos, Europa y Asia, los cuales tienen diferencias importantes en el caso de los precios, pues presentan brechas significativas en magnitud. Los precios de gas natural en Estados Unidos están basados en la oferta y la demanda local, en tanto que en Asia y Europa están referenciados parcialmente al comportamiento del precio del petróleo y sus derivados, así como al desempeño del mercado internacional.

Como lo presenta la Gráfica 2-1 los precios del crudo y del gas en los distintos mercados muestran diferencias y se encuentra una correlación entre el crudo y el JKM (marcador Asiático para los mercados de Japón y Corea del Sur), debido básicamente a que el precio de gas natural de este último está referenciado a una cesta de precios del petróleo, por lo demás no se aprecia reciprocidad.

Desde que se inició la explotación de Shale Gas en Estados Unidos en 2012 el precio de referencia Henry Hub (HH) se había mantenido por los USD\$4/ MMBTU y a partir del 2014 este marcador empezó a descender en el 2018 a los USD\$3.2/ MMBTU, caso contrario a lo ocurrido con el precio del crudo y Henry Hub en el periodo 2010-2014 donde el crudo tuvo un incremento del 60% , mientras los precios del gas se mantenían estables para el caso de Norteamérica.

Si bien en la historia se puede determinar una alta correlación entre los precios del gas de referencia NBP y el crudo de referencia Brent, se observa que entre los años 2019 y 2030 los precios del gas reaccionan a los cambios del precio del crudo excepto por el marcador de Asia. Así mismo, la diferencia entre el NBP y JKM empieza a disminuir hasta llegar a USD\$1.5 MMBTU cuando históricamente esa diferencia rondaba los USD\$4.5 MMBTU, lo que refleja un mercado global de GNL más maduro en donde hay mayor certidumbre por parte de los inversionistas para el desarrollo de proyectos de licuefacción y regasificación.

Gráfica 2-1 Histórico y Proyección del precio de gas natural y crudo



Fuente: BM [4][5][15]

Durante el 2018 el precio del NBP fue de USD\$7.7/ MMBTU reflejando la naturaleza del mercado Europeo, donde la dependencia de importaciones de GNL ha venido aumentando desde el periodo 2014-2017, básicamente se debe a una menor producción de gas doméstico y aumento en la demanda, lo que a su vez ha aumentado la dependencia de las importaciones provenientes de Rusia. Alrededor del 40% de las importaciones de gas natural fueron atendidas por este país en el año 2018 en alrededor 200,000 Mm³. Según Wood Mackenzie la dependencia de importaciones se mantendrá para este continente, principalmente por el aumento de la demanda de este energético en respuesta a los cambios que están haciendo en la generación de electricidad con los cierres de

centrales nucleares y de carbón. Así mismo, la oferta de gas natural por parte del Reino Unido Noruega y Holanda disminuyen en el año 2025 en 43,000 Mm³.

A diferencia del periodo 2018-2024, donde existe una sobreoferta de GNL, luego del año 2025 se prevé un déficit, y para el caso particular de Europa los precios del marcador NBP tendrán aumento al pasar de USD\$4.5/ MMBTU en el 2019 a los USD\$10.3/MMBTU en el año 2040, lo que representa un crecimiento promedio anual del 2%.

A diferencia de la proyección del banco mundial, Wood Mackenzie estima que los precios para el mercado asiático tendrán un aumento en el periodo 2019-2023 pasando de USD\$8.4/MMBTU a USD\$10.6/MMBTU este aumento en el corto plazo viene dado por la necesidad de 902,000 Mm³ de gas natural en el año 2030 en este continente. Así mismo la demanda de GNL en China estará compitiendo con gasoductos de Rusia y Asia, lo cual afectaría la prospectiva de este energético, aunque para el año 2018 el 25% del volumen demandado de LNG en este país se movilizó mediante carrotanques, alrededor de 14 Millones de Toneladas . En el caso particular de los mercados de Japón Corea del Sur y Taiwán existen grandes perspectivas de crecimiento luego del año 2025 toda vez que se presentan restricciones de capacidad en la generación con carbón y energía nuclear en Corea del sur, y el desfase de la generación nuclear en Taiwán.

La tendencia de precios observada últimamente entre NBP y JKM, pareciera indicar cierta convergencia, sin que ello signifique que se equiparen, modificando de esta manera el comportamiento alcanzado en los últimos años, es decir, que la segmentación que hoy tienen los mercados de gas se disminuirá paulatinamente gracias a dos eventos: el primero relacionado con el aumento de la producción de shale gas principalmente en Estados Unidos, generando mayores exportaciones y, por otro lado, la expansión del GNL que gracias a su portabilidad como mecanismo de exportación ha venido reduciendo poco a poco la dependencia que tiene el mercado mundial de los sistemas de gasoductos para transporte.

Ahora bien, Henry Hub (HH) es el índice de gas más económico de los presentados en la Gráfica 2-1, toda vez que este precio hace referencia a precio en boca de pozo y no incluye los precios de licuefacción, transporte marítimo, seguros y regasificación. En el año 2018 el precio del HH presentó una fluctuación comparativamente limitada con un precio mínimo de USD\$2.7 MMBTU en Enero y un precio máximo de USD\$3.7 MMBTU en febrero. El valor promedio al finalizar el mes de diciembre de 2018 se situó en los USD\$ 3.2 /MBTU. Este comportamiento en los precios está directamente relacionado con el desarrollo del Shale gas, el aumento en precios de equipos de perforación y la mejora en actividad petrolífera por el fortalecimiento en los precios de petróleo.

2.2 Oferta mundial de gas natural licuado

Las transacciones en el mercado de GNL son generalmente contratos a largo plazo con la modalidad Take or Pay¹, lo que representa para compradores la toma de una mínima cantidad de volumen o deben pagar una multa por bajo consumo y, como se mencionó anteriormente, no disponen de precios basados en la oferta y la demanda, por lo que utilizan distintos índices internacionales. Hoy en día el mundo tiene una capacidad de producción que históricamente no ha sido demandada, pues tan solo el 77.1% de la oferta ha sido requerida por los países importadores, razón por la cual se cuenta con un volumen nominal sobrante del 22.9% a diciembre de 2018 lo cual equivale a 215 Mm³ GNL.

Las plantas de licuefacción que actualmente se encuentran en funcionamiento de acuerdo con la información suministrada por el GIIGNL 2019 se presentan en la Tabla 2-1. A diciembre de 2018 existían 19 países que producían y exportaban GNL según el informe del GIIGNL 2019, con una capacidad total de producción de 711.3 Mm³ de GNL al año.

Tabla 2-1. Infraestructura mundial de licuefacción exportaciones

Origen	Países	Planta de Licuefacción	EXPORTACIÓN		
			Cantidad Exportada (MTon GNL/año)	Cantidad Exportada (Mm ³ GNL/año)	Cantidad Disponible (Mm ³ GNL/año)
América del Norte	Estados Unidos	Sabine Pass y Kenai	17.76	41.57	37.43
		Point Fortin-Atlantic LNG 1	11.48	26.87	8.94
América del Sur	Trinidad y Tobago	Point Fortin-Atlantic LNG 2,3			
		Point Fortin-Atlantic LNG 4			
		Perú	Peru LNG	3.25	7.61
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua)			
		Arzew GL 2Z			
		Arzew GL 3Z	9.98	23.36	35.86
		Skikda - GL1K/GL2K			
	Skikda - GL1K megatrain				
	Libia	Marsa-el-brega		No exporto en 2018	

¹ Contrato bilateral, escrito y a término, en el cual el comprador se compromete a pagar un porcentaje del gas contratado, independientemente de que éste sea consumido. El vendedor se compromete a tener a disposición del comprador el 100% de la cantidad contratada.

Origen	Países	Planta de Licuefacción	EXPORTACIÓN		
			Cantidad Exportada (MTon GNL/año)	Cantidad Exportada (Mm ³ GNL/año)	Cantidad Disponible (Mm ³ GNL/año)
	Egipto	Damietta	1.31	3.07	25.49
		Idku			
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	3.24	7.58	1.08
	Nigeria	Bonny Island	19.76	46.25	5.71
África (Sur)	Angola	Soyo	3.53	8.26	3.91
Europa	Noruega	Hammerfest	4.94	11.56	-1.73
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan 1	76.11	178.16	2.08
		Ras Laffan 2			
		Ras Laffan 3			
	Yemen	Balhaf	No exporto en 2018		
	Emiratos Arabes	Das Island	5.41	12.66	0.91
	Oman	Qalhat	9.36	21.91	3.37
	Brunei	Lumut	6.37	14.91	1.94
Sureste Asiático	Indonesia	Blang Lancang Arun	18.09	42.35	7.05
		Bontang Badak			
		Donggi-Senoro			
		Tangguh			
		Malasia	Bintulu MLNG 1	24.61	57.61
		Bintulu MLNG 2			
		Bintulu MLNG 3			
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II y Yamal	15.15	35.46	28.44
Oceanía	Australia	Curtis Island	66.66	156.04	38.48
		Darw in			
		Pluto			

Origen	Países	Planta de Licuefacción	EXPORTACIÓN		
			Cantidad Exportada (MTon GNL/año)	Cantidad Exportada (Mm ³ GNL/año)	Cantidad Disponible (Mm ³ GNL/año)
		Withnell Bay Traines 1-4			
		Withnell Bay Train 5			
	P N Guinea	PNG	6.86	16.06	0.09
TOTAL			303.87	711.31	215.78

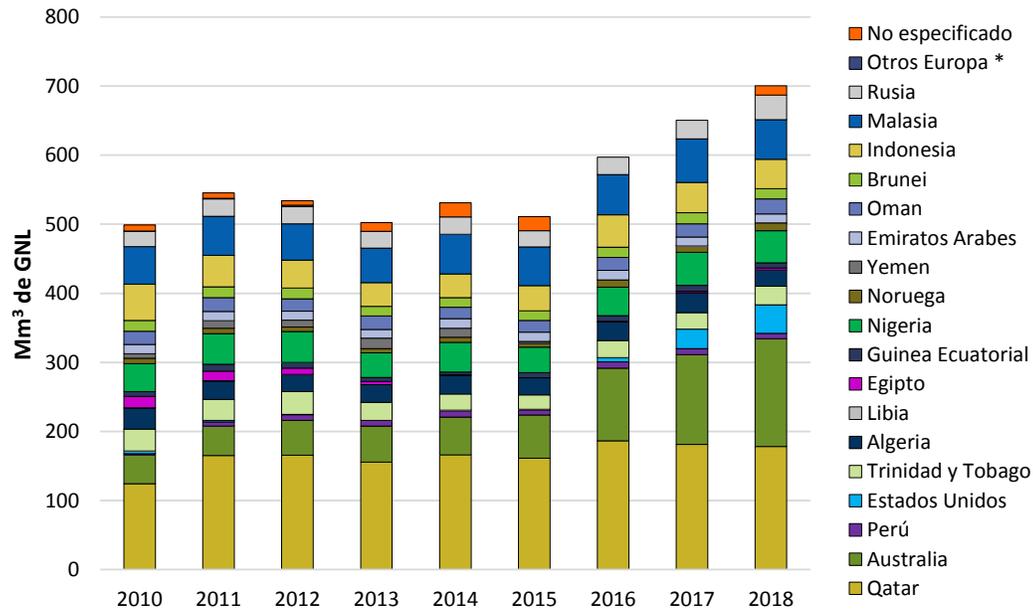
Fuente: GIGNL [6], UPME

En América, los productores de GNL se localizan en Trinidad y Tobago, Perú y Estados Unidos, siendo este último el jugador más grande del negocio en la zona con dos (2) plantas de licuefacción - Sabine Pass y Kenai – y una capacidad de producción de 45.57 millones de metros cúbicos de GNL al año, según el informe de GIGNL 2019. Adicionalmente, en el año 2018 se construyeron nuevos proyectos en Camerún, Australia, Estados Unidos y Rusia, aportando una capacidad total de licuefacción de 96 Mm³ GNL por año, y se espera que para los próximos años se aumente la capacidad en Estados Unidos.

En Europa el único país que exporta GNL es Noruega. En la región de Asia Pacífico, Malasia, Brunei, Indonesia y Rusia son los exportadores de GNL. En Medio Oriente, Qatar, Omán y Emiratos Árabes Unidos producen GNL y son los responsables del 32% de la exportación mundial, liderados por Qatar, que es el mayor exportador del planeta.

En África, son Egipto, Argelia, Nigeria, Angola, Guinea Ecuatorial y Camerún los productores de GNL. Los distintos conflictos geopolíticos vienen generando inconvenientes que no han permitido una operación continua de las distintas plantas. Por su parte, en Oceanía, a través de Australia y Papua Nueva Guinea se exportó el 24% del mercado mundial de GNL en el año 2018. (Ver Gráfica 2-2)

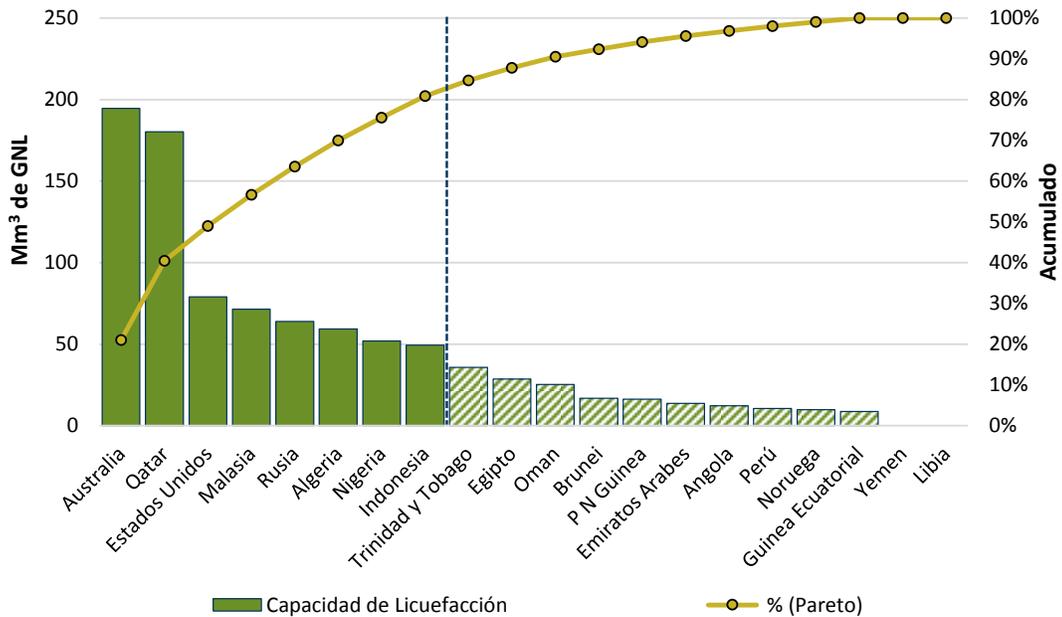
Gráfica 2-2. Histórico de exportaciones de GNL a nivel mundial



Fuente: GIGNL [6], UPME

A continuación, se muestra en la Gráfica 2-3 la producción de GNL a nivel mundial en el año 2018, igualmente se organizan los países que componen cerca del 80% del total de esta producción y por ende, los más relevantes a futuro para un proyecto de importación desde nuestro país.

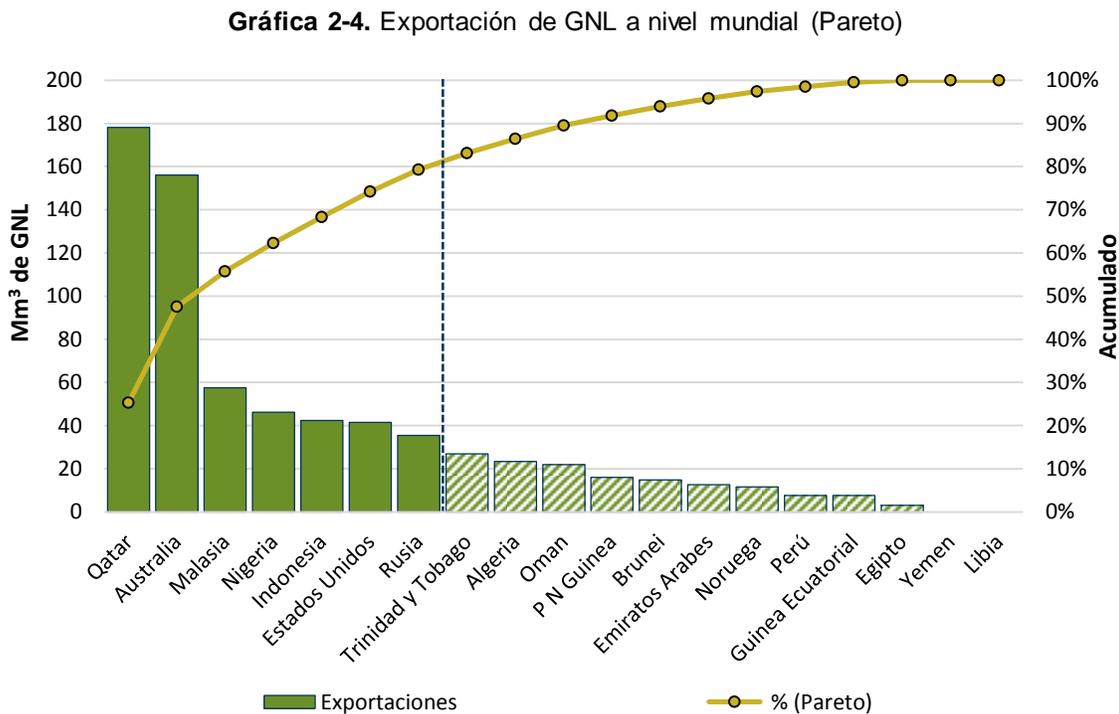
Gráfica 2-3. Capacidad de licuefacción de GNL a nivel mundial (Pareto)



Fuente: GIGNL [6][6], UPME

Las principales regiones productoras según el Pareto considerado en la gráfica anterior son: Australia (Oceanía) con una capacidad de 194.5 Mm³ de GNL al año, Medio Oriente (Qatar) con una capacidad de 180.2 Mm³ de GNL al año, Asia (Indonesia y Malasia) con una capacidad de 120.8 Mm³ de GNL al año, África (Argelia, Nigeria) con una capacidad de 113.6 Mm³ de GNL al año, Rusia con una capacidad de 63 Mm³ de GNL al año y América (Estados Unidos, Perú y Trinidad y Tobago) con una capacidad de 125.35 Mm³ de GNL al año. En el continente Americano, hay tres (3) países Estados Unidos, Trinidad y Tobago y Perú. De éstos países Perú es el único que no tiene potencial de exportación para Colombia. Teniendo en cuenta que las posibilidad de compra de GNL para Colombia en el mercado americano son mayores que hace unos años, aumenta la posibilidad de comprar GNL a precios más bajo optimizando el costo del transporte.

Asimismo, en la Gráfica 2-4 se muestran las exportaciones de GNL para el año 2018 y se organiza de tal manera que se muestran los países que representan el 80% de las exportaciones a nivel mundial.



Fuente: GIIGNL [6], UPME

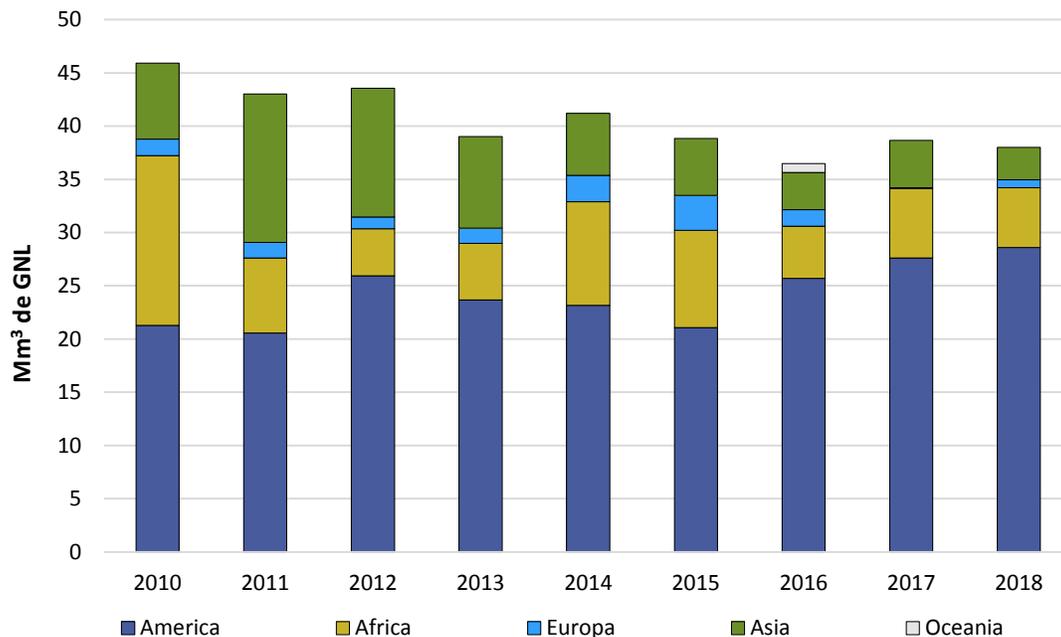
Los principales productores constituyen el grupo de los principales exportadores de GNL a nivel mundial, comenzando por Medio Oriente (Qatar) cuyas exportaciones son en promedio de 178.2 Mm³ de GNL al año, correspondientes al 25.3% de las exportaciones a nivel mundial. Le siguen el mercado de Oceanía (Australia) con exportaciones de 156 Mm³ de GNL al año, Asia (Indonesia y Malasia) con exportaciones de 99.9 Mm³ de GNL al año, África (Nigeria) con exportaciones de 46.3 Mm³ de GNL al año América (Estados Unidos) con exportaciones de 41.57 Mm³ de GNL al año y Rusia con 35.46 Mm³ de GNL al año.

2.3 Demanda mundial de gas natural licuado

Desde la perspectiva de la demanda son 42 los países importadores según el informe del GIGNL 2019, los cuales en su mayoría se localizan en Asia, Europa y América. Done el 76% de la demanda se concentra en el mercado asiático.

En el continente americano, los países importadores de GNL son Argentina, Brasil, Canadá, Colombia, Chile, Estados Unidos, Jamaica, México, Puerto Rico y República Dominicana. La Gráfica 2-5 muestra las importaciones del continente americano según la fuente de suministro.

Gráfica 2-5. Demanda de GNL en América



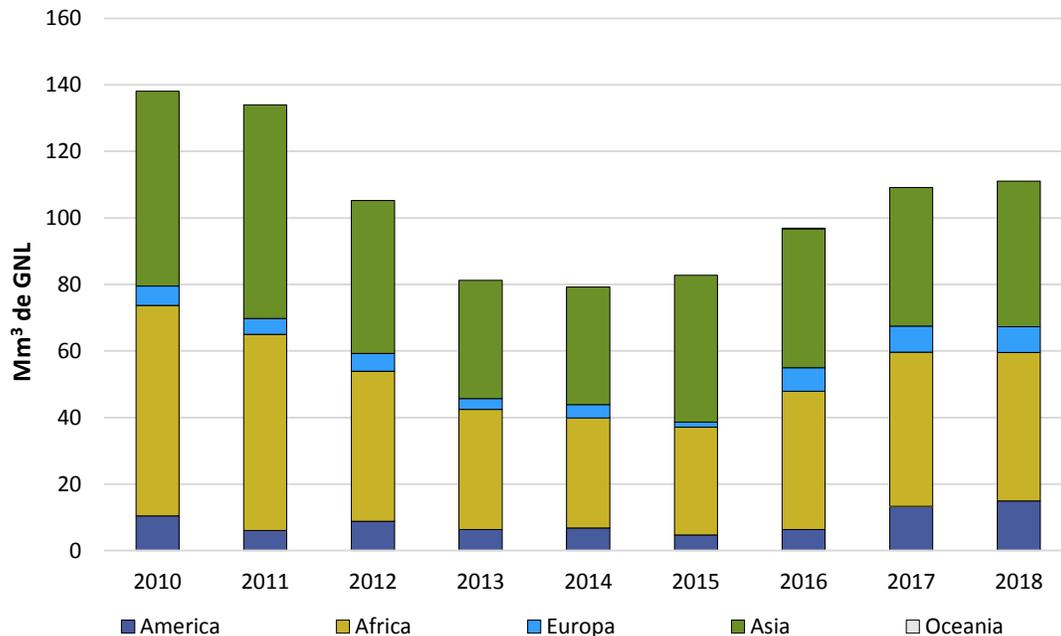
Fuente: GIGNL[6], UPME.

Esta gráfica muestra que es el mismo continente americano el que ha suministrado un acumulado de 217 Mm³ de GNL entre los años 2010 y 2018, obedeciendo a la optimización del transporte para minimizar los costos y escoger al importador adecuado, mientras que Asia y África son responsables de un suministro acumulado de 132.5 Mm³ de GNL entre los años 2010 y 2018, y en menor escala Europa con un suministro acumulado de 13.7 Mm³ de GNL, en el mismo periodo de tiempo, sobre el total demandado. Cabe mencionar, que para el año 2018 el principal exportador para América es Trinidad y Tobago, con una participación acumulada del 39.25% sobre el total demandado, sin embargo Estados Unidos tiene una participación muy cercana a la de Trinidad y Tobago con un 33.4% del volumen demandado en América.

De acuerdo a la Gráfica 2-6, éste continente importa principalmente de países africanos, un acumulado entre 2010 y 2018 de 401.37 Mm³ de GNL, y asiáticos, un acumulado entre 2010 y 2018 de 411.11 Mm³ de GNL, siendo el único continente donde el mayor porcentaje de las importaciones

no proviene de sus mismos países. Como se mencionó anteriormente, durante 2018 los mayores proveedores de GNL a Europa fueron África y Asia que de manera conjunta entregaron el 79.6%, y entre América y la misma Europa son responsables del remanente de consumo. El principal exportador, entre 2010 y 2018, para Europa fue Qatar, con una participación promedio del 32.4% sobre el total demandado.

Gráfica 2-6. Demanda de GNL en Europa



Fuente: GIIGNL [6], UPME

La Gráfica 2-7 presenta la evolución de fuentes de suministro de GNL al continente asiático. Japón es el mayor importador de GNL del mundo con un volumen de 192.4Mm³ y depende de este energético para satisfacer su creciente demanda. Entre los años 2010 y 2018, los principales exportador en este período para Asia fueron Australia y Qatar, con una participación promedio del 27.9% y 24.5% respectivamente sobre el total demandado.

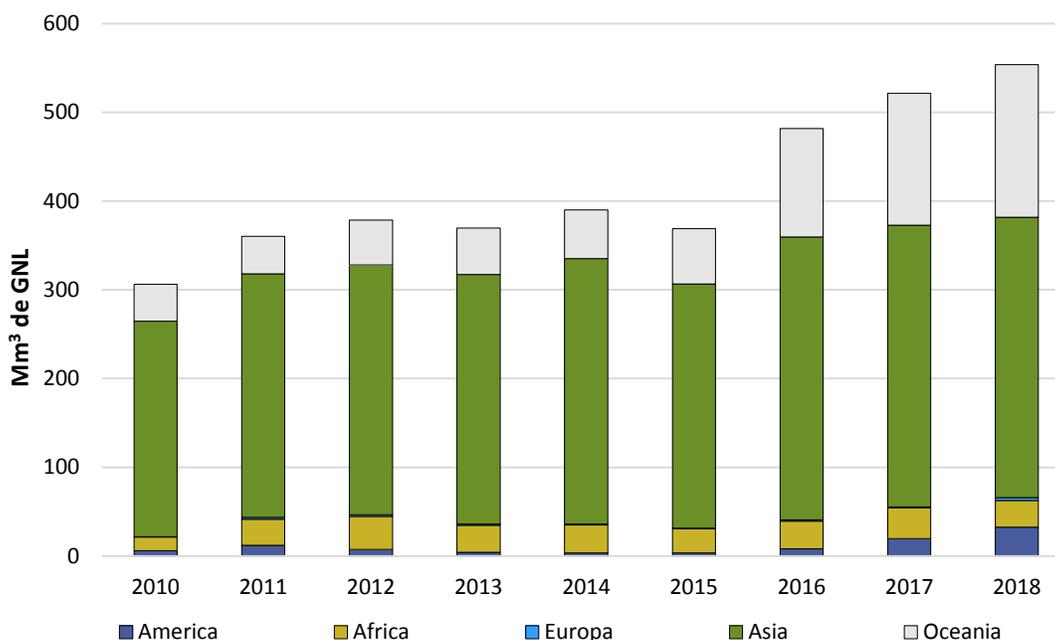
La mayor parte de las importaciones de Asia son realizadas por el mismo continente, reflejando un comportamiento cada vez más consolidado. Como consecuencia de esta dinámica, las exportaciones a Asia de mercados como el de África y América se reducen considerablemente y las de Europa no tienen ninguna participación.

India también es un gran importador de GNL después de Japón, China y Corea del Sur, ya que es uno de los mercados con mayor crecimiento e importancia en la futura industria del planeta, según estimaciones de los expertos. Aunque este país dispone de producción de gas natural y una red nacional de abastecimiento, el inesperado aumento de su demanda y la declinación de su

producción de gas llevaron a la India a iniciar importaciones de GNL y hoy se encuentra dentro del grupo de los cuatro más grandes importadores del mundo.

A futuro se estima que nuevos consumidores ingresarán al grupo de los 42 países importadores, originando mayor impulso al desarrollo de la industria de GNL en la medida en que la capacidad de regasificación se incremente en países de Europa y Sudamérica. En este último continente se presume un incremento de la demanda futura por la escasez de suministro e interrupciones por sequías y razones medioambientales.

Gráfica 2-7. Demanda de GNL en Asia



Fuente: GIGNL [6], UPME

2.4 Perspectivas del Gas Natural Licuado en Colombia

La UPME, posterior a desarrollar la etapa de análisis sobre la disponibilidad de gas natural frente a la demanda estimada, considera necesario establecer alternativas para incrementar el suministro de gas natural y fortalecer el sistema de oferta, permitiendo resolver las dificultades de abastecimiento relacionadas con esa actividad para el mediano y largo plazo en caso de no incorporar nuevas reservas de gas natural, sin importar su origen con el fin de garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural (Decreto 2345 y Decreto 1073 de 2015).

En este contexto, actualmente Colombia cuenta por una parte, con una planta de regasificación ubicada en la costa atlántica la cual opera bajo tecnología FSRU (Floating Storage Regasification Unit), que consiste en un barco que contiene tanto el almacenamiento como la planta de regasificación, y en donde se hace el proceso de convertir el gas de estado líquido a gaseoso. Así

mismo, este gas es posteriormente enviado a los sistemas de transporte por gasoducto y finalmente al mercado de gas colombiano. Es importante mencionar que este tipo de contrato tiene una duración de 10 años contados a partir de diciembre de 2016.

Ahora bien, a continuación se presentan las especificaciones técnicas bajo las cuales opera la planta de regasificación del atlántico colombiano:

Tabla 2-2: Especificaciones del FSRU en Cartagena

HOEGH GRACE (FSRU EN CARTAGENA COLOMBIA)

Tipo de Barco	FSRU
Año de construido	2015
Constructor	Hiunday Heavy Industries CO.
Sistema de Almacenamiento	Mark III-Membrana
Capacidad de Carga	170.000 m ³ de GNL
Capacidad de Regasificación	400 MPCD
Velocidad	18 Nodos
Tiempo de descargue	9 días
Tiempo del Contrato	10 años

Fuente: HÖEGH [7]

De igual forma, dentro de los proyectos adoptados por el Ministerio de Minas y Energía e identificados en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural se considera la entrada de una nueva planta de regasificación ubicada en el pacifico colombiano. Así pues y en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 2345 de 2015, la UPME se encuentra actualmente en proceso de estructuración de la convocatoria para seleccionar el adjudicatario que diseñe, construya, opere y administre la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo, la cual prestará servicios de descargue y recibo de gas licuado, almacenamiento de gas licuado, carga de cisternas de gas natural licuado, trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frio. A continuación se presentan las especificaciones técnicas del proyecto:

Tabla 2-3: Especificaciones del proyecto planta de regasificación del pacífico colombiano

PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO

Ubicación	Bahía de Buenaventura
Tecnología	Abierta
Constructor	En proceso de selección ²
Capacidad de Carga	170.000 m ³ de GNL
Capacidad de Regasificación	400 MPCD
Tiempo del Contrato	20 años

Fuente: UPME

2.5 Escenario de importación en Colombia

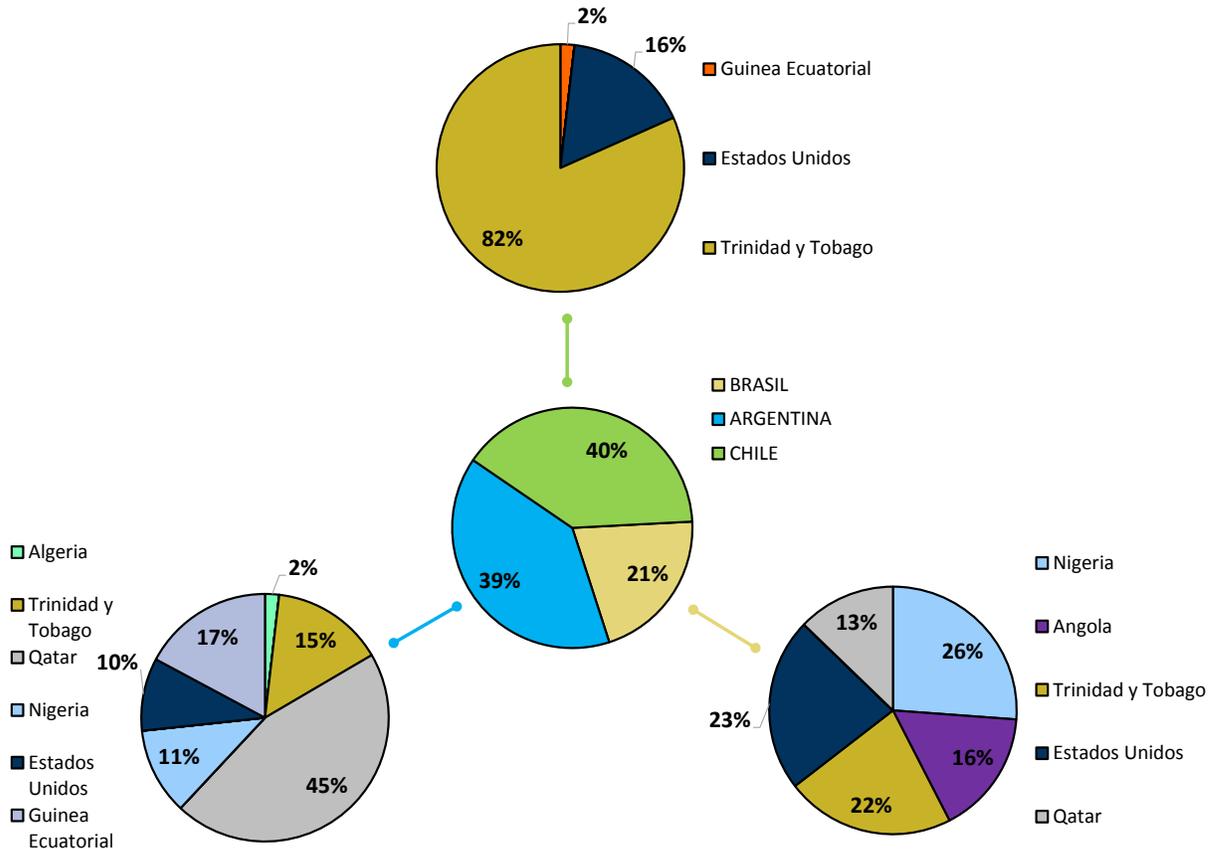
A partir del escenario de demanda media de la UPME y oferta correspondiente al “Análisis de abastecimiento y confiabilidad del sector gas natural”, se generan un desequilibrio de abastecimiento desde el año 2024, donde se estima necesaria la importación de gas natural para de brindar seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al sistema de gas en el país.

En la medida que las exigencias de importación son crecientes, es necesaria una evaluación de los diferentes potenciales exportadores a nivel mundial que puedan suplir los requerimientos del posible desabastecimiento. Por otra parte, considerando la información sobre capacidad de licuefacción y las exportaciones de GNL presentados en la Tabla 2-1 y según el comportamiento de la demanda en América mencionada en la sección anterior, los criterios para escoger los potenciales exportadores de gas a Colombia se establecen buscando un equilibrio entre la capacidad de exportación de los mismos y la optimización de costos de la cadena de GNL.

Con base en lo anterior, los países que podrían ser potenciales proveedores de GNL a Colombia, según las proyecciones de demanda y oferta, serían los que se localizan actualmente en la cuenca del Atlántico particularmente en América y África y la cuenca del Pacífico los localizados en Asia Occidental y en menor medida los ubicados en el Este Asiático y el norte de Europa.

² Ver <http://www.1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>

Gráfica 2-8. Distribución de importaciones en Latinoamérica

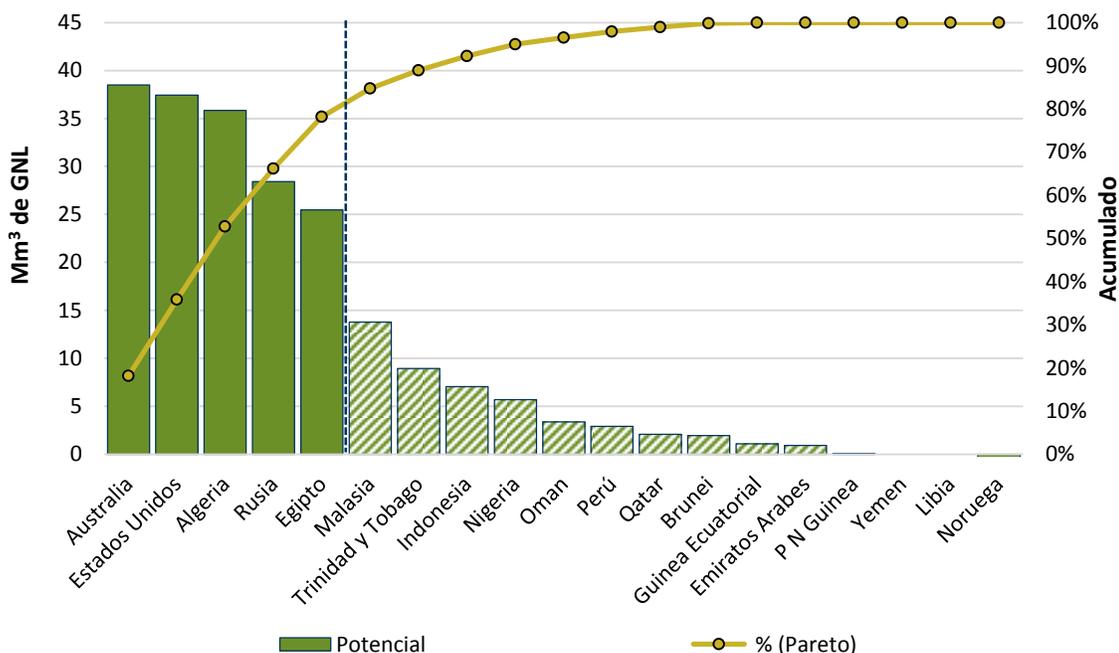


Fuente: GIIGNL[6], UPME

Lo anterior se refleja en la Gráfica 2-8, la cual muestra a Trinidad y Tobago como el principal exportador para la zona de Sur América, seguido por Qatar, Nigeria, Estados Unidos y Noruega. Estados Unidos entró como participante en el 2014, y se espera que su participación sea mucho mayor, siendo que ya tiene contratos importantes con Chile y, como se mencionó antes, es una fuente importante para la optimización de costos de transporte.

Para evaluar la capacidad de exportación se calcula la diferencia entre los niveles de producción y exportación actuales tomados de la Gráfica 2-3 y Gráfica 2-4. En la Gráfica 2-9 se puede observar, mediante una organización Pareto, la capacidad de exportación mundial entre los países que representan cerca del 80% del potencial de exportación actual, entre los cuales se encuentran Estados Unidos y Trinidad y Tobago dentro de las primeras opciones para Colombia en importación.

Gráfica 2-9. Potencial de exportación de GNL a nivel mundial (Pareto)



Fuente: GIGNL[6], UPME

Ya conociendo los diferentes escenarios posibles de importación, a continuación se analizará la cadena del Gas Natural Licuado cuyo fin último es determinar cuál es el punto óptimo para la adquisición de GNL con destino a Colombia.

2.5.1 Cadena y costos del Gas Natural Licuado

El Gas Natural Licuado tiene una estructura de costos que inicia con las actividades de exploración y explotación cuya participación en el total puede representar entre un 25% a un 40% sobre el total del costo de la cadena, dependiendo del tipo de yacimiento del cual provenga el gas fuente. Posteriormente, continúa la etapa de licuefacción, la cual puede llegar a representar una tercera parte de costo total y que a futuro puede tener incidencias negativas por el constante aumento en la construcción de estas plantas, debido estimaciones de a los altos precios del acero.

El transporte marítimo puede llegar a constituir uno de los ítems de mayor valor dependiendo de la ubicación de la fuente de producción y el destino del producto. Vale anotar que en los últimos años la cantidad de tanqueros que movilizan el gas en grandes cantidades y mercados lejanos ha venido creciendo de manera importante, con lo cual los costos unitarios de esta actividad por MMBTU se han disminuido de manera importante.

Finalmente, la etapa de regasificación y almacenamiento depende de las necesidades de cada mercado, de su capacidad y de los costos de construcción. El costo de esta actividad puede representar el factor de menor peso en la estructura de costos de GNL y su participación relativa eventualmente puede significar entre un 10% y un 15% y básicamente consiste en retornar el gas

natural al estado gaseoso original. A continuación, se hace una breve descripción de cada uno de los costos unitarios y su valor para el caso de Colombia.

- **Licuefacción**

La licuefacción es el proceso de volver líquido el gas mediante un proceso de refrigeración. Este proceso, hace que en una unidad se pueda transportar hasta 600 veces el volumen que inicialmente se podría transportar con este combustible en estado gaseoso. Es entonces por el manejo de grandes volúmenes, que el GNL es tan atractivo para comercialización a grandes escalas e internacionalmente.

Este costo dentro de la cadena del GNL, depende directamente del costo de capital de la planta de licuefacción y de las condiciones del proyecto. En principio, en una planta de licuefacción se desarrollan actividades como: tratamiento, fraccionamiento, almacenamiento, descarga, refrigeración y licuefacción. Así entonces, se puede concluir que uno de los factores que más influye en el costo de la licuefacción es la pureza del gas, teniendo menos costo de capital en la medida que el gas tenga más porcentaje de metano. Por otra parte, la utilización de la planta y la mitigación de efectos ambientales pueden hacer variar los costos de licuefacción de manera importante, haciendo que el costo de la cadena de suministro de GNL cambie dependiendo de la fuente de importación.

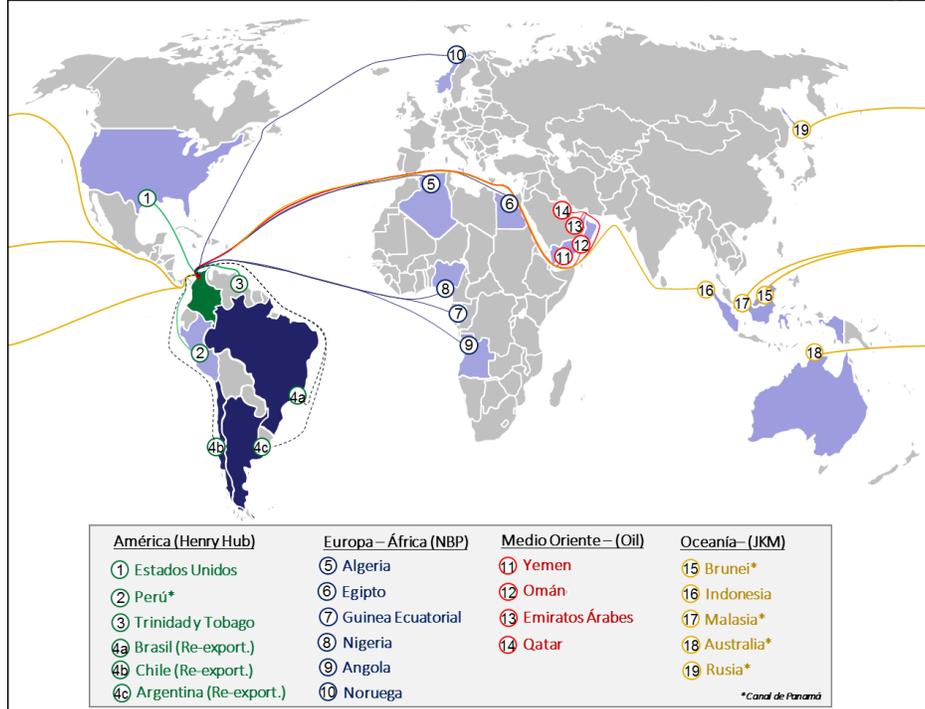
- **Transporte**

El transporte del Gas Natural Licuado se realiza en buques con capacidades que pueden variar entre los 71,500 m³ hasta los 267,000 m³ de GNL. De acuerdo con la capacidad de almacenamiento establecida en el proyecto de Cartagena, el transporte se calcula inicialmente con las características técnicas y económicas de un buque se 170,000 m³ de GNL (Tabla 2-2).

En la Tabla 2-4 se muestran las características más importantes de este tipo de buque para calcular su costo de acuerdo a la distancia del exportador. Entre estas características se encuentran la velocidad del buque, el costo del flete en dólares, las pérdidas de GNL por transporte representadas en el Boil Off, que es el gas evaporado durante el trayecto y usado como combustible y el Heel, que muestra la cantidad mínima de GNL que debe conservarse en los tanques del barco durante el trayecto.

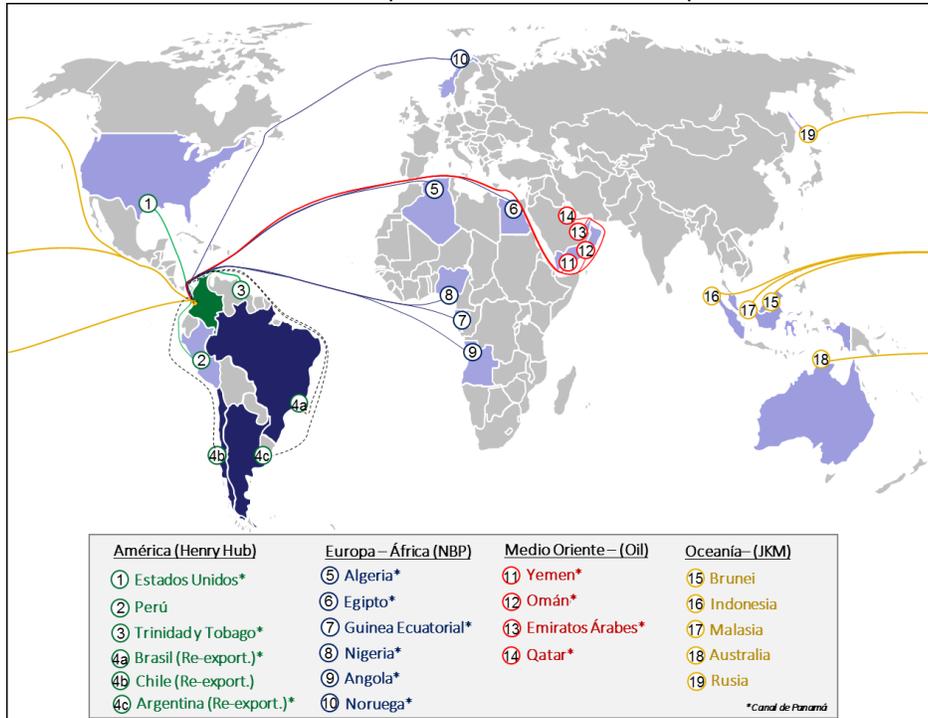
Con las principales características del buque para el sistema de importación en Colombia y ya identificados los potenciales exportadores de Gas Natural Licuado a Colombia, se procede a realizar un análisis detallado de las rutas marítimas partiendo de las plantas de licuefacción que actualmente se encuentran en funcionamiento, para definir las distancias y, como consecuencia, el tiempo que tomaría cada una de las opciones de exportación, según se evidencia en la Gráfica 2-10 y Gráfica 2-11.

Gráfica 2-10. Rutas marítimas de plantas de licuefacción a puerto de Cartagena



Fuente: PLATTS [8], UPME.

Gráfica 2-11 Rutas marítimas de plantas de licuefacción a puerto de Buenaventura



Fuente: PLATTS [8], UPME.

Finalmente, con los días de viaje se determina para cada fuente de suministro el costo por MMBTU tanto para Cartagena como para Buenaventura, tal y como se muestra a continuación en las tablas Tabla 2-4 y Tabla 2-5. Cabe mencionar que también existe una planta en Alaska (Estados Unidos) llamada Kenai, sin embargo dicha planta no la tenemos en cuenta para el análisis debido a que cuando exporta GNL lo envía a Asia.

Tabla 2-4. Costos de transporte por fuente de suministro de GNL a Cartagena

Origen	Países	Plantas de Licuefacción	Distancia (km)	Días (Ida, vuelta y estadía)	Costo por Perdida (\$/MMBTU)	Paso por Canal de Panamá	Costo Cartagena (\$/MMBTU)
América del Norte	USA	Sabine Pass	2,874	16	\$0.01	\$	\$ 0.16
	Trinidad y Tobago	Point Fortin	1,633	13	\$ 0.01	\$ -	\$ 0.13
	Perú	Perú LNG	2,726	15	\$ 0.01	\$ 0.11	\$ 0.26
América del Sur	Argentina	Escobar LNG	9,354	31	\$ 0.03	\$ -	\$ 0.32
	Chile	Quintero LNG	5,430	22	\$ 0.02	\$ 0.11	\$ 0.33
	Brasil	Pecem - Rio de Janeiro (Puerto)	7,319	26	\$ 0.02	\$ -	\$ 0.27
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua) Arzew GL 2Z Skikda	8,069	28	\$ 0.02	\$ -	\$ 0.29
	Egipto	Damietta Idu	11,088	35	\$ 0.03	\$ -	\$ 0.37
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	9,386	31	\$ 0.03	\$ -	\$ 0.32
	Nigeria	Bonny Island	9,279	30	\$ 0.03	\$ -	\$ 0.31
	Angola	Soyo	10,069	32	\$ 0.03	\$ -	\$ 0.33
Europa	Noruega	Hammerfest	9,377	31	\$ 0.03	\$ -	\$ 0.32
	Qatar	Ras Laffan	16,722	48	\$ 0.06	\$ -	\$ 0.51
Asia Occidental	Yemen	Balhaf	13,701	41	\$ 0.04	\$ -	\$ 0.43
	Emiratos Arabes	Das Island	16,614	47	\$ 0.05	\$ -	\$ 0.50
	Oman	Qalhat	14,794	43	\$ 0.05	\$ -	\$ 0.46
Sureste Asiático	Brunei	Lumut	18,816	52	\$ 0.06	\$ 0.11	\$ 0.66

Origen	Países	Plantas de Licuefacción	Distancia (km)	Días (Ida, vuelta y estadía)	Costo por Perdida (\$/MMBTU)	Paso por Canal de Panamá	Costo Cartagena (\$/MMBTU)
	Indonesia	Blang Lancang Arun Bontang Badak Tangguh	20,291	56	\$ 0.07	\$ -	\$ 0.60
	Malasia	Bintulu MLNG 1 Bintulu MLNG 2 Bintulu MLNG 3	19,044	53	\$ 0.07	\$ 0.11	\$ 0.67
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II	13,975	41	\$ 0.04	\$ 0.11	\$ 0.54
Oceanía	Australia	Darwin Pluto Withnell Bay Traines 1-4 Withnell Bay Train 5	17,509	49	\$ 0.06	\$ 0.11	\$ 0.63

Fuente: PLATTS [8] ARGUS [9], UPME.

Los resultados indican que las fuentes que optimizan el costo de transporte para Cartagena, teniendo en cuenta la distancia recorrida, son Trinidad y Tobago y Estados Unidos (Costa del Golfo), con un costo de USD\$ 0.11/MMBTU y USD\$ 0.16/MMBTU respectivamente. Por otra parte, las opciones más costosas se encuentran en el Sureste Asiático con un costo de transporte, desde Malasia de USD\$ 0.67/MMBTU y desde Brunei el costo es de USD\$ 0.66/MMBTU, seguido por Australia con un costo de USD\$ 0.60/MMBTU.

Tabla 2-5 Costos de transporte por fuente de suministro de GNL a Buenaventura

Origen	Países	Plantas de Licuefacción	Distancia (km)	Días (Ida, vuelta y estadía)	Costo por Perdida (\$/MMBTU)	Paso por Canal de Panamá	Costo Buenaventura (\$/MMBTU)
América del Norte	USA	Sabine Pass	3426	17	\$ 0.01	\$ 0.11	\$ 0.28
	Trinidad y Tobago	Point Fortin	2841	16	\$ 0.01	\$ 0.11	\$ 0.18
	Perú	Perú LNG	1713	13	\$ 0.01	\$ -	\$ 0.13
América del Sur	Argentina	Escobar LNG	9390	31	\$ 0.03	\$ -	\$ 0.32
	Chile	Quintero LNG	4415	19	\$ 0.01	\$ -	\$ 0.19
	Brasil	Pecem - Rio de Janeiro (Puerto)	8528	29	\$ 0.03	\$ 0.11	\$ 0.41
África (Norte)	Algeria	Arzew GL 1Z (Bethioua) Arzew GL 2Z Skikda	9256	30	\$ 0.03	\$ 0.11	\$ 0.42

Origen	Países	Plantas de Licuefacción	Distancia (km)	Días (Ida, vuelta y estadía)	Costo por Perdida (\$/MMBTU)	Paso por Canal de Panamá	Costo Buenaventura (\$/MMBTU)
	Egipto	Damietta Idku	12275	37	\$ 0.04	\$ 0.11	\$ 0.49
África (Occidental)	Guinea Ecuatorial	Bioko Island	10595	33	\$ 0.03	\$ 0.11	\$ 0.45
	Nigeria	Bonny Island	10486	33	\$ 0.03	\$ 0.11	\$ 0.45
	Angola	Soyo	11277	35	\$ 0.03	\$ 0.11	\$ 0.47
Europa	Noruega	Hammerfest	10351	33	\$ 0.03	\$ 0.11	\$ 0.45
Asia Occidental	Qatar	Ras Laffan	17909	50	\$ 0.06	\$ 0.11	\$ 0.64
	Yemen	Balhaf	14888	43	\$ 0.05	\$ 0.11	\$ 0.56
	Emiratos Arabes	Das Island	17801	50	\$ 0.06	\$ 0.11	\$ 0.64
	Oman	Qalhat	15981	46	\$ 0.05	\$ 0.11	\$ 0.59
Sureste Asiático	Brunei	Lumut	18516	52	\$ 0.06	\$ -	\$ 0.56
	Indonesia	Blang Lancang Arun Bontang Badak Tangguh	20592	57	\$ 0.07	\$ -	\$ 0.62
	Malasia	Bintulu MLNG 1 Bintulu MLNG 2 Bintulu MLNG 3	18744	52	\$ 0.06	\$ -	\$ 0.56
Norte de Asia y Europa Oriental	Rusia	Sakhalin II	13675	41	\$ 0.04	\$ -	\$ 0.43
Oceanía	Australia	Darwin Pluto Withnell Bay Traines 1-4 Withnell Bay Train 5	17000	48	\$ 0.06	\$ -	\$ 0.51

Fuente: PLATTS [8] ARGUS [9], UPME.

Los resultados indican que las fuentes que optimizan el costo de transporte para Buenaventura, teniendo en cuenta la distancia recorrida es Perú con un costo de USD\$ 0.13/MMBTU y Trinidad y Tobago, con un costo de USD\$ 0.18/MMBTU. Por otra parte, la opción más costosa se encuentra en el Medio Oriente con Emiratos Árabes y Qatar con un costo de USD\$ 0.64/MMBTU, seguido por Indonesia con USD\$ 0.62/MMBTU.

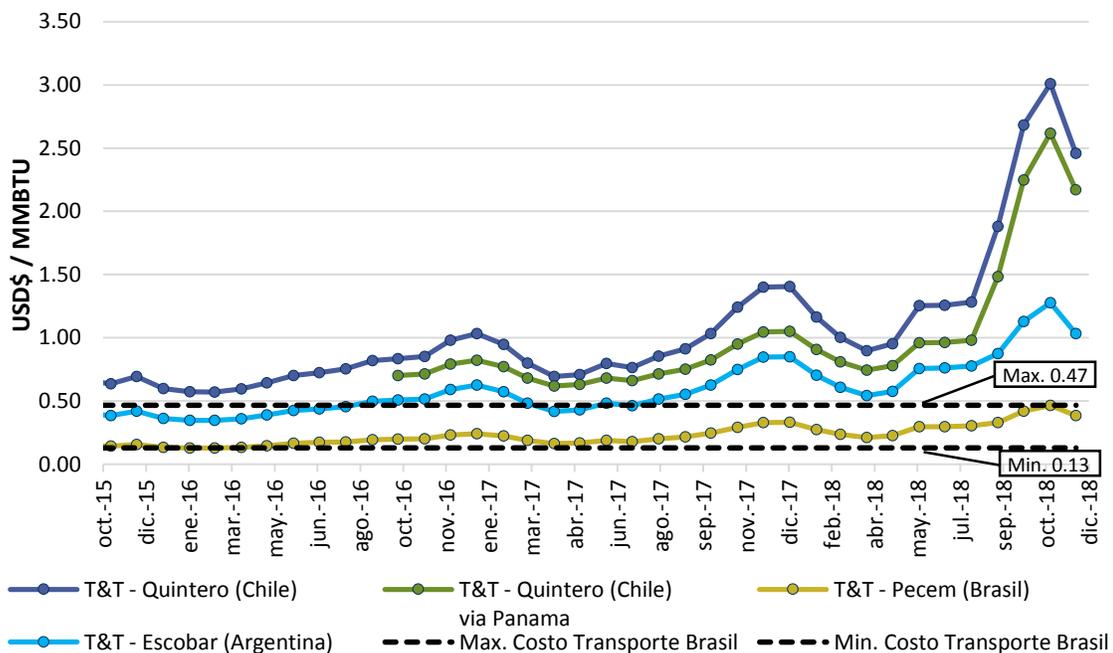
En la Gráfica 2-9 se puede apreciar la disponibilidad del gas, por país, para exportación. Teniendo en cuenta las tarifas por transporte antes mencionadas, la capacidad y disponibilidad del GNL para

exportación, para Colombia resulta más eficiente tomar la oferta Estados Unidos y Trinidad y Tobago.

Ahora bien, ya calculados los costos de transporte y conociendo que la necesidad de importación para el país será creciente, es posible que se requieran diferentes fuentes de importación de GNL, tal y como ocurre en Argentina, Brasil y Chile (Ver Gráfica 2-8). Así entonces, es factible que se establezcan compromisos comerciales con diferentes fuentes de suministro.

Las anteriores opciones se consideran en un escenario de contratos a largo plazo, en el cual el principal índice de negociación es el Henry Hub más el componente de exportación. Finalmente, la Gráfica 2-12 presenta los costos de transporte históricos de GNL en los que se han incurrido Argentina, Brasil y Chile, partiendo de Trinidad y Tobago. Lo anterior, para poder comparar con los casos más cercanos al caso de Colombia, y poder mostrar la similitud de los costos de transporte especialmente con Brasil, el cual es el país más cercano.

Gráfica 2-12. Costos de transporte de GNL



Fuente: ARGUS [9], UPME.

Respecto al costo de regasificación, según los resultados obtenidos del ejercicio de regasificación éste se ubica en los USD\$ 0.4/MMBTU

- **Costos totales**

La experiencia en Colombia ha mostrado que los costos de transporte son de US\$0.11/MMBTU y US\$0.18/MMBTU para Cartagena y Buenaventura respectivamente. Adicionalmente, también se ha establecido que el costo de regasificación es de US\$0.4/MMBTU.

Al ser Europa el mercado importador de competencia directa para Colombia debido a que Trinidad y Tobago es su principal exportador, se escogió el índice internacional NBP como el indexador para los siguientes años de proyección.

A continuación, se analiza el panorama nacional del gas natural, de acuerdo con lo ocurrido con las negociaciones bilaterales a finales del año 2017 y como se planea desde la UPME, una conformación de precios a partir de los índices internacionales calculados en esta sección y los actuales precios nacionales.

2.6 Precios Nacionales del gas natural

Luego de la desregulación del precio del gas natural de La Guajira y de la aplicación de la Resolución CREG 089 de 2013, los precios del gas natural en Colombia se redujeron de manera notable gracias al esquema de negociación bilateral entre productores y comercializadores, consecuencia directa de un balance con excedentes por tres años consecutivos.

A mediados de 2015 se intensificó el fenómeno Niño, y era evidente la necesidad de gas natural para generación térmica. Por tal razón, la CREG emitió adicionalmente la Resolución 170 de octubre 2015, en virtud de la manifestación de algunos productores-comercializadores de gas natural de ajustar las declaraciones de producción totales disponibles para la venta en firme (PTDVF) y de las cantidades importadas disponibles para la venta en firme (CIDVF), realizada al Ministerio de Minas y Energía en mayo de 2015. Para algunos de los actores del mercado, era necesario flexibilizar los mecanismos de comercialización de gas y poder negociar contratos de suministro por un período inferior a un año.

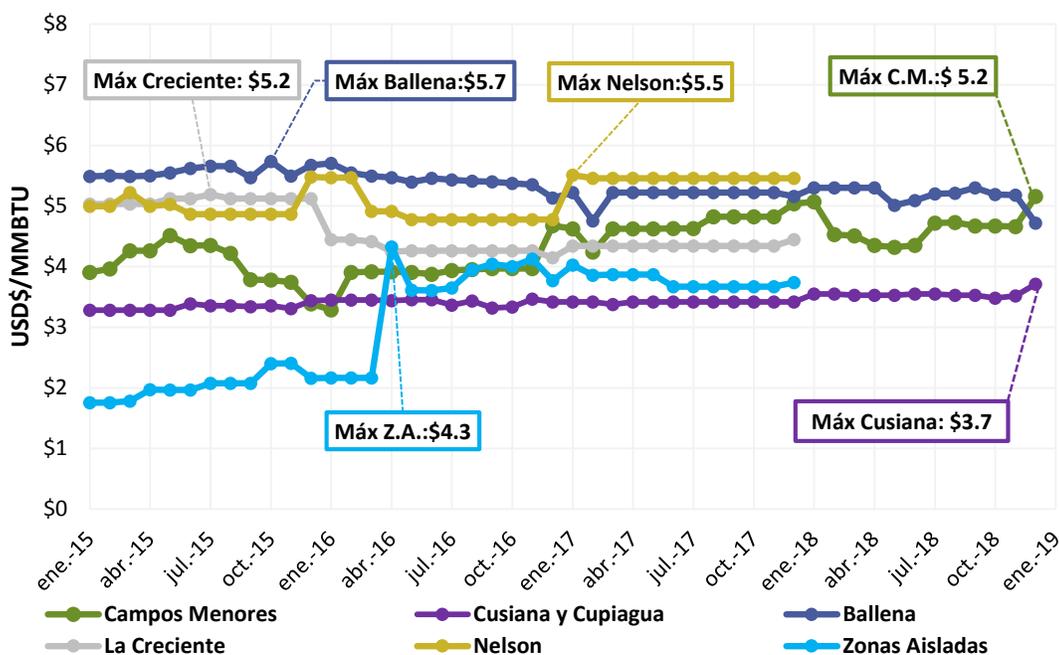
El Gestor del Mercado, dentro de su Informe gestor del mercado de gas 2018, presenta en el capítulo 2 los precios promedio ponderado por cantidades de los contratos vigentes entre Enero de 2015 a Diciembre de 2018 por campo de producción. En esta información se incluyen todas las modalidades de contratos permitidas por la Resolución CREG 089 de 2013 y que se encuentran vigentes a la fecha.

La presentación de estos precios es estructurada en 6 grupos: Ballena, Cusiana y Cupiagua, La Creciente, Nelson, Zonas Aisladas y Campos Menores. En la Gráfica 2-13, se muestra la evolución de estos precios, y sobre los cuales se pueden obtener conclusiones interesantes. La primera, es que a simple vista se puede observar como los precios de los campos de la costa (Ballena, Nelson y la Creciente) superan notablemente a los precios del Interior (Cusiana y Cupiagua).

En la costa, los precios de Ballena y La Creciente se han reducido notablemente en estos cuatro años. Para el campo Ballena, podemos ver como el máximo alcanzado en 2015 de US\$ 5.7/MMBTU se redujo hasta los US\$ 4.7/MMBTU en 2018, y para La Creciente, como en 2015 alcanzaba un máximo de US\$ 5.2/MMBTU y terminó en 2017 para los contratos vigentes en US\$ 4.4/MMBTU. Contrario a este comportamiento, el campo Nelson tuvo un incremento en sus contratos vigentes, pasando en 2015 de un precio de US\$ 4.8/MMBTU hasta alcanzar un máximo de US\$ 5.5/MMBTU en 2017.

Sobre los precios del interior, es interesante ver como el campo Cusiana y Cupiagua es el más estable, pasando de US\$ 3.2/MMBTU en 2015 hasta alcanzar un máximo de US\$ 3.7/MMBTU en 2018. Contrario a Cusiana y Cupiagua, los precios de los Campos Menores y las Zonas Aisladas, que pueden reunir tanto campos de la costa como del interior, tienen una alta volatilidad, principalmente el segundo que en Abril de 2016 paso de tener un precio de US\$ 2.16/MMBTU a US\$ 4.32/MMBTU, superando así los precios de Cusiana y Cupiagua. De igual manera, los Campos menores muestran un incremento importante en sus contratos, pasando en 2015, pasando de US\$ 3.9/MMBTU a US\$ 5.1/MMBTU en 2018.

Gráfica 2-13. Precios Nacionales por campo (2015 - 2018)



Fuente: GMGNC [10].

Como puede verse, el comportamiento de los precios por campo no siguen algún comportamiento general, es decir, las negociaciones bilaterales tienen un comportamiento independiente y mientras unos campos incrementan sus precios, otros lo reducen y otros lo mantienen estables.

2.6.1 Supuestos y metodología de proyección

La elaboración de la estimación de precios requiere de la definición de parámetros de entrada en los modelos, valores sobre los cuales se asumen comportamientos futuros que deben ser entendidos como cifras de referencia que emplean los modelos para definir los probables “futuros energéticos”.

Estos parámetros, conocidos como “supuestos de proyección”, de ninguna manera son mandatorios ni deben ser entendidos como políticas establecidas. Dado el alto grado de incertidumbre, se establecerán franjas o rangos sobre los diferentes supuestos para incrementar la probabilidad de que los valores futuros estén incluidos dentro de los análisis realizados durante el proceso de la planeación.

Para el desarrollo de este trabajo se revisó toda la información disponible, tanto nacional como internacional, a diciembre de 2018, así como el reporte del Gestor del Mercado de Gas Natural denominado: “Informe contratación proceso de comercialización 2018”. A continuación se definen los supuestos para la estimación del precio de gas natural.

Supuestos de Mercado

- Funcionamiento de la planta de regasificación de Cartagena.
- Entrada en funcionamiento de planta de regasificación de Buenaventura para el año 2024 y por tanto de importaciones de gas natural, según los reportes de distintos agentes.
- La entrada de las importaciones y un precio internacional de gas natural afectará de manera directa el mercado de gas natural, al igual que los precios nacionales, y su afectación será mayor en la medida que las importaciones tengan más peso sobre la oferta nacional. Se calcula un precio paridad importación para el mercado de la Costa y un precio compuesto para los precios del Interior.
- El peso de las importaciones sobre la oferta total se toma del balance oferta-demanda, que muestra la necesidad de importación en el corto plazo por suministro insuficiente en la medida que la oferta nacional se reduce para los próximos años.

Supuestos de Precios

- Se toman Guajira y Cusiana como las principales fuentes de producción, la primera representando el mercado de la Costa y la segunda representando el mercado del Interior. La información es tomada del informe de comercialización 2019 del Gestor del Mercado.
- El precio del gas nacional de las fuentes Guajira y Cusiana se indexan con el índice del crudo BRENT, que representa el mercado petrolero de Europa.
- En el caso de Cartagena, el precio internacional se calculó tomando los precios FOB suministrados por Argus. Para los precios que no se encuentran disponibles en FOB, se tomó el precio CIF y se restó el costo del transporte, también tomado de Argus. Se tuvieron en

cuenta los precios importando desde Estados Unidos y Trinidad y Tobago, dependiendo de cada caso.

- Para el caso de Buenaventura, se realizó el promedio de los precios FOB de Latinoamérica disponibles en el mercado, suministrados por Argus.
- Los precios de la Costa se obtienen tomando como base los precios internacionales y los precios del interior se obtienen de un precio compuesto que parte de los precios nacionales y de los internacionales, ajustados por su participación en la atención total de la demanda nacional, considerado de la siguiente forma:

$$P_C = P_I * \frac{V_I}{D} + P_N * \frac{V_N}{D}; \quad \text{siendo } V_I + V_N = D$$

Donde,

P_C = Precio Compuesto
 P_I = Precio Internacional
 P_N = Precio Nacional
 V_I = Volumen Importado
 V_N = Volumen Nacional
 D = Demanda Total

- Se define como corto plazo el periodo de enero de 2019 a diciembre de 2020, y como largo plazo de enero de 2021 a diciembre de 2039.
- Dentro del análisis se excluye el uso del Henry Hub como driver de la estimación, debido al alto costo que este marcador tiene y que considera gas sin la cadena de valor de GNL que lo hace inviable para Suramérica. Además, teniendo en cuenta que la mayoría del gas de Estados Unidos proviene de formaciones de shale gas, requieren altas rentabilidades por los costos de exploración.
- Los precios en este documento son presentados en términos constantes de diciembre de 2018. Los precios son ajustados con los comportamientos de las proyecciones presentadas por Wood Mackenzie en abril de 2018 y los precios históricos de las negociaciones de GNL presentadas por la fuente Argus.

Se consideran tres escenarios (alto, medio y bajo) para representar las posibles trayectorias futuras con la mayor apertura posible ante la incertidumbre de los mercados internacionales y las negociaciones bilaterales. En seguida se especifican los supuestos para los precios de la Costa e Interior, con base en hipótesis de mercado y los precios detallados anteriormente. Estos supuestos fueron resultado de discusiones con el objetivo de representar de la mejor manera los posibles precios futuros.

- **Supuestos de Escenarios**

Para la Costa, se considera que los precios están afectados en mayor medida por los índices internacionales, debido a la ubicación de la planta de regasificación en Cartagena y su mayor incidencia en el suministro de los usuarios de la región. Toda vez que la planta puede tener excedentes, éstos podrían ser puestos al servicio de los sectores de consumo distintos al térmico.

Escenario Alto: Para estimar el precio del gas natural en la Costa se aplicó la metodología Net-back al gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado Asiático. Este valor fue indexado con la estimación de largo plazo del JKM. Posteriormente se adicionó un costo de transporte desde Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena calculado en US\$0.11/MMBTU y al puerto de Buenaventura US\$0.18/MMBTU. Adicionalmente también se tuvo en cuenta la regasificación, la cual está en US\$0.4/MMBTU.

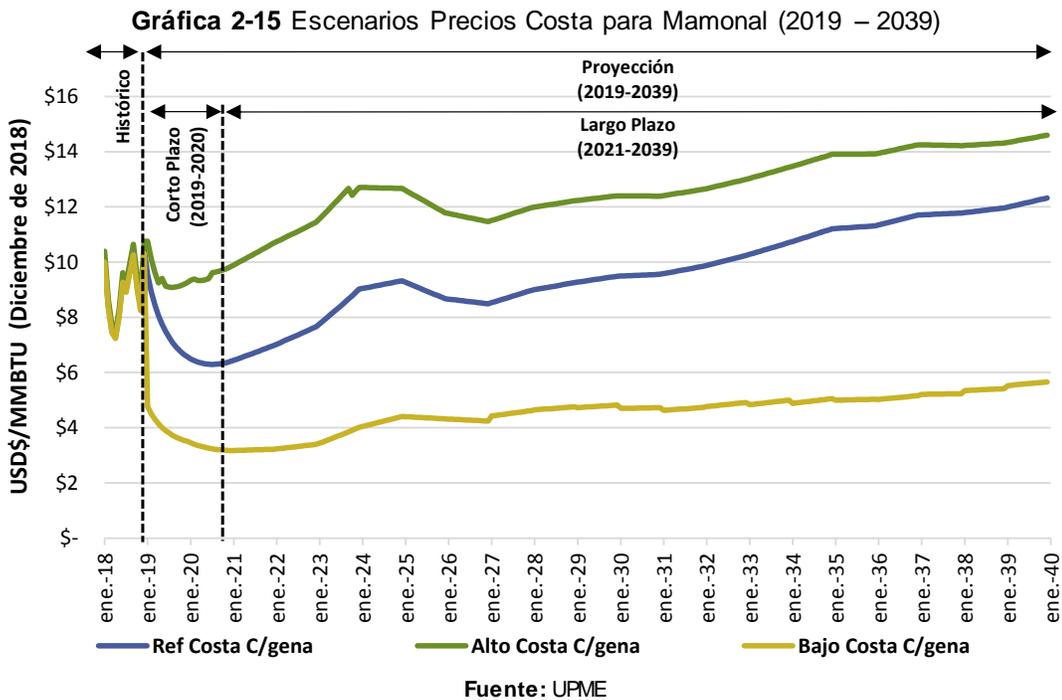
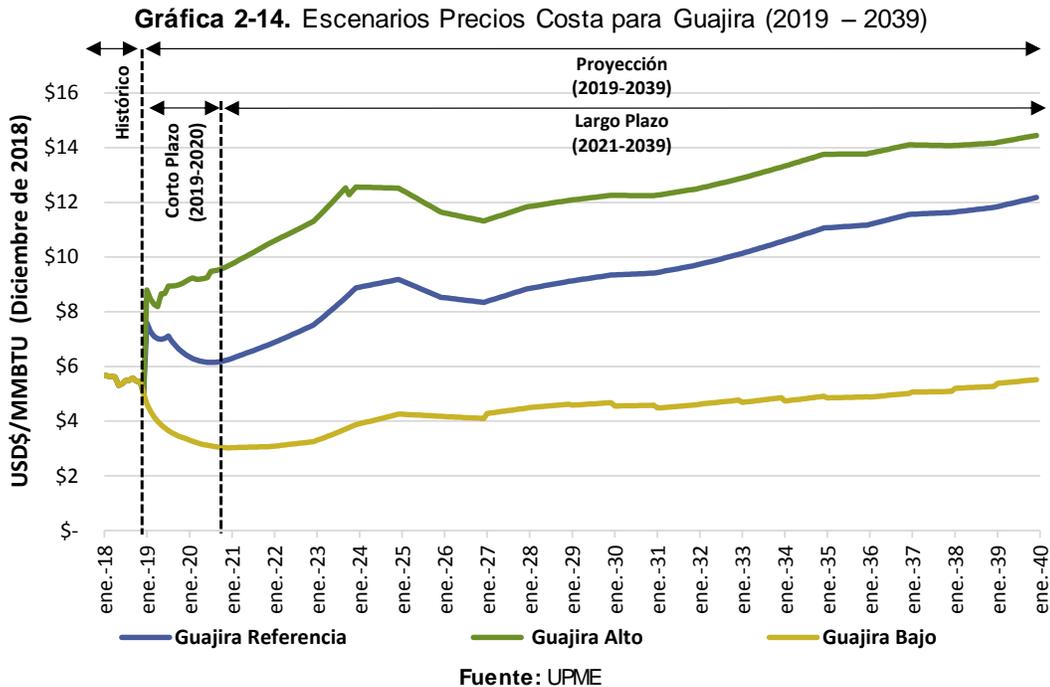
Escenario Medio: En este escenario, se utiliza el análisis Net-back del gas natural de Trinidad y Tobago puesto en el mercado suramericano y posteriormente se le sumó el costo de transporte de Trinidad y Tobago al puerto de Cartagena de US\$0.11/MMBTU y al puerto de Buenaventura US\$0.18/MMBTU. Adicionalmente también se tuvo en cuenta la regasificación, la cual está en US\$0.4/MMBTU.

Para la estimación de largo plazo, se aplicó al valor base del gas natural en Trinidad y Tobago las tasas de crecimiento del mercado NBP, establecidas en la proyección de largo plazo realizada por el consultor Wood Mackenzie.

Escenario Bajo: En este escenario, se empleó como semilla el precio del marcador Estadounidense Henry Hub definido en las estimaciones de largo plazo en el AEO de Enero de 2019 por la Administración de Información Energética del gobierno de los Estados Unidos. Debido a que este marcador es presenta un precio local, se procedió a adicionar el costo de licuefacción, transporte hasta el puerto de Cartagena y Buenaventura y se sumó el costo de la regasificación.

2.6.2 Precios del gas natural (2019 – 2039)

Los precios nacionales parten de las negociaciones publicadas por el gestor del mercado. Se adopta como punto de partida para la estimación de los precios de largo plazo de la Costa el valor obtenido en la negociación bilateral de 2018 y se aplica la misma metodología dada a los precios internacionales, como se puede observar en las gráficas Gráfica 2-14 y Gráfica 2-15. De la manera como está estipulado en los supuestos de mercado, se obtendría un precio de corto plazo decreciente en el escenario medio, tanto para Mamonal como Guajira, y en el largo plazo se presenta un incremento constante que sigue las tasas de crecimiento del índice NBP a partir del año 2021 para ambos puntos de referencia.



Así entonces, se espera que en el corto plazo los precios del gas natural no tengan un incremento que afecte de manera importante la demanda nacional. De igual manera, se espera que mediante los análisis de mercado adecuados, los entes reguladores puedan generar las herramientas y mecanismos pertinentes para que en el mercado no se generen incentivos a un alza de los precios como consecuencia de la entrada de los mercados internacionales.

2.7 Tarifas de transporte por gasoducto

Para determinar el precio final puesto en planta térmica, además del costo del gas puesto en gasoducto, se debe determinar el costo máximo de transporte por gasoducto, teniendo en cuenta la metodología definida por la CREG. Por ello, se consideraron las resoluciones vigentes aplicables a cada uno de los tramos de los sistemas de la Costa y del Interior al momento de la realización del ejercicio, considerando que las tarifas se mantienen con el mismo valor del último año después del vencimiento de las resoluciones.

Adicionalmente, se tomó una pareja de cargos regulados, cargo fijo/cargo variable (50%/50%) durante todo el período de proyección.

- TRANSORIENTE: Resoluciones CREG 111 de 2011
- PROGASUR: Resoluciones CREG 112 de 2011
- TRANSMETANO: Resoluciones CREG 114 de 2011
- TRANSGASTOL: Resoluciones CREG 018 de 2012
- TGI: Resoluciones CREG 121 de 2012
- PROMIGAS: Resolución CREG 122 de 2012
- TRANSOCCIDENTE: Resolución CREG 123 de 2012

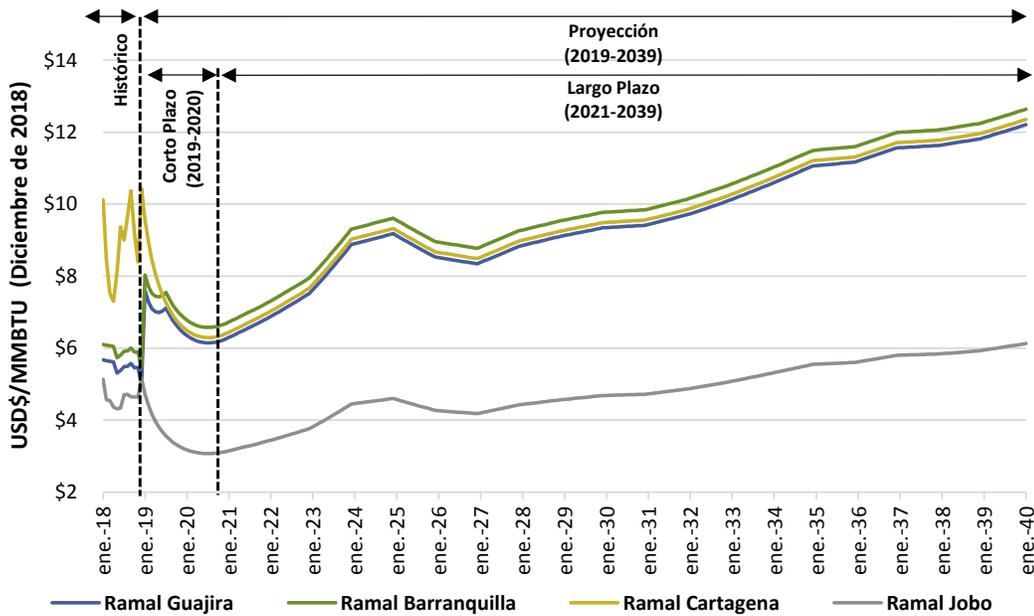
La determinación del costo de transporte de cada planta térmica, consideró los puntos de entrada y salida de gas, tomando el menor costo de suministro (precio del gas compuesto más transporte), desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta de generación. Los costos de transporte para cada una de las parejas se indexaron de acuerdo con el procedimiento definido en la Resolución CREG 126 de 2010 y se utilizó el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América.

Finalmente, en los **Anexos**, se muestran los resultados del ejercicio de estimación de precios máximos de gas natural para las plantas de generación térmicas bajo los escenarios de medio, alto y bajo. En las mismas, se incluyen tanto la cuota de fomento (3 % de la tarifa de transporte), como el impuesto de transporte (6% de la tarifa de transporte). Los precios de gas natural para las plantas de generación térmicas se encuentran en dólares constantes de diciembre de 2018.

2.8 Precio del gas natural en Térmicas

De acuerdo con la proyección de precios del gas natural y con los transportes actualizados a diciembre 2018, se calculan cuatro escenarios de posibles precios a corto y largo plazo. En el caso de la costa, como se presenta en la Gráfica 2-16, se puede observar una tendencia creciente entre enero los años 2020 y 2039, con excepción del periodo comprendido entre los años 2025 y 2027 cuando los precios presentan una estabilización para luego continuar su crecimiento llegando a los USD\$ 12.35/MMBTU en Mamonal y los USD\$ 12.21/MMBTU en Guajira, USD\$ 12.64/MMBTU en Barranquilla y USD\$ 12.64/MMBTU en Jobo.

Gráfica 2-16 Proyección escenario de referencia por ramal - Costa

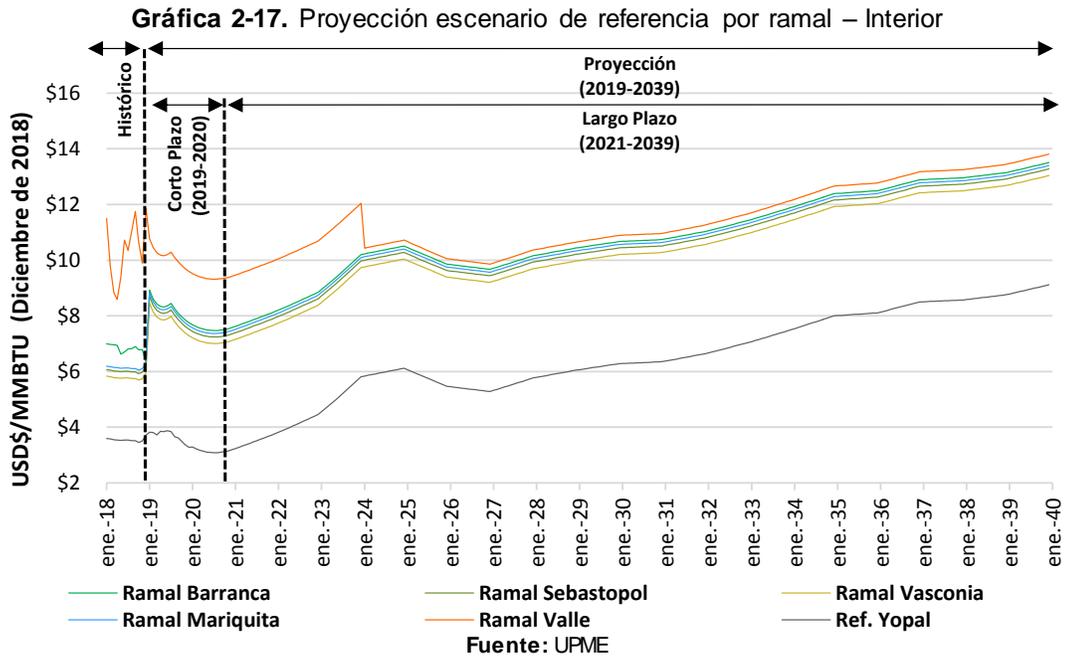


Fuente: UPME

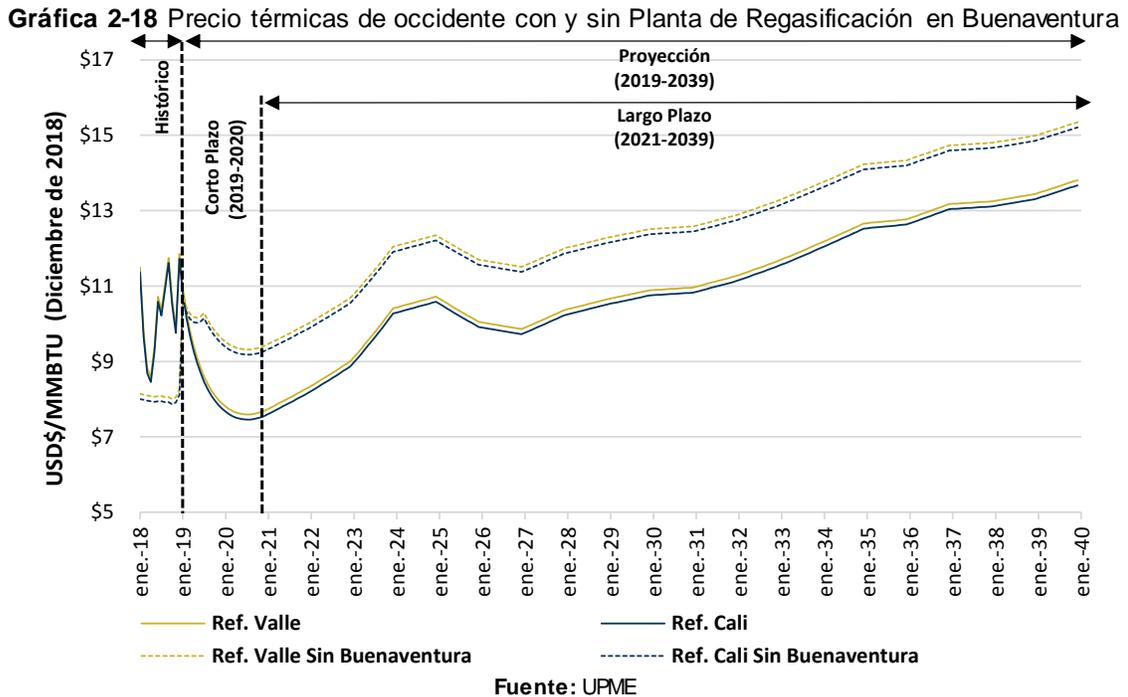
En cuanto a los precios del Interior, tal como fue explicado en los supuestos, se puede observar en la Gráfica 2-17, se tiene un precio compuesto entre los índices internacionales y los precios nacionales, los cuales presentan una leve caída 2019 y 2020 estando alrededor de los USD\$ 8.2/MMBTU. Entre los años 2022 y 2025 presenta un crecimiento promedio mensual de 0.66% llegando hasta los USD\$ 10.45/MMBTU en enero de 2025. Entre los años 2025 y 2027 los precios presentan un leve decrecimiento el cual está en promedio en -0.35%. A partir de enero de 2027 y hasta diciembre de 2040 presenta un crecimiento promedio 0.21% llegando a los USD\$ 13.5/MMBTU.

Para las plantas térmicas del interior que funcionan a gas, tienen como fuente principal el gas proveniente de Cusiana. Como puede verse en la Gráfica 2-17 en donde se muestra el escenario de referencia calculado para cada ramal, los precios se podrían catalogar en 3 grupos. El precio más bajo sería para termo Yopal, el cual no incluye transporte por estar en la fuente. Por otro lado, se encuentra el grupo de Ramal Vasconia, Ramal Sebastopol, Ramal Mariquita y Ramal Barranca, quienes presentan una pequeña diferencia la cual tiene que ver con el transporte siendo el más económico Ramal Vasconia por estar más cerca de la fuente.

El tercer grupo es Cali y Ramal Valle, siendo estos los más costosos, debido a que toman precio internacional. Aún con la entrada en operación de la planta de regasificación del Pacífico éstas térmicas continúan siendo las más costosas del país, sin embargo se presenta un alivio en el precio el cual impacta directamente en el precio final al consumidor.



Así mismo se puede observar en la Gráfica 2-18 el efecto que tendría la planta de regasificación en el pacífico colombiano sobre las térmicas del occidente del país cuando entre a operar en el año 2024, reduciendo su precio de compra para generación en promedio USD\$ 1.63/MMBTU para Valle mientras que para Cali la diferencia sería de USD\$ 1.6/MMBTU.



3 JET FUEL

La metodología utilizada para la estimación del precio colombiano del JET FUEL incorporó la normatividad definida por la Ley 681 de 2001 y la Resolución Minminas 8 0299 de 2001, modificada posteriormente por la Resolución 18 0088 de 2003 y el artículo 116 de la Ley 1450 de 2011, las cuales hacen referencia a la estructura del precio para su comercialización nacional. Adicionalmente y para efectos del análisis se incluye un costo de transporte entre la planta de abasto y planta de generación, así como un margen para el distribuidor mayorista, ítems que no hacen parte de la regulación, así:

$$PMV = IP + IVA + IC + TI + IVA MY + Otros$$

Donde,

PMV	= Precio de venta de la gasolina de aviación Jet al distribuidor mayorista
IP	= Ingreso al Productor
IC	= Impuesto al Carbono
TI	= Valor del transporte a través del sistema de poliductos
IVAMY	= IVA Margen mayorista
Otros	= Comercialización y margen de continuidad

Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 de la Parte 9, se establece el Impuesto al Carbono el cual se define como “gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión”. Adicionalmente, en el Artículo 222 de la misma Ley, se establece la base gravable y tarifa por tipo de combustible fósil, dentro de los cuales está incluido el Jet Fuel con una tarifa de COP\$148.0 por galón la cual se ajustará con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una (1) UVT por tonelada de CO2.

La estimación del primer componente o ingreso al productor (IP) comprendió en primera instancia la selección de un driver con el cual se pudiera efectuar un análisis comparativo de los precios internos publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo, el cual según la normatividad hace referencia al índice Platt's JET 54 U.S. Gulf Coast.

En la Gráfica 3-1, se presenta la comparación histórica del comportamiento del ingreso al productor colombiano del Jet Fuel y del índice internacional de referencia del U.S. Gulf Coast. El resultado muestra alta correlación con unas pequeñas diferencias, específicamente entre julio de 2008 y marzo de 2009 en donde el precio interno es ligeramente más alto, mientras que entre abril de 2009 y mayo de 2011 el precio internacional fue ligeramente más alto que el precio local. Desde esa fecha y hasta diciembre de 2017 no se ha presentado mayores diferencias entre el precio nacional y el internacional.

En el periodo enero de 2011 a septiembre de 2014, el precio ha mantenido bajas fluctuaciones y se estabilizó en los \$2.9 dólares por galón. A partir de octubre de 2014, por efecto de los bajos valores el WTI, el Ingreso al Productor alcanzó el valor de \$0.9 dólares por galón en enero de 2016. Luego con la estabilización de los precios del crudo este indicador se mantuvo al alza hasta posicionarse a los \$2.2 dólares por galón en octubre de 2018. Este comportamiento de precios internacionales a la baja permite observar como el precio nacional sigue la referencia del índice internacional JET 54 de la Costa del Golfo, alcanzando valores más bajos que los mínimos alcanzados desde el año 2009. A partir de la recuperación del precio del crudo el ingreso al productor ha tenido una recuperación, entre enero de 2016 y diciembre de 2018, del 80 % alcanzado los niveles que se tenían en el último semestre de 2009.

Gráfica 3-1. Ingreso al productor de Jet Fuel Colombia e Índice Jet 54 U.S. Gulf Coast



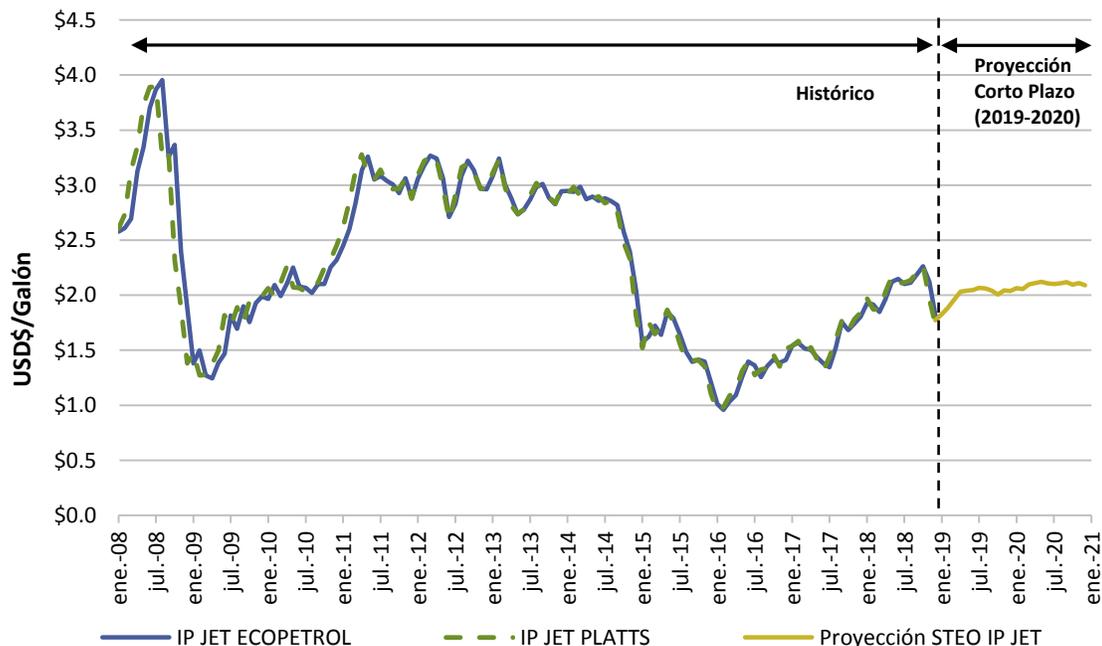
Fuente: ECP [11] PLATTS [12]

Como puede verse en la Gráfica 3-2, la proyección de corto plazo nos muestra una leve recuperación de los precios, hasta situarse por encima de los \$2 dólares por galón hasta finales del 2020, este valor no está alejado del promedio mensual de los últimos 10 años el cual se ubicó en alrededor de los \$2.26 dólares por galón.

Como lo menciona la Agencia Internacional de Energía en su World Energy Outlook de 2018 todo el crecimiento energético procede de las economías en desarrollo, con India a la cabeza. En donde a mediados del año 2000 Europa y Norteamérica representaban el 40% de la demanda energética mundial y las economías en desarrollo de Asia el 20%, en sus perspectivas hacia el año 2040 esta tendencia se invierte completamente.

Para el caso particular del Jet Fuel como se muestra en el STEO de Abril de 2019, del Departamento de Energía de los Estados Unidos, excluyendo a la electricidad el consumo de Jet fuel crece más que los otros modos de transporte en su caso base, aumentando su demanda un 35% del 2018 al año 2050. Todo este aumento se debe principalmente a que la las tasas de crecimiento de la demanda es mayor a los avances en eficiencia energética en este modo de transporte. Sin embargo, existe un aumento de los viajes de pasajeros entre todos los modos de transporte, pero el consumo energético por milla en el sector aero disminuye a comparación al transporte ferroviario o por carretera, los cuales se mantienen relativamente constantes en sus proyecciones del caso base.

Gráfica 3-2. Perspectiva corto plazo IP Jet Fuel Colombia

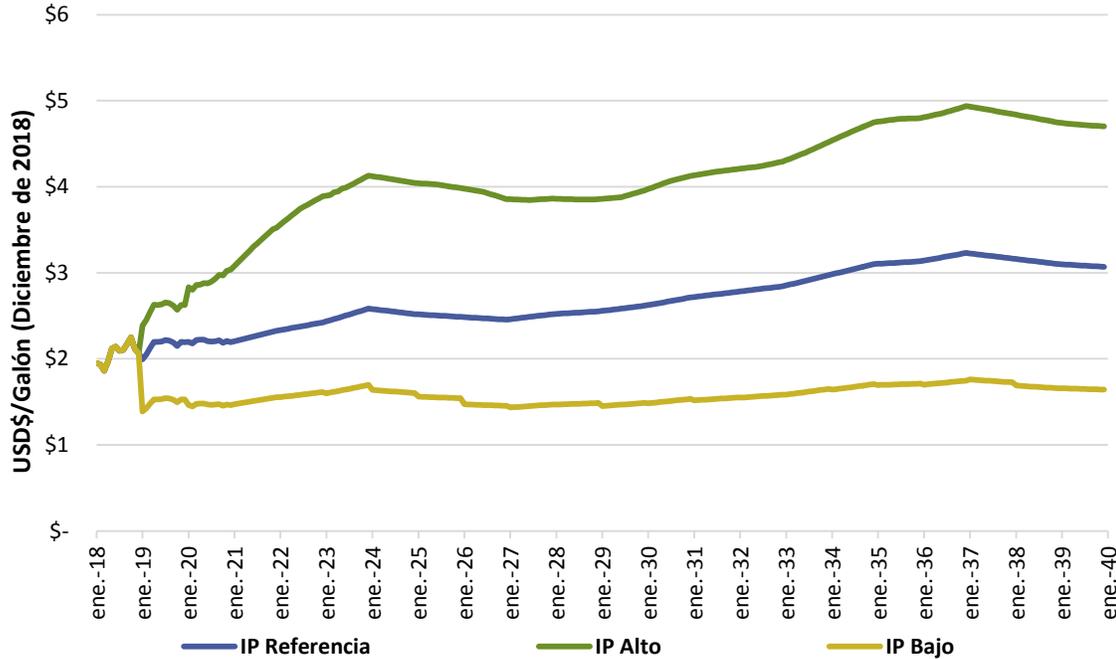


Fuente: ECP [11] PLATTS [12] EIA [13], UPME

Ahora bien, para la estimación de los escenarios de corto y largo plazo, correspondiente al ingreso al productor colombiano de Jet, se tomaron las aperturas del AEO 2018, manteniendo los supuestos de precios, demanda y crecimiento económico discutidos anteriormente. Los resultados de los tres escenarios evaluados son presentados en la Gráfica 3-3.

El escenario base o de referencia varía entre \$2 dólares por galón y \$2.7 dólares por galón en el corto plazo, mientras que en el largo plazo presenta un valor a Diciembre de 2039 de \$3 dólares por galón, tanto el corto como el largo plazo se presentan en términos constantes de diciembre de 2018. Por otra parte, el escenario alto fluctúa hasta los \$4.9 dólares por galón y el escenario bajo finaliza en \$1.7 dólares por galón. Es importante señalar que las proyecciones de precios de los combustibles líquidos están ajustadas a las proyecciones del crudo internacional de referencia BRENT de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), y por lo tanto su comportamiento depende de los precios internacionales de este crudo.

Gráfica 3-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Jet Fuel



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

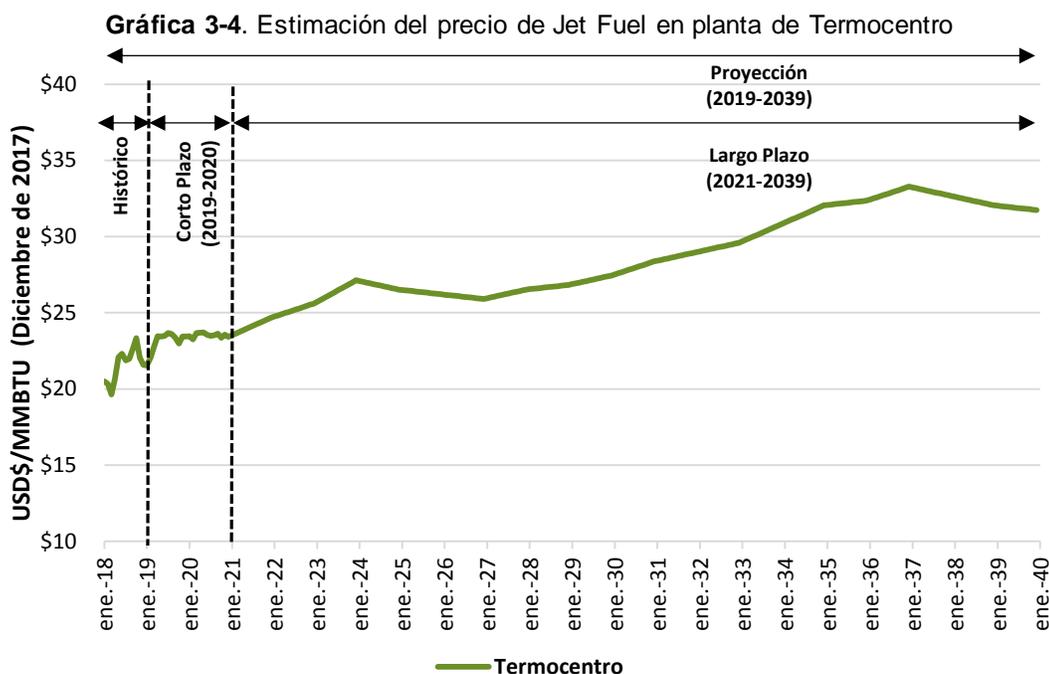
La construcción del precio final en planta de generación, implicó la adición del valor correspondiente al IVA, Impuesto al Carbono, y los cargos de transporte del punto de entrega más cercano a la planta de generación a ser atendida. Teniendo en cuenta que la planta térmica que utiliza el Jet Fuel para generación como segunda opción, después del Gas Natural es Termocentro, se tomó como centro de producción y acopio la refinería Barrancabermeja y como punto de entrega Sebastopol. La Gráfica 3-4 presenta los resultados del escenario de referencia para las plantas mencionadas.

Tabla 3-1 Plantas de Generación que consumen Jet Fuel

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMOCENTRO ³	CENTRO	Santander	Cimitarra	R. Barranca	Sebastopol

Fuente: XM [1]

³ Central térmica que opera con mezcla de gas y Jet A1.



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

En la Gráfica 3-4 se presenta la estimación del precio de referencia para la planta de generación que usa Jet Fuel, en donde en el corto plazo se mantiene en un precio promedio de \$22.3 dólares por MMBTU y se mantiene creciendo hasta el año 2024 llegando a los \$27 dólares por MMBTU. Sin embargo, se proyecta una caída de los precios en durante el periodo 2024 a 2026 hasta estabilizarse en los \$25 dólares por MMBTU, partir de esta fecha tiene un crecimiento promedio mensual de 0.21% hasta el máximo de toda la proyección de \$33.3 dólares por MMBTU. En los años siguientes el precio tiene una caída hasta llegar en diciembre de 2039 de \$31.7 dólares por MMBTU. En términos generales se espera que este combustible tenga un incremento del 47% a lo largo de todo el periodo de proyección.

4 FUEL OIL

El cálculo del precio futuro del Fuel Oil colombiano de mediano y largo plazo, contempló la aplicación de la normatividad vigente del Ministerio de Minas y Energía, estipulada en las resoluciones 8 0728 de 2001 y modificada por las resoluciones 18 1193 del 12 de noviembre de 2002 y 18 2147 de diciembre de 2007, cuyos componentes hacen referencia al IP (Ingreso al Productor), el cual está bajo el régimen de libertad, adicionado por IVA (16% hasta diciembre de 2016 y 19% a partir de enero de 2017 según la reforma tributaria, establecido en la Ley 1819 de 2016), más el costo de transporte. Adicionalmente, y para efectos del análisis, se incluye un costo de transporte entre la planta de abasto y la planta de generación, así como un margen para el distribuidor mayorista, ítems que no hacen parte de la regulación, así:

$$PMV = IP + IVA + IC + TI + IVA MY + Otros$$

Donde,

PMV	= Precio de venta de la Fuel Oil al distribuidor mayorista
PIP	= Ingreso al productor
IVA	= Impuesto al Valor Agregado
IC	= Impuesto al Carbono
IVAMY	= IVA Mayorista
TI	= Valor del transporte a través del sistema de poliductos
Otros	= Comercialización y margen de continuidad

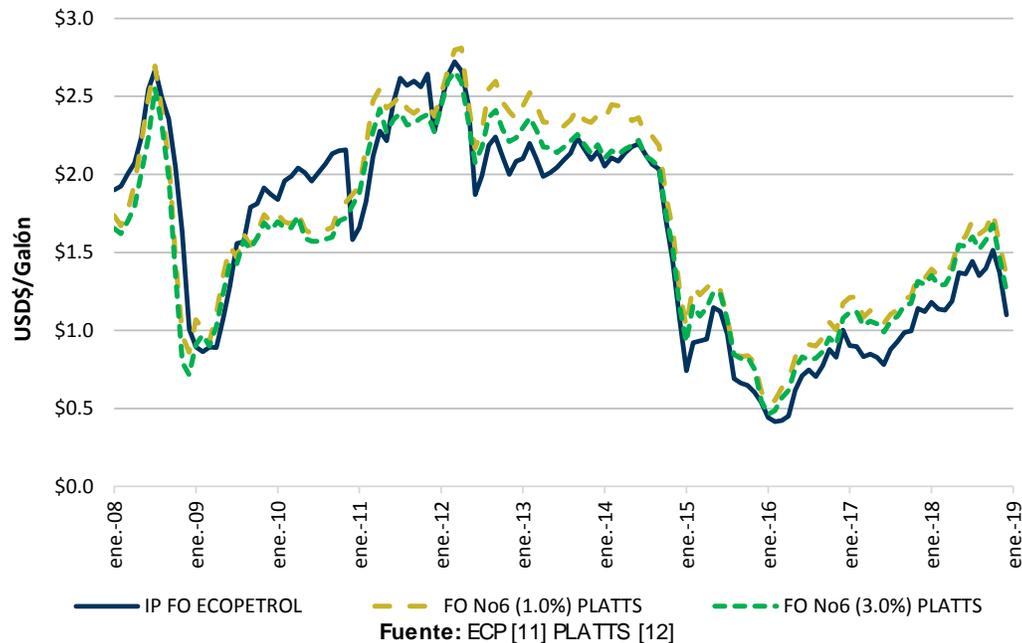
La estimación del primer componente o ingreso al productor (IP) comprendió, en primera instancia, la selección de un driver con el cual se pudiera efectuar un análisis comparativo de los precios internos publicados por Ecopetrol y su equivalente en la Costa del Golfo, el cual, según la normatividad, hace referencia al índice Platt's Residual Fuel No 6 US Gulf Coast con 1.0 % y 3.0 % de azufre.

Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 de la Parte 9, se establece el Impuesto al Carbono el cual se define como “gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión”. Adicionalmente, en el Artículo 222 de la misma Ley, se establece la base gravable y tarifa por tipo de combustible fósil, dentro de los cuales está incluido el Fuel Oil con una tarifa de COP\$177. 0 por galón la cual se ajustará con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una (1) UVT por tonelada de CO₂

Los resultados presentados en la Gráfica 4-1 indican una tendencia similar entre el precio interno y el del índice No. 6 al 3.0% de azufre USGC de Platt's, aunque el precio del producto nacional está por debajo del precio de referencia. Diferencia que se ha venido incrementando desde el primer semestre de 2011 hasta mediados de 2014. Entre junio de 2014 y enero de 2015 presenta una tendencia a la baja, aunque la correlación es alta y el rezago que maneja esta serie es cercano a los tres días.

El precio internacional de este combustible a lo largo de este decenio, al igual que los demás derivados ha presentado varias fluctuaciones en su precio, ha pasado a cotizarse en el año 2008 a \$2.6 dólares por galón hasta \$0.4 dólares por galón a comienzos del año 2016. Sin embargo a partir de esta fecha, su precio aumento hasta los \$1.5 dólares por galón con una tasa promedio mensual de 3.96%. Sin embargo por la caída de los precios internacionales del BRENT a finales de 2018, la cotización del Fuel Oil internacional llegó a \$1.26 dólares por galón en diciembre de 2018.

Gráfica 4-1. Ingreso al productor del Fuel Oil colombiano e índice del U.S. Gulf Coast



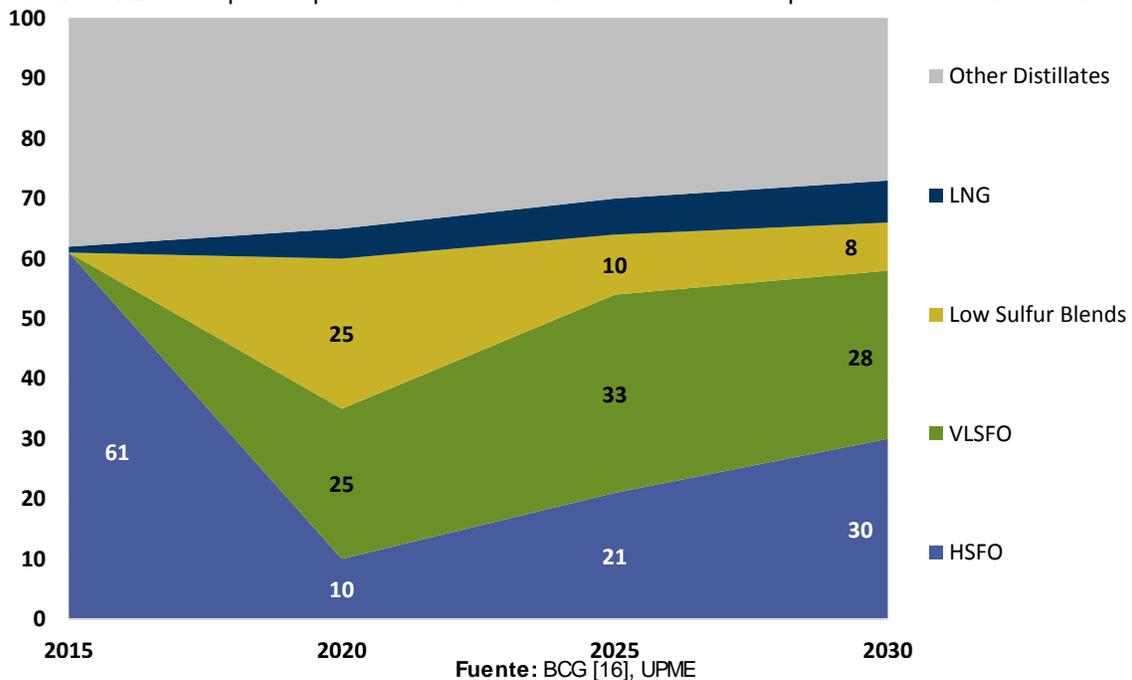
En el caso particular de este combustible se debe tener en cuenta las restricciones de emisiones de azufre, que en el año 2016 la Organización Marítima Internacional (IMO) por sus siglas en ingles decidió imponer un estándar de calidad, el cual está encaminado a restringir en peso la cantidad permitida de azufre en el combustible marino, y que tendría su entrada en vigencia el año 2020. Específicamente el contenido de azufre pasaría del 3.5% al 0.5%, lo cual tendrá implicaciones en el consumo de este energético en el corto plazo ya que la mayoría de embarcaciones utilizan fuel oil con alto contenido de azufre y representan una demanda diaria promedio de 4 millones de barriles, por lo cual las embarcaciones deben tener varias estrategias para ajustarse a este requerimiento y ver cuán rápido las refinerías pueden adaptar su operación para poder cumplir con esta restricción.

Según los cálculos realizados por el analista Boston Consulting Group (BCG) en su artículo “*Just How Disruptive Will IMO 2020 Be?*” las embarcaciones tienen tres opciones, la primera consiste en utilizar combustóleo de bajo azufre (VLSFO) el cual sería el más costoso y la disponibilidad de este combustible estaría atada a la expectativa de demanda y la capacidad que tienen los refinadores para entregar este producto una vez iniciada la restricción. La segunda opción es utilizar diésel marino, pero de todos los derivados posibles para su operación sería la más costosa. Así mismo, el GNL sería otra de las opciones posible, pero los altos costos del motor y el gran espacio que utiliza

este tipo de tecnología en los barcos harían esta opción poco viable, a pesar que en el largo plazo esta tecnología podría ser la más conveniente en caso de que las restricciones de emisiones sean cada vez mayores. Finalmente, la tercera opción sería la instalación de catalizadores, que en el mercado tienen un valor aproximado de 2 a 3 millones de dólares, su instalación puede tomar hasta 6 meses y existe una limitante en la mano de obra calificada para este tipo de tecnología.

En la Gráfica 4-2 se presenta la estimación del consultor BCG sobre la demanda de los diferentes combustibles para las embarcaciones marinas, y espera una drástica caída del consumo de combustible de alto azufre en el año 2020, pasando su participación porcentual en el consumo del 61% al 10%, por lo que las mezclas de destilados y combustible con bajo contenido de azufre los cuales cumplen con la norma IMO 2020, serían de alrededor del 50% de la demanda global. Sin embargo esta participación va disminuyendo en el año 2030 siendo del 36%.

Gráfica 4-2 Participación porcentual del consumo de combustible para embarcaciones marinas⁴



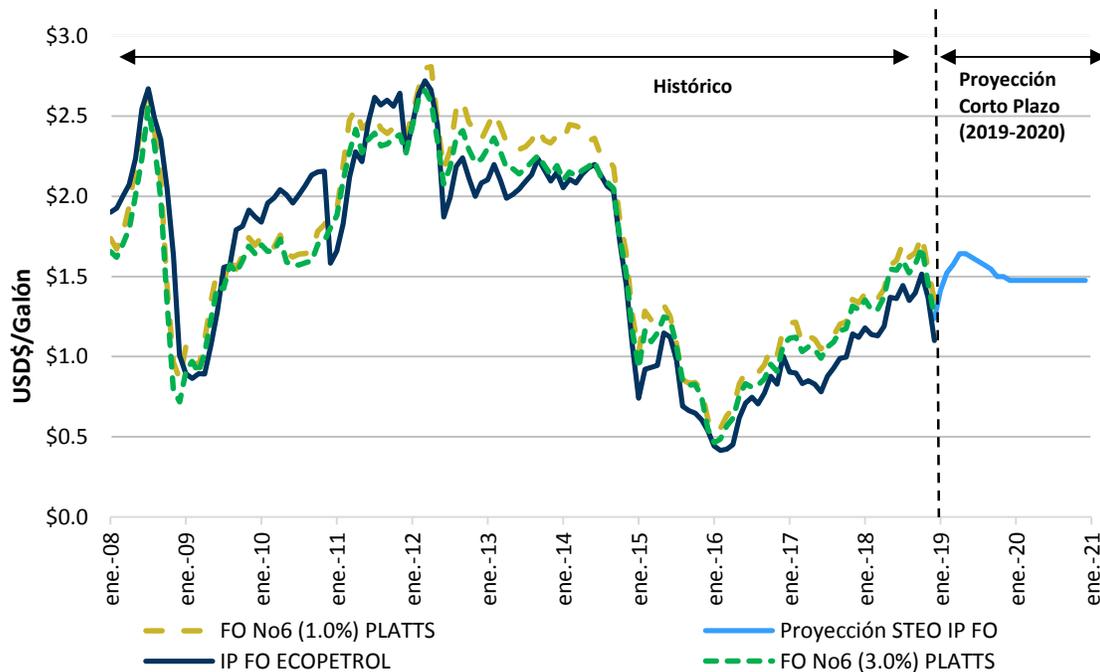
Por el lado de los refinadores, estos tendrán que esforzarse por entregar el fuel oil de bajo azufre a los mercados, en el caso de refinerías complejas esta operación es relativamente fácil, mientras que las otras refinerías que producen más cantidades de fuel oil de alto azufre se verán afectadas en sus márgenes de ganancia, ya que la demanda por este combustible de alto contenido de azufre se verá disminuida y habrá una sobre oferta empujando los precios a la baja.

⁴ HSFO (High Sulfur Fuel Oil) - Combustible con alto contenido de azufre (3.5%)
 VLSFO (Very Low Sulfur Fuel Oil) - Combustible con bajo contenido de azufre (0.5%)
 Low Sulfur Blends - Mezclas de combustibles con bajo contenido de azufre (0.5%)
 LNG (Liquified Natural Gas) - Gas Natural Licuado
 Other Distillates - Otros Destilados

Como varios agentes prevén, las refinerías ubicadas en la costa del golfo que en su mayoría tienen altos márgenes de conversión serían las más beneficiadas, como lo ve el Departamento de Energía de los Estados Unidos en su documento AEO 2018, el pico de utilización de las refinerías de Estados Unidos llegará en el año 2020, ya que estas pueden procesar fuel oil de alto azufre en sus corrientes de refinación y aprovechar la diferencia de precios de los crudos dulces y amargos. En su caso base de análisis la utilización de refinerías alcanza su pico máximo en el año 2020 llegando al 96%, para luego descender y mantenerse en el 92% a lo largo de la proyección.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo, en su documento STEO - Abril 2019, estima una recuperación de los precios del fuel oil, con base en el supuesto que se mantengan los escenarios de incremento de la demanda y una recuperación del precio del barril a finales de 2018. Lo anterior, llevaría a una recuperación, de los precios nacionales, cercana a los \$1.5 dólares por galón en diciembre de 2020, como se muestra en la Gráfica 4-3.

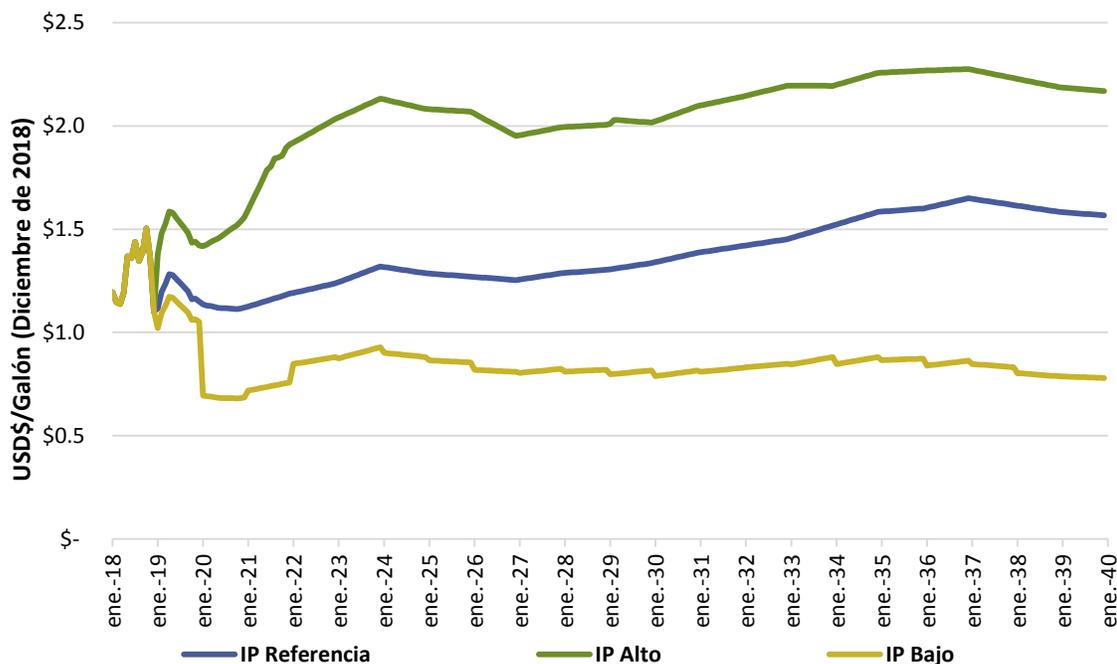
Gráfica 4-3. Perspectiva corto plazo IP Fuel Oil



Fuente: ECP [11] PLATTS [12] EIA [13], UPME

Valorada la correlación y para efectos de la proyección del ingreso al productor se utilizó como driver el “BRENT” y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2018 del Departamento de Energía de los Estados Unidos. La Gráfica 4-4 presenta la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón. El escenario base o de referencia para el corto plazo se estima un precio máximo de \$1.25 dólares por galón en Julio de 2019, mientras que en el largo plazo presenta un valor a Diciembre de 2039 de \$1.57 dólares por galón, ambos en términos constantes de diciembre de 2018. Por otra parte, el escenario alto fluctúa hasta los \$2.1 dólares por galón y el escenario bajo finaliza en \$0.78 dólares por galón.

Gráfica 4-4. Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano del Fuel Oil



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

El precio final en planta de generación, implicó la adición del valor correspondiente al IVA, impuesto al carbono, margen mayorista y los cargos de transporte desde el punto de entrega del producto más cercano a la planta de generación a ser atendida, práctica que se repitió para cada uno de los escenarios.

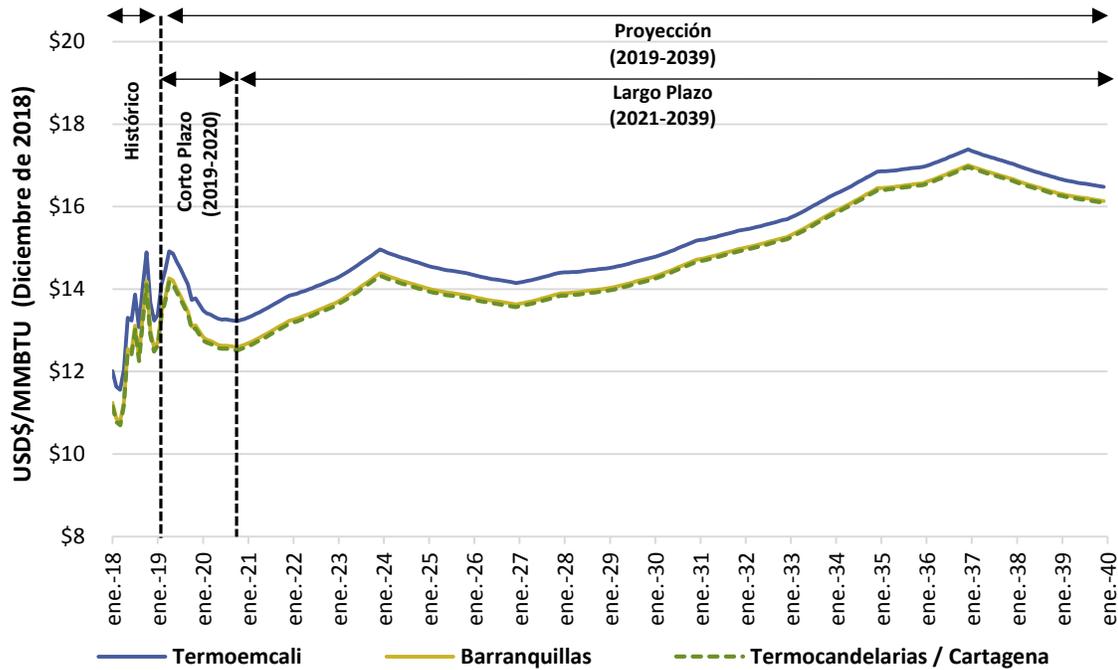
Las plantas térmicas que utilizan el Fuel Oil son Barranquilla y Cartagena, tomando como centro de producción la refinería de Barrancabermeja, con los puntos de entrega o descarga mencionados en la Tabla 4-1. A continuación, Gráfica 4-5 presenta la proyección del precio final en planta de generación correspondiente al escenario base o de referencia.

Tabla 4-1. Plantas de generación que consumen Fuel Oil

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	CIUDAD/ MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMOB/QUILLA	Costa	Atlántico	Soledad	R. Cartagena	Baranoa
TERMOCARTAGENA	Costa	Bolívar	Cartagena	R. Cartagena	Cartagena

Fuente: XM [1]

Gráfica 4-5. Proyecciones del precio de referencia del Fuel Oil Termo Barranquilla-Cartagena-Emcali



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

La estimación indica que los precios de referencia para las plantas de generación que usan Fuel Oil son similares dado que la diferencia por el valor de transporte por poliducto es mínimo de acuerdo con los puntos de entrega anteriormente mencionados.

Se observó un aumento importante en el precio entre Enero de 2018 y noviembre de 2018 pasando de \$12 dólares por MMBTU a \$14 dólares por MMBTU, a partir de diciembre de 2018 se espera una caída en los precios hasta llegar los \$13.2 dólares por MMBTU para el caso particular de Termoemcali y \$12.51 dólares por MMBTU para las térmicas en Barranquilla y Cartagena. A partir de esta fecha los precios aumentan en 0.08% mes promedio, y se ubican alrededor de los \$16 dólares por MMBTU en diciembre de 2039.

5 GASOLINA

La estimación del precio de la gasolina motor corriente se realizó aplicando la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía definida en la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y modificación mediante Resolución 41281 del 30 de diciembre 2016. Se debe recordar que actualmente ninguna planta térmica usa gasolina para generación y por lo tanto, los ejercicios mostrados más adelante están enfocados en el precio de venta en Estación de Servicio para la ciudad de Bogotá. La estructura del precio nacional de la gasolina motor corriente contempla los siguientes ítems:

$$PMV = IP + IN + IVA + IC + Tm + Tt + Mpc + Mdma + ST + Mdmi + PE + Tp + IVA MY$$

Donde,

PMV	= Precio de venta por galón
IP	= Ingreso al Productor
IN	= Impuesto Nacional
IVA	= Impuesto al Valor Agregado
IC	= Impuesto al Carbono
Tm	= Tarifa de marcación
Tt	= Tarifa de transporte
Mpc	= Margen Plan de Continuidad
Mdma	= Margen al distribuidor Mayorista
IVAMY	= IVA Margen Mayorista
ST	= Impuesto de Sobretasa
Mdmi	= Margen al distribuidor Minorista
PE	= Perdida por evaporación.
Tp	= Transporte a planta de abasto

La reforma tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el artículo 219 establece la modificación del artículo 168 de la Ley 1607 de 2012 en la cual se establece la base gravable y tarifa del Impuesto Nacional para gasolina y ACPM. El impuesto Nacional para la gasolina “se liquidará a razón de \$490 pesos por galón.

Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 de la Parte 9, se establece el Impuesto al Carbono el cual se define como “gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión”. Adicionalmente, en el Artículo 222 de la misma Ley, se establece la base gravable y tarifa por tipo de combustible fósil, dentro de los cuales está incluida la Gasolina Motor (GM) con una tarifa de \$142 pesos por galón.

Adicionalmente, esta Ley en su el Artículo 225 de la Parte X, se establece la Contribución Parafiscal al combustible para financiar el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles –FEPC–.

Según la Resolución 90155 de 2014, en sus Artículos 1 y 2, se establece que, para la gasolina motor corriente y la gasolina motor corriente oxigenada, el “Margen de Continuidad y su valor está dirigido a remunerar a CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad. De igual forma, el margen de continuidad será aplicable a la gasolina extra y a la gasolina importada y de origen nacional que se distribuya en las zonas de frontera. El valor del margen de continuidad es de \$71.51 pesos por galón”.

Respecto al Margen de Distribuidor Mayorista, según lo estipulado en el artículo primero de la Resolución 41278 del 30 de Diciembre de 2016, “este valor corresponde al margen máximo reconocido a favor del distribuidor mayorista por la venta de gasolina motor corriente, que se fija a partir del 1 de Junio de 2018 en \$387.09 pesos por galón, teniendo en cuenta las inversiones en infraestructura, los costos de operación y mantenimiento, así como los gastos de administración y ventas y las pérdidas por evaporación. Este margen se actualizará el 1 de junio de cada año, con base en la variación del índice de precios al consumidor de los últimos 12 meses certificada por el DANE”.

La Tabla 5-1 describe a continuación cada uno de los componentes, su regulación y forma de cálculo:

Tabla 5-1 Componentes Tarifarios de la Gasolina Motor Corriente

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Ingreso al Productor	Para cada combustible, el MME definió un esquema de cálculo independiente. En el caso de la gasolina motor corriente se usa un precio paridad exportación, utilizando los índices UNL 87 y Naphtha de la Costa del Golfo.
Impuesto Nacional	Definido en la Ley 1819 de 2016. Se ajusta cada primero de febrero con la inflación del año anterior.
impuesto al carbono	Tarifa específica considerando el factor de emisión de dióxido de carbono (CO ₂) para cada combustible determinado, expresado en unidad de volumen (kilogramo de CO ₂) por unidad energética (Terajoules) de acuerdo con el volumen o peso del combustible.
Tarifa de marcación	Definida en el Decreto 1503 de 2003 y el 3563 del 2003 de manera independiente para cada combustible. Se crearon tarifas diferenciales según el porcentaje de mezcla con el biocombustible aplicable.
Tarifa de Transporte por poliducto	Costo máximo de transporte a través del sistema de Poliductos definido en la Resolución 181088 de 2003 y sus modificaciones. En el caso de los biocombustibles, la tarifa de transporte se aplica en proporción al porcentaje de mezcla definido, de acuerdo con las tarifas definidas por el MME para cada

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
	uno de los Biocombustibles desde las plantas de producción. Se reajusta cada primero de febrero de cada año.
Margen plan de continuidad	Este margen remunera a Ecopetrol S.A. las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad y parte del montaje del poliducto Mansilla – Tocancipá.
Margen al Distribuidor mayorista	Valor definido por MME a partir de la Resolución 824338 de 1998. Con la Resolución 91657 del 30 de octubre de 2012 este valor se estableció en \$305 por galón. Actualmente se encuentra en \$375.34 por galón.
iva margen distribuidor mayorista	Valor establecido por el artículo 467 del Estatuto tributario, modificado por el Art 183 de la Ley 1819 de 29 de diciembre de 2016
Sobretasa	Se calcula a partir de la base de liquidación definida por el MME, en concordancia con la metodología definida en el Decreto 1870 de 2008. Para la GMC el porcentaje aplicable es de 25%, en el caso del DIÉSEL es 6%. Los municipios son autónomos en fijar el porcentaje, por ser impuestos de carácter regional.
Margen al Distribuidor minorista	Con la Resolución 182336 del 28 de diciembre de 2011 este valor se estableció en \$578 el margen máximo en las ciudades que aplica el régimen de libertad regulada. Se adopta para diferentes ciudades el régimen de libertad vigilada para la fijación del margen minorista con la Resolución 181254 de 2012. Actualmente se encuentra en \$706.37 pesos por galón.
Pérdidas por evaporación	Se calcula de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3° del Decreto 3322 de 2006 y en el Artículo 6° de la Resolución 181088 de 2005.
Transporte Planta de Abasto - EDS	Se calcula de acuerdo a lo establecido en la Resolución 181047 de 2011. Se actualiza cada primero de febrero con el IPC del año inmediatamente anterior.

Posteriormente, a partir del mes de septiembre de 2011, el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 181602 de 2011 estableció una nueva metodología de cálculo del ingreso al productor de la gasolina, basada en identificar las tendencias de los precios internacionales de la gasolina y aplicarlas a los precios nacionales, por medio del precio paridad exportación.

Esta variación incluyó adicionalmente un cambio de los índices utilizados, adicionando el nafta sobre el 30 por ciento del total para el ingreso al productor, buscando reflejar de una mejor manera la condición colombiana frente al mercado internacional y el establecimiento de una franja que

garantizara un margen de estabilidad en los precios internos, mitigando la volatilidad del precio del petróleo y sus derivados en los consumidores finales colombianos.

$$PPE_t = ((0.7 * UNL87_t + 0.3 * Nafta_t) - FL_t - CT_t) * TRM_t$$

Donde,

PPE_t: Precio paridad exportación, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria de la Gasolina Motor Corriente producida en Colombia y se calculará con referencia al índice de la gasolina UNL 87 USGC y la Nafta.

UNL87_t: Cotización del índice UNL 87 (Ron 92) en la U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's, expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t

Nafta_t: Cotización del índice de la Nafta en la Costa del Golfo de Estados Unidos de la publicación PLATT's, expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.

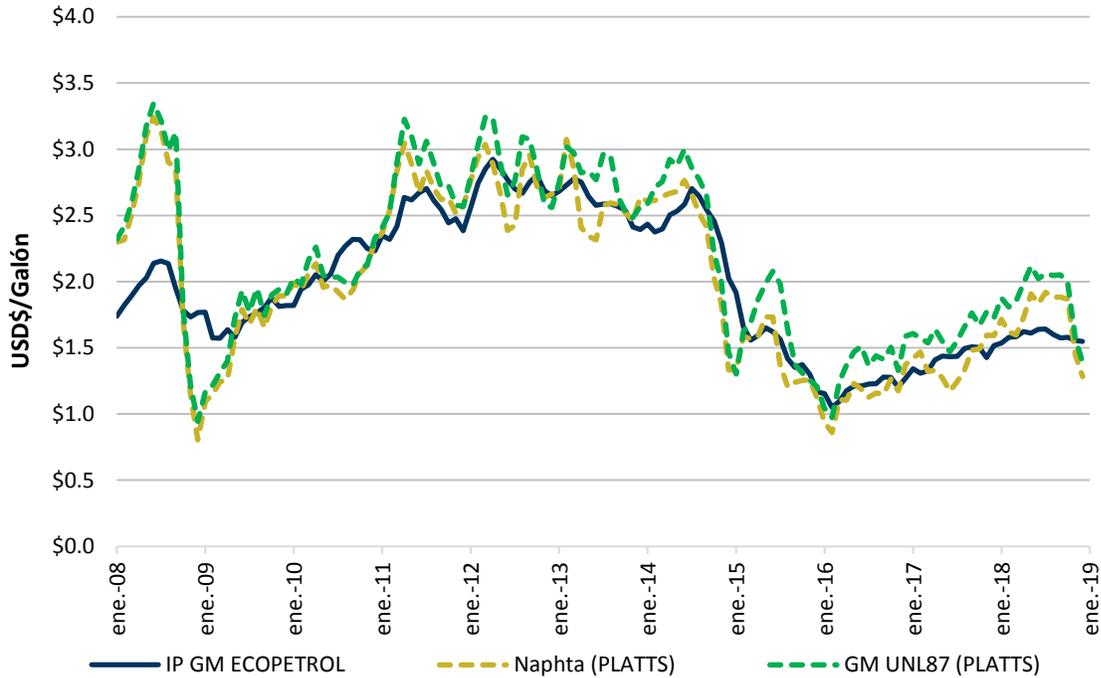
FL_t: Costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde el puerto de exportación local de la Costa Colombiana hasta la Costa del Golfo de Estados Unidos, expresado en dólares por galón (US\$/Galón) en el día t.

Ct: Costo de los fletes por poliducto o terrestres para transportar un galón de gasolina desde la Refinería hasta el puerto de exportación local, de acuerdo con las tarifas reguladas sobre el particular por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de regulación de precios, expresado en dólares por galón.

TRM_t: Tasa de cambio representativa de Mercado vigente para el día t, certificada por la Superintendencia Financiera

Para efectuar la estimación del ingreso al productor colombiano de Gasolina, se realizó un análisis comparativo de las series históricas de los precios internos e internacionales de la Costa del Golfo, establecido en la regulación y con el propósito de establecer la relación existente y determinar su equivalente. En la Gráfica 5-1 se observa su correspondencia con los diferentes combustibles evaluados.

Gráfica 5-1. Ingreso al productor de la gasolina e índice del U.S. Gulf Coast

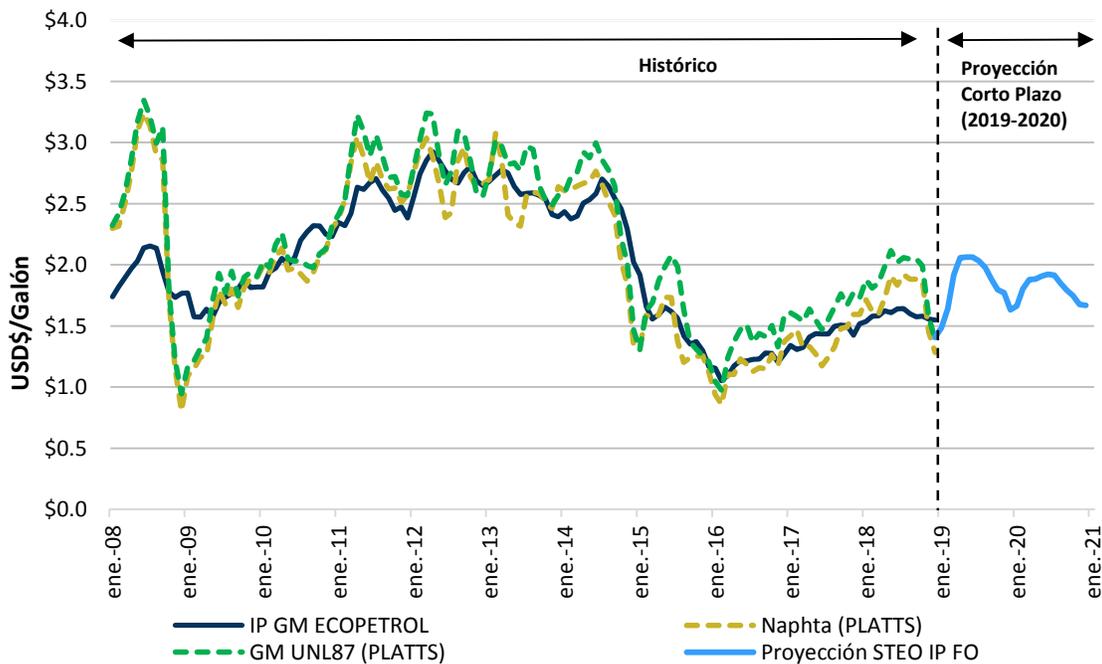


Fuente: ECP [11] PLATTS [12]

De la gráfica anterior, se puede identificar que el patrón de comportamiento del ingreso al productor de gasolina colombiana fluctúa con los distintos índices en la Costa del Golfo, acotado entre el mínimo y el máximo de los índices internacionales utilizados, reflejando menor volatilidad en el precio interno y del Ingreso al Productor con un valor de \$1.6 dólares por galón a Diciembre de 2018.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO - Abril 2019, como puede verse en la Gráfica 5-2, una variabilidad de los precios de la gasolina, con base en el supuesto de una caída en los precios del BRENT, esto se ve reflejado en el incremento posterior a los meses de Febrero y Marzo cuando finaliza el invierno y una disminución del precio a finales del 2020 \$1.55 dólares por galón.

Gráfica 5-2. Perspectiva corto plazo IP gasolina motor corriente

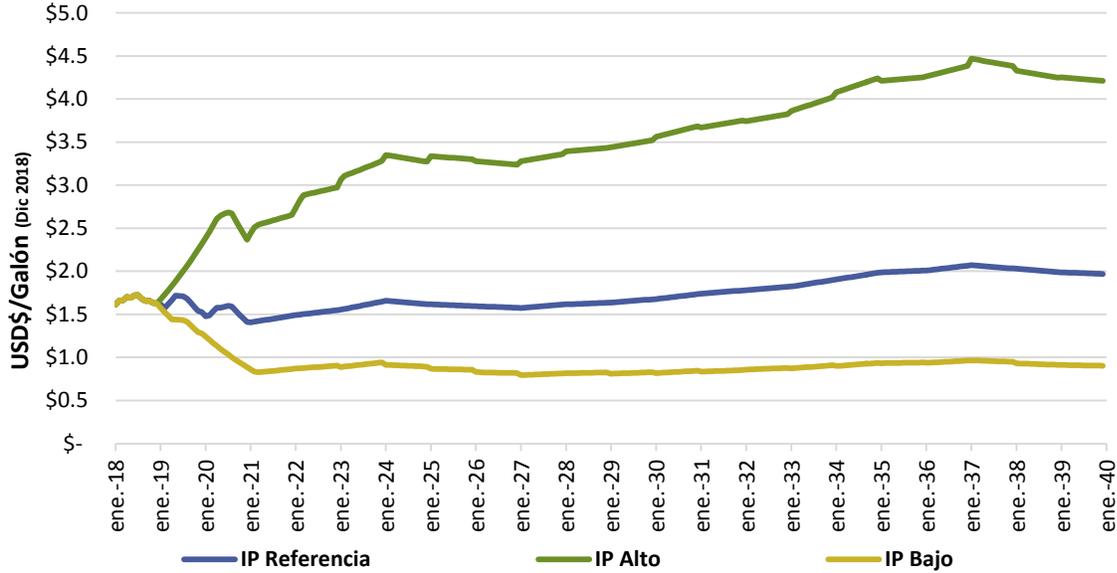


Fuente: ECP [11] PLATTS [12] EIA [13], UPME

Valorada la correlación y para efectos de la proyección del ingreso al productor se utilizó como driver el “BRENT” y las aperturas de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2018 del Departamento de Energía de los Estados Unidos. La Gráfica 5-3 representa la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón constantes de diciembre de 2018, para los tres diferentes escenarios. La gráfica presenta la estimación de la proyección del ingreso al productor colombiano de gasolina, los resultados que señalan una franja de precios que varían entre los \$1.49 dólares por galón y \$1.71 dólares por galón al corto plazo, alcanzando en el máximo horizonte de planeación los \$1.97 dólares por galón. En el año 2039 para el escenario alto se tiene un precio de la gasolina que alcanza los \$ 4.21 dólares por galón y en el escenario bajo un valor de \$0.9 dólares por galón.

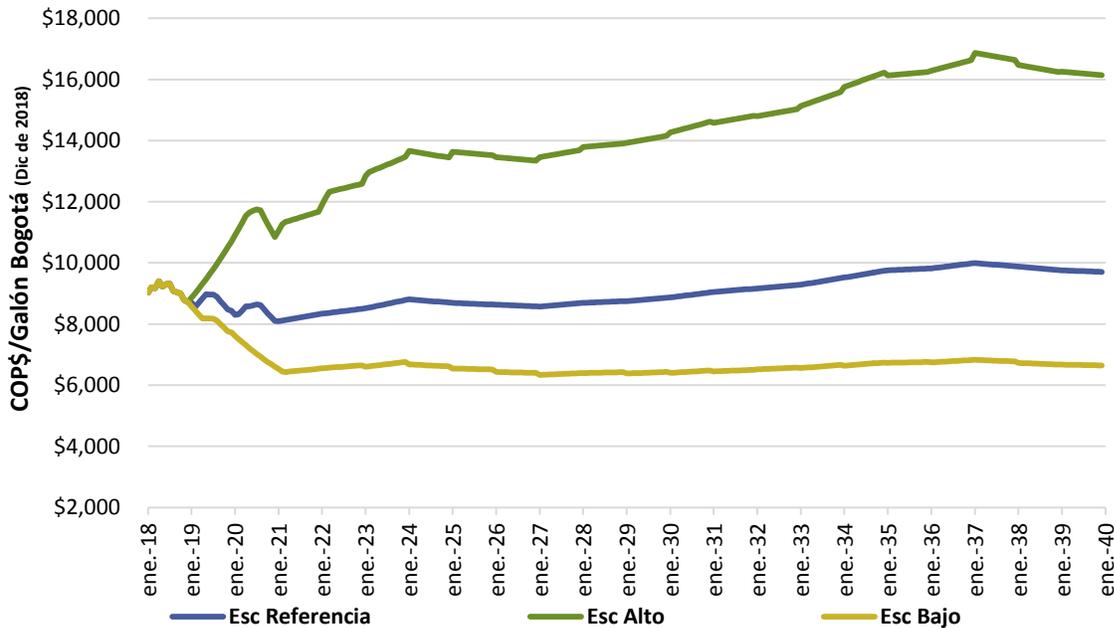
Adicional a la proyección del ingreso al productor, se realizó el ejercicio de estimación del costo de la gasolina en estación de servicio en pesos por galón, teniendo como punto de referencia Bogotá. Para esto, se tomaron los componentes descritos en la Tabla 5-1 y se hicieron las proyecciones correspondientes de acuerdo a la regulación establecida y los cambios que se han presentado, principalmente en el margen a los distribuidores mayorista y minorista.

Gráfica 5-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor colombiano de la gasolina



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

Gráfica 5-4. Proyección por escenarios de la gasolina en estación de servicio (Bogotá D.C.)



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

La Gráfica 5-4 presenta una franja de precio de referencia de venta de la gasolina que parte de los \$8,720 pesos por galón, alcanzando su precio máximo en mayo de 2018 para luego descender hasta

los \$8,094 en el corto plazo. Para el largo plazo en el escenario de referencia, llegará a los \$9,705 pesos por galón al final del horizonte de planeación. Manteniendo las aperturas de los escenarios anteriores, el precio máximo de la gasolina al largo plazo en las estaciones de servicio sería de \$16,139 pesos por galón en el escenario de alto, y de \$6,647 pesos por galón en el escenario bajo.

6 DIESEL

La estimación del precio del Diésel se realizó aplicando la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía definida en la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y modificación mediante Resolución 41281 del 30 de diciembre 2016. La estructura del precio nacional del diésel contempla los siguientes ítems:

$$PMV = IP + IN + IVA + IC + Tm + Tt + Mpc + Mdma + ST + Mdmi + Tp + IVA MY$$

Donde,

PMV	= Precio máximo de venta por galón
IP	= Ingreso al Productor
IN	= Impuesto Nacional
IVA	= Impuesto al Valor Agregado
IC	= Impuesto al Carbono
Tm	= Tarifa de marcación
Tt	= Tarifa de transporte
Mpc	= Margen Plan de Continuidad
Mdma	= Margen al distribuidor Mayorista
VA MY	= Iva Margen Mayorista
ST	= Impuesto de Sobretasa
Mdmi	= Margen al distribuidor Minorista
Tp	= Transporte a planta de abasto

El artículo 218, en la parte VIII de la Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, modifica el artículo 167 de la Ley 1607 de 2012, en donde se establece el Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM y se establece de la siguiente manera: “El hecho generador del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM es la venta, retiro, importación para el consumo propio o importación para la venta de gasolina y ACPM, y se causa en una sola etapa respecto del hecho generador que ocurra primero.” El párrafo 2 del artículo en mención establece que “la venta de diésel marino y combustibles utilizados para reaprovisionamiento de los buques en tráfico internacional es considerada como una exportación, en consecuencia el reaprovisionamiento de combustibles de estos buques no serán objeto de cobro del impuesto nacional a la gasolina y al ACPM”

La reforma tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el artículo 219 establece la modificación del artículo 168 de la Ley 1607 de 2012 en la cual se establece la base gravable y tarifa del Impuesto Nacional para gasolina y ACPM. El impuesto Nacional para la gasolina “se liquidará a razón de \$469 pesos por galón. El párrafo 1 del artículo en mención establece que “el valor del Impuesto Nacional se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior, a partir del primero de febrero de 2018”

Según lo estipulado en la Reforma Tributaria, Ley 1819 del 29 de diciembre de 2016, en el Artículo 221 de la Parte 9, se establece el Impuesto al Carbono el cual se define como “gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión”.

Según la Resolución 90155 de 2014, en sus Artículos 3 y 4, se establece que, para el ACPM y el ACPM mezclado con biocombustible para el uso de motores diésel, el “Margen de Continuidad y su valor está dirigido a remunerar a CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad. El valor del margen de continuidad es de \$71.51 pesos por galón”.

Respecto al Margen de Distribuidor Mayorista, según lo estipulado en el artículo segundo de la Resolución 41278 del 30 de Diciembre de 2016, “este valor corresponde al margen máximo reconocido a favor del distribuidor mayorista por la venta de ACPM, que se fija a partir del 1 de Junio de 2018 en trescientos ochenta y siete pesos (\$387.09) por galón, teniendo en cuenta las inversiones en infraestructura, los costos de operación y mantenimiento, así como los gastos de administración y ventas y las pérdidas por evaporación. Este margen se actualizará el 1 de junio de cada año, con base en la variación del índice de precios al consumidor de los últimos 12 meses certificada por el DANE”.

En la Tabla 6-1 se muestra cada uno de los componentes definidos, su regulación y forma de cálculo:

Tabla 6-1 Componentes tarifarios del Diésel

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Ingreso al Productor	Para cada combustible, el MME definió un esquema de cálculo independiente. El diésel se calcula con un precio paridad ponderado entre importaciones y exportaciones, utilizando los índices Ultra Low Sulfur Diesel y Diesel No.2 de la Costa del Golfo.
Impuesto Nacional	Definido en la Ley 1607 de 2012. Sustituye el impuesto global y el IVA. Se ajusta cada primero de febrero con la inflación del año anterior.
Impuesto al Carbono	Tarifa específica considerando el factor de emisión de dióxido de carbono (CO ₂) para cada combustible determinado, expresado en unidad de volumen (kilogramo de CO ₂) por unidad energética (Terajoules) de acuerdo con el volumen o peso del combustible.
Tarifa de marcación	Definida en el Decreto 1503 de 2003 y el 3563 del 2003 de manera independiente para cada combustible. Se crearon tarifas diferenciales según el porcentaje de mezcla con el biocombustible aplicable.
Tarifa de Transporte por poliducto	Costo máximo de transporte a través del sistema de Poliductos definido en la Resolución 181088 de 2003 y sus modificaciones. En el caso de los biocombustibles, la tarifa de transporte se aplica en proporción al porcentaje de

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
	mezcla definido, de acuerdo con las tarifas definidas por el MME para cada uno de los Biocombustibles desde las plantas de producción. Se reajusta cada primero de febrero de cada año.
Margen plan de continuidad	Este margen remunera a Ecopetrol S.A. las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad y parte del montaje del poliducto Mansilla – Tocancipá.
Margen al Distribuidor mayorista	Valor definido por MME a partir de la Resolución 824338 de 1998. Con la Resolución 91657 del 30 de octubre de 2012 este valor se estableció en \$305. Actualmente se encuentra en \$375.34 pesos por galón.
iva margen distribuidor mayorista	Valor establecido por el artículo 467 del Estatuto tributario, modificado por el Art 183 de la Ley 1819 de 29 de diciembre de 2016
Sobretasa	Se calcula a partir de la base de liquidación definida por el MME, en concordancia con la metodología definida en el Decreto 1870 de 2008. Para la GMC el porcentaje aplicable es de 25%, en el caso del Diesel es 6%. Cabe anotar que los municipios son autónomos en fijar el porcentaje, por ser impuestos de carácter regional
Margen al Distribuidor minorista	Con la Resolución 182336 del 28 de diciembre de 2011 este valor se estableció en \$578 el margen máximo en las ciudades que aplica el régimen de libertad regulada. Se adopta para diferentes ciudades el régimen de libertad vigilada para la fijación del margen minorista con la Resolución 181254 de 2012. Actualmente se encuentra en \$706,37/galón.
Transporte Planta de Abasto - EDS	Se calcula de acuerdo a lo establecido en la Resolución 181047 de 2011. Se actualiza cada primero de febrero con el IPC del año inmediatamente anterior.

Posteriormente, a partir del mes de septiembre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 181491 de 2012 estableció una nueva metodología de cálculo del ingreso al productor del Diésel, basada en identificar las tendencias de los precios internacionales del Diésel y aplicarlas a los precios nacionales, por medio del promedio ponderado entre la paridad exportación y la paridad importación.

Esta variación incluyó adicionalmente un cambio de los índices utilizados, combinando combustibles de distinto contenido azufre, buscando reflejar de una mejor manera la condición colombiana frente al mercado internacional y el establecimiento de una franja que garantizara un margen de estabilidad en los precios internos, mitigando la volatilidad del precio del petróleo y sus derivados en los consumidores finales colombianos.

$$PPP_{t,x,j} = (\%pronal_{j-1} * PPEXP_{t,j,x}) + (\%impoj_{j-1} * PPIMPO_{t,j,x})$$

Donde,

t = Tiempo medido en días

x = Mes en el cual se están haciendo los cálculos

j = Trimestre en el cual se están realizando los cambios

impoj_{j-1} = Porcentaje de ACPM importado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol para el trimestre j-1

pronal_{j-1} = Porcentaje de ACPM de producción nacional utilizado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol para el trimestre j-1

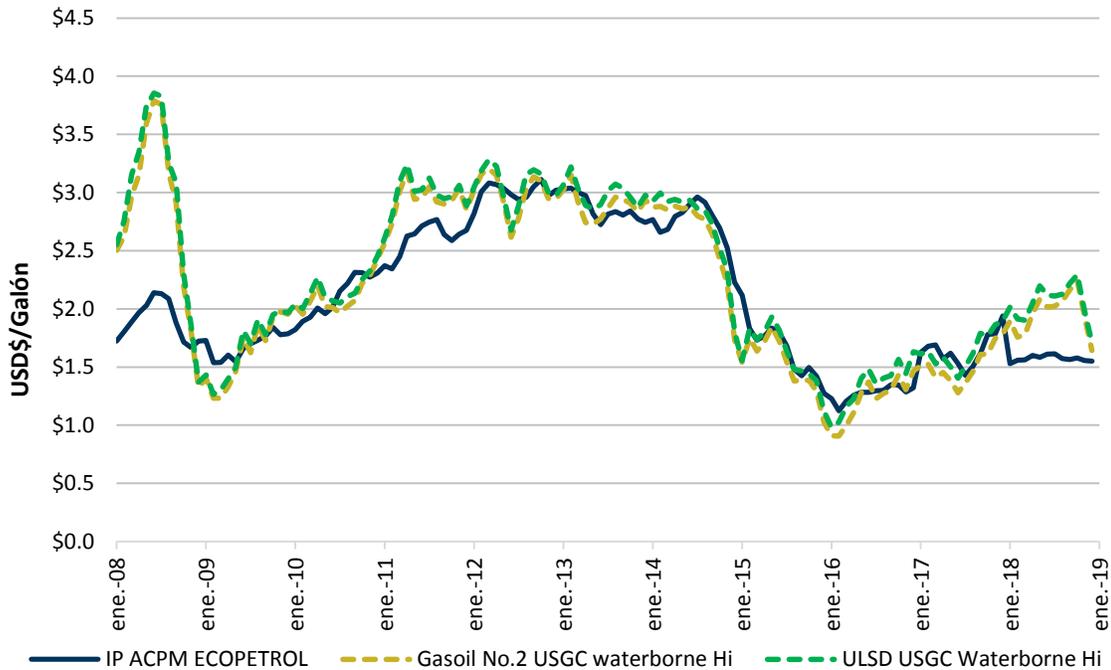
La fórmula considera:

- La paridad exportación del Diésel de producción nacional (precio paridad exportación), referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria del Diésel para uso en motores diésel producido en Colombia calculado como el promedio ponderado de los índices: Diésel N° 2 y el ULSD -Ultra Low Sulfur Diésel de la costa del golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas por todos los refinadores para la producción de Diésel en la calidad exigida por la regulación.
- La paridad importación del Diésel (precio paridad importación), referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria del Diésel para uso en motores diésel calculado como el promedio ponderado de los índices: Diésel No 2 y ULSD-Ultra Low Sulfur Diésel de la Costa del Golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas para la producción de Diésel en la calidad exigida por la regulación.
- El precio ponderado de paridad en la fecha de cálculo, corresponde al último precio ponderado de paridad diario del Diésel, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, disponible en la fecha de cálculo de acuerdo con el rezago en los datos reportados por la publicación PLATT's.

La resolución 90497 de 2014, elimina el Low Sulfur Diesel de la formula debido a que Platts dejó de publicar estos precios a Mayo de 2014. Por lo tanto, el promedio ponderado se realiza actualmente con la información del Diésel N° 2 y el Ultra Low Sulfur Diésel. Así entonces, la estimación del ingreso

al productor colombiano de Diésel, consideró un análisis comparativo de las series históricas de precios internos e internacionales de la Costa del Golfo, como puede verse en la Gráfica 6-1. De la gráfica se puede advertir que el patrón de comportamiento del ingreso al productor fluctúa con los distintos índices en la Costa Golfo acotado entre el mínimo y el máximo de los índices internacionales utilizados, reflejando menor volatilidad en el precio interno. Así mismo, se debe señalar que en diciembre de 2018, el precio del Diésel llega a valor de \$1.55 dólares por galón.

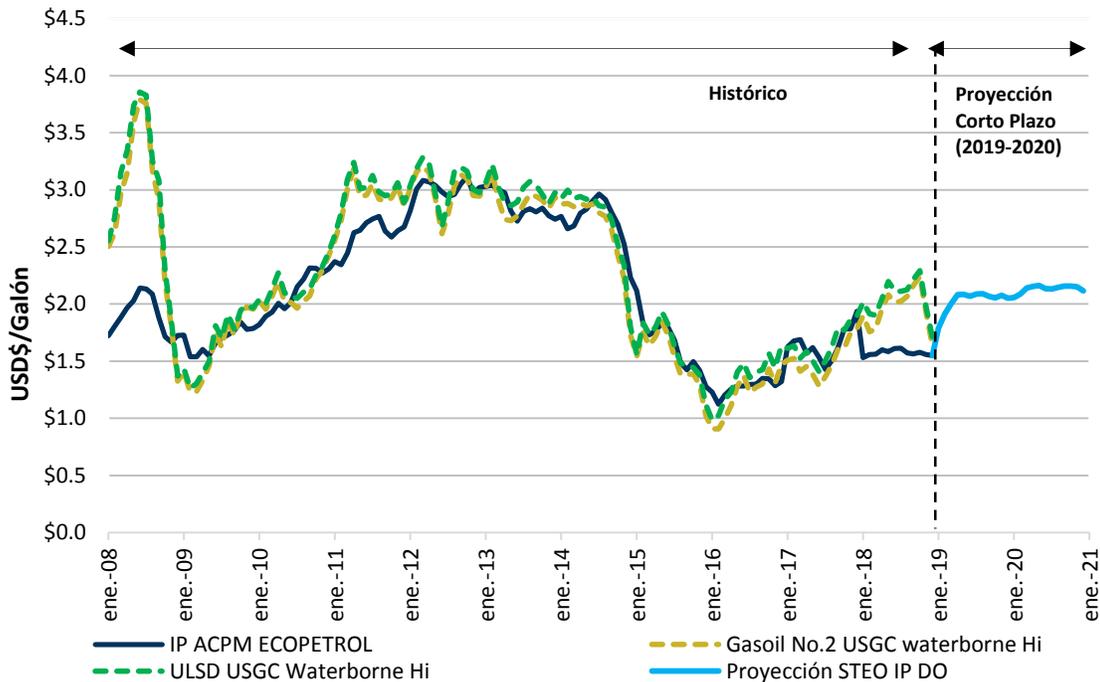
Gráfica 6-1. Ingreso al productor del diésel colombiano e índice del U.S. Golf Coast



Fuente: ECP [11] PLATTS [12]

Así entonces, el Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea en el corto plazo, en su documento STEO - Abril 2019, pronostica un incremento de los precios del diésel con base en un precio promedio del barril de BRENT, entre enero de 2019 y diciembre de 2020 de \$65 dólares por barril, como se puede observar en la Gráfica 6-2. Esta dinámica del mercado de la Costa del Golfo, llevaría a los precios nacionales a una estabilidad cercana a un promedio de \$2.12 dólares por galón en 2019 y 2020.

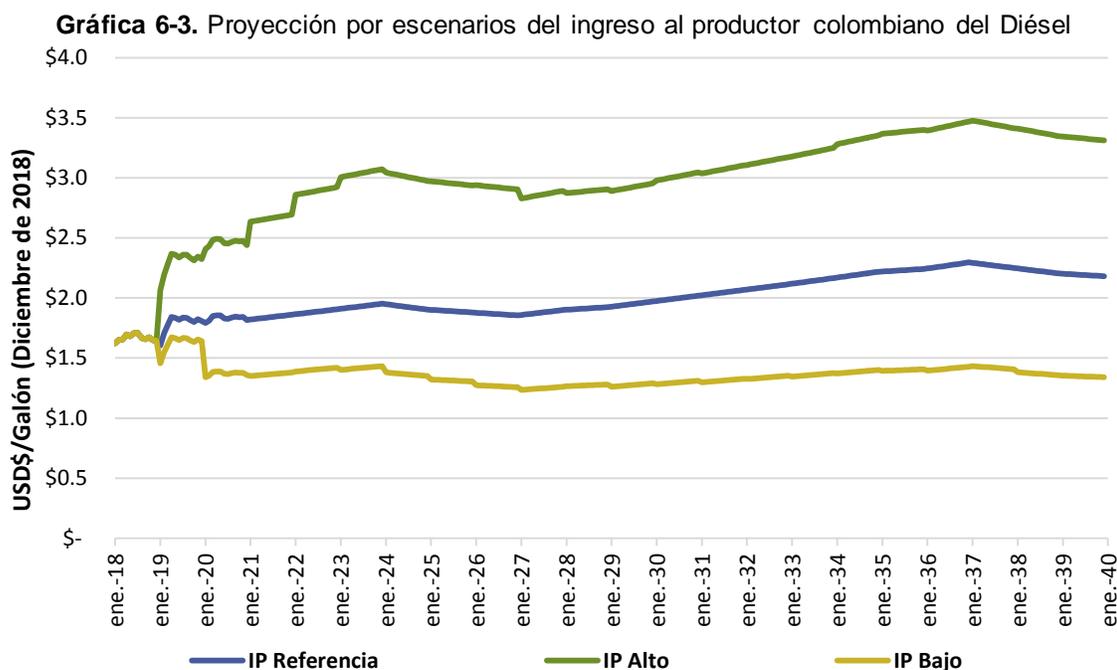
Gráfica 6-2. Perspectiva corto plazo IP diésel



Fuente: ECP [11] PLATTS [12] EIA [13], UPME

Por el comportamiento presentado, se tomó como driver para la estimación de largo plazo el “BRENT” del escenario de corto plazo del STEO – Abril 2019, el comportamiento del BRENT de largo plazo del Departamento de Energía de los Estados Unidos y las aperturas de los escenarios del AEO 2018. La Gráfica 6-3 presenta la proyección del ingreso al productor colombiano en dólares por galón constantes a diciembre de 2018, para los tres diferentes escenarios.

De los resultados anteriores, el escenario base o de referencia presenta un aumento del 11.7% en el corto plazo pasando de los \$1.64 dólares por galón a \$1.84 dólares por galón, y al largo plazo evidencia un crecimiento anual promedio 1.31% hasta alcanzar un precio máximo en el año 2039 de \$2.19 dólares por galón. Así mismo, los escenarios alto y bajo presentan unos valores al final del horizonte de proyección de \$3.31 dólares por galón y \$1.34 dólares por galón respectivamente.



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

Para calcular el precio en planta de generación se emplearon los componentes de la estructura de precios presentados en la Tabla 6-1 en donde el transporte terrestre cubre desde el punto Mayorista hasta el punto de entrega más cercano a la planta de generación que será atendida, según sea el caso. Los precios finales correspondientes al escenario de referencia, son aplicados en aquellas plantas térmicas que utilizan el Diésel como combustible identificadas en la Tabla 6-2.

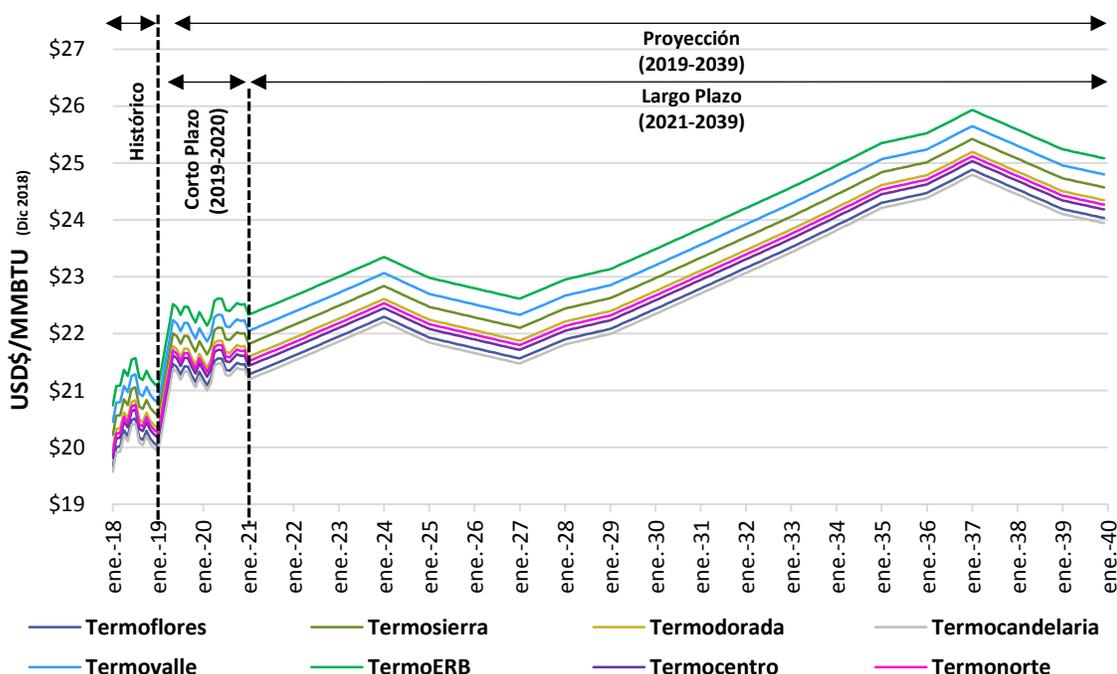
Tabla 6-2. Plantas de Generación que consumen diésel

	UBICACIÓN	DEPARTAMENTO	CIUDAD/ MUNICIPIO	FUENTE	DESCARGA
TERMOFLORES	COSTA	Atlántico	Barranquilla	Cartagena	Baranoa
TERMOSIERRA	CENTRO	Antioquia	Puerto Nare	Barranca	Vasconia
TERMODORADA	CENTRO	Caldas	La Dorada	Barranca	La Dorada
TERMOCANDELARIA	COSTA	Bolívar	Cartagena	Cartagena	
TERMOCENTRO	CENTRO	Cimitarra	Santander	Cusiana	
TERMOVALLE	CENTRO	Valle del Cauca	Palmira	Barranca	Yumbo

Fuente: XM [1]

El cálculo de los distintos parámetros que incluye la estructura del precio del Diésel, se realizó a partir de la proyección del IPC colombiano definido por el gobierno y los estimados del Ministerio de Hacienda. La remuneración al distribuidor mayorista y margen plan de continuidad tomó en cuenta la norma establecida y para la determinación de las variables tarifa de marcación se utilizó el valor existente al momento de la proyección.

Gráfica 6-4. Proyecciones del precio de referencia del Diésel para las plantas de generación

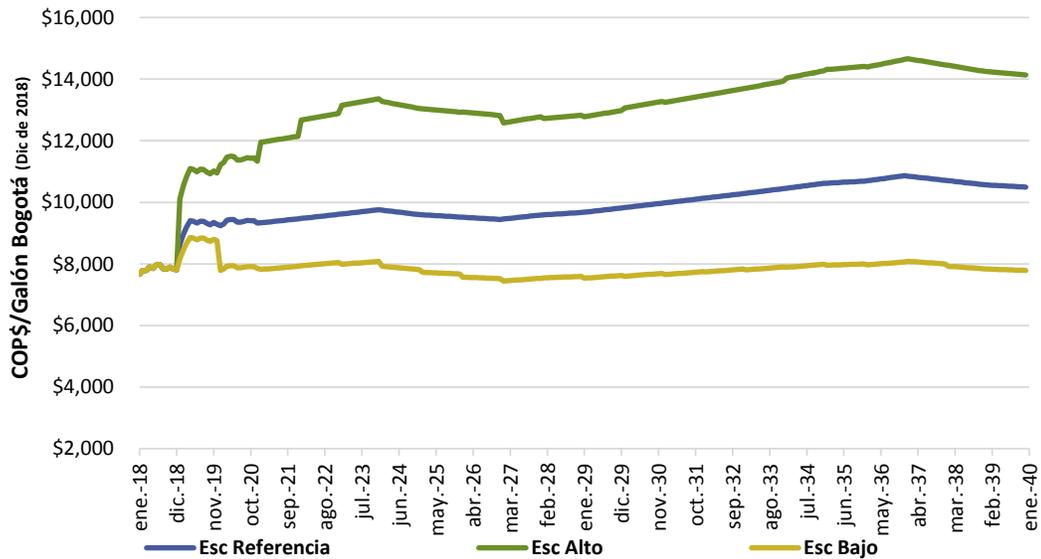


Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

Los resultados del escenario de referencia o base, mostrados en la Gráfica 6-4, reflejan una banda de precios que va desde los \$21.2 dólares por MMBTU hasta los \$26 dólares por MMBTU en dólares constantes de diciembre de 2018, siendo la variable transporte el factor que hace la diferencia en los precios finales.

Adicionalmente a la proyección de precios en las plantas de generación, se realizó el ejercicio de estimar el costo del Diésel en estación de servicio, teniendo como punto de referencia Bogotá. Para esto, se tomaron los costos de margen al distribuidor minorista, de acuerdo con lo señalado en el artículo 3 del Decreto 3322 de 2006 y en el Artículo 6° de la Resolución 181088 de 2005 y transporte a planta de abasto, de acuerdo a lo establecido en la Resolución 181047 de 2011, los cuales fueron agregados al valor de precio en planta de abasto Bogotá.

Gráfica 6-5. Proyección por escenarios del diésel en estación de servicio (Bogotá D.C.)



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

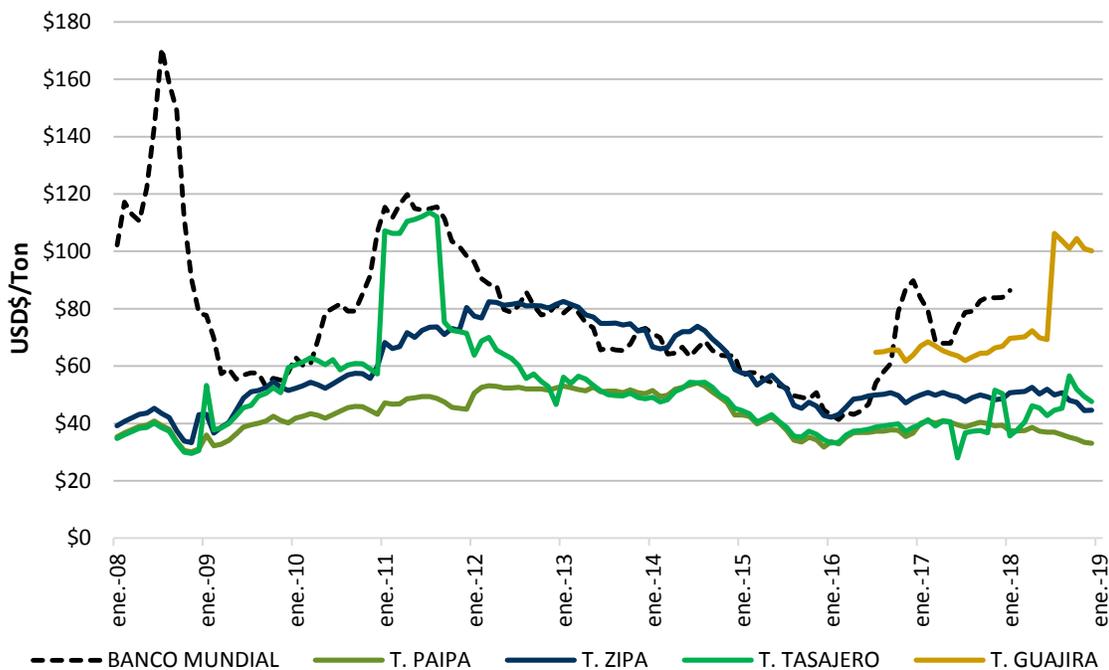
La Gráfica 6-5 presenta una franja de precio de referencia de venta del diésel que parte de los \$ 7,809 pesos por galón a los \$ 9,325 pesos por galón en el corto plazo, y finaliza en \$10,493 pesos por galón en diciembre de 2039. Manteniendo las aperturas de los escenarios anteriores, el precio máximo de diésel al largo plazo en las estaciones de servicio sería de \$14,134 pesos por galón en el escenario de alto, y de \$ 7,789 pesos por galón en el escenario bajo.

7 CARBON

El carbón es el único recurso energético en el país no regulado y coexisten dos mercados claramente diferenciados: El internacional y el nacional. Los precios del carbón de exportación han mostrado una evolución altamente dependiente de los precios de referencia del mercado internacional de petróleo, en tanto que los precios del mercado nacional están asociados en gran medida al precio de sus sustitutos. En el caso del carbón no hay referencias basadas en costos de producción dado que éstos son variables por las condiciones heterogéneas de producción que existen en el país.

Para efectuar la proyección de los precios internos de carbón se realizó un análisis preliminar con el fin de encontrar la correlación del precio interno con los precios internacionales. En esta evaluación primero se consideraron los precios de compra reportados a la UPME por parte de los generadores térmicos, comparándolos con la serie de precios presentada por el Banco Mundial cuya referencia es Puerto Bolívar.

Gráfica 7-1. Precios del carbón colombiano e índice del Banco Mundial



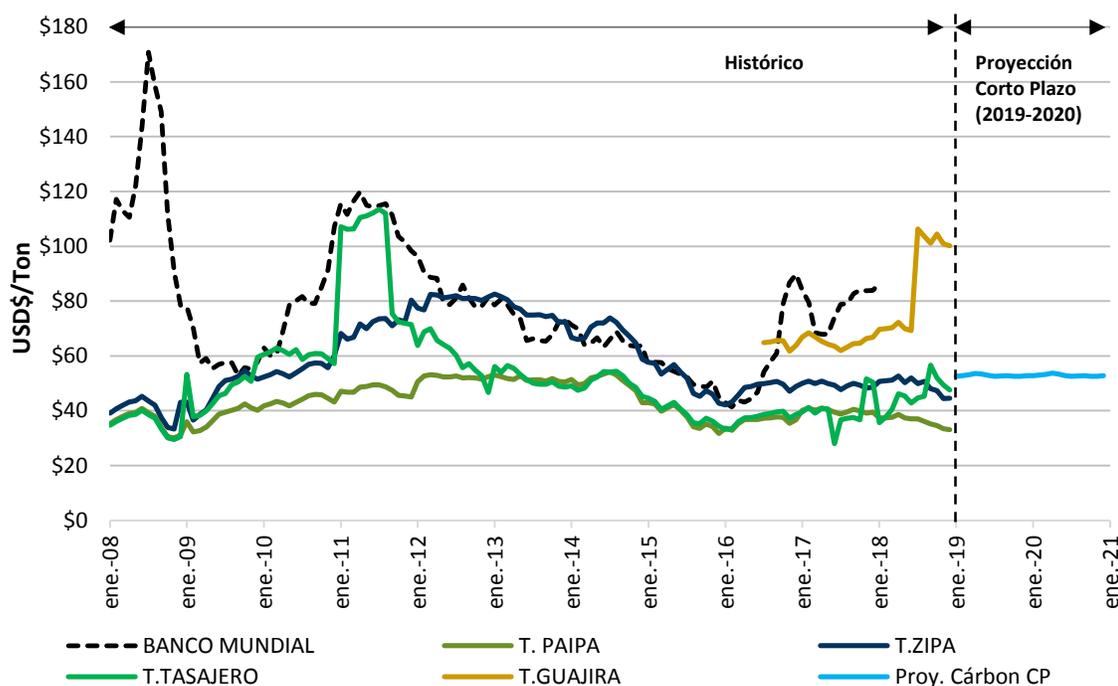
Fuente: Generadores Térmicos, UPME.

En la Gráfica 7-1, se puede notar que en el año 2008, la relación de los precios de compra por parte de las térmicas, es baja o casi nula con el precio internacional que divulga el Banco Mundial, pero a partir de esta fecha se nota un cambio en el comportamiento de los precios nacionales respecto al precio. Posteriormente, en el primer semestre de 2009, los precios de compra de las térmicas colombianas tienen alta relación con el precio FOB Puerto Bolívar, cuya correlación con el precio

internacional, especialmente de Europa, se orienta en el mismo sentido. Vale decir que lo anterior coincide con la normatividad expedida en Colombia para establecer los precios de liquidación de regalías para carbón de exportación (18 1074 de julio de 2007), donde se establece como referencia el precio API2 (ARA- Amsterdam-Rotterdam-Amberres). Hacia el año 2016 el precio del Carbón presentó un incremento superior al 100% pasado de USD\$ 43 /Ton en enero a USD\$ 89.8/Ton en diciembre del mismo año. Sin embargo, el precio de las térmicas se mantuvo constante, principalmente por los contratos futuros acordados entre las térmicas y los productores.

Ahora bien, el Departamento de Energía de los Estados Unidos plantea al corto plazo en su documento STEO – Abril de 2019 una dinámica relativamente constante del mercado que muestra unos precios entre enero de 2019 y diciembre de 2020 en promedio de USD\$ 52.9/Ton como puede verse en la Gráfica 7-2.

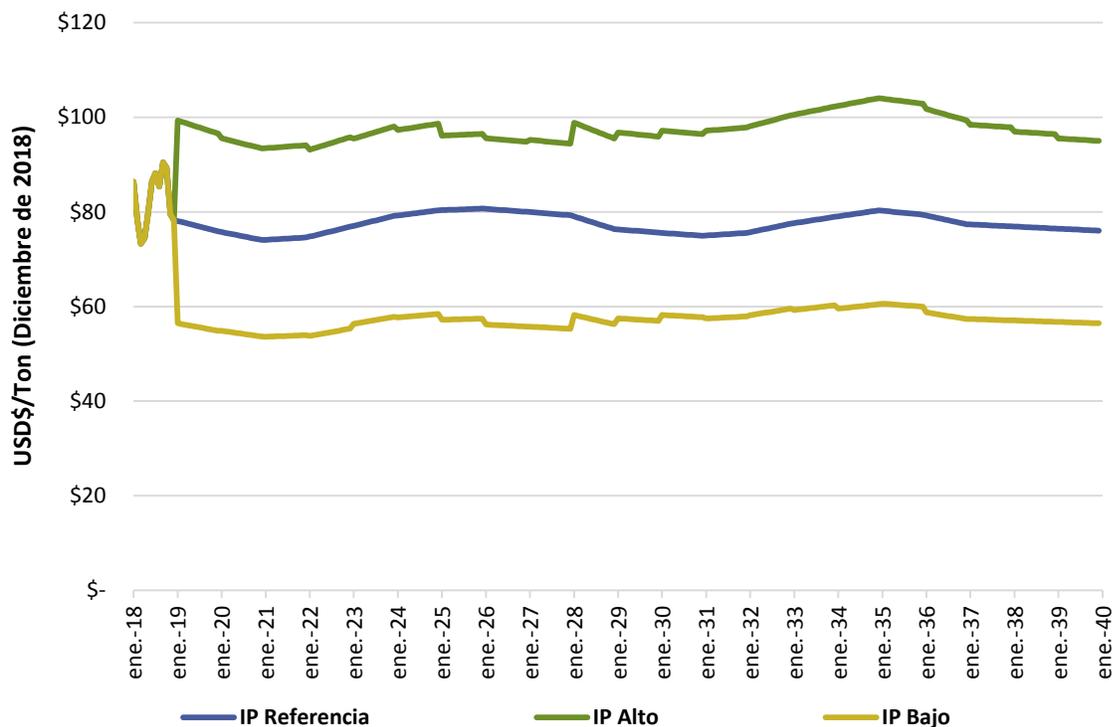
Gráfica 7-2. Perspectiva Corto Plazo IP Carbón



Fuente: Generadores Térmicos, EIA [13], UPME.

Teniendo en cuenta la trayectoria de los precios internos anteriormente descritos y las estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos para precios de esta fuente con destino a la generación de energía eléctrica, se decidió tomar como índice el “Power Generation Fuel Costs – Coal” del STEO de abril de 2019 para el corto plazo, y como largo plazo el comportamiento del carbón emitido por Wood Mackenzie en su servicio de “Coal Market Service”. Lo anterior como referencia para el cálculo de los precios de exportación correspondiente a Puerto Bolívar y para generar los escenarios de carbón de la Gráfica 7-3.

Gráfica 7-3. Proyección por escenarios del ingreso al productor de carbón colombiano



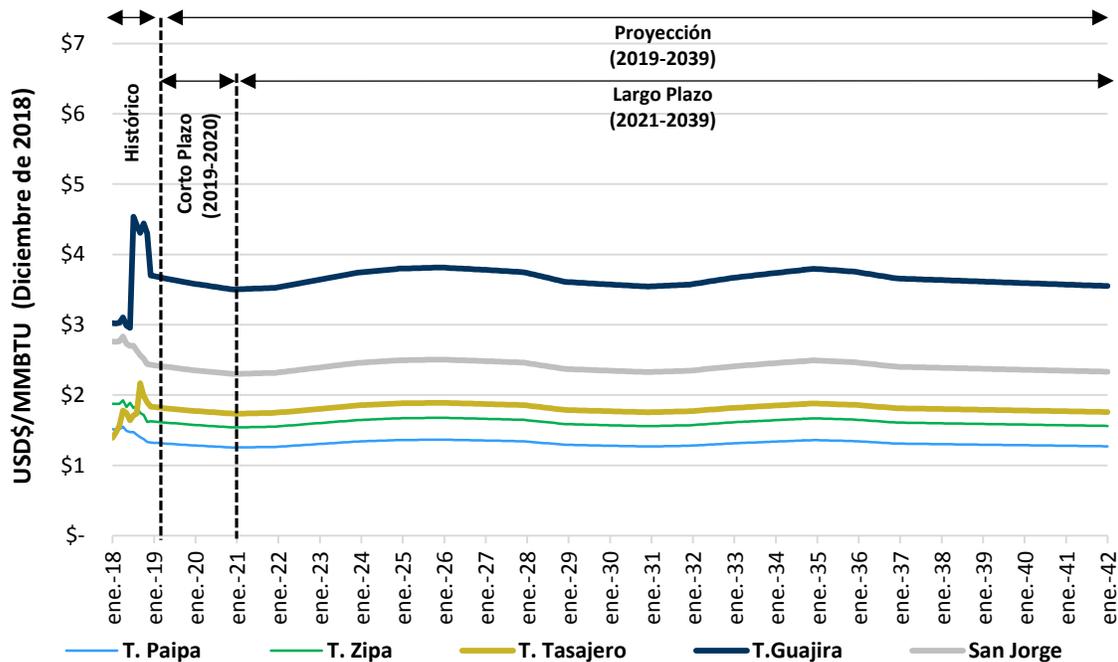
Fuente: Generadores Térmicos, EIA [14] WM[17], UPME.

Estas proyecciones indican una estabilidad de los precios del carbón en el largo plazo, a pesar del aumento de la demanda de este energético en China e India, varios analistas indican una reducción en el consumo del carbón térmico del 3% hacia el año 2035. India, por su parte, se consolida como el único entre los principales consumidores en tener un aumento significativo de 1.8% anual en su consumo de carbón térmico, influenciado principalmente por una alta dependencia de su matriz energética al carbón, acoplado con una proyección de crecimiento económico importante a futuro.

Adicionalmente la generación con carbón se ve afectada por la competitividad de otros energéticos, en el caso particular de Estados Unidos el Departamento de Energía de los Estados Unidos indica que los precios del gas natural a futuro continuaran siendo bajos, por lo que la nueva entrada de capacidad con este energético será la más viable y las plantas existentes que funcionan a carbón se verán afectadas a futuro por las ineficiencias de unidades con más de 30 años, las reducción de impuestos a la generación con fuentes renovables y la disminución de costos de los paneles fotovoltaicos.

Para estimar los precios de compra por parte de los generadores se aplicó a cada planta el precio del escenario de referencia tomado de las estimaciones anteriores, y adicionado con un costo de transporte cuyo resultado está presentado en la Gráfica 7-4.

Gráfica 7-4. Proyecciones del precio de referencia del carbón para térmicas



Fuente: Generadores Térmicos, EIA [14] WM [17], UPME.

Es de anotar que los precios para Termo Guajira son los más altos, mientras que Termo Paipa presentan una estimación de los valores más bajos, sin que ello signifique que sea el carbón colombiano con las mejores o peores características de calidad. Los resultados muestran un rango amplio de precios de carbón para térmicas los cuales van desde los US\$ 1.28/MMBTU, para el caso de Termopaipa, hasta los US\$ 3.73/MMBTU, para el caso de Termo Guajira.

8 GAS LIQUADO DEL PETROLEO

Desde el punto de vista regulatorio y con la promulgación de la Ley 142 de 1994, el sector de GLP ha experimentado cambios estructurales delimitados por dos grandes marcos regulatorios. El primero estuvo vigente desde el año 1996 al año 2008, teniendo como base normativa la Resolución CREG 074 de 1996 y en el aspecto tarifario las Resoluciones CREG 083 y 084 de 1997.

El segundo marco regulatorio vigente desde el año 2008 hasta la fecha, generó un cambio radical con lo cual se presentó una reestructuración de la cadena y sus actividades, así como una nueva manera de remunerar el producto y a sus agentes. Entre los cambios más relevantes se encuentran:

1. Cambio en la fórmula tarifaria que fija el precio de suministro, *G*. Se adoptó un precio paridad exportación (precio internacional del mes anterior descontando los costos de embarque y de transporte de la refinería de Barrancabermeja al puerto en Cartagena).
2. Se cambió la tarifa estampilla de transporte por una tarifa con señal de distancia.
3. Se eliminó el margen de comercialización mayorista, *N*, que remuneraba de manera especial la actividad de almacenamiento. El anterior comercializador mayorista (almacenador) debía tener una capacidad de almacenamiento mínima del 25% de sus ventas y en esta medida eran responsables en parte de garantizar la confiabilidad en el suministro. Actualmente, la remuneración por almacenamiento está incluida implícitamente en el precio de suministro (*G*) y en el cargo por transporte por ductos (*T*), pero al no haber quedado explícita en la fórmula tarifaria en la práctica no se está reconociendo.
4. Se eliminó también el Margen de Seguridad, pues en la medida que los cilindros ya no son propiedad de los usuarios sino de los distribuidores, los costos de mantenimiento y reposición están a cargo de los distribuidores y comprendidos dentro del Cargo de Distribución (*D*).
5. Se liberaron los Cargos de Distribución y Comercialización Minorista en el territorio nacional, exceptuando el Archipiélago de San Andrés y Providencia.

Para el cálculo del precio futuro del Gas Licuado de Petróleo de mediano y largo plazo, se consideró la regulación vigente: resoluciones CREG 180 de 2009, 066 de 2007, 059 de 2008, 002 de 2009, 123 de 2010, 095 de 2011, 122 de 2008, 016 de 2010, 099 de 2010 y 001 de 2009.

$$P_{GLP} = G + T + D + C$$

Donde,

G = Producción

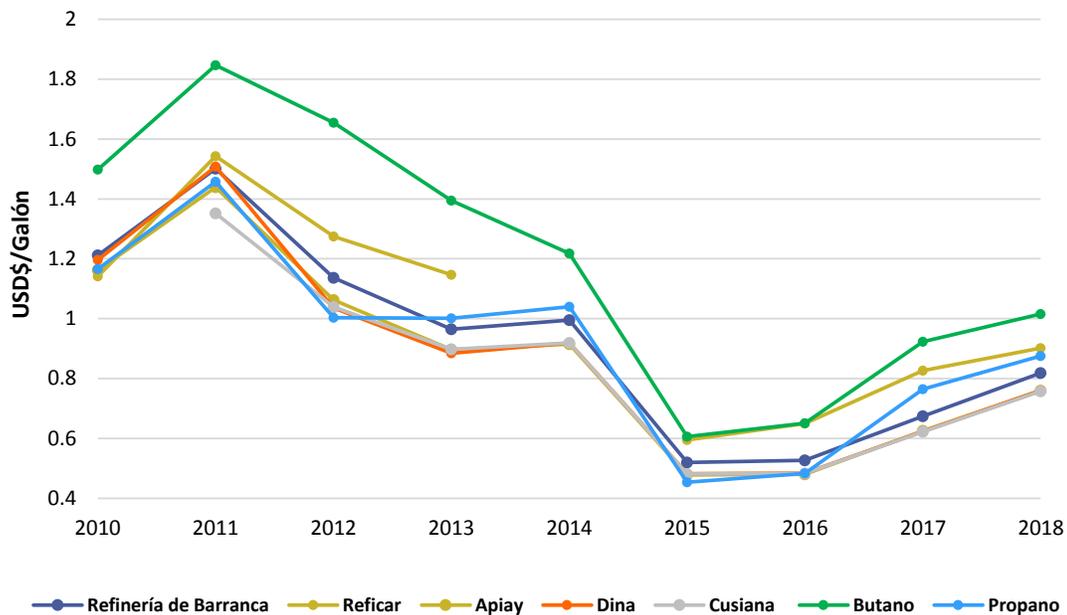
T = Transporte

D = Distribución

C = Comercialización

Como se puede observar en la Gráfica 8-1, la correlación del precio del Gas Licuado del Petróleo – GLP, en los diferentes campos, con los precios internacionales de los índices Propano y Butano (Tomados de Platt’s) es alta. De lo anterior se deriva un comportamiento y volatilidad similares teniendo en cuenta que éstos índices son utilizados en la fórmula para calcular el precio máximo regulado de suministro de GLP. Cabe mencionar que, para guardar concordancia con lo realizado en la proyección de los demás combustibles líquidos, se realizó una evaluación de la correlación existente entre el comportamiento del GLP y de los crudos de referencia WTI y BRENT. El resultado observado fue una correlación más alta con el crudo de referencia BRENT, por lo cual, la proyección de los precios del GLP se realizó utilizando un “driver” correspondiente al BRENT. De la misma manera, se tomaron las aperturas presentadas por el AEO mientras que para las proyecciones se tomó como referencia la presentada por Wood Mackenzie en su documento Global Macro Oils.

Gráfica 8-1. Precios del GLP e índice del U.S. Golf Coast

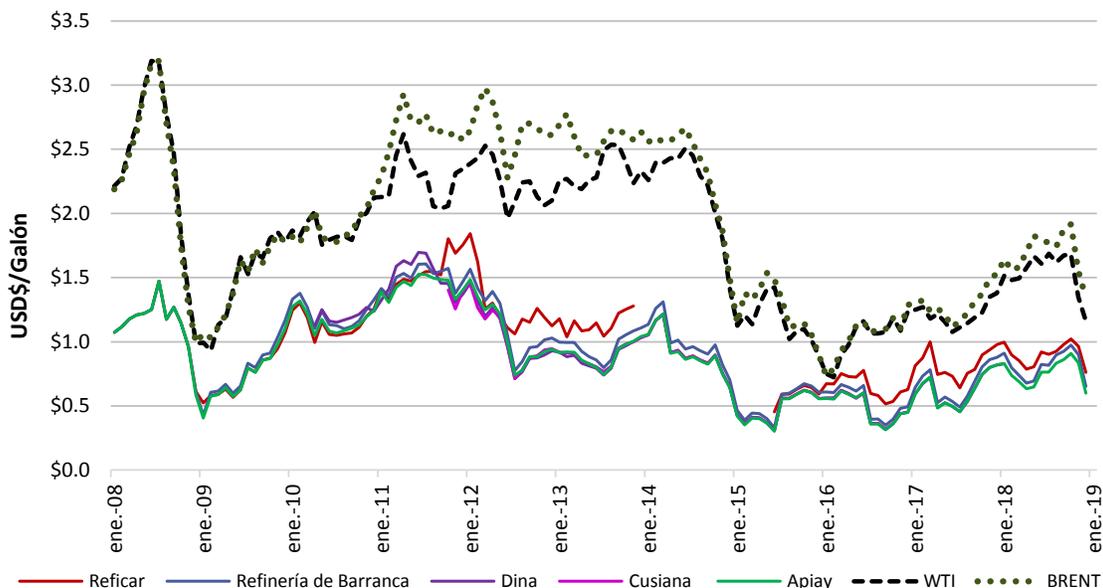


Fuente: ECP [11], PLATTS [12], UPME

Respecto a la producción estadounidense de butano y propano, se proyecta un leve aumento y se mantiene estable a lo largo del periodo 2018-2050. Así mismo el consumo de propano y butano para actividades petroquímicas crece en promedio un 1.5% por año, valor menor al obtenido en el periodo 2010-2018 con un crecimiento promedio de 3.1% por año. Cabe resaltar que en Estados Unidos el 40% del propano es utilizado en la industria petroquímica y el restante es usado en calefacción, secado de granos y transporte.

La Gráfica 8-2 presenta el IP del GLP en diferentes fuentes nacionales, junto con los marcadores internacionales de crudo WTI y BRENT. Es interesante ver la correlación existente en el precio del crudo y los precios a nivel nacional, los cuales se han mantenido desde al año 2016 al 2018 en un rango que oscila entre USD\$0.5/galón y USD\$0.95/galón.

Gráfica 8-2. Perspectiva corto plazo IP GLP



Fuente: ECP [11] PLATTS [12] EIA [13], UPME

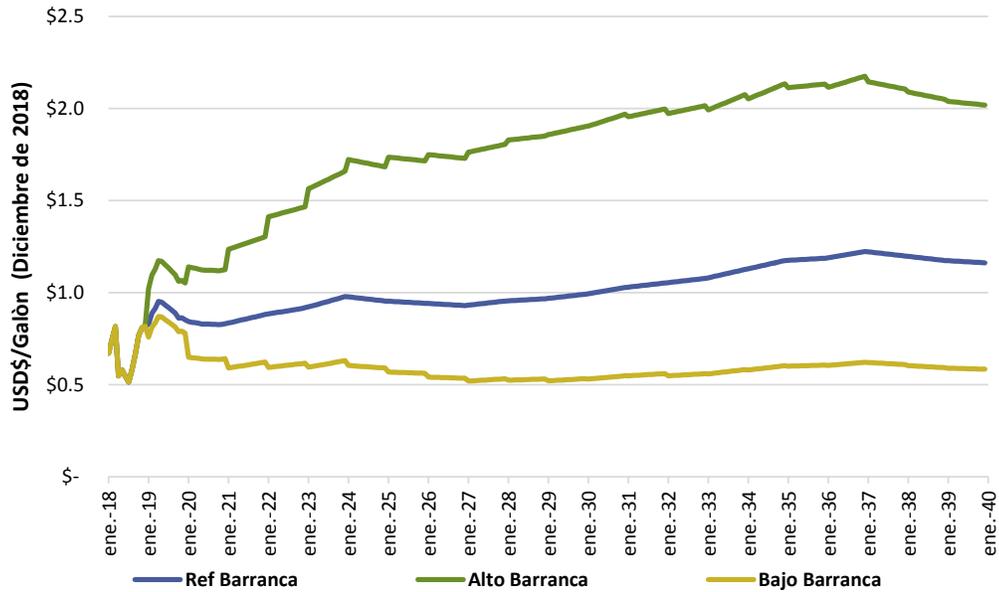
La Gráfica 8-3, Gráfica 8-4 y Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

Gráfica 8-5 presentan la estimación de la proyección del Ingreso al Productor (IP) colombiano de GLP en sus diferentes fuentes. Estos resultados, que señalan una franja de precios constantes de diciembre de 2018, varían para el escenario de referencia entre USD\$0.82/galón y los USD\$1.16/galón en Barranca, USD\$0.75/galón y los USD\$1.08/galón en Cusiana y USD\$0.91/galón y los USD\$1.3/galón en Cartagena.

Es importante señalar que los precios del GLP presentan un aumento leve y constante, durante el periodo de análisis, como consecuencia del comportamiento del precio del crudo de referencia BRENT. A pesar de lo anterior, en el último año la CREG en conjunto con ECOPEPETROL expidieron la resolución CREG 079 de 2015⁵, la cual estableció un precio máximo para el GLP.

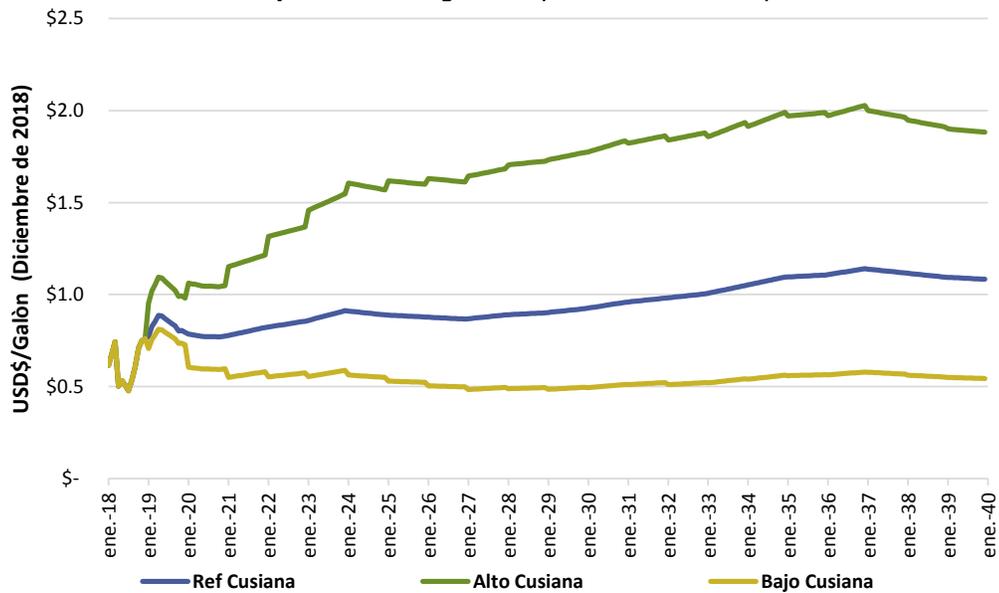
⁵ CREG 079 de 2015: Por la cual se adoptan medidas regulatorias como parte de la actualización del balance oferta demanda del gas licuado de petróleo para las fuentes con precio regulado.

Gráfica 8-3. Proyección del ingreso al productor del GLP para Barranca



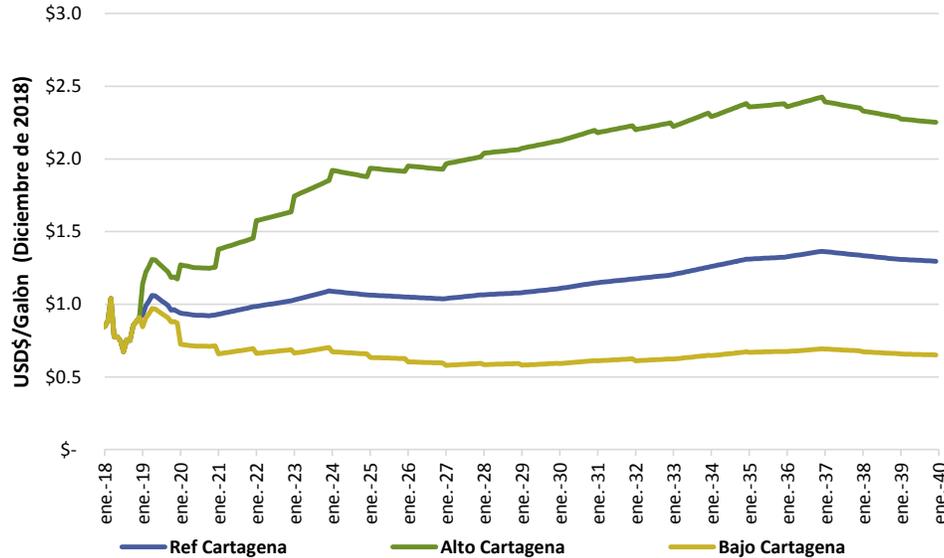
Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

Gráfica 8-4. Proyección del ingreso al productor del GLP para Cusiana



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

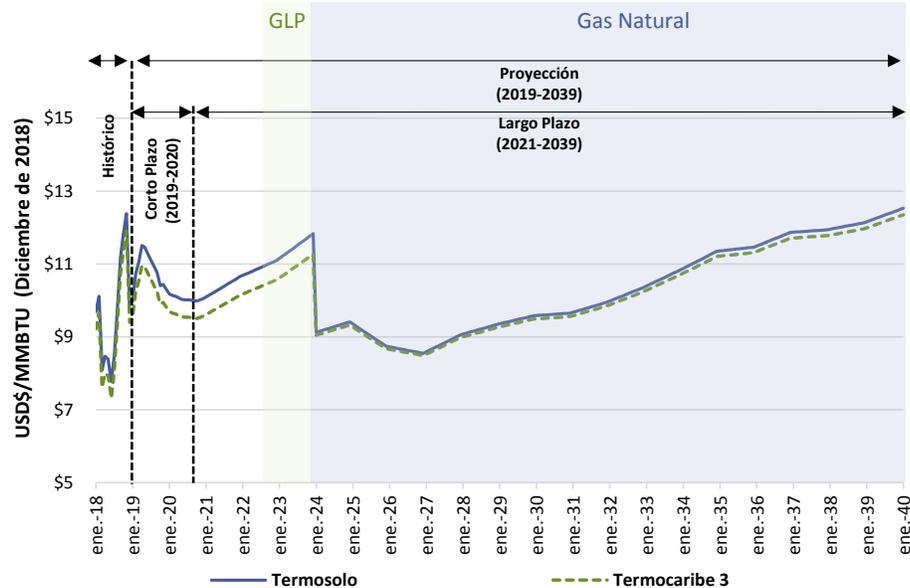
Gráfica 8-5. Proyección del ingreso al productor del GLP para Cartagena



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

Dado los resultados en la subasta del cargo por confiabilidad en marzo de 2019, se hizo un análisis del precio en las plantas de Termosolo y Termocaribe 3, las cuales han respaldado su operación con GLP desde el año 2023 hasta tanto no esté la planta de regasificación del pacífico. En principio operarían con GLP en el año 2023, y a partir del año 2024 su funcionamiento sería con gas natural, en la Gráfica 8-6 se presenta los precios para cada uno de las térmicas y este cambio es notable, representando alrededor de una diferencia de USD\$2.7/MMBTU.

Gráfica 8-6 Proyección de GLP y Gas natural importado Termosolo y Termocaribe 3



Fuente: ECP [11], EIA [14], WM [15], UPME

Anexo I. Precio en Térmicas

Este anexo se encuentra disponible en archivo adjunto en formato Excel.



REFERENCIAS

- [1] XM. Parámetros Técnicos del SIM – PARATEC. Disponible en: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. Consultado: Febrero de 2019.
- [2] UPME. Planes de Expansión de Referencia, Generación Transmisión (1998-2010,2004-2018,2009-2023, 2014-2028). Disponible en: [http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneraci%c3%b3n%2fCapacidad+Efectiva+de+Generaci%c3%b3n+\(SIN\)](http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneraci%c3%b3n%2fCapacidad+Efectiva+de+Generaci%c3%b3n+(SIN)). Consultado: Marzo de 2019.
- [3] XM. Sistema BI. Consultado: Abril de 2019.
- [4] Banco Mundial. World Bank Commodities Price Data (The Pink Sheet). Disponible en: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets#1>. Consultado: Octubre de 2019.
- [5] Banco Mundial. World Bank Commodities Price Forecast – Annual Prices. Disponible en: <http://pubdocs.worldbank.org/en/477721572033452724/CMO-October-2019-Forecasts.pdf>. Consultado: Octubre de 2019
- [6] Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuado. GIIGNL 2019 Annual Report. Disponible en: <https://giignl.org/publications/giignl-2019-annual-report>. Consultado: Junio de 2019.
- [7] HÖEGH LNG. FSRU Fleet. Disponible en: <https://www.hoeghlng.com/fleet/default.aspx#section=fsru> . Consultado: Junio de 2018.
- [8] S&P Global Platts. Portworld. Disponible en: <http://www.portworld.com/map> . Consultado: Julio de 2019.
- [9] Argus. LNG prices, news and analysis. Consultado: Julio de 2019
- [10] Gestor del Mercado de Gas de Colombia de la Bolsa Mercantil de Colombia. Informes mensuales mercado Gas Natural. Disponible en: <http://www.bmcbec.com.co/informes/> Consultado: Marzo de 2019.
- [11] Ecopetrol. Precios Vigentes – Combustibles y Zonas de Frontera. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/precios/precios-vigentes/combustibles-y-zonas-de-frontera> . Consultado: Mayo de 2019.
- [12] S&P Global Platts. Market Scan. Consultado: Abril de 2019.
- [13] Administración de Información Energética de los Estados Unidos. Short Term Energy Outlook - STEO - Abril 2019. Disponible: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/apr19.pdf>. Consultado: Mayo de 2019.

[14]Administración de Información Energética de los Estados Unidos. Annual Energy Outlook 2019 –AEO - 2019. Disponible: <<https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo19/>>. Consultado: Febrero de 2019.

[15]Wood Mackenzie. Global Macro Oils Service. Consultado: Junio de 2018.

[16]Boston Consulting Group (BCG). Just How Disruptive Will IMO 2020 Be?. Disponible: <<https://www.bcg.com/publications/2019/disruptive-imo-2020.aspx>> _ Consultado: Junio de 2019.

[17]Wood Mackenzie. Coal Market Service – Global Thermal Coal Long-Term Outlook. Consultado: Mayo de 2019

[18]UPME. El Gas Natural en Colombia – Precios Nacionales, Precios Internacionales y Demandas. Consultado: Diciembre de 2018