

.....

# Cadena del GAS LICUADO DE PETROLEO 2013



.....

## REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética

### Angela Inés Cadena Monroy

Directora General

### Beatriz Herrera Jaime.

Subdirectora de Hidrocarburos

### Equipo de Trabajo

María Adelaida Pradilla Posada

Andrés Eduardo Popayán Pineda

Catalina Peña Vinasco

### Roberto Leonel Briceño Corredor

Jefe Oficina de Gestión de Información

### Oliver Diaz Iglesias

Coordinación Editorial

### Diagramación e Impresión

Bogotá D.C., Colombia

ISBN No.

Diciembre de 2013

# TABLA DE CONTENIDO

<b>1 ENTORNO INTERNACIONAL</b>	<b>9</b>
1.1 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GLP	10
1.2 CONSUMO MUNDIAL DE GLP	15
1.2.1 Consumo per cápita	18
1.3 PRECIOS DE PROPANO Y BUTANO EN MONT BELVIEU	19
<b>2 ENTORNO NACIONAL</b>	<b>21</b>
2.1 OFERTA	21
2.1.1 Producción	21
2.1.1.1 Infraestructura de transporte y almacenamiento	24
2.1.1.2 Calidad del GLP	28
2.1.2 Importación	31
2.1.3 Proyección de producción	32
2.2 DEMANDA	36
2.2.1 Consumo Interno	36
2.2.2 Exportaciones	44
<b>3 POLÍTICAS ENERGÉTICAS</b>	<b>44</b>
<b>4 REGULACIÓN</b>	<b>46</b>
4.1 CADENA DE COMERCIALIZACIÓN	48
4.2 TARIFAS	59
4.2.1 Fórmulas tarifarias	59
4.2.2 Comportamiento del precio	61
4.3 CALIDAD DEL SERVICIO	68
4.4 REGLAMENTACIÓN TÉCNICA	69
4.5 SUBSIDIOS Y FONDOS DE COFINANCIACIÓN	70
4.6 RECOMENDACIONES REGULATORIAS	71

<b>5 NUEVOS USOS DEL GLP</b>	<b>75</b>
5.1 AUTOGÁS	75
5.1.1 Panorama internacional	76
5.1.2 Escenarios de desarrollo de autogás	84
5.2 GENERACIÓN ELECTRICA	88
5.2.1 Tecnologías	90
5.2.2 Competitividad	91
5.2.3 Escenarios de consumo de GLP para generación eléctrica	92
5.3 PETROQUÍMICA	94
5.4 ESTIMACIÓN DE DEMANDA RESTO DE SECTORES	97
5.5 PROYECCION DE BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA	98

## 6 CONCLUSIONES 99

### TABLAS

Tabla 1. Producción GLP por fuente de suministro, BPD	21
Tabla 2. Capacidad de almacenamiento en plantas almacenadoras, año 2012.	24
Tabla 3. Calidad del GLP de la Refinería de Barrancabermeja	26
Tabla 4. Especificaciones de Calidad del GLP en España	26
Tabla 5. Calidad del GLP de la Refinería de Cartagena	27
Tabla 6. Calidad del GLP de Apiay	27
Tabla 7. Calidad del GLP de Cusiana	27
Tabla 8. Calidad del GLP actual y proyectada, promedio nacional.	30
Tabla 9. Proyección volúmenes máximos disponibles de GLP por fuente de suministro, BPD	30
Tabla 10. Ventas totales de cilindros por departamento, número de cilindros/mes.	33
Tabla 11. Ventas en principales municipios consumidores, número de cilindros/mes.	35
Tabla 12. Exportaciones de GLP, BPD	39
Tabla 13. Resumen marco regulatorio	43
Tabla 14. Definición agentes de la Cadena de Comercialización	45

Tabla 15. Resumen Fórmulas Tarifarias vigentes	52
Tabla 16. Requisitos de composición del GLP según la NTC 2303	60
Tabla 17. Principales países en el consumo de autogás, 2010	68
Tabla 18. Incentivos políticos aplicados en los cinco países con mayores consumos de autogás a nivel mundial	71
Tabla 19. Resumen escenarios de demanda de autogás	79
Tabla 20. Principios fundamentales generación eléctrica	80
Tabla 21. Comparación motor a pistón y micro-turbina	82
Tabla 22. Comparación GLP y diésel en ZNI	83
Tabla 23. Demanda de propileno de Propilco	85
Tabla 24. Proyecto de ampliación de la refinería de Cartagena	86
Tabla 25. Indicadores del sector	91

### GRÁFICAS

Gráfica 1. Producción mundial de GLP, Millones de toneladas.	10
Gráfica 2. Producción mundial de GLP por región, 2000 – 2012, millones de toneladas.	11
Gráfica 3. Producción mundial de GLP por fuente y por región, años 2000 y 2010, Miles de BPD	12
Gráfica 4. Exportaciones de GLP de Estados Unidos, Millones de toneladas año	13
Gráfica 5. Exportaciones de GLP de Medio Oriente, Millones de toneladas año.	14
Gráfica 6. Demanda regional de GLP, 2000 – 2012, millones de toneladas.	15
Gráfica 7. Demanda mundial de GLP por sectores de consumo, 2000 – 2012, Millones de toneladas	15
Gráfica 8. Consumo mundial de GLP, 2011, Millones de toneladas.	16
Gráfica 9. Demanda de GLP desagregada por región y sector de consumo, 2010.	17
Gráfica 10. Consumo Per Cápita, barriles/año.	18
Gráfica 11. Comparación de precios petróleo, gas y líquidos del gas natural (NGL)	19
Gráfica 12. Producción de GLP por fuente de suministro, en BPD. Volúmenes disponibles después de los envíos hechos a Propilco a partir de 2008	21
Gráfica 13. Entregas de GLP por terminal y fuentes de producción, BPD.	22
Gráfica 14. Fuentes de producción e infraestructura de transporte de GLP	23

Gráfica 15. Demanda de GLP y capacidad de almacenamiento en plantas almacenadoras, en puntos de entrega de producto, año 2012.	24
Gráfica 16. Composición GLP por fuente de suministro, promedio 2013.	25
Gráfica 17. Producción e importación de GLP, BPD	28
Gráfica 18. Proyección de volúmenes máximos disponibles por fuente de producción, BPD.	29
Gráfica 19. Distribución de la producción de GLP, según su origen	30
Gráfica 20. Distribución de la producción de GLP por fuente de suministro	31
Gráfica 21. Consumo Servicio público domiciliario de GLP	32
Gráfica 22. Distribución del consumo por modalidad de venta	32
Gráfica 23. Ventas totales de cilindros por departamento, número de cilindros/mes.	34
Gráfica 24. Ventas en principales municipios consumidores, número de cilindros/mes.	35
Gráfica 25. Distribución ventas de cilindros por municipio.	36
Gráfica 26. Distribución ventas de cilindros por modalidad de venta.	36
Gráfica 27. Distribución ventas de cilindros por modalidad de comercialización, por departamento.	37
Gráfica 28. Distribución ventas de cilindros por nominación.	38
Gráfica 29. Balance oferta y demanda de GLP histórica y proyectada, BPD.	40
Gráfica 30. Cadena de Comercialización del GLP	45
Gráfica 31. Resultados OPC, Barrancabermeja, BPD.	47
Gráfica 32. Resultados OPC, Cartagena, BPD	48
Gráfica 33. Resultados OPC, Cusiana, BPD	48
Gráfica 34. Resultados OPC, Apiay, BPD	49
Gráfica 35. Resultados OPC, Dina, BPD	49
Gráfica 36. Número de Distribuidores de GLP por región	50
Gráfica 37. Participación en el mercado por grupo empresarial, año 2012	51
Gráfica 38. Precio de compra de GLP por los distribuidores en los diferentes puntos de entrega (\$/MBTU)	54
Gráfica 39. Composición precio de compra del Distribuidor (\$/MBTU)	54
Gráfica 40. Precio de Venta al Público del Cilindro de 40 lbs en Camión de reparto, \$/MBTU	55
Gráfica 41. Margen de Distribución y Comercialización Minorista, más flete, para un Cilindro de 40 lbs, \$/MBTU	56
Gráfica 42. Composición precio GLP Cilindro 40 lb, \$/MBTU	56

Gráfica 43. Composición precio GLP Cilindro 40 lb, %	57
Gráfica 44. Competitividad GLP, sector residencial, Dic-2012, \$/MBTU	58
Gráfica 45. Competitividad GLP, sector no residencial, Dic-2012, \$/MBTU	59
Gráfica 46. Resumen del panorama actual del sector	64
Gráfica 47. Resumen de propuestas regulatorias para el sector del GLP	66
Gráfica 48. Consumo de autogás a nivel mundial (2005 – 2010)	69
Gráfica 49. Principales mercados de autogás alrededor del mundo	69
Gráfica 50. Clasificación de incentivos financieros y medidas regulatorias aplicadas para fomentar el uso de combustibles alternativos	70
Gráfica 51. Precios del autogás antes de impuestos e impuestos (2010) convertidos a dólares de 31 diciembre de 2012	74
Gráfica 52. Precios del autogás antes de impuestos e impuestos (2010) convertidos a dólares de 31 diciembre de 2012	74
Gráfica 53. Precios de los combustibles al usuario final (2010) convertidos a dólares de 31 dic de 2012	75
Gráfica 54. Conversiones a GNV acumuladas y anuales (2003 – 2012)	76
Gráfica 55. Conversiones a GLP estimadas bajo los supuestos planteados para el escenario A.	77
Gráfica 56. Demanda de autogás en el escenario base.	78
Gráfica 57. Conversiones a GLP estimadas bajo los supuestos planteados para el escenario B.	78
Gráfica 58. Demanda de autogás en el escenario B	79
Gráfica 59. Alternativas de generación eléctrica con GLP	80
Gráfica 60. Escenarios de consumo de GLP en generación eléctrica, BPD	84
Gráfica 61. Consumo nacional de GLP por sectores, incluyendo el petroquímico	86
Gráfica 62. Proyección oferta y demanda de GLP (escenario de demanda básico)	87
Gráfica 63. Proyección oferta y demanda de GLP (escenario de demanda optimista)	88
Gráfica 64. Resumen de las conclusiones	90

## ACRÓNIMOS

<b>ASTM</b>	American Society for Testing Materials
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>BPD</b>	Barriles por día
<b>BPDO</b>	Barriles por día de operación
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>GLP</b>	Gas licuado del petróleo
<b>GNC</b>	Gas natural comprimido
<b>GNV</b>	Gas Natural Vehicular
<b>NGL</b>	Natural gas liquids o líquidos del gas natural (LGN)
<b>LNG</b>	Liquefied natural gas o gas natural licuado (GNL)
<b>IPSE</b>	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>IVA</b>	Impuesto al valor agregado
<b>KW</b>	Kilovatios
<b>KWH</b>	Kilovatio hora
<b>MW</b>	Megavatios, 1 millón de vatios
<b>MBTU</b>	Millones de British Thermal Unit (BTU)
<b>MP</b>	Material Particulado
<b>GBTUD</b>	Giga BTU día, 109 BTU día
<b>NPGA</b>	National Propane Gas Association
<b>NTC</b>	Norma Técnica Colombiana
<b>OLADE</b>	Organización Latinoamericana de Energía
<b>OECD</b>	Organisation for Economic Co-operation and Development
<b>OPC</b>	Oferta Pública de Cantidades
<b>OPEC</b>	Organization of the Petroleum Exporting Countries
<b>SUI</b>	Sistema Único de Información
<b>SSPD</b>	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero Energética
<b>WTI</b>	West Texas Intermediate
<b>ZNI</b>	Zonas No Interconectadas



# INTRODUCCIÓN

**E**l sector del Gas Licuado del Petróleo (GLP) en Colombia, desde sus inicios en los años 30, ha soportado cambios sistémicos en distintas etapas. Inicialmente (1930 – 1960), se enfrentó al reto de creación de su propio mercado, logrando una rápida penetración para cocción de alimentos en el sector residencial. Debido a la gran acogida, la demanda comenzó a presionar la oferta, situación que se mantuvo hasta hace tan solo 10 años.

Los transportadores de cilindros desde las refinerías de Tibú y Barrancabermeja hasta sus centros de consumo poco a poco se fueron organizando como las primeras empresas distribuidoras, mientras que, por el lado de la oferta, ECOPETROL era el único productor. En los años 50 se construyeron los primeros poliductos y propanoductos, y surgieron en los terminales de entrega de estos, las primeras plantas de recibo y llenado de cilindros.

Posteriormente (1960 – 1993), frente a un escenario de oferta deficitaria y de monopolio en el suministro, así como un surgimiento de nuevas empresas distribuidoras, el Ministerio de Minas y Energía reguló la actividad mediante el sistema de cupos, por el cual se le asignaba a cada distribuidor un volumen mensual y una zona exclusiva para su distribución.

En la siguiente etapa (1993-2000), se procedió a la eliminación del sistema de cupos y a la creación de la figura de distribuidor mayorista con base en el incremento de la oferta y de su casi inmediato aprovechamiento por parte de sus consumidores. En 1993, ECOPETROL inició importaciones ante el nuevo esquema y en 1995 entró en funcionamiento la nueva planta de ruptura catalítica de la refinería de Barrancabermeja la cual aportó un volumen adicional de GLP al mercado.

Durante ese periodo, las actividades de comercialización, distribución mayorista y distribución minorista, pasaron a ser un Servicio Público Domiciliario (Ley 142 de 1994), regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y bajo el control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la promulgación de Resolución CREG 074 de 1996 se establece la base o primer marco regulatorio del sector, el cual estuvo vigente hasta el año 2008.

Durante esta etapa también tuvo lugar el primer programa “Gas Para el Campo”, impulsado por ECOPEL, con el doble propósito de extender la cobertura del servicio en áreas rurales y evitar la apropiación de leña con fines energéticos del sector residencial. De esta forma se pudo alcanzar, en el año 2000, el volumen máximo de consumo de 24,3 miles de BPD<sup>1</sup>. Posterior a esta fecha la demanda ha tenido un comportamiento decreciente.

A partir de 2008, entró en vigencia un nuevo marco regulatorio para el sector (el segundo de su historia), el cual instauró cambios sustanciales tales como el esquema de marcas en los cilindros (ahora propiedad del distribuidor), cambios en la cadena de comercialización y el régimen de libertad vigilada para las actividades de distribución y comercialización minorista.

Finalmente, en los últimos años (2000 – 2013), ha sido notoria la contracción de la demanda, influenciada esta situación por los envíos de propano-propileno desde la refinera de Barrancabermeja a la industria petroquímica en Cartagena, así como de y otros cambios de tipo operativo, los cuales han generado una disminución en la oferta de GLP de las refineras.

La demanda también se ha venido reduciendo por la masificación del gas natural, el cual ha tenido un tratamiento distinto y ha gozado de subsidios cruzados para la totalidad de usuarios de estratos bajos del sector residencial, en tanto el GLP por su naturaleza y propiedades -circunstancias que han afectado su proceso de comercialización- no han disfrutado del mismo favor.

El consumo residencial y comercial de GLP, el cual ha venido disminuyendo paulatinamente, tiene pocas posibilidades de expansión en el actual esquema, si no se presenta un cambio estructural en su accionar frente a los demás energéticos, con una mirada integral donde todos los agentes que intervienen, públicos y privados, tomen decisiones que lo guíen por un camino orientado al aprovechamiento de sus particularidades de acuerdo a los fundamentos que rigen la política energética colombiana.

1 BPD: barriles por día

Lo anterior toma aún más relevancia y actualidad como consecuencia de la reactivación de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos en el país, lo cual ha venido incrementando la oferta de GLP empezando a ser importantes las cantidades de esta fuente por mayor producción de los campos de gas (Cusiana, Dina, Rancho Hermoso, La Punta, La Gloria, Corcel, Toqui Toqui, entre otros). En especial, los campos de Cusiana y Cupiagua tienen el potencial para duplicar en el corto plazo la oferta actual.

Frente a una expectativa considerable de crecimiento de la oferta, y una demanda residencial y comercial (e incluso industrial) sin posibilidades reales de expansión, el sector se debe preparar para el inicio de una nueva etapa, la cual deberá estar marcada por el desarrollo de nuevos usos para el GLP (autogás, generación eléctrica e industria petroquímica), que junto a las nuevas tecnologías hoy pueden llenar espacios vacíos de la demanda y que eran impensables en el pasado. Por ello, la planeación y regulación de esta nueva etapa deben tener en cuenta estas posibilidades y buscar así el óptimo aprovechamiento del GLP dentro de la canasta energética nacional.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) presenta este documento con el fin de analizar el entorno nacional e internacional, evaluar el impacto que ha tenido el actual marco regulatorio, revisar los lineamientos de política vigentes, considerar el potencial de desarrollo de los nuevos usos, y efectuar algunas recomendaciones.





# ENTORNO INTERNACIONAL

**A**nivel mundial y en especial en Estados Unidos, se está presentando una revolución con los nuevos desarrollos de *shale gas* (gas de esquisto), y la creciente producción de líquidos del gas natural o LGN (propanos, butanos y más pesados presentes en el gas).

Actualmente, aproximadamente el 60% de la producción mundial de GLP proviene del procesamiento de los líquidos del Gas Natural y el restante 40% se hace por medio del proceso de refinación del Petróleo. Esta situación ha generado que los productores opten por trabajar en zonas donde el “*shale gas*” ofrezca un contenido amplio de los líquidos del gas natural y lograr de esta manera el aprovechamiento de los hidrocarburos asociados, los cuales tienen en el mercado valores más altos que el Gas Natural seco.

El GLP es un combustible accesible, de fácil transporte y almacenamiento, en comparación con otros., Igualmente por su composición es más limpio y menos contaminante, siempre que no tenga altos contenidos de butanos y olefinas. Teniendo en cuenta las particularidades del GLP, esta fuente energética puede ser usada como combustible en los sectores residencial, industrial, agroindustrial, transporte, eléctrico y de manera importante como materia prima para procesos petroquímicos, los cuales permiten la obtención de productos indispensables para la industria manufacturera, que generen mayor valor agregado al país.

En el sector transporte, el autogás (GLP utilizado como combustible automotor) se ha posicionado fuertemente en algunos países alrededor del mundo. Las comparaciones con combustibles convencionales han mostrado que el autogás resulta más económico que la gasolina y el diésel en ciertos nichos

de mercado y de manera combinada con el diésel se constituyen en un importante soporte para el transporte pesado.

El consumo como combustible vehicular alcanzó en el año 2010, 0.68 millones de barriles por día (BPD) y su tendencia muestra hoy un comportamiento incremental, con más de 17 millones de vehículos en uso a nivel mundial. En promedio, su consumo representa el 9% de la oferta mundial de GLP, aunque este porcentaje varía de un país a otro, por ejemplo en Polonia el consumo se ubica alrededor del 73% del consumo de GLP, mientras que en los Estados Unidos este porcentaje es de aproximadamente el 1%<sup>2</sup>.

El autogás es uno de los combustibles que se ha visto favorecido con la determinación de políticas de tipo ambiental, con las que los gobiernos han buscado reducir la contaminación atmosférica y la concentración de gases efecto invernadero, disminuyendo las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y de manera especial el material particulado (MP) que se produce en la combustión del diésel.

El uso del GLP en generación eléctrica se viene intensificando por los desarrollos tecnológicos que han permitido la fabricación de turbinas movidas con esta fuente energética. En materia de metodología para la fijación de precios y subsidios al GLP, a nivel regional se encuentran dos tipos de países. El primer grupo está conformado por aquellos que tienen o no producción interna de petróleo y que ajustan los precios domésticos en función de criterios internacionales, en este grupo se encuentran Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, México y Perú. El segundo grupo está conformado por aquellos países, generalmente productores netos de petróleo, que mantienen “congelados” los precios del GLP, sin ajustarse a su oportunidad internacional, en este grupo se encuentran Argentina, Ecuador, Bolivia y Venezuela<sup>3</sup>.

## 1.1 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GLP

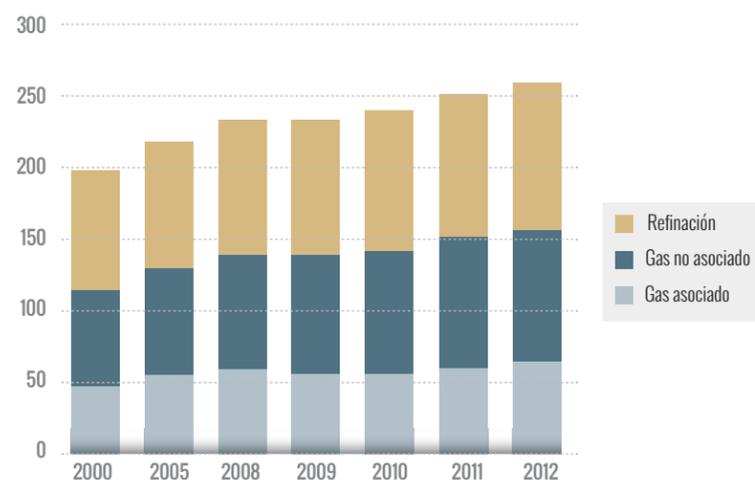
El GLP es un subproducto del procesamiento del gas natural (extracción de fracciones líquidas) o por la refinación del petróleo, y por tal razón su producción depende más de la motivación, capacidad o necesidad de producción de estos otros hidrocarburos.

<sup>2</sup> World LP Gas Association, 2012

<sup>3</sup> “Políticas de Subsidio a los Combustibles en América Latina: El precio del GLP”, OLADE, 2012

Así, desde el año 2000, la producción de GLP a nivel mundial ha venido en aumento, impulsada principalmente por la mayor oferta de gas natural. En 2011 la producción de GLP fue del orden de 252 millones de toneladas (cerca de 8,6 millones de BPD<sup>4</sup>), en tanto que en 2012 la oferta fue de 8.8 millones de barriles día. Ver grafica No 1.

Gráfica 1. Producción mundial de GLP, Millones de toneladas<sup>5</sup>.



Fuente: NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting

Dentro de los factores que afectan la oferta de GLP a nivel mundial se destacan variables como: producción y precios del petróleo, demanda y precios de los derivados del petróleo, demanda de gas natural, proyectos de ampliación de la capacidad de refinación y procesamiento de gas natural, y el consumo y precios de GLP en los diferentes sectores.

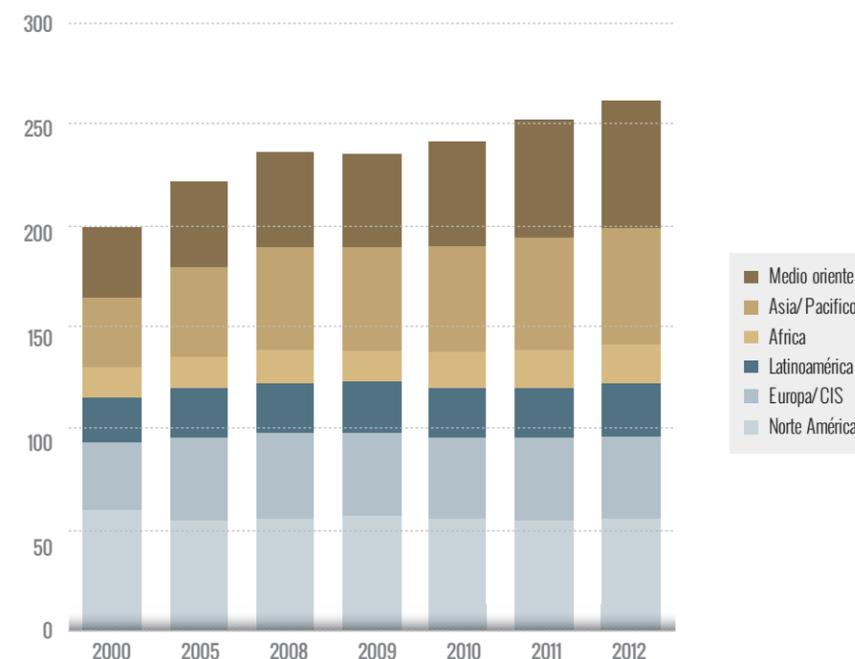
Así por ejemplo, la producción del GLP de refinación disminuyó en el año 2009 debido a la disminución de la oferta de crudo de la OPEC y a la disminución global de la actividad de refinación. En los últimos años, la producción por procesamiento del gas natural en campo ha tenido un crecimiento más acelerado en comparación con la producción proveniente de la refinación del petróleo.

La evolución de la producción de GLP por regiones se presenta a continuación en la gráfica No 2:

<sup>4</sup> 1 tonelada de propano equivale aproximadamente a 522 galones.

<sup>5</sup> "Recent Developments in International Supply and Demand of Propane", NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting, enero de 2012.

Gráfica 2. Producción mundial de GLP por región, 2000 - 2012, millones de toneladas<sup>6</sup>.



Fuente: NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting

Norteamérica históricamente se ha destacado como la principal fuente de producción mundial de GLP. En el año 2011 los aportes de esta región representaron cerca de la cuarta parte de la oferta mundial total, con un 22% y en 2012 el 21%. Por otro lado, Asia Pacífico y Medio Oriente han presentado en los últimos años un incremento en la producción de este combustible, alcanzando para el año 2011 el 22% y 23% de la oferta mundial, respectivamente y en 2012 estas participaciones alcanzaron 22% y 24% correspondientemente.

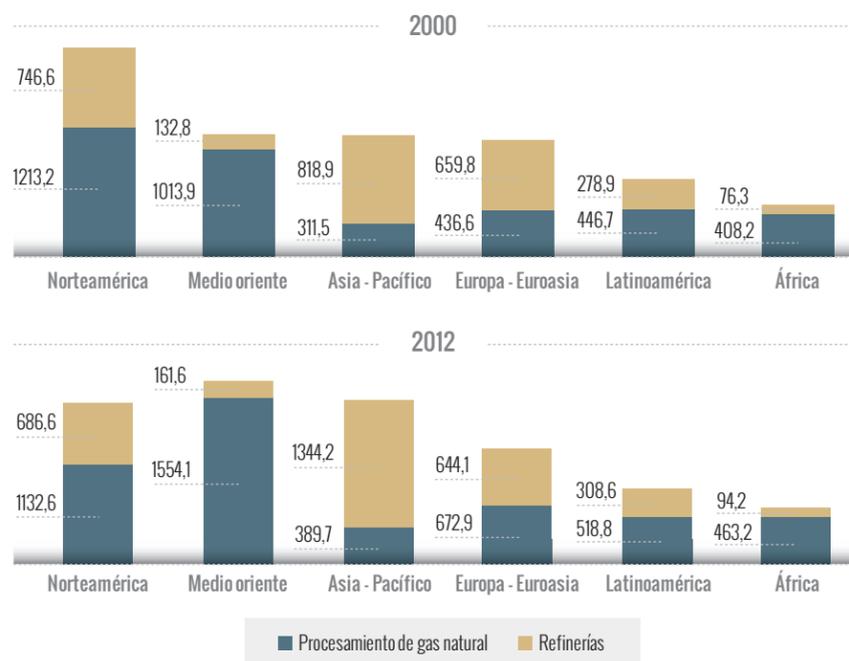
Las regiones de Europa-Eurasia y Latinoamérica, en los últimos años presentan un comportamiento constante en la producción de GLP con incrementos inferiores al 1%. Para el caso de África, se tiene una producción cercana a los 0,62 millones BPD (18,3 millones de toneladas), posicionándose como un productor con oportunidades de exportación a aquellas regiones donde la demanda supera la oferta como sucede en Europa.

<sup>6</sup> "Recent Developments in International Supply and Demand of Propane", NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting, enero de 2012.

Entre 2000 y 2012, se presentó un incremento en la producción de GLP por procesamiento del Gas Natural del 24%, pasando de 4 millones de BPD a 5,2 millones de BPD.

De las tres principales regiones productoras de GLP a nivel mundial, Estados Unidos y el Medio Oriente producen de manera conjunta la mayor parte del GLP a partir del procesamiento del gas natural, en un 62.3% y 90.6% respectivamente. Caso contrario sucede con Asia-Pacífico en donde la producción de GLP es mayoritariamente por refinación de petróleo (en un 77.5%). Por otro lado, África produce el 83% del GLP a partir del procesamiento del Gas Natural.

**Gráfica 3. Producción mundial de GLP por fuente y por región, años 2000 y 2012 Miles de BPD<sup>7</sup>**



Fuente: Secretaría de Energía, México, 2012

Los dos grandes productores del mundo, Norteamérica y Medio Oriente, cuentan con excedentes de GLP que son exportados a aquellas regiones que requieren del producto para satisfacer sus demandas internas ya sea por escasez o por condiciones propias del mercado. América Latina es el principal destino de las exportaciones de GLP provenientes de Norteamérica (Gráfica 4).

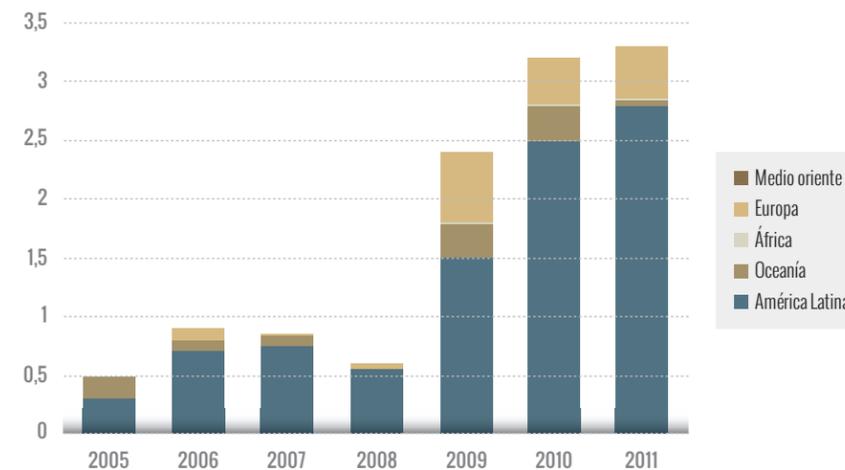
7 "Prospectiva del mercado de Gas Licuado de Petróleo 2012-2026", Secretaría de Energía, México, 2012.

Durante 2012, Norteamérica realizó exportaciones de 3.3 Millones de toneladas de GLP (112 mil de BPD, aproximadamente), de las cuales el 84.6% se exportaron a América Latina, el 1.5% a Europa y el 13.8% restante a Oceanía y Medio Oriente. En la gráfica No 4 se observa que a partir del año 2009, las exportaciones aumentaron considerablemente a causa de la mayor producción de GLP proveniente del procesamiento del gas de esquisto (Shale Gas),

En el mismo año 2011, el Medio Oriente exportó 34 Millones de toneladas (1.1 millones de BPD aproximadamente) de GLP, siendo sus principales destinos el Lejano Oriente/Oceanía, seguido por Mediterráneo y Norte de Europa. Aunque el Medio Oriente en los años 2007 y 2008 realizaba exportaciones de GLP a América Latina, actualmente no se da esta situación, debido principalmente a los mayores costos de transporte y a los recientes excedentes de GLP de Norteamérica, con lo cual es evidente la regionalización de los mercados organizados por los costos de transporte.

Pese a la disminución lenta de exportaciones al Mediterráneo, esta región sigue ocupando un lugar destacado como destinatario de este energético. La grafica No 5 presenta la evolución de las exportaciones de GLP de la región con mayores excedentes de GLP en el mercado mundial.

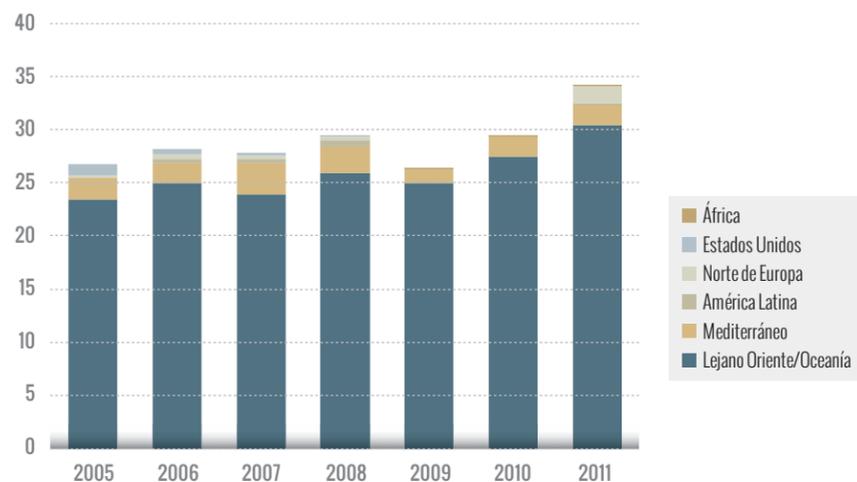
**Gráfica 4. Exportaciones de GLP de Estados Unidos, millones de toneladas año<sup>8</sup>**



Fuente: Cosenit S.A, 2013

8 Estudio UPME, "Determinación de Potencialidades de Uso y de las Acciones Necesarias para activar el Subsector del GLP en Colombia", 2013.

Gráfica 5. Exportaciones de GLP de Medio Oriente, Millones de toneladas año.<sup>9</sup>



Fuente: Cosenit S.A, 2013

## 1.2 CONSUMO MUNDIAL DE GLP

Entre 2000 y 2012, la demanda del GLP creció alrededor de 22%, a una tasa media anual de 2%, debido principalmente al incremento de la oferta. Por su calidad de subproducto de las actividades de refinación de petróleo y de procesamiento de gas natural, su consumo es impulsado en función de su disponibilidad. A raíz de innovaciones en el sector petroquímico, que han permitido la flexibilización de las corrientes de entrada, se ha aumentado el consumo de GLP como insumo petroquímico en este tipo de industria (o uso no energético del GLP).

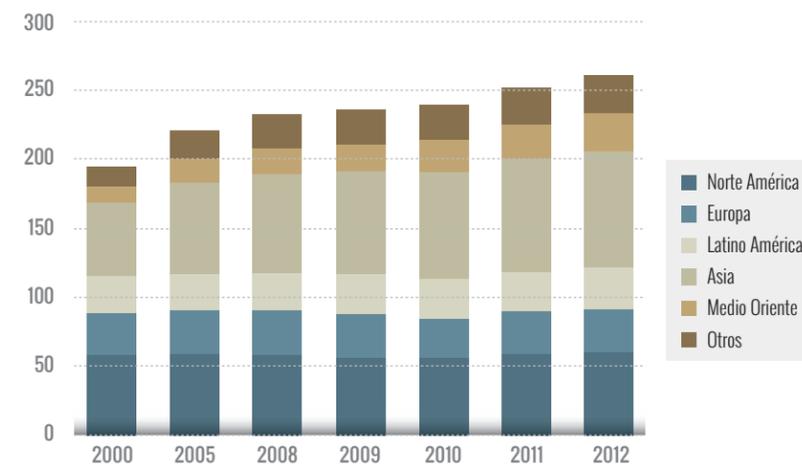
Asia y Medio Oriente son las regiones que han tenido mayor crecimiento en el consumo como materia prima, debido al desarrollo de la industria petroquímica en estas regiones. Como ya se mencionó, en el año 2011 la demanda mundial de GLP alcanzó aproximadamente 252 millones de toneladas (8.6 millones de BPD, o 34.000 GBTUD) y las regiones con mayores consumos fueron Asia con 32% (2.8 millones de BPD) y Norte América con una participación de 23% (2 millones de BPD).

En el caso de América Latina la demanda se ha mantenido relativamente estable, presentando un leve crecimiento, especialmente en el mercado residencial y comercial y en algunos países como Perú el uso para autogas.

<sup>9</sup> Estudio UPME, "Determinación de Potencialidades de Uso y de las Acciones Necesarias para activar el Subsector del GLP en Colombia", 2013.

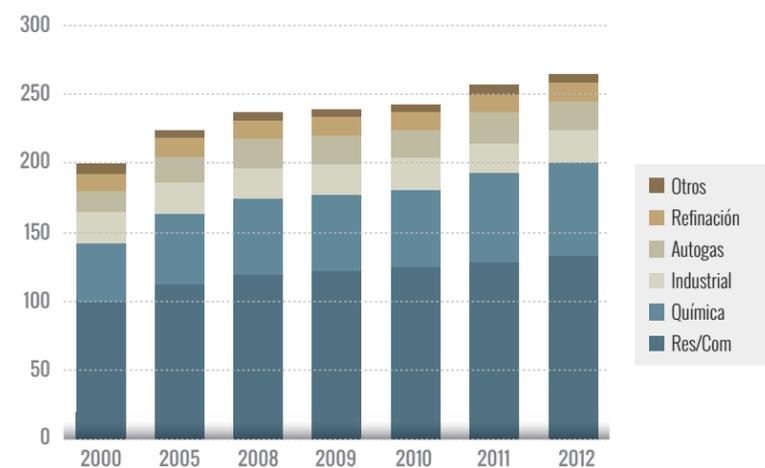
La grafica No 6 presenta la evolución de la demanda de manera regional, la cual muestra que indudablemente Asia domina el consumo, seguida de la región norteamericana y en menor proporción se ubica el Medio Oriente. En general, la tasa de crecimiento promedio anual de consumo ascendió al 2% en el periodo 2000/2012.

Gráfica 6. Demanda regional de GLP, 2000 - 2012, millones de toneladas



Fuente: NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting

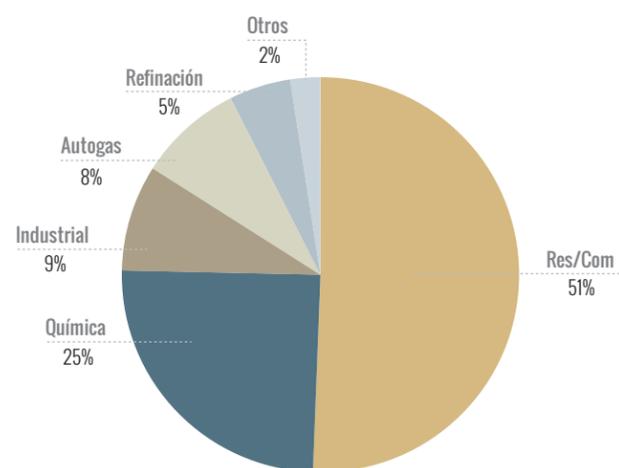
Gráfica 7. Consumo mundial sectorial de GLP 2000 - 2012, Millones de toneladas



Fuente: NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting

De manera sectorial, la gráfica No 7 representa la evolución del consumo mundial en los últimos doce años, la cual advierte que los sectores de mayor demanda son el residencial - comercial con una participación del 51%, seguidos por el sector químico con un 25%, que de manera conjunta representan aproximadamente el 75% de la demanda mundial de GLP (6.5 millones de BPD).

Gráfica 8. Consumo mundial de GLP, 2011, Millones de toneladas<sup>10</sup>



Fuente: NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting

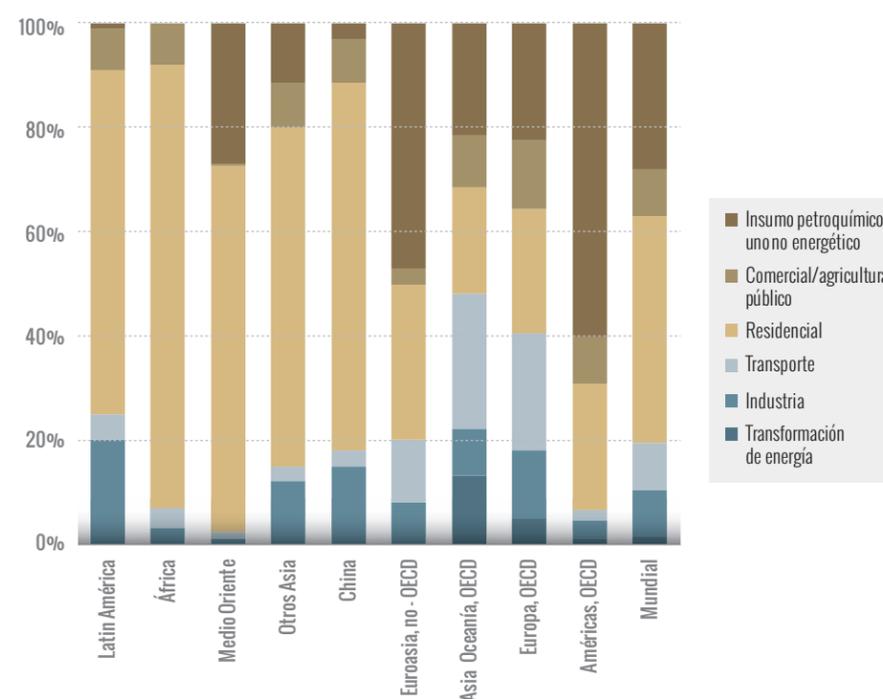
El consumo residencial y comercial ha tenido recientemente (desde 2008) un crecimiento sostenido, pero con una tasa de crecimiento menor que la última década del siglo veinte, debido al comportamiento de los precios y a la situación económica global. Se espera que para los próximos años continúe siendo el sector de mayor consumo en el ámbito mundial. El sector residencial- comercial representa una gran proporción del consumo total de GLP en países en desarrollo, como en África con cerca del 85% y en América Latina con un 66% de la demanda interna de cada región.

La demanda de GLP como combustible automotor (autogás) ha aumentado en 1.2% promedio anual entre 2000 y 2012 y espera que esta demanda continuará creciendo, dado el interés que tienen los diferentes Gobiernos en promover su uso, teniendo en cuenta las ventajas técnicas, económicas y ambientales con respecto a otros energéticos como la gasolina y el diésel.

<sup>10</sup> "Recent Developments in International Supply and Demand of Propane", NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting.

Las principales regiones que consumen GLP como combustible automotor se encuentran en Europa (países de la OECD), Asia/Oceanía (OECD) y Eurasia (No-OECD). Entre tanto, los sectores químico (producción de propileno por deshidrogenación de propano, entre otros procesos) y el de transporte se constituyen como los de mayor perspectivas de crecimiento en el mediano y largo plazo. La gráfica No 9 presenta el consumo sectorial desagregado por región.

Gráfica 9. Consumo de GLP desagregada por región y sector 2010<sup>11</sup>



Fuente: NPGA 2012 Winter Board of Directors Meeting

En cuanto al sector industrial, se confirma una reducción en el consumo de GLP cercano a 0.7 Millones de BD en el año 2012. Circunstancia que se debe principalmente se a la recesión económica de las grandes economías y en particular en Europa y parte de la región de Asia- Pacífico, donde los grandes consumidores de este sector no se han podido recuperar de la crisis; no obstante, se tiene gran optimismo que este sector se pueda ir reactivando.

<sup>11</sup> Menecon Consulting, 2012

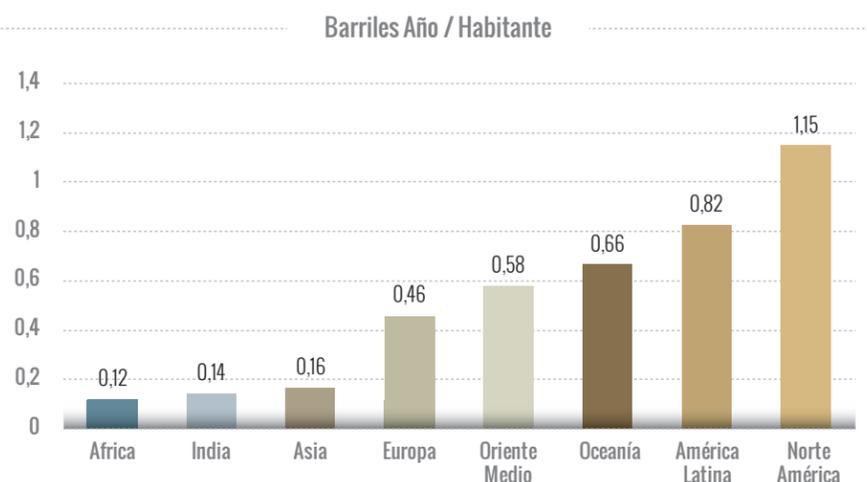
Finalmente, el consumo de GLP como materia prima en la industria petroquímica ha crecido durante los últimos años, debido particularmente a la mayor demanda en plantas de olefinas con base en propano en el Oriente Medio.

Indudablemente la participación sectorial en el consumo varía de región a región posición que depende de muchos factores tales como la disponibilidad relativa de fuentes energéticas, desarrollo económico e industrial entre otras. Expertos estiman que en el año 2020 la demanda sobrepasará los 300 millones de toneladas y que las regiones de mayor crecimiento tanto en la oferta como en la demanda serán Asia/Pacífico y el Medio Oriente.

### 1.2.1 Consumo per cápita

En el año 2012, el consumo per cápita a nivel mundial se ubicó en 0.04 barriles/año, siendo Norte América con 1.1 barriles/año la de mayor consumo per cápita seguida por la región de América Latina con 0.82 barriles/año, luego Oceanía con 0.66 barriles/año y Medio Oriente con 0.58 barriles/año. Ver gráfica No 10.

Gráfica 10. Consumo Per Cápita, barriles/año<sup>12</sup>



Fuente: Cálculo propios con información de Purvin & Geertz

12 Cálculos UPME

El consumo per cápita en Colombia (0.1 barriles/año aproximadamente) es inferior al promedio de América Latina, lo cual permite señalar las potencialidades de uso de este energético, considerando que se trata de una fuente complementaria con el gas natural en algunos de los sectores de consumo.

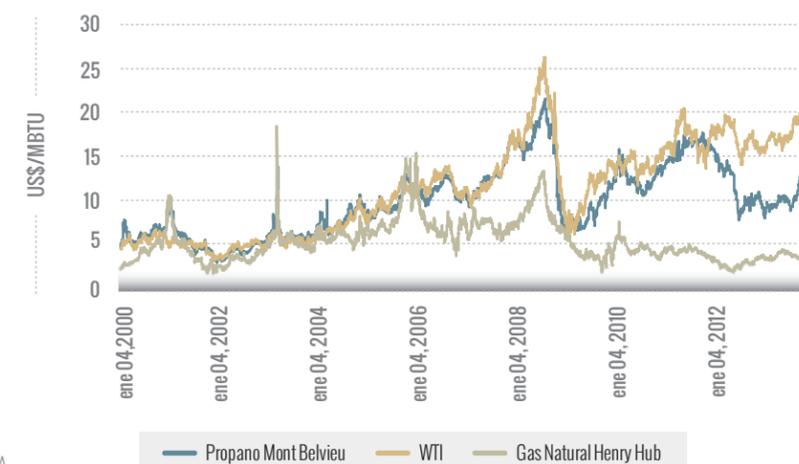
### 1.3 PRECIOS DE PROPANO Y BUTANO EN MONT BELVIEU

El mercado Mont Belvieu (Costa del Golfo de los Estados Unidos) es la referencia para la fijación de precios de GLP en la mayoría de los mercados mundiales. En términos generales entre los años 2000 y 2012, los precios mundiales del GLP (propano y butano) se han incrementado en un 160%, lo anterior debido a que se encuentran indexados con los precios del petróleo (WTI) y fluctúan como lo efectúa este último, lo cual hace que el GLP sea menos competitivo con respecto al precio del gas natural seco.

Sin embargo, debido al reciente incremento de la producción en Estados Unidos (por efectos de shale gas), el precio del GLP ha venido disminuyendo y en consecuencia, la brecha existente entre el precio de los líquidos del gas natural y el precio del gas natural se ha venido también reduciendo.

Entre 2008 y 2009 se generó una caída en los precios cercana al 60%, ocasionada por la recesión económica mundial que generó menores demandas de energía, pero nuevamente entre 2009 y 2011 vuelven a incrementarse, sin alcanzar los máximos niveles de julio de 2008.

Gráfica 11. Comparación precios: Crudo WTI, Gas Natural Henry Hub, y Propano Mont Belvieu



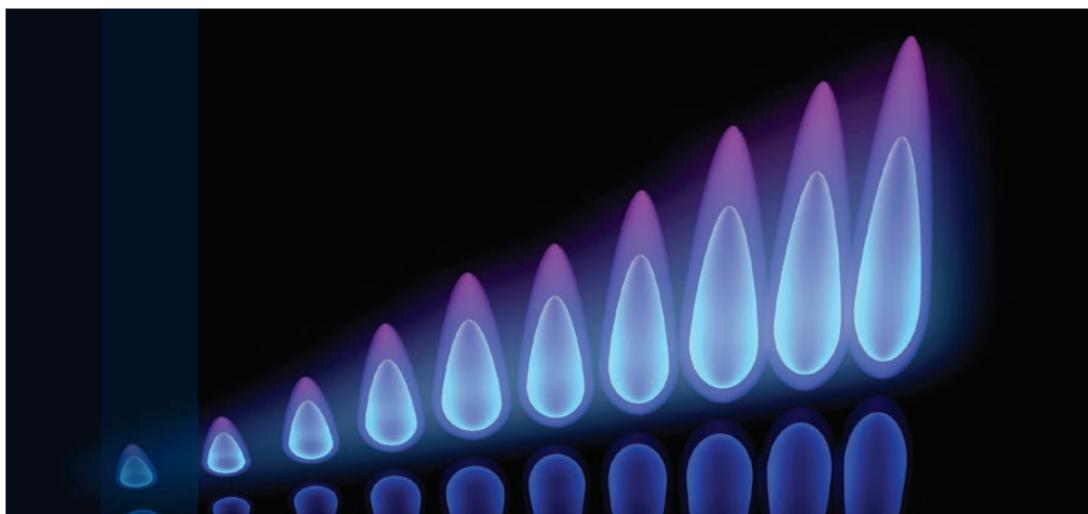
Fuente: DOE-EIA

También se aprecia un desacople del precio del Henry Hub y el WTI desde el 2006 brecha que se ha venido aumentando desde entonces, llegando los precios del gas natural a un mínimo de casi 2 US\$/MBTU en 2012. Por su parte los denominados líquidos del gas natural (propano y butanos), siguieron la senda del WTI hasta finales del 2011, momento en el cual se inicia una desarticulación que se ha mantenido en cerca de 10 US\$/MBTU. Estos resultados se traducen en continuo acercamiento de los precios del Henry HUB y de los precios de los líquidos del gas natural

Se esperan precios con tendencia a la baja en el mediano y largo plazo para y posibilidades de exportación desde los Estados Unidos a los mercados próximos como es el caso de Latinoamérica. Los precios Mont Belvieu del propano, se estiman entre el 50% y el 70% del precio WTI, con lo cual se espera que impulsen la demanda por sustitución de otras fuentes y por tanto la expansión de la capacidad exportadora de la Costa del Golfo, además de mejorar su competitividad frente a otros combustibles líquidos.

No obstante, la perspectiva de precios de gas es incierta, pues cada región tiene una realidad distinta y los precios tienen valores diferentes, debido exclusivamente a características propias de cada territorio.

Lo cierto es que la evolución de los precios del gas y del petróleo en Estados Unidos y en los mercados spot de Europa muestran una tendencia divergente desde 2009, complementada esta situación con la crisis económica y financiera, que empezó a mediados de 2008 en Europa, lo que ha deprimido de manera significativa la demanda de gas en el viejo continente.



Como ya se mencionó, a nivel nacional el sector del GLP se espera pase de una situación de oferta limitada a un nuevo panorama con excedentes en razón al aumento de aporte de GLP provenientes de campos de producción de petróleo y gas natural. Dada la ubicación de los excedentes y el uso que se le dé a estos volúmenes adicionales, el país deberá adaptarse tanto desde el punto de vista físico como regulatorio (nuevas empresas, nuevas redes de transporte, nueva infraestructura, etc.) a la nueva configuración del sector.

A continuación se presenta un diagnóstico de la actual situación del sector bajo el análisis de distintos elementos que afectan el acontecer del sector y que permitieron identificar su problemática, con el fin de que posteriormente se pudieran estructurar acciones tendientes a posibilitar su desarrollo, para que este energético pueda ser incluido dentro del portafolio de la canasta energética colombiana en el corto y mediano plazo.

## 2.1 OFERTA

La oferta de GLP en Colombia ha estado básicamente cubierta por la producción nacional que en su gran mayoría es provista por las refinerías existentes. Las importaciones en los últimos 10 años, han sido pocas y puntuales, y más orientadas a garantizar el suministro por parte de Ecopetrol frente a

inconvenientes de carácter operativo en las refinerías. Los siguientes enunciados detallan los niveles de producción por fuente de suministro, la calidad de dicho GLP, la ubicación de dichos centros de producción y la infraestructura disponible actualmente para su transporte y almacenamiento.

## 2.1.1 Producción

Por más de 70 años ECOPEPETROL fue el único productor de GLP en Colombia y sólo hasta 2005 la situación se modificó, con la entrada en producción del campo productor de petróleo y gas natural de Rancho Hermoso localizado en el Departamento de Casanare. Posteriormente En abril de 2010 se inició la producción en campo Dina y a partir de noviembre de 2011 se sumó la producción de Cusiana, campo que cambió radicalmente el panorama de oferta de GLP, introduciendo al país en un panorama con potencialidad de contar con excedentes sostenibles a largo plazo

Actualmente, aproximadamente el 6% del GLP comercializado para el servicio público domiciliario, proviene de productores diferentes a Ecopetrol, tales como: CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A. (campo Rancho Hermoso), INTEROIL COLOMBIA E&P (campo Toqui Toqui), VETRA E&E COLOMBIA S.A. (campo La Punta), PERENCO COLOMBIA LIMITED (campo La Gloria), PETROMINERALES COLOMBIA LTD (campo Corcel) y TERMOYOPAL (quien procesa el gas natural proveniente del campo Pauto-Floreña).

Esta nueva situación fue motivada por el aumento de la actividad de exploración y producción tras la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el año 2003, y por el cambio en la regulación del Ingreso del Productor (G) por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a partir de 2008.

De esta forma, la producción de GLP en el país ha venido, no sólo diversificándose en productor y fuentes, sino que ha ido aumentando su cantidad considerablemente. Sin embargo, estos nuevos volúmenes incorporados, no han sido notorios para el mercado nacional, debido al envío de propano y propileno desde la refinería de Barrancabermeja hacia la planta de Propilco en Cartagena desde el año 2008<sup>13</sup>.

No obstante, esta situación debe cambiar en el corto plazo y mediano plazo y que incluso se generen excedentes de GLP que puedan llegar a duplicar la producción actual, lo que hace necesario la búsqueda y estructuración de acciones para el desarrollo de nuevos mercados que permitan un uso racional

<sup>13</sup> Según información dada por Ecopetrol, el consumo actual de propileno nacional por parte de Propilco, es del orden de los 4.200 BPD.

de los recursos con que cuenta el país. En la actualidad dicha producción incremental se ha destinado a aumentar las exportaciones desde Cartagena.

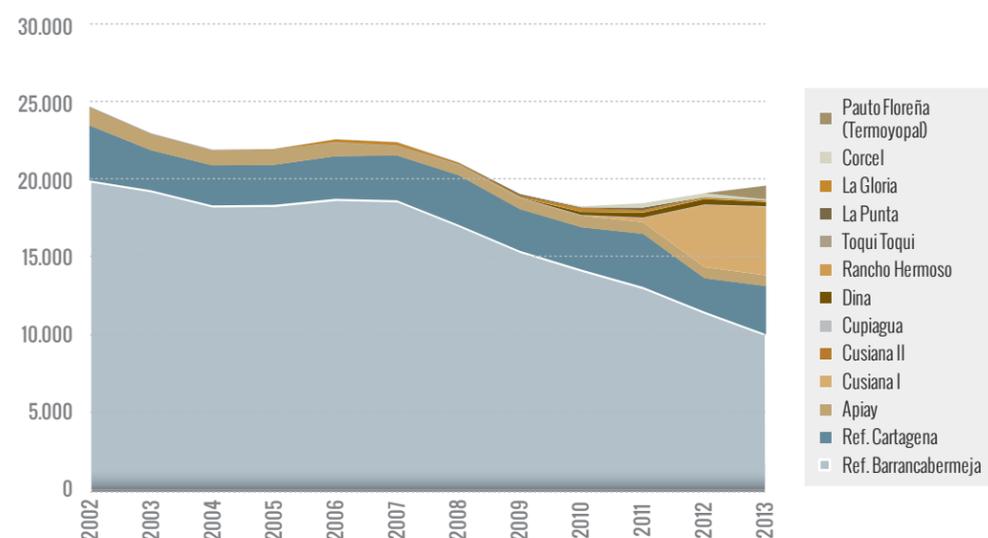
La tabla No1 que a continuación se muestra presenta una desagregación de los aportes de GLP realizados por cada una de las compañías que proveen este recurso al mercado nacional, con una tendencia decreciente desde el año 2002, hasta el 2010, periodo en que la situación cambia y la pendiente de la curva empieza a ser positiva. La grafica No 12 muestra de manera esquemática la historia de producción colombiana por fuente.

Tabla 1. Producción GLP por fuente de suministro, BPD<sup>14</sup>

Año	Ecopetrol										Otros	Total	
	Barranca	Cartagena	Apiay	Cusiana I	Dina	R. Hermoso	Toqui T.	La Punta	La Gloria	Corcel			Pauto-Flor.
	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	%	BPD
2002	19.906	3.552	1.201									0%	24.660
2003	19.271	2.587	1.071									0%	22.929
2004	18.293	2.589	983									0%	21.864
2005	18.329	2.586	969			39						0%	21.923
2006	18.718	2.750	893			184	12					1%	22.558
2007	18.623	2.898	628			207	14	4				1%	22.374
2008	17.043	3.209	667			91	11	36				1%	21.056
2009	15.363	2.697	724			110	4	116	17			1%	19.030
2010	14.154	2.734	760		190	253	4	62	21	81		2%	18.261
2011	13.031	3.437	755	264	305	161	23	168	42	279		4%	18.464
2012	11.438	2.166	723	4.008	340	100	39	8	42	245		2%	19.110
2013	9.983	3.112	705	4.420	264	75	38	18	16	83	881	6%	19.597

Fuente: SUI y Termoyopal

<sup>14</sup> Comunicaciones: Ecopetrol (5 sep 2013, Rad. No. 2013-126-003597-2) y Termoyopal (5 sep 2013, Rad. No. 2013-126-223603-2).

Gráfica 12. Producción de GLP por fuente de suministro, en BPD<sup>15</sup>

Fuente: SUI

La producción total en 2002 ascendió a 24.660 barriles día y el 2012 finalizó con 19.925 BPD, lo que representa una caída de 19.2% en los diez últimos años, siendo la refinera de Barrancabermeja responsable por un 42.5 % de la retracción y que ha incidido de manera importante en la calidad del producto.

De otra parte, Cusiana ha incrementado su participación en más del 1.400% al pasar de 264 BPD a 4000 en 2012. Otro de los campos con alto crecimiento en los aporte es el de Pauto Floreña, comercializado por la empresa Termoyopal que participa en la producción con un 1.2% del total. La producción de la refinera de Cartagena, por su parte, se ha mantenido estable, disminuyéndose sin embargo el volumen disponible para el consumo interno, debido a un aumento en las exportaciones.

La reciente producción del campo Cusiana ha llegado en tan solo 2 años a superar la producción tradicional de Cartagena y Apiay, sugiere una revisión profunda del esquema de transporte, teniendo en cuenta las expectativas de crecimiento de la producción en estos dos campos productores de petróleo y gas.

Otros campos de producción como Dina ubicado en el Departamento del Huila y la Gloria en Casana-

15 Sistema Único de Información (SUI) y Termoyopal.

re, empezaron su declinación natural, con lo cual su aporte a la producción total empieza a disminuir. Al finalizar el 2012, y en términos generales la producción de GLP proveniente de refinera sumó un total de 76%, mientras que el restante 24% fue suministrado por otras fuentes.

La oferta de GLP de las demás fuentes de suministro, si bien han podido ser solución parcial a necesidades de algunos distribuidores, su aporte resulta marginal frente al mercado nacional. Su máximo aporte se dio en 2011 con 665 barriles diarios, aclarando que no todos los productores han sido constantes en el reporte de su producción en el SUI y muchas veces la volatilidad de la información denota poca exactitud en los datos.

Otra de las fuentes alternas son las importaciones realizadas por ECOPETROL, las cuales no son un recurso permanente y de hecho su origen así lo sugiere. Estas se realizan por el puerto de Mamonal en Cartagena lugar al que ha sido necesario desplazarse para recoger el producto por parte de distribuidores.

### 2.1.1.1 Infraestructura de transporte y almacenamiento

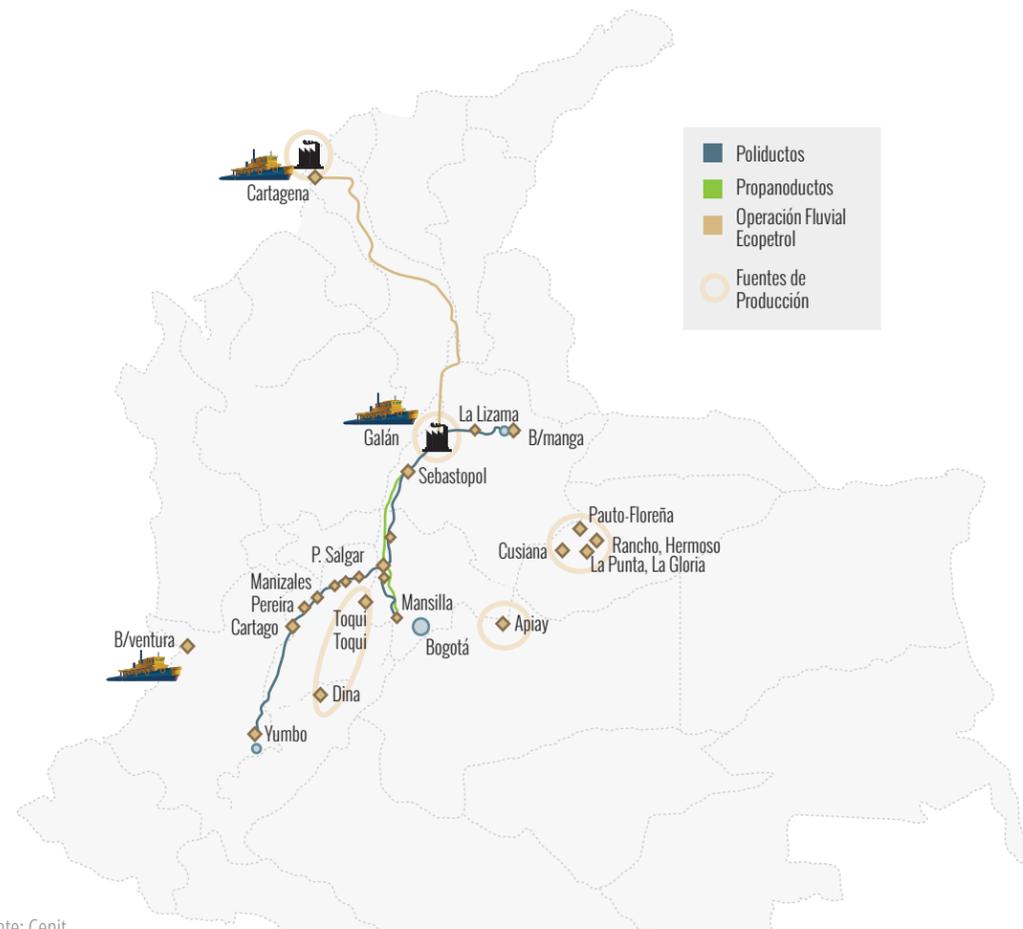
Una vez producido el GLP ya sea por refinación o en campos de producción debe ser movilizado hacia los terminales o centros de abasto. Para esta actividad se cuenta con una red de transporte que permite el traslado del producto a los almacenamientos de los comercializadores, de estos a los distribuidores y finalmente a los usuarios.

Los propanoductos son líneas exclusivamente dedicadas al transporte de GLP y hoy Colombia cuenta con tan solo uno el que transporta el GLP entre la refinera de Barrancabermeja, Puerto Salgar en Magdalena Medio y el Terminal de Mansilla en Facatativa, atiende fundamentalmente la demanda del centro del país y del área de Antioquia desde la estación de Sebastopol y el Terminal de Puerto Salgar. Esta red comprende 384.7 kilómetros y cuenta con una capacidad máxima de 41,8 miles de barriles por día.

Otra de las forma de transporte por ducto hace referencia a los poliductos o líneas que transportan de manera segregada los distintos combustibles líquidos producidos en refinera transportando GLP hasta las estaciones intermedias y luego se lleva a los principales centros de consumo.

El poliducto Salgar - Yumbo transporta GLP hacia el Viejo Caldas y el occidente del país; al tiempo, el poliducto Galán - Bucaramanga, transporta el GLP para atender la demanda del oriente colombiano, este esquema tiene una longitud de 3306.5 kilómetros. La grafica No 13 presenta de manera esquemática la infraestructura de transporte de GLP.

### Gráfica 13. Fuentes de producción e infraestructura de transporte de GLP<sup>16</sup>



Fuente: Cenit

Una vez que el GLP se entrega a través de la red de poliductos y propanoductos a los Comercializadores en los puntos de entrega de Cenit, se lleva el producto vía terrestre a los departamentos que no cuentan con infraestructura de transporte.

El transporte fluvial por el río Magdalena se utiliza para llevar al interior del país el GLP importado o producido en la refinería de Cartagena o viceversa la disponibilidad de transporte está sujeta al nivel de navegabilidad del río. Se cuenta con una capacidad de transporte fluvial promedio de 14000 barriles mensuales.

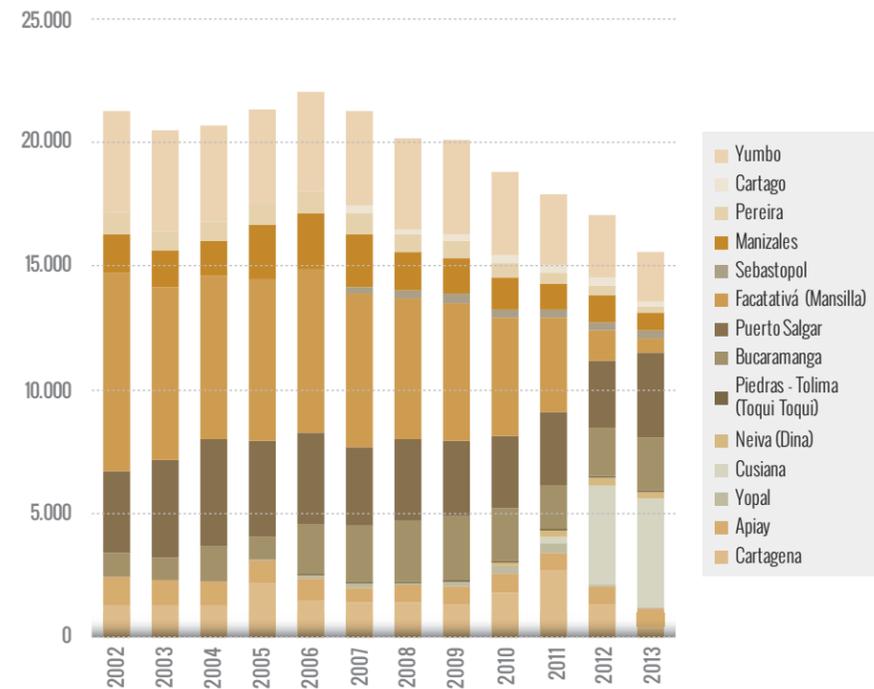
Cabe mencionar que los terminales de entrega de Cenit se encuentran localizados en Bucaramanga, Puerto Salgar, Mansilla, Sebastopol Mosquera, Pereira, Manizales, Cartago, Yumbo, Cartagena y Apiay. Las refinerías de Apiay y Cartagena entregan directamente en sus terminales el producto a los comercializadores.

Los cambios en la producción, en especial la disminución del volumen disponible en Barranca y otros cambios operativos al interior de la refinería, y los nuevos volúmenes disponibles en Cusiana, han afectado notoriamente la cantidad de GLP transportado. Las entregas del propanoducto en Salgar y Mansilla han disminuido considerablemente, es decir que la demanda de la zona central del país (Bogotá, Cundinamarca y Boyacá) ha empezado a abastecerse mayoritariamente con el GLP proveniente de Cusiana.

Así, frente a este nuevo panorama, el propanoducto existente entre Salgar-Mansilla está cada vez menos utilizado, y en la medida que aumenta la producción en Cusiana, se hace necesario el desarrollo de facilidades de transporte desde esta nueva fuente de suministro, hacia los grandes centros de consumo.

Actualmente, este transporte se está haciendo por vía terrestre, y la disponibilidad de tractocamiones con tanque para GLP está resultando una actividad crítica. La grafica No 14 presenta la evolución de las entregas por terminal.



Gráfica 14. Entregas de GLP por terminal y fuentes de producción, BPD<sup>17</sup>.

Fuente: SUI

Como se muestra en la gráfica 14, las entregas en el terminal de Mansilla (Facatativá), que era el terminal que manejaba el mayor volumen de GLP, han disminuido sustancialmente. Esta disminución ha venido siendo compensada un poco por las recientes entregas en Cusiana. En general, las entregas de producto en los terminales tradicionales, han disminuido como consecuencia del comportamiento decreciente que ha tenido la demanda de GLP en los últimos años.

En cuanto a la capacidad de almacenamiento disponible en plantas almacenadoras, el país posee nueve zonas con este tipo de infraestructura que disponen de aproximadamente el 44% del total del volumen demandado al mes, equivalente a nueve millones de galones o 225 miles de barriles. La tabla No 2 presenta la capacidad de almacenamiento de las plantas antes mencionadas

Similar a lo sucedido para el caso de la infraestructura de transporte, por los cambios en las condi-

17 Ventas de los comercializadores mayoristas reportadas al SUI.

ciones de oferta y demanda, en algunas regiones del país dicha capacidad de almacenamiento resulta sobredimensionada y en otras, insuficiente, situación que se puede observar de manera particular en la gráfica No. 15.

Zonas como Yopal, Cartagena, Neiva, Puerto Salgar y Yumbo, muestran deficiencia en la capacidad de almacenamiento frente a la demanda de la región. Es de anotar que Hoy en día aproximadamente el 70% del mercado nacional de GLP está atendido por tres grupos empresariales de origen chileno quienes le apostaron al desarrollo del GLP en Colombia.

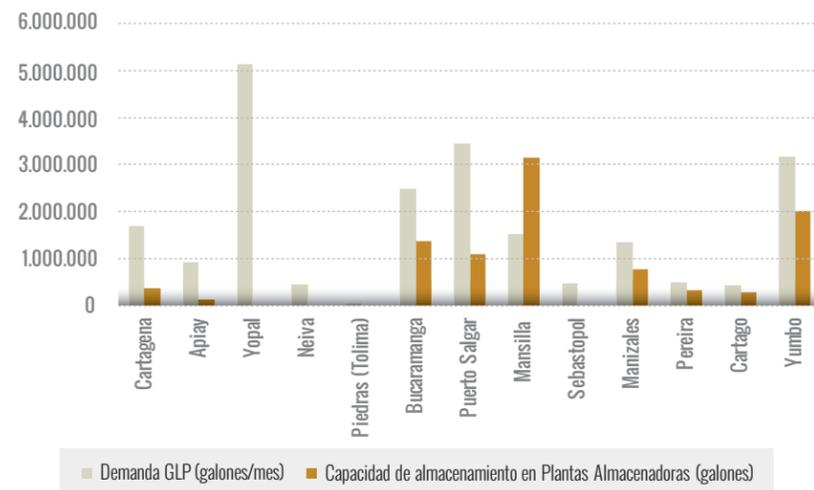
Tabla 2. Capacidad de almacenamiento en plantas almacenadoras, año 2012.<sup>18</sup>

Terminal	Capacidad de Plantas Almacenadoras		
	Demanda (gal/mes)	almacenamiento (galones)	%
<b>Cartagena</b>	1.677.959	372.952	22%
<b>Apiay</b>	910.890	129.483	14%
<b>Yopal</b>	5.132.472		0%
<b>Neiva</b>	444.410		0%
<b>Piedras (Tolima)</b>	45.412		0%
<b>Bucaramanga</b>	2.480.405	1.358.647	55%
<b>Puerto Salgar</b>	3.444.123	1.093.457	32%
<b>Mansilla</b>	1.512.622	3.136.984	207%
<b>Sebastopol</b>	459.793		0%
<b>Manizales</b>	1.350.746	764.393	57%
<b>Pereira</b>	481.985	330.905	69%
<b>Cartago</b>	423.274	273.212	65%
<b>Yumbo</b>	3.153.769	2.012.182	64%
<b>Total</b>	<b>21.517.859</b>	<b>9.472.215</b>	<b>44%</b>

Fuente: SUI

18 Capacidad de almacenamiento reportada en el SUI, año 2012. No incluye la capacidad de almacenamiento en instalaciones de los productores e importadores, ni la existente en plantas envasadoras.

**Gráfica 15. Demanda de GLP y capacidad de almacenamiento en plantas almacenadoras, en puntos de entrega de producto, año 2012.**



Fuente: SUI

**2.1.1.2 Calidad del GLP**

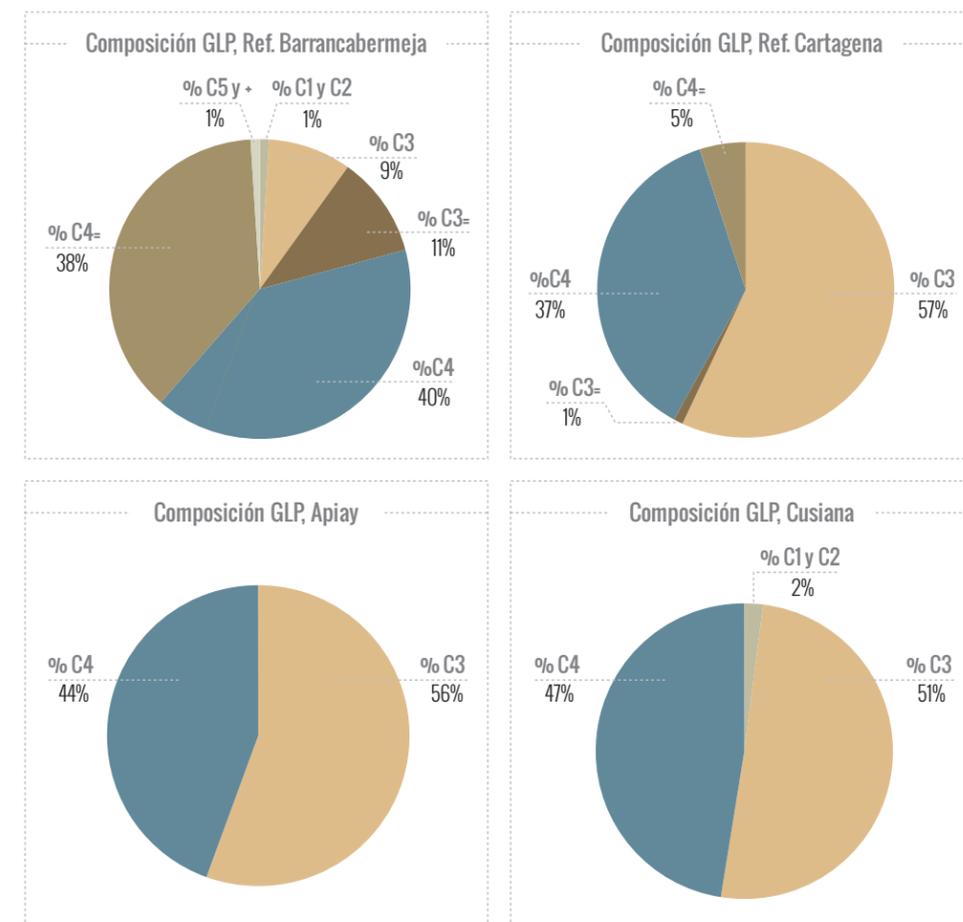
Los cambios observados en la producción de GLP en cada fuente de suministro, también han significado cambios en la calidad del producto comercializado en el mercado nacional. Es así, como el GLP de



Barrancabermeja dispone de mayor contenido de butanos (79%, promedio-año 2013), en tanto que el GLP de Cartagena cuenta con menor contenido de butanos (42%, promedio-año 2013).

El contenido de butanos del GLP proveniente de campos como Apiay y Cusiana oscila entre el 40% y 50%. La grafica No 16 presenta la composición del GLP de las principales fuentes de producción durante el año 2013.

**Gráfica 16. Composición GLP por fuente de suministro, promedio 2013<sup>19</sup>.**



Fuente: SUI

<sup>19</sup> Reportes de calidad del SUI, de enero a agosto de 2013.

Tabla 3. Calidad del GLP de la Refinería de Barrancabermeja

Ref. Barrancabermeja									
Mes	% C1 y C2	% C3	% C4	% C5 y +	Densidad relativa	Densidad kg/gal	P. Calor. (BTU/lb)	P. Calor. (BTU/kg)	P. Calor. (BTU/gal)
2002	0%	34%	65%	1%	0.56	2.1236	19.614	43.240	91.825
2003	0%	34%	64%	1%	0.56	2.1286	19.613	43.238	92.038
2004	0%	34%	65%	1%	0.56	2.1304	19.610	43.232	92.102
2005	0%	39%	60%	1%	0.56	2.1138	19.636	43.289	91.506
2006	1%	33%	66%	1%	0.56	2.1323	19.613	43.240	92.201
2007	0%	40%	59%	1%	0.56	2.1238	19.616	43.244	91.844
2008	1%	28%	71%	1%	0.57	2.1551	20.872	46.013	99.163
2009	0%	25%	74%	1%	0.57	2.1617	20.919	46.117	99.693
2010	0%	23%	76%	1%	0.57	2.1729	20.159	44.443	96.568
2011	1%	22%	76%	1%	0.57	2.1687	20.902	46.081	99.937
2012	0%	14%	85%	0%	0.58	2.1784	20.984	46.261	100.773

Fuente: SUI

La tabla No 3 que a continuación se muestra presenta el promedio anual de las especificaciones de calidad de la refinería de Barrancabermeja.

Adicional al alto contenido de butanos, el GLP de Barrancabermeja se caracteriza por ser el de mayor contenido de olefinas (propileno, 1-buteno, iso-butileno, trans-2-buteno, cis-2-buteno, 1,3-butadieno). Durante 2013, su contenido de olefinas ha sido en promedio del 49% (y un 0,4% de diolefinas –butadieno-), mientras que el GLP de la refinería de Cartagena fue del 6%, y e Cusiana y Apiay fue del 0%<sup>20</sup>.

En países como España, la norma de calidad (Real Decreto 61 de 2006) limita el contenido de olefinas a un máximo del 35% y de diolefinas a 1000 ppm (0,1%), para el caso de propano comercial. Para el caso de

20 Reportes de calidad del SUI.

GLP de automoción, la exigencia es aún mayor por cuanto acepta tan solo un máximo de 6% de olefinas. La norma colombiana (NTC 2303, basada en ASTM 1835 de Estados Unidos) no establece ningún requisito al respecto, razón por la cual es necesario considerar una revisión de la norma colombiana y adaptarla a las necesidades internas, para que este energético pueda ser fuente en distintos usos.

Tabla 4. Especificaciones de Calidad del GLP en España

Contenido	Propano comercial	Butano comercial	GLP automoción
Propanos, %	mínimo 80%	máximo 20%	mínimo 20%
Butanos, %	máximo 20%	mínimo 80%	máximo 80%
Olefinas, %	máximo 35%	máximo 20%	máximo 6%
Diolefinas + acetilenos, ppm	< 1000 ppm (0,1%, aprox.)	< 1000 ppm (0,1%, aprox.)	< 1000 ppm (0,1%, aprox.)

Fuente: Real Decreto 61 de 2006

En el caso colombiano y de acuerdo con los usos dados a este energético, resulta más conveniente mezclas con mayor contenido en propanos y menor contenido de olefinas, con el propósito de garantizar una mejor vaporización y limpieza en la combustión, dado que las olefinas se polimerizan entre ellas causando la formación de “gomos” afectando la estabilidad del producto, las cuales se van acumulando y produciendo inconvenientes tanto en los equipos de combustión como en los cilindros.

El butano, a diferencia del propano, tiene un punto de ebullición más cercano a los 0oC, razón por la cual un GLP con alto contenido de butanos tendrá una capacidad de vaporización menor a un GLP rico en propanos, lo cual genera impedimentos y obstáculos especialmente en las regiones frías del país, impactando en particular a las industrias y afectando las estrategias de penetración en ese mercado.

Las tablas 5, 6 y 7 muestran la evolución de las características del GLP producido en las refinerías de Cartagena, Apiay y Cusiana correspondientemente. En el caso de las dos primeras, es evidente la variabilidad de calidad, situación que se traduce en alta preocupación para usuarios distintos a los hogares, que ven en el cambio de composición continua e inestabilidad por la cantidad de productos líquidos que pueden quedar atrapados en cilindros y tanques.

Tabla 5. Calidad del GLP de la Refinería de Cartagena

Ref. Cartagena									
Mes	% C1 y C2	% C3	% C4	% C5 y +	Densidad relativa	Densidad kg/gal	P. Calor. (BTU/lb)	P. Calor. (BTU/kg)	P. Calor. (BTU/gal)
2002	0%	51%	48%	1%	0.54	2.0574	19.612	43.236	88.954
2003	0%	57%	43%	0%	0.54	2.0345	19.627	43.270	88.032
2004	0%	57%	42%	0%	0.54	2.0381	19.627	43.270	88.186
2005	0%	61%	38%	1%	0.54	2.0267	19.637	43.292	87.743
2006	0%	48%	52%	0%	0.55	2.0739	19.602	43.214	89.620
2007	0%	56%	44%	0%	0.55	2.0723	19.567	43.137	89.392
2008	0%	55%	45%	0%	0.54	2.0296	21.256	46.861	95.108
2009	0%	60%	39%	0%	0.53	2.0163	21.291	46.937	94.641
2010	0%	75%	25%	0%	0.52	1.9820	19.594	43.196	85.616
2011	0%	61%	39%	0%	0.53	2.0169	21.306	46.970	94.735
2012	0%	60%	40%	0%	0.53	2.0154	21.307	46.974	94.671

Fuente: SUI

Tabla 6. Calidad del GLP de Apiay

Apiay									
Mes	% C1 y C2	% C3	% C4	% C5 y +	Densidad relativa	Densidad kg/gal	P. Calor. (BTU/lb)	P. Calor. (BTU/kg)	P. Calor. (BTU/gal)
2002	4%	51%	44%	1%	0.53	2.0114	19.647	43.314	87.124
2003	2%	58%	41%	0%	0.53	2.0124	19.649	43.317	87.171
2004	1%	58%	41%	0%	0.53	2.0196	19.616	43.244	87.337
2005	1%	56%	42%	1%	0.54	2.0246	19.609	43.230	87.524
2006	2%	54%	44%	0%	0.53	2.0162	19.594	43.196	87.091
2007	2%	50%	47%	1%	0.55	2.0815	19.568	43.139	89.796
2008	2%	50%	48%	0%	0.54	2.0390	21.242	46.831	95.489
2009	1%	54%	45%	0%	0.54	2.0298	21.284	46.922	95.241
2010	1%	56%	43%	0%	0.54	2.0598			
2011	1%	55%	44%	0%	0.5378	2.0334	21.222	46.785	95.130
2012	0%	54%	45%	0%	0.5378	2.0334	21.285	46.924	95.414

Fuente: SUI

Tabla 7. Calidad del GLP de Cusiana<sup>21</sup>

Cusiana									
Mes	% C1 y C2	% C3	% C4	% C5 y +	Densidad relativa	Densidad kg/gal	P. Calor. (BTU/lb)	P. Calor. (BTU/kg)	P. Calor. (BTU/gal)
2011	3%	49%	48%	1%	0.536	2.0266	21.325	47.013	95.275
2012	2%	52%	45%	0%	0.5343	2.0201	21.334	47.032	95.011

La anterior información, acerca de cuánto, dónde y de qué calidad se produce el GLP en el país, es de gran utilidad al momento de planear el desarrollo de nuevos mercados para este energético y de definir las medidas regulatorias que sean necesarias para incentivar su consumo.

Asimismo, la regulación del ingreso al productor para cada una de las fuentes de producción deberá tener en cuenta el costo de oportunidad de cada una de ellas, de acuerdo con la ubicación del centro de producción, la calidad del GLP correspondiente y el uso que pueda resultar más conveniente para cada caso.

Actualmente, sólo se conoce el reporte de calidad por parte de los productores, lo cual no es muy representativo del GLP que efectivamente consumen los usuarios. Durante las actividades de transporte, comercialización y distribución, el GLP sufre cambios considerables que sería necesario conocer. Es así como en especial, el GLP consumido en Cundinamarca, Boyacá, Los Llanos Orientales, Santander, Tolima y Huila, es el producto de mezclas del GLP de diferentes fuentes.

Probablemente, el GLP con menos posibilidades de ser mezclado sería el GLP proveniente de la refinería de Barrancabermeja que es transportado por poliducto hasta los terminales de Pereira, Manizales, Cartago y Yumbo. Igual ocurre con el GLP de la refinería de Cartagena que abastece la demanda de la costa atlántica y del archipiélago de San Andrés y Providencia.

La UPME considera que una mejora en la calidad del GLP facilitará la recuperación de la imagen del producto y proveerá mejores condiciones para su mantenimiento y crecimiento en el mercado. Debe tenerse en cuenta que las quejas de calidad es uno de los motivos por los cuales los clientes abandonan el uso del GLP y pone a pensar a otros sobre la conveniencia de permanecer con ese servicio.

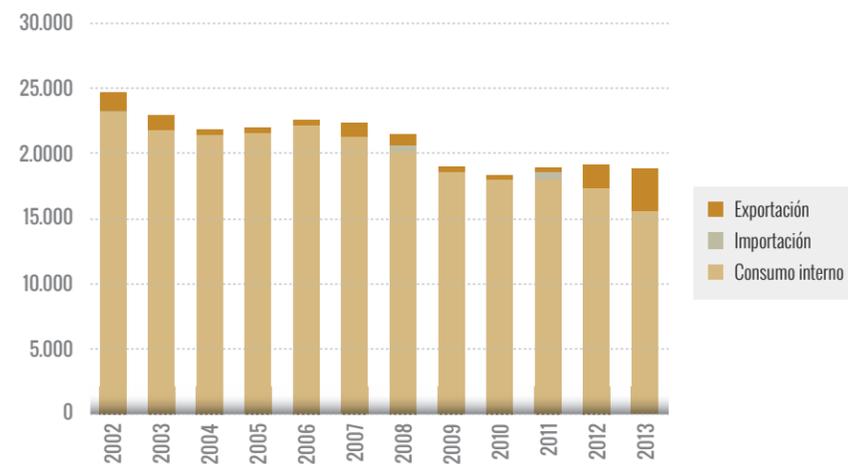
21 Reportes de calidad del SUI.

## 2.1.2 Importación

Las importaciones de GLP en los últimos 10 años han sido ocasionales y con el fin de atender contingencias de carácter operativo, como se mencionó anteriormente. Lo que ocurre actualmente y ante la disminución de la demanda es un aumento de las exportaciones tanto de propanos como de butanos.

La gráfica No 17 muestra el comportamiento de la oferta y comercio exterior alrededor de esta fuente energética, donde se confirma la nueva situación de disponibilidad del producto.

Gráfica 17. Producción e importación de GLP, BPD<sup>22</sup>



Fuente:SUI

## 2.1.3 Proyección de producción

A diferencia del gas natural donde los productores están obligados a reportar sus mejores pronósticos de producción, conocidas como “declaraciones de producción” y que tienen carácter obligante, lo cual brinda la posibilidad de tener unas proyecciones de oferta bastante cercanas a la realidad, en

<sup>22</sup> Producción reportada al SUI. Dato año 2013, corresponde al promedio de enero a agosto de 2013. Consumo SPD, corresponde al consumo como servicio público domiciliario.

el GLP se carece de dicha herramienta, de manera que los pronósticos de producción futura están ligados a las estimaciones que hagan los productores que, en el presente caso, gira en torno a las estimaciones de Ecopetrol dado el papel preponderante como productor de GLP a escala nacional.

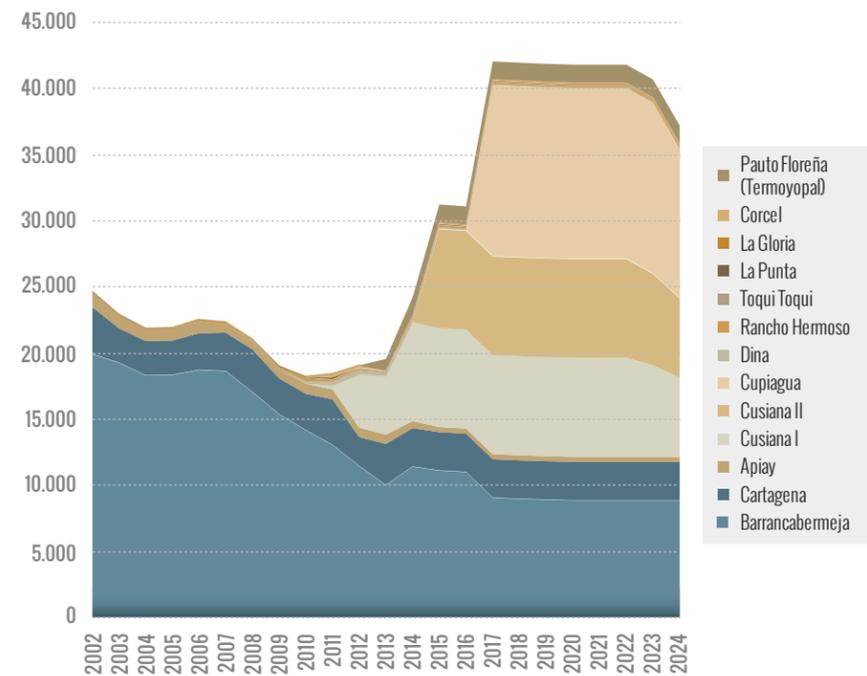
Según la información suministrada por Ecopetrol, Termoyopal, y otros oferentes, la expectativa de crecimiento de la producción de GLP para el corto y mediano plazo son importantes y en conjunto estiman que la mayor oferta interna se alcanzará hacia el 2017 con un volumen cercano a los 42.000 barriles día, con producción mayoritaria de los campos de producción de petróleo y gas natural.

Si bien las fuentes de producción tradicional caen de manera sostenida, en el 2017 se estabiliza su aporte en cerca de 13.000 barriles día y las mayores producciones favorecerán los campos de Cusiana y Cupiagua. Estos volúmenes proyectados corresponden al potencial máximo del que se podría disponer, el cual puede variar en la práctica dependiendo de las decisiones que se tomen al interior de las empresas.

Como se muestra en la gráfica No 18, se estima un cambio drástico en las fuentes de producción siguiendo el patrón de lo que ocurre a nivel internacional. Hoy, aproximadamente el 67% del GLP proviene de la refinación y el 33% restante del secado del gas natural. En caso que la producción de GLP de Cusiana y Cupiagua alcance los niveles esperados, se podrá llegar en 2017, a un 30% (por refinación) y un 70% (de campos). De igual forma, el GLP de la refinación de Barrancabermeja que anteriormente representaba el 81% del total nacional, se espera baje su participación al 21% a partir del año 2017.



**Gráfica 18. Proyección de volúmenes máximos disponibles por fuente de producción, BPD<sup>23</sup>.**



Fuente: SUI y Agentes

Lo anterior le representará al país una mejora en la calidad del GLP, por cuanto se reducirá considerablemente el contenido total de olefinas, el cual podría pasar de un promedio nacional del 25% en 2013 a un promedio nacional del 10% a partir del año 2017.

La producción de los campos Rancho Hermoso, Toqui Toqui, La Punta, La Gloria y Corcel se proyectó asumiendo para los próximos años un valor promedio al histórico reportado en el SUI. Esta producción representa aproximadamente el 3% del total nacional.

La reciente producción de GLP de Termoyopal como resultado del secado del gas natural que utilizan para la generación eléctrica, por su monto se ha convertido hasta la fecha en la producción más representativa de los productores diferentes de Ecopetrol.

23 Comunicación Ecopetrol: 5 de sep de 2013, Rad. No. 20131260035972. Comunicación Termoyopal: 5 de sep de 2013, Rad. No. 20131260036032. No incluye los volúmenes enviados a Propilco.

Según sus propias proyecciones, la termoeléctrica estima alcanzar un volumen de 1.322 BPD de GLP en los próximos años, teniendo en cuenta los contratos de suministro de gas en firme existentes a la fecha.

Es necesario aclarar que las estimaciones realizadas tanto por ECOPETROL como por UPME, no corresponden a una declaración de producción en firme ni a una intención formal de ECOPETROL de desarrollar los proyectos en las fechas planteadas, es un escenario de oferta con la mejor información disponible.

En lo concerniente a la calidad esperada de las distintas fuentes de producción, la tabla No 8 compendia los cálculos realizados utilizando la calidad de 2013 y efectuando un promedio ponderado.

Por su parte la tabla No 9 contiene la estimación de producción por fuente, sin incluir futuros descubrimientos de petróleo y gas provenientes de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, los cuales pueden eventualmente aumentar la oferta futura de este energético.

**Tabla 8. Calidad del GLP actual y proyectada, promedio nacional.**

Contenido	2013			2017	
	GLP Barranca	GLP Cartagena	GLP Cusiana	Prom. Nal. 2013	Prom. Nal. 2017
<b>Propanos, %</b>	19.2%	57.8%	50.7%	35.7%	44.6%
<b>Butanos, %</b>	79.0%	42.1%	46.9%	62.5%	53.3%
<b>Olefinas, %</b>	48.3%	6.4%	0.0%	25.7%	10.6%
<b>Diolefinas, %</b>	0.5%	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%
<b>Azufre, ppm</b>	103.86	9.09	0.00	54.43	22.45
<b>Densidad, kg/gal</b>	2.17	2.02	2.03	2.10	2.06

Fuente: Sui y cálculos propios

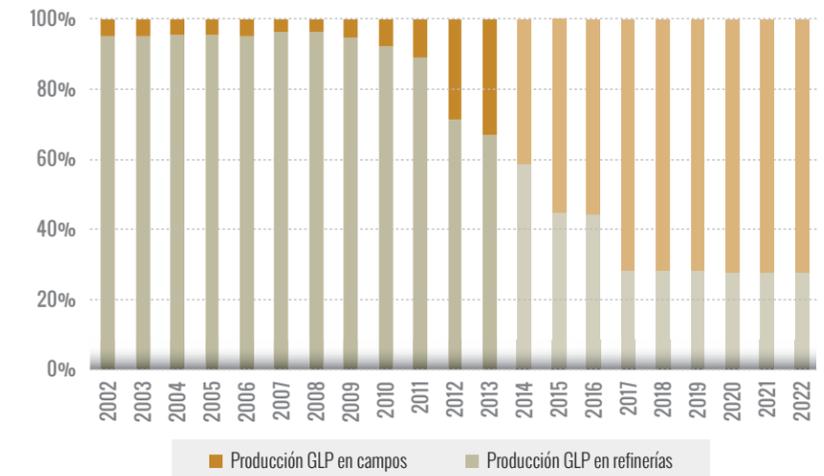
Tabla 9. Proyección volúmenes máximos disponibles de GLP por fuente de suministro, BPD

Año	Ecopetrol							Canacol	Interoil	Vetra	Perenco	Petrominerales	Termoyopal	Otros	Total
	Barranca	Cartagena	Apiay	Cusiana I	Cusiana II	Cupiagua	Dina								
	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	R. Herm.	Toqui T.	La Punta	La Gloria	Corcel	Pauto-Flor.	Product.	Producción
	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD	%	BPD
2014	11.388	2.893	540	7.500			203	136	18	59	28	172	1.322	7%	24.258
2015	11.089	2.893	391	7.500	7.500		160	136	18	59	28	172	1.322	6%	31.267
2016	10.977	2.893	391	7.500	7.500		126	136	18	59	28	172	1.326	6%	31.125
2017	9.031	2.893	391	7.500	7.500	12.937	99	136	18	59	28	172	1.322	4%	42.085
2018	8.951	2.893	391	7.500	7.500	12.937	77	136	18	59	28	172	1.322	4%	41.983
2019	8.884	2.893	391	7.500	7.500	12.937	59	136	18	59	28	172	1.322	4%	41.898
2020	8.831	2.893	391	7.500	7.500	12.937	45	136	18	59	28	172	1.322	4%	41.831
2021	8.831	2.893	391	7.500	7.500	12.937	45	136	18	59	28	172	1.322	4%	41.831
2022	8.831	2.893	391	7.500	7.500	12.937	45	136	18	59	28	172	1.322	4%	41.831
2023	8.831	2.893	391	6.942	6.942	12.937	45	136	18	59	28	172	1.322	4%	40.715
2024	8.831	2.893	391	6.005	6.005	11.326	45	136	18	59	28	172	1.322	5%	37.230

Fuente: Agentes productores

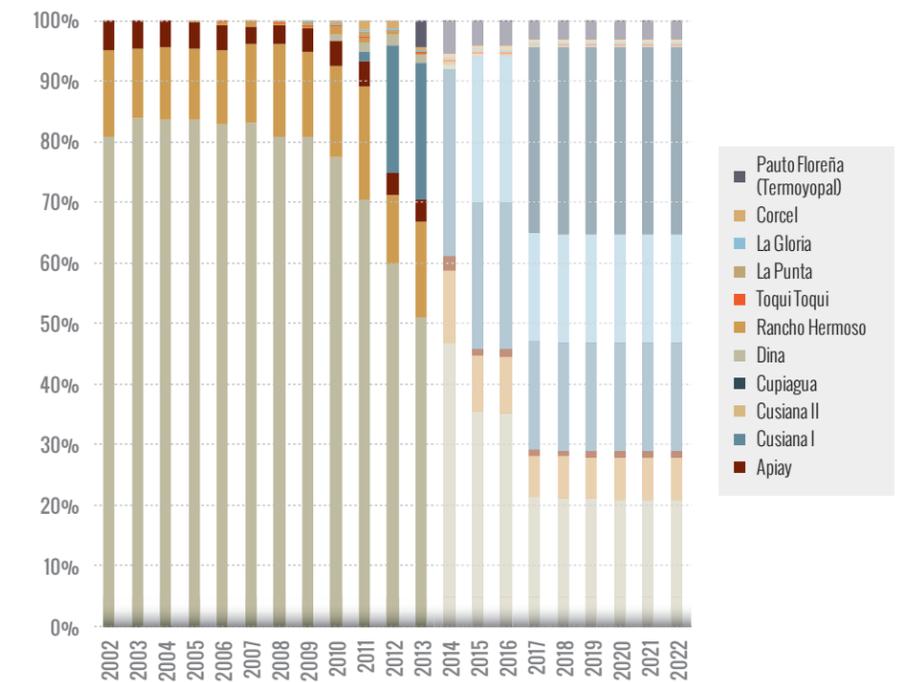
La grafica No 19 agrupa la información de oferta de GLP discriminada por tipo de origen, en tanto que la gráfica No 20, recoge las participaciones de cada una de las fuentes en el total de producción estimado en el mediano y largo plazo.

Gráfica 19. Distribución de la producción de GLP, según su origen



Fuente SUI y Agentes

Gráfica 20. Distribución de la producción de GLP por fuente de suministro



Fuente SUI y Agentes

## 2.2 DEMANDA

Históricamente, la demanda de GLP en Colombia había estado limitada por la oferta, situación en total cambio debido tanto al fuerte impacto que ha tenido la masificación del gas natural en la demanda de GLP, así como el reciente incremento de la oferta. A continuación, se presenta el comportamiento de la demanda en los últimos 10 años.

### 2.2.1 Consumo Interno

La demanda de GLP para uso en la residencias es utilizado particularmente para cocción de alimentos y calentamiento de agua, por su parte en el sector comercial para cocción y calor directo, en tanto que en la industria es usado para la producción de vapor, calor directo y locomoción, pero el mismo, ha estado en continuo descenso durante los últimos 10 años, especialmente debido a la penetración del gas natural y los altos precios, lo cual sugiere pérdida de competitividad frente a los sustitutos.

Es así como el consumo de GLP ha disminuido en promedio a una tasa de 3% anual, en el periodo 2002 y 2013, llegando en 2013<sup>24</sup> a una demanda de 15.587 BPD que equivalen a 63.3 GBTUD<sup>25</sup>, mientras que el consumo nacional de gas natural, en 2013, fue 1.090,7 GBTUD. Información presentada en grafica No 21.

Gráfica 21. Consumo Servicio público domiciliario de GLP<sup>26</sup>



Fuente: SUI Agentes

24 De enero a agosto de 2013.

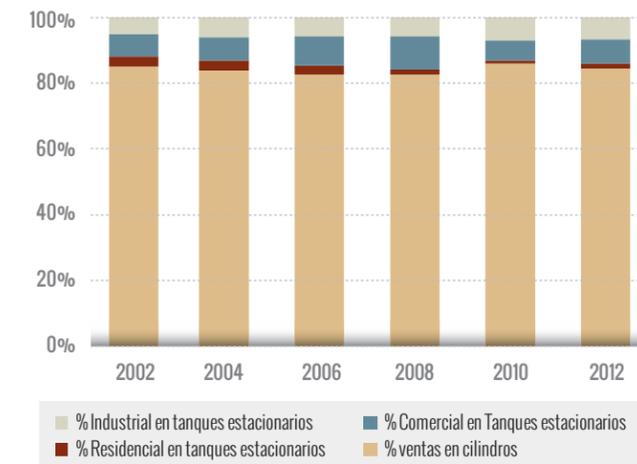
25 Se estima que este valor puede ser mayor debido al contrabando en zonas de frontera y a la producción de campos privados que no reportan al SUI.

26 La demanda del servicio público domiciliario (SPD) es entendida como las ventas reportadas por los Comercializadores Mayoristas (productores) al SUI. Es decir, la información reportada por Ecopetrol S.A., Asociados Marín Valencia S.A., Oil and Gas Energy S.A.S. E.S.P. y Turgas S.A. E.S.P.

Las entregas de GLP por modalidad de venta y/o sector no ha variado mucho durante los último diez años, pues las ventas en cilindros, en el año 2012, fueron el 85% del total del consumo, mientras que las ventas a tanques estacionarios fueron el 15% restante (7% en el sector industrial, 7% en el sector comercial y 1% en el sector residencial). El consumo en cilindros por su parte es mayoritariamente residencial, aunque también abastece los sectores comercial e industrial. Ver grafica No 22.

Indudablemente, las ventas en tanques estacionarios para el sector residencial vienen disminuyendo, debido a la sustitución por gas natural que cuenta con mayor aceptación dentro de los usuarios por comodidad, confiabilidad y precios entre otros factores. En lo que corresponde al sector comercial, se aprecia cierta volatilidad en la entregas vía tanques estacionarios y con la mayor regularidad en ventas se perciben las entregas al sector industrial.

Gráfica 22. Distribución del consumo por modalidad de venta<sup>27</sup>



Fuente: SUI

Según la información reportada por las empresas al Sistema Único de Información (SUI), el número promedio de cilindros vendidos mensualmente por departamento, durante los últimos dos años, ha sido en la mayoría de los casos menor y con contadas excepciones, en el último año se incrementaron las ventas como Chocó, Bolívar, Arauca, Putumayo.

27 Ventas de comercializadores mayoristas y distribuidores reportadas al SUI. Dentro de las ventas en cilindros se incluyen de manera global todos los sectores: residencial, comercial e industrial, ya que estos dos últimos también son atendidos a través de cilindros, aunque en menor proporción. A este respecto no se encuentra información discriminada.

Otros Departamento sobresalientes en el consumo en cilindros como Nariño y Cundinamarca, muestran una reducción importante que llama la atención debido a que dichas áreas aún no cuentan con redes de transporte para gas natural. En total la reducción alcanzó el 12.5%, destacándose, Valle con una disminución del 40.4%, seguido de Bogotá 30.5% y Antioquia con 18.4%. La tabla 10 y la gráfica No 23 presentan la evolución de estas estadísticas.

**Tabla 10. Ventas totales de cilindros por departamento, número de cilindros/mes<sup>28</sup>**

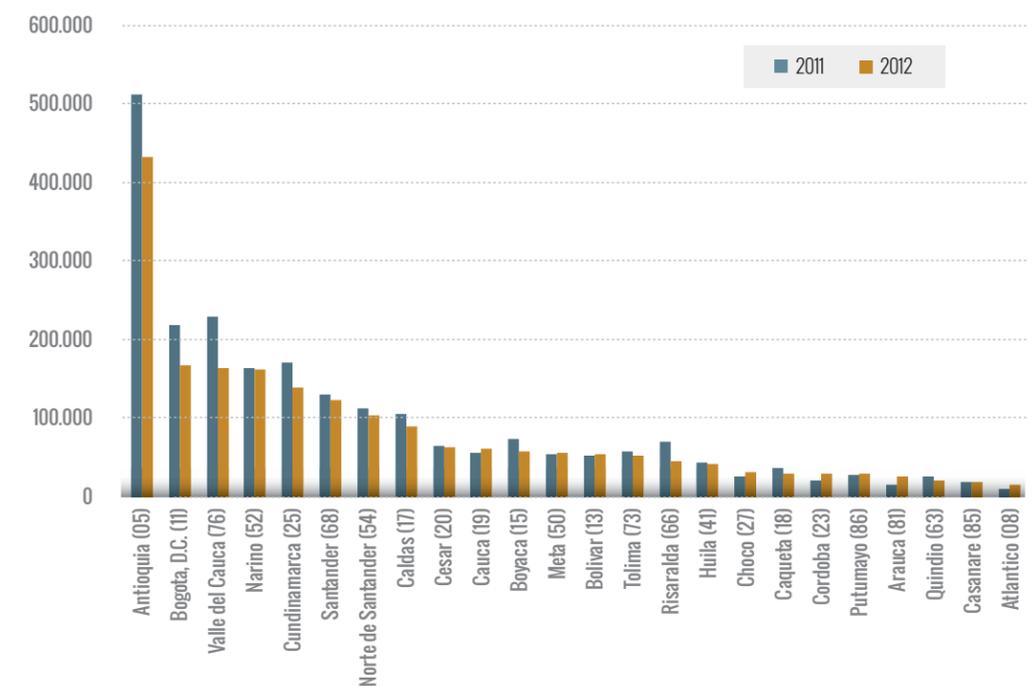
Departamento	2011 Cantidad (#Cil)/mes	2012 Cantidad (#Cil)/mes
ANTIOQUIA (05)	513.721	433.466
BOGOTA, D.C. (11)	218.999	167.486
VALLE DEL CAUCA (76)	229.942	163.939
NARINO (52)	164.556	163.036
CUNDINAMARCA (25)	170.832	139.557
SANTANDER (68)	131.279	124.505
NORTE DE SANTANDER (54)	112.761	104.679
CALDAS (17)	106.637	90.192
CESAR (20)	64.851	64.255
CAUCA (19)	56.785	62.802
BOYACA (15)	74.062	58.616
META (50)	54.804	56.700
BOLIVAR (13)	52.927	54.409
TOLIMA (73)	58.385	52.903
RISARALDA (66)	71.036	45.369
HUILA (41)	43.969	42.193
CHOCO (27)	27.079	32.177
CAQUETA (18)	36.450	30.878
CORDOBA (23)	22.024	29.660
PUTUMAYO (86)	28.465	29.371
ARAUCA (81)	15.775	25.754
QUINDIO (63)	26.502	21.391
CASANARE (85)	19.883	18.663
ATLANTICO (08)	11.295	15.520

28 Corresponde al número total de cilindros (de las diferentes nominaciones o tamaños) vendidos y reportados por las empresas al SUI.

Departamento	2011 Cantidad (#Cil)/mes	2012 Cantidad (#Cil)/mes
MAGDALENA (47)	17.662	12.555
SUCRE (70)	11.185	9.817
ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRES (88)	7.751	8.313
LA GUAJIRA (44)	4.698	2.941
GUAVIARE (95)	3.692	2.409
Otros (Amazonas, Guainía, Vichada)	1.076	984
<b>No. Cilindros</b>	<b>2.359.081</b>	<b>2.064.541</b>

Fuente: SUI

**Gráfica 23. Ventas totales de cilindros por departamento, número de cilindros/mes<sup>29</sup>**



Fuente: SUI

29 Ventas comercializadores minoristas reportadas al SUI. Cálculos UPME.

Los departamentos de mayor consumo de cilindros de GLP, son los más poblados como Antioquia, Nariño y Distrito Capital y aquellos ubicados al sur del país donde el gas natural todavía no ha sido ampliamente masificado (cobertura del 8%<sup>30</sup>), como son Nariño y Valle del Cauca. Este promedio de número de cilindros vendidos al mes en cada año, es utilizado para estimar de manera aproximada el número de usuarios de GLP en cilindros.

De esta forma, asumiendo por ejemplo un consumo de  $\frac{3}{4}$  de cilindro al mes por usuario, se tendría que durante el año 2011, el país tenía aproximadamente 3'145.000 usuarios de GLP en cilindros, y que en tan solo un año bajó a 2'752.000 usuarios. Es decir, que presuntamente este sector está perdiendo cerca de 393.000 usuarios de cilindros al año, que sumado a los usuarios de GLP en tanques estacionarios, arrojaría una cifra cercana al número de nuevos usuarios de Gas Natural (464.000 nuevos usuarios para el mismo periodo 2011-2012<sup>31</sup>).

Las ciudades de mayor consumo de cilindros de GLP son en su orden Bogotá, Medellín, Pasto, Cúcuta y Manizales. En estas cinco ciudades se concentra el 22% de las ventas totales de cilindros, participación que se redujo en tres puntos porcentuales entre 2011 y 2012, evidenciando el proceso de dispersión del mercado que vive el sector tras la pérdida de usuarios principalmente en los centros urbanos por la entrada del gas natural.

**Tabla 11. Ventas en principales municipios consumidores, número de cilindros/mes<sup>32</sup>.**

Municipio	2011 Cantidad (#Cil)/mes	2012 Cantidad (#Cil)/mes
BOGOTÁ, D.C. (11001)	218.999	167.486
MEDELLÍN (05001)	163.952	113.393
PASTO (52001)	104.034	79.977
CUCUTA (54001)	56.130	46.505
MANIZALES (17001)	58.058	40.669
SubTotal municipios	601.174	448.030
OTROS MUNICIPIOS	1.757.907	1.616.511
<b>Total país</b>	<b>2.359.081</b>	<b>2.064.541</b>

Fuente: SUI y Agentes

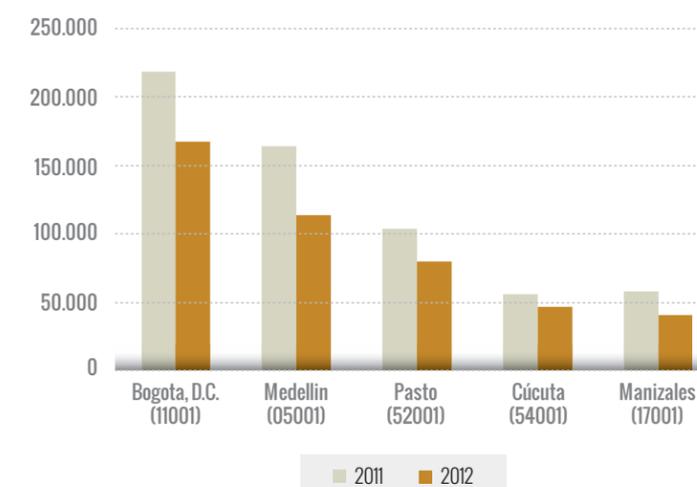
30 Gas Natural Fenosa, "Seminario de periodistas Naturgas", agosto de 2013.

31 "Informe del sector Gas Natural 2012", XIV Edición, Promigas.

32 Ventas comercializadores minoristas reportadas al SUI. Cálculos UPME.



**Gráfica 24. Ventas en principales municipios consumidores, número de cilindros/mes<sup>33</sup>.**

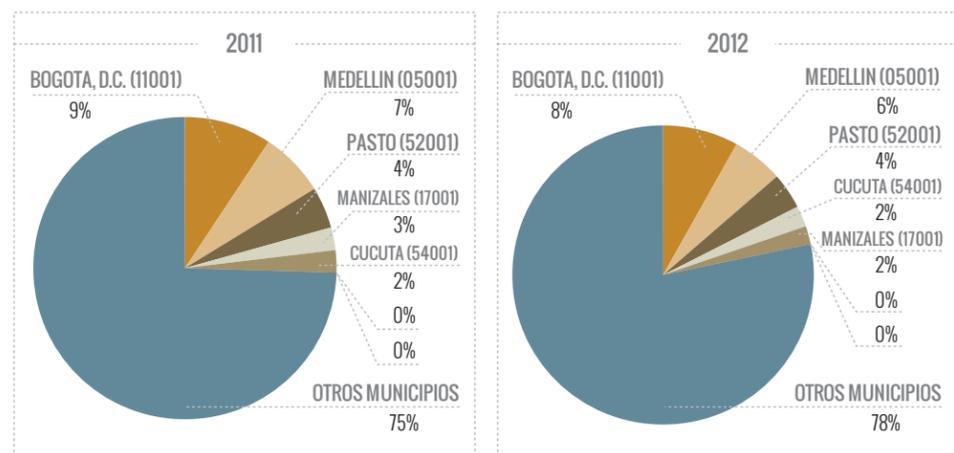


Fuente: Fuente: SUI y Agentes

Asimismo, en la medida en que se dispersan las ventas, la modalidad de comercialización de los cilindros también ha venido cambiando, pues en el año 2011 el 75% de las ventas se hacía en vehículos repartidores y el 25% a través de expendios. En el año 2012, las ventas en expendios se incrementaron al 28% y los departamentos con ventas de cilindros mayoritariamente a través de expendios son Cesar, Bolívar, Córdoba y Atlántico, departamentos ubicados en la región norte del país, donde la cobertura de gas natural es alta. La grafica No 25 presenta un comparativo de ventas por municipio de los dos últimos años.

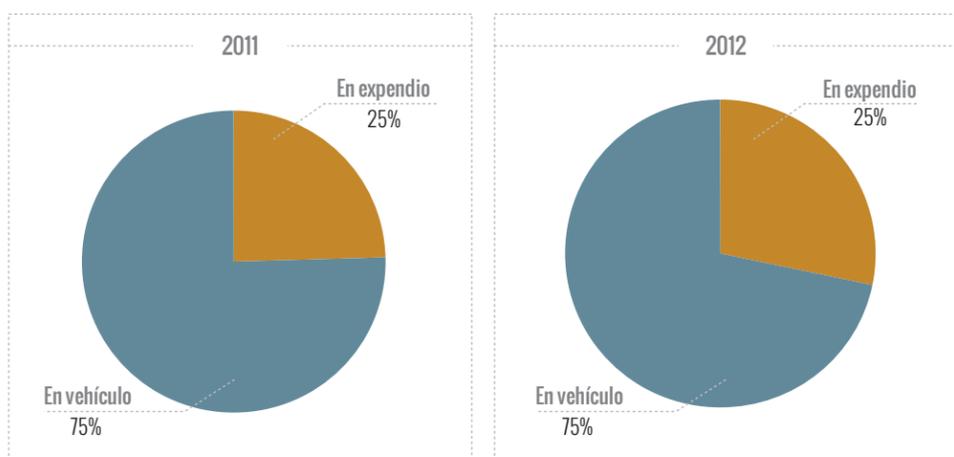
33 Ventas comercializadores minoristas reportadas al SUI. Cálculos UPME.

Gráfica 25. Distribución ventas de cilindros por municipio<sup>34</sup>.



Fuente: SUI

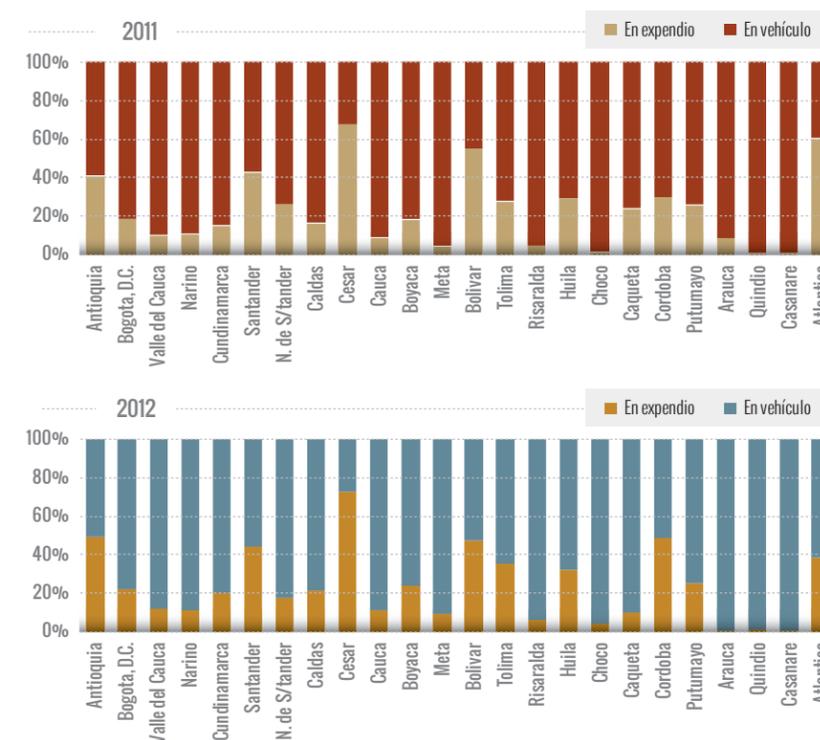
Gráfica 26. Distribución ventas de cilindros por modalidad de venta<sup>35</sup>.



Fuente: SUI

34 Ventas comercializadores minoristas reportadas al SUI. Cálculos UPME.  
35 Ventas comercializadores minoristas reportadas al SUI. Cálculos UPME.

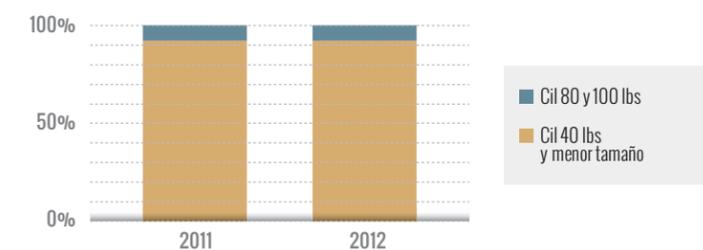
Gráfica 27. Distribución ventas de cilindros por modalidad de comercialización, por departamento<sup>36</sup>.



Fuente: SUI

En cuanto a las ventas por nominación o tamaño de los cilindros, el 90% de los cilindros vendidos en el país fueron de 40 libras o menor tamaño y 10% restante corresponde a las ventas de cilindros de 100 y 80 libras. Tal como se presenta en la gráfica No 28.

Gráfica 28. Distribución ventas de cilindros por nominación<sup>37</sup>.



Fuente: SUI

36 Ventas comercializadores minoristas reportadas al SUI.  
37 Ventas comercializadores minoristas reportadas al SUI.

En conclusión, las estadísticas relacionadas con las ventas de GLP en los últimos 10 años evidencian el cambio que ha sufrido el sector tras la masificación del gas natural, principalmente. Esto es: la disminución acumulada del consumo en un 27% (2002 – 2013), la pérdida de cerca de 4'000.000 de usuarios, la dispersión del mercado, y frente a estas nuevas condiciones, un incremento en las ventas de cilindros a través de expendios.

## 2.2.2 Exportaciones

Las exportaciones de GLP desde Cartagena, por parte de Ecopetrol, han venido en aumento en los últimos años, alcanzando un promedio de 3.132 BPD en el 2013 (correspondiente a los meses de enero a agosto). El GLP que se exporta proviene principalmente de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

El destino de estas exportaciones son primordialmente los siguientes países: República Dominicana, Costa Rica, Panamá, Puerto Rico, Estados Unidos y Barbados. Durante 2013, cerca del 80% de las exportaciones han sido a República Dominicana, el 10% a Costa Rica y el 8% a Panamá. Durante el año 2012, el 61% fueron a República Dominicana y el 33% a Panamá. La tabla No 12 presenta un resumen de las exportaciones.

Tabla 12. Exportaciones de GLP, BPD<sup>38</sup>

Año	Ref. Barranca	Ref. Cartagena	% Car.	Total
2002	0	1.508	100%	1.508
2003	0	1.121	100%	1.121
2004	0	446	100%	446
2005	0	358	100%	358
2006	0	350	100%	350
2007	0	1.041	100%	1.041
2008	0	830	100%	830
2009	105	330	76%	435
2010	50	166	77%	217
2011	0	457	100%	457
2012	732	947	56%	1.679
2013	410	2.722	87%	3.132

Fuente: SUJ

38 Exportaciones reportadas al SUJ.



En cuanto a lineamientos de política para el subsector de GLP, lo más reciente ha sido lo planteado en el Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014, del cual se extracta lo siguiente:

- “consolidar la reorganización empresarial, vía el esquema de marcas implementado, con el fortalecimiento del marco regulatorio y reglamentario que permita: i) promover la libre competencia en el suministro de GLP mediante el acceso de nuevos agentes y definir las obligaciones y responsabilidades en el suministro de GLP a través de la firma de contratos; ii) definir mecanismos para la protección de los usuarios de GLP como el establecimiento de un estatuto de racionamiento; y iii) establecer mecanismos de confiabilidad en la prestación del servicio.”
- “propiciar la armonización de los esquemas de promoción del uso del GLP y el GN de manera que se eliminen las distorsiones en los mecanismos de transmisión entre los costos y las señales de precios, propiciando una mayor eficiencia asignativa en el mercado de estos sustitutos. En este sentido se enfocarán esfuerzos en las siguientes líneas de acción: i) eliminar los subsidios para infraestructura de transporte y distribución de gas, otorgados a través de fondos nacionales y en este sentido eliminar el Fondo Especial de Cuota de Fomento-FECF en un plazo no mayor a 4 años; ii) permitir el uso de GLP como combustible para vehículos y expandir su uso en la industria petroquímica; iii) consolidar el esquema de marcas para la distribución y comercialización de GLP; y iv) desarrollar los mecanismos que permitan equiparar el esquema de solidaridad.”

Así, en materia de política energética lo que se ha planteado (a diferencia de lo sucedido en las últimas décadas) es promover de manera conjunta y armónica tanto al gas natural como al GLP. Al

respecto, el Ministerio de Minas y Energía mediante el Decreto 2195 de 2013 y la Resolución 90855 de 2013, implementó un programa piloto para la asignación de subsidios al consumo de GLP en cilindros. Los primeros subsidios se otorgarán a usuarios de GLP en estratos 1 y 2, de 15 municipios de los departamentos de Nariño, Putumayo y Caquetá, durante los meses de octubre a diciembre de 2013. Según los resultados que se obtengan de este programa piloto, se definirá la viabilidad y el mecanismo más eficiente para establecer este tipo de subsidios al consumo.

En cuanto a permitir el uso de GLP como combustible para vehículos y otros usos alternativos, se adelanta actualmente el proyecto de Ley 07 de 2012 de la Cámara de Representantes.

Por otra parte, el actual marco regulatorio definido por la CREG entre los años 2008 y 2011, ha estado alineado con los objetivos de consolidar el esquema de marcas y de promover la libre competencia en el suministro de GLP. Si bien se ha logrado avanzar en este sentido y, como se mencionaba en el capítulo anterior, han surgido nuevos productores diferentes de Ecopetrol que aportan cerca del 6% del GLP comercializado en el país, todavía falta aumentar dicha participación y materializar aspectos como el libre acceso a la infraestructura de transporte o de importación, en caso que se requiera.

De acuerdo con la situación actual del sector descrita en el capítulo anterior y buscando dar continuidad a los objetivos propuestos en el Plan Nacional de Desarrollo (2010 – 2014), para el próximo periodo 2014 – 2018, los lineamientos de política que se podrían plantear serían:

- Reglamentar e implementar el uso de GLP como combustible para vehículos, procurando garantizar la seguridad y calidad de las conversiones, así como optimizar los beneficios ambientales y económicos esperados.
- Aprovechar la disponibilidad de GLP y sus ventajas técnicas, económicas y ambientales, para su consumo en generación eléctrica a pequeña y gran escala.
- Definir prioridades de uso a ser atendidas con la oferta nacional, con el fin de maximizar los beneficios económicos, ambientales y sociales.
- Definir estándares de calidad del producto apropiados para los diferentes usos y para las condiciones climáticas y geográficas de las diferentes regiones del país, con el fin de optimizar la eficiencia y beneficios ambientales durante su consumo.
- Promover la competencia y la entrada de nuevos agentes en el suministro de GLP.

- Definir el esquema de agentes responsables de la confiabilidad en la prestación del servicio, así como la viabilidad o no de implantar un cargo por confiabilidad.
- Fortalecer el control y la supervisión de las actividades de distribución y comercialización minorista.
- Eliminar las asimetrías entre el GLP y el gas natural en lo referente a subsidios al consumo y a la inversión en infraestructura.
- Promover la readecuación e inversión en infraestructura de transporte y almacenamiento, según los requerimientos que demande la ubicación de las nuevas fuentes de suministro y de los nuevos sectores de consumo. Corregir de manera eficiente casos tanto de subutilización de la infraestructura existente como de ausencia de la misma en otros puntos. Los nuevos proyectos que se ejecuten deberán prever y minimizar el respectivo impacto ambiental y social.





# REGULACIÓN

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. Estos cambios fueron el resultado de estudios, análisis y procesos de consultas de la CREG con la industria, los cuales principalmente evidenciaron la necesidad de adaptación en forma gradual tanto de la regulación como de los agentes a una nueva realidad de mercado.

Esta nueva regulación tiene como base los nuevos reglamentos de distribución y comercialización minorista (Resolución CREG 023 de 2008), de Comercialización Mayorista (Resolución CREG 053 de 2011) y de Transporte (Resolución CREG 092 de 2009).

Este marco regulatorio se ha caracterizado por establecer el nuevo esquema de marcas en los cilindros<sup>39</sup> buscando la entrada de nuevos agentes en el suministro y transporte por ductos. Pasados ya cinco años desde su entrada en vigencia, y frente a las expectativas que se tienen de crecimiento de la oferta, la revisión de la actual regulación surge como un reto importante para el país.

39 Establecido por la Ley 1151 de 2007.

A continuación, la tabla No 13 presenta un resumen de la regulación actual y se exponen algunas recomendaciones, teniendo en cuenta los cambios que se han observado en los últimos años y los esperados para el corto y mediano plazo.

Tabla 13. Resumen marco regulatorio

Actividad	Organización de la industria	Tarifas	Calidad del servicio	Reglamentos técnicos Ministerio de Minas y Energía
<b>Comercialización Mayorista</b>	Reglamento de comercialización mayorista Res. CREG 053 de 2011 Res. CREG 108 de 2011 Integración vertical de las actividades; Res. CREG 087 de 2008 (en consulta)	Fórmula tarifaria Res. CREG 180 de 2009 Precio de suministro (G) Res. CREG 066 de 2007 Res. CREG 059 de 2008 Res. CREG 002 de 2009 Res. CREG 123 de 2010 Res. CREG 095 de 2011		
<b>Almacenamiento</b>		Res. CREG 024 de 2008		Reglamento almacenamiento San Andrés: Res. 180693 y 180323 de 2011
<b>Transporte</b>	Transporte; Res. CREG 092 de 2009	Cargo máximo por transporte por ductos (T) Res. CREG 122 de 2008 Res. CREG 016 de 2010 Res. CREG 099 de 2010		
<b>Distribución y Comercialización Minorista</b>	Reglamento distribución y comercialización minorista: Res. CREG 023 de 2008 Res. CREG 165 de 2008 Res. CREG 177 de 2011  Periodo de transición cambio de cilindros universales a marcados: Res. CREG 045 de 2008 Res. CREG 98 de 2008 Res. CREG 164 de 2008 Res. CREG 78 de 2009 Res. CREG 017 de 2010 Res. CREG 147 de 2010 Res. CREG 178 de 2011 Res. CREG 019 de 2012 Res. CREG 098 de 2012  Código de distribución de gas por redes: Res. CREG 067 de 1995 Res. CREG 057 de 1996 Res. CREG 059 de 2012	Cargo de distribución y comercialización minorista (D y C) Res. CREG 001 de 2009  Cargo de distribución de GLP por red Res. CREG 103 de 2010 Res. CREG 011 de 2003 Res. CREG 137 y 138 de 2013 Res. CREG 045 de 2002 Res. CREG 069 de 2006  Precios regulados archipiélago de San Andrés Res. CREG 181 de 2009 Res. CREG 050 de 2009 Res. CREG 092 de 2009 Res. CREG 049 de 2011 Res. CREG 176 de 2011 Res. CREG 004 de 2010	Indicadores de calidad del servicio público domiciliario de GLP: Res. CREG 070 de 2013 (en consulta)  Indicadores de calidad distribución de GLP por redes Res. CREG 100 de 2003	Reglamento técnico de marcación de cilindros Resolución 18 0196 de 2006 y sus modificaciones  Reglamento técnico de Plantas de envasado: Resolución 180581 de 2008 y sus modificaciones  Reglamento Depósitos, expendios y puntos de venta: Res. 180780 y 181924 de 2011 (en consulta)

## 4.1 CADENA DE COMERCIALIZACIÓN

El actual marco regulatorio redefinió e instauró cambios importantes en la cadena de comercialización de GLP, los cuales incluyeron las siguientes modificaciones:

- Redefinición del Comercializador Mayorista, agrupando en esta denominación al anterior Gran Comercializador y a los anteriores Comercializadores Mayoristas (Almacenadores). Apertura explícita para la entrada de comercializadores mayoristas que no tengan infraestructura o facilidades de producción de GLP (comercializadores puros).
- Separación de responsabilidades para el transportador y creación del servicio de transporte por ductos, con reglas de acceso a la infraestructura.
- Establecimiento del mecanismo de Oferta Pública de Cantidades para el suministro a precio regulado<sup>40</sup>, con el ánimo de proteger la competencia en las actividades de Distribución y Comercialización Minorista y de brindar igualdad de oportunidades de compra de GLP para los interesados.
- Redefinición del rol de los agentes almacenadores (antes denominados comercializadores mayoristas).
- Formalización de la figura del Comercializador Minorista como empresa de servicios públicos domiciliarios, la cual se había venido dando en la práctica bajo el nombre de “fleteros”, pero que no estaba reglamentada como tal. Al crear esta figura se buscó formalizar este eslabón de la cadena y por ende, mejorar la seguridad y calidad en la prestación del servicio.
- Eliminación de la exigencia a los Comercializadores Mayoristas (Almacenadores) y a los Distribuidores de contar con una capacidad mínima de almacenamiento del 25% y 20% del volumen mensual manejado, respectivamente<sup>41</sup>.
- Estableció el esquema de responsabilidad de marca en los cilindros, pasando de un parque universal propiedad de los usuarios, a cilindros marcados propiedad de cada distribuidor.
- Establecimiento de la obligación de suscribir contratos entre agentes, principalmente entre comercializadores mayoristas y distribuidores, así como entre transportador por ductos y remitentes

<sup>40</sup> El GLP a precio regulado corresponde al proveniente de fuentes de producción donde Ecopetrol sea mayoritariamente el beneficiario de la comercialización de este producto. Los usuarios no regulados (con consumos superiores a 100 MBTU/día o aproximadamente 30.000 gal/mes) pueden adquirir GLP de cualquier fuente de producción a precio libre.

<sup>41</sup> Resolución CREG 074 de 1996.

Gráfica 30. Cadena de Comercialización del GLP



Fuente: Estudio COSENIT 2013

La gráfica No. 30 presenta de una manera esquemática el nuevo marco. Esta nueva estructura implicó igualmente el ajuste de las fórmulas tarifarias, estableciéndose fórmulas tarifarias de GLP a usuarios regulados, de acuerdo con la forma de prestación del servicio al usuario, con un cambio importante en términos tarifarios que surge de la valoración del costo, el cual se expresa ahora en unidades de masa (\$/kg).

Así mismo, el precio del producto depende de la fuente de producción y la metodología de cálculo, conceptualmente refleja una señal intermedia del costo de oportunidad entre una condición de paridad importación (aplicable en casos en que un mercado no es autosuficiente y requiere de importaciones de producto para abastecer la demanda) y una condición de paridad exportación (aplicable en condiciones de exceso de oferta)

No obstante, el precio en Colombia sería el mismo precio del mercado internacional descontando los costos de embarque y transporte entre el puerto de exportación y el interior del país, con lo cual tendería a parecerse a un precio de paridad exportación, sin embargo, al no descontar los costos

de transporte entre el mercado de referencia (Mont Belvieu) y el puerto colombiano, el precio en Colombia no refleja precisamente la equivalencia en ingreso para un productor que decidiera llevar el producto para la venta en el mercado internacional.

Teniendo en cuenta que no existe a la fecha un cargo de transporte regulado para el tramo Pozos Colorados-Barrancabermeja y se utiliza (según la regulación), el valor del transporte terrestre entre Barrancabermeja y Cartagena igual a \$216.25/kilogramo (en pesos de febrero de 2008), el precio máximo para el GLP producido en Barrancabermeja, Apiay, Cusiana, Dina y Gigante no es indiferente si se lleva al mercado externo o se vende internamente.

En el caso de Cartagena, la fórmula para remunerar el GLP allí producido, también refleja una señal de costo de oportunidad intermedia entre unas condiciones de escasez y abundancia. Otras fuentes de producción distintas a las anteriores, gozan de precio libre sin sujeción a topes máximos, bajo el régimen de libertad vigilada. En el momento que la producción de alguno de las fuentes indicadas anteriormente sea comercializada por un agente diferente a Ecopetrol, los precios se regirán por el esquema de libertad vigilada. En la tabla No 14 se relacionan las obligaciones más importantes de cada uno de los agentes.

**Tabla 14. Definición agentes de la Cadena de Comercialización**

Agente	Definición y algunas Obligaciones
<b>Comercializador mayorista</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Empresas de Servicios Públicos, que comercializan el GLP al por mayor y a granel, producido y/o importado directamente o por terceros, a distribuidores de GLP, otros comercializadores mayoristas y usuarios no regulados.</li> <li>Antes de asumir compromisos de exportación, dar prioridad al mercado mayorista de GLP interno.</li> <li>La venta de GLP con precio regulado, la deberán hacer los comercializadores mayoristas a través de una OPC (Oferta Pública de cantidades).</li> <li>Los usuarios no regulados podrán adquirir el GLP a través de OPC o negociando libremente el precio y las condiciones de entrega con el comercializador mayorista, o directamente a través del distribuidor.</li> <li>En caso que lo ofertado para la compra supere al total ofertado para la venta en las diferentes fuentes de suministro, el comercializador podrá completar las cantidades con GLP importado por él mismo, o en caso de no hacerlo deberá facilitar el acceso a los interesados a dichas instalaciones.</li> <li>Tiene la obligación de firmar contratos de suministro.</li> </ul>

Agente	Definición y algunas Obligaciones
<b>Transportador</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es obligación de los propietarios y/o operadores de los sistemas de transporte permitir el libre acceso de otros agentes a tales bienes, mediante el pago de los cargos por uso.<sup>42</sup></li> <li>Respaldar físicamente la entrega continua de GLP pactada contractualmente en los puntos de entrega a través de la capacidad de transporte y/o almacenamiento.</li> <li>Celebrar contratos escritos de transporte con los remitentes o realizar una declaración de capacidad comprometida de transporte.</li> </ul>
<b>Distribuidor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Empresa de servicios públicos domiciliarios encargada de la compra de GLP a los comercializadores mayoristas, flete desde los puntos de salida del sistema de transporte hasta la planta de envasado, envasado de los cilindros marcados, y el flete para la entrega del producto al usuario final.</li> <li>Cilindros marcados, propiedad del distribuidor.</li> <li>No debe recibir, tener o transportar cilindros de propiedad de otra empresa.</li> <li>Un Distribuidor puede tener varias marcas.</li> <li>Celebrar contratos de exclusividad con el Comercializador Minorista, en caso de no hacer directamente esta actividad.</li> <li>Devolver el depósito de garantía al usuario al finalizar el uso y tenencia del cilindro</li> <li>Cumplir la normatividad técnica.</li> </ul>
<b>Comercializador minorista</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Empresa de servicios públicos domiciliarios encargada de la entrega de GLP en cilindros directamente al domicilio del usuario final o a través de expendios.</li> <li>Firmar contratos de suministro con exclusividad con un distribuidor.</li> <li>No debe comercializar, recibir ni retener cilindros de otros distribuidores.</li> <li>Devolver el depósito de garantía al usuario al finalizar el uso y tenencia del cilindro.</li> <li>Cumplir la normatividad técnica.</li> </ul>
<b>Usuario no regulado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Usuarios con consumo superior a 100 MBTU/día (30.000 gal/mes aproximadamente), o empresa de generación de energía eléctrica con GLP en áreas de servicio exclusivo.</li> <li>Los usuarios no regulados podrán adquirir el GLP a través de OPC o negociando libremente el precio y las condiciones de entrega con el comercializador mayorista, o directamente a través del distribuidor.</li> <li>El usuario no regulado podría negociar sus excedentes siempre y cuando se constituya como comercializador mayorista.</li> </ul>
<b>Usuario</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consumidor de GLP en los sectores residencial, comercial e industrial.</li> <li>Son atendidos por Distribuidores directamente en su domicilio o a través de puntos de venta, o por comercializadores minoristas directamente en el lugar de consumo o a través de expendios.</li> <li>No entregar el cilindro a nadie distinto del comercializador minorista con quien tiene el contrato de prestación del servicio.</li> </ul>

<sup>42</sup> Este aspecto no se ha dado en la práctica.

Así las cosas, la intención del regulador fue formalizar el sector (en especial los últimos eslabones de la cadena) y fomentar la competencia en las actividades de suministro y transporte por ductos, permitiendo el libre acceso a las instalaciones, viabilizando la entrada de nuevos oferentes y garantizando mediante las Ofertas Públicas de Cantidades (OPC) el acceso al producto por parte de otros comercializadores mayoristas y distribuidores bajo igualdad de condiciones.

Durante la implementación paulatina del actual marco regulatorio, se han observado cambios significativos en la organización o estructura del sector y en las diferentes actividades de comercialización. La producción de GLP se ha diversificado, tanto en oferente como en fuente de suministro. Aproximadamente, el 6% de la oferta nacional la están aportando productores diferentes de Ecopetrol, y el GLP proveniente de la Refinería de Barrancabermeja ya no es el 84% del total sino el 60%.

Dado que la infraestructura actual de transporte consiste únicamente en unir a la Refinería de Barrancabermeja con algunos centros de consumo, y el “libre acceso” a la red de transporte de Cenit (antes de Ecopetrol) no se ha materializado a la fecha, principalmente por no haberse requerido y dado que los nuevos centros de producción están ubicados principalmente en los Llanos Orientales, se requiere evaluar la posibilidad de interconectar los nuevos centros de producción con el interior del país, bajo la consideración que la mayor demanda por sus nuevos usos deberá estar localizada en esta región.

En cuanto a los esquemas de comercialización mayorista, la regulación consideró que la situación de oferta estaría enmarcada en un escenario en el cual Ecopetrol continuaría siendo el comercializador mayorista dominante y por ende el agente con la mayor responsabilidad en términos de abastecimiento de la demanda. Por tanto, se consideró la aplicación de esquemas neutrales y objetivos de asignación de la producción disponible de GLP e introdujo el mecanismo de ofertas públicas de cantidades (OPC), mecanismo que tuvo por objetivos los siguientes:

- Neutralidad en la asignación del GLP.
- Transparencia en la divulgación de resultados.
- Eficiencia considerando la disponibilidad a pagar de la demanda.
- Eliminar barreras de acceso al producto.

Los mecanismos de OPC son obligatorios para la comercialización de GLP proveniente de fuentes sujetas al esquema de precios máximos regulados, con lo cual prácticamente son aplicables únicamente a la producción que comercializa Ecopetrol. La regulación de precios del GLP se ha enfocado en función de la participación de mercado de los comercializadores mayoristas.

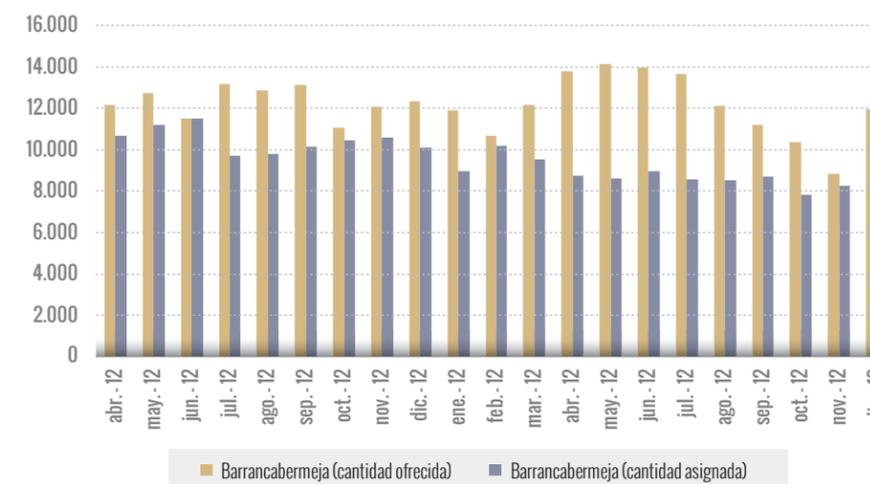
Es importante indicar que, el plazo de los contratos es de hasta 6 meses (cuando hay abundancia de GLP) y de 3 meses (cuando hay escasez), no obstante estos plazos de contratación lucen cortos teniendo en cuenta las perspectivas de diseño de estrategia comercial de los compradores

En cuanto a las OPC se cumplió ampliamente el objetivo de garantizar igualdad en las condiciones de compra de GLP a precio regulado a los diferentes comercializadores mayoristas y distribuidores interesados. En estos dos últimos años, después de emitido el Reglamento de Comercialización Mayorista (Resolución CREG 053 de 2011), Ecopetrol ha efectuado nueve OPC, en las cuales ha ofertado los volúmenes disponibles de las diferentes fuentes de producción con precio regulado (Barrancabermeja, Cartagena, Apiay, Dina y Cusiana).

En la práctica las ofertas de compra (cantidades asignadas) para una fuente de suministro dada, en especial en los últimos meses, han estado por debajo de la cantidad ofrecida para la venta. De esta forma, frente al actual panorama de excedentes en la oferta, en las principales fuentes de suministro (Cusiana, Cartagena y Barrancabermeja) las OPC como mecanismo imparcial de asignación de cantidades, perdió protagonismo y el mecanismo es casi innecesario.

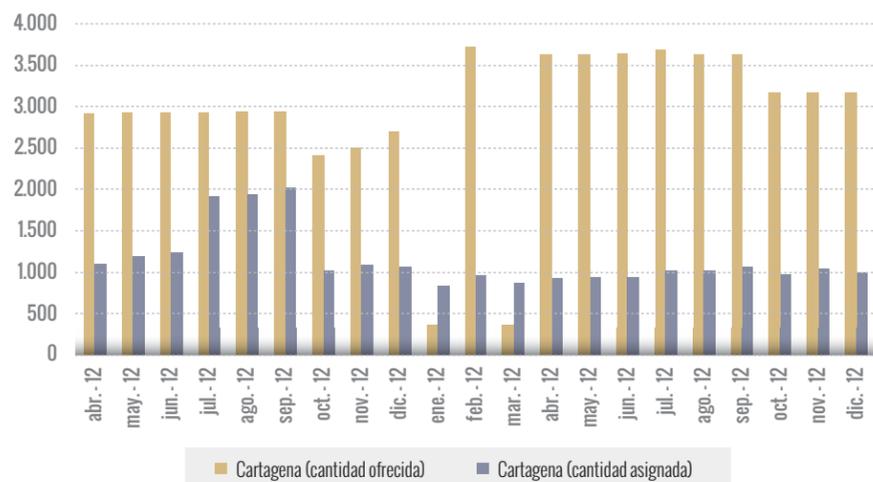
Como se aprecia en la gráfica No 31 en los últimos 18 meses las ofertas de la producción en Barrancabermeja ha superado las cantidades asignadas, situación que se repite con la oferta de la refinería de Cartagena y del campo Cusiana, ver graficas No 32 y 33.

Gráfica 31. Resultados OPC, Barrancabermeja, BPD



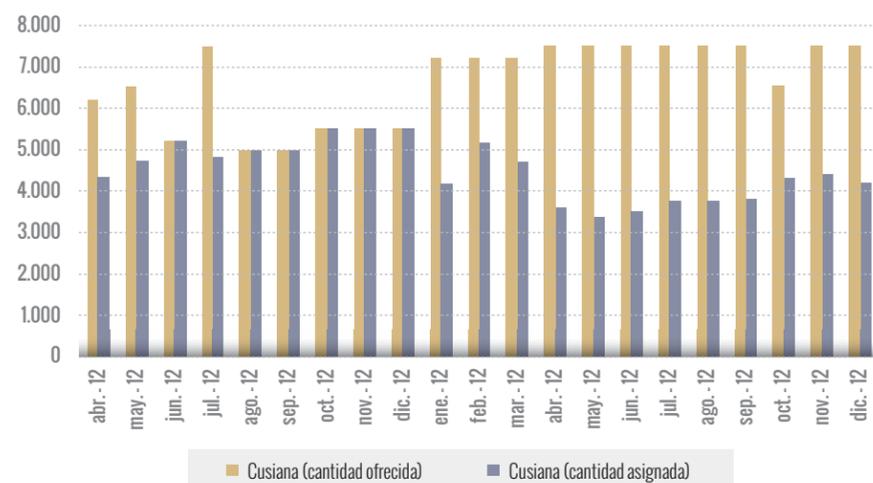
Fuente: ECOPELROL

Gráfica 32. Resultados OPC, Cartagena, BPD



Fuente: ECOPELROL

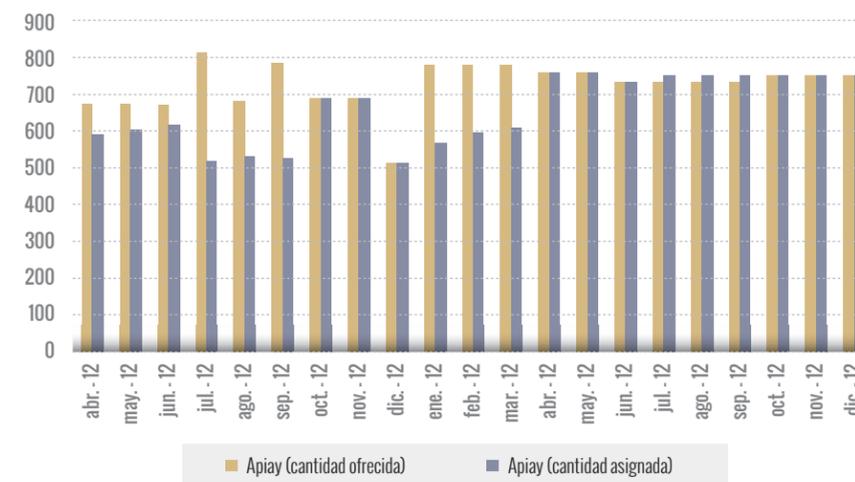
Gráfica 33. Resultados OPC, Cusiana, BPD



Fuente: ECOPELROL

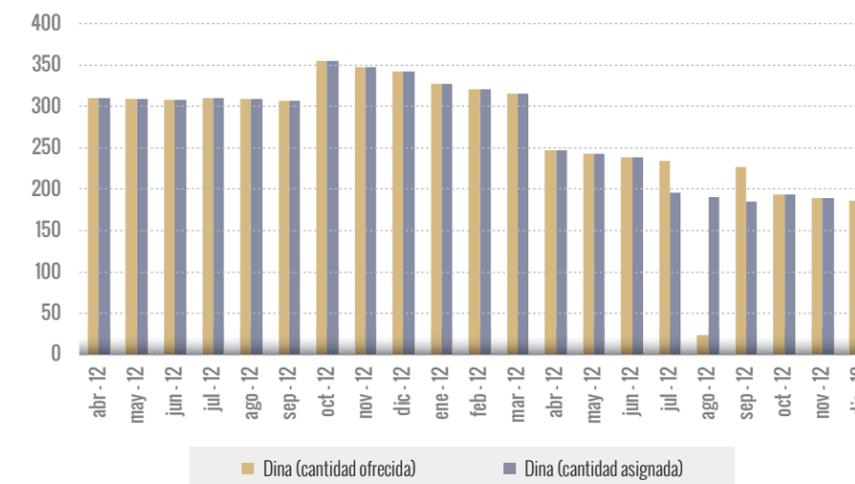
En el caso de las OPC de Apiay y Dina la situación ha sido un tanto distinta, circunstancia que puede ser atribuida a los volúmenes ofrecidos y la localización de la oferta. Ver graficas 34 y 35.

Gráfica 34. Resultados OPC, Apiay, BPD



Fuente: ECOPELROL

Gráfica 35. Resultados OPC, Dina, BPD



En el caso de los usuarios no regulados, estos tienen el derecho de clasificarse como tal y de elegir libremente la forma de comprar el producto, bien sea en el mercado mayorista de GLP, en una OPC o a través de negociaciones bilaterales libres con comercializadores mayoristas, o directamente a través del distribuidor que lo atiende.

Es importante también indicar que los usuarios no regulados pueden autorizar a un comercializador mayorista para que participe en una OPC y adquiera el GLP que requiere para atender su consumo, en cuyo caso si bien el precio acordado entre las partes puede ser libre, tiene un valor máximo correspondiente con el precio regulado para la fuente de donde proviene dicho producto.

En la atención de los usuarios no regulados, las resoluciones no son muy explícitas en indicar si los comercializadores mayoristas pueden realizar negociaciones bilaterales antes de abrir una OPC, o si deben primero agotar la OPC y negociar las cantidades que no fueran asignadas de manera bilateral con los usuarios no regulados.

En lo relacionado con márgenes de comercialización, la regulación de manera expresa diseñó la figura del comercializador mayorista pensando que además de los productores/refinadores de GLP pudieran aparecer en el mercado comercializadores puros que se dedicaran a esta actividad. No obstante, las fórmulas tarifarias y de remuneración del producto, no incluyen incentivo económico para el desarrollo de este negocio.



Es decir, un agente que no tenga activos de producción de GLP compraría el producto (en OPC de fuentes con precio regulado) a otros comercializadores mayoristas pero la reventa del mismo está limitada al valor máximo regulado y por tanto no habría espacio para un margen de intermediación. Lo mismo sucede en el caso de una importación, esto es, un agente que decida importar GLP no tiene espacio para incluir un margen de comercialización que remunere dicha actividad (riesgos, costos y contratos de acceso a producto e infraestructura) ya que si bien el precio de GLP importado puede ser libre, en el mercado local el precio de referencia no incluye este tipo de márgenes.



De otra parte, el rol del almacenamiento como actividad de la cadena de prestación del servicio de GLP, fue modificado de manera sustancial con el nuevo esquema regulatorio. La infraestructura de almacenamiento ubicada en las terminales de los sistemas de transporte de GLP por ductos (poliductos y propanoductos) fue construida por los comercializadores mayoristas (según la denominación del esquema anterior) y remunerada en el margen de esta actividad.

En ese momento se exigió a estos agentes mantener disponible un almacenamiento equivalente al 25% de su demanda mensual de GLP sin embargo como se indicó anteriormente, esto pretendía abordar el tema de la confiabilidad del servicio con lo cual se pensó que al contar con almacenamiento habría inventarios suficientes (7 a 8 días) para superar eventuales interrupciones de la producción de GLP en las refinerías y problemas técnicos u operativas de los sistemas de transporte.

Sin embargo, esta responsabilidad de continuidad no puede ser asumida completamente por el agente almacenador porque no tiene herramientas para gestionarlo, es decir, este agente no controla los procesos de producción ni los de transporte como para programar una acumulación de inventarios. Además, en el margen de comercialización mayorista no se incluyó el costo financiero del capital de trabajo del producto almacenado, es decir, para que el inventario esté disponible, no solo se requiere la capacidad, también se requiere tener el GLP allí almacenado.

Con base en lo anterior, se modificó tanto el rol del almacenamiento en la cadena como la asignación de la responsabilidad de continuidad en el suministro. En otras palabras, la infraestructura de almacenamiento existente quedaría al servicio de los responsables de la continuidad y por tanto ellos deberían encargarse de su remuneración, con lo cual este concepto se eliminó de la fórmula que define las tarifas que se cobran a los usuarios finales (como componente independiente).



Así las cosas, la remuneración de la infraestructura pasó a estar incluida en el precio del producto (remuneración del productor/refinador) y en los cargos de transporte por ductos, a través de una tarifa negociada libremente entre estos agentes con los propietarios del almacenamiento de acuerdo con las necesidades particulares de confiabilidad del suministro.

Es claro que productores cuentan con almacenamientos operativos en sus sitios de producción del GLP (refinerías y campos), pero estos son diseñados en función de la producción. Por ello es conveniente revisar si es necesario contar con almacenamientos adicionales, los cuales no se están remunerando en la estructura tarifaria y que hagan factible la continuidad en el servicio.

En lo correspondiente al transporte por ductos, el servicio fue sujeto de cambios relevantes. En primer lugar, se definió como una actividad independiente de la producción (a pesar de que la propiedad de los activos se encuentra en cabeza del mismo productor/refinador con mayor participación de mercado). Adicionalmente, se definió una metodología específica para determinar las tarifas de este servicio.

Hay que recordar que la actividad de transporte de GLP por ductos es un monopolio natural razón por la cual se hace necesario garantizar el libre acceso a esta infraestructura con el fin de promover efectivamente la libre competencia en otras actividades de la cadena de prestación del servicio en beneficio de los usuarios.

Así la regulación estableció cargos máximos regulados para el transporte de GLP por ductos de propiedad de Ecopetrol (hoy de la filial Cenit) y los comercializadores o distribuidores que requieran servicios de transporte para atender el mercado de usuarios regulados, y los usuarios no regulados,

pueden convenir libremente con el transportador los cargos por servicios de transporte, aunque en cualquier caso aplican los topes máximos aprobados por la CREG

En cuanto a la actividad de distribución, es de recordar que los agentes atendían directamente los usuarios, después de envasar sus cilindros en una planta y entregarlos a los destinatarios finales. Sin embargo, ahora el distribuidor decidió tercerizar o subcontratar la labor de entrega de los cilindros al usuario final, quienes asumen los costos e inversiones asociadas al transporte de dichos cilindros y pareciera que son los responsables de atender al usuario final.

Al mismo tiempo, la regulación tomó la decisión de separar de manera explícita las actividades de distribución y comercialización. En paralelo, estableció el esquema de marcas y de esta manera un comercializador podría acceder a la infraestructura de envasado para efectos de adquirir los cilindros y de esta manera participar en la actividad de venta de GLP a usuario final. Así, un distribuidor con activos de envasado también puede participar como comercializador y a su vez puede tener contratos con varios comercializadores para la venta de los cilindros de su propiedad.

Por su parte, los comercializadores minoristas tienen una relación de exclusividad con los distribuidores. dada la implementación del esquema de marcas, la separación de las actividades de distribución (envasado) y comercialización de GLP, donde no se debe generar pérdida de responsabilidades, es decir, la distribución de cilindros con marca de propiedad de un distribuidor específico, la venta de los mismos y la responsabilidad asociada a la calidad del producto, se mantiene en cabeza del mismo dueño de la marca y del cilindro, independientemente que el mismo sea vendido por un comercializador minorista con el cual no tiene vinculación económica.

Así mismo, y considerando la posibilidad de que el distribuidor decidiera contratar con terceros la actividad de comercialización minorista, la regulación estableció algunas obligaciones especiales para el distribuidor, siendo el envasador (distribuidor) responsable de verificar que el comercializador minorista cumpla con todos los requisitos exigidos para ejercer la actividad.

Con ello, se pretendía potenciar el mejoramiento de la calidad, seguridad y formalidad en la prestación del servicio de las empresas y es así como se realizaron importantes inversiones por parte de los agentes para el cumplimiento del marco regulatorio, sin embargo se presentaron algunos problemas de informalidad y en especial de una degradación de la calidad del servicio prestado a los usuarios, aclarando que estas situaciones no son la generalidad de la industria.

En relación con la remuneración de la actividad de comercialización minorista y la manera como se incluye en la fórmula tarifaria, teniendo en cuenta que es un componente sujeto al esquema de

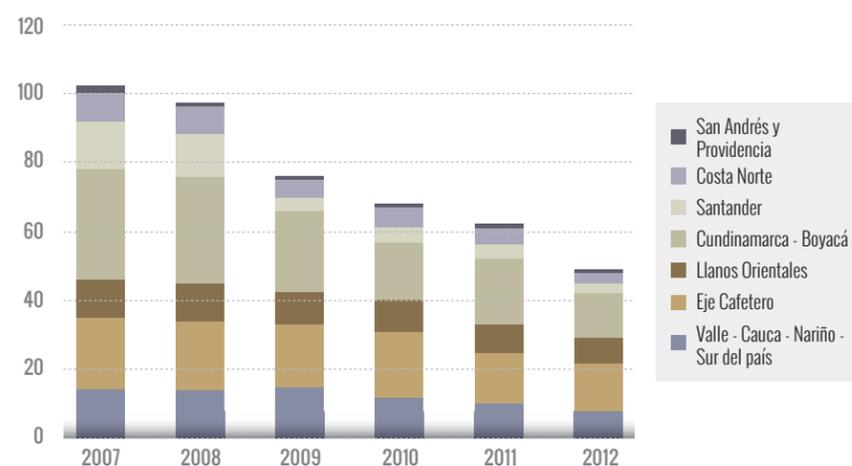
libertad vigilada, resulta confuso determinar su valor en el precio del cilindro en centros poblados diferentes al casco urbano de las cabeceras municipales, toda vez que no se discrimina el componente de comercialización minorista del costo del flete o transporte.

Por lo anterior, se recomienda que la fórmula tarifaria incluya un componente adicional que obligue al comercializador a hacer explícito en el precio de venta el valor asociado al flete, lo cual facilitaría las comparaciones de precio que realizan los usuarios y puede ayudar a la competencia. En general, el valor de los fletes desde la planta de envasado hasta el sitio de consumo del usuario debería estar separados del margen de comercialización.

Por otra parte, las inversiones que han tenido que hacer los distribuidores para adquirir su propio parque de cilindros, también ha servido de barrera de entrada al mercado, por lo que ha motivado la retirada de la actividad de muchas empresas pequeñas<sup>43</sup>. Como se muestra en la gráfica 36, el número de distribuidores se ha reducido prácticamente a la mitad.

En este sentido, se puede decir que la actividad de Distribución se ha venido integrando horizontalmente en los últimos años, y de manera más notoria en las regiones de la Costa Atlántica y los Santanderes. Esta situación, también ha podido estar influenciada por la contracción que ha tenido el consumo como resultado de la masificación del gas natural.

Gráfica 36. Número de Distribuidores de GLP por región<sup>44</sup>



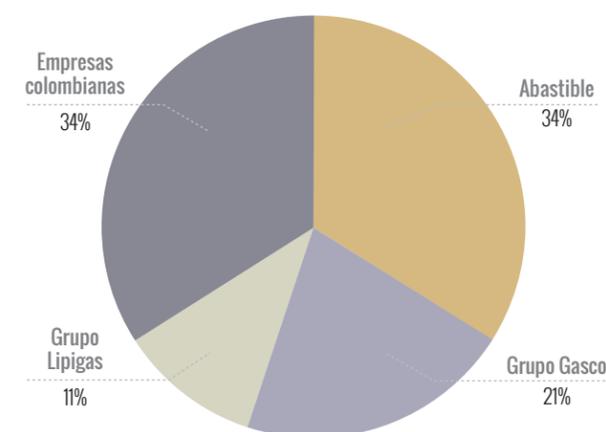
Fuente: SUI, cálculos UPME

43 Aunque, por la falta de control, han surgido empresas informales que comercializan cilindros universales remanentes o cilindros marcados de la competencia.

44 Ventas de los comercializadores mayoristas reportadas al SUI, cálculos UPME.

Este esquema de marcas hizo atractivo el negocio a la inversión extranjera y tres empresas Chilenas han adquirido varias empresas del sector. La empresa Chilena Abastible compró participaciones en las empresas del Grupo Confedegas y Gases de Antioquia. La compañía Gasco adquirió acciones en las empresas del Grupo Plexa, Unigas Colombia, Ultragas, Portagas y Distribuidora Corona Intergas. Por último, Lipigas adquirió acciones de Gas País, Alsbana (Progas) y Giragas. Ver gráfica No 37. Lo anterior también ha contribuido a la integración horizontal de la actividad de distribución.

Gráfica 37. Participación en el mercado por grupo empresarial, año 2012



Fuente: AGREMGAS

## 4.2 TARIFAS

Adicional a los cambios efectuados a la cadena de comercialización, los precios de GLP y su metodología de cálculo también sufrieron cambios importantes. A continuación, se presentan las formulas tarifarias vigentes y la evolución que han tenido los precios en los últimos años.

### 4.2.1 Fórmulas tarifarias

En cuanto a la regulación tarifaria los cambios han sido principalmente (tabla No 15):



Componente del precio	Fórmula												
	$Taom_t = Taom_0 * (1 - 0.000625)^a * IPP_{t-1} / IPP_0$												
	Taom <sub>0</sub> :												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tramo de ducto</th> <th>\$ dic 31 2007 / kg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Propanoducto Galán - Puerto Salgar</td> <td>12,521</td> </tr> <tr> <td>Propanoducto Puerto Salgar - Mansilla</td> <td>19,238</td> </tr> <tr> <td>Poliducto Galán - Bucaramanga</td> <td>17,286</td> </tr> <tr> <td>Poliducto Salgar - Cartago</td> <td>52,961</td> </tr> <tr> <td>Poliducto Cartago - Yumbo</td> <td>15,409</td> </tr> </tbody> </table>	Tramo de ducto	\$ dic 31 2007 / kg	Propanoducto Galán - Puerto Salgar	12,521	Propanoducto Puerto Salgar - Mansilla	19,238	Poliducto Galán - Bucaramanga	17,286	Poliducto Salgar - Cartago	52,961	Poliducto Cartago - Yumbo	15,409
Tramo de ducto	\$ dic 31 2007 / kg												
Propanoducto Galán - Puerto Salgar	12,521												
Propanoducto Puerto Salgar - Mansilla	19,238												
Poliducto Galán - Bucaramanga	17,286												
Poliducto Salgar - Cartago	52,961												
Poliducto Cartago - Yumbo	15,409												
<b>Costo de transporte por ductos (T, \$/kg)</b>													
	Eco: Cargo estampilla para el transporte a San Andrés que es remunerado por la demanda por ductos del continente. Contribución al subsidio al transporte marítimo al archipiélago de San Andrés.												
<b>Cargo de distribución (\$/kg)</b>	Libertad vigilada (exceptuando el archipiélago de San Andrés y Providencia)												
<b>Cargo de Comercialización Minorista (\$/kg)</b>	Libertad vigilada (exceptuando el archipiélago de San Andrés y Providencia)												

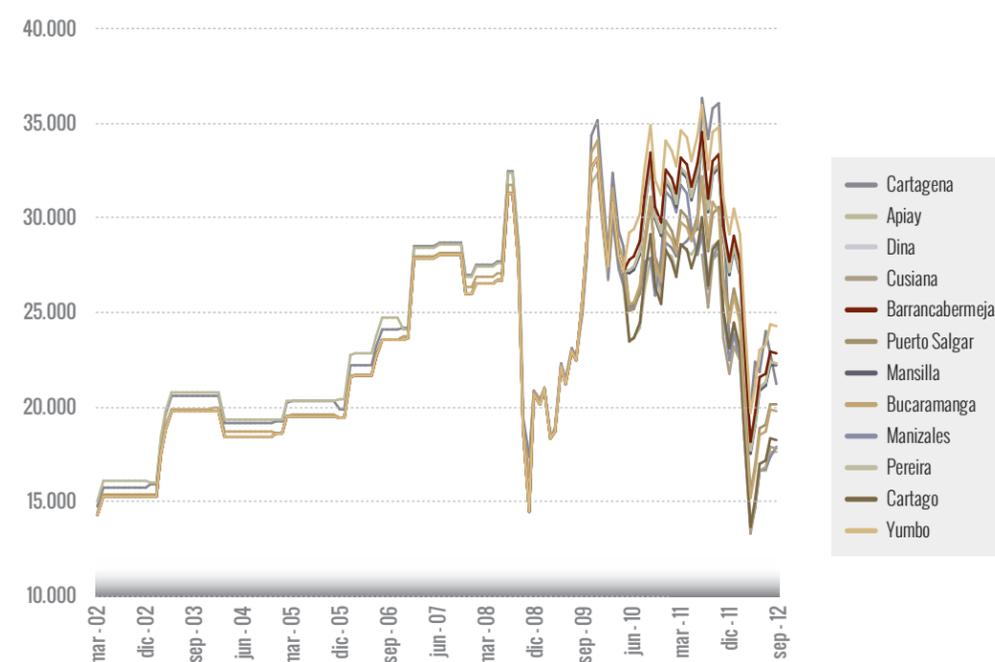
## 4.2.2 Comportamiento del precio

En la gráfica 38 se muestra la evolución que ha tenido en los últimos 10 años el precio de compra por parte de los Distribuidores de GLP en los diferentes puntos de entrega del producto por los Comercializadores Mayoristas. Como puede observarse, el cambio regulatorio implementado a partir de noviembre de 2008, con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 066 de 2007, ha significado un cambio substancial en el comportamiento del precio.

Anteriormente, la variación del precio era normalmente anual y estaba atenuada, es decir no correspondía directamente con la variación de los precios internacionales, sino que estaba suavizada al vincularse con el precio al promedio de los últimos 3 años del precio internacional.

Adicionalmente, el precio no variaba de un punto de entrega a otro, sólo como lo muestra la misma gráfica 38, el precio en millones de BTU variaba dependiendo de la fuente de producción (Barrancabermeja, Cartagena o Apiay), debido a la diferencia en los poderes caloríficos del GLP producido en cada una de ellas.

Gráfica 38. Precio de compra de GLP por los distribuidores en los diferentes puntos de entrega (\$/MBTU)<sup>46</sup>



Fuente: UPME

A partir de noviembre de 2008, el precio de compra de GLP de los distribuidores empezó a variar mensualmente y a estar sometido de manera más directa a la incertidumbre del comportamiento de los precios internacionales de propano y butano. Adicionalmente, a partir de agosto de 2010 se modificó el cargo por transporte anteriormente basado en una tarifa estampilla, igual para cualquier punto de entrega, a una tarifa diferente según la distancia entre el centro de producción y el punto de entrega del producto.

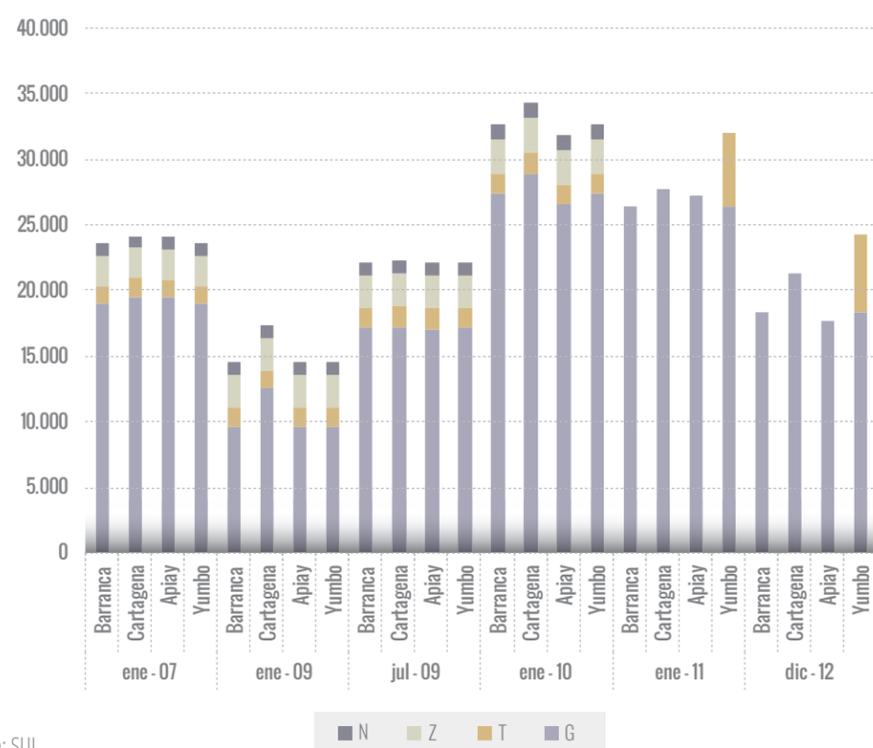
Bajo el anterior régimen tarifario, durante el período 2002 – 2008, el precio de compra de los distribuidores fue subiendo de manera escalonada desde los 15.000 \$/MBTU hasta aproximadamente los 32.000 \$/MBTU. Bajo el nuevo régimen tarifario (2008 – 2012), este precio ha oscilado entre los 15.000 \$/MBTU hasta los 35.000 \$/MBTU.

46 Cálculos UPME del precio en MBTU de acuerdo al poder calorífico de cada GLP, según también la información de calidad reportada al SUI.

En la gráfica No 39, se evidencia la eliminación de los márgenes de comercialización mayorista y de seguridad, así como la eliminación de la tarifa estampilla de transporte.

De igual forma, bajo el anterior régimen tarifario, el precio de venta al público de un cilindro de 40 libras aumentó de manera escalonada desde los 20.000 \$/MBTU en el año 2002 hasta aproximadamente los 35.000 \$/MBTU en el 2008. Bajo el nuevo régimen tarifario, el precio de venta al público bajó inicialmente a casi los 20.000 \$/MBTU a finales de 2008 y posteriormente, tras implementar en enero de 2009 el régimen de libertad vigilada para el margen de distribución y comercialización minorista, el precio ha ido aumentando hasta ubicarse en los últimos 2 años entre los 40.000 y 50.000 \$/MBTU.

### Gráfica 39. Composición precio de compra del Distribuidor (\$/MBTU)



Fuente: SUI

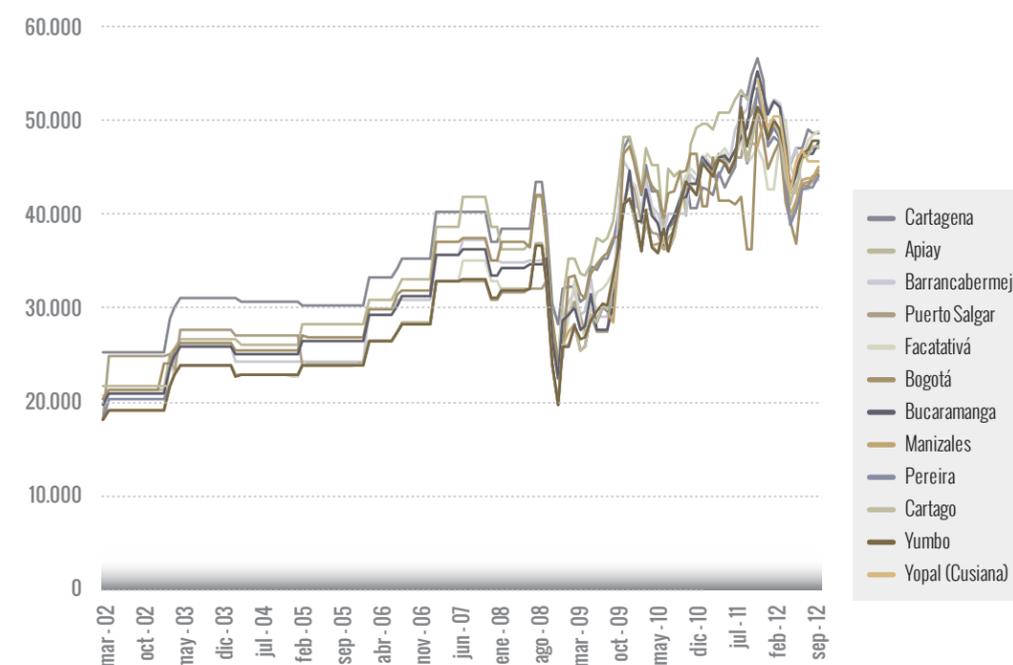
Por su parte, los márgenes de distribución y comercialización minorista incluido el flete<sup>47</sup>, en diferentes puntos del país, han venido en aumento. Como puede observarse, durante los años 2002 a 2008, el margen de distribución minorista más el respectivo flete se mantuvo entre los 5.000 y 10.000 \$/MBTU

47 Costo de transporte de los cilindros desde la planta envasadora al municipio de consumo.

de GLP envasado en cilindros de 40 libras. A partir de enero de 2009, tras el cambio al esquema de marcas y la implementación del régimen de libertad vigilada, dicho rango para el margen con el flete ha aumentado hasta ubicarse entre los 20.000 y 30.000 \$/MBTU.

Este cambio puede responder, por un lado, a la remuneración de las actividades de distribución y comercialización minorista que se había estancada por varios años, bajo el anterior régimen tarifario, y por el otro, a que los costos han aumentado tanto por cambios en las características del mercado que se atiende (cada vez menos denso, más disperso y distante), como por las inversiones que han tenido que hacer los distribuidores para implementar el nuevo esquema de marcas y mejorar la calidad y seguridad del servicio adoptando los nuevos requerimientos normativos. Ver gráficas 40 y 41.

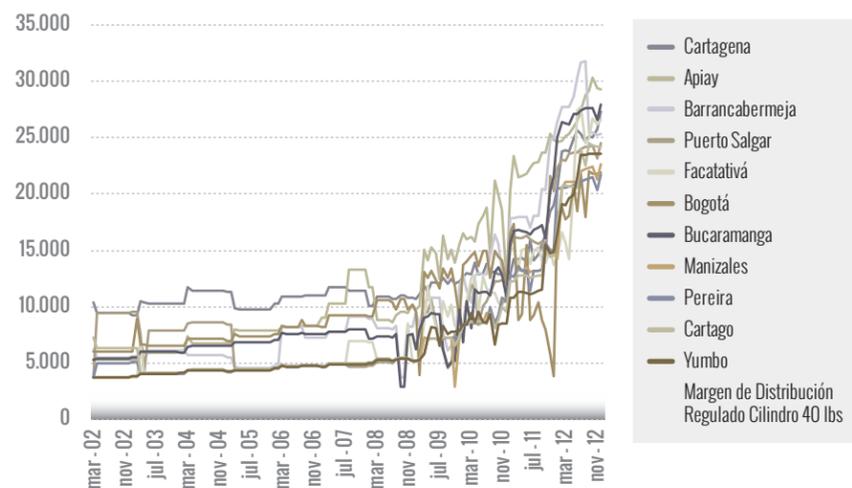
### Gráfica 40. Precio de Venta al Público del Cilindro de 40 Lbs en Camión de reparto, \$/MBTU<sup>48</sup>



Fuente: SUI

48 Cálculos UPME del precio en MBTU de acuerdo al poder calorífico de cada GLP, según también la información de calidad reportada al SUI.

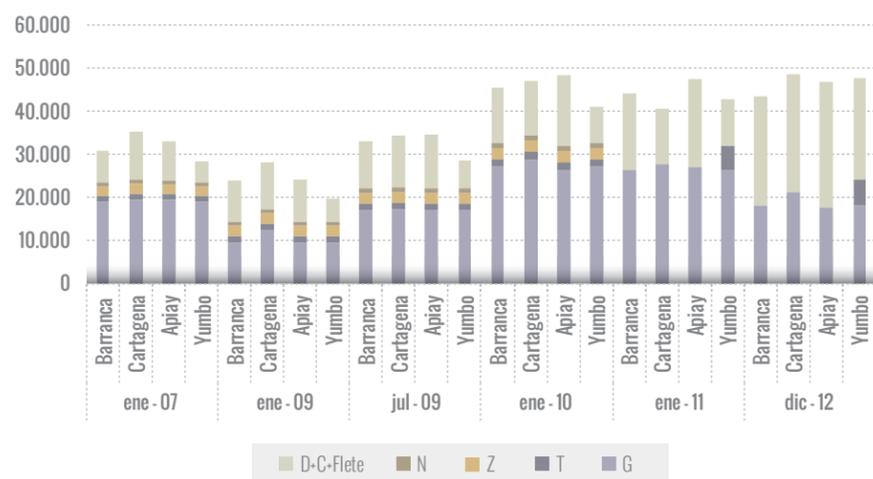
Gráfica 41. Margen de Distribución y Comercialización Minorista, más flete, para un Cilindro de 40 lbs, \$/MBTU<sup>49</sup>



Fuente: SUI

Las gráficas Nos 42 y 43 presentan un resumen de la estructura del precio de cilindro de 401 Lbs para distintas áreas geográficas, así como la participación relativa de sus componentes.

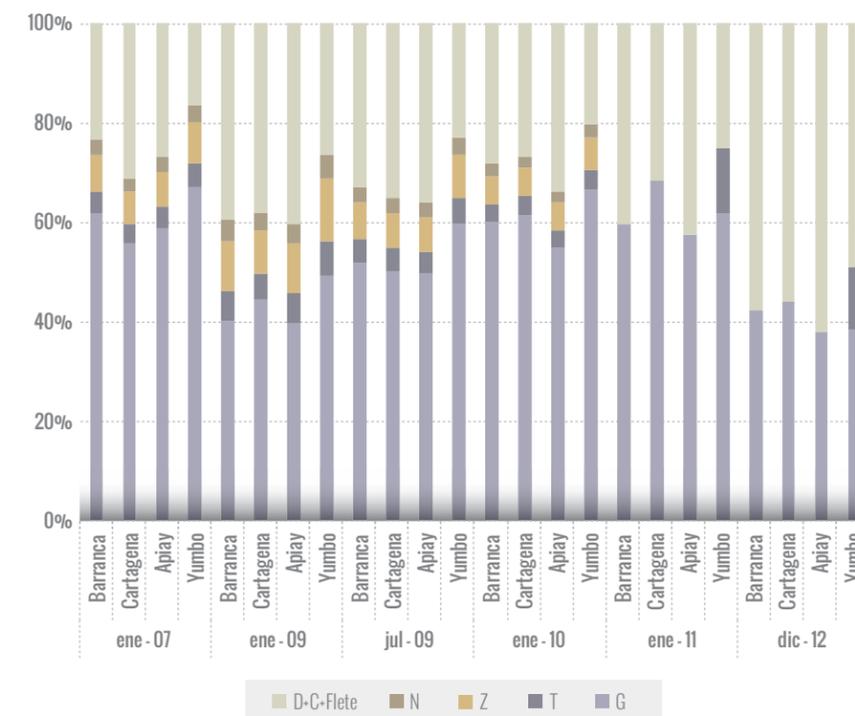
Gráfica 42. Composición precio GLP Cilindro 40 lb, \$/MBTU



Fuente: SUI

49 Cálculos UPME del precio en MBTU de acuerdo al poder calorífico de cada GLP, según también la información de calidad reportada al SUI.

Gráfica 43. Composición precio GLP Cilindro 40 lb, %



Fuente: SUI

Si bien el ingreso al productor (G) presenta ahora mayor variabilidad y que la señal de distancia introducida en el cargo por transporte (T) también hace que el precio de compra de los distribuidores varíe de un punto de entrega a otro, el precio de venta al público de un cilindro de 40 lbs, en diferentes ciudades del país y en los últimos 2 años, se ha mantenido entre los 40.000 y 50.000 \$/MBTU. Es decir, la variabilidad en el precio de compra de los distribuidores (ya sea por tiempo o por distancia) no se ha visto reflejada de igual forma en el precio de venta al público (gráfico 42).

En resumen, el impacto de la nueva regulación en el precio se puede resumir así:

- Se le imprimió mayor variabilidad<sup>50</sup> e incertidumbre<sup>51</sup> al precio de compra de los distribuidores.

50 En tiempo, actualización mensual de precios, y de un punto de entrega a otro, ya sea por la procedencia del GLP o por la distancia existente entre el centro de producción y el punto de entrega.

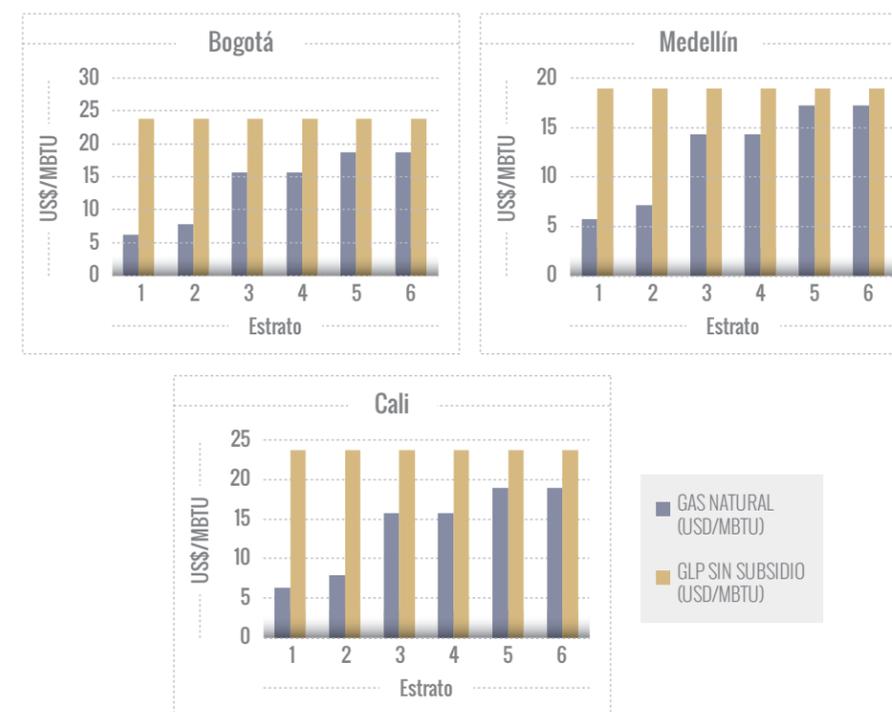
51 Relación más directa del precio interno con el precio internacional. Anteriormente se tomaba como referencia el promedio de tres años del precio Mont Belvieu para el propano y butano. Ahora se toma el promedio del mes inmediatamente anterior.



- Sin embargo, esta variabilidad en el precio de compra de los distribuidores no ha sido del todo trasladada a los usuarios finales en el precio de venta al público, el cual por el contrario ha mostrado un comportamiento relativamente estable, en especial, durante los últimos dos años.
- Bajo el régimen de libertad vigilada y el esquema de marcas en los cilindros, el aumento en el margen de distribución y comercialización minorista (incluido el respectivo flete) ha sido considerable. En el período comprendido entre los años 2008 y 2012, la remuneración a esta actividad de la cadena de comercialización se ha triplicado. Esto debido entre otras razones a que:
  1. Esta remuneración venía rezagada bajo el anterior régimen tarifario (durante los años 2002 – 2008 se mantuvo prácticamente en el mismo valor).
  2. Las características del mercado han cambiado a raíz de la masificación del gas natural, los usuarios de GLP se encuentran ahora más dispersos que cuando se hizo el estudio que determinó el valor de dichos márgenes bajo el anterior régimen tarifario y
  3. Bajo el nuevo marco regulatorio los distribuidores han tenido que hacer grandes inversiones tanto para adoptar el nuevo esquema de marcas y propiedad de los cilindros, como para renovar las instalaciones y equipos en general con el fin de mejorar la calidad y seguridad en la prestación del servicio. Adicionalmente y de manera implícita, al ser ahora los cilindros de propiedad de los distribuidores, el antiguo margen de seguridad pasó a estar incluido dentro del actual margen de distribución.
- Anteriormente (año 2007), el Margen de Distribución Minorista correspondía aproximadamente al 25% del precio de venta al público. A diciembre de 2012, el Cargo de Distribución más el Cargo de Comercialización Minorista es del orden del 60% del precio al usuario final (gráfica 43).

Con los anteriores precios, el GLP ha perdido competitividad frente al gas natural, en especial en los estratos 1 y 2 por carecer adicionalmente de un esquema de subsidios, comparación que se presenta en las gráficas 44 y 45.

Gráfica 44. Competitividad GLP (Cilindro de 40 lbs) frente a gas natural, sector residencial, abril de 2013, \$/MBTU<sup>52</sup>

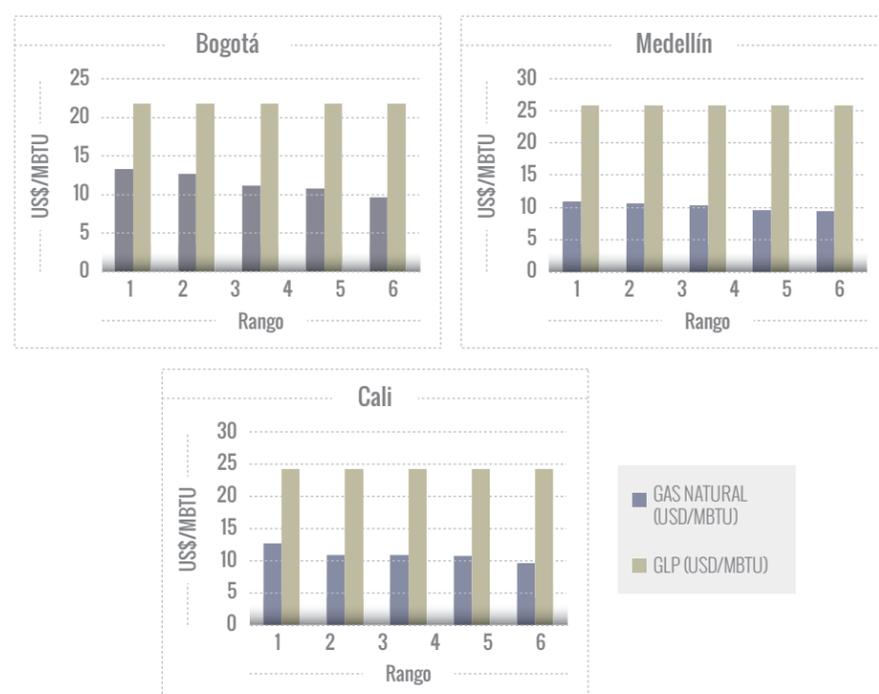


Fuente: Estudio COSEMIT S.A



52 Estudio UPME, "Determinación de Potencialidades de Uso y de las Acciones Necesarias para activar el Subsector del GLP en Colombia", 2013.

Gráfica 45. Competitividad GLP frente al gas natural, sector industrial, abr-2013, \$/MBTU



Bajo el actual régimen de libertad vigilada, aunque la competencia entre las empresas en algunas regiones del país llega a no ser suficiente, la competencia con los energéticos sustitutos de menor precio (leña, carbón, gas natural), puede servir de mecanismo de control, para evitar situaciones de abuso de posición dominante.

## 4.3 CALIDAD DEL SERVICIO

La CREG es también la entidad encargada de regular la calidad en la prestación del servicio. Al respecto, mediante las Resoluciones CREG 157 de 2010 y 070 de 2013, se han propuesto para consulta los siguientes indicadores de calidad:

### Indicadores de calidad del producto:

Índice de odorización<sup>53</sup>.

Índice de masa útil contenida en los cilindros, que deberá ser como mínimo el máximo no vaporizable según lo establecido por la NTC 2303.

Índice de conformidad de los cilindros y tanques estacionarios<sup>54</sup>.

### Indicadores de calidad de la atención al usuario:

Indicador de cumplimiento de entregas.

Indicador de atención de emergencias.

Indicador de entrega del depósito de garantía

En lo que respecta a estándares de calidad para la distribución de GLP por red, existen algunos ya definidos mediante la Resolución CREG 100 de 2003, a saber: duración equivalente de interrupción del servicio, índice de respuesta a servicio técnico, e índice de presión en líneas individuales.

Según lo establecido en la Resolución CREG 066 de 2007 (Precios de suministro de GLP de Comercializadores Mayoristas a Distribuidores), la calidad del GLP comercializado en el país debe cumplir con los estándares de calidad definidos en la NTC 2303, ver tabla No 16:

Tabla 16. Requisitos de composición del GLP según la NTC 2303

Componentes		Propano comercial	Butano comercial	Mezclas C3 - C4	Propano Aplicaciones especiales
<b>Etanos y más livianos</b>	Máx. vol%				
<b>Propano</b>	Máx. vol%				
<b>Propileno</b>	Máx. vol%				5.0
<b>Butanos y más pesados</b>	Máx. vol%	2.5			2.5
<b>Pentanos y más pesados</b>	Máx. vol%		2.0	2.0	
<b>Olefinas</b>	Máx. vol%				
<b>Diolefinas y acetilenos</b>	Máx. vol%				
<b>Azufre</b>	Máx. vol%	185	140	140	123

53 Adición por seguridad de sustancia química de olor característico en las proporciones mínimas requeridas para avisar y alertar a los usuarios y demás actores de la cadena en caso de escapes.

54 Recipiente con capacidad superior a 46 kilogramos (kg) de GLP, para almacenamiento de GLP en las instalaciones del usuario final.

## 4.4 REGLAMENTACIÓN TÉCNICA

Tras el nuevo marco regulatorio definido por la CREG para el subsector del GLP, el Ministerio de Minas y Energía actualizó también la normatividad técnica aplicable.

Es así como se emitieron los siguientes reglamentos técnicos:

- Reglamento técnico para cilindros y tanques estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de GLP y sus procesos de mantenimiento (Resolución 180196 de 2006 y las que la modifican).
- Reglamento técnico para plantas de envasado de GLP (Resolución 180581 de 2008 y las que la modifican).

Asimismo, se emitió el Reglamento técnico aplicable a los Tanques Estacionarios de GLP instalados en el domicilio de los usuarios finales, a los Depósitos, Expendios y Puntos de Venta de Cilindros de GLP (Resolución 180780 de 2011), el cual fue suspendido hasta la fecha por la Resolución 181924 de 2011.

Por otra parte, mediante, la Resolución 180693 de 2011, se expidió el Reglamento Técnico para Almacenamiento utilizado con propósitos de respaldo de la demanda en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo - GLP - en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

## 4.5 SUBSIDIOS Y FONDOS DE COFINANCIACIÓN

El Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 propuso dar un tratamiento similar al gas natural y al GLP en lo referente a subsidios y fondos de cofinanciación.

Los subsidios pueden considerarse principalmente de dos tipos: subsidios a la oferta (infraestructura) y a la demanda (consumo).

En la actualidad, según lo establecido en la Ley 142 de 1994 y 286 de 1996, los subsidios al consumo de gas combustible, son aplicados a través del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos

(FSRI), únicamente a los usuarios de gas natural y GLP atendidos por redes de tubería. Los usuarios de bajos recursos de GLP en cilindros no tienen acceso a este tipo de beneficios. Por tal motivo, el Ministerio de Minas y Energía estableció un programa piloto de subsidio al consumo de GLP en cilindros<sup>55</sup>, con el ánimo de proponer y evaluar la mejor alternativa para su implementación. Dada la portabilidad del cilindro, el establecer subsidios a su consumo, se genera el riesgo que dichos subsidios se desvíen y no lleguen realmente a la población objetivo. Mediante este programa piloto se buscará definir el mecanismo que permita mitigar dichos riesgos.

En principio con este programa piloto se otorgarán subsidios a usuarios de GLP en cilindros de los estratos 1 y 2 (según factura de energía eléctrica), en 15 municipios de los departamentos de Nariño, Caquetá y Putumayo, durante los meses de octubre a diciembre de 2013. Se les subsidiará el 50% de su consumo (para el estrato 1) y el 40% (estrato 2). El consumo máximo a subsidiar será el consumo de subsistencia fijado por la UPME en 14.6 kg/usuario mensuales.

Los precios de referencia aplicados en este programa piloto son de \$2101/kg (para Nariño), \$2125/kg (para Putumayo), y \$2708/kg (para Caquetá)<sup>56</sup>. El subsidio será entregado al finalizar el programa piloto, mediante la devolución del dinero correspondiente a través del Banco Agrario, a los usuarios de estratos 1 y 2 cuyos consumos hayan sido reportados por los distribuidores.

Dependiendo de los resultados que se obtengan, será necesario afinar detalles con el fin de optimizar la asignación del subsidio y garantizar que los beneficiarios correspondan a la población más necesitada. Se deberá también evaluar medidas relacionadas con la financiación de estos subsidios tales como mecanismos de contribución por parte de otros usuarios, entre otras alternativas. En cuanto a los subsidios a la oferta, existen en la actualidad varios fondos de cofinanciación, enfocados a promover la construcción de infraestructura de gas natural. Estos son: el Fondo Especial Cuota de Fomento y el Sistema General de Regalías.

El Fondo Especial Cuota de Fomento, creado mediante la Ley 401 de 1997, es el encargado de recaudar a través de las tarifas de transporte de gas natural un porcentaje con el fin de destinar estos recursos a la cofinanciación de proyectos de infraestructura para el uso de gas natural.

El Sistema Nacional de Regalías (Ley 530 de 2012), permite destinar recursos a proyectos de distribución y transporte por redes para la prestación del servicio público de gas combustible (gas natural y GLP), que cumplan los requisitos establecidos por el mismo sistema para su respectiva evaluación.

55 Decreto 2195 de 2013 y Resolución 90855 de 2013

56 Precios promedio del año 2012, según la información reportada en el SUI, más el incremento del IPC del año 2012.

Este tipo de subsidios a la oferta han sido asignados preferencialmente a proyectos con gas natural. Por tanto y con el fin de dar igualdad de condiciones a los dos energéticos se considera necesario modificar la metodología de evaluación de proyectos, en especial en los siguientes aspectos:

- Considerar costos de conexión e instalación interna en la comparación de costos de prestación del servicio.
- Aplicar criterios similares para la estimación de los precios del gas natural y el GLP, a utilizar en la comparación de costos.
- Ajustar los factores para evaluación, específicamente el indicador de distancia y el de demanda de gas. A proyectos de distribución de gas natural a más de 200 km del sistema nacional de transporte se les debe asignar un valor igual a cero al indicador de distancia. De igual forma, este debe ser el valor para el indicador de demanda de proyectos en municipios con demandas al quinto año de la proyección inferiores a 200.000 mil metros cúbicos anuales.

Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía mediante el Decreto 1530 de 2013 y la Resolución 90908 de 2013, designó recursos para la cofinanciación de proyectos dirigidos a la prestación del servicio público de GLP por red de tubería a nivel nacional.

## 4.6 RECOMENDACIONES REGULATORIAS

El sector del GLP ha venido cambiando en los últimos años y se espera que esta tendencia continúe en el corto y mediano plazo. En este sentido, la revisión del actual marco regulatorio partirá de unas condiciones de oferta y demanda bastante distintas a cuando se planteó la actual marco regulatorio. El panorama actual y futuro del sector se puede resumir tal como lo muestra la gráfica No 46:



Gráfica 46. Resumen del panorama actual del sector



- Oferta mayor que la demanda en las principales fuentes de suministro, según los resultados de las OPC de GLP en Barrancabermeja, Cusiana y Apiay.
- Actualmente el 67% de la producción nacional proviene de las refinerías y el 33% restante de campos. Se espera que esta situación se invierta y que a partir del año 2017, el GLP de refinerías sea el 28% y el de campos de gas natural el 72%. A medida que aumenta la producción de gas natural aumentará también la producción de GLP.
- Dado que la mayor oferta esperada corresponde a la producción en los campos de Cusiana y Cuiaguá, muy posiblemente ECOPEPETROL continuará siendo el mayor productor de GLP del país.
- Los cambios esperados en la oferta y la demanda generarán cambios sustanciales en la logística nacional del GLP. Así, por ejemplo, posiblemente Barrancabermeja dejará de ser la principal fuente de producción del país, el consumo residencial y comercial dejará también de ser el principal destino de este recurso, la infraestructura de transporte existente (sistema de poliductos y propaductos de Barranca a los diferentes centros de consumo) por ende dejará de ser el principal sistema de transporte.

- En el corto plazo el transporte de Barranca o Cusiana a Cartagena empezará a ser significativo debido al aumento de las exportaciones y en el largo plazo, dependiendo de los nuevos usos que se desarrollen se implementarán los sistemas de transporte que se requieran para unir a Cusiana y Cupiagua con los diferentes centros de consumo.
- Continuarán los planes de expansión del gas natural a través de la construcción de nuevos gasoductos o a través de redes abastecidas con gas natural comprimido (gasoductos virtuales). En la medida en que los usuarios residenciales de gas natural aumenten, los usuarios residenciales de GLP continuarán disminuyendo.
- Posiblemente se desarrollarán nuevos usos para el GLP tales como el autogás, la generación eléctrica o su uso petroquímico. Ante a la contracción del consumo de GLP en su uso tradicional domiciliario, es de esperar que éste deje de ser el principal sector de consumo. Posiblemente los usuarios no regulados pasarán a consumir la mayor proporción de la demanda. Bajo la actual regulación, estos usuarios no regulados pueden acceder al producto mediante negociación directa y a precio libre.
- Actualmente, el ingreso al productor (G) es libre para usuarios no regulados y para productores diferentes a Ecopetrol.
- Los nuevos usos enfrentarán al GLP no solo con el gas natural sino con otros combustibles como el diésel y la gasolina. Así, el precio interno del GLP, en un ambiente de libertad vigilada para usuarios no regulados, buscará por un lado mejorar la alternativa que tiene el productor de exportarlo y por otro, garantizar la competitividad del GLP en los diferentes usos frente a sus sustitutos. Para el desarrollo de nuevos mercados se esperará de parte de los productores y demás agentes interesados, un esfuerzo por mejorar la competitividad del GLP frente a sus sustitutos en cada uno de los sectores de consumo.
- Probablemente, la actividad de distribución continuará integrándose horizontalmente tendiendo al oligopolio.
- Es posible que la tendencia actual de aumento de la venta de cilindros a través de expendios continúe. Lo anterior debido principalmente a la mayor dispersión de los usuarios de GLP como consecuencia del aumento del número de usuarios de gas natural.
- Uno de los principales problemas que aquejan al sector es la informalidad e ilegalidad en las actividades de distribución y comercialización minorista de cilindros. El nuevo esquema de marcas, si bien ha propiciado un mayor esfuerzo por parte de los distribuidores por mejorar la calidad en la prestación del servicio, también ha exigido un mayor esfuerzo por parte de las entidades de vigilancia y control para evitar actos ilícitos como el robo de cilindros marcados o la comercialización informal de cilindros universales (sin marca).
- La tercerización de la actividad de distribución en los comercializadores minoristas no ha contribuido favorablemente a la formalización del sector. Por tanto, se deberá continuar trabajando

tanto en el fortalecimiento de las actividades de vigilancia y control como en la consolidación de la responsabilidad de marca en cabeza de los distribuidores.

- En el entorno internacional también se esperan escenarios de mayor oferta y precios con tendencia a la baja, en especial en Estados Unidos por la mayor producción de gas de esquisto.

A partir de este panorama nacional e internacional se proponen algunas recomendaciones regulatorias:

- Definir, a semejanza del sector de gas natural, el agente productor y productor-comercializador de GLP, con el fin de controlar mejor el suministro de información histórica y proyectada, en especial, de los productores de GLP diferentes de Ecopetrol.
- A semejanza de lo que ocurre en el sector del gas natural, establecer la obligación a los productores de GLP de declarar su oferta para los próximos años, con el propósito de aportar a los diferentes actores un horizonte futuro, útil para la planeación y toma de decisiones de negocio.
- Revisar la norma técnica de calidad del GLP (la NTC 2303); esta revisión se debe realizar en conjunto con el sector del GLP (industria), entidades del gobierno, especialistas técnicos internacionales y nacionales, entre otros. La calidad del GLP deberá ser acorde a su uso y por ende verse reflejada en su precio.
- Extender a todos los actores y usuarios la libertad en el precio (en el ingreso al productor, G), que en la actualidad aplica solo para productores diferentes de Ecopetrol y para usuarios no regulados. Lo anterior con el fin de promover la competencia ante la entrada de nuevos usos y nuevos actores, y de evitar diferencias y desvíos de cantidades de un uso a otro, de usuarios regulados a no regulados, etc.
- Frente a escenarios de excedentes en la oferta, eliminar las OPC y generalizar las negociaciones bilaterales. Definir mecanismos de negociación en función de la disponibilidad de producto que se tenga para abastecer la demanda (escenarios de excedentes o escasez de oferta).
- Potenciar el desarrollo de nuevos usos para el GLP, buscando maximizar el beneficio económico, social y ambiental que le represente al país.
- Definir prioridades de uso y mecanismos para proteger a los usuarios domiciliarios en términos de confiabilidad en el suministro y de precios (por ejemplo, definiendo precios máximos de referencia, esquemas de subsidios, entre otras alternativas).
- Teniendo en cuenta que el marco tarifario actual eliminó la componente del Margen de Almacenamiento "N", al ser incluida dentro del componente G, se propone establecer un precio mínimo definido para la contratación de almacenamiento que permita el traslado de este costo a los contratos de suministro y transporte.

- Pese a la integración horizontal de la actividad de distribución, se puede considerar que, por la competencia de este energético con sus combustibles sustitutos, la disponibilidad de pago de los usuarios por el servicio y el carácter disputable del mercado, el precio de venta al público continúe bajo el régimen de libertad vigilada. Sin embargo, se puede complementar esta medida estableciendo precios de venta al público de referencia, como instrumento de control y de protección para los usuarios residenciales.
- Fortalecer las acciones de vigilancia y control.
- Estimular la no tercerización en la actividad de distribución. Consolidar la responsabilidad de marca en cabeza de los distribuidores.
- Definir un esquema de subsidios (al consumo y a la oferta) simétricos entre los energéticos GLP y gas natural.
- Evaluar, a partir de los resultados del programa piloto de subsidios a los cilindros, el mecanismo más eficiente para la asignación de estos recursos, así como alternativas de contribución por parte de otros usuarios de GLP para su financiamiento.

Gráfica 47. Resumen de propuestas regulatorias para el sector del GLP



Fuente: UPME



**A**corde con las necesidades energéticas colombianas y conociendo los excedentes que en materia de GLP, se determinó futuros nichos de mercado para esta fuente energética basados en elementos que comprenden tópicos tecnológicos, de costo, medio ambiente entre otras temáticas. Los resultados indican que los sectores de transporte (autogás o gas licuado de petróleo automotriz o GLP vehicular, es decir, GLP usado como un combustible para el transporte automotor), de generación eléctrico y el petroquímico, son los de mayor posibilidad de sustituir otros energéticos y de operar como materia prima para la obtención de productos industriales, indispensables para el desarrollo de la industrial del país.

## 5.1 AUTOGÁS

Alrededor del mundo se viene posicionado como uno de los combustibles alternativos más empleados, con presencia en cerca de 63 países, con un consumo que supera las 21.6 millones de toneladas (675,000 Bls/día), equivalentes al 8.2% del consumo mundial de GLP, generado por más de 17 millones de vehículos, atendidos por casi 54 mil estaciones de servicio.

El autogás ha sido un sector de muy rápido crecimiento debido a las fuertes restricciones ambientales derivadas de los altísimos niveles de contaminación alcanzados en algunos países, pero también

impulsado con el enfoque de algunos gobiernos de diversificar la canasta energética del sector así como la rápida evolución tecnológica de los equipos de conversión; los menores costos de infraestructura frente a otros combustibles y el desempeño excelente de los vehículos.

La composición de la flota de vehículos de Autogas es diferente entre países, lo que refleja principalmente las diferencias en las políticas gubernamentales y de desarrollo de la industria en los mismos. En los dos mercados más grandes del Asia, Corea y Japón, son los taxis y la flota de vehículos ligeros los que representan una gran proporción de consumo de Autogas.

En Europa, los vehículos particulares representan el principal mercado. En la mayoría de los países, los vehículos que usan Autogas operaron originalmente a gasolina y se han venido convirtiendo de manera gradual. Los vehículos de gasolina generalmente pueden ser convertidos a un costo moderado. Corea del Sur, donde la mayoría de los vehículos son fabricados directamente para Autogas (OEM), es la principal excepción.

En el ámbito internacional se observa que los programas están presentes en cualquier país independiente de su condición de importador o exportador de gasolina y diésel, e incluso de la disponibilidad local de GLP. De hecho, el 83% del Autogas se consume en países deficitarios en GLP, pues resulta más conveniente importar y consumir GLP que gasolina o diésel por sus costos de importación.

Países con oferta excedentaria de GLP consideran que el uso interno en programas de Autogas les permite reducir su factura energética en caso de ser importadores de gasolina o diésel, como es el caso de Australia y Checoslovaquia, o maximizar los volúmenes exportables de estos y por ende sus ingresos en caso de ser excedentarios, como es el caso de Rusia, Lituania, Rumania, Argelia, Inglaterra, y Canadá.

El mercado colombiano de combustibles alternativos en el sector transporte se ha enfocado en fomentar el uso del gas natural vehicular y de los biocombustibles, además de las limitaciones de la Ley, donde la autorización de su uso se redujo al consumo operativo de la flota de vehículos repartidores de las empresas distribuidoras de GLP.

Aun así, la experiencia internacional ha demostrado que bajo una regulación estricta y un esquema de control bien definido, la incertidumbre frente al riesgo en el que se incurre al hacer uso del autogás se ha reducido y esto se apoya en las cifras que reflejan el uso masivo de vehículos con esta tecnología a nivel internacional. Este uso es uno de los mercados potenciales hacia los que puede dirigirse el excedente de oferta de GLP y un combustible alternativo que puede contribuir con la diversificación de la canasta energética del sector transporte en el país

## 5.1.1 Panorama internacional

En el año 2010, se registró un consumo de autogás de 22.9 millones de toneladas (aproximadamente 260 millones de barriles) a nivel mundial con una tendencia incremental. Según las cifras de (World LP Gas Association, 2012), hoy circulan más de 17 millones de vehículos con autogás, los cuales son responsables del 9% del total mundial, concentrándose más de la mitad del consumo de este sector, en cinco países (53%). Por ejemplo, en Polonia el consumo de autogas contribuye con el 73% del total del país, mientras que en los Estados Unidos este parámetro es de aproximadamente el 1% de su demanda. Ver tabla No 17.

Tabla 17. Principales países en el consumo de autogás, 2010<sup>57</sup>

País	Consumo [miles de toneladas]	Vehículos [miles]	Estaciones de servicio (autogás)
<b>Corea</b>	4.450	2.300	1.611
<b>Turquía</b>	2.490	2.394	8.700
<b>Rusia</b>	2.300	1.282	2.000
<b>Polonia</b>	1.660	2.325	5.900
<b>Italia</b>	1.227	1.700	2.773
<b>Japón</b>	1.202	288	1.900
<b>Australia</b>	1.147	655	3.200
<b>Tailandia</b>	922	473	561
<b>China</b>	909	143	310
<b>México</b>	837	535	2.100
<b>Resto del mundo</b>	5.723	5.379	28.094
<b>Mundo</b>	22.866	17473	57150

El consumo de autogás a nivel mundial se describe por medio de una curva con pendiente positiva, lo que evidencia un crecimiento continuo durante los últimos años, debido particularmente a la implementación de diversas políticas que han favorecido el uso de combustibles limpios, dentro de los que está incluido el autogás.

La formulación de políticas que fomenten el uso de combustibles alternativos se justifica principalmente en asuntos de carácter ambiental y de precio, buscando con ello tomar acciones para mitigar los impactos generados por los gases de efecto invernadero. Debido a que en esta problemática ambien-

<sup>57</sup> Autogas incentive policies, World LP Gas Association, 2012

tal están involucrados los combustibles de tipo automotor, se pretende un enfoque que reduzca las emisiones de dióxido de carbono (CO2) y material particulado (MP), principales factores en la calidad del aire y la contaminación atmosférica.

La grafica No 48 permite diferenciar los principales mercado donde se utiliza el GLP como combustible vehicular, según el World LP Gas Association, 2012.

El uso de incentivos económicos permite incluir el valor de las externalidades generadas por la disminución de contaminantes generados en esta actividad, los cuales contribuyen al mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos. Los gobiernos tienden a implementar políticas que incluyen el uso de vehículos, opciones modales y precios de los combustibles, mecanismo más eficaz en la reducción de emisiones en el sector transporte en comparación con las medidas enfocadas en algún tema específico. Las políticas pretenden fomentar o desalentar el uso de cierto tipo de combustibles en particular, de acuerdo a los intereses de la nación.

Gráfica 48. Principales mercados de autogás alrededor del mundo<sup>58</sup>



Fuente: World LP Gas Association, 2012

58 Autogas incentive policies, World LP Gas Association, 2012.

El uso de incentivos económicos permite incluir el valor de las externalidades generadas por la disminución de contaminantes generados en esta actividad, los cuales contribuyen al mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos. Los gobiernos tienden a implementar políticas que incluyen el uso de vehículos, opciones modales y precios de los combustibles, mecanismo más eficaz en la reducción de emisiones en el sector transporte en comparación con las medidas enfocadas en algún tema específico. Las políticas pretenden fomentar o desalentar el uso de cierto tipo de combustibles en particular, de acuerdo a los intereses de la nación.

En la siguiente tabla se resumen los principales mecanismos que pueden ser empleados por los gobiernos como herramienta para fomentar el uso de combustibles alternativos, incentivos financieros y medidas regulatorias. Los incentivos financieros se aplican sobre los combustibles o sobre los vehículos que lo utilizan, reduciendo costos para disminuir los periodos de recuperación de la inversión. Por medio de las medidas regulatorias, los gobiernos influyen la adopción de tecnologías alternativas estableciendo límites y restricciones que las favorezcan.

Tabla 18 Clasificación de incentivos financieros y medidas regulatorias aplicadas para fomentar el uso de combustibles alternativos<sup>59</sup>

Fiscales/Financieras	Regulatorias	Otras
Exención de impuestos o descuentos.	Requisitos obligatorios de compra/venta para flotas públicas y/o privadas.	Uso de VCA en el gobierno.
Rebaja o exención de impuestos de registro.	Estándares sobre los servicios de reabastecimiento.	Difusión de información y campañas de sensibilización pública.
Exención de impuestos sobre las ventas o ingresos exceptuados.	Normas de conversión de vehículos.	Acuerdos voluntarios con fabricantes de VCA para desarrollar y comercializar sus tecnologías.
Deducciones fiscales para inversión en infraestructura, conversión de vehículos y adquisición de VCA.	Regulaciones sobre temas de salud y seguridad.	Financiación de investigación, desarrollo y despliegue de VCA.
Depreciación rápida para comercializadores de vehículos con autogas y propietarios de infraestructura de distribución.	Excepciones sobre las restricciones de conducción en la ciudad.	
Exención de tasas de aparcamiento y uso de carreteras.		

Fuente: World LP Gas Association, 2012

59 VCA son las siglas para vehículos convertidos a autogás.

El impuesto sobre el valor agregado (IVA), que es un impuesto indirecto que grava la prestación del servicio, varía desde el 5% en Japón hasta el 22% en Polonia. Los impuestos especiales aplicados sobre el transporte carretero presentan variaciones considerables entre países, que se evidencian en los precios nominales y relativos. Los impuestos sobre el autogás son generalmente inferiores a los del diésel y la gasolina, comparando sobre una base de volumen; el autogás es exento de impuestos sobre los consumos específicos en Australia, Bélgica, China, India, Rusia y México.

En Estados Unidos y en Argelia, los impuestos sobre autogás son mayores a los impuestos sobre la gasolina, pero son compensados por medio de controles gubernamentales que mantienen bajos los precios a los usuarios. Con respecto al diésel, Argelia es el único país donde el gravamen sobre este combustible es mayor que el aplicado sobre el diésel.

La tabla No 19 que a continuación se presenta, registra los principales incentivos políticos que han sido aplicados en los cinco países que cuentan con los mayores consumos de autogás a nivel mundial.

**Tabla 19. Incentivos políticos aplicados en los cinco países con mayores consumos de autogás a nivel mundial**

País	Incentivos políticos
<b>Corea</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El amplio segmento tomado por el autogás en el mercado coreano se debe a la implementación de impuestos que lo favorecen y a la acción de las políticas gubernamentales.</li> <li>Los precios del autogás antes de impuestos son bajos en comparación con los precios de los combustibles convencionales (las importaciones de GLP incurrir en menores aranceles). El precio del autogás ha estado directamente relacionado con el alza en los precios del butano, uno de sus principales componentes.</li> <li>El gobierno pone restricciones sobre los usuarios de los vehículos con autogás: a los vehículos privados de pasajeros no se les permite convertirse a autogás, ni se autorizan las ventas de vehículos OEM particulares; se permite que los vehículos comerciales (taxis y vehículos de alquiler) circulen con autogás y existen excepciones para personas discapacitadas y para vehículos con capacidad mayor a siete personas.</li> <li>Se estableció un programa para promover la conversión de camiones viejos por medio de subsidios y en el 2009 se consiguieron cerca de 30000 camiones convertidos.</li> <li>El gobierno puso en marcha un programa de vehículos limpios, en el que se define un porcentaje mínimo de participación de autogás y otros combustibles alternativos en su flota.</li> <li>Se financia un programa de investigación y desarrollo para vehículos livianos y pesados con autogás.</li> <li>Los vehículos con autogás tienen descuentos en los peajes y en las tarifas de estacionamiento.</li> <li>Se obliga a los taxis a utilizar autogás por motivos de calidad del aire local.</li> </ul>

País	Incentivos políticos
<b>Turquía</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se aplicaron políticas sociales que redujeron los impuestos sobre el GLP considerado como combustible doméstico. El autogás tomó fuerza porque se aprovecharon las bajas tasas impuestas sobre el GLP y por la industria no regulada de conversiones que empezó a crecer.</li> <li>El mercado turco de GLP se liberalizó en el 2005, permitiendo a los minoristas fijar los precios del producto.</li> <li>El gobierno ejerce control sobre los precios, influyendo sobre los precios de compra en refinerías y en las tasas de impuesto.</li> <li>En la última década ha entrado a operar una política fiscal más estable.</li> <li>Sobre el autogás, la gasolina y el diésel se aplica el mismo impuesto al valor agregado.</li> <li>Los impuestos especiales aplicados sobre el autogás son menores en comparación con los otros dos combustibles.</li> <li>El gobierno estableció normas y leyes estrictas de conversión en el 2005, tras una serie de problemas técnicos que aparecieron durante el desarrollo inicial de mercado: centros de conversión con licencia, conversiones aprobadas por un ingeniero calificado y pruebas de fugas cada dos años. Con estas medidas, la seguridad y confiabilidad de las conversiones han aumentado.</li> <li>Los problemas de mala calidad de combustible se han reducido desde 2004, cuando se hizo obligatoria la norma EN 589 (The European Autogás Quality Standard).</li> </ul>
<b>Rusia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El único incentivo sobre el autogás en Rusia consiste en la ausencia de impuestos especiales sobre el combustible, aplicado sobre el diésel y la gasolina. Sin embargo, los precios al usuario final son similares entre combustibles en una base de volumen (el precio del autogás resulta más costoso en una base energética).</li> <li>Los precios del autogás a granel no se regulan.</li> <li>No se aplican otros incentivos fiscales o regulatorios.</li> </ul>
<b>Polonia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El auge del mercado de autogás en Polonia se desató debido a la diferenciación tributaria entre el autogás y los combustibles convencionales.</li> <li>El impuesto especial sobre el autogás se ha mantenido prácticamente constante y es bajo con relación a los impuestos aplicados sobre el diésel y la gasolina; los precios del autogás antes de impuestos son más bajos que los registrados para los otros dos combustibles considerados; son estas razones las que inducen a que los precios del autogás que son percibidos por el consumidor resulten consecuentemente más bajos frente a los precios de sus competidores.</li> <li>En contraste con otros mercados de autogás que han tenido crecimientos acelerados, no hay subvenciones o subsidios aplicables a la conversión de vehículos.</li> <li>En 2010, el Consejo de Ministros aprobó un decreto en el sistema nacional de proyectos de inversión verde, donde se tiene en cuenta el rol del GLP en la reducción de emisiones en el sector transporte.</li> </ul>
<b>Italia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se incentiva el uso de autogás por medio de impuestos sobre los combustibles, incentivos para vehículos limpios y regulaciones de tráfico.</li> <li>El autogás tiene ventajas sobre los cobros de impuestos especiales frente a los combustibles tradicionales, lo que se refleja en los precios al consumidor.</li> <li>Hasta el año 2009 existían subvenciones para la compra de vehículos OEM y conversiones, incentivos detenidos en el año 2010 y reintroducidos en el 2011.</li> <li>Los vehículos con autogás también se han beneficiado por bajas tasas anuales de impuesto sobre la circulación del vehículo, dependientes de las características del motor y las emisiones de CO<sub>2</sub>.</li> <li>En varias ciudades se han convertido flotas de servicio público a autogás o a GNC debido a razones de tipo ambiental y se han adoptado regulaciones de tráfico que exigen a los vehículos con autogás en periodos de altos niveles de contaminación.</li> </ul>

Fuente: World LP Gas Association, 2012

Los desarrollos tecnológicos en búsqueda de alternativas en el sector automotriz se han direccionado hacia combustibles basados en petróleo, gas natural, biocombustibles, electricidad e hidrógeno. La tecnología de vehículos eléctricos está empezando a incursionar en algunos mercados, pero se prevé un proceso de acogida lento debido a sus limitaciones en infraestructura, costos y autonomía.

Los biocombustibles han incrementado su participación en el mercado en los últimos años, pero su uso se basa generalmente en la mezcla con algún combustible convencional (diésel o gasolina). El hidrógeno es un combustible que aún se encuentra en estudio y su penetración en los mercados debe superar barreras económicas (precios de producción y distribución), tecnológicas (almacenamiento y confiabilidad) y sociales (seguridad).

El autogás resulta ser una alternativa interesante en la actualidad y se ha establecido en muchos países debido a sus beneficios económicos y ambientales. A esto se suma la abundante oferta de GLP que puede incrementarse con la mejora de la eficiencia de los procesos productivos y con los nuevos hallazgos petrolíferos.

Algunos aspectos que han obstaculizado la penetración del autogás como carburante en el sector transporte son las falencias ocasionadas por la conversión del vehículo y el tema de la seguridad. La conversión de vehículos presenta algunos inconvenientes, dentro de los cuales se resaltan la pérdida de espacio para posicionar el tanque o depósito de combustible y la pérdida marginal en aceleración y velocidad debido al peso del tanque (desventaja que tiene mayor relevancia en vehículos convertidos a GNC).

Para contrarrestar estos efectos, los desarrollos tecnológicos ofrecen soluciones como tanques toroidales y depósitos ligeros. La seguridad es otro aspecto que ha limitado la penetración del GLP como combustible automotor, sin embargo, la experiencia de países que han incluido este combustible en sus sistemas de transporte desde hace años muestra las posibilidades que pueden abrirse en un mercado como el colombiano, bajo ciertas regulaciones y reglamentaciones.

Como ejemplo de esto, se expone el caso de Hong Kong, donde opera una flota de taxis desde 1990 y no se han presentado accidentes graves. Los accidentes relacionados con el GLP en el transporte ocurren como resultado de procedimientos inadecuados durante las instalaciones y las conversiones, por la ausencia de una válvula de seguridad en el tanque de combustible y por el uso ilegal de cilindros, hechos que han generado desconfianza en los gobiernos y público en general.

El gas natural comprimido (GNC) es otro de los combustibles alternativos que ha sido acogido en algunos países, con características que favorecen al ambiente frente a los combustibles convencionales. En el mercado pueden identificarse casos en los que el autogás ha tenido mayor popularidad que el GNC por cuestiones de desarrollo de infraestructura, abastecimiento y costos.

Adicionalmente, el World LP Gas Association 2012 planteó que los costos asociados a la infraestructura de distribución y a la conversión de vehículos son menores a los que deben solventarse con otros combustibles alternativos. Además, el autogás puede hacer uso de los recursos ya existentes para producción, almacenamiento y distribución de los combustibles tradicionales. La infraestructura de distribución en estaciones de servicio requiere una inversión menor.

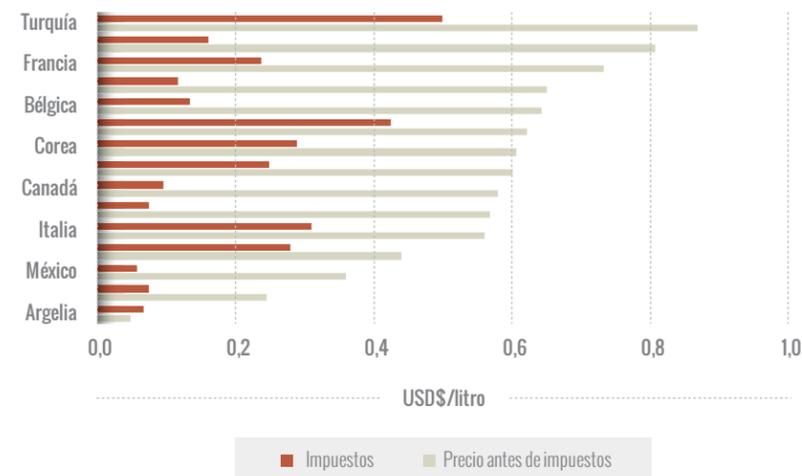
El precio del combustible es un parámetro que puede determinar significativamente la viabilidad de la inversión. Dentro de los precios se consideran impuestos aplicados sobre la producción, la distribución y la prestación del servicio y estos valores pueden llegar a marcar las tendencias de consumo. Para evidenciar de manera más clara este efecto, la siguiente gráfica resume algunos de los precios del autogás antes de impuestos y los impuestos aplicados en cada país.

Los precios al usuario en la estación de servicio para diferentes países alrededor del mundo se resumen en la siguiente gráfica. Las variaciones se deben a los mecanismos empleados para gravar los combustibles, a la competencia entre distribuidores y al control de precios del gobierno.

La participación del gobierno en países como Argelia, China, India, México y Tailandia es clave para establecer una regulación sobre los precios. Con base en valores del año 2010, bajo una conversión de precios a la misma unidad monetaria (dólares del 2012), el precio del autogás en Argelia resultó ser el más bajo y el precio en Turquía el más alto frente a los registros mundiales.

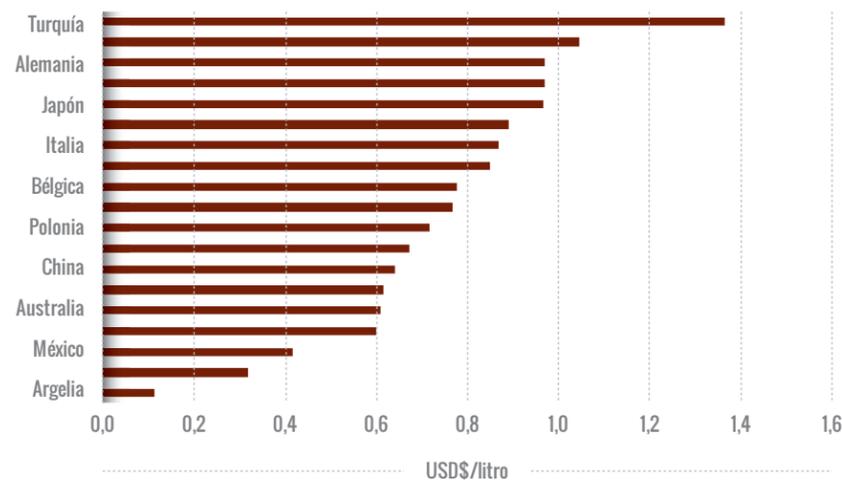
La gráfica No 49 presenta los distintos precios e impuestos incluidos en la estructura de los mismos, en los distintos países. En el año 2010, los precios del autogás percibidos por el usuario fueron menores que los precios de los demás combustibles convencionales en casi todos los países, mientras que en Estados Unidos los precios de la gasolina y el autogás se igualaron. Utilizando como indicador el precio relativo del autogás frente a los precios del diésel y de la gasolina, se encontró que el precio del autogás representa entre un 30.2% (México) y 97.2% (Estados Unidos) del precio del diésel y que con respecto al precio de la gasolina, el precio del autogás oscila entre un 26.3% (México) y un 100% (Estados Unidos).

Gráfica 49. Precios del autogás antes de impuestos e impuestos (2010) convertidos a dólares de 31 diciembre de 2012



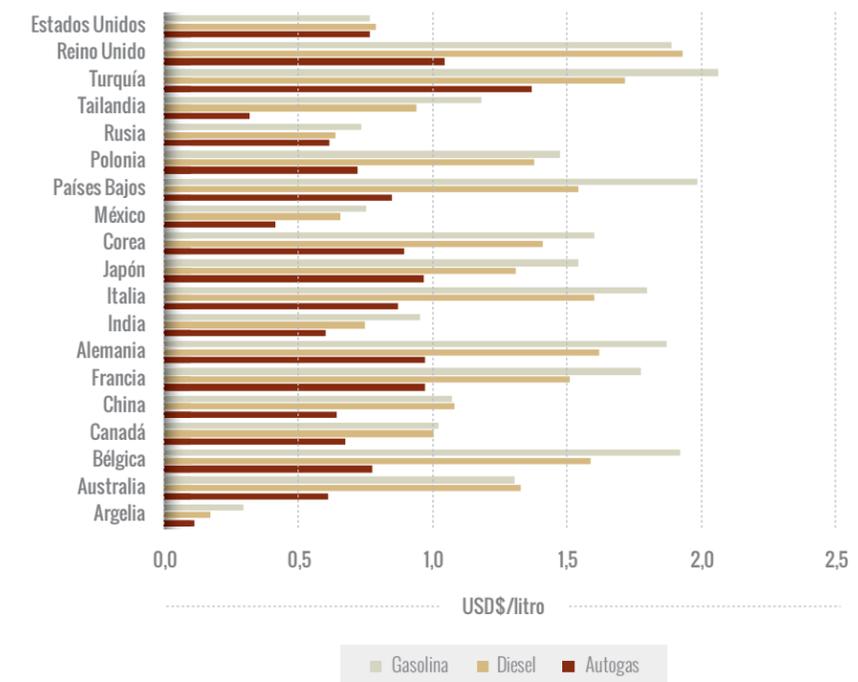
Fuente: World LP Gas Association, 2012

Gráfica 50. Precios del autogás antes de impuestos e impuestos (2010) convertidos a dólares de 31 diciembre de 2012



Fuente: World LP Gas Association, 2012

Gráfica 51. Precios de los combustibles al usuario final (2010) convertidos a dólares de 31 dic de 2012<sup>60</sup>



Fuente: World LP Gas Association, 2012

La gráfica 51 presenta los precios del diésel, la gasolina y el autogás en el año 2010 en distintos países. Los valores se expresaron en dólares del 2012.

### 5.2.1 Escenarios de desarrollo de autogás

Partiendo de una flota acumulada de 8.149.872<sup>61</sup> vehículos en 2012 y teniendo en cuenta la distribución por edad y por categorías vehiculares del Ministerio de Transporte<sup>62</sup>, se estimó la fracción de la flota total que podría considerarse como el mercado potencial para la conversión de vehículos a GLP<sup>63</sup>.

<sup>60</sup> Autogás incentive policies, World LP Gas Association, 2012

<sup>61</sup> Vehículos activos al 2012, información reportada por el RUNT (2013).

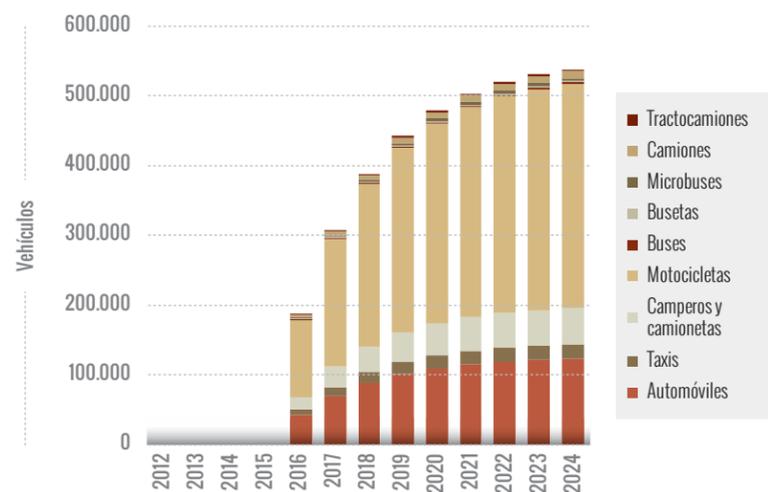
<sup>62</sup> Transporte en cifras - Estadísticas 2012, Ministerio de Transporte, 2013.

<sup>63</sup> Al total del parque vehicular se descontó vehículos convertidos a GNV entre los años 2003 y 2012, y según la experiencia internacional, los vehículos de más de 10 años de antigüedad que no se consideran aptos para dicho cambio.

De esta forma, la flota potencial apta para las conversiones sería de 4.309.934 vehículos en el año base (2012). Esta flota se caracterizó por categorías vehiculares y por tipo de combustible.

Lo deseable, dada la disponibilidad de GLP en el corto plazo, sería que la penetración del GLP tuviera un crecimiento acelerado desde los primeros años<sup>64</sup>. Se asume que la distribución de la flota vehicular convertida a GLP es igual a la distribución por categorías de la flota total en el 2024. Por cuestiones operativas, se tendrá en cuenta en las conversiones de vehículos diésel una mezcla de combustibles donde el autogas participaría con el 40% en términos energéticos.

Gráfica 52. Conversiones a GLP estimadas bajo los supuestos escenario A.



Fuente:UPME

En este sentido se presentan dos escenarios donde se considera una curva de penetración creciente, resultado de la implementación de políticas e incentivos fiscales: en el primero (escenario A) se espera que en un periodo de 10 años se alcance un total de 545.800 vehículos convertidos, valor que representa el 3% de la flota por categoría en el año 2024; y el segundo (escenario B) siguiendo la misma trayectoria pero delimitado por una meta de conversiones de 1.273.500 vehículos (7%<sup>65</sup> de la flota por categoría vehicular en el 2024) en el mismo intervalo de 10 años.

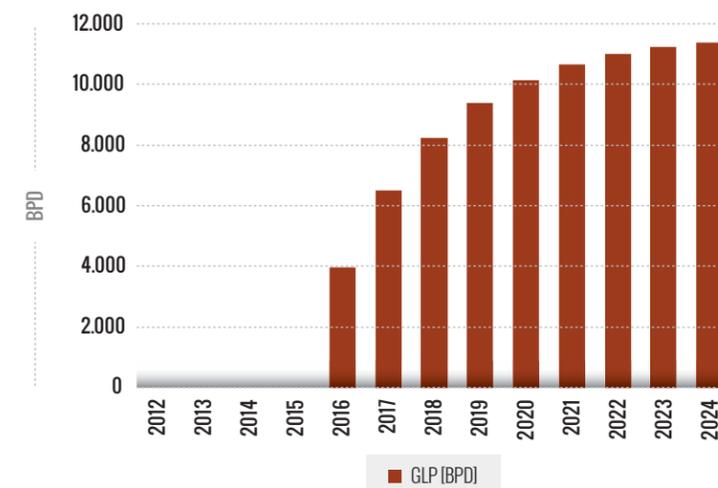
64 Según experiencia internacional este crecimiento acelerado en el corto plazo, se ha logrado por combinación simultánea de incentivos como exención de impuestos y subsidios o bonos para la conversión de los vehículos.

65 Estas metas fueron fijadas a partir del crecimiento que ha tenido la flota a GLP en otros países. Así por ejemplo, en países como Corea y Polonia, donde el consumo de GLP vehicular ha sido ampliamente difundido, se han alcanzado, en un periodo de aproximadamente 20 años, un máximo de vehículos convertidos correspondiente al 14% del total de la flota de cada país.

En los dos casos, la distribución de las conversiones por tipo de categoría fue la misma. Así, en el escenario A se alcanzaría una meta de 537.600 vehículos convertidos a GLP en 2024 (alcanzando 545.800 vehículos en el 2026), donde las motocicletas y los vehículos particulares se presentan en principio como el mercado potencial para el autogas debido al tamaño de su flota. Las conversiones calculadas para el periodo seleccionado por tipo de categoría, se presentan en la siguiente gráfica y se estima que el inicio de las conversiones podría darse a partir de 2016, dejando un tiempo prudencial mientras se autoriza y se reglamenta el uso de autogás en el país.

Este volumen de conversiones se traduce en un incremento gradual en la demanda de GLP destinado para el uso automotor hasta alcanzar 11.400 BPD en el 2024. Por otro lado, la gasolina y el diésel serían desplazados en el mismo año en 6.900 BPD y 2.400 BPD, respectivamente. Durante el periodo de evaluación (2016 - 2024), el consumo total de GLP sería aproximadamente de 82.400 BPD.

Gráfica 53A. Demanda de autogás en el escenario A.



Fuente:UPME

Las conversiones a GLP resultan en una variación porcentual de las emisiones<sup>66</sup> anuales hasta alcanzar los siguientes valores en el año 2024 frente al escenario de referencia: reducciones de CO<sub>2</sub>, VOC, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> y MP del 0,8%, 2,0%, 0,1%, 3,3% y 2,7%, respectivamente; e incrementos en las emisiones de CH<sub>4</sub> del 2,4%<sup>67</sup>, N<sub>2</sub>O del 0,9% y CO de 3,2%.

66 Factores de emisión de CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> calculados a partir de balance de masa. Factores de emisión de CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, VOC, NO<sub>x</sub>, MP y CO a partir de la base de datos del modelo IVE (2008) – "International Vehicle Emissions Model". Estos factores de emisión deberán ser validados experimentalmente para la calidad del GLP y tecnologías a aplicar en Colombia.

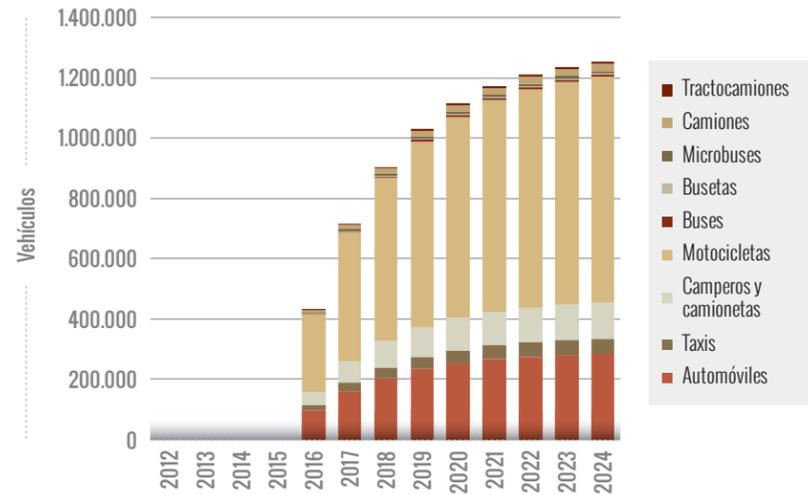
67 Este aumento en las emisiones de CH<sub>4</sub>, corresponde principalmente para calidades de GLP de campos de gas natural, que tienen mayor contenido de metano y etano que el GLP de refinерías.

El GLP es un combustible que genera menores niveles de emisiones para la mayoría de los contaminantes considerados, dentro de los que se resaltan el CO2, al ser el contaminante que más contribuye con el efecto invernadero y el material particulado (PM), contaminante local que tiene efectos nocivos significativos sobre la salud de la población.

El escenario B, se basa en una trayectoria de crecimiento acelerado para representar la entrada de vehículos convertidos a GLP a la flota nacional y la implementación de políticas para fomentar el uso de GLP, donde se incluyen modificaciones sobre los impuestos y subsidios sobre las conversiones.

En este escenario, se estableció una meta de 1.273.500 vehículos en un periodo de 10 años (1.254.000 vehículos en el 2024), valor correspondiente al 7% de la flota total en el año 2024. La curva con el acumulado de conversiones se presenta a continuación:

Gráfica 53 B. Conversiones a GLP estimadas bajo los supuestos escenario B.

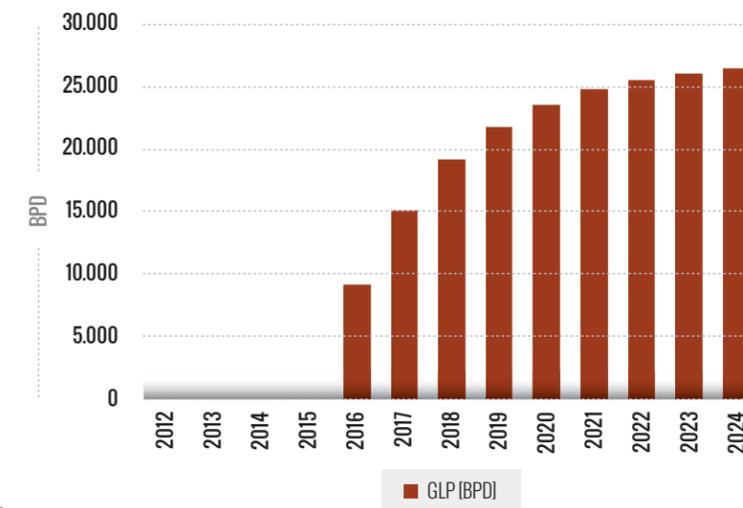


Fuente: UPME

Asimismo, la demanda de autogás crecería gradualmente hasta alcanzar un consumo anual de 26.500 BPD en el 2024. La penetración del GLP en el mercado automotor bajo los supuestos del escenario B, significaría una reducción en la demanda de gasolina y diésel en 16.200 BPD y 5.700 BPD en el mismo año. Durante el periodo de evaluación (2012 - 2024), el consumo total de GLP sería aproximadamente de 192.400 BPD.

Las variaciones porcentuales de las emisiones de contaminantes asociadas a la sustitución de gasolina y diésel por GLP, para las conversiones alcanzadas en 2024, serían aproximadamente las siguientes: CO2 (-1,8%), CH4 (5,6%), N2O (2,0%), VOC (-4,7%), NOx (-0,2%), SOx (-7,7%), MP (-6,4%) Y CO (7,5%).

Gráfica 54. Demanda de autogás en el escenario B



Fuente: UPME

Tabla 20. Resumen escenarios de demanda de autogás

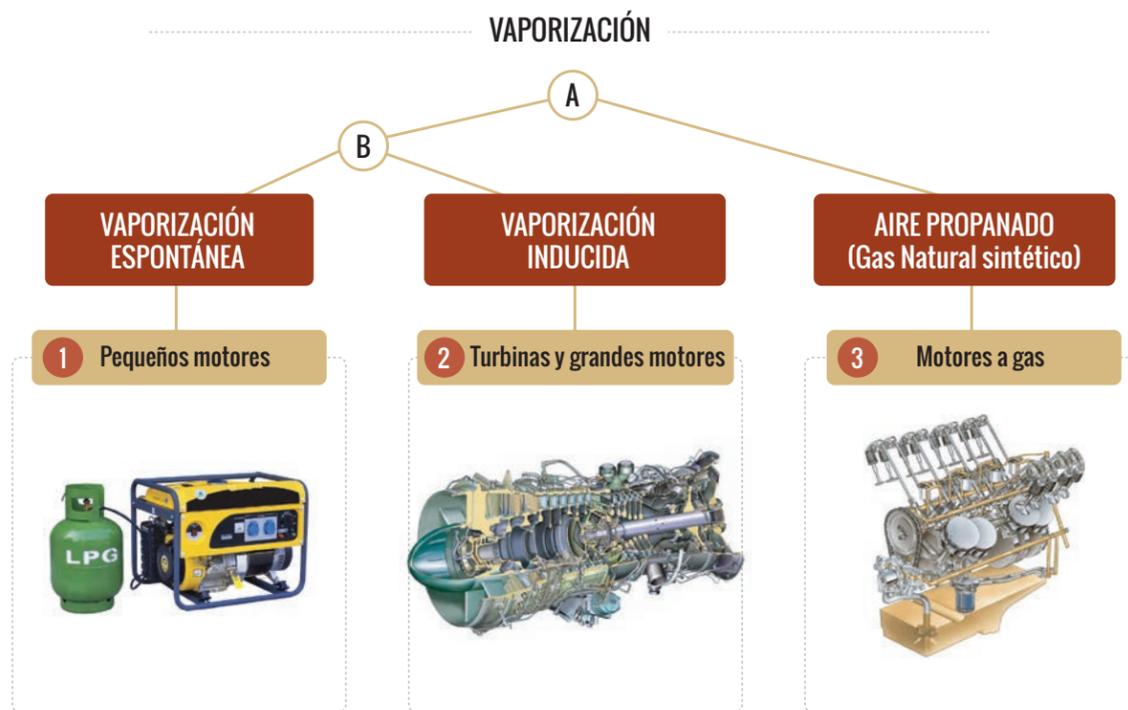
	Escenario A	Escenario B
Vehículos convertidos a 2024	537.600	1.254.000
Consumo autogás a 2024 (BPD)	11.400	26.500
Gasolina sustituida por GLP a 2024 (BPD)	6.900	16.200
Diésel sustituido por GLP a 2024 (BPD)	2.400	5.700
Reducción emisiones de CO2 (%) a 2024	-0,8%	-1,8%
Reducción de emisiones de MP (%) a 2024	-2,7%	-6,4%

## 5.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA

Otro de los usos evaluados fue el de utilizar el GLP en la generación de electricidad, tanto para Zonas No interconectadas como la posibilidad de uso en las plantas del Sistema Eléctrico Nacional, donde que a pesar de contar con red eléctrica presentan inconvenientes en el suministro y calidad del servicio.

De otra parte, ECOPEPETROL está evaluando también la posibilidad de generar electricidad con GLP en los campos de producción de petróleo y gas, para sustituir diésel, debido a la posición importadora de nuestro país, que hoy se ostenta.

### Gráfica 55. Alternativas de generación eléctrica con GLP



Fuente: Estudio Cosenit S.A

Tabla 21. Principios fundamentales generación eléctrica<sup>68</sup>

Formas de uso del GLP	Tecnología de generación	Comentarios
Vaporización espontánea	Pequeños motores	Aplicaciones en campos petroleros menores a 500 kW
Vaporización inducida	Grandes motores y turbinas que consumen líquidos y/o gases	Aplicaciones en campos petroleros mayores a 500 kW
Aire propanado (Gas natural sintético)	Motores diseñados para consumir gas natural	Aplicaciones para sustituir gas natural como combustible

Según el estudio de Ecopetrol<sup>67</sup>, se estima que para generar una potencia eléctrica de 35 MW (Hate Rate Asumido: 10500 BTU/KWH) se requiere de aproximadamente 2500 BPD. Al realizar el comparativo de precio por KWH generado entre los dos energéticos, el resultado favorece al GLP debido por supuesto al precio del energético en comparación con el precio del diésel. No obstante es necesario evaluar los precios de operación y manteniendo para llegar a un resultado mucho más real

Adicionalmente se plantean los siguientes requisitos para considerar a un operador petrolero como cliente potencial consumidor de GLP:

- Aquellos que consumen diésel y que no tienen fácil acceso a otras fuentes de energía confiables.
- Deben consumir en su campo de producción más de 400 KW de potencia.
- Deben estar cerca a la fuente de GLP.
- Deben tener contratos petroleros que no estén próximos a terminarse, con el fin de justificar las inversiones.

Durante 2007 el Gobierno Nacional a través del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE, realizó un piloto para generación de energía utilizando de manera simultánea diésel y GLP en una región ubicada dentro de las zonas no interconectadas del país, más exactamente en el municipio de Timbiquí-Cauca.

De acuerdo con los resultados preliminares, el costo del KWH era más alto con GLP que con diésel, sin embargo es importante hacer un análisis minucioso del piloto, teniendo en cuenta las diferencias entre ambos energéticos como lo son las eficiencias energéticas, el subsidio que se le otorga al diésel con destino a la generación de energía eléctrica y el factor de utilización de cada motor, entre otros elementos.

<sup>68</sup> La generación de energía eléctrica en campos petroleros con GLP, 2013. Estudio contratado por Ecopetrol con Energía Sostenible Eficiente e Innovadora S.A

En principio los costos de inversión por KW instalado, resultan superiores para las micro-turbinas con respecto a los motores de pistón. Sin embargo, su gran ventaja radica en que son equipos diseñados para operación continua y con casi ninguna supervisión bajo condiciones normales de operación, ya que solo requieren mantenimiento luego de 8000 horas de operación sin paradas intermedias. Una desventaja de este equipo es su vida útil la cual es de 40.000 horas, que una vez cumplida, requiere la reposición completa de la máquina según instrucciones del fabricante.

En cuanto a la cogeneración a partir del GLP, hablamos de convertir la energía almacenada en el gas en energía eléctrica y utilizar el vapor de agua para otros procesos productivos, agua caliente para calefacción de ambiente o aire acondicionado mediante un enfriador (chiller) de absorción, es decir energía calórica. Lo anterior podría ser un punto importante para la industria por cuanto se estaría aprovechando más del 80% de la energía disponible en el GLP versus el 30%- 45% que tradicionalmente se aprovecha en un generador eléctrico convencional, adicionalmente se presenta un ahorro de costos en el combustible que podrían justificar una inversión inicial.

## 5.2.1 Tecnologías

Para la generación de energía a partir del GLP, se tiene como opciones los motores de pistón y las micro-turbinas, dado que las turbinas a gas serían aplicables a necesidades de generación de medida y gran escala superiores y según las recomendaciones de los fabricantes a partir de 7 MW.

De acuerdo con la información recopilada de los fabricantes de equipos en el reciente Estudio adelantado por UPME70, se hace el siguiente comparativo de carácter operativo entre un motor a pistón y un micro-turbina.

Tabla 22. Comparación motor a pistón y micro-turbina<sup>69</sup>

Característica	Motor a pistón	Micro-turbinas	Unidades
<b>Mantenimiento</b>			
Disponibilidad de generación	95%	99%	
Frecuencia de cambio de aceite y filtros	250	N/A	Horas

69 Estudio UPME, "Determinación de Potencialidades de Uso y de las Acciones Necesarias para activar el Subsector del GLP en Colombia", 2013.

Característica	Motor a pistón	Micro-turbinas	Unidades
Frecuencia de cambio de filtros de aire	250	8.000	Horas
Reparación de culata y válvulas	20.000	N/A	Horas
Revisión y mantenimiento general		20.000	Horas
Reparación mayor de bloque, culata, válvulas, casquetes, pistones, etc.	40.000	N/A	Horas
Vida útil del equipo (1)	86.400	40.000	Horas
Porcentaje mínimo de propano	95%	60%	
Reducción de potencia por la altura sobre el nivel del mar del lugar de operación (2)			
Motores y turbinas operando por encima de los 457 metros sobre el nivel del mar	1% por cada 100 metros adicionales	1% por cada 100 metros adicionales	
Motor con turbocompresor	Hasta los 3.000 metros máximo un 5%		
Nivel de ruido y vibraciones	Alto	Bajo	
Supervisión	Continua	Mínima	

Sin embargo, la vida útil de las micro-turbinas es la mitad de la vida útil de un motor a pistón. Es oportuno mencionar que para los motores a pistón, es posible ampliar su duración y todo depende de la relación beneficio- costo entre su reparación y el costo de un equipo nuevo. Para el caso de las micro-turbinas en la práctica una vez cumplida la vida útil no se puede seguir utilizando.

En ambos casos se produce una reducción en la potencia generada a la menor densidad del aire. En los motores a pistón se compensa con la instalación de un turbocompresor. En las micro-turbinas no es posible compensarlo, por lo que se requiere una micro-turbina con mayor potencia lo que generaría un incremento en el costo de inversión.

## 5.2.2 Competitividad

En el siguiente cuadro se muestra un comparativo entre el diésel y el GLP para dos municipios considerados como zonas no interconectadas y que cuentan con generación eléctrica con diésel como combustible:

Tabla 22. Comparación GLP y diésel en ZNI<sup>70</sup>

Desagregación de Costo	Guapi		Acandí	
	GLP (\$/gal)	Diésel (\$/gal)	GLP (\$/gal)	Diésel (\$/gal)
<b>Costo al productor</b>	\$ 1,519.76	\$ 5,441.56	\$ 1,519.76	\$ 5,441.56
<b>Iva 16 %</b>	\$ 243.16	\$ 870.65	\$ 243.16	\$ 870.65
<b>Transporte poliducto</b>	\$ 614.38	\$ 382.21	\$ 195.85	\$ 157.32
<b>Transporte al sitio</b>	\$ 2,722.00	\$ 1,731.40	\$ 2,273.00	\$ 1,297.00
<b>Costo total</b>	\$ 5,099.30	\$ 8,425.82	\$ 4,231.77	\$ 7,766.53
<b>Costo en US\$/MBTU</b>	29.17	33.09	24.21	30.50

De acuerdo a lo anterior, a pesar que al GLP se le incluyó el IVA y que el transporte del GLP desde el punto de producción hasta el sector de consumo es superior en un 58% con respecto al diésel, se evidencia que el costo total en pesos del GLP puesto en planta de generación de energía es inferior al del diésel en aproximadamente el 60%. Este mismo comportamiento se refleja al hablar en términos de energía en MBTU.

La diferencia del costo total puesto en planta de generación, se evidencia notablemente en el costo de producción del GLP, en donde producir un galón de diésel es aproximadamente 3.5 veces más costoso que producir un galón de GLP.

Así las cosas, el GLP es una opción viable para atender las necesidades de generación de energía eléctrica. Sus costos de inversión, eficiencia, y precios del combustible comparado con el diésel, le abre espacios al GLP que es necesario explorar y cuantificar con mayor nivel de detalle. Adicionalmente, con este energético se pueden evitar las desviaciones o hurtos que eventualmente se presentan con el diésel destinado a la generación eléctrica.

### 5.2.3 Escenarios de consumo de GLP para generación eléctrica

El análisis contempló dos escenarios para estimaciones de la demanda en generación eléctrica así: i) un primer escenario base que implica el uso de GLP en zonas no interconectadas y ii) un segundo

<sup>70</sup> Estudio UPME, "Determinación de potencialidades de uso y de las acciones necesarias para activar el subsector del GLP en Colombia", 2013.

escenario más optimista que considera la generación de electricidad en otras zonas del país, para atender las necesidades del Sistema Interconectado Nacional.

En el escenario base, se incluyó la demanda en Zonas No Interconectadas y el consumo para generación en campos de producción de hidrocarburos. En lo correspondiente a las zonas no interconectadas (ZNI) del país según información del Ministerio de Minas y Energía, estas comprenden aproximadamente las 2/3 partes del territorio nacional, lo que representa 17 Departamentos, 88 Municipios, 39 cabeceras municipales y 1300 localidades para un total de 1.3 Millones de habitantes.

En las ZNI se tiene una capacidad instalada de generación de energía eléctrica de aproximadamente 165 Mw lo que representa un porcentaje del 1.14% con respecto al total nacional. El tiempo promedio de prestación del servicio está entre 4 y 8 horas y el costo promedio es de aproximadamente \$ 1,200 por Kwh, según información presentada por IPSE.

La población que habita las Zonas no Interconectadas es atendida a través de 92 operadores de los cuales el 49% son las Alcaldías y el resto se divide entre Empresas de Servicios Públicos (35%), Gobiernos (2%), diversas formas asociativas (11%) y cooperativas (3%). En promedio el indicador de Necesidades Básicas Insatisfechas NBI en las ZNI es del 71% mientras que en el resto del país es del 28%, lo que refleja la pobreza y difíciles condiciones de vida de esta población.

Una vez identificando los municipios de las ZNI que podrían tener un suministro continuo de GLP, se prevé un potencial de consumo del orden de los 1.768 BPD, volumen que incluye a las 62 localidades identificadas en la Información de Telemetría reportada por IPSE, volúmenes que eventualmente podrían cambiar de manera importante si se incluyen las necesidades de cocción y calentamiento de las residencias y el comercio localizados en los municipios en los cuales resulte viable acogerse al GLP para generación eléctrica.

De otra parte, las estimaciones de GLP para generación de energía eléctrica en campos de producción de hidrocarburos que no se encuentran conectados al STN y que generan su propia electricidad, en la mayoría de los casos utilizan diésel como fuente energética a causa de que los volúmenes de gas producidos no son suficientes para realizar esta actividad, se convierten en un nicho de mercado importante para el GLP, siempre que se encuentren próximos a campos de producción de gas húmedo, análisis que se cuantificó en cerca de 2.500 BPD, según resultados de un estudio adelantado por ECOPEL, sobre este tema.

En el escenario optimista, se estimó un consumo adicional de 6.500 BPD, volumen aproximado que demanda una planta de capacidad de 100 MW, que de acuerdo con las necesidades energéticas del

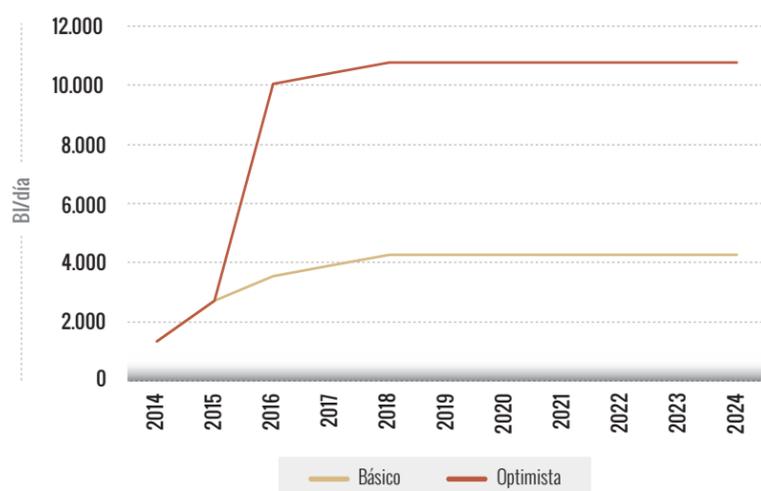
país y que podría resultar conveniente a partir del año 2015 en áreas geográficas de gran demanda de electricidad, considerando las dificultades que hoy existen para el desarrollo de infraestructura de transmisión de electricidad. Este esquema no es otra cosa que el concepto de la denominada generación localizada (GL).

Las ventajas de tener este tipo de generación incluyen la posibilidad de aplazar expansiones en redes de transmisión, reducir riesgos en diferentes áreas operativas ante atrasos por entrada en los proyectos de infraestructura de energía eléctrica y mejorar la confiabilidad del mismo. Igualmente, este esquema reduce pérdidas en las redes de transmisión y distribución, incremento la calidad del servicio si se cumplen las reglamentaciones y mejor adaptación a las variaciones de demanda, así como uso eficiente de la energía e incorporación de fuentes más limpias.

Este tipo de generación se visualiza como una de las opciones más ventajosas; sin embargo, la normatividad actual no permite estimular este esquema de generación localizada, por lo cual se hace necesario que se integre dentro de la regulación incentivos que permitan incorporar este tipo de esquemas para el planeamiento integral, semejantes al cargo por confiabilidad pero con una visión de generación localizada.

La grafica 56 presenta los dos escenarios de demanda de GLP para generación de electricidad.

**Gráfica 56. Escenarios de consumo de GLP en generación eléctrica, BPD**



Fuente: Estudio Cosenit S.A

## 5.3 PETROQUÍMICA

El consumo de GLP en la industria petroquímica corresponde a su uso como insumo químico o materia prima para la producción de resinas y plásticos (polímeros, tales como polipropileno), entre otros productos.

A nivel internacional, el uso petroquímico representa aproximadamente el 25% del total de la demanda mundial. Este sector de consumo, junto con el residencial/comercial son los que más han jalonado el crecimiento de la demanda en los últimos años, en especial en el Medio Oriente y Norte América. Recientes innovaciones tecnológicas han permitido la flexibilización de insumos de la industria petroquímica, lo que a su vez ha permitido que su consumo de GLP aumente en función de su disponibilidad y precio.

El uso petroquímico del GLP en el país, se ha entendido o asumido más como una alternativa que afecta la oferta, que como un sector adicional de consumo. Es así como el total de la oferta nacional, y en especial la producción de las refinerías, ha venido disminuyendo a partir del año 2008, en parte debido a los envíos de propano y propileno a Propilco.

Según Propilco, el 30% de su demanda de propileno la abastecen actualmente con producción nacional. La demanda actual y proyectada de propileno es la que se presenta en la siguiente tabla. Actualmente cerca de 4.200 BPD de propileno provienen de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. La tabla No 23 incluye la proyección de propileno para la planta petroquímica existente en Cartagena:

**Tabla 23. Demanda de propileno petroquímica<sup>71</sup>**

Año	ton/año	BPD
2013	500.000	14.036
2014	500.000	14.036
2015	500.000	14.036
2016	500.000	14.036
2017	500.000	14.036
2018	550.000	15.439
2019	550.000	15.439
2020	550.000	15.439
2021	550.000	15.439

<sup>71</sup> Ecopetrol. Cálculos UPME, tomando una densidad del propileno de 2.32 kg/gal.

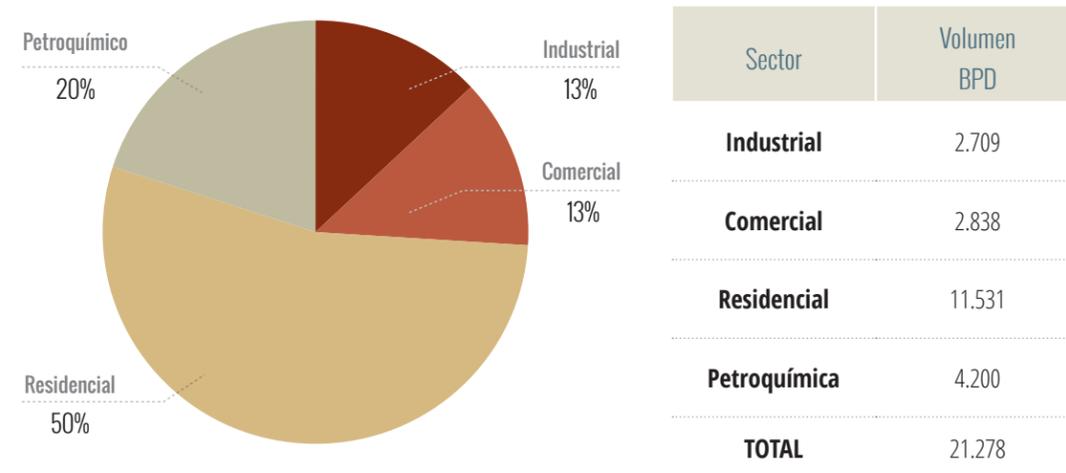
Incluyendo el consumo de propileno en el consumo nacional total de GLP por sectores, el petroquímico representa cerca del 20% de la demanda actual se aproxima a la proporción mundial.

El objetivo de Ecopetrol es reducir los costos de importación de materia prima, maximizando el suministro de propileno nacional. Para este propósito tiene dentro de su portafolio de proyectos algunos encaminados a aumentar la oferta de propileno, los cuales incluye:

- Ampliación de la refinería de Cartagena: Mediante este proyecto, que ya está en ejecución, se espera duplicar la oferta de propileno de la refinería y alcanzar un abastecimiento de alrededor del 50% con producto nacional.
- Deshidrogenación de propano: Este proyecto se tiene tentativamente programado para el año 2018 y pretende básicamente la transformación de propano en propileno. La fuente de suministro de propano todavía se está analizando en función de los precios, evaluando como alternativas el GLP de Cusiana y Cupiagua, o incluso la opción de importar propano de Estados Unidos, dados los precios favorables del momento. El consumo aproximado de propano de este proyecto estaría entre los 3.500 y 12.000 BPD.

La gráfica 57 y la tabla adjunta, incluyen la totalidad del consumo de GLP en el país y su distribución sectorial, mirando el GLP como energético y como materia prima.

Gráfica 57. Consumo nacional de GLP por sectores, incluyendo el petroquímico



Fuente: SUI y ECOPEPETROL

En la tabla No 24 se presentan las estadísticas de los distintos productos que se obtendrán en la refinería de Cartagena con el proyecto de ampliación.

Tabla 24. Proyecto de ampliación de la refinería de Cartagena<sup>72</sup>

BPDO	Actual	Futura	% Vol
<b>Carga a Refinería</b>	79.800	150.000	
<b>GLP</b>	1.830	1.505	1
<b>Propileno</b>	1.000	2.091	1.4
<b>Butano</b>	1.800	0	0
<b>Gasolinas</b>	24.700	35.015	23.3
<b>Jet</b>	8.070	10.000	6.7
<b>Diésel</b>	21.130	89.168	59.4
<b>Fuel oil</b>	17.600	0	0
<b>Otros</b>	3.250	3.344	2.2
<b>Coque, te/d</b>	0	1.922	
<b>Total</b>	79.380	141.123	

Adicionalmente, Ecopetrol tiene el proyecto de alquiler de isobutano para aumentar la producción de gasolinas. La fecha tentativa de este proyecto es el año 2017 y lo esperado es consumir del orden de 1.600 BPD de isobutano.

## 5.4 ESTIMACIÓN DE DEMANDA RESTO DE SECTORES

De acuerdo con los análisis realizados y teniendo en cuenta la evolución del mercado nacional de GLP, se determinaron unos escenarios de la demanda en los distintos sectores tradicionales de consu-

72 Reficar

mo a mediano y largo plazo. Definir con precisión las participaciones de mercado que hoy tiene cada sector de consumo es un tanto difícil y se tropieza con dificultades prácticas derivadas del hecho de que un mismo tipo de entrega en cilindros puede atender las necesidades de varios sectores.

Mientras el mercado a granel está claramente diferenciado por sectores de consumo como se indicó anteriormente, no ocurre lo mismo con las entregas en cilindros. Por ejemplo, los correspondientes a 100 libras, pueden atender consumos residenciales, comerciales y aún industriales, considerando que dentro de la investigación de mercado adelantada por UPME en el sector industrial son muy pocas las plantas que disponen de facilidades de tanques estacionarios para almacenamiento de este producto.

En la misma forma establecer diferencias entre los consumos residenciales y comerciales, se tienen dificultades similares debido a que tanto unos como otros, utilizan cilindros de 100 libras para su abastecimiento.

Cabe señalar que no hay sistema de información que haya desagregado los consumos de GLP en cilindros según usuario final y tampoco se encuentra información donde se obtenga el número de usuarios atendidos en los diferentes sectores de consumos como sí ocurre con otros servicios por ejemplo el gas natural. De ahí que no se cuente con información que permita conocer por ejemplo, el número de galones consumido por usuario residencial de GLP a fin de elaborar estimaciones de demanda con una base completamente fiable.

En lo concerniente al sector residencial se sigue la tendencia actual y no se observa prácticamente ningún cambio en la distribución de las ventas de GLP por tipo de suministro: las ventas en cilindros se mantienen en aproximadamente un 85% y las ventas a tanques estacionarios en el 15% restante. Teniendo en cuenta que el consumo residencial se hace principalmente en cilindros, y que el industrial y comercial especialmente en tanques estacionarios, se podría concluir que la demanda de estos tres sectores ha decrecido a la misma tasa durante los últimos años.

Por lo anterior, y para efectos de proyectar el comportamiento de la demanda del servicio público domiciliario en estos tres sectores tradicionales de consumo, se asumió que cada uno de ellos continuará decreciendo de manera similar, aplicando una tasa decreciente hasta el año 2020, a partir del cual tenderían a estabilizarse.

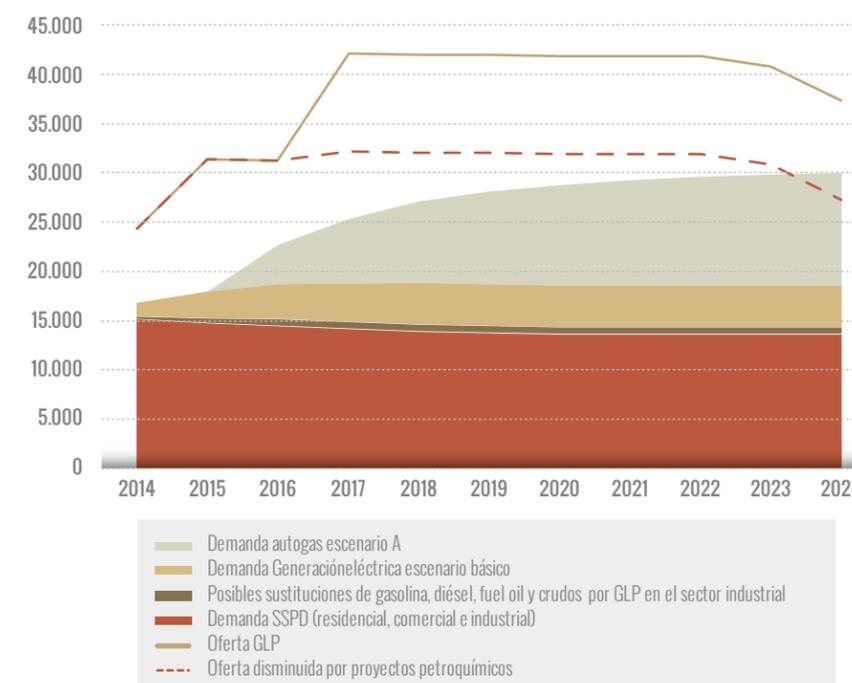
Adicional a esta proyección agrupada del consumo del servicio público domiciliario, se consideró un pequeño incremento en el consumo industrial de 650 BPD, previendo la posible sustitución de gasolina, diésel, combustóleo y crudos pesados, por motivaciones ambientales

## 5.5 PROYECCION DE BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA

Contrastando los escenarios de oferta y demanda de GLP incluyendo los nuevos usos en los sectores de transporte (autogás) y generación eléctrica, se desarrollaron posibles balances. La demanda potencial de GLP para el sector petroquímico es vista como una eventual disminución de la oferta a partir del año 2017, en caso de llevarse a cabo el proyecto de deshidrogenación de propano y abastecimiento total con producto nacional.

La grafica 58 presenta el balance de GLP en el escenario menos optimista, es decir una demanda para autogas limitada por la cantidad de conversiones y con un máximo consumo en el 2024 de cerca de 11.400 barriles día.

Gráfica 58 Balance GLP (escenario de demanda básico)

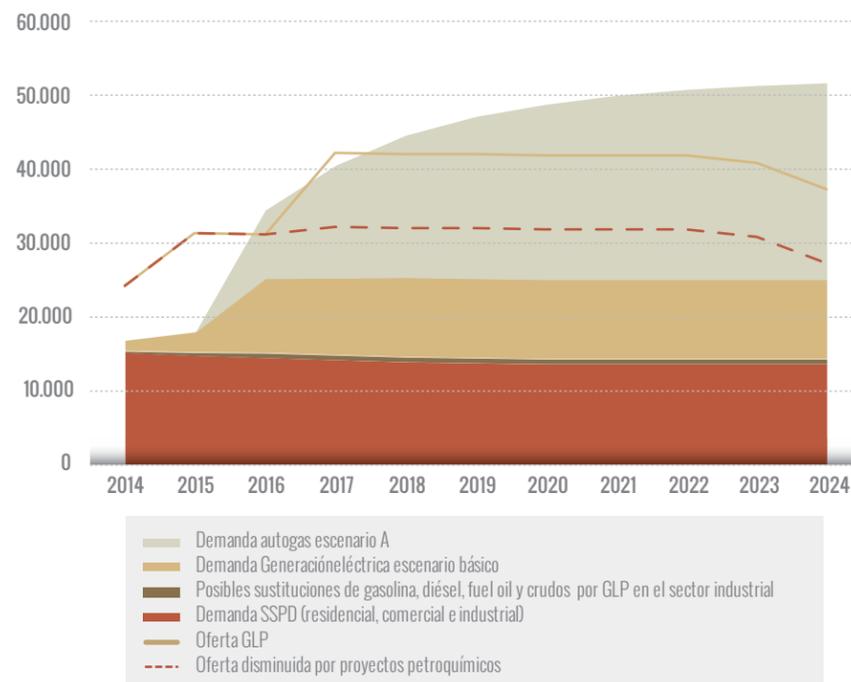


Fuente: UPME y Estudio Cosenit 2013

En el segundo caso se aprecia el balance de GLP considerando el escenario de demanda más optimista, incluye el consumo de GLP para una planta de generación de electricidad con un despacho continuo en razón al esquema de operación y está conectada a un Sistema de Distribución Local de electricidad (SDL), que no tiene acceso directo a la red de transmisión, no es despachada centralmente y cumple con los requerimientos de conexión.

Este escenario es deficitario desde el año 2018, tal como se aprecia en la gráfica No 59, y para que se alcance esta situación es necesario que se permita el uso del autogas y la regulación permita el desarrollo de la generación localizada.

Gráfica 59 Balance GLP (escenario de demanda optimista)



Fuente: UPME y Estudio Cosenit 2013



Los cambios que ha tenido el sector en la última década han sido significativos. La producción por procesamiento de gas natural en campos ha aumentado, la oferta en general se ha incrementado y tanto las fuentes de producción como los agentes involucrados en el suministro se han diversificado y la demanda residencial, comercial e industrial ha venido disminuyendo a un ritmo similar al crecimiento del consumo de gas natural. Las exportaciones y su uso petroquímico han aumentado.

La infraestructura de transporte y almacenamiento existente ha empezado a verse subutilizada frente a los cambios en las condiciones de oferta y demanda, que a su vez han sugerido cambios en la logística y rutas de comercialización.

El mercado residencial se ha dispersado, los costos de distribución han aumentado y se ha incrementado el uso de expendios como canal de distribución. Las inversiones en cilindros marcados e instalaciones por parte de los distribuidores han aumentado. El esquema de marcas en los cilindros (ahora propiedad de los distribuidores) ha favorecido el mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio, pero también ha servido como barrera de entrada a la actividad, lo que a su vez ha promovido la integración horizontal. El esquema de marcas sumado a la tercerización de la actividad de distribución en los comercializadores minoristas ha generado nuevos problemas de informalidad e ilegalidad que demandan un mayor esfuerzo por parte de las entidades de control.

La competitividad frente a su sustituto más cercano (el gas natural) ha disminuido como consecuencia del comportamiento de los precios internacionales, de la falta de un esquema de subsidios

aplicable al consumo en cilindros y de los mayores costos en las actividades de distribución y comercialización minorista.

Para los próximos 10 años se espera que el cambio sectorial continúe y que de manera especial, se caracterice por el desarrollo de nuevos sectores de consumo. Frente a las pocas posibilidades de expansión del consumo residencial, la alternativa para aprovechar la disponibilidad de este recurso a nivel nacional, es potenciar principalmente su uso en los sectores de transporte y de generación eléctrica. De esta forma, sustituyendo gasolina y diésel por GLP en estos nuevos mercados, se podrá contribuir a la disminución de emisiones y a la prolongación de la autosuficiencia energética.

Por otra parte, el uso petroquímico de propano y propileno, surge como una alternativa complementaria que le aporta valor agregado a este recurso. Todos estos esfuerzos enmarcados dentro del gran objetivo de aprovechar los recursos disponibles en función del desarrollo sostenible del país.

En respuesta a este nuevo panorama, la regulación deberá aportar los mecanismos necesarios para armonizar la evolución del consumo tradicional como servicio público domiciliario con el desarrollo de los nuevos usos. En este sentido las recomendaciones regulatorias que se están analizando son: extender la liberación del precio (ingreso al productor, G) a todos los usuarios, definir prioridades de uso, establecer responsabilidades en torno a la confiabilidad en el suministro, definir el agente productor-comercializador, establecer el compromiso de efectuar declaraciones de producción, eliminar OPC, generalizar la negociación bilateral en el suministro en caso de excedentes en la oferta, dar tratamiento similar en materia de subsidios a los usuarios residenciales de gas natural y GLP, definir precios de referencia para los usuarios residenciales,

Del mismo modo revisar los estándares de calidad del producto en función de su uso y normas ambientales, consolidar la responsabilidad de marca de los distribuidores y reforzar el control de las actividades de distribución y comercialización minorista. El objetivo será permitir en un ambiente competitivo el desarrollo de los nuevos usos, protegiendo simultáneamente a los usuarios residenciales, brindándoles garantías en términos de confiabilidad en el suministro y precio. En este proceso, se deberá también evitar vía precios los desvíos a otros usos de cantidades destinadas por ejemplo al uso residencial. También se deberá cuidar la seguridad y el cumplimiento de las normas técnicas correspondientes en la implementación práctica tanto del autogás como de las plantas de generación eléctrica.

Como muestra la experiencia internacional, a veces en momentos de crisis la innovación tecnológica puede abrir puertas inesperadas al desarrollo y cambiar rápidamente la situación de abastecimiento energético de un país.

Este fue el caso de Estados Unidos frente al desarrollo de tecnologías para la explotación del gas de esquisto y la producción no convencional de hidrocarburos. De igual forma, a nivel nacional todos los sectores, incluyendo el del GLP, deben estar abiertos al cambio, al progreso, a la innovación tecnológica, etc., y en este sentido la política energética y la regulación debe ser flexible y dinámica con el ánimo de potenciar, encausar y optimizar dichos cambios.

### Gráfica 60. Resumen de las conclusiones



Fuente: UPME

.....

Cadena del  
**GAS LICUADO  
DE PETROLEO**  
2013