REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

CONTRATO N° C-003-2017

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE ABASTECIMIENTO DE GLP EN EL PAÍS
(INCLUYENDO SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA)
EN EL CORTO Y EL MEDIANO PLAZO, IDENTIFICACIÓN DE LAS LIMITANTES PARA
LOGRAR EL ABASTECIMIENTO PLENO Y PRUEBA DE LAS ACCIONES PARA
ATENDER LOS PROBLEMAS IDENTIFICADOS

CONTRATISTA, COSENIT S.A.
INFORME FINAL

BOGOTÁ, SEPTIEMBRE 28 DE 2017
### TABLA DE CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO ........................................................................................................... 6

2. EVALUACIÓN DEL AUTOGAS ............................................................................................ 9
   2.1 Modelo de Negocio .......................................................................................................... 9
   2.2 Valoración Económica ..................................................................................................... 9
      2.2.1 Importación y Almacenamiento en Puerto ............................................................... 10
      2.2.2 Transporte Hasta Estación de Servicio ................................................................. 10
      2.2.3 Operación Estación de Servicio .............................................................................. 10
      2.2.4 Usuario Final ........................................................................................................... 11
   2.3 Conclusiones .................................................................................................................. 15

3. GENERACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA EN ZNI ............................................................... 16
   3.1 Valoración Económica .................................................................................................... 16
      3.1.1 Potencial de Generación .......................................................................................... 16
      3.1.2 Valoración Precio Máximo GLP ........................................................................... 17
   3.2 Conclusiones .................................................................................................................. 19

4. SUSTITUCIÓN DE LEÑA PÓR GLP .................................................................................. 20
   4.1 INTRODUCCIÓN ............................................................................................................ 20
   4.2 ESTIMATIVO PROGRAMA DE SUBSIDIOS ................................................................. 21
   4.3 COMENTARIOS FINALES: ............................................................................................. 25

5. CONSTRUCCION DE LAS POLÍTICAS DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD ................................................................................................................................. 29
   5.1 INTRODUCCIÓN ............................................................................................................ 29
   5.2 POLÍTICA DE ABASTECIMIENTO ............................................................................... 29
   5.3 RECUPERACIÓN DE CORRIENTES DE GLP ............................................................... 32
   5.4 NUEVA PRODUCCION DE GLP EN CUPIAGUA .......................................................... 34
   5.5 IMPORTACIONES DE GLP ............................................................................................ 35
   5.6 LA POLÍTICA DE CONFIABILIDAD .............................................................................. 36
   5.7 ARMONIZACIÓN DE LAS POLÍTICAS DE ABASTECIMIENTO Y DE CONFIABILIDAD ............................................................................................................................... 37
   5.8 EL DESARROLLO DEL PROCESO .................................................................................. 40

6. EL DISEÑO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD ............................................................... 42
   6.1 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN EL SUMINISTRO DE GLP ................................. 42
6.2 RESUMEN DE CAPEX Y OPEX EN EL ESQUEMA MODIFICADO DE CONFIABILIDAD: .................................................................62
6.3 LOGÍSTICA Y OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE CONFIABILIDAD........64
6.4 LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA SAN ANDRÉS ISLAS...............66
   6.4.1 Confianza en San Andrés: ....................................................66
   6.4.2 Inversiones y costo anual de depreciación reconocidos .............66
7. CONSIDERACIONES SOBRE EL MARCO INSTITUCIONAL DE POLÍTICA 70
   7.1 IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN: ..................................................70
   7.2 REMUNERACIÓN DE LOS ACTIVOS Y LAS OBLIGACIONES DEL PLAN DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD .......................72
   7.3 NORMATIVIDAD APLICABLE AL DESARROLLO DEL PLAN .............72
   7.4 EL ASEGURAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD ............................73
   7.5 EL ADMINISTRADOR DEL SISTEMA........................................75
8. LA PROPUESTA DE MARCO REGULATORIO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GLP DE LA CREG ........................................76
   8.1 INTRODUCCIÓN......................................................................76
   8.2 ANÁLISIS DE LA NUEVAS NORMAS. ........................................76
   8.3 ANÁLISIS DE MECANISMOS: PRECIOS Y PARÁMETROS DE CONDUCTA ........................................................................81
   8.4 LA PROPUESTA REGULATORIA....................................................83
   8.5 ANÁLISIS DE LA NORMATIVIDAD PROPUESTA..........................84
   8.6 CONSIDERACIONES FINALES.....................................................88
9. ANÁLISIS REGULATORIO DE SUBSIDIOS Y DECLARACIONES DE PRODUCCIÓN ................................................................91
   9.1 PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE SUBSIDIOS AL GLP EN CILINDROS EN ZONAS RURALES ........................................91
      9.1.1 Soporte normativo: .............................................................91
      9.1.2 Focalización: ......................................................................91
      9.1.3 Requisitos para la asignación del subsidio:..........................92
      9.1.4 Consumo subsidiario: ..........................................................92
      9.1.5 Subsuelo: ............................................................................92
      9.1.6 Fuente de recursos: ..............................................................92
      9.1.7 Auditoría a la aplicación de los subsidios .............................93
   9.2 Propuesta en relación con las declaraciones de producción ..........93
10. ANEXOS ................................................................................................................................. 96
10.1 UPME – EVALUACIONES NEGOCIO AUTOGAS ESTUDIO GLP V 2017_2 96
10.2 UPME – MODELO EVALUACIÓN USO GLP PARA GEN EE EN ZNI 96
10.3 ENCUESTA NACIONAL DE CALIDAD DE VIDA .............................................................. 96
10.4 ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DE POBLACIÓN NACIONAL, DEPARTAMENTAL Y MUNICIPAL TOTAL POR ÁREA 1985-2020 ................. 96
LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Costos de la importación y almacenaje en Costa Caribe ........................................ 10
Tabla 2. Costos de Transporte para llevar GLP de Costa Caribe hasta Estaciones ................... 10
Tabla 3. Costos de Transporte para llevar GLP de Costa Caribe hasta Estaciones ................... 10
Tabla 4. Operación Vehículo ...................................................................................... 12
Tabla 5. Inversiones de los sistemas para usar GLP y Gas Natural ................................... 12
Tabla 6. Resultados 1 ................................................................................................. 13
Tabla 7. Resultados 2 ................................................................................................. 13
Tabla 8. Sensibilidad en la evaluación sin I.V.A 1 ......................................................... 14
Tabla 9. Sensibilidad en la evaluación sin I.V.A 2 ......................................................... 14
Tabla 10. Potencial de demanda ................................................................................. 17
Tabla 11. Costo de generación Departamentos ............................................................ 18
Tabla 12. familias en Colombia que consumen leña, carbón y otros recursos de biomasa ... 21
Tabla 13. Cobertura del programa de sustitución 15% de Familias ................................. 21
Tabla 14. Kit básico para Consumo de GLP .................................................................. 22
Tabla 15. Distribución de Departamentos por Regiones ................................................. 22
Tabla 16. Costo Cilindro 33 Libras por Regiones ............................................................ 23
Tabla 17. Crecimiento poblacional por Región ............................................................... 24
Tabla 18. Costo de programa por año .......................................................................... 24
Tabla 19. Subsidios y Contribuciones Energía Eléctrica .................................................. 26
Tabla 20. Subsidios y Contribuciones GAS ..................................................................... 27
Tabla 21. Precios Comparativos del GLP y otros recursos energéticos en Barrancabermeja 33
Tabla 22. Comparación Precios Barrancabermeja para recuperar entre 1800 y 3100 Barriles/día de GLP-1 ................................................................................................. 34
Tabla 23. Comparación Precios Barrancabermeja para recuperar entre 1800 y 3100 Barriles/día de GLP-2 ................................................................................................. 34
Tabla 24. Capacidad contratada y disponible transporte GLP por ductos ....................... 51
Tabla 25. Cantidades de almacenamiento estratégico ..................................................... 52
Tabla 26. Guía AACE ................................................................................................. 54
Tabla 27. Costos asociados para instalación 3 tanques .................................................... 55
Tabla 28. Costo total del proyecto 3 tanques ................................................................. 56
Tabla 29. Costo asociados 8 tanques ............................................................................. 56
Tabla 30. Costo asociados 8 tanques ............................................................................. 57
Tabla 31. Costo total 8 tanques ..................................................................................... 57
Tabla 32. Costo asociados 20 tanques .......................................................................... 58
Tabla 33. Costo infraestructura y facilidades ................................................................. 58
Tabla 34. Costo total 20 tanques .................................................................................. 59
Tabla 35. Costo asociados 8 tanques ............................................................................. 61
Tabla 36. Costo infraestructura y facilidades ................................................................. 61
Tabla 37. Costo total proyecto ..................................................................................... 62
Tabla 38. Costo unitario y total de cada equipo ............................................................. 66
Tabla 39. Costo isotanque ........................................................................................... 68
Tabla 40. Costo construcción obra civil ....................................................................... 69
LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Autogas ................................................................. 9
Figura 2. Tarifas resultantes ....................................................... 11
Figura 3. Evolución de tarifas ................................................... 13
Figura 4. Modelo de evaluación ............................................... 17
Figura 5. Evolución de Costo por región .................................... 25
Figura 6. Acumulado de Costo del programa .............................. 25
Figura 7. Subsidios y Contribuciones Energía Eléctrica ............... 27
Figura 8. Subsidios y Contribuciones GAS ............................... 28
Figura 10. Oferta y demanda de GLP (2017-2022) + Demanda por sustitución de Leña. 31
Figura 11. Balance de Oferta y Demanda con recuperación de GLP en Barrancabermeja. .................................................. 35
Figura 12. Balance de Oferta y Demanda de la Figura 11 más producción de Cupiagua. 35
Figura 13. Esquema de producción y entrega de GLP en REFICAR .................... 44
Figura 14. Logística de despacho de GLP desde la refinería de Barrancabermeja .... 48
1. RESUMEN EJECUTIVO

El Informe III y Final del presente Contrato C-003-2017, llega a conclusiones específicas sobre la situación de Abastecimiento y Confiabilidad en el suministro de GLP al mercado nacional.

Se analizó el perfil esperado de la oferta de GLP a 5 años que constituye el plazo definido hasta ahora para la presentación de las Declaraciones de Producción. Igualmente, se analizó la evolución de la demanda de GLP en los últimos cinco años a partir de información del SUI, lo que permite observar que la caída se detiene en el año 2013 y a partir de esa fecha hasta el cierre del 2016, se observa un crecimiento que en promedio anual llega al 2.8% y que podría calificarse de significativo considerando las difíciles circunstancias que ha tenido que atravesar el sector del GLP por factores tales como la competencia con el gas natural apoyada por un esquema de subsidios a los estratos bajos y la canalización de los recursos de los fondos de cofinanciación. Este indicador de crecimiento sobre el cual se están construyendo los escenarios futuros, es bien interesante en el segmento de tanques estacionarios con un porcentaje entre el 2013 y 2016 de 35% lo que refleja una posible reactivación de la demanda industrial y del segmento de puntos de venta con más del 100% de crecimiento. La demanda residencial y comercial atendida por los Comercializadores Minoristas, en la práctica no se modificó en el periodo en consideración.

Este balance inicial de oferta y demanda permite dimensionar el déficit tanto actual como proyectado si no ocurrieran modificaciones en los patrones de producción y consumo.

A fin de analizar los temas de Abastecimiento y Confiabilidad en el suministro de GLP en un horizonte de al menos 5 años, se llevó a cabo un extenso análisis de las potencialidades de oferta y de la demanda.

En el tema de la oferta, se evaluó con detalle el potencial de producción incremental de ECOPETROL como principal aportante, encontrando que un volumen significativo de corrientes de GLP hoy en día, se destina a atender actividades operativas de la refinería de Barrancabermeja. De otra parte, se nos informó del potencial de producción en Cupiagua en la medida que los precios del GLP hagan factible esta opción. Gracias a la información suministrada por los desarrolladores de los proyectos de importación, fue posible estimar los precios de GLP importado y los volúmenes potenciales.

Adicionalmente y producto de un análisis que se realizó con el apoyo de la UPME sobre los reportes que los productores le entregan a la ANH, se estimaron los potenciales globales de oferta de GLP que podrían resultar en caso de tratamiento del gas natural.
En lo que se refiere a la demanda a un periodo de 5 años, se analizaron 3 posibles segmentos: el Autogas, la demanda para generación de energía eléctrica en las Zonas no Interconectadas y la sustitución de leña y otros combustibles de la biomasa por GLP. En el caso del Autogas, el cual consideramos que debería desarrollarse a partir de GLP importado, la evaluación señala que para el usuario final, la decisión es cerrada entre el GNV y el propio Autogas es decir, que no habría ventajas comparativas de significación del Autogas frente a su competidor el GNV en la conversión de vehículos a gasolina. Estimamos que la tasa de cambio y los costos del GLP importado entre otros factores que se explican en el Informe, no permiten que este programa se convierta en un dinamizador de la demanda en las condiciones actuales. Además, cabe destacar la reducción en los vehículos convertidos a GNV aun contando con los incentivos que fomentan estas conversiones. En cuanto a la generación de energía en las ZNI, el costo del GLP importado afecta la evaluación aunque en casos puntuales y si la política pública apoya la generación de energía eléctrica con GLP como complemento de firmeza a las soluciones de energía renovables, podría ser viable en algunas regiones de las ZNI. De todas maneras a fin de estructurar un escenario de demanda robusto y prudente, no se incorporó demanda de Autogas ni del GLP para generación de energía eléctrica en las ZNI. En los dos casos analizados, recomendamos reevaluar este ejercicio periódicamente. El Informe III contiene los modelos de cálculo que se utilizaron en el análisis lo mismo que una evaluación ambiental de ambos usos.

En cuanto al Proyecto de sustitución de leña por GLP, el Estudio en los diferentes informes hace una propuesta concreta al respecto incluyendo los esquemas de subsidios que serían necesarios. El impulso al proyecto se apoya en buena medida en que el país tiene una deuda con las familias colombianas más desfavorecidas que hoy en día tienen que consumir recursos de leña para atender sus necesidades básicas de cocción de alimentos. Los beneficios desde el punto de vista de salud y protección de los bosques son factores muy positivos a considerar.

Con estos elementos, el Informe III hace una proyección de oferta y demanda lo que permite elaborar unos postulados de política que se resumen así: a-) incorporar nueva producción interna le permite a la demanda contar con oferta incremental a precios menores que los de la importación, b-) Aún con producción adicional de ECOPETROL, es necesario contar con infraestructura de importación por parte de agentes privados para garantizar la atención de la demanda y c-) es necesario remunerar convenientemente a la infraestructura que permite atender tanto Abastecimiento como Confiabilidad.
El Informe Final que se presenta a continuación, contiene un desarrollo conceptual con algunos ejemplos de la política que se propone para garantizar la atención de la demanda y al mismo tiempo, como lo solicitaron los términos de referencia del presente Estudio, asegurar que la demanda será atendida aún si ocurren contingencias en el suministro de GLP al sistema. Una moraleja de este análisis indica que la confiabilidad cuesta pero es necesaria a fin de que el futuro del mercado nacional de GLP cuente con la energía proveniente de este recurso que el país necesita. Para presentar unos estimados de carácter global se contó con información facilitada por algunos agentes más estimados propios, lo que nos permitió plantear dos casos de análisis.

Finalmente, los temas regulatorios ocupan un espacio importante en el Estudio en general y en este Informe en particular. Se analiza a fondo la reciente propuesta de la CREG frente a lo que se propone en el Informe. El Estudio recomienda revisar la política actual de precios a los productores a fin de incentivar la entrega de oferta incremental al mercado.
2. EVALUACIÓN DEL AUTOGAS

2.1 MODELO DE NEGOCIO

Para describir el modelo de negocio del Autogas, se utilizará la siguiente gráfica:

![Figura 1. Autogas](image)

Como primer elemento de la cadena, hay un agente encargado de importar el producto (Con su debida nacionalización) e instalar y operar una infraestructura para su almacenamiento dentro de un puerto. El agente paga un “arriendo” por hacer uso de las instalaciones del puerto.

Como segundo elemento, el producto almacenado dentro del puerto se traslada a una cisterna que lo transporta hasta una estación de servicio.

El tercer elemento es otro agente que debe instalar una capacidad de almacenamiento dentro de una estación de servicio y operar el sistema lo que permite tanquear el producto a los vehículos que lo utilizan. Al igual que el caso del puerto, este agente paga por hacer uso de la infraestructura de la estación de servicio de la cual no es dueño.

Por último, no menos importante, está el usuario final quien finalmente acepta utilizar el GLP como combustible para su automóvil, en la medida que le genere beneficios sobre otras alternativas que tenga.

2.2 VALORACIÓN ECONÓMICA

La viabilidad económica del negocio del Autogas, se puede dar en la medida que todos los integrantes de la cadena perciben beneficios por realizar las actividades que les corresponden. Sin embargo, existe una restricción sobre los beneficios a los cuales pueden aspirar los primeros 3 actores de la cadena, dado que lo anterior afecta el precio al cual compraría el GLP el usuario final. Si este precio es muy alto, el usuario no estará motivado a utilizarlo como alternativa.

De este modo se va a realizar la valoración del GLP que se le vendería al usuario final bajo la premisa de que cada actor involucrado recupera los costos y rentabiliza las inversiones de la actividad que desarrolla.
2.2.1 Importación y Almacenamiento en Puerto

Los costos asociados de la importación del producto y almacenaje en puerto en la Costa Caribe serían los siguientes: ¹

Tabla 1. Costos de la importación y almacenaje en Costa Caribe

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>USD/galón</th>
<th>COP/galón</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Precio mercado Mont Belvieu</td>
<td>0.63</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Flete a Costa Caribe en Colombia</td>
<td>0.25</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Tarifa Portuaria</td>
<td>0.04</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Costo importación</td>
<td>2.652</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Uso instalaciones del puerto</td>
<td>450</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Costo Instalación y Almacenamiento</strong></td>
<td><strong>3.102</strong></td>
<td><strong>2652</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

2.2.2 Transporte Hasta Estación de Servicio

Se utilizaron los siguientes costos de transporte para llevar el GLP desde la Costa Caribe hasta estaciones ubicadas en distintos puntos del país: ²

Tabla 2. Costos de Transporte para llevar GLP de Costa Caribe hasta Estaciones

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>COP/galón</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Bogotá</td>
<td>704</td>
</tr>
<tr>
<td>Medellín</td>
<td>420</td>
</tr>
<tr>
<td>Cali</td>
<td>704</td>
</tr>
<tr>
<td>Costa Caribe</td>
<td>50</td>
</tr>
</tbody>
</table>

2.2.3 Operación Estación de Servicio

Para las estaciones de servicio, se hicieron los cálculos basados en sistemas de almacenamiento y operación de 1.000 gal y de 2.000 gal. A continuación, se presentan las premisas del cálculo.³

Tabla 3. Costos de Transporte para llevar GLP de Costa Caribe hasta Estaciones

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Tipo_I</th>
<th>Tipo_II</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Capacidad de almacenamiento</td>
<td>1.000</td>
<td>2.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Ventas diarias</td>
<td>800</td>
<td>2.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Costos Fijos</td>
<td>Mill Cop$/año</td>
<td>270</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversión</td>
<td>Mill Cop$</td>
<td>261</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Como tasa de oportunidad para evaluar esta porción del negocio se utilizó un 11% y se hizo un análisis a 5 años. A continuación, se presentan las tarifas del GLP puesto en cada estación (Dependiendo de la ciudad donde se ubican) y para los 2

¹ Ver Informe II.
² Fuente Plexaport.
³ Idem Nota 2
Tipos de Estación que se evaluaron. También se muestran las tarifas resultantes que permitirían cumplir la premisa de cubrir costos y rentabilizar las inversiones en el horizonte de tiempo evaluado.

**Figura 2. Tarifas resultantes**

Como se puede ver en la gráfica anterior, las tarifas finales a las cuales vendería cada estación (Columnas rojas) son distintas entre Tipos; Siendo este un negocio de naturaleza comercial, en la medida que se venda un mayor volumen, se puede reducir la tarifa al usuario final.

### 2.2.4 Usuario Final

El tipo de usuario al cual le interesaría esta alternativa de combustible sería uno cuya frecuencia de uso de su vehículo es muy alta. Dentro de estos se encuentran principalmente los taxis y automóviles de transporte liviano.

El beneficio que tiene el usuario final se determina por la diferencia entre el costo de usar GLP y gasolina (Realizar una sustitución). Este beneficio debe generar un periodo de repago sobre la inversión asociada a la instalación del sistema de GLP en el vehículo. El periodo de repago del GLP se comparó con el que resultaría si se utilizara gas natural.

Lo anterior se hizo bajo unos parámetros de operación del vehículo que se resumen a continuación:
<table>
<thead>
<tr>
<th>Tabla 4. Operación Vehículo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Recorrido diario</td>
</tr>
<tr>
<td>Eficiencia vehículo</td>
</tr>
<tr>
<td>Consumo gasolina</td>
</tr>
<tr>
<td>Consumo gas natural</td>
</tr>
<tr>
<td>Consumo GLP</td>
</tr>
</tbody>
</table>

En términos generales lo que se hizo fue establecer un nivel de semejanza en consumos de GLP y gas natural, para un carro que utiliza gasolina como combustible base. Como se puede ver en el cuadro, un vehículo que consume 6 galones/día de gasolina, equivale a uno que consume 20 m3/día de gas y 7 galones/día de GLP.

Las inversiones relacionadas con los sistemas para que los carros puedan utilizar GLP y gas natural son los siguientes:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Tabla 5. Inversiones de los sistemas para usar GLP y Gas Natural</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>GLP</td>
</tr>
<tr>
<td>Gas Natural</td>
</tr>
</tbody>
</table>

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la tarifa de GLP, agregando lo que se cobraría en cada actividad que se desarrolla dentro del modelo de negocio definido, hasta el usuario final. Las columnas azules corresponden al costo de importación y transporte hasta las estaciones del producto, las rojas lo que cobrarián las estaciones y finalmente lo que se cobraría al usuario final, al que se le incluye el IVA.
Con base en lo anterior, los resultados de la evaluación para la ciudad de Bogotá serían los siguientes (En los anexos se presentan los cálculos para las distintas ciudades analizadas):

**Tabla 6. Resultados 1**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Gasolina</th>
<th>Gas Natural</th>
<th>GLP (Tipo I)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Consumo diario</td>
<td>6 gal</td>
<td>20 m3</td>
<td>7 gal</td>
</tr>
<tr>
<td>Tarifa Usuario Final</td>
<td>8.750 $/gal</td>
<td>1.550 $/m3</td>
<td>5.614 $/gal</td>
</tr>
<tr>
<td>Gastos Combustible</td>
<td>$/mes</td>
<td>1.575.000</td>
<td>930.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversión</td>
<td>$</td>
<td>3.237.632</td>
<td>2.107.919</td>
</tr>
<tr>
<td>Ahorro mes</td>
<td>$/mes</td>
<td>645.000</td>
<td>396.018</td>
</tr>
<tr>
<td>Repago Inversión</td>
<td>Meses</td>
<td>5</td>
<td>5</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Tabla 7. Resultados 2**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Gasolina</th>
<th>Gas Natural</th>
<th>GLP (Tipo II)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Consumo diario</td>
<td>6 gal</td>
<td>20 m3</td>
<td>7 gal</td>
</tr>
<tr>
<td>Tarifa Usuario Final</td>
<td>8.750 $/gal</td>
<td>1.550 $/m3</td>
<td>5.121 $/gal</td>
</tr>
<tr>
<td>Gastos Combustible</td>
<td>$/mes</td>
<td>1.575.000</td>
<td>930.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversión</td>
<td>$</td>
<td>3.237.632</td>
<td>2.107.919</td>
</tr>
<tr>
<td>Ahorro mes</td>
<td>$/mes</td>
<td>645.000</td>
<td>499.602</td>
</tr>
<tr>
<td>Repago Inversión</td>
<td>Meses</td>
<td>5</td>
<td>4</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Como se pueden ver en los cuadros anteriores (Para la ciudad de Bogotá), el uso de GLP puede generar ahorros frente al uso de la gasolina y estos a su vez permiten que se pueda repagar la inversión de los equipos de conversión. Sin embargo, frente a la alternativa del uso de gas natural, la valoración es muy cerrada para el usuario; como combustible el gasto en gas natural es menor que en el GLP, pero la inversión en conversión del primero es mayor. De este modo no hay una situación de dominancia clara para que los usuarios migren de manera representativa hacia el GLP como combustible.

Adicionalmente se muestra una sensibilidad en la evaluación si no se cobrara I.V.A al usuario de GLP:

**Tabla 8. Sensibilidad en la evaluación sin I.V.A 1**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Gasolina</th>
<th>Gas Natural</th>
<th>GLP (Tipo I)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Consumo diario</td>
<td>6 gal</td>
<td>20 m3</td>
<td>7 gal</td>
</tr>
<tr>
<td>Tarifa Usuario Final</td>
<td>8.750 $/gal</td>
<td>1.550 $/m3</td>
<td>5.112 $/gal</td>
</tr>
<tr>
<td>Gastos Combustible</td>
<td>$/mes</td>
<td>1.575.000</td>
<td>930.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversión</td>
<td>$</td>
<td>3.237.632</td>
<td>2.107.919</td>
</tr>
<tr>
<td>Ahorro mes</td>
<td>$/mes</td>
<td>645.000</td>
<td>501.354</td>
</tr>
<tr>
<td>Repago Inversión</td>
<td>Meses</td>
<td>5</td>
<td>4</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Tabla 9. Sensibilidad en la evaluación sin I.V.A 2**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Gasolina</th>
<th>Gas Natural</th>
<th>GLP (Tipo II)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Consumo diario</td>
<td>6 gal</td>
<td>20 m3</td>
<td>7 gal</td>
</tr>
<tr>
<td>Tarifa Usuario Final</td>
<td>8.750 $/gal</td>
<td>1.550 $/m3</td>
<td>4.619 $/gal</td>
</tr>
<tr>
<td>Gastos Combustible</td>
<td>$/mes</td>
<td>1.575.000</td>
<td>930.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversión</td>
<td>$</td>
<td>3.237.632</td>
<td>2.107.919</td>
</tr>
<tr>
<td>Ahorro mes</td>
<td>$/mes</td>
<td>645.000</td>
<td>604.938</td>
</tr>
<tr>
<td>Repago Inversión</td>
<td>Meses</td>
<td>5</td>
<td>3</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Como se puede ver se reduce el tiempo de repago y se acortan las diferencias en el gasto de ambos energéticos. Sin embargo, la evaluación sigue siendo cerrada entre los dos.

En la presentación realizada a la UPME el 20 de septiembre de 2017, se pidió aclarar la aplicabilidad al GLP del Impuesto al Carbono definido en la Ley de Reforma Tributaria 1819 de 2016. Al respecto, el parágrafo 1 del Artículo 221 dice lo siguiente: “En el caso del gas licuado de petróleo, el impuesto sólo se causará en la venta a usuarios industriales”.

14
Más adelante, el párrafo 2 del Artículo 222 dice así: “El impuesto al carbono será deducible del impuesto de renta, como mayor valor del costo del bien, en los términos del Artículo 107 del Estatuto Tributario”.

Una industria busca transformar materias primas en productos de consumo para la población, mientras que un usuario de Autogas su objetivo es transformar el GLP en energía automotriz para atender sus necesidades de transporte.

Consideramos que un usuario final de la cadena del Autogas no se ajusta a la definición de “usuario industrial”, razón por la cual no se consideró incorporar el impuesto al carbono en la estructura de precios.

2.3 CONCLUSIONES

La situación de déficit para atender la demanda en el cual se encuentra inmerso el mercado obliga a que esta alternativa de consumo adicional sea evaluada con un precio de GLP de naturaleza importada; Sería la única fuente disponible para hacerlo.

Dentro del proceso para llevar el producto al usuario final participan distintos actores. El precio al cual se le vendería al usuario recupera los costos y rentabiliza las inversiones que dichos actores realizan. Finalmente, este precio es afectado en una parte por el IVA.

El consumidor potencial al cual le interesaría utilizar esta alternativa de combustible en su automóvil es uno cuya frecuencia de uso del carro es muy alta. Las evaluaciones económicas realizadas concluyeron que el uso del GLP frente a la gasolina genera considerables beneficios. Sin embargo, frente a la alternativa que tendría el usuario de utilizar gas natural, no hay un beneficio claro. Además, ya existe un programa de incentivos para las conversiones a GNV pese a lo cual la demanda de este energético para el transporte, está experimentando reducciones importantes. Frente a lo anterior y dado que un proceso de promoción del GLP como combustible automotor exigiría altas inversiones, que no se encuentran cuantificadas en esta evaluación y que aún no están en marcha, vemos que el Autogas no sería en este momento un reactizador de la demanda de GLP en el país.

A fin de incluir demanda en firme por este concepto en las proyecciones de mediano y largo plazo, sería necesario actualizar las variables que inciden en esta demanda de manera periódica en futuras proyecciones a fin de determinar si están ocurriendo cambios en el entorno que permitan impulsar la demanda del Autogas.
3. GENERACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA EN ZNI

Una potencial actividad que podría incrementar la demanda del GLP en el país, es la de su uso, para generación eléctrica (Y respectiva comercialización) en Zonas No Interconectadas (ZNI). En este capítulo se analizará y evaluará una viabilidad general de poder desarrollarla.

Las ZNI son áreas (Municipios, Corregimientos, Localidades y Caseríos) que no están conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Dado que no hacen parte del SIN, cuentan con un suministro de energía aislado y dedicado, compuesto por una generación y distribución de energía, para atender al grupo de usuarios que están en el área.

En la actualidad la mayoría de soluciones de generación para las ZNI son plantas cuyo combustible es ACPM (Diesel). La evaluación para determinar si es viable utilizar GLP para generar en estas zonas, se centra en tener una idea de si éste es más económico que el ACPM. El contar con una solución más económica que el ACPM, es importante para los usuarios, el gobierno que subsidia los costos de la energía en estas zonas y el no tener que importarlo dada la perspectiva de déficit que pueda tener este combustible en el país.

3.1 VALORACIÓN ECONÓMICA

La viabilidad económica de esta actividad se centró en evaluar el costo que tendría instalar y operar una planta de ACPM, en un potencial grupo de zonas donde se podría implementar soluciones de electrificación. A partir de ese costo, determinar el precio máximo que podría costar el GLP en cada una de las zonas, para tener un punto de indiferencia frente al uso del ACPM. El costo máximo del GLP se afecta también por los costos de instalación y operación en que deba incurrir un desarrollador para una planta que utilice este recurso.

3.1.1 Potencial de Generación

Como fuente para determinar el potencial de demanda de energía, se utilizó el estudio desarrollado por la UPME “Plan Indicativo de Cobertura de Energía Eléctrica 2013 - 2017”. Este estudio parte de la base de un nivel de cobertura (%) y unas Viviendas Sin Servicio (VSS) en distintos departamentos del país las cuales, con una referencia de consumo de 92 kWh/mes, serían el potencial de demanda. Este potencial se muestra en la siguiente tabla:
Tabla 10. Potencial de demanda

<table>
<thead>
<tr>
<th>LOCALIDAD</th>
<th>VSS No</th>
<th>Demanda kWh/mes</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Meta</td>
<td>14.759</td>
<td>1.357.828</td>
</tr>
<tr>
<td>Vaupes</td>
<td>2.667</td>
<td>245.364</td>
</tr>
<tr>
<td>Vichada</td>
<td>5.714</td>
<td>525.688</td>
</tr>
<tr>
<td>Guainia</td>
<td>2.686</td>
<td>247.112</td>
</tr>
<tr>
<td>Putumayo</td>
<td>36.193</td>
<td>3.329.756</td>
</tr>
<tr>
<td>Cauca</td>
<td>46.404</td>
<td>4.269.168</td>
</tr>
<tr>
<td>Choco</td>
<td>24.519</td>
<td>2.255.748</td>
</tr>
<tr>
<td>Amazonas</td>
<td>6.375</td>
<td>586.500</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Total</strong></td>
<td><strong>139.317</strong></td>
<td><strong>12.817.164</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

3.1.2 Valoración Precio Máximo GLP

El modelo de evaluación utilizado se presenta en la siguiente imagen:

Figura 4. Modelo de evaluación

El modelo de evaluación utilizado se presenta en la siguiente imagen:

El modelo de evaluación utilizado se presenta en la siguiente imagen:
Como se puede ver en la figura anterior, la evaluación parte de definir el Departamento al cual se le va a realizar la evaluación. Posteriormente, se definen las bases de instalación del sistema de GLP teniendo en cuenta el nivel de demanda que se pretende atender. Para el caso que se muestra del Meta, la demanda potencial serían 1.35 GWh/mes y se necesitarían instalar 1.8 MW. Con una eficiencia de 10.000 BTU/kWh y un poder calorífico de 95.000 BTU/gal, la cantidad de GLP que se necesitarían son 4.764 gal/día.

Lo siguiente es determinar el costo de generación con ACPM. El costo incluye el valor de la instalación, operación y el combustible. Lo anterior se puede ver a partir del título BASE SITEMA GLP, en donde se calcula el costo de cada componente. Para el caso que se muestra del Meta, el costo de generación corresponde a 949 $/kWh; Este costo se desagrega en 860, 40 y 48 $/kWh de combustible, operación e instalación respectivamente.

Con el precio de generación@949 $/kWh y el nivel de demanda@1.35 GWh/mes, se calcula el costo mensual de la energía, que para el caso del Meta corresponde a 5.1 usd-mill/mes. A partir de este valor se calcula el costo máximo de generación, que podría tener quien desarrolla el proyecto con GLP, que le permita cubrir sus costos y tener una rentabilidad sobre las inversiones que realiza. En este costo de generación se incluye el precio máximo al cual se podría comprar el GLP (En sitio). Para el caso analizado, el costo desglosado se muestra a partir del título CAMBIO GLP, en donde el valor resultante del precio relacionado con el combustible debería ser 281 usd/MWh. Este precio a su vez equivale a 28,1 usd/MBTU o 8.012 $/gal.

De este modo, el costo del GLP puesto en el META podría ser hasta 8.012 $/gal para tener un punto de indiferencia con respecto al costo de generación que se tendría con ACPM. Para el resto de Departamentos evaluados, los resultados se muestran a continuación:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Tabla 11. Costo de generación Departamentos</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>VSS</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>-------</td>
</tr>
<tr>
<td>Meta</td>
</tr>
<tr>
<td>Vaupes</td>
</tr>
<tr>
<td>Vichada</td>
</tr>
<tr>
<td>Guainia</td>
</tr>
<tr>
<td>Putumayo</td>
</tr>
<tr>
<td>Cauca</td>
</tr>
<tr>
<td>Choco</td>
</tr>
<tr>
<td>Amazonas</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Total</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
El análisis que se surte a partir del Costo de Indiferencia calculado es confirmar la factibilidad de si el valor del GLP puesto en el sitio y de naturaleza importada (Sería la única fuente disponible para cubrir esta actividad) podría igualarlo. Los cálculos del consultor indican que se puede tener un GLP importado puesto en el centro del país aproximadamente de 1800 $/kg, de este modo quedaría por evaluar si el costo llevarlo desde ahí hasta cada una de las regiones analizadas, puede ser inferior o igual a su respectivo costo máximo y si en la práctica, es posible desarrollar la logística de transporte del producto.

Las bases utilizadas para los cálculos desarrollados y la evaluación detallada por zona se muestran en los anexos.

3.2 CONCLUSIONES

La real viabilidad de esta oportunidad sugiere un estudio más detallado de los costos y factibilidad de su implementación. También, que se den las señales adecuadas para que inversionistas estén incentivados a desarrollarla. Esto significa una política por parte de las autoridades energéticas que le dé exclusividad/prioridad al GLP para atender demanda eléctrica en ZNI.

Para la atención de demanda eléctrica en ZNI se le ha dado prioridad a las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales (FERNC). El Consultor considera que esta tecnología puede ser complementada con otra, que le aporte la confiabilidad que no tiene y el GLP es una clara alternativa. Las FERNC pueden ser para estos casos un elemento de eficiencia energética, mas no el eje de abastecimiento del sistema.
4. SUSTITUCIÓN DE LEÑA POR GLP

4.1 INTRODUCCIÓN

Como se indicó en el Informe I y II, uno de los usos del GLP en un contexto de mediano y largo plazo, debe ser la sustitución de leña y otros recursos energéticos derivados de la biomasa.

En el Informe I, se presentó un análisis de las implicaciones en salud pública a consecuencia de la combustión de leña y otros recursos de biomasa en recintos cerrados y se explicó igualmente el alcance del Plan de Masificación del uso del GLP en zonas rurales que inició el Gobierno de la India, el cual tiene como objetivo fundamental solucionar el problema de salud pública a la población más pobre que consume este tipo de recursos energéticos para atender las necesidades de cocción de alimentos.

En el Informe II se planteó estructurar el Programa de sustitución de leña y recursos de biomasa por GLP, donde fueron propuestos los siguientes pasos:

1. Estimar la demanda de GLP bajo diferentes escenarios de sustitución de leña y otros recursos.

2. Estimar el monto de los subsidios que sería necesario presupuestar bajo los escenarios de sustitución señalados en el punto anterior. Para ello es necesario estimar los precios de GLP en diferentes regiones del país donde estaría concentrada la demanda de GLP que sustituye el uso de biomasa.

3. Proponer el esquema institucional para el otorgamiento de los subsidios para el desarrollo del Plan de Masificación del GLP. Sobre este punto, cabe señalar que este Programa debe ser aprobado a nivel de Gobierno a fin de que se eleve a categoría de Política de Estado con lo cual se asegura que el Plan tenga continuidad en el tiempo y no esté sujeto a decisiones políticas del Gobierno de turno. Una Ley de la República o un pronunciamiento del CONPES, serían las instancias para asegurar la estabilidad a largo plazo del Plan.

En el informe II se mostró un estimado de la demanda de Leña u otros combustibles de biomasa con base en la Encuesta Nacional de Calidad de Vida del DANE (Anexo). En esta, se observó que incluyendo todas las regiones del país se tiene un total de 1,501,000 familias en estas condiciones, como se observa en la Tabla 12.
Tabla 12. Familias en Colombia que consumen leña, carbón y otros recursos de biomasa

<table>
<thead>
<tr>
<th>REGIÓN</th>
<th>CABECERA</th>
<th>Centros Poblados y Rural Disperso</th>
<th>TOTAL</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CARIBE</td>
<td>57</td>
<td>286</td>
<td>343</td>
</tr>
<tr>
<td>ORIENTAL</td>
<td>8</td>
<td>310</td>
<td>318</td>
</tr>
<tr>
<td>CENTRAL</td>
<td>12</td>
<td>180</td>
<td>192</td>
</tr>
<tr>
<td>PACIFICA (Sin incluir Valle)</td>
<td>12</td>
<td>242</td>
<td>254</td>
</tr>
<tr>
<td>BOGOTÁ</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>ANTIOQUIA</td>
<td>.</td>
<td>101</td>
<td>101</td>
</tr>
<tr>
<td>VALLE DEL CAUCA</td>
<td>1</td>
<td>17</td>
<td>18</td>
</tr>
<tr>
<td>SAN ANDRES Y PROVIDENCIA</td>
<td>.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>ORINOQUIA - AMAZONIA</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>BUENAVENTURA</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>PACIFICA (Incluye Valle)</td>
<td>13</td>
<td>259</td>
<td>272</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Total</strong></td>
<td><strong>106</strong></td>
<td><strong>1.395</strong></td>
<td><strong>1.501</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Por lo anterior, en este capítulo se presenta el esquema de cálculo para determinar la demanda, el monto de los subsidios y las consideraciones para estimar los precios de GLP en diferentes regiones del país donde estaría concentrada la demanda que sustituye el uso de biomasa.

4.2 ESTIMATIVO PROGRAMA DE SUBSIDIOS

Como fue mencionado en el Informe II, en un programa de esta naturaleza, se deben plantear escenarios de cobertura. Como propuesta inicial del programa, se estimó realizar la cobertura del 15% del total de la demanda estimada de consumo de Leña u otros combustibles, equivalente a 225,150 familias (Ver Tabla 13).

Tabla 13. Cobertura del programa de sustitución 15% de Familias

<table>
<thead>
<tr>
<th>REGIÓN</th>
<th>TOTAL</th>
<th>15%</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>CARIBE</td>
<td>343,000</td>
<td>51,450</td>
</tr>
<tr>
<td>ORIENTAL</td>
<td>318,000</td>
<td>47,700</td>
</tr>
<tr>
<td>CENTRAL</td>
<td>192,000</td>
<td>28,800</td>
</tr>
<tr>
<td>PACIFICA (Sin incluir Valle)</td>
<td>254,000</td>
<td>38,100</td>
</tr>
<tr>
<td>BOGOTÁ</td>
<td>1,000</td>
<td>150</td>
</tr>
<tr>
<td>ANTIOQUIA</td>
<td>101,000</td>
<td>15,150</td>
</tr>
<tr>
<td>VALLE DEL CAUCA</td>
<td>18,000</td>
<td>2,700</td>
</tr>
<tr>
<td>SAN ANDRES Y PROVIDENCIA</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>ORINOQUIA - AMAZONIA</td>
<td>1,000</td>
<td>150</td>
</tr>
<tr>
<td>BUENAVENTURA</td>
<td>1,000</td>
<td>150</td>
</tr>
<tr>
<td>PACIFICA (Incluye Valle)</td>
<td>272,000</td>
<td>40,800</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Total</strong></td>
<td><strong>1,501,000</strong></td>
<td><strong>225,150</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
La inserción del programa de cobertura se planteó progresiva, de la siguiente manera: Primer año 5%, segundo año 10% y tercer año 15%.

Este programa se atenderá mediante cilindros considerando que las redes no podrían llegar en condiciones económicas a usuarios dispersos.

Por lo tanto, revisando el tipo de cilindro de mayor consumo y teniendo en cuenta las resoluciones UPME 129 de 2007 y la Resolución 4 0720 de julio de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, donde se determina que el consumo de subsistencia corresponde a 14.6 kilogramos o 32.1874 libras para el consumo de GLP, se consideró realizar el estimativo de los costos del programa con el cilindro de 33 Libras. De esta manera, se espera cubrir el consumo de las familias subsidiadas en 100% y tratar de alejar el riesgo de que estas mismas regresen al consumo de Leña u otros combustibles de biomasa.

Dentro del programa se planteó el subsidio del equipamiento para el uso del GLP como sustituto, por tanto, se realizó la cotización de un “Kit” básico requerido para el uso del mismo. Como se observa en la Tabla 14 se buscaron precios comerciales como referencia.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Artículo</th>
<th>Proveedor</th>
<th>Valor</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Cilindro Gas 70 cm (33 Libras)</td>
<td>Colgas</td>
<td>$ 55,600</td>
</tr>
<tr>
<td>Estufa de Sobremesa 57 cm 2 Puestos</td>
<td>Homecenter</td>
<td>$ 48,900</td>
</tr>
<tr>
<td>Regulador R-20 Gas Propano Con Manguera X1.5m</td>
<td>Ferretería</td>
<td>$ 65,700</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Total</strong></td>
<td></td>
<td><strong>$ 170,200</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

En la cotización mostrada, se observan precios estándar de los artículos cotizados en el proveedor indicado. Para determinar el costo de los cilindros de 33 Libras, puestos en cada una de las zonas a intervenir con el programa, se realizaron consultas a proveedores y se escogió la tarifa más alta encontrada para cada una de las regiones. Como las regiones están agrupadas como se indica en Tabla 15, se promediaron los valores encontrados en los distintos departamentos que agrupaban las regiones correspondientes.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Tabla 15. Distribución de Departamentos por Regiones</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Zona Destino</td>
</tr>
<tr>
<td>Departamentos Reference</td>
</tr>
<tr>
<td>Guajira</td>
</tr>
<tr>
<td>Cesar</td>
</tr>
<tr>
<td>Magdalena</td>
</tr>
<tr>
<td>Atlántico</td>
</tr>
<tr>
<td>Bolívar</td>
</tr>
<tr>
<td>Sucre</td>
</tr>
<tr>
<td>Córdoba</td>
</tr>
</tbody>
</table>

22
<table>
<thead>
<tr>
<th>Zona Destino</th>
<th>Departamentos Referencia</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Oriental</td>
<td>N. Santander&lt;br&gt;Santander&lt;br&gt;Boyacá&lt;br&gt;Cundinamarca&lt;br&gt;Meta</td>
</tr>
<tr>
<td>Pacífica</td>
<td>Chocó&lt;br&gt;Cauca&lt;br&gt;Nariño</td>
</tr>
<tr>
<td>Valle</td>
<td>Caldas&lt;br&gt;Quindío&lt;br&gt;Risaralda&lt;br&gt;Tolima&lt;br&gt;Huila&lt;br&gt;Caquetá</td>
</tr>
<tr>
<td>Central</td>
<td>Arauca&lt;br&gt;Casanare&lt;br&gt;Vichada&lt;br&gt;Guainía&lt;br&gt;Vaupés&lt;br&gt;Amazonas&lt;br&gt;Putumayo</td>
</tr>
<tr>
<td>Antioquia</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Bogotá</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>San Andrés y Providencia</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Orinoquía - Amazonía</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Buenaventura</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

La anterior distribución es realizada por el DANE en la Encuesta Nacional de Calidad de Vida. El costo en cada una de las regiones se observa en la Tabla 16.

*Tabla 16. Costo Cilindro 33 Libras por Regiones*  

<table>
<thead>
<tr>
<th>Zona Destino</th>
<th>Cilindro 33 lb</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Caribe</td>
<td>$ 55,322</td>
</tr>
<tr>
<td>Oriental</td>
<td>$ 53,155</td>
</tr>
<tr>
<td>Pacífica</td>
<td>$ 53,538</td>
</tr>
<tr>
<td>Valle</td>
<td>$ 56,745</td>
</tr>
<tr>
<td>Central</td>
<td>$ 55,899</td>
</tr>
<tr>
<td>Antioquia</td>
<td>$ 59,690</td>
</tr>
<tr>
<td>Bogotá</td>
<td>$ 44,475</td>
</tr>
<tr>
<td>San Andrés y Providencia</td>
<td>$ 0</td>
</tr>
<tr>
<td>Orinoquía - Amazonía</td>
<td>$ 55,745</td>
</tr>
<tr>
<td>Buenaventura</td>
<td>$ 51,305</td>
</tr>
</tbody>
</table>

4 Artículo “EL NUEVO SIGLO” – miércoles 16 de Agosto de 2017. – Precios máximos de GLP.
Los datos fueron ajustados por año, con crecimiento poblacional, de acuerdo con el estudio de “Estimación y proyección de población nacional, departamental y municipal total por área 1985-2020” realizado por el DANE (Anexo). Para determinar el crecimiento en las regiones, se tomó el crecimiento más alto correspondiente a cada uno de los departamentos. Para los años 2021 y 2022, se extrapoló el crecimiento teniendo en cuenta la variación promedio de los 15 últimos años (Ver Tabla 17).

Tabla 17. Crecimiento poblacional por Región

<table>
<thead>
<tr>
<th>Zona Destino</th>
<th>2018</th>
<th>2019</th>
<th>2020</th>
<th>2021</th>
<th>2022</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Caribe</td>
<td>2.688%</td>
<td>2.587%</td>
<td>2.494%</td>
<td>2.492%</td>
<td>2.426%</td>
</tr>
<tr>
<td>Oriental</td>
<td>1.500%</td>
<td>1.477%</td>
<td>1.453%</td>
<td>1.431%</td>
<td>1.413%</td>
</tr>
<tr>
<td>Pacífica</td>
<td>1.207%</td>
<td>1.181%</td>
<td>1.147%</td>
<td>1.157%</td>
<td>1.145%</td>
</tr>
<tr>
<td>Valle</td>
<td>1.016%</td>
<td>1.017%</td>
<td>1.017%</td>
<td>0.984%</td>
<td>0.977%</td>
</tr>
<tr>
<td>Central</td>
<td>1.262%</td>
<td>1.243%</td>
<td>1.216%</td>
<td>1.212%</td>
<td>1.199%</td>
</tr>
<tr>
<td>Antioquia</td>
<td>1.178%</td>
<td>1.156%</td>
<td>1.133%</td>
<td>1.137%</td>
<td>1.123%</td>
</tr>
<tr>
<td>Bogotá</td>
<td>1.241%</td>
<td>1.222%</td>
<td>1.205%</td>
<td>1.201%</td>
<td>1.184%</td>
</tr>
<tr>
<td>Orinoquía-Amazonía</td>
<td>1.697%</td>
<td>1.680%</td>
<td>1.644%</td>
<td>1.615%</td>
<td>1.591%</td>
</tr>
<tr>
<td>Buenaventura</td>
<td>1.016%</td>
<td>1.017%</td>
<td>1.017%</td>
<td>0.984%</td>
<td>0.977%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

El cálculo de los costos de inserción del programa de sustitución de Leña por GLP, fue realizado desde el 2018 hasta 2022. Como fue indicado anteriormente, para el 2018 se cubriría el 5% de la demanda objetivo, llegando al 15% en el 2020. (Ver Tabla 18 y Figura 5).

Tabla 18. Costo de programa por año

<table>
<thead>
<tr>
<th>Zona Destino</th>
<th>Inversión inicial</th>
<th>2018</th>
<th>2019</th>
<th>2020</th>
<th>2021</th>
<th>2022</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Caribe</td>
<td>$ 225,522</td>
<td>$ 14,688,674,107</td>
<td>$ 26,062,849,297</td>
<td>$ 37,981,114,141</td>
<td>$ 37,797,317,215</td>
<td>$ 38,714,093,136</td>
</tr>
<tr>
<td>Oriental</td>
<td>$ 223,355</td>
<td>$ 13,040,933,231</td>
<td>$ 22,809,316,252</td>
<td>$ 32,855,466,030</td>
<td>$ 32,249,035,714</td>
<td>$ 32,704,759,691</td>
</tr>
<tr>
<td>Pacífica</td>
<td>$ 223,738</td>
<td>$ 10,445,326,886</td>
<td>$ 18,227,557,324</td>
<td>$ 26,183,516,208</td>
<td>$ 25,646,519,974</td>
<td>$ 25,940,179,107</td>
</tr>
<tr>
<td>Valle</td>
<td>$ 226,945</td>
<td>$ 773,811,274</td>
<td>$ 1,354,938,978</td>
<td>$ 1,947,796,251</td>
<td>$ 1,913,827,565</td>
<td>$ 1,932,531,149</td>
</tr>
<tr>
<td>Central</td>
<td>$ 226,099</td>
<td>$ 8,175,380,305</td>
<td>$ 14,328,755,837</td>
<td>$ 20,628,232,803</td>
<td>$ 20,289,393,853</td>
<td>$ 20,532,739,976</td>
</tr>
<tr>
<td>Antioquia</td>
<td>$ 229,890</td>
<td>$ 4,529,466,219</td>
<td>$ 7,975,464,400</td>
<td>$ 11,497,939,430</td>
<td>$ 11,360,004,105</td>
<td>$ 11,487,619,203</td>
</tr>
<tr>
<td>Bogotá</td>
<td>$ 214,675</td>
<td>$ 35,631,905</td>
<td>$ 61,134,941</td>
<td>$ 87,241,088</td>
<td>$ 84,024,955</td>
<td>$ 85,020,065</td>
</tr>
<tr>
<td>San Andrés y Providencia</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>Buenaventura</td>
<td>$ 221,505</td>
<td>$ 39,692,343</td>
<td>$ 68,890,528</td>
<td>$ 98,677,965</td>
<td>$ 96,130,764</td>
<td>$ 97,070,237</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Total</strong></td>
<td><strong>$ 51,771,585,082</strong></td>
<td><strong>$ 90,963,997,088</strong></td>
<td><strong>$ 131,388,533,272</strong></td>
<td><strong>$ 129,543,421,754</strong></td>
<td><strong>$ 131,602,884,925</strong></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Finalmente, realizando el 100% de la cobertura a las 225,150 familias durante los 5 años propuestos, el costo total del programa con los supuestos explicados, da un valor de $535.000 millones de pesos (Ver Figura 6).

**4.3 COMENTARIOS FINALES:**

Con el propósito de trabajar sobre un escenario conservador de la demanda, se ha supuesto que el Plan del GLP rural, llega al 15% de la población que utiliza leña y otros combustibles. Extender la cobertura sin contar aún con una Política de Estado podría sobrestimar la demanda lo que no es el propósito. Sin embargo, este Estudio
considera que la Masificación del GLP en zonas rurales debe constituirse en una Política Nacional a fin de brindarles a los colombianos menos favorecidos y más pobres un recurso energético adecuado para atender sus necesidades.

Uno de los argumentos que se esgrime con más frecuencia cuando se plantea la posibilidad de estructurar un Programa de Masificación del GLP en las zonas rurales, resulta ser el alto costo que conlleva un desarrollo de esta naturaleza sin cuantificar las mejoras en salud y calidad de vida de la población beneficiada y el hecho de contar con un energético que les permita atender las necesidades de cocción de alimentos en los cientos de miles de hogares que se ven precisados al uso de leña.

Vale la pena comentar los costos en que se incurre por los subsidios en otros sectores como la electricidad y el gas natural los que se presentan en las tablas y gráficas que siguen:

**Tabla 19. Subsidios y Contribuciones Energía Eléctrica**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Año</th>
<th>Total Subsidios</th>
<th>Total Contribuciones</th>
<th>Diferencia</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2003</td>
<td>520.40</td>
<td>500.82</td>
<td>-19.58</td>
</tr>
<tr>
<td>2004</td>
<td>837.96</td>
<td>633.94</td>
<td>-204.02</td>
</tr>
<tr>
<td>2005</td>
<td>837.66</td>
<td>693.74</td>
<td>-143.93</td>
</tr>
<tr>
<td>2006</td>
<td>868.04</td>
<td>714.77</td>
<td>-153.26</td>
</tr>
<tr>
<td>2007</td>
<td>920.75</td>
<td>774.89</td>
<td>-145.86</td>
</tr>
<tr>
<td>2008</td>
<td>1,159.17</td>
<td>960.08</td>
<td>-199.09</td>
</tr>
<tr>
<td>2009</td>
<td>1,411.65</td>
<td>1,016.64</td>
<td>-395.01</td>
</tr>
<tr>
<td>2010</td>
<td>1,695.04</td>
<td>1,082.81</td>
<td>-612.23</td>
</tr>
<tr>
<td>2011</td>
<td>1,902.59</td>
<td>1,180.32</td>
<td>-722.27</td>
</tr>
<tr>
<td>2012</td>
<td>1,695.20</td>
<td>541.03</td>
<td>-1,154.17</td>
</tr>
<tr>
<td>2013</td>
<td>2,041.54</td>
<td>803.02</td>
<td>-1,238.51</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Figura 7. Subsidios y Contribuciones Energía Eléctrica

ENERGÍA ELÉCTRICA

<table>
<thead>
<tr>
<th>Año</th>
<th>Subsidios</th>
<th>Contribuciones</th>
<th>Déficit</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2003</td>
<td>37.14</td>
<td>23.57</td>
<td>13.56</td>
</tr>
<tr>
<td>2004</td>
<td>52.44</td>
<td>27.72</td>
<td>24.72</td>
</tr>
<tr>
<td>2005</td>
<td>78.42</td>
<td>27.87</td>
<td>50.55</td>
</tr>
<tr>
<td>2006</td>
<td>105.82</td>
<td>35.26</td>
<td>70.56</td>
</tr>
<tr>
<td>2007</td>
<td>130.37</td>
<td>40.27</td>
<td>90.10</td>
</tr>
<tr>
<td>2008</td>
<td>176.57</td>
<td>48.25</td>
<td>128.32</td>
</tr>
<tr>
<td>2009</td>
<td>214.03</td>
<td>52.47</td>
<td>161.56</td>
</tr>
<tr>
<td>2010</td>
<td>229.25</td>
<td>52.07</td>
<td>177.18</td>
</tr>
<tr>
<td>2011</td>
<td>272.36</td>
<td>64.38</td>
<td>207.98</td>
</tr>
<tr>
<td>2012</td>
<td>301.93</td>
<td>60.59</td>
<td>241.34</td>
</tr>
<tr>
<td>2013</td>
<td>320.85</td>
<td>58.86</td>
<td>261.99</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Figura 8. Subsidios y Contribuciones GAS

Puede observarse que en el 2013, que corresponde al último año del que tenemos información disponible, los subsidios establecidos por Ley para electricidad llegaron a $2.041.000 millones y para el gas natural a $320.850 millones. Teniendo en cuenta las contribuciones de otros estratos de consumo, el saldo final de subsidios a cargo del Presupuesto Nacional es de $1.238.510 millones para energía eléctrica y de $261.990 millones para gas natural en el año 2013. En el caso del Programa de Masificación del GLP el subsidio estimado debe ser cubierto en su totalidad por el Presupuesto Nacional al no contar con sectores de consumo que reduzcan el monto de los subsidios por la vía de las contribuciones de solidaridad.

Adicionalmente, en el caso del subsidio a los combustibles, principalmente gasolina y ACPM, a diciembre de 2015 el déficit del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles ascendió a $5 billones y continuaba creciendo durante el año 2016. Comparada con las cifras anteriores, plantear un programa de masificación del GLP cuya cobertura inicial conlleva el otorgamiento de subsidios del orden de $540.000 millones, en un periodo de 5 años no puede ser considerado un impedimento para su realización comparado con los recursos públicos que se destinan a otros sectores incluyendo el subsidio a los combustibles. Además, el país está en mora de comenzar a saldar su deuda con los habitantes de las zonas rurales y la periferia de las ciudades y mejorar sus niveles de salud y calidad de vida mediante la entrega de un combustible que permitirá además mitigar, al menos parcialmente, el daño ambiental de la continua tala de bosques.

---

5 Exposición de Motivos Reforma Estructural 2016. Que condujo a la expedición de la Ley 1819 de 2016
5. CONSTRUCCION DE LAS POLÍTICAS DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD

5.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se plantearán recomendaciones de política sobre los dos ejes centrales del Estudio los cuales son:

- Política de Abastecimiento para alcanzar el balance entre oferta y demanda a mediano plazo.
- Política de Confiabilidad, para garantizar la atención de la demanda bajo situaciones de fallas contingentes en el sistema que reduzcan la oferta disponible de GLP.

En la elaboración de las políticas se tuvo de presente los esquemas de abastecimiento y confiabilidad definidos en el Estudio sobre el mismo tema desarrollado para la UPME en el año 2015 a fin de cumplir lo establecido en los Términos de Referencia del presente Estudio en el sentido de guardar consistencia con lo propuesta en el Estudio anterior.

5.2 POLÍTICA DE ABASTECIMIENTO.

El Abastecimiento de GLP al mercado, es la capacidad del sistema de oferta de GLP, tanto de producción propia como importada, para atender la demanda nacional a mediano plazo.

Para definir si se tiene un nivel adecuado de abastecimiento de GLP al mercado es necesario construir tanto la oferta como la demanda y determinar el balance correspondiente.

Este balance de oferta y demanda de GLP a 5 años, se construye a partir de la información presentada en los Informes I y II, con los siguientes supuestos:

a. Oferta: Se toma la información correspondiente a las Declaraciones de Producción más la producción estimada de PetroSantander. El esquema de las importaciones solo se aplica en el segundo semestre del 2017.

b. Demanda Estimada: El Estudio ha optado por mostrar escenarios de demanda conservadores examinando tres posibles componentes como se señala a continuación:
DEMANDA ACTUAL: Se proyectan los valores de la demanda actual a la tasa de crecimiento del periodo 2013-2016 del 2.8%. Como escenario bajo se asume una tasa del 1.5%, aproximadamente la mitad de la correspondiente al escenario base.

AUTOGÁS: Se indicó en el Capítulo I, que las evaluaciones realizadas en diferentes ciudades del país, no generan los incentivos económicos que pudieran convertir al Auto gas en un dinamizador de la demanda de GLP. Como se observa en el Capítulo correspondiente, los periodos de repago de la inversión en los kits de conversión de gasolina a GLP, son muy similares a los que se obtienen con gas natural sin contar que aún no hay una reglamentación técnica del GLP Auto gas ni un programa de incentivos de conversión como si lo hay para el GNV. Considerando los resultados obtenidos de la aplicación del Modelo de Evaluación del programa del Auto gas, y con el propósito de construir un escenario de demanda conservador, el componente del Autogas no se incluirá en la demanda de mediano y largo plazo, advirtiendo que la demanda agregada por este concepto deberá ser revisada periódicamente a fin de determinar cambios en el programa que justifiquen una revisión de la demanda.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Los costos de importación del GLP dificultan la posibilidad de sustitución de otros combustibles. Sin embargo, si la política pública impulsa la generación de energía eléctrica con GLP como complemento de firmeza a las soluciones de energía renovables, podría resultar viable en algunas regiones de las ZNI.

SUSTITUCIÓN DE LEÑA POR GLP: En los diferentes informes presentados hasta la fecha se ha analizado el potencial del programa de sustitución de leña por GLP. Para efectos de un escenario de demanda a mediano plazo hemos supuesto una cobertura equivalente al 15% del potencial del programa lo que alcanza un total de 225.000 familias en un periodo de 3 años. La demanda de ese punto en adelante se proyecta según las tasas del 2.8% y 1.5% anual. Con el propósito de mantener un análisis de demanda ácido, no se contemplan en el horizonte de planeamiento coberturas adicionales de este Plan.

El Plan de Masificación de GLP en las zonas rurales de Colombia debe constituirse en Política de Estado a fin de garantizar su desarrollo y continuidad en el tiempo. Sin embargo, si el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y la CREG no consideran viable este Programa, el escenario
La base de demanda sigue siendo el que se presenta en la figura 9, lo que se conoce como el Caso Base.

Con los elementos anteriores se presenta en la Figura 10, el balance de la oferta y de la demanda de GLP proyectados hasta el 2022.


Como se observa, al no contar con nuevas fuentes de oferta, en vista de la declinación que se observa en las Declaraciones de Producción y con una demanda con tasas positivas de crecimiento, se tiene un déficit permanente entre oferta y demanda que en el año 2022 puede llegar al 44% del escenario alto de demanda.
El objetivo de la Política de Abastecimiento de GLP es proveer los volúmenes necesarios para reducir a Cero la diferencia entre la demanda y la oferta a fin de garantizar el cubrimiento del 100% de la demanda. Para lograr lo anterior hay dos posibilidades que son complementarias:

1. Incrementar la oferta nacional de GLP.
2. Abrir los espacios al GLP de importación.

El incremento de la oferta nacional tiene a su vez, dos opciones:

a. Recuperar la producción de GLP que actualmente se destina a operaciones de codilución y a complementar los requerimientos de energía de Barrancabermeja. Este volumen se ha estimado entre 1800 y 3100 barriles por día en el periodo 2017-2022 según lo señalan las Declaraciones de Producción.

b. Promover el desarrollo de nueva oferta de GLP, particularmente en el campo Cupiagua lo que se estima en una producción inicial de 7.000 barriles por día, según información recibida de ECOPETROL, sobre la cual no tenemos curva de oferta. Es de esperarse que esta producción decline en el tiempo de la misma manera que declinará la producción de gas natural de Cupiagua.

5.3 RECUPERACIÓN DE CORRIENTES DE GLP

La Resolución CREG 066 de 2017 tiene en la actualidad como precio máximo regulado de GLP aplicable en Barrancabermeja, Cusiana, Apiay y Dina el valor de $781.83 por Kg, lo que se traduce en un precio aproximado de $1712.52 el galón en Barrancabermeja y $1587.7 por galón en Cusiana para mencionar sólo dos de los puntos de producción de GLP. Este precio es equivalente aproximadamente a USD 24 por barril lo que resulta en un precio inferior al del crudo en Barrancabermeja.

Por esa razón, el objetivo del refinador no es la producción de GLP ante la imposibilidad de generar valor agregado en las condiciones actuales de precio, sino que es un subproducto que en lo posible debe utilizarse en otras actividades para generar valor agregado.
Como lo dice la CREG en el Documento D-057 de 2017, en virtud de las diferencias de precio del GLP frente a sus sustitutos, hoy en día ECOPETROL está utilizando corrientes de GLP en la operación de la Refinería de Barrancabermeja. Por eso es importante examinar los precios relativos del GLP comparado con los demás energéticos a disposición del refinador como el gas natural y fuel oil como gas combustible y la nafta de importación que funciona como diluyente de crudos. Una comparación inicial de los precios relativos del GLP y sus sustitutos se presenta en la Tabla 21, el cual, aunque no pretende ser un recuento exhaustivo de los recursos energéticos a disposición del refinador, sí permite concluir que el GLP en virtud de la regulación vigente, tiene el precio más bajo entre los demás productos sustitutos.

<table>
<thead>
<tr>
<th>ÍTEM</th>
<th>CANTIDAD</th>
<th>UNIDAD</th>
<th>CANTIDAD</th>
<th>UNIDAD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>GLP en el CIB</td>
<td>781.83</td>
<td>$/Kg</td>
<td>5.62</td>
<td>USD/Mbtu</td>
</tr>
<tr>
<td>GAS NATURAL</td>
<td></td>
<td></td>
<td>6.14</td>
<td>USD/Mbtu</td>
</tr>
<tr>
<td>FUEL OIL</td>
<td>39.2</td>
<td>$/Barril</td>
<td>6.53</td>
<td>USD/Mbtu</td>
</tr>
<tr>
<td>(SIN IVA)</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>GASOLINA US GULF</td>
<td>1.553</td>
<td>USD/galon</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>HEAVY NAPHTA (- 0,20 USD/galon)</td>
<td>1.353</td>
<td>USD/galon</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>TRANSPORTATION CIF</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>CONVERSION FACTOR</td>
<td>2.04</td>
<td>USD/bl</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>PRECIO CIF POZOS COLORADOS</td>
<td>1.40</td>
<td>USD/galon</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>NAPTHA EN EL CIB</td>
<td>1.453</td>
<td>USD/galon</td>
<td>12.11</td>
<td>USD/Mbtu</td>
</tr>
</tbody>
</table>

De las declaraciones de producción se concluye, como se ha planteado en los Informes I y II, que aproximadamente entre 1800 y 3100 barriles por día de GLP, producidos en Barrancabermeja podrían recuperarse para el mercado del GLP.

La Tabla 22 y la Tabla 23, contienen un estimado del incremento necesario en el GLP de Barrancabermeja para lograr la recuperación de las corrientes. En este caso se construye el precio ponderado a partir de los volúmenes que se destinan a las diferentes actividades por el precio del energético que se pretendería utilizar en lugar del GLP. En el análisis se observa como para sustituir 1800 barriles día sería necesario ajustar el precio del GLP en 19% y en 32% con respecto a los precios a la fecha de $783/ Kg si se pretende sustituir el volumen completo de 3100 barriles por día. En el caso más crítico el GLP llegaría a $1094,13 por Kg, muy inferior al precio de importación del orden de 1800 $/Kg puesto en el centro del país.

---

6 Construcción del Consultor a partir de información pública de ECOPETROL sobre precios del fuel-oil. Los precios de la gasolina ajustada a valor de nafta se estiman a partir de fuentes EIA.
Tabla 22. Comparación Precios Barrancabermeja para recuperar entre 1800 y 3100 Barriles/día de GLP-

<table>
<thead>
<tr>
<th>ÍTEM</th>
<th>Volumen</th>
<th>Unidad</th>
<th>Ponderación</th>
<th>Precio</th>
<th>$/Galón</th>
<th>$/Kg</th>
<th>Porcentaje</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>GAS COMBUTIBLE</td>
<td>800</td>
<td>Bls/día</td>
<td>0,90</td>
<td>USD/Mbtu</td>
<td>2032,07</td>
<td>927,89</td>
<td>19%</td>
</tr>
<tr>
<td>CODILUCIÓN</td>
<td>1000</td>
<td>Bls/día</td>
<td>2,09</td>
<td>USD/Mbtu</td>
<td>2396,15</td>
<td>1094,13</td>
<td>40%</td>
</tr>
<tr>
<td>PRODUCCIÓN ACTUAL</td>
<td>4000</td>
<td>Bls/día</td>
<td>4,14</td>
<td>USD/Mbtu</td>
<td>5800,00</td>
<td>2396,15</td>
<td>40%</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTAL</td>
<td>5800</td>
<td>Bls/día</td>
<td>7,13</td>
<td>USD/Mbtu</td>
<td>2032,07</td>
<td>927,89</td>
<td>19%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Estos cálculos son preliminares por cuanto, como bien lo señala el Documento CREG D-055 de 2017, entender los detalles de las opciones operativas a disposición de ECOPETROL, requiere de un ejercicio investigativo con esfuerzos específicos en esa dirección. Sin embargo, los análisis realizados permiten concluir que, incrementando el precio del GLP en función de los costos de sus sustitutos resulta en un nivel de precios inferior a los del GLP importado y eso se traduce en beneficios para los usuarios. En consecuencia, la política de recuperación del GLP en Barrancabermeja debe ser la compensación a ECOPETROL de los costos de los sustitutos que se requieren en el proceso de liberación de estas corrientes.

5.4 NUEVA PRODUCCION DE GLP EN CUPIAGUA.

La información verbal suministrada por los funcionarios de ECOPETROL al Grupo de Trabajo en junio del presente año, plantea la posibilidad de contar con una producción potencial inicial de 7.000 Barriles por día. No se informó si esta producción es sostenible en el tiempo o si por el contrario, comienza a declinar en vista de las reducciones que se prevé ocurrirán en la producción de gas natural del piedemonte llanero.

Sin embargo, si se cuenta con ese potencial de producción, el paso siguiente es determinar las condiciones económicas para lograr su desarrollo y para ello la
regulación dispone que ECOPETROL deba dirigirse a la CREG para solicitar precio del GLP en este nuevo punto de producción\textsuperscript{7}.

Aún sin conocer los resultados de esa solicitud, es de esperarse que el precio resultante para un recurso de producción local, podría ser inferior al precio pleno paridad importación que resulte de colocar GLP importado en las diferentes regiones del país. Es decir, debe haber una ventaja al desarrollar un recurso de origen nacional con respecto a importarlo del mercado internacional.

5.5 IMPORTACIONES DE GLP

La Figura 11 y Figura 12, presentan nuevamente el Balance de Oferta y Demanda en dos casos: con recuperación del GLP de operación en Barrancabermeja y el siguiente con producción de Cupiagua.

\textbf{Figura 11. Balance de Oferta y Demanda con recuperación de GLP en Barrancabermeja.}

| Proyección Demanda Total vs Declaración Producción 2017-2022 [kg/mes] |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 2012            | 2013            | 2014            | 2015            | 2016            | 2017            |
| 45,000,000,000  | 47,187,255      | 47,187,255      | 47,187,255      | 50,000,000,000  | 56,343,296,50   |
| 50,000,000,000  | 54,000,000,000  | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 59,998,745,25   | 59,998,745,25   |
| 55,000,000,000  | 60,000,000,000  | 59,998,745,25   | 59,998,745,25   | 59,998,745,25   | 59,998,745,25   |
| 60,000,000,000  | 65,000,000,000  | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   |
| 65,000,000,000  | 70,000,000,000  | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   |

\textbf{Figura 12. Balance de Oferta y Demanda de la Figura 11 más producción de Cupiagua.}

| Proyección Demanda Total vs Declaración Producción 2017-2022 [kg/mes] |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 2012            | 2013            | 2014            | 2015            | 2016            | 2017            |
| 45,000,000,000  | 47,187,255      | 47,187,255      | 47,187,255      | 50,000,000,000  | 65,072,255,25   |
| 50,000,000,000  | 54,000,000,000  | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 59,998,745,25   | 59,998,745,25   |
| 55,000,000,000  | 60,000,000,000  | 59,998,745,25   | 59,998,745,25   | 59,998,745,25   | 59,998,745,25   |
| 60,000,000,000  | 65,000,000,000  | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   |
| 65,000,000,000  | 70,000,000,000  | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   | 56,343,296,50   |

\textsuperscript{7} Resolución CREG 123 de 2010, Artículo 1º
La construcción de las gráficas anteriores permite concluir que aún si se recupera GLP de las actividades de operación en Barrancabermeja y entra en operación el GLP de Cupiagua, el sistema enfrenta déficits antes de la entrada en operación de Cupiagua que podrían llegar a 2.391 barriles/día en el escenario bajo y 3.415 barriles/día, con una densidad del GLP en Barrancabermeja de 2.19 Kg/galón. Si el proyecto Cupiagua no se desarrolla o se demora más tiempo del previsto, los déficits serían significativamente mayores. Aún si Cupiagua llegare a entrar en operación, el déficit podría aparecer nuevamente en la siguiente década, dependiendo a su vez de la evolución en la producción de gas natural en el piedemonte llanero.

Es claro entonces que, el diseño del ejercicio de Abastecimiento presenta incertidumbres en la oferta y demanda así:

a. En la oferta: El Estudio ha propuesto medidas para recuperar la producción de GLP en Barrancabermeja que hoy en día se dedica a actividades operativas lo mismo que se ha planteado la posibilidad de contar con producción en Cupiagua por un volumen estimado de 7.000 barriles por día. Sin embargo no se conoce si estos volúmenes efectivamente serán incorporados a la oferta nacional y la fecha de los posibles aportes.

b. En la demanda: El Estudio ha planteado un escenario de demanda construido a partir de la situación actual e incluyendo el mercado potencial que resulta de la sustitución de leña por GLP. Sin embargo, pueden ocurrir incrementos de demanda no previstas.

Por lo anterior, el diseño de la política de abastecimiento debe estar enmarcada en una concepción de largo plazo con revisiones periódicas como ocurre en los demás servicios públicos domiciliarios en particular energía eléctrica y gas natural, a fin de dar las señales adecuadas y oportunas a los agentes privados para incentivar el desarrollo de infraestructura y garantizar que la atención de la demanda sea continua en el tiempo.

5.6 LA POLÍTICA DE CONFIABILIDAD

Confiabilidad es la capacidad del sistema de oferta de GLP, tanto de producción propia como importada, para atender la demanda nacional a mediano y largo plazo cuando se presentan contingencias en el sistema de entrega de este energético al mercado colombiano.
En el capítulo próximo se hará un análisis de los diferentes tipos de contingencia que podrían ocurrir en el sistema de GLP. Cabe señalar que en el ejercicio realizado en el año 2015, en el cual se examinaron las contingencias que deben tenerse en cuenta en los análisis de confiabilidad para petróleo y combustibles se consideraron dos conceptos fundamentales:

- La confiabilidad debe garantizar la continuidad en la atención de la demanda ante la contingencia más crítica del sistema. Para los efectos del Estudio del año 2015, una salida de la Refinería de Barrancabermeja se consideró la contingencia más severa posible.

- En caso que esa situación ocurra, el sistema debe garantizar la atención de la demanda mediante facilidades portuarias y almacenamientos estratégicos convenientemente localizados en el sistema. En esa oportunidad se tomaron como referencias los análisis realizados por la Agencia Internacional de Energía en un Estudio realizado para Colombia en el año 2015 donde se indica que el tamaño de los almacenamientos estratégicos debería ser del orden de 25 días que es el tiempo estimado desde la solicitud de pedido de importación hasta su transporte a los terminales del interior del país.

Vale la pena señalar como se concluye en el capítulo siguiente donde se hacen los cálculos correspondientes, que los mercados de combustibles y GLP en Colombia tienen una relación de volumen de 10:1 aproximadamente por lo cual, se planteó además del caso base una opción con un dimensionamiento diferente de la infraestructura necesaria para atender la confiabilidad del sistema.

Es fundamental señalar que la infraestructura de confiabilidad no debe utilizarse para propósitos operativos o de abastecimiento. Es un producto destinado a atender las contingencias del sistema y su uso tiene que ser autorizado por el Operador del Sistema a lo cual se hará referencia en el Capítulo VI.

Los detalles del cálculo del Cargo por Confiabilidad están contenidos en el capítulo V.

5.7 ARMONIZACIÓN DE LAS POLÍTICAS DE ABASTECIMIENTO Y DE CONFIABILIDAD.

Las políticas de Abastecimiento y Confiabilidad tienen un aspecto común y es la necesidad de contar con infraestructura que no se utilizará de manera permanente pero que tiene que estar disponible si el sistema la requiere. En el Abastecimiento, el sistema necesita disponer de las importaciones en caso de que se presenten déficits entre oferta y demanda bien sea por que los incrementos en la producción de ECOPETROL tanto en Barrancabermeja como en Cupiagua no se materializan,
porque la producción actual de GLP declina a tasas mayores a las proyectadas y/o la demanda crece más de lo previsto.

Por el lado de la confiabilidad, el sistema debe estar preparado para reaccionar con producto en el mercado en caso de que se presente la contingencia ya mencionada como es la salida de operación de la producción de Cupiagua.

Si la infraestructura de abastecimiento y confiabilidad está disponible y en condiciones de operar en cualquier momento, la demanda de GLP tendrá atención plena de manera permanente.

El paso siguiente es armonizar los requerimientos en ambos casos para lo cual es necesario definir las funciones y la infraestructura de que deben disponer los agentes. Veamos:

- **En ABASTECIMIENTO:** El o los agentes, deberán tener disponible:
  - Facilidades portuarias para importación y descargue de buques.
  - Tanques para almacenamiento.
  - Dimensionamiento de la infraestructura a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda.
  - Sistema de cargue a cisternas o barcazas.

- **En CONFIABILIDAD:** El o los agentes, deberán tener disponible:
  - Facilidades portuarias para importación y descargue de buques.
  - Tanques para almacenamiento.
  - Sistema de cargue a cisternas.
  - Construcción de sistemas de almacenamiento estratégico localizados en los puntos definidos en la estrategia de confiabilidad en los cuales se deberá contar con facilidades para recibo y entrega de producto.
  - Llenado de los tanques.

Como se observa de la descripción anterior, se tienen dos actividades con objetivos diferentes, por cuanto en un caso se atiende el Abastecimiento y en el otro la Confiabilidad en el suministro de GLP, las cuales comparten el uso de algunos elementos de infraestructura como las facilidades portuarias que deben dimensionarse adecuadamente para garantizar el abastecimiento y confiabilidad aún si fuera necesario actuar en simultáneo para atender las exigencias de una y la otra.
Podría decirse que el concepto de confiabilidad debe ser una definición que se origina en lo público considerando que es a la autoridad estatal a quien le corresponde proponer el esquema para asegurar que la demanda se atienda aún en presencia de una contingencia severa en el sistema. Luego, la vocación de esta infraestructura, la cual actúa de manera puntual en el tiempo, es servir de respaldo a todo el sistema en caso de presentarse una contingencia mayor. Una vez se detecte la contingencia se ponen en marcha los procesos correspondientes para mover los inventarios estratégicos a los diferentes puntos de la demanda.

En lo que respecta al abastecimiento, esta es una actividad más continua en el tiempo en periodos en los cuales la demanda es superior a la oferta. Sin embargo, cuando ocurren incrementos en la oferta por la entrada en operación de nueva producción, lo que permite lograr así sea de manera temporal excedentes de oferta, es necesario que la infraestructura sea convenientemente remunerada a fin de que pueda reanudar la labor de abastecimiento cuando los excedentes de oferta no estén disponibles.

Una diferencia interesante entre ambas actividades es la posibilidad de contar en el abastecimiento con un mayor espacio para la iniciativa privada como es el caso de los proyectos que están en ejecución hoy en día por parte de Okianos y Plexaport, quienes han decidido asumir la actividad de adecuación y/o construcción de facilidades portuarias para atender el abastecimiento de sus propios mercados y/o prepararse para atender nuevas demandas de GLP. Además, ECOPETROL cuenta con facilidades para importar 1.000 BPD que ya están construidas y hacen parte de la OPC del segundo semestre de este año. No ocurre lo mismo en Confiable por cuanto la responsabilidad en este caso no puede ser de los agentes privados como se indicó anteriormente.

Así las cosas, el esquema conceptual que se propone para remunerar ambas actividades de Abastecimiento y Confiabilidad se orientan de la siguiente manera:

1. La actividad de Confiabilidad remunera todos los elementos que se requieren para atender la contingencia mayor detectada en el análisis correspondiente.

2. En el Abastecimiento, el objetivo es remunerar la infraestructura que se requiere para garantizar la atención de la demanda en el periodo en consideración. Dado que parte de las facilidades requeridas para la importación hacen parte del esquema del Cargo por Confiabilidad, las restantes serán remuneradas por el Cargo por Abastecimiento el cual dependerá del escenario de demanda que se considere.

Se propone estimar el volumen sobre el cual se aplicará el Cargo por Abastecimiento, de la siguiente manera:
• La oferta disponible la cual se compone de los volúmenes ofrecidos en las Declaraciones de Producción más la oferta incremental de ECOPETROL la cual de concretarse, podría incluir la recuperación de GLP en Barrancabermeja y la producción de Cupiagua.

• La oferta de GLP de importación que ya cuenta con infraestructura disponible. El esquema de remuneración supone que los agentes que han desarrollado estas facilidades harán uso de ellas en caso de detectarse insuficiencia de la oferta para atender la demanda. Es de esperarse que tal y como ocurre en la actualidad cuando por iniciativa privada se construye infraestructura de importación para cubrir los déficits del esquema de distribución asociado, de la misma manera, los agentes con infraestructura disponible harán uso de ella cuando se presenten faltantes futuros. Podría añadirse la capacidad de importación de ECOPETROL la cual, suponemos que estaría disponible para atender el Abastecimiento de la demanda.

• La demanda proyectada de GLP.

El concepto que se plantea es determinar la demanda que debe ser garantizada en un horizonte de tiempo a definir y los volúmenes con que cuenta el mercado tanto local como de importaciones a través de las facilidades existentes. La diferencia entre la oferta y la demanda máxima identificada en el periodo a definir es lo que deberá remunerarse por el concepto de cargo de infraestructura. En este caso, pudiera ocurrir que la demanda por atender esté cubierta por los proyectos de iniciativa privada y complementada con los volúmenes que ECOPETROL estuviera en capacidad de importar.

5.8 EL DESARROLLO DEL PROCESO

El esquema que se propone para poner en marcha la Política de Abastecimiento y Confiabilidad es el siguiente:

a. Se propone un proceso de convocatoria para la contratación de uno o varios agentes cuyo objetivo sea el desarrollo de la infraestructura de confiabilidad para atender las contingencias que se definirán en el capítulo V. Es importante señalar que por medio de esta convocatoria se remunerará infraestructura común a las tareas de abastecimiento como es el caso de las facilidades portuarias, líneas de recibo, almacenamientos estratégicos y sistemas de cargue a barcazas o cisternas.

b. El adjudicatario tendrá la responsabilidad de construir las facilidades definidas en el marco del Cargo por Confiabilidad.
c. El pago de esta infraestructura se hará con recursos de la demanda. Luego, de presentarse una situación de desabastecimiento, las importaciones se podrán canalizar a través de las facilidades portuarias que serán de acceso abierto a fin de que cualquier agente del mercado pueda efectuar las importaciones que se requieren para alcanzar el cubrimiento pleno de la demanda.

d. La infraestructura específica para atender los temas de abastecimiento, son básicamente tanques y líneas de conexión desde el puerto a los tanques los cuales pueden desarrollarse en un periodo de tiempo relativamente corto. Esto quiere decir que la autoridad de planeación o el propio Ministerio de Minas y Energía o la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, periódicamente harán el balance nacional de oferta y demanda de GLP, considerando los siguientes elementos:

- Oferta prevista a partir de las declaraciones oficiales de producción incluyendo lo que ECOPETROL podría entregar al mercado de nuevas fuentes.
- Oferta de importación que puede canalizarse por proyectos de importación de iniciativa privada y el mismo ECOPETROL.
- La demanda prevista de los diferentes sectores de consumo.

El resultado de este ejercicio determina los requerimientos de infraestructura de abastecimiento que serían necesarios en un periodo de planeamiento de 5 años por ejemplo. Esta relativa flexibilidad de las inversiones permite estar ajustando sobre la marcha estos requerimientos considerando que los demás elementos de infraestructura ya están remunerados por el Cargo por Confiabilidad.

A manera de ejemplo, el desarrollo de Cupiagua iniciaría operaciones hacia el año 2021 y las necesidades de importaciones serían de 2.391 barriles/día en el escenario bajo y 3.415 barriles/día, lo cual pudiera cubrirse con la infraestructura de importación de iniciativa privada en curso más lo que eventualmente pudiera importar ECOPETROL. Si llegare a hacer falta infraestructura adicional, esta sería objeto de una convocatoria específica.
6. EL DISEÑO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

6.1 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN EL SUMINISTRO DE GLP

Para el análisis de la confiabilidad en el suministro de GLP al país hay que considerar cuales son las principales fuentes de producto y estudiar las posibilidades que tiene el mercado para responder a una falla en cada una de ellas o en su defecto qué infraestructura y elementos de política y regulación se requiere implementar.

De acuerdo con las declaraciones de producción vigentes, el mercado de GLP se abastece en su mayoría de tres fuentes principales: la refinería de Cartagena, la refinería de Barrancabermeja y la planta de secado de gas natural de Cusiana y en este momento no existen facilidades de importación suficientes para responder a una eventual falla de alguna de ellas, por tanto nuestro análisis se centrará en la recomendación de nuevas facilidades.

Es importante anotar que para este análisis, se considerará que debido a la situación de mercado con probable déficit a mediano plazo se requerirá de facilidades de importación de GLP para completar el suministro. Sin embargo, como se indicó en el capítulo anterior, esto hará parte de las acciones requeridas para garantizar igualmente la confiabilidad lo que permite integrar ambos conceptos...

Para cualquiera de las fallas en las fuentes de producción, el país deberá recurrir a la importación para satisfacer la totalidad de la demanda. Bajo este escenario, se considera que el tiempo máximo de respuesta de una restricción en la oferta sería del orden de veinte (20) días, considerando todo lo relacionado con el proceso de importación, incluyendo la solicitud del combustible, la contratación del servicio, la disponibilidad de producto para importación así como su transporte y distribución a nivel nacional.

Teniendo en cuenta la intensidad de la falla, que como se verá más adelante puede ocurrir en Cartagena, Barrancabermeja o Cusiana, los veinte (20) días de contingencia pueden ser suplidos a través de almacenamientos en los sistemas de transporte por políductos y en las instalaciones de los distribuidores, lo mismo que el almacenamiento estratégico en costa colombiana de la siguiente manera: 8

- Cinco (5) días de almacenamiento en el sistema de transporte y distribución de GLP.
- Quince (15) días por medio de almacenamiento estratégico.

---

8 Estas recomendaciones están en línea con el Estudio de la AIE realizado para Colombia en el año 2015 y con las conclusiones del Estudio de COSENIT para la UPME del mismo año.
De esta manera, cualquier evento cuya duración sea mayor a veinte días requiere una rotación del volumen de combustibles y no se hace necesario contar con capacidad adicional de transporte, de infraestructura de importación o de almacenamiento.

Finalmente, se considera que las fallas se gradúan según su severidad. Por tanto, las fallas de menor impacto en algunos casos quedarían cubiertas por las medidas adoptadas para manejar y solucionar los eventos de mayor impacto sobre la confiabilidad.

A continuación analizaremos las inversiones que se deberían realizar para garantizar la confiabilidad del suministro de GLP ante una falla en las principales fuentes de producción nacional de GLP.

i. Falla en el suministro de la refinería de Cartagena

La producción promedio de GLP de la refinería está en un valor de 2.975 barriles por día con variaciones mensuales marginales. Esta producción se compone de:

- Entregas a los clientes locales por líneas de interconexión con la refinería: 1.975 Barriles por día.

- Propano recuperado del PGR entregado a Esenttia: 1.000 barriles por día que se comercializan por la sociedad Propileno a través de las facilidades de Plexa.

Aunque adicionalmente, en las facilidades de Plexa se está entregando el propano recuperado del PGR que la refinería de Barrancabermeja está suministrando a Esenttia y que en promedio son 910 barriles por día, este valor no se incluye en este análisis por no corresponder a producción de la refinería de Cartagena.
De acuerdo con lo anterior, una falla en la refinería de Cartagena implicaría que el mercado nacional de GLP se viera afectado en una disminución en la oferta en alrededor de 3.000 barriles por día. Este volumen se podría abastecer de dos maneras:

- Importación por parte de REFICAR a través del muelle de GLP de la refinería que puede recibir buques tanques de hasta 60.000 barriles y unas ratas de entrega de 1.200 barriles por hora con buque tanques refrigerados y de 400 barriles por hora con buque tanques presurizados. Para el manejo del GLP no se requeriría infraestructura adicional porque utilizaría la línea normal de entrega a los distribuidores.
• Importación a través de las instalaciones de un agente independiente que construya una infraestructura para recibo de buquetanques, almacenamiento y entrega por carrotanques o se interconecte con las instalaciones actuales de los distribuidores. Esta opción tendría la ventaja de independizar la importación de GLP de la actividad operacional de ECOPETROL.

Inicialmente y pensando en solucionar únicamente la falla de la refinería, podría ser interesante que las facilidades de importación se localicen en Cartagena puesto que es el punto de entrega a los distribuidores de GLP. Sin embargo y dependiendo del análisis de falla en las otras fuentes de producción, podría ser relevante la localización en otra ciudad de la costa caribe, con el desplazamiento de los carrotanques para cargue del GLP en esa ciudad.

Para cualquiera de los dos casos considerados: importación por parte de REFINCAR o importación a través de instalaciones de un agente independiente, se considera que se deben construir esferas o recipientes cilíndricos (balas) que contengan un volumen que permita manejar la indisponibilidad de la refinería, distribuido de la siguiente manera:

• 15.000 barriles (equivalentes a cinco días de consumo) que se construirían en las instalaciones de los distribuidores mayoristas y serían los primeros en utilizarse en el caso de una falla en el suministro, a partir de las facilidades existentes de entrega a carrotanques.

• 45.000 barriles (equivalentes a 15 días de consumo) en las instalaciones de importación, con los cuales se completa el requerimiento del volumen para cubrir una falla de la refinería de Cartagena.

Si el evento es de corta duración, es decir entre 0-5 días se puede manejar con los inventarios estratégicos en las instalaciones de los distribuidores. Si se trata de interrupciones del servicio entre 5-20 días se manejará adicionalmente con el inventario estratégico que se implemente en el puerto de importación. Para eventos con duraciones mayores, su manejo se hará con importaciones rotativas hasta que se supere la falla.

ii. Falla en el suministro de la refinería de Barrancabermeja

De acuerdo con la última declaración, para el periodo 2017 -2022, el potencial total de producción promedio de la refinería de Barrancabermeja ronda los 6.000 barriles por día. De este potencial se consume una parte menor, 450 barriles por día como cantidad mínima para continuidad operativa (CMCO) y como gas de operación se utiliza en co-dilución, eficiencia energética y gas combustible en cantidades
variables que empiezan en 1.810 barriles por día al inicio del periodo hasta 3.110 a finales de 2022.

De acuerdo con lo anterior, la disponibilidad de GLP para la venta decae sustancialmente en el periodo de proyección con valores que varián desde alrededor de 5.000 barriles por día a principios del presente año hasta 2.330 barriles por día a finales del año 2022.

Como existe la posibilidad de que por efecto de una mejora en el precio, la parte del potencial de GLP que actualmente se está usando en operación retorne a la oferta de GLP para el consumo nacional, se establece como producción de GLP de la refinería de Barrancabermeja para el análisis de confiabilidad la totalidad del potencial menos el CMCO o sea 5.550 barriles por día.

En consecuencia, una falla en la refinería de Barrancabermeja implicaría que el mercado nacional de GLP se viera afectado en una disminución en la oferta en alrededor de 5.500 barriles por día. Este volumen se podría abastecer de las siguientes maneras:

- Importación por el muelle de GLP de REFICAR.

  En este caso, a pesar que el muelle y las líneas de recibo tienen la capacidad para abastecer los 5.500 barriles, se requiere que las líneas de entrega a los distribuidores locales se amplíen a 7.500 BPD en lugar de los 5.000 BPD considerados en el proyecto actual.

  Igualmente habría que revisar la infraestructura con que cuentan los distribuidores para determinar la necesidad de almacenamiento adicional o incremento en las facilidades de carga a carrotanques, así como la viabilidad de su relación comercial con los distribuidores del interior del país para garantizar la entrega.

- Importación por infraestructura propiedad de una agente independiente.

  Debido a que la falla es en la refinería de Barrancabermeja, las facilidades de importación para cubrir este evento pueden ubicarse en cualquier ciudad de la costa caribe colombiana. De todas formas, las instalaciones deben contar con un muelle y líneas que permitan recibir buque tanques de una capacidad tal que garanticen el suministro diario de al menos 5.500 barriles por día, almacenamiento y facilidades de entrega tanto a carrotanques como a barcazas.
Para cualquiera de los dos casos considerados: importación por el muelle de GLP de REFICAR o importación a través de las instalaciones de un agente independiente, se considera que se deben construir esferas o recipientes cilíndricos (balas) que contengan un volumen que permita manejar la indisponibilidad de la refinería, distribuido de la siguiente manera:

- 27.500 barriles (equivalentes a cinco días de consumo) que se construirían anexas a las instalaciones de la estación Puerto Salgar del propanoducto Galán – Puerto Salgar - Bogotá y que serían los primeros en utilizarse en el caso de una falla en el suministro, siguiendo la ruta normal por los sistemas de transporte de acuerdo con la programación establecida.

- 82.500 barriles (equivalentes a 15 días de consumo) distribuidos así: 67.500 barriles que se construirían en las instalaciones del puerto de importación y 15.000 barriles en las instalaciones de los distribuidores mayoristas de Cartagena para manejar la indisponibilidad de la refinería de Cartagena pero que se pueden aprovechar para manejar en parte la falla de suministro de la refinería de Barrancabermeja.

Si el evento es de corta duración, es decir entre 0-5 días se puede manejar con los inventarios estratégicos en Puerto Salgar. Si el evento es de una duración entre 5-20 días se manejará adicionalmente con el almacenamiento estratégico que se implemente en el puerto de importación y en las instalaciones de los distribuidores de Cartagena. Para eventos con duraciones mayores, su manejo se hará con importaciones rotativas hasta que se supere la falla.

Es importante anotar que la logística normal de entrega del GLP producido en la refinería de Barrancabermeja se hace por los sistemas de transporte de CENIT (propanoductos y poliductos). Adicionalmente, la refinería cuenta con facilidades para recepción y entrega de GLP por barcazas.
De acuerdo con lo anterior y dependiendo del sistema de entrega en el puerto de importación (barcazas o carrotanques), la logística para manejo de la indisponibilidad de la refinería de Barrancabermeja operaría de la siguiente manera:

- **Entrega por carrotanques:**

   En este caso los carrotanques podrían ir directamente a las plantas envasadoras de los distribuidores o descargarse en Puerto Salgar según sea la conveniencia logística y económica de la operación. En la segunda situación, una vez descargado el GLP en Puerto Salgar se transportaría por los políductos hasta los terminales y sitios de entrega al paso tal como se realiza en una operación normal.

- **Entrega por barcazas:**

   En este caso las barcazas viajarían por el río Magdalena hasta la ciudad de Barrancabermeja donde se descargarían y el GLP se transportaría por el sistema de políductos y propanoducto que salen de Galán, tal como se hace normalmente.
iii. Falla en la planta de secado de gas de Cusiana

En el campo de producción de gas de Cusiana se instaló una planta de secado que puede producir alrededor de 7.500 barriles por día de GLP. Actualmente parte de esa producción total se está utilizando para generación de energía eléctrica en el campo Castilla y se extiende hasta septiembre del 2018 cuando entre en servicio la interconexión eléctrica.

Por lo anterior, para este análisis, consideraremos que la disminución de la oferta de GLP por la indisponibilidad de la planta de Cusiana será de 7.500 barriles por día. Este volumen se debería abastecer de la siguiente manera:

- Importación por el muelle de GLP de REFICAR.

  En este caso, a pesar que el muelle y las líneas de recibo tienen la capacidad para abastecer los 7.500 barriles, las ratas de descarga de los buquetanques limitan su tamaño y requiere una programación muy precisa para no incurrir en demoras. Adicionalmente, se requiere que las líneas de entrega a los distribuidores locales se amplíen a 9.500 BPD en lugar de los 5.000 BPD considerados en el proyecto actual.

  Igualmente habría que revisar la infraestructura con que cuentan los distribuidores para determinar la necesidad de almacenamiento adicional o incremento en las facilidades de carga a carrogranques, así como la viabilidad de su relación comercial con los distribuidores del interior del país para garantizar la entrega.

- Importación por infraestructura propiedad de una agente independiente.

  Debido a que la falla es en la planta de gas de Cusiana, las facilidades de importación para cubrir este evento pueden ubicarse en cualquier ciudad de la costa caribe colombiana. De todas formas, las instalaciones deben contar con un muelle y líneas que permitan recibir buque tanques de una capacidad tal que garantice el suministro diario de al menos 7.500 barriles por día, almacenamiento y facilidades de entrega tanto a carrogranques como a barcazas.

Para cualquiera de los dos casos considerados: importación por el muelle GLP de REFICAR o importación a través de las instalaciones de un agente independiente, se considera que se deben construir esferas o recipientes cilíncricos (balas) que contengan un volumen que permita manejar la indisponibilidad de la planta de secado en Cusiana, distribuido de la siguiente manera:
- 37.500 barriles (equivalentes a cinco días de consumo) que se construirían anexas a las instalaciones de la estación Puerto Salgar del propanoducto Galán – Puerto Salgar- Bogotá y serían los primeros en utilizarse en el caso de una falla en el suministro. El despacho se haría por carrotanques que se desplazarían desde Cusiana y durante este tiempo se ajustaría la logística para que los carrotanques empiecen a cargar GLP desde las facilidades de importación.

- 112.500 barriles (equivalentes a 15 días de consumo) distribuidos así: 97.5000 barriles que se construirían en las instalaciones del puerto de importación y 15.000 barriles que se construirían en las instalaciones de los distribuidores mayoristas de Cartagena para manejar la indisponibilidad de la refinería Cartagena pero que se pueden aprovechar para manejar en parte la falla de suministro de la planta de Cusiana.

Si el evento es de corta duración, es decir entre 0-5 días se puede manejar con los inventarios estratégicos en Puerto Salgar. Si el evento es de una duración entre 5-20 días, se manejará adicionalmente con el almacenamiento estratégico equivalente a quince días de consumo que se implemente en el puerto de importación y en las instalaciones de los distribuidores de Cartagena. Para eventos con duraciones mayores, su manejo se hará con importaciones rotativas hasta que se supere la falla.

Es importante anotar que la logística normal de abastecimiento del GLP producido en la planta de Cusiana contempla solo la utilización de carrotanques desde el punto de despacho hasta las instalaciones de los distribuidores. No obstante lo anterior, el manejo de la indisponibilidad con importaciones podría contemplar la entrega de GLP en el puerto de importación tanto por carrotanques como por barcazas de la siguiente manera:

- Entrega por carrotanques:

   En este caso los carrotanques podrían ir directamente a las plantas envasadoras de los distribuidores o descargarse en Puerto Salgar según sea la conveniencia logística y económica de la operación. En la segunda situación, una vez descargado el GLP en Puerto Salgar se transportaría por los poliductos junto con los volúmenes que se estarían entregando en la refinería de Barrancabermeja.

Los sistemas de transporte tienen capacidad suficiente para el manejo de esta contingencia tal como se puede observar en la siguiente tabla:
### Tabla 24. Capacidad contratada y disponible transporte GLP por ductos

<table>
<thead>
<tr>
<th>SISTEMA</th>
<th>Capacidad de transporte total por tramo Kbbldc</th>
<th>Capacidad de transporte solicitada por tramo Kbbldc</th>
<th>Capacidad de transporte comprometida por tramo Kbbldc</th>
<th>Capacidad de transporte disponible por tramo Kbbldc</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>GALAN-B/MANGA</td>
<td>2,3</td>
<td>1,4</td>
<td>1,4</td>
<td>0,9</td>
</tr>
<tr>
<td>GALAN-SALGAR</td>
<td>13,2</td>
<td>3,0</td>
<td>3,0</td>
<td>10,2</td>
</tr>
<tr>
<td>SALGAR-YUMBO</td>
<td>8</td>
<td>1,3</td>
<td>1,3</td>
<td>6,7</td>
</tr>
<tr>
<td>SALGAR-MANSILLA</td>
<td>12</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>12,0</td>
</tr>
</tbody>
</table>

- **Entrega por barcazas:**

  En este caso las barcazas viajarían por el río Magdalena hasta la ciudad de Barrancabermeja donde se descargarían y el GLP se transportaría por el sistema de poliductos y propanoducto que salen de Galán hasta los sitios de entrega en los terminales.

- **iv. Consideraciones sobre la estrategia para la confiabilidad**

  Una vez analizadas las diferentes indisponibilidades en la oferta de GLP y las posibilidades de manejo para garantizar la confiabilidad en el suministro, es preciso definir una estrategia que cubra todos los eventos considerados.

  En lo tocante al puerto de importación existen dos posibilidades: a) utilizar la infraestructura portuaria existente en la refinería de Cartagena complementada con inversiones marginales en las líneas de entrega e instalaciones de los distribuidores y b) construir una infraestructura portuaria y de manejo que incluya muelle, líneas de recibo, almacenamiento y facilidades de entrega tanto a carrotranques como a barcazas.

  Aunque la opción de utilizar las instalaciones de la refinería de Cartagena puede lucir más atractiva porque solo requeriría la inversión en el almacenamiento estratégico que es común para las dos posibilidades analizadas, existen algunas complicaciones tales como:

  - El tamaño máximo de los buque tanques que puede recibir (60.000 barriles) y la capacidad de descargue (9.600 barriles por día) que pueden afectar la logística de abastecimiento por la cantidad de buque tanques requeridos en el mes y sus ventanas de atención, especialmente en caso de la indisponibilidad de la planta e Cusiana que requiere 7.500 barriles por día.

  - La limitación en la infraestructura de importación de la refinería de Cartagena, no permitiría una eventual integración con las facilidades requeridas para la importación de faltantes de GLP a mediano plazo.
• La concentración en un solo actor tanto del suministro de GLP como de su confiabilidad, lo cual limitaría la competencia. No habría un proceso abierto para la asignación de la construcción de la infraestructura de confiabilidad.

• Las posibles limitaciones para la construcción del almacenamiento estratégico debido a que su ubicación en una zona portuaria desarrollada podría tener problemas por disponibilidad de terreno.

• La utilización de las facilidades de los distribuidores de Cartagena que no siempre están directamente relacionados con el abastecimiento de las áreas afectadas por la indisponibilidad.

En este punto del desarrollo metodológico es conveniente recordar que por la consistencia solicitada en los Términos de Referencia del presente Estudio con relación al desarrollado por COSENIT en el año 2015 para la UPME sobre Abastecimiento y Confiableidad de petróleo y combustibles, el criterio de confiableidad es proteger al sistema contra la contingencia más severa que puede afrontar el sistema y considerar almacenamientos estratégicos de aproximadamente 20 días. Teniendo en cuenta la consideraciones anteriores y la dimensión de la operación, el Consultor considera que para garantizar el suministro de GLP se opte por la opción de construir una infraestructura portuaria en la costa caribe colombiana que sea adjudicada a través de un proceso competitivo.

Para determinar las cantidades del almacenamiento estratégico se tiene en cuenta el resultado de los análisis de indisponibilidad que se resume a continuación:

<table>
<thead>
<tr>
<th>ORIGEN DE LA FALLA</th>
<th>VOLUMEN (BPD)</th>
<th>ALMACENAMIENTO CARTAGENA (BL)</th>
<th>ALMACENAMIENTO PUERTO SALGAR (BL)</th>
<th>ALMACENAMIENTO EN PUERTO (BL)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Cartagena</td>
<td>3.000</td>
<td>15.000</td>
<td>-</td>
<td>45.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Barranca</td>
<td>5.500</td>
<td>15.000</td>
<td>27.500</td>
<td>67.500</td>
</tr>
<tr>
<td>Cusiana</td>
<td>7.500</td>
<td>15.000</td>
<td>37.500</td>
<td>97.500</td>
</tr>
</tbody>
</table>

De acuerdo con lo analizado anteriormente para el puerto de importación y con las necesidades de almacenamiento estratégico para el manejo de cada una de las contingencias, se recomienda que como estrategia para el manejo de la confiableidad en el suministro de GLP se lleven a cabo las siguientes acciones:

• Construir una infraestructura portuaria en la costa caribe colombiana que incluya: muelle, líneas de recibo, almacenamiento y facilidades de entrega tanto a carrotaques como a barcazas que garantice mínimo el suministro continuo de 7.500 barriles por día, cuya remuneración será el resultado de un proceso competitivo.
• Disponer de un inventario estratégico en el puerto de importación de 97.500 barriles y en las instalaciones de los distribuidores de Cartagena de 15.000 barriles para cumplir con el criterio de 15 días de consumo para el evento más crítico que es la indisponibilidad de la planta de Cusiana.

• Disponer de un inventario estratégico en la estación de Puerto Salgar de 37.500 barriles correspondiente a la indisponibilidad de la planta de Cusiana que cubra también la indisponibilidad de la refinería de Barrancabermeja. Las instalaciones deben contar con facilidades de entrega a carrotanques y conectadas al sistema de transporte por ductos.

Costos de inversión y operación de la infraestructura para garantizar la conﬁabilidad.

Hemos considerado que recomendar una Política de Abastecimiento y Conﬁabilidad sin presentar un estimado de los costos que esto implica para toda la demanda, podría ser un ejercicio incompleto porque privaría a los lectores de estos informes de un estimado al menos de carácter global de estos impactos. Sin embargo, un presupuesto detallado de inversiones conlleva una actividad de ingeniería que no está contemplado en el alcance del Estudio.

Hemos optado por realizar una investigación lo más exhaustiva posible de las fuentes de información de carácter público lo cual unido a datos especíﬁcos que algunos agentes nos suministraron y con algunos criterios de ingeniería básica producto de la experiencia de los integrantes del Equipo de Trabajo, permiten mostrar los valores que presentamos a continuación. Hacemos entonces la salvedad de que estas son cifras aproximadas con el propósito de contextualizar las políticas que se están proponiendo en el presente Estudio.

La guía AACE “International Recommended Practice” No 18R -97 provee las bases para la aplicación de los principios generales para determinar la clasificación de los estimados de costos para proyectos en procesos industriales.
De acuerdo con esta guía, al nivel de desarrollo que tenemos, se puede hacer un estimado de costos de inversión “Clase 5”, con base en órdenes de magnitud e índices de referencia relacionados con proyectos similares, aplicando el factor “seis décimas”.

El factor “seis décimas” establece que: si se conoce el costo de una unidad con una capacidad determinada, el costo de una unidades X veces mayor o menor, será aproximadamente X a la 0.6 veces la inversión inicial:

\[ E_h = E_a \left( \frac{C_h}{C_a} \right)^{0.6} \]

En nuestro caso utilizaremos las siguientes fuentes de costos:

- información del proyecto PLEXA Port que se está desarrollando en Barranquilla.
- Información del análisis conceptual del proyecto en Puerto Bahía.

- Cotización de Bharat Tanks & Vessels para el diseño, fabricación, transporte e instalación de seis balas de 400 TM cada una.

- Development of bulk LPG import & distribution business in Puntland & Somalililand.\(^9\) sobre información de facilidades portuarias.

A continuación se presenta el estimado de las inversiones para cada uno de los componentes de la infraestructura de confiabilidad en el suministro de GLP.

- Almacenamiento estratégico de 15.000 barriles en la ciudad de Cartagena

Este almacenamiento estará localizado en las instalaciones de los distribuidores mayoristas, por lo que ya se dispone de algunas de las facilidades que se requieren como por ejemplo la red de contraincendios, el sistema de cargue a carrotanques, los equipos de generación eléctrica y su interconexión a las redes públicas, edificios y red de tuberías para recibo. Por lo tanto se considera que las inversiones podrían ser marginales y se estiman como un 10% del valor de los equipos.

En consecuencia, las inversiones a realizar están concentradas en la construcción e instalación de los recipientes de almacenamiento (balas) y su interconexión con los sistemas existentes.

  - Costo del suministro de los equipos (USD)

Para cumplir con los requerimientos de almacenamiento estratégico se requiere la instalación de tres (3) tanques cilíndricos de 400 toneladas métricas de capacidad cada uno con los siguientes costos asociados:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Tabla 27. Costos asociados para instalación 3 tanques</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>DESCRIPCION</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Diseño, ingeniería y Gerencia</td>
</tr>
<tr>
<td>Construcción de las tres balas de 400 TM cada una</td>
</tr>
<tr>
<td>Instrumentación</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistema Contra incendios y facilidades de interconexión</td>
</tr>
<tr>
<td>Trabajos eléctricos</td>
</tr>
<tr>
<td>Embalaje y transporte a Colombia</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>COSTO TOTAL EN PUERTO COLOMBIANO</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

\(^9\) www.adesoafrica.org/download/561d29770e4a3/
• Costo del montaje y Comisionamiento (USD)

Los costos para el montaje de las tres balas con sus accesorios e interconexiones con los sistemas existentes así como las actividades de comisionamiento y supervisión se estiman en ochocientos cincuenta mil dólares (USD 850.000).

• Costo total del proyecto

<table>
<thead>
<tr>
<th>Tabla 28. Costo total del proyecto 3 tanques</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>ESCRIPCION</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Suministro de equipos</td>
</tr>
<tr>
<td>Montaje y comisionamiento</td>
</tr>
<tr>
<td>Adecuación instalaciones existentes</td>
</tr>
<tr>
<td>Imprevistos (10% costo total)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>COSTO TOTAL</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

• Almacenamiento estratégico de 37.500 barriles en la estación de Puerto Salgar

Este almacenamiento estará localizado en inmediaciones de las instalaciones de la estación de Puerto Salgar. Aunque actualmente existen plantas de almacenamiento y despacho a carrotanques en el área, para el cálculo del costo de inversión de este almacenamiento estratégico se considera que las instalaciones son independientes y requieren de infraestructura y facilidades propias tales como: sistema contra incendios, subestación e interconexión eléctrica, edificios, terreno y sistemas de carga a carrotanques.

En consecuencia, las inversiones a realizar están concentradas en la construcción e instalación de los recipientes de almacenamiento (balas), la infraestructura necesaria para su funcionamiento y las facilidades de entrega a carro tanques.

• Costo del suministro de los equipos (USD)

Para cumplir con los requerimientos de almacenamiento estratégico se requiere la instalación de tres (8) tanques cilíndricos de 400 toneladas métricas de capacidad cada uno con los siguientes costos asociados:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Tabla 29. Costo asociados 8 tanques</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>DESCRIPCION</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Diseño, ingeniería y Gerencia</td>
</tr>
<tr>
<td>Construcción de las ocho balas de 400 TM cada una</td>
</tr>
<tr>
<td>Instrumentación</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistema Contra incendios y facilidades de interconexión</td>
</tr>
<tr>
<td>Trabajos eléctricos</td>
</tr>
<tr>
<td>Embalaje y transporte a Colombia</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>COSTO TOTAL EN PUERTO COLOMBIANO</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
o Costo de transporte hasta el interior del país

El costo de transportar las balas y sus accesorios se estima en un 10% del valor de en puerto colombiano que corresponde a treceientos veinte mil dólares (USD 320.00).

o Costo del montaje y Comisionamiento (USD)

Los costos para el montaje de las ocho balas con sus accesorios e interconexiones con los sistemas existentes así como las actividades de comisionamiento y supervisión se estiman en un millón seisientos mil dólares (USD 1.600.000).

o Costos infraestructura y facilidades

Tabla 30. Costo asociados 8 tanques

<table>
<thead>
<tr>
<th>DESCRIPCIÓN</th>
<th>PRECIO USD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Tuberías, sistemas de bombeo y cargaderos</td>
<td>1.200.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Instalaciones eléctricas</td>
<td>1.000.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Obras civiles, edificios y carreteras</td>
<td>1.500.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistema contra incendio</td>
<td>1.250.000</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>COSTO TOTAL</strong></td>
<td><strong>4.100.000</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

o Costo total del proyecto

Tabla 31. Costo total 8 tanques

<table>
<thead>
<tr>
<th>DESCRIPCIÓN</th>
<th>PRECIO USD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Suministro de equipos</td>
<td>3.170.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Transporte hasta el interior del país</td>
<td>320.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Montaje y comisionamiento</td>
<td>1.600.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Infraestructura y facilidades</td>
<td>4.100.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Imprevistos (10% costo total)</td>
<td>920.000</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>COSTO TOTAL</strong></td>
<td><strong>10.110.000</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

- Almacenamiento estratégico en el puerto de importación de 97.500 barriles

Este inventario estaría localizado en la costa atlántica colombiana e incluye un puerto para la recepción de naves internacionales con producto importado. Aunque actualmente existen algunos proyectos en zonas portuarias, para el cálculo del costo de inversión de este sistema se considera que las instalaciones son independientes y requieren de infraestructura portuaria (muelle) y facilidades propias.

En consecuencia, las inversiones a realizar están concentradas en la construcción e instalación de los recipientes de almacenamiento (balas) y su interconexión con los sistemas existentes y el muelle de recepción de buques.
Por otra parte, aunque por el tamaño del requerimiento del almacenamiento podría ser más recomendable la instalación de esferas de 20.000 barriles o de almacenamiento refrigerado o semirefrigerado, debido a que solo se dispone de cotizaciones y proyectos que consideran balas, a este nivel de cálculo (precios indicativos) se continua considerando la instalación de estos recipientes de almacenamiento.

- Costo del suministro de los equipos (USD)

Para cumplir con los requerimientos de almacenamiento estratégico se requiere la instalación de veinte (20) tanques cilíndricos de 400 toneladas métricas de capacidad cada uno con los siguientes costos asociados:

Tabla 32. Costo asociados 20 tanques

<table>
<thead>
<tr>
<th>DESCRIPCION</th>
<th>PRECIO USD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Diseño, ingeniería y Gerencia</td>
<td>380.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Construcción de las 20 balas de 400 TM cada una</td>
<td>4.800.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Instrumentación</td>
<td>730.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistema Contra incendios y facilidades de interconexión</td>
<td>750.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Trabajos eléctricos</td>
<td>490.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Embalaje y transporte a Colombia</td>
<td>1.800.000</td>
</tr>
<tr>
<td>COSTO TOTAL EN PUERTO COLOMBIANO</td>
<td>8.950.000</td>
</tr>
</tbody>
</table>

- Costo de muelle o embarcadero

El costo de construcción del muelle en puerto colombiano que corresponde a tres millones de dólares (USD 3.000.000)\(^{10}\).

- Costo del montaje y Comisionamiento (USD)

Los costos para el montaje de las veinte balas con sus accesorios e interconexiones con los sistemas existentes así como las actividades de comisionamiento y supervisión se estiman en dos millones setecientos mil dólares (USD 2.700.000).

- Costos infraestructura y facilidades

Tabla 33. Costo infraestructura y facilidades

<table>
<thead>
<tr>
<th>DESCRIPCION</th>
<th>PRECIO USD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Tuberías, sistemas de bombeo y cargaderos</td>
<td>3.600.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Instalaciones eléctricas</td>
<td>2.500.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Obras civiles, edificios y carreteras</td>
<td>4.000.000</td>
</tr>
</tbody>
</table>

\(^{10}\) Idem Nota 2.
El costo total de la infraestructura de puerto y almacenamiento estratégico para garantizar la confiabilidad en el suministro de GLP en caso de falla en cualquiera de sus fuentes se estima en: Cuarenta y cuatro millones ciento sesenta mil dólares (USD 44.160.000).

Finalmente y de acuerdo con las guías internacionales que recomiendan que a este nivel de desarrollo se consideren los costos operativos anuales como un porcentaje de la inversión, se estiman en un 3% correspondiente a: un millón trescientos veinte mil dólares (USD 1.320.000).

**RESUMEN DE CAPEX Y OPEX:**

Los componentes del CAPEX y OPEX total para atender la contingencia más crítica en el sistema cual es la salida de Cusiana son los siguientes:

- Almacenamiento Estratégico Cartagena USD 4.100.000
- Almacenamiento Estratégico Puerto Salgar USD 10.110.000
- Puerto de Importación con almacenamiento Estratégico USD 29.950.000

- TOTAL USD 44.160.000
- Inventario de Producto (150.000 barriles)\(^{11}\) USD 6.615.000
- TOTAL USD 50.775.000

\(^{11}\) Para el cálculo del valor de los inventarios estratégicos se utilizan los precios estimados de importación en Costa Atlántica (aprox 1500 $/kg) y en el interior del país ($1900 $/Kg) y se aplicaron a los valores de los volúmenes en costa e interior.
En lo que respecta al OPEX se toma un 3% del valor de CAPEX, y resulta en USD 1.320.000.

Un estimado del Cargo por Confiabilidad suponiendo un periodo de pago del sistema de 20 años a una tasa del 12% anual, es $380 por Kg que debe pagar toda la demanda y si el periodo de pago se reduce a 10 años, el costo por Kg se incrementa a $614 por Kg.

A precios de hoy para un cilindro de 15 kg, (33 libras), estos cargos representarían el 10.3% sobre el precio final en $ por Kg para el horizonte de 20 años.

Si bien estos costos reflejan la situación de contingencia extrema cual es la salida de Cusiana y unos inventarios estratégicos de 20 días, hemos considerado conveniente proponer otro esquema de cálculo del Cargo por Confiabilidad que permita moderar el impacto en la demanda. El nuevo esquema parte de los siguientes supuestos:

- Conceptualmente el evento de mayor gravedad sigue siendo la salida de la Planta de Cusiana con una capacidad de 7.500 barriles/día.

- Se mantiene el almacenamiento estratégico en Puerto Salgar por un total de 5 días el volumen de la contingencia lo que se traduce en un almacenamiento total de 37.500 barriles.

- Se reduce el almacenamiento estratégico del Puerto a 5 días en lugar de 15 como estaba contemplado inicialmente.

- Se elimina el almacenamiento estratégico en Cartagena y los requerimientos de la zona para efectos de confiabilidad y estos se atenderán desde las facilidades de importación que se adjudiquen por convocatoria.

Este nuevo dimensionamiento conlleva cambios en los CAPEX y OPEX que se explican a continuación:

La inversión en el almacenamiento estratégico de Puerto salgar de 37.500 barriles, equivalente a cinco días de consumo de la producción de Cusiana, se estima en USD 10.110.00 tal como se hizo el cálculo anteriormente.

---

12 Publicación de precios en diarios de circulación nacional: El Nuevo Siglo agosto 16 de 2017.-
Para las facilidades portuarias y el almacenamiento estratégico en el puerto de importación, las inversiones por la reducción de la capacidad de almacenamiento se ajustan de la siguiente manera:

- **Costo del suministro de los equipos (USD)**

Para cumplir con los requerimientos de almacenamiento estratégico se requiere la instalación de veinte ocho tanques cilíndricos de 400 toneladas métricas de capacidad cada uno con los siguientes costos asociados:

### Tabla 35. Costo asociados 8 tanques

<table>
<thead>
<tr>
<th>DESCRIPCION</th>
<th>PRECIO USD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Diseño, ingeniería y Gerencia</td>
<td>120.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Construcción de las 8 balas de 400 TM cada una</td>
<td>1.500.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Instrumentación</td>
<td>200.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistema Contra incendios y facilidades de interconexión</td>
<td>100.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Trabajos eléctricos</td>
<td>150.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Embalaje y transporte a Colombia</td>
<td>1.100.000</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>COSTO TOTAL EN PUERTO COLOMBIANO</strong></td>
<td><strong>3.170.000</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

- **Costo de muelle o embarcadero**

El costo de construcción del muelle en puerto colombiano corresponde a tres millones de dólares (USD 3.000.000)\(^{13}\). Se mantiene la capacidad del puerto porque no varía el volumen de entrega por la contingencia de Cusiana equivalente a 7.500 barriles por día.

- **Costo del montaje y Comisionamiento (USD)**

Los costos para el montaje de las ocho balas con sus accesorios e interconexiones con los sistemas existentes así como las actividades de comisionamiento y supervisión se estiman en un millón seiscentos mil dólares (USD 1.600.000).

- **Costos infraestructura y facilidades**

### Tabla 36. Costo infraestructura y facilidades

<table>
<thead>
<tr>
<th>DESCRIPCION</th>
<th>PRECIO USD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Tuberías, sistemas de bombeo y cargaderos</td>
<td>1.900.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Instalaciones eléctricas</td>
<td>1.400.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Obras civiles, edificios y carreteras</td>
<td>2.200.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistema contra incendio</td>
<td>1.350.000</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>COSTO TOTAL</strong></td>
<td><strong>6.850.000</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

\(^{13}\) Idem Nota 2.
Costo total del proyecto

Tabla 37. Costo total proyecto

<table>
<thead>
<tr>
<th>DESCRIPCION</th>
<th>PRECIO USD</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Suministro de equipos</td>
<td>3.170.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Muelle</td>
<td>3.000.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Montaje y comisionamiento</td>
<td>1.600.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Infraestructura y facilidades</td>
<td>6.850.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Imprevistos (10% costo total)</td>
<td>1.480.000</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>COSTO TOTAL</strong></td>
<td><strong>16.100.000</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

El costo total de la infraestructura de puerto y almacenamiento estratégico de cinco días tanto en las facilidades de importación como en Puerto Salgar se estima en: veintiséis millones doscientos diez mil dólares (USD 26.210.000).

De acuerdo con las guías internacionales que recomiendan que a este nivel de desarrollo se consideren los costos operativos anuales como un porcentaje de la inversión, se estiman en un 3% correspondiente a: setecientos ochenta y seis mil dólares (USD 786.000).

6.2 RESUMEN DE CAPEX Y OPEX EN EL ESQUEMA MODIFICADO DE CONFIABILIDAD:

Los nuevos componentes del CAPEX y OPEX total para atender la contingencia más crítica en el sistema cual es la salida de Cusiana, bajo los nuevos parámetros de almacenamiento estratégico son los siguientes:

- Almacenamiento Estratégico Puerto Salgar USD 10.110.000
- Puerto de Importación con almacenamiento estratégico USD 16.100.000
  TOTAL USD 26.210.000
- Inventario de Producto (75.000 barriles)\(^\text{14}\) USD 3.307.500
- TOTAL USD 29.517.500

En lo que respecta al OPEX se toma un 3% del valor de CAPEX, según y resulta en USD 786.000.

\(^\text{14}\) Para el cálculo del valor de los inventarios estratégicos se utilizan los precios estimados de importación en Costa Atlántica (aprox 1500 $/kg) y en el interior del país ($1900 $/Kg) y se aplicaron a los valores de los volúmenes en costa e interior.
Bajo este esquema, el Cargo por Confiabilidad tiene los siguientes valores en $/Kg:

- 359 a 10 años
- 306 a 15 años
- 283 a 20 años.

Para un período de 15 años, el cargo por confiabilidad propuesto representa el 7.7% sobre el precio de un cilindro de 15 Kg.  

En la presentación a la UPME el 20 de septiembre, se solicitó comparar los cargos resultantes de los cálculos anteriores con los costos de interrupción y de racionamiento de GLP según el Estudio realizado por ECONOMETRÍA para la UPME en el año 2016.

De la figura 2.1 de la presentación del Informe de ECONOMETRÍA, se obtiene el Costo de Interrupción del servicio de GLP a Usuarios Residenciales por región y estrato en situación de “carencia”. Sin cuestionar los datos presentados, la región del país con menor disponibilidad a pagar por el GLP en estas condiciones, sería la zona andina con porcentajes que van del 18% aproximadamente a cerca del 60% del precio al que se paga el GLP. En las demás regiones la disposición a pagar por contar con el producto en situaciones de carencia es muy superior llegando a la zona caribe donde el porcentaje está entre el 60% y 72% aproximadamente del precio al que se paga el GLP. Cabe anotar que estos valores son promedios regionales y por estrato. A manera de ejemplo, el porcentaje traducido a pesos tomando el caso de la zona andina estaría entre $660 y $1833 el Kg.

Cuando se hace el análisis por estratos el No. 2 es el de mayor disposición a pagar con porcentajes entre el 50% y el 78%.

En la parte final de la presentación se indica la curva agregada de costo mínimo de racionamiento a usuarios residenciales, la que refleja el costo país de la disposición a pagar de las residencias. Se observa que para el periodo de racionamiento de 20 días, el precio por Kg sería de aproximadamente 210 $ por Kg y rápidamente se incrementa hasta llegar a $400 por Kg para un periodo de racionamiento de 142 días.

Los cargos por confiabilidad calculados en el escenario # 2 con 10 días de racionamiento y con un esquema eficiente de importaciones de GLP, le brinda al

---

15 Idem Nota 12. El precio estimado de un cilindro de 15 Kg sería aproximadamente $55,000
16 Fuente: Presentación de ECONOMETRÍA para la UPME sobre El Estudio de Racionamiento de GLP.
sistema la garantía de suministro aún en el caso de presentarse la contingencia más crítica del sistema cual es la salida de la planta de tratamiento de Cusiana y por término indefinido.

Los Cargos por Confiabilidad resultantes por ejemplo para un periodo de 20 años según el cálculo del presente Estudio es de 283 $/Kg, se comparan favorablemente con los resultados del Estudio de ECONOMETRÍA para el análisis por regiones y estrato. Para el análisis de la curva agregada país de costo mínimo de racionamiento a usuarios residenciales la disposición a pagar resulta inferior al Cargo por Confiabilidad propuesto en periodos menores a 80 días. Sin embargo, si la contingencia se prolonga más allá de ese periodo el Cargo propuesto resulta inferior a la disposición a pagar.

6.3 LOGÍSTICA Y OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE CONFIABILIDAD.

De acuerdo con la indisponibilidad en la fuente de producción, el manejo de la confiabilidad en el abastecimiento es diferente. Cabe señalar que si bien en el evento crítico de la salida de Cusiana el inventario estratégico es de 10 días y por consiguiente las importaciones deberían llegar a puerto en ese mismo periodo de tiempo, para los demás tipos de falla, en Cartagena y Barrancabermeja, cuya gravedad es menor, se alcanzarían a cubrir contingencias de mayor duración o la importación podría demorarse más de los 10 días y aun así atender el evento de indisponibilidad sin dificultad. La situación se describe a continuación:

- Indisponibilidad de la refinería de Cartagena:

El respaldo para manejar esta indisponibilidad está en el almacenamiento estratégico anexo a las instalaciones de la estación del propanoducto en Puerto Salgar y en el puerto de importación.

Inicialmente, el abastecimiento de la demanda del área se realiza a través de las instalaciones del puerto establecido para el manejo de la confiabilidad en el suministro, los cuales cubren 12 días de la falla.

Posteriormente la demanda del área se desplaza y los carrotanques empiezan a cargar producto de los inventarios estratégicos existentes en Puerto Salgar, con los cuales se pueden cubrir los siguientes 8 días de falla.

Finalmente con las importaciones que podrían empezar a llegar a partir del día 20 del anuncio de la indisponibilidad, se continúa con un suministro continuo hasta su finalización.
Una vez normalizado el suministro desde la refinería de Cartagena, se reponen vía importación los inventarios estratégicos tanto en las instalaciones del puerto de importación como en Puerto Salgar.

• Indisponibilidad de la refinería de Barrancabermeja:

El respaldo para manejar esta indisponibilidad está en el almacenamiento estratégico anexo a las instalaciones de la estación Salgar del propanoducto, y en el puerto de importación.

Una vez se presente el corte del suministro, la demanda del área se continúa abasteciendo normalmente a través de los sistemas de transporte por ducto durante los primeros siete (7) días con los inventarios estratégicos existentes en las instalaciones de Puerto Salgar, sin afectar la logística existente para tal fin.

Posteriormente, el abastecimiento de la demanda del área se abastece a través de carrotanques que se desplazarían hasta la costa atlántica para retirar producto de los inventarios estratégicos existentes en el puerto de importación, el cual cubre otros siete (7) días de falla.

Durante estos catorce (14) días se despachen los inventarios estratégicos existentes y se efectúan todas las operaciones de comercio exterior para asegurar que las importaciones empiecen a llegar a más tardar partir del día 14 del anuncio de la indisponibilidad y así continuar con un suministro continuo hasta su finalización.

Finalmente, una vez normalizado el suministro desde la refinería de Barrancabermeja, se reponen vía importación los inventarios estratégicos tanto en las instalaciones del puerto como en Puerto Salgar que requiere además el transporte por carrotanques del producto importado desde el puerto hasta sus instalaciones.

• Indisponibilidad de la planta de Cusiana:

El respaldo para manejar esta indisponibilidad está en el almacenamiento estratégico anexo a la estación Salgar del propanoducto, y en el puerto de importación.

Una vez se presente el corte del suministro, la demanda del área se desplaza y los carrotanques empiezan a cargar producto de los inventarios estratégicos existentes en Puerto Salgar, operación que se mantiene durante los primeros cinco días del corte de suministro de Cusiana.
Posteriormente, el abastecimiento de la demanda del área se abastece a través de carretanques que se desplazarán hasta la costa atlántica para retirar producto de los inventarios estratégicos existentes en el puerto de importación el cual cubre otros cinco (5) días de falla. Durante estos diez (10) días se despachan los inventarios estratégicos existentes y se efectúan todas las operaciones de comercio exterior para asegurar que las importaciones empiecen a llegar a partir del día 10 del anuncio de la indisponibilidad, y así continuar con un suministro continuo hasta su finalización.

Finalmente, una vez normalizado el suministro desde la planta de Cusiana, se reponen vía importación los inventarios estratégicos tanto en las instalaciones del puerto como el inventario estratégico en Puerto Salgar que requiere además el transporte por carretanques del producto importado desde el puerto hasta sus instalaciones.

### 6.4 LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA SAN ANDRÉS ISLAS

#### 6.4.1 Confiabilidad en San Andrés:

En la resolución CREG -049 de 2011, en la cual se aprueba el cargo por remuneración de las actividades de transporte de GLP al archipiélago de San Andrés Providencia y Santa Catalina, se estableció que las inversiones que se tendrían en cuenta serían:

- Transporte marítimo: trece (13) isotanques de 16.600 litros de agua cada uno
- Tanques de almacenamiento: seis tanques de 20.000 litros de agua cada uno
- Bombas y compresores
- Sistemas de trasiego

En la siguiente tabla se puede apreciar el costo unitario y total de cada uno de los equipos.

#### 6.4.2 Inversiones y costo anual de depreciación reconocidos

<table>
<thead>
<tr>
<th>Tabla 38. Costo unitario y total de cada equipo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>ACTIVOS</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Isotanques (Transporte)</td>
</tr>
<tr>
<td>Tanques de almacenamiento</td>
</tr>
<tr>
<td>Bombas y compresores</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistema de trasiego</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALES</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Por otra parte, en la resolución CREG 050 de 2009 se establece que entre las obligaciones del transportador de GLP al mercado de San Andrés se encuentra: “Mantener en almacenamiento un mínimo de disponibilidad del producto de una semana y una capacidad de almacenamiento de tres semanas para garantizar la prestación del servicio”.

Adicionalmente, en la resolución 180693 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se expide el Reglamento Técnico para Almacenamiento utilizado con propósitos de respaldo de la demanda en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado de Petróleo –GLP– en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, se ratifica en las definiciones lo expuesto en la resolución CREG 050 de 2009 con respecto al almacenamiento de respaldo tal como se ve a continuación:

“Almacenamiento de Respaldo de la demanda: Infraestructura dedicada al almacenamiento de un volumen de Gas Licuado de Petróleo (GLP) que, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 050 de 2009 debe corresponder a un mínimo de disponibilidad de producto de una semana, en orden a garantizar la prestación del servicio en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina en el evento en que por cualquier causa se presenten inconvenientes de transporte de este combustible hacia el Archipiélago”.

También establece entre los requisitos técnicos que:

“El Transportador de GLP al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina será el responsable por la operación y mantenimiento del Almacenamiento de Respaldo de la Demanda”.

“No se podrá utilizar la infraestructura del Almacenamiento de Respaldo de la Demanda para el desarrollo de actividades de envasado o venta a granel del producto en cilíndros universales y/o marcados”.

Por todo lo anterior, se deduce que La Empresa PROVIGAS S.A. como responsable del suministro de GLP al mercado de San Andrés también lo es de responder por el respaldo de la demanda a través de un almacenamiento estratégico en una planta independiente.

En el año 2016, la empresa PROVIGAS S.A. le solicita a la CREG el reconocimiento de las inversiones (en almacenamiento y planta) ya realizadas para garantizar la confiabilidad del suministro de GLP al mercado de San Andrés puesto que se encuentran ejecutadas en su totalidad debido a que el reglamento Técnico del Ministerio de Minas y Energía es de carácter obligatorio.
De acuerdo con el documento CREG 036 del 25 de mayo de 2016, se compraron e instalaron por parte de PROVIGAS S.A. treinta y siete (36) isotanques adicionales con capacidad de 16.600 litros de agua cada uno y se construyó una planta de almacenamiento independiente.

El valor de los costos del isotanque incluida la compra, transporte marítimo a Cartagena, nacionalización y transporte marítimo a San Andrés se puede observar en la siguiente tabla:

### Tabla 39. Costo isotanque

<table>
<thead>
<tr>
<th>No.</th>
<th>Concepto</th>
<th>Euro</th>
<th>Dólar</th>
<th>Valor unitario</th>
<th>Fecha soporte</th>
<th>Valor unitario ene 2009</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1</td>
<td>Costo isotanque</td>
<td>23.000€</td>
<td>$57.192.015</td>
<td>jul-2013</td>
<td>49.389.008</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2</td>
<td>Transporte terrestre Holanda</td>
<td>3.500€</td>
<td>$12.044.693</td>
<td>sep-15</td>
<td>9.258.738</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>3</td>
<td>Transporte marítimo Holanda - Cartagena</td>
<td>5.000€</td>
<td>$17.206.704</td>
<td>sep-15</td>
<td>13.226.769</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>No.</th>
<th>Concepto</th>
<th>Euro</th>
<th>Dólar</th>
<th>Valor unitario</th>
<th>Fecha soporte</th>
<th>Valor unitario ene 2009</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>4</td>
<td>Gastos de personal</td>
<td></td>
<td>$2.727.273</td>
<td>sep-15</td>
<td>2.096.451</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>5</td>
<td>Nacionalización</td>
<td></td>
<td>$9.755.331</td>
<td>oct-15</td>
<td>7.500.312</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>6</td>
<td>Logística puerto</td>
<td></td>
<td>$329.124</td>
<td>feb-15</td>
<td>242.305</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>7</td>
<td>Transporte terrestre Cartagena</td>
<td></td>
<td>$736.000</td>
<td>feb-14</td>
<td>626.633</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>8</td>
<td>Adecuación - Rotogate</td>
<td>USD 355</td>
<td>$922.865</td>
<td>mar-15</td>
<td>755.456</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>9</td>
<td>Adecuación - Accesorios</td>
<td>2.150€</td>
<td>$336.313</td>
<td>sep-15</td>
<td>258.523</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>10</td>
<td>Adecuación - Mano de obra</td>
<td></td>
<td>$2.390.909</td>
<td>dic-15</td>
<td>1.794.109</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>11</td>
<td>Adecuación - almacenamiento</td>
<td></td>
<td>$360.264</td>
<td>dic-15</td>
<td>270.338</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>12</td>
<td>Certificación</td>
<td></td>
<td>$2.130.000</td>
<td>sep-11</td>
<td>1.817.064</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>13</td>
<td>Transporte marítimo Cartagena - San Andrés</td>
<td></td>
<td>$5.271.275</td>
<td>feb-16</td>
<td>3.880.769</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>14</td>
<td>Otros</td>
<td></td>
<td>$9.000.000</td>
<td>feb-16</td>
<td>6.625.895</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

**TOTAL** 97.742.368

De igual manera, a continuación se presentan los costos de los diferentes conceptos de la construcción de la nueva planta de almacenamiento, deflactados a enero de 2009.
Según lo evidenciado, actualmente San Andrés cuenta con un almacenamiento de respaldo de la demanda para manejo de situaciones que impidan su normal suministro y con un volumen de producto equivalente a la tercera parte del mismo, que ya se encuentran incluidos en el cargo que se reconoce a PROVIGAS S.A.

Así las cosas, el consultor considera que como acción adicional para garantizar la confiabilidad sería recomendable aprovechar totalmente el almacenamiento de respaldo para disponer de producto equivalente a tres semanas de consumo, los cuales equivalen aproximadamente a 100.000 Kg, lo que representa el inventario adicional por cuanto la infraestructura de tanques ya existe y está remunerada.

A fin de estimar el costo del producto, se asume el precio desde Cartagena y que el flete a SAI sea similar al del USGulf a la costa atlántica, que se estima en 0.25 USD/galón. Con estos datos el valor del inventario sería del orden de $ 200 millones.

El valor del producto faltante deberá incluirse en los cálculos que se están realizando para determinar el cargo por confiabilidad para el suministro de GLP a todo el país.

---

17 Para este cálculo se toman los reportes del SUI del año 2016 correspondientes a PROVIGAS de lo que se concluye un consumo anual de 2.638,010 Kg.
7. CONSIDERACIONES SOBRE EL MARCO INSTITUCIONAL DE POLÍTICA\textsuperscript{18}

7.1 IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN:

Para efectos de la implementación del Plan de Abastecimiento y Confiabilidad del GLP, se recomienda expedir un reglamento que regule el procedimiento de asignación de servicios y de proyectos.

Este reglamento podría considerar diversos esquemas de asignación y contratación de los proyectos, como los siguientes:

- **BOMT (Budil, Operate, Maintain & Transfer):** Modalidad de contratación en la que el contratista asume el 100\% de la inversión, realizando todo el proceso de diseño construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento hasta la fecha de terminación del contrato. Después del período acordado, se realiza la transferencia del activo al contratante bajo los términos que se pacten.

Este tipo de contrato tiene varias ventajas:

- Permite transferir el riesgo de la construcción, operación y mantenimiento al contratista bajo estándares acordados.

- El contratista financia la inversión en los activos a cambio de una mensualidad o anualidad pagada por el cliente, sin que éste haga uso de sus cupos de crédito bancarios o presupuestales en el caso de una entidad del Estado

- La operación y mantenimiento de los activos son asumidos por el contratista

- Permite adelantar la transferencia de los activos acordando las condiciones desde el inicio del contrato.

\textsuperscript{18} A fin de guardar la debida consistencia con otros documentos de política elaborados para la UPME, y en particular sobre la temática de abastecimiento y confiabilidad de combustibles, los temas que se tratan en este capítulo siguen la línea conceptual del Estudio realizado para la UPME en el año 2015 y referido como: “Estudio del Abastecimiento y Confiabilidad de Petróleo y Combustibles en el mercado colombiano”. Contrato C 007 de 2015. Por consiguiente, los temas de política son ajustados al caso particular del GLP aunque similares en redacción.
- Permite igualmente separar las actividades de construcción y operación de las tareas relacionadas con el llenado de la infraestructura de almacenamiento.

Esta modalidad de ejecución y contratación de proyectos se utilizó para la construcción de la infraestructura de transporte del Plan de Masificación de Gas en Colombia aprobado por el CONPES en los años 1991 y 1993. En este caso, el manejo del gas transportado estaba a cargo del Transportador quien era ECOGAS en la primera fase de desarrollo del sistema y TGI en años recientes.

- **BOM (Build, Operate & Maintain):** es una modalidad de contratación similar al BOMT, pero sin la transferencia del activo al final del contrato. Este sigue siendo de propiedad del contratista.

- **APP (Asociaciones Público Privadas):** Es una modalidad de ejecución de proyectos de inversión lo que permite contar con una herramienta para diseñar, construir, financiar, operar y mantener proyectos de infraestructura pública.

El caso más reciente y con un mayor grado de reconocimiento en el país son las vías de tercera y cuarta generación, pero además de estos proyectos, las APP’s se utilizan en una gran diversidad de sectores, que involucran no solo infraestructura productiva (vías, puertos, aeropuertos, etc.) sino también infraestructura social (colegios, hospitales, vivienda de interés social, cárceles, edificaciones públicas, etc.).

Este tipo de asociación tiene varios beneficios entre otros:

- Las sinergias entre los sectores público y privado.

- Menor presión sobre los recursos fiscales de la Nación.

- Establecer incentivos para la entrega oportuna de los proyectos y según presupuesto acordado.

- Los riesgos del proyecto son compartidos y/o transferidos entre sector público y privado

- Abarcan un largo período de vida de los activos, por lo que se garantiza el adecuado mantenimiento de la infraestructura
7.2 REMUNERACIÓN DE LOS ACTIVOS Y LAS OBLIGACIONES DEL PLAN DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD

Los costos de la infraestructura de almacenamiento y demás elementos de infraestructura lo mismo que los AOM necesarios para mantener el sistema en buen desarrollo, deben ser remunerados y pagados por toda la demanda. Para ello, la CREG determinará el mecanismo de formación de precios en la cadena de prestación del servicio público del GLP.

Para efectos de remunerar los activos y las actividades relacionadas con el Plan de Abastecimiento y Confiableidad del GLP, podría implementarse un fideicomiso que se alimente con los recursos provenientes del cargo que se establezca para este fin en la estructura del precio y que sea el fideicomiso el que remunere a los diferentes agentes de la cadena que participen en el Plan de Abastecimiento y Confiabilidad, como serían el propietario de la Infraestructura y el Almacenador o propietario del producto.

Para llevar a cabo el esquema propuesto para el desarrollo de las inversiones de la infraestructura de almacenamiento estratégico de GLP y garantizar su operación eficiente hacia futuro, los procesos de construcción, operación y mantenimiento de dichas inversiones deben ser adelantados por agentes especializados quienes serán remunerados con el recaudo del cargo que será pagado por toda la demanda nacional.

7.3 NORMATIVIDAD APPLICABLE AL DESARROLLO DEL PLAN

Como consecuencia de la terminación del presente Estudio y de las propuestas que se plantean, se tomarán las siguientes decisiones:

1. La UPME elabora el Plan Indicativo de Abastecimiento y Confiabilidad para el suministro de GLP al mercado colombiano y lo presenta para consideración al Ministerio de Minas y Energía.

2. MinMinas, evalúa el Plan presentado por la UPME le da su aprobación y lo envía a consideración de la Comisión de Regulación de energía y Gas – CREG.

3. Al recibir el documento que contiene el planteamiento formal en términos de la política de Abastecimiento y Confiabilidad en el suministro de GLP, se expide la correspondiente regulación económica para hacerlo factible.
7.4 EL ASEGURAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD

El esquema de aseguramiento de la confiabilidad necesariamente tiene que armonizarse con decisiones que tome el Ministerio de Minas y Energía en relación con los combustibles líquidos lo que hizo parte del Estudio de COSENIT a la UPME en el año 2015.

Un mecanismo que tendrá que tener un tratamiento consistente entre Combustibles Líquidos y GLP es el relacionado con las reservas de emergencia o inventarios estratégicos como se les ha llamado en este informe, los cuales son el mecanismo más utilizado internacionalmente para resolver contingencias operativas del sistema que pudieran comprometer la prestación del servicio de combustibles en general y de GLP en particular.

A fin de instrumentar el desarrollo del Modelo de Inventarios Estratégicos de GLP en Colombia se ponen a consideración de la UPME los siguientes elementos de análisis.

1. El desarrollo de la infraestructura de Almacenamiento de los Inventarios Estratégicos se le asigne a un agente Almacenador que podría tener esencialmente las mismas funciones establecidas en el Decreto 1073 de 2015, las cuales ajustadas al caso del GLP serían:

   - Mantener una prestación regular del servicio de almacenamiento de GLP
   - Prestar la colaboración necesaria al Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de sus funciones.
   - Atender y ejercer las acciones correctivas planteadas por las autoridades.
   - Obtener y mantener vigente el certificado de conformidad de la planta de abastecimiento, expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes.
   - Prestar el servicio de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo a la persona natural o jurídica que lo requiera para actuar como agente en la distribución y comercialización del GLP en el país.
   - Abstenerse de consumir o comercializar los combustibles que almacene.

2. La consecución, manejo, llenado y administración de los inventarios estratégicos le correspondería a un nuevo agente: el “Propietario de Inventarios...
Estratégicos”, el cual resultaría de la aplicación de un procedimiento de selección a definirse. Los requisitos serán similares a los de los almacenadores y los distribuidores mayoristas pero tendrá algunas diferencias importantes:

- Adquirir, mantener y reponer los inventarios estratégicos que le imponga o asigne la autoridad competente.
- Abstenerse de comercializar los combustibles que almacene en calidad de inventarios estratégicos sin que medie la respectiva orden o autorización de liberación de reservas estratégicas por parte de la autoridad competente (Ministerio de Minas y Energía).
- En caso de que la autoridad competente libere las reservas estratégicas, el propietario de las mismas las podrá vender o entregar en préstamo a los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, de acuerdo con los lineamientos que establezca dicha autoridad:
  - Importador
  - Refinador
  - Distribuidor mayorista

3. El Plan de Continuidad de combustibles líquidos definirá los procedimientos para la construcción de los activos de infraestructura y la consecución y manejo de los volúmenes para el llenado de los tanques de almacenamiento. Esto conllevará procedimientos de convocatoria que se aplicarán también en el caso del GLP.

4. Sería recomendable que la UPME elabore un esquema de precalificación para configurar la lista de los agentes que podrían participar en un proceso de convocatoria bien sea como Desarrolladores de Infraestructura o como Propietario de los Inventarios Estratégicos.

5. En cuanto al Propietario de los Inventarios Estratégicos, esta actividad podría estar asignada a traders nacionales e internacionales, que estén en disposición de adelantar todas las actividades de la cadena de abastecimiento del GLP desde la consecución del producto hasta el llenado de tanques y la ejecución de las instrucciones de liberación de volúmenes para la atención del mercado cuando ocurre alguna contingencia mayor y el Administrador del Sistema toma la decisión de liberar volúmenes.
7.5 EL ADMINISTRADOR DEL SISTEMA.

La ejecución de la estrategia de Abastecimiento y Confiabilidad requiere definir la entidad que supervisa el funcionamiento del sistema, da las señales de alerta y toma las decisiones para asegurar la continuidad en la prestación del servicio.

En la mayoría de los países miembros de la Agencia Internacional de Energía - AIE, la responsabilidad de la política de seguridad petrolera recae, en una alta instancia del gobierno. La política de seguridad abarca decisiones relativas a la liberación de las reservas de combustibles de emergencia, GLP en el caso que nos ocupa. Generalmente se delega la responsabilidad de la preparación y ejecución de las medidas nacionales de emergencia en la organización nacional de estrategia de emergencia del país (National Emergency Strategy Organization - NESO), junto con la tarea de servir de enlace con la AIE en materia de coordinación internacional durante una emergencia.19

En el caso de Colombia, el esquema de manejo de emergencias con que se cuenta no incluye situaciones derivadas del petróleo o en este caso el GLP. Generalmente, cuando ocurre una situación de esta naturaleza, ECOPETROL y CENIT reaccionan gracias a su capacidad de respuesta pero hay que recordar que desde la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003, ECOPETROL no es responsable del abastecimiento. De la situación anterior se entiende la recomendación de la AIE en el sentido de que Colombia disponga de una Organización Nacional de Estrategia de Emergencia (NESO).20

Una NESO es la estructura del equipo de respuesta de emergencia de un país, que proporciona un marco para la toma de decisiones y el establecimiento de áreas de responsabilidad con respecto a la reacción a una interrupción del suministro de combustibles y GLP. De esta manera el Gobierno como responsable del abastecimiento define un esquema institucional para que en caso de una emergencia, pueda tomar decisiones rápidas.21

En consecuencia, la recomendación sería que dicha tarea sea asumida por el Ministerio de Minas y Energía – Subdirección de Hidrocarburos, con la debida coordinación y apoyo por parte de otras entidades como la ANH y la UPME.

21 Idem, Annex V - National Emergency Strategy Organization (NESO)
8. LA PROPUESTA DE MARCO REGULATORIO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GLP DE LA CREG

8.1 INTRODUCCIÓN

El día 29 de agosto de 2017, la Comisión de Regulación de energía y Gas CREG, publicó la Resolución No. 106, “Por la cual se adoptan medidas regulatorias transitorias y transicionales dentro de la prestación del servicio público domiciliario de GLP en atención a lo previsto en la Resolución 40344 de 2017 y el artículo 2.2.2.7.4 del Decreto 1073 de 2015”. También se publicó el Documento D-057 del mismo año.

Esta nueva propuesta normativa llega en la fase final del Estudio para la UPME, por lo cual se presenta en este capítulo un análisis de dichas disposiciones.

8.2 ANÁLISIS DE LA NUEVAS NORMAS.

El Documento 057 contiene la “exposición de motivos” de la Resolución CREG 106 y contempla los siguientes capítulos principales:

I. Antecedentes Regulatorios
II. Competencia de la CREG.
III. Diagnóstico de la situación actual
IV. Retos
V. Análisis de mecanismos
VI. Propuesta regulatoria.

El Capítulo I – Antecedentes Regulatorios, presenta una recopilación de las diferentes etapas regulatorias desde la expedición de la Resolución 066 de 2007, por medio de la cual se estableció la metodología para calcular el precio máximo regulado del suministro de GLP.

Algunos de los elementos que vale la pena resaltar del capítulo en mención son los siguientes:

1. La CREG ha manifestado que el criterio para la determinación del precio regulado es el de paridad exportación. Dice el Documento que el objetivo de la Resolución CREG 066 de 2007, es proporcionar al mercado señales regulatorias de escasez en el corto y mediano plazo a fin de incentivar la entrada de nuevos agentes y remunerar el costo económico del bien a fin de incentivar la competencia. Vale señalar que el criterio paridad exportación precisamente refleja una situación de excedentes al punto que el esquema de remuneración del producto está referido al precio en el mercado.
internacional menos los fletes incurridos para su colocación en esos mercados. Lo anterior se confirma en la hoja 34 cuando dice:

“Para adoptar dichas decisiones, la CREG dentro de sus consideraciones realizó un balance entre oferta y demanda. Dicho análisis permitió establecer que existía una oferta mayor a la demanda y por tanto era viable que el productor destinara el producto excedente al mercado internacional “

2. Se confirma en la misma hoja 34, que todo el esquema de la Resolución 066 de 2007 se hizo sobre la consideración de que: “la capacidad de producción es suficiente para atender el mercado doméstico sin necesidad de acudir sistemáticamente a la importación de combustible, trasladando la eficiencia del mercado externo al mercado doméstico…”.

3. El precio regulado del GLP para el mercado colombiano se determina en función del costo de oportunidad del GLP para ECOPETROL en el mercado externo. Para corroborar lo anterior, el Documento D-057 dice lo siguiente:22

“Siendo el propósito principal de la regulación establecida en la Resolución CREG 066 de 2007 el de regular la posición dominante de ECOPETROL para evitar un abuso de la misma y además el de aprovechar la situación de autosuficiencia en la oferta nacional para atender la demanda, la CREG considera conveniente extender el régimen de libertad regulada a todas las fuentes nacionales que sean comercializadas por ECOPETROL determinando para cada caso en particular el precio aplicable”.

4. El mismo documento señala en la página 35, lo siguiente:23

“Sin embargo, reconociendo la posibilidad de que surjan nuevos nichos de demanda que pongan en riesgo el abastecimiento de la demanda doméstica, la Comisión considera prudente anunciar su disposición a modificar la remuneración basada en paridad de exportación e incorporar la paridad importación, en tanto ECOPETROL demuestre que efectivamente este es el costo de oportunidad de atender el mercado doméstico”.

22 Documento D-057 de 2017, Página 35 Nota de pie de página # 4.
23 Documento D-057 de 2017, Página 35 Nota de pie de página # 5.
En resumen, la metodología para la determinación de los precios regulados contenida en la Resolución 066 de 2007, se basa en el criterio paridad de exportación para la producción de ECOPETROL, y fue promulgada en un mercado con excedentes de producción, muy diferente a la situación actual. Dicha normativa sigue vigente pese a que la propia Resolución 066 en su artículo 7 estableció una vigencia de 5 años para su revisión y suponemos adaptación a las circunstancias del mercado.

Igualmente se destaca que: “siendo el propósito principal de la regulación establecida en la Resolución CREG 066 de 2007 el de regular la posición dominante de ECOPETROL para evitar un abuso de la misma.”. Los esfuerzos regulatorios se han centrado en este objetivo. Entretanto, han ocurrido en el mercado nacional de GLP cambios importantes que ameritan una revisión de los esquemas de determinación de precios del GLP.

Del capítulo II, - Competencia de la CREG, se destacan los siguientes apartes:

“..... Esta Comisión considera procedente realizar ajustes en la regulación actual en el siguiente sentido:

i. ..........

ii. Implementar mecanismos dentro de la comercialización del GLP de fuentes de producción nacional con precio regulado, que generen estabilidad y certidumbre en la comercialización del producto importado, revelando la disponibilidad comercial de la oferta interna para el servicio público domiciliario y preservando condiciones de eficiencia en la comercialización mayorista, tanto en las cantidades de producto importado que se requieren para garantizar la continuidad en el suministro y la atención de la demanda de GLP, como en el traslado de costos a las tarifas de suministro de los usuarios de GLP.”

Más adelante, en el mismo capítulo, señala que: “... debe contemplarse la necesidad de incorporar obligaciones adicionales a los agentes comercializadores, dentro del reglamento de comercialización mayorista y reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado y lo previsto en la Ley 142 de 1994, de tal manera que se generen condiciones de competencia en la comercialización del GLP importado”.

Según el planteamiento anterior, la solución a la problemática actual de la oferta interna para el servicio público domiciliario está orientada a incorporar volúmenes de importación y, a fin de no afectar esta actividad con aumentos no previstos de la oferta local, se hace necesario imponer obligaciones adicionales a los comercializadores mayoristas con precio regulado.
El capítulo III del documento D-057 de 2017, contiene elementos de análisis algunos de los cuales se presentan a continuación:

1. Se indica en la página 43 lo siguiente: “la fórmula para determinar el precio máximo regulado de suministro, refleja el precio de paridad exportación del producto, lo anterior teniendo en cuenta que, de acuerdo a los análisis realizados por la Comisión al momento de la expedición de la precitada resolución, la segunda mejor utilización de este combustible para el productor es exportar el GLP”. Se confirma lo indicado anteriormente en el sentido de mantener una fórmula de precio con señal paridad exportación, diseñada para un mercado con excedentes de producción la cual no ha sido modificada pese a que el mercado nacional ha evolucionado hacia una situación deficitaria.

2. En la página 48, se indica: “…… con base en la información reportada en las declaraciones de producción, se identifica que un porcentaje del producto producido en las fuentes comercializadas por Ecopetrol, Barrancabermeja, Cusiana y Apiay, se destina a consumos propios, que pueden ser considerados no indispensables para la operación de la operación de la refinería y los campos respectivos. En este sentido podemos ver en la figura No. 6 que dichos consumos propios superan el déficit de producto previamente identificado en la Figura 4”.

3. En la página 49 se indica lo siguiente: “… a partir de la información que reporta Ecopetrol en las declaraciones de producción, se identifican corrientes en las refinerías destinadas a la producción de propileno grado refinería, PGR, y gasolina de alto octanaje, alquilación, que en determinados escenarios podrían llegar a degradarse a corrientes de GLP y generar una mayor oferta de producto”.

4. El diagnóstico del mercado de GLP según el Documento D-057 señala en las páginas 50 y 51 los siguientes pronunciamientos:

   a. “… las decisiones corporativas que adopte Ecopetrol, con el fin de rentabilizar su operación o manejar las contingencias que se puedan presentar en sus diferentes puntos de producción, pueden llevar al mercado a una situación de sobre oferta por períodos cortos de tiempo”.

   b. “En esta coyuntura, en la que rápidamente se puede pasar de un escenario deficitario a uno superavitario, …………. Se traduce en incertidumbre para los demás comercializadores mayoristas respecto de
las necesidades reales de importación de producto para atender el mercado. ………………………..Para estimular la comercialización de producto importado y, en consecuencia, el desarrollo de la infraestructura que permita dicha actividad, es pertinente el desarrollo de mecanismos que mitiguen el impacto que tendría en la comercialización de GLP importado posibles variaciones en cantidades, generadas por escenarios no previstos de exceso de oferta de producto nacional”.

c. “Se evidencia una disminución de la oferta de producción nacional que tiene su explicación, entre otros, en la menor oferta de producto de fuentes con precio regulado, a partir de las decisiones al interior de Ecopetrol, que como agente económicamente racional, ha venido rentabilizando con usos alternativos algunas de las corrientes de GLP que anteriormente se destinaban al servicio público domiciliario”.

d. “Existe incertidumbre sobre las oportunidades para comercializar producto importado originada en el potencial de Ecopetrol para suministrar cantidades de GLP superiores a la demanda total.”

En el capítulo de Retos se plantea lo siguiente:

a. Fomentar la oferta de GLP al mercado interno
b. Promover la competencia en el mercado mayorista de GLP
c. Incentivar de manera abierta la importación de GLP.

A continuación se plantean los objetivos básicos de la nueva propuesta regulatoria así:

a. “….. implementar un esquema en el cual, agentes que adquieran compromisos para comercializar GLP importado puedan sustituir el suministro con producto nacional, cuando se presente una mayor disponibilidad contingente de oferta, sin verse afectados económicamente u operativamente”.

b. “….se prevé la implementación de declaraciones de disponibilidad de producto de fuentes con precio regulado, con un horizonte de mediano plazo, que faciliten la identificación de las mejores alternativas para atender la demanda y permitan mejorar las condiciones comerciales de la importación de GLP”.

80
8.3 ANÁLISIS DE MECANISMOS: PRECIOS Y PARÁMETROS DE CONDUCTA

Siendo el GLP un subproducto que puede ser utilizado como insumo en la producción de corrientes de hidrocarburos de mayor valor, su nivel de remuneración para dedicarlo al servicio público domiciliario de GLP es el costo del sustituto lo que implica la necesidad de determinar el costo de oportunidad de los usos alternativos de las corrientes de GLP. Si la señal de precios se ajusta para reflejar dicho costo de oportunidad se generaría un incentivo para contar con un nivel de oferta mayor. Sin embargo, el Documento D-057, señala que:

“….la determinación de dichos costos conlleva un grado de complejidad técnica y de información sobre los procesos productivos de los campos de gas y de las refinerías que solo conoce el mismo productor,…”

Y continúa así:

“Si bien una señal de precio que genera mayor remuneración a los agentes productores implica un incentivo al incremento de la oferta nacional, ésta por sí sola no crea las condiciones que mitiguen el posible impacto que pueda tener un comercializador de producto importado, cuando se presenten excesos de oferta, bien sea por que la misma señal de precio lleva a que la decisión económicamente racional de los agentes sea aumentar la oferta de GLP al servicio público domiciliario o por la ocurrencia de contingencias que liberan temporalmente corrientes de GLP que tienen un mejor precio”.

Es decir, se percibe que los aumentos no previstos en la producción nacional son un elemento de riesgo para la actividad de importación de GLP.

“Una señal de precio, sea ésta de paridad de importación, como tope económico natural al precio de un producto, o sea un punto intermedio que se ubique por encima del costo de paridad de exportación, señal vigente para el GLP de fuentes de producción nacional con precio regulado, no implicaría incentivos al desarrollo de facilidades que permitan la importación y posterior comercialización de GLP”.

“Existen complejidades técnicas para el cálculo del costo de oportunidad de cada uno de los usos alternativos de las potenciales corrientes de GLP, así como para la determinación de las cantidades que se pueden destinar a cada uno de dichos usos. A lo anterior se suman los posibles escenarios de oferta contingente y la asimetría de información que enfrenta el regulador, llevando a que, el grado de certeza sobre la curva de oferta de producto nacional de fuentes con precios regulado sea bajo”.

Se concluye de lo anterior que el Regulador no considera viable proponer ajustes en el precio regulado del GLP establecido en la Resolución 066 de 2007, de tal manera que las corrientes de GLP en particular de la Refinería de Barrancabermeja que hoy en día se utilizan en actividades operativas se recuperen para la atención de la demanda de GLP.

En cambio, el eje de la nueva propuesta regulatoria, plantea el incentivo a la importación de GLP mediante el ajuste en los parámetros de conducta del comercializador mayorista con precio regulado, léase ECOPETROL.

En efecto, el Documento D-057, señala que las declaraciones de producción:

“adquieren un carácter informativo y enunciativo, razón por la cual éstas no resultan vinculantes y sus actualizaciones o modificaciones ante el Ministerio no generan implicaciones y consecuencias desde el ámbito de la regulación de esta Comisión”\(^{25}\).

“Adicionalmente, no hay información adicional sobre escenarios de disponibilidad futura de producto a mediano y largo plazo lo que resulta relevante para todos los agentes y dificulta la planificación de suministros de GLP de importación”.

De lo anterior, concluye el regulador, no se cuenta con certidumbre sobre el potencial de comercialización de GLP a mediano y largo plazo, lo que resulta esencial para proyectar el desarrollo de infraestructura de importación y la planificación de las compras de GLP importado.

“Para corregir esta situación, se planteará un esquema de declaraciones de producción de GLP con un horizonte de mediano y largo plazo. El regulador propone orientar la conducta de los agentes a través de mecanismos como descuentos en los precios, que se apliquen a la indisponibilidad no prevista inicialmente en el horizonte de mediano plazo y que permita determinar la necesidad de GLP importado para atender la demanda nacional”.

La CREG afirma que los descuentos sobre volúmenes incrementales de producción no previstos puedan mitigar el impacto para un agente de comercialización de GLP o un inversionista que desarrolle infraestructura de importación en virtud de contar con producto nacional a menores precios. Se supone en el planteamiento de la CREG, que ese descuento debe ser tal que permita a los comercializadores con compromisos de suministro, asumir los costos de sustituir producto importado por producción nacional en términos de: multas por no recibo del producto, primas de desvío, y otros gastos de operación. Para completar el esquema, esos excesos de oferta nacional no previstos en el esquema de declaración de disponibilidad de

producción, deben ofrecerse en primer término a los comercializadores mayoristas que hayan asumido compromisos de importación a fin de sustituir parte del volumen comprometido en la operación de importación. El volumen restante que no sea adjudicado a dichos agentes, se comercializará en las correspondientes Ofertas Públicas de Compra u OPC.

8.4 LA PROPUESTA REGULATORIA

La propuesta regulatoria puede sintetizarse como sigue:

- Potencializar la comercialización de GLP importado como alternativa para garantizar la continuidad en el suministro, preservando condiciones de competencia mediante un mecanismo en el que mayoristas con compromisos de suministros de GLP importado, puedan atender sus obligaciones con GLP de producción nacional en eventos de oferta no prevista, sin que se vea afectada la viabilidad económica de su operación. Este mecanismo se compone de dos elementos:

  o La incorporación de mecanismos en la comercialización mayorista, que orienten la conducta de los agentes, incluyendo un esquema de descuentos aplicables a las cantidades de GLP no previstas en las declaraciones de producción disponible para la atención al servicio público domiciliario.

  o Un procedimiento para la asignación de estas cantidades adicionales a los comercializadores mayoristas con compromisos de suministro con GLP importado.

En consecuencia, la dinámica del mecanismo propuesto sería la siguiente:

- El comercializador mayorista de fuentes de producción nacional con precio regulado, presentará semestralmente una declaración de la producción total disponible para la venta en firme, PTDVF para los siguientes 60 meses.

- Se entiende como cantidades adicionales las variaciones positivas entre una declaración de PTDVF y la anterior.

- Las cantidades adicionales deben ofrecerse y asignarse a comercializadores mayoristas que hayan suscrito compromisos de GLP importado. En este proceso participarán aquellos comercializadores que hayan adquirido GLP de

26 Documento D-057 de 2017, Página 68.
importación durante los meses en los que se prevé la disponibilidad de las cantidades adicionales.

- Las cantidades adicionales que sean suministradas están sujetas a un descuento, calculado con respecto al precio máximo de suministro.

- El valor agregado de los descuentos por las cantidades adicionales declaradas por el productor, se traslada al producto asignado en la OPC, mediante la fórmula explicada en la Resolución 106.

El documento D-057, plantea los siguientes efectos esperados de la Resolución en consulta 106 de 2017. Hemos seleccionado los que parecen más relevantes así:

a. En virtud de las declaraciones de PTDVF a 60 meses se espera que:
   i. Se revele la disponibilidad comercial de la oferta interna para el servicio público domiciliario.
   ii. Se genere mayor certidumbre sobre las necesidades de comercialización de producto importado.

b. Aplicar descuento a las cantidades adicionales a la PTDVF:
   i. Certeza para la comercialización de GLP importado.
   ii. Viabiliza el cierre financiero de proyectos para el desarrollo de infraestructura de importación de GLP.
   iii. Revela la disponibilidad comercial de la oferta interna para el servicio público domiciliario.
   iv. Generar entre los mayoristas condiciones para competir con producto importado, limitando la posibilidad de abuso de posición dominante mediante cantidades.
   v. Promover la entrada de nuevos agentes

8.5 ANÁLISIS DE LA NORMATIVIDAD PROPUESTA.

La CREG ha manifestado que con la expedición de la Resolución 066 de 2007, buscaba los siguientes objetivos:

- Promoción de la competencia en la comercialización mayorista la cual permitiría en un futuro la desregulación del precio de suministro de GLP.
Garantizar la oferta de producto dentro de la prestación del servicio público domiciliario diferenciando la posición de cada agente comercializador mayorista en el mercado.

Al momento de expedir la Resolución 066, se tenía la expectativa de un mercado con excedentes de oferta lo cual se concretó con la entrada de la producción de GLP de Cusiana en el año 2011. Sin embargo, hoy en día el mercado está afrontando un déficit que puede volverse de carácter estructural.

Adicionalmente el artículo 7º de dicha resolución estableció lo siguiente:

**ARTÍCULO 7. VIGENCIA DE LOS PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS.** Los precios máximos regulados establecidos en los artículos 3 y 4 de esta resolución, tendrán una vigencia de cinco (5) años. Lo anterior, sin perjuicio de que se ejerzan las competencias que la Ley asigna a la CREG en los Artículos 88.2 y 88.3 de la Ley 142 de 1994.

Lo anterior quiere decir que el regulador tenía claramente la intención de revisar periódicamente la Resolución dependiendo de los resultados de su aplicación.

A la postre, la Resolución no ha surtido los efectos ni cumplido los objetivos que se esperaban por cuanto, ni ha aumentado la competencia en la comercialización mayorista, en la medida que ECOPETROL sigue siendo el productor dominante en la escena del GLP nacional, y se perdió la condición de autosuficiencia que se alcanzó con la entrada de la producción de Cusiana. Tampoco se ha revisado la estructura de la determinación de precios de GLP en el mercado mayorista lo que quiere decir que en un mercado que tiene una clara proyección de déficit a mediano plazo, se le sigue aplicando una política de precios basado en los criterios “paridad exportación” que está diseñada para mercados con excedentes de producto los que tienen que ser colocados en el mercado externo. Esta no es la situación actual del mercado de GLP en Colombia.

Para corregir esta situación, la CREG expide una nueva resolución en consulta\(^{27}\), la 106 de 2017 y su correspondiente documento D-057 del mismo año.

De las explicaciones del presente capítulo sobre el contenido de ambos documentos se pueden obtener las siguientes conclusiones:

\(^{27}\) En el año 2016, se expidió una propuesta de normativa contenido en la Resolución 121 y el Documento D-077 de julio de ese año.
1. La Resolución CREG 066 de 2017 tiene en la actualidad como precio máximo regulado de GLP aplicable en Barrancabermeja, Cusiana, Apiay y Dina el valor de valor de $781.83 por Kg, lo que se traduce en un precio aproximado de $1712,52 el galón y USD 6 /Mbtu. Este precio a su vez es equivalente aproximadamente a USD 24 por barril lo que resulta significativamente inferior al correspondiente al crudo aún ajustado por los costos de transporte hasta Barrancabermeja. Por esa razón, el objetivo del refinador no es la producción de GLP ante la imposibilidad de generar valor agregado en las condiciones actuales de precio, sino que es un subproducto que en lo posible debe utilizarse en otras actividades para generar valor agregado.

2. La comparación de precios del GLP con sus sustitutos como gas natural y fuel oil, para su uso como gas combustible y la nafta de importación que funciona como diluyente de crudos, encuentra diferencias de precios que justifican el uso de GLP en la operación del sistema de refinación y transporte.

3. De otra parte, los precios de importación están entre 1800 y 2000$/Kg en el interior del país, es decir prácticamente el doble del precio regulado según la Resolución 066 de 2007.

La política que se propone en el presente Estudio tiene los siguientes objetivos:

a. Elaborar el balance de oferta y demanda a mediano y largo plazo a fin de determinar los recursos de origen nacional y de importación para garantizar la demanda de GLP.

b. Incentivar la producción de GLP de fuentes nacionales a fin de mitigar el impacto de la importación en los precios al usuario final.

c. Diseñar el Cargo por Confiabilidad a fin de remunerar a los agentes que desarrollen la infraestructura necesaria para garantizar la oferta de GLP importado cuando se produzcan contingencias que afecten la producción nacional de GLP.

d. Evaluar periódicamente la situación de Abastecimiento considerando todas las fuentes de oferta a fin de determinar la necesidad de establecer incentivos para la construcción de infraestructura específica para asegurar el cubrimiento de la demanda.
e. Actualizar periódicamente los escenarios de oferta y demanda para ajustar oportunamente las decisiones de política y las señales a los agentes privados, para atender la demanda nacional de GLP evaluando la disponibilidad de recursos nacionales y la necesidad de importación de los faltantes. En cuanto a la demanda, es necesario el monitoreo permanente de los diferentes componentes actuales y los nuevos usos que podrían desarrollarse en los próximos años en particular el Autogas y la sustitución de leña por GLP.

El objetivo de una política regulatoria debe propender por el abastecimiento de GLP al mercado buscando la combinación de fuentes locales y externas que resulten en el menor impacto al usuario final. En esa línea de pensamiento, hemos considerado que incrementar el precio interno para compensar los diferenciales de precio con sus sustitutos y de esa manera recuperar volúmenes de GLP para el mercado nacional, es un primer paso a seguir lo cual se justifica considerando que, aún con incrementos en el precio del GLP de Barrancabermeja, el valor resultante es inferior al precio de importación.

En cuanto a la producción potencial de Cupiagua las disposiciones regulatorias de la Resolución CREG 123 de 2010, señalan que ECOPETROL deberá solicitar a la autoridad regulatoria “precio regulado aplicable” para la nueva fuente de producción como se indica a continuación:

“ARTÍCULO 1. RÉGIMEN TARIFARIO APLICABLE A NUEVAS FUENTES DE PRODUCCIÓN NACIONAL DE GLP COMERCIALIZADAS POR ECOPETROL. Las fuentes de producción nacional de GLP distintas a las indicadas en los artículos 3 y 4 de la Resolución CREG 066 de 2007 serán sometidas al régimen de libertad regulada, cuando el beneficiario real de su comercialización sea mayoritariamente Ecopetrol, o dicha comercialización esté bajo responsabilidad y control de éste último, en forma directa o indirecta.

Parágrafo. Para el efecto, de manera previa a su comercialización, Ecopetrol debe solicitar a la CREG, mediante comunicación escrita, el precio regulado aplicable para la fuente de producción nacional que pretende comercializar, el cual será adoptado mediante Resolución.”

Luego, en el caso de las fuentes de producción de ECOPETROL la recomendación de política es:

- Ajustar el precio regulado en función de los precios de los sustitutos a fin de recuperar producción de GLP para el mercado nacional.

- Que ECOPETROL adelante el trámite regulatorio para definir el precio para el desarrollo de Cupiagua.
Con respecto a los planteamientos de la CREG sobre normas de comportamiento de los agentes, que se explicaron en el numeral anterior, éstas van dirigidas a que ECOPETROL revele la disponibilidad comercial de la oferta interna para el servicio público domiciliario. Sin embargo, la nueva normatividad incrementa significativamente el riesgo del productor al requerir una declaración de producción disponible para la venta en firme a 60 meses, lo que no tiene en cuenta la dinámica operacional de un sistema de producción en campo y refinerías y adicionalmente reduce el incentivo a declarar volúmenes adicionales en virtud del establecimiento de descuentos en el precio.

El entendimiento y lectura de la Resolución 106 permite concluir que las variaciones positivas en cantidades tienen descuentos significativos por que dichos volúmenes afecta la actividad de importación. Declaraciones de PTDVF posteriores no pueden reducir las cantidades adicionales declaradas previamente y de todas maneras así la producción disminuya, se mantiene el descuento sobre las cantidades adicionales. Las variaciones negativas no preocupan al regulador por cuanto la manera de compensar este efecto sería incrementar las importaciones lo que si bien favorece la actividad importadora, aumenta el costo ponderado de la canasta entre producción nacional e importaciones.

Así las cosas, la nueva propuesta regulatoria conlleva un incremento en el riesgo para el productor, lo que puede traer como consecuencia un esquema de declaraciones de producción cuyo objetivo es minimizar las cantidades adicionales con el objeto de minimizar igualmente los descuentos en el precio. En caso de que estas cantidades adicionales se materialicen, el productor seguramente destinaria estos volúmenes a actividades operativas que le permita sustituir energéticos más costosos y de paso evitar los descuentos en los precios.

Finalmente, la propuesta normativa prioriza la importación y no da señales para el desarrollo de nueva producción nacional al menos por parte de ECOPETROL. Se mantiene la normatividad de precios regulados según la Resolución 066 de 2007, pese a que las circunstancias que rodearon su expedición han cambiado al pasar de un mercado con excedentes a una situación de importaciones que tiende a convertirse en estructural. La CREG, afirma que la revisión de esta Resolución que constituye la base de la regulación de precios del GLP, se incorporará a la agenda regulatoria próximamente.

8.6 CONSIDERACIONES FINALES

De los análisis de los antecedentes de la situación actual del mercado de GLP y del contenido de la Resolución 106 y del documento D-057 del 2017, ponemos a consideración las siguientes conclusiones del análisis:
• Se hace necesario ajustar la señal de precio de venta de GLP en el mercado interno a un nivel que incentive la oferta, bien sea a partir de producto local o importado. En ese contexto y en lo que respecta a ECOPETROL, los primeros pasos a seguir para incrementar la oferta del principal productor, serían:

  o Hacer los cambios en el precio regulado de Barrancabermeja en función de los precios de los sustitutos a fin de recuperar producción de GLP para el mercado nacional.

  o Que ECOPETROL adelante el trámite regulatorio para definir el precio para el desarrollo de Cupiagua.

• Ampliar la visión del enfoque regulatorio que permita diseñar esquemas que favorezcan al mercado en el mediano y largo plazo; y dejar a un lado el objetivo de regular al productor dominante lo cual claramente no ha tenido resultados y por el contrario ha perpetuado una condición de oferta estrecha y en los últimos tiempos escasa.

• Diseñar una regulación económica basada en incentivos y dejar las competencias de vigilancia y control en cabeza de las entidades correspondientes. Parece difícil y complejo desde la óptica del regulador, diseñar las normas y pretender prevenir conductas anticompetitivas. Esto último debería ser tarea que adelante la autoridad de control.

La propuesta regulatoria no aborda el reto central del mercado de GLP y es el relacionado con las señales de precio para la oferta como mecanismo para asegurar el abastecimiento en el largo plazo. Una regulación no puede crear producción local de GLP pero sí puede inhibir la oferta, y esta última ha sido la situación en el caso colombiano desde el año 2007. La regulación no ha sido actualizada ni revisada en los últimos 10 años a pesar de las reacciones contundentes que ha venido adoptando el productor dominante de mantener una oferta limitada. El regulador no ha sido actualizada ni revisada en los últimos 10 años a pesar de las reacciones contundentes que ha venido adoptando el productor dominante de mantener una oferta limitada. El regulador debe ser proactivo en generar incentivos oportunos y al conservar un enfoque que busca regular a un agente por su posición en el mercado no ha favorecido la situación del mercado en general. Este enfoque solo ha logrado el objetivo de mantener una señal de precio deprimida que puede parecer favorable a la demanda en el corto plazo pero que no genera señales de abastecimiento ni atrae nuevas inversiones en el segmento de la oferta.

En la actualidad la disyuntiva del regulador es compleja, por evitar un “shock” de precio a la demanda quiere procurar mantener el enfoque de regulación de precio y de control al productor dominante. Una revisión del esquema de definición de precio retrasado, solo puede llevar a un incremento de precio para la demanda y es por
esta razón que el regulador evita esta alternativa y la descarta de plano al indicar que un ajuste al alza en el nivel de precio no garantiza nueva oferta.

Es necesario que el regulador adopte un nuevo enfoque para afrontar el reto de definir un mecanismo de formación del precio del producto. La CREG no puede pretender diseñar una regulación que genere incentivos y al mismo tiempo controlar conductas indeseadas en el mercado. Para cada función existe una entidad competente. La CREG se debe dedicar a diseñar una regulación que garantice una oferta energética eficiente, mientras que las funciones de vigilancia y control de las conductas de los agentes están en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Al igual que se hace en gas natural, donde se tiene una concentración a nivel de oferta y se tiene en cuenta para definir el esquema de regulación de precio de suministro, no solo dicho elemento sino también la realidad del producto que enfrenta una competencia natural, proveniente de energéticos sustitutos, la CREG debe ampliar el enfoque para considerar este tipo de análisis al momento de establecer un esquema de formación o regulación de precios para el GLP a nivel de comercializador mayorista.

Finalmente, es necesario que el Ministerio de Minas y Energía como Rector de la Política Energética Nacional defina las políticas para el desarrollo del mercado del GLP. Para empezar, es necesario entender con claridad la posición del principal comercializador mayorista del país respecto a las posibilidades reales de aumento en la oferta de GLP. Una política orientada a maximizar la contribución de los recursos de producción locales lo mismo que una definición respecto a los nuevos usos del GLP, por ejemplo en el programa de sustitución de leña, son planteamientos necesarios a fin de orientar el mercado. En el esquema institucional, es el Ministerio quien define la política, el Regulador quien plantea la regulación económica que la haga viable y la autoridad de Control quién vigila las conductas de los agentes.
9. ANÁLISIS REGULATORIO DE SUBSIDIOS Y DECLARACIONES DE PRODUCCIÓN

9.1 PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE SUBSIDIOS AL GLP EN CILINDROS EN ZONAS RURALES

9.1.1 Soporte normativo:

Mediante el Decreto 2195 de octubre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía estableció un programa para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido en cilindros, indicando que los subsidios se otorgarán a usuarios de GLP que no cuenten con el servicio de gas natural distribuido por redes.

A continuación, se desarrollan los lineamientos generales de la extensión de este programa de subsidios, que para su implementación requiere de la modificación del decreto mencionado anteriormente.

9.1.2 Focalización:

En la actualidad, los subsidios al GLP distribuido en cilindros se entregan a los siguientes grupos de beneficiarios:

- Comunidades indígenas y usuarios de estrato 1 y 2 de los departamentos de Caquetá, Nariño, Putumayo y San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

- Comunidades indígenas y usuarios de estratos 1 y 2 ubicados en las zonas rurales de los municipios del departamento del Cauca que hacen parte de las áreas protegidas del Sistema de Parques Nacionales Naturales con jurisdicción en el macizo colombiano.

Se propone, como estrategia para sustituir el consumo de leña en las áreas rurales, ampliar la cobertura del esquema de subsidios al GLP, incluyendo como beneficiarios de dichos subsidios a los usuarios de estrato 1 ubicados en zonas rurales de los departamentos donde se registra el mayor consumo de leña, según los datos de la encuesta de calidad de vida que realiza el DANE. Según la ECV 2016, las regiones donde se concentran los hogares que consumen leña y material de desecho para la cocción de alimentos a nivel rural (74%) son:

- Región caribe
- Región oriental
- Región pacífica (sin incluir Valle del Cauca)
9.1.3 Requisitos para la asignación del subsidio:

Los beneficiarios del programa se identificarán mediante el sistema de información diseñado por la Subdirección de promoción social y calidad de Vida del DNP, denominado SISBEN. En el caso de usuarios de comunidades indígenas, los beneficiarios se identifican mediante la información de la base de datos del Censo indígena que administra el Ministerio del Interior.

En la base de datos “subsidios GLP distribuidos en cilindro” que es administrada por el Ministerio de Minas y Energía, se deberán registrar los usuarios beneficiarios del subsidio. Esta base de datos se ha construido a partir de la información que ha sido reportada por las empresas distribuidoras y/o comercializadoras del servicio de GLP en cilindros.

9.1.4 Consumo subsidiario:

El subsidio se otorgará sobre un consumo básico o de referencia. Se propone mantener el utilizado en la actualidad, según el cual el subsidio se aplica hasta el valor máximo del consumo de subsistencia definido por la UPME en 14,6 Kg mes por hogar (Resolución 129 de 2007).

9.1.5 Subsidio:

El monto máximo a subsidiar por cada usuario corresponde a un porcentaje del costo del consumo básico o de subsistencia definido por la UPME, que no podrá superar el 50% para estrato 1 y 40% para estrato 2 (porcentajes que fueron definidos por el Ministerio de Minas y Energía y que en todo caso dependen de la disponibilidad presupuestal que exista para este programa). Estos valores son porcentajes máximos y podrán reducirse en función de la disponibilidad de recursos que exista para cubrir el monto de los subsidios.

Igualmente, si dadas las características del usuario rural, se determina la conveniencia de subsidiar un porcentaje mayor del consumo de subsistencia, será necesario modificar el Decreto 2195 del 2013.

9.1.6 Fuente de recursos:

Para efectos de contar con una fuente de recursos sostenible en el tiempo que permita dar continuidad al programa de subsidios, se propone aplicar una tasa sobre el producto que sea comercializado por los productores o comercializadores mayoristas, la cual se factura a los compradores y se recauda por parte de los vendedores de tal forma que sean éstos últimos los agentes encargados de girar los recursos al fondo de solidaridad administrado por el Ministerio de Minas y Energía. Estos recursos serían una fuente de financiación del programa de subsidio.
que provendrían del mismo sector y en dicho sentido pudiera garantizar su disponibilidad en el largo plazo.

Sería necesario estudiar más a profundidad si los recaudos del Impuesto al Carbono establecido en la Ley 1819 de 2016, pueden utilizarse en este programa, considerando que se trata de un impuesto sin destinación específica cuyos ingresos entran a la unidad de caja del Presupuesto Nacional.

9.1.7 Auditoría a la aplicación de los subsidios

La información suministrada por las empresas comercializadoras y/o distribuidoras es validada por la dirección de hidrocarburos del MME, o por quien éste designe para el reconocimiento y pago del subsidio, actualmente se realiza una validación directa de la información por parte de funcionarios de la dirección de hidrocarburos, sin embargo, se propone la ejecución de unas auditorías al procedimiento de aplicación de los subsidios por parte de las empresas a los beneficiarios, y para el efecto se propone la contratación de firmas especializadas que a través de una metodología sólida desde el punto de vista técnico realicen una revisión del procedimiento aplicado por las empresas.

9.2 Propuesta en relación con las declaraciones de producción

De acuerdo con lo establecido en el Decreto 2251 de 2015, por el cual se expiden medidas para garantizar el abastecimiento de GLP a los sectores prioritarios del territorio nacional (este decreto además adiciona el Decreto Único Reglamentario, 1073 de 2015), los productores e importadores de GLP deberán declarar los valores históricos y esperados de su producción, importación, ventas y consumos propios entre otras variables que puede solicitar el Ministerio de Minas y Energía.

En la Resolución 40694 de 2016 el Ministerio definió las variables de la declaración, así:

- Producción total disponible para la venta (PTDV)
- Producción comprometida de un productor o importador (PC)
- Cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV)
- Potencial de producción (PP)
- Consumo de GLP por productores

Esta información es presentada anualmente al Ministerio de Minas y Energía, con una desagregación mensual y para un horizonte de 5 años contados a partir de la fecha de elaboración de la declaración.

Esta información define la disponibilidad de oferta en el mediano plazo y se constituye en una señal para el mercado y la toma de decisiones de negocio y
consumo. Algo similar a lo que ocurre en gas natural donde se definió un esquema que ha permitido dar información a los agentes de la perspectiva de futuro de la oferta de este energético.

Es necesario que esta declaración sea incorporada en la regulación y que los efectos de sus modificaciones o alteraciones sean recogidos en los mecanismos de comercialización que diseñe la CREG. Para que la información de declaraciones de producción y disponibilidad de GLP para la venta pueda generar credibilidad en el mercado, se requiere que se implemente un esquema que incentive un reporte correcto y realista.

Para lograr este objetivo, una alternativa es que se propone es definir a través del regulador un mecanismo de comercialización integral para toda la oferta de GLP (podría haber particularidades para las diferentes fuentes o los diferentes comercializadores mayoristas), que oblige a los agentes que a partir de la declaración al Ministerio de Minas y Energía definan la oferta que tendrán disponible para la venta y con la cual participarán en dicho mecanismo.

Es importante insistir que la definición del mecanismo de comercialización no debe entenderse como una unificación de procedimientos de venta, toda vez que el regulador puede pretender implementar diferentes esquemas de comercialización segmentados por campo o por agente (en la actualidad por ejemplo hay dos: uno para Ecopetrol y otro que es libre para el resto de agentes).

La declaración de producción que hacen los agentes al Ministerio de Minas y Energía debería ser la base de la oferta, pero a partir de allí, los agentes por exigencia de la CREG deben definir, reportar y publicar el GLP que podrán ofrecer a los compradores cada año. La oferta de gas para la venta sería menor o igual a la disponibilidad declarada al Ministerio (potencial menos producción comprometida). Se recomienda implementar una plataforma que centralice esta información o que la misma sea recibida por la CREG y publicada en su página de internet de forma consolidada para que pueda ser vista por todos los agentes del mercado. Se recomienda definir un período o frecuencia para la actualización de la misma, de tal forma que pueda irse incorporando la suscripción y terminación de contratos de suministro o entrega a compradores.

Un mecanismo que podría incentivar a los agentes a realizar una declaración precisa de oferta podría ser que la regulación solo permita comercializar aquella oferta que fue declarada al Ministerio cada año (nuevamente estableciendo la disponibilidad para venta como la diferencia entre potencial y producción comprometida en contratos). Si un agente no declaró una oferta o la misma se modificó, pero no fue actualizada al Ministerio, dicho agente no tendría disponibilidad para vender al mercado hasta el año siguiente cuando en los plazos definidos por el Ministerio de Minas y Energía declare su oferta y pueda entonces entrar en la comercialización. Se aclara que un agente solo podría ofrecer una
cantidad de GLP menor o igual a la diferencia entre potencial y producción comprometida en contratos.

La declaración de oferta sería anual y reportada al Ministerio de Minas y Energía, pero la disponibilidad para la venta en firme en los mecanismos de comercialización, sería la reportada por los agentes a la CREG descontando del potencial, la producción comprometida. Esta disponibilidad sería siempre publicada para conocimiento del mercado y debería ser actualizada con cierta frecuencia para reflejar nuevos contratos o terminación de antiguos (por ejemplo, para aquellos campos en los que existe la posibilidad de negociación libre).

Así las cosas, en caso de ausencia de reportes de oferta, dichos agentes comercializadores (productores o importadores) estarían sin disponibilidad para la venta. Por otro lado, en caso de reporte de oferta, pero con modificaciones o desviaciones en la realidad, el agente quedaría sin la posibilidad de vender el GLP adicional en el mercado hasta el año siguiente.

Se ha planteado el caso de productores que venden corrientes de GLP (separadas en propano y butano) al mercado nacional y no presentan la Declaración de Producción. Consideramos que si estas corrientes se venden a distribuidores de GLP, quienes podrán integrarlas o mezclarlas con producciones de otros campos o refinerías, se estaría atendiendo en la práctica demanda de GLP. En tal caso, sería conveniente que los distribuidores le entreguen a la CREG una relación de los productores que les suministran tanto GLP como las corrientes de propano y butano. Con esta información la CREG podría identificar este tipo de transacciones y eventualmente solicitarle al Ministerio de Minas que haga mandatorio el reporte de producción de las corrientes de propano y butano.

En complemento a lo anterior, se requiere que la Superintendencia de Servicios Públicos requiera a los agentes comercializadores mayoristas para que sustenten las justificaciones para modificar la oferta en relación con la declaración al Ministerio de Minas y Energía.
10. ANEXOS

10.1 UPME – EVALUACIONES NEGOCIO AUTOGAS ESTUDIO GLP V 2017_2

10.2 UPME – MODELO EVALUACIÓN USO GLP PARA GEN EE EN ZNI

10.3 ENCUESTA NACIONAL DE CALIDAD DE VIDA

10.4 ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN DE POBLACIÓN NACIONAL, DEPARTAMENTAL Y MUNICIPAL TOTAL POR ÁREA 1985-2020