

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

ASESORIAS GAS NATURAL
Y COMBUSTIBLES LIQUIDOS

INFORME N 3

2000

Ministerio de Minas y Energía

Asesoría Gas Natural y Combustibles Líquidos

Informe No.3

**Regulación del Transporte por Poliductos de Combustibles
Derivados de Petróleo**

**Evamaría Uribe
Manuel I. Dussan**

Bogotá, Enero 4 de 2000

338.7

V762a

2000

EJ. 2

Ministerio de Minas y Energía

Asesoría Gas Natural y Combustibles Líquidos

Informe No.3

**Regulación del Transporte por Polductos de Combustibles
Derivados de Petróleo**

**Evamaría Uribe
Manuel I. Dussan**

Bogotá, Enero 4 de 2000

TABLA DE CONTENIDO

I.	INTRODUCCION.....	1
II.	ESTABLECIMIENTO SISTEMA DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO.....	1
A.	LECCIONES DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	1
1.	<i>Empresas estatales en refinación y transporte</i>	2
2.	<i>Países con un mercado de combustibles desregulado</i>	2
B.	IMPLICACIONES DEL PRINCIPIO DE ACCESO ABIERTO AL SISTEMA DE TRANSPORTE.....	4
1.	<i>libertad para construir poliductos de iniciativa privada</i>	4
2.	<i>Igualdad de trato en el acceso a todo tipo de remitentes</i>	5
3.	<i>Claridad en los roles que asume Ecopetrol</i>	7
C.	LA OBLIGACIÓN DE ABASTECIMIENTO.....	12
1.	<i>Aspectos legales</i>	12
2.	<i>La garantía de abastecimiento en un sistema de acceso abierto y descentralizado</i>	14
D.	VIABILIDAD DE LA SEPARACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REFINACIÓN Y TRANSPORTE.....	16
1.	<i>Planeación y optimización de la producción en refinería</i>	16
2.	<i>Relación del transporte con el proceso de refinación</i>	21
E.	DEFINICIÓN DE LAS FUNCIONES DEL ESTADO RESPECTO DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES Y DEL TRANSPORTE.....	28
1.	<i>Desarrollo de la capacidad de regulación</i>	28
2.	<i>Desarrollo del Marco Regulatorio del Sector</i>	30
3.	<i>Desarrollo de la capacidad de supervisión</i>	30
4.	<i>Desarrollo de la capacidad de planeación</i>	31
5.	<i>Mecanismos para la solución de conflictos</i>	31
6.	<i>Protección de la competencia y del consumidor</i>	31
7.	<i>Tipificación de conductas contrarias a la libre competencia</i>	31
8.	<i>Simplificación de trámites</i>	32
III.	REGULACION DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO.....	33
A.	ANÁLISIS DE LOS CARGOS ACTUALES DE TRANSPORTE.....	34
B.	TARIFA TRANSPORTE POZOS COLORADOS-GALÁN.....	37
C.	TARIFAS DE TRANSPORTE PARA EL RESTO DE LA RED DE POLIDUCTOS.....	39
D.	TASA DE DESCUENTO Y ACTUALIZACIÓN.....	42
E.	RECOMENDACIONES SOBRE TARIFAS DE TRANSPORTE.....	42
F.	PÉRDIDAS DE TRANSPORTE.....	43
G.	ALMACENAMIENTO.....	44
H.	TARIFAS DE ALMACENAMIENTO.....	48
IV.	PROGRAMACIÓN, NOMINACIÓN Y CONTRATACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE.....	51
V.	ANEXOS.....	55
A.	ANEXO A: CARACTERÍSTICAS SISTEMA DE TRANSPORTE POR POLIDUCTOS.....	55
B.	ANEXO B: COSTO DE TRANSPORTE POR POLIDUCTOS.....	55
C.	ANEXO C: CAPACIDAD Y COSTOS DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES.....	55
D.	ANEXO D: REGULACIONES GENERALES DEL TRANSPORTE POR POLIDUCTOS.....	55

I. INTRODUCCION

1. Este informe resume los resultados y recomendaciones del trabajo de los consultores relacionado con el análisis y definición de las regulaciones del transporte por poliductos de combustibles líquidos derivados de petróleo. Este trabajo forma parte de la asesoría prestada por los consultores al Ministerio de Minas y Energía bajo los contratos de prestación de servicios PNUD-8999340 y 8999341 y el informe corresponde al Informe Técnico No. 3 especificado en dichos contratos. El informe está organizado en tres secciones: en la primera se analizan las condiciones básicas para establecer un sistema de transporte de acceso abierto; en la segunda se analiza el tema de la regulación de las tarifas de transporte por poliductos y almacenamiento de combustibles líquidos; en la tercera, se discute el tema de la programación, contratación y nominación de la capacidad de transporte por poliductos. En el anexo D se presenta una propuesta de las regulaciones generales y específicas del transporte por poliductos, con base en las cuales los transportadores por poliducto deberán preparar el reglamento detallado de transporte.

II. CONDICIONES PARA UN SISTEMA DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO

2. En esta sección se analizan las lecciones de la experiencia internacional sobre la reestructuración y desregulación del mercado de combustibles líquidos derivados de petróleo; se discuten las implicaciones de un sistema de transporte de acceso abierto; se analiza el tema de la obligación del abastecimiento de la demanda nacional de combustibles ; y, finalmente, se evalúa la viabilidad de descentralizar las decisiones de suministro y transporte de combustibles.

A. Lecciones de la experiencia internacional

3. Recientemente, el Gobierno Nacional dio un paso fundamental en el sector de combustibles líquidos derivados de petróleo al atar el ingreso del productor al precio de paridad de importación de la gasolina. Con ésta decisión se dio inicio al proceso de desregulación de la comercialización de combustibles como paso importante para atraer nuevos actores privados al sector, fortalecer los existentes y abrir opciones de importación y exportación de combustibles como alternativa de abastecimiento nacional.

4. Como desarrollo adicional, el Ministerio busca introducir, paralelamente a la desregulación sectorial, un esquema de regulación coherente de aquellas actividades que ameritan una regulación estricta en razón a sus condiciones de monopolio o por el hecho de constituir una instalación esencial para la operación del resto del sistema ("bottleneck facilities"). Este es el caso del transporte por poliductos y las instalaciones conexas de almacenamiento operativo.

5. Una revisión de la experiencia internacional permite deducir lecciones importantes en relación con el proceso de desregulación en el área de combustibles. La intención es aplicar esta experiencia al propósito principal de diseño del reglamento de transporte por

poliductos, con el fin de identificar los elementos dinamizadores y los factores claves para el desarrollo de un mercado libre de combustibles, siempre tomando como referencia los aspectos relativos al transporte por poliductos y el almacenamiento como actividad conexas. Los estudios realizados por consultores independientes para Ecopetrol y las empresas mayoristas ilustran suficientemente esta experiencia y permiten diferenciar las características del sector de combustibles en aquellos países con monopolios estatales tradicionales de aquellas que surgen en países con mercado libre de combustible o que tiene algún grado de avance en el proceso de desregulación.

1. Empresas estatales en refinación y transporte

6. Países como Colombia, Venezuela, Brasil¹ tradicionalmente mantuvieron empresas estatales con monopolios en el área de refinación y transporte. Estos países demuestran características comunes en la estructura del sector de combustibles, en el régimen de regulación de precios y el acceso a la infraestructura de transporte. A continuación se resumen:

- a) Las empresas estatales controlan generalmente los sistemas de transporte de combustibles y terminales, los cuales, en general, no son de acceso abierto sino que mantienen un régimen combinado de poliductos que funcionan ya sea como sistemas de transporte para terceros, ya sea como sistemas de transferencia de productos al interior de la empresa estatal.
- b) controlan la refinación, la exportación y la importación; se otorgan derechos de preferencia para las compañías estatales en el acceso al transporte;
- c) se imponen sistemas de cuotas entre mayoristas para la asignación de productos refinados y el acceso al comercio minorista es restringido a la participación preestablecida de cada mayorista en el mercado, previo un proceso de certificación de mayoristas por el Estado.
- d) no existe un régimen libre de precios para combustibles y las tarifas de transporte por poliductos son fijadas bien sea por la empresa estatal o por el gobierno quien establece un régimen férreo de control, en lo que se percibe como un sector estratégico y altamente sensible desde el punto de vista político.

2. Países con un mercado de combustibles desregulado

7. USA, Argentina, Chile, Perú, España son países que han adelantado procesos de desregulación de la industria. Se identificaron varias características comunes, adicionales a la desregulación de precios al usuario final y de los márgenes al distribuidor final:

- a) En el aspecto institucional se crean agencias independientes encargadas de la regulación y de la promoción de competencia en la distribución de combustibles y agencias para la supervisión ambiental, vigilancia de la calidad y de la seguridad en el suministro;
- b) regulación separada del transporte por poliductos. Se regulan aquellas instalaciones que, como el transporte por poliductos y el almacenamiento operativo anexo, son críticas para garantizar el abastecimiento comercial de combustibles (“bottleneck facilities”);

¹ Brasil inició el proceso de desregulación en 1996.

- c) reglamentación estricta de la calidad y la protección ambiental. Se definen reglamentos de seguridad y protección ambiental los cuales son vigilados por las autoridades respectivas.
- d) reducción de barreras a la entrada en la comercialización. Con el fin de prevenir incrementos exagerados en los márgenes de distribución al liberar los precios al consumidor final, todos los países han considerado deseable que exista un sector altamente competitivo o por lo menos que minimice las barreras a la entrada de nuevos comercializadores. El grado de rivalidad entre los jugadores en el comercio aguas abajo determina que sea posible o no que las compañías distribuidoras puedan efectuar alzas indiscriminadas en los márgenes de comercialización o que sea posible transferir en menor o mayor grado los beneficios de la competencia al consumidor. A menor rivalidad, el mercado de distribución tiende a ser controlado por grandes compañías mayoristas, los márgenes son más altos y el beneficio al consumidor eventualmente se reduce;
- e) factores que favorecen el acceso de nuevos competidores en el mercado. Se han identificado varios elementos que reducen las barreras a la entrada, incentivan la entrada de competidores y como consecuencia generan beneficios importantes al consumidor, tanto en menores precios relativos como en mayor calidad del servicio e innovación.
- el acceso libre a las importaciones y a las exportaciones de combustible como un factor que favorece la competencia con las fuentes de abastecimiento nacionales (refinación);
 - la capacidad de refinación respecto del tamaño del mercado es un indicador importante para predecir la mayor o menor dificultad de acceso. Como lo demuestra el caso de Argentina, si una sola empresa controla la capacidad de abastecimiento del mercado interno vía refinería, ésta se constituye en una barrera importante a la entrada lo cual se acentúa mucho más en presencia de una industria consolidada y verticalmente integrada;
 - el acceso al almacenamiento mayorista es importante para reducir las barreras y promover la entrada de nuevos jugadores en la distribución mayorista. Chile² y Perú³ cuentan con una empresa pública especializada en almacenamiento como un instrumento para inducir entrada de nuevos mayoristas al sector;
 - la competencia en la comercialización se refleja en diferenciación de marcas y libertad para cambio de bandera por parte de los minoristas lo cual ha significado mejoras en las instalaciones al consumidor final.
- f) verticalización y consolidación de la industria. La entrada de inversionistas privados se traduce igualmente en procesos de consolidación y verticalización entre las actividades de refinación – distribución mayorista – distribución minorista. Se consolidan las cadenas de distribución y se borran barreras o distinciones entre mayoristas y minoristas. Los minoristas crean empresas mayoristas con bandera propia lo cual no impide un alto grado de integración vertical de los mayoristas en el comercio minorista. De alguna manera esta consolidación crea barreras a la entrada en el comercio minorista

² Emalco, empresa de almacenaje de combustibles, provee capacidad de almacenamiento a nuevos mayoristas bajo régimen de arrendamiento

³ Petroperú alquila capacidad de almacenaje a mayoristas

y neutraliza el posible efecto benéfico del arrendamiento de la capacidad de almacenamiento (caso Chile). Los mayoristas retienen una alta proporción del margen de comercialización, especialmente en los productos premium.

- g) la experiencia internacional demuestra que como parte del proceso de desregulación, el promover una verticalización e integración temprana desde la refinación hasta la distribución minorista puede ser contraproducente en tanto puede traducirse en incrementos inusuales en precios y márgenes que benefician las distribuidoras incumbentes pero no necesariamente al consumidor. De ahí la importancia de reducir previamente barreras a la entrada de nuevos empresarios, no propiciar la verticalización del monopolio público dominante y crear condiciones para que exista mayor concurrencia entre los mayoristas privados.⁴

B. Implicaciones del principio de acceso abierto al sistema de transporte

8. El objetivo más importante del presente reglamento lo constituye la implementación efectiva de un sistema de transporte de acceso abierto. Se considera que la garantía de acceso es una de las bases para continuar el proceso de desregulación del mercado de combustibles. Siendo el transporte por poliductos una actividad esencial para el manejo del sistema de distribución de combustibles a nivel nacional, el acceso libre a sus instalaciones y a las instalaciones conexas de almacenamiento operativo, son una condición necesaria (aunque no suficiente) para el avance de la desregulación del mercado.

9. La regulación del transporte se enfocará desde dos dimensiones: una general y una operativa y técnica. La *regulación general* declara el transporte como un sistema de acceso abierto, busca desarrollar el marco regulatorio global del sector y establecer las reglas de juego que garanticen igualdad de condiciones para todos los actores, sean éstos públicos o privados. Las *regulaciones de alcance operativo y técnico* buscan avalar que la operación y las condiciones técnicas del transporte se realicen en condiciones tales que permitan una salvaguardia del principio de acceso abierto.

10. Declarar el sistema de transporte como de acceso abierto tiene varias implicaciones respecto de los objetivos y el alcance del marco regulatorio general para el servicio público de transporte por poliductos. A continuación se sustentan los aspectos que respecto de este principio contiene el reglamento.

1. Libertad para construir poliductos de iniciativa privada

11. **Un primer elemento** se refiere a la libertad de terceros para realizar inversiones en infraestructura de transporte la cual es un corolario de la libertad de acceso en el transporte.

⁴ Es interesante la experiencia francesa con los hipermercados como distribuidores minoristas importantes. El exceso de capacidad de refinación llevó a las petroleras a buscar nuevos puestos de venta iniciando las ventas a supermercados en los años 70. Estos hipermercados controlan actualmente el 44% de la distribución minorista (incluyendo participación de petroleras con convenio de distribución con los hipermercados); de manera independiente controlan el 18% del comercio minorista. Es un fenómeno interesante de entrada de nuevos actores en un mercado maduro como el de Francia. Fuente. Estudio de McKinsey & Co. realizado para Ecopetrol. 1996

Varias condiciones son necesarias para que el sector privado invierta en transporte por poliductos. Para efectos de esta exposición se enuncian algunas: a) viabilidad legal para la entrada de terceros en la inversión en poliductos; b) reglas claras respecto de la conexión y el acceso al sistema nacional de poliductos y en general respecto de la regulación del transporte; c) transparencia en el sistema de tarificación del transporte; d) eliminación de subsidios entre los distintos modos de transporte.

12. Respecto de la primera condición, en Colombia existe libertad constitucional respecto de la actividad empresarial en cualquier actividad económica. En el área de hidrocarburos, el Código de Petróleos plantea libertad a iniciativas privadas en poliductos, previo el cumplimiento de ciertos trámites ante el Ministerio de Minas y Energía (MME). La propuesta contenida en el reglamento consagra esta libertad de acuerdo al Código de Petróleos. Igualmente, se propone agilizar el trámite y los requisitos previos que el mismo Código contiene en su parte reglamentaria, con el fin de actualizar y reducir los procedimientos y hacerlos más expeditos.

13. En relación con el segundo factor, el presente reglamento busca precisamente definir reglas claras para la conexión y el acceso, los cuales son aspectos particulares pero importantes del conjunto de regulaciones comunes al sistema de transporte. En relación con el esquema tarifario, se busca basarlos en costos incrementales y en lo posible traducir las diferencias en distancia y localización de los centros de consumo, con el fin de reflejar los costos relativos entre modos de transporte y localizaciones de la demanda.

14. Finalmente, un aspecto relacionado pero en cierta forma fuera del alcance de éste reglamento, refiere a que sería deseable eliminar, en lo posible, subsidios al transporte por poliductos y subsidios a los distintos modos de transporte de combustibles (por ejemplo, por carrotanque a zonas alejadas) con el fin de permitir reflejar sus ventajas comparativas en términos de costo unitario por kilómetro.⁵

2. Igualdad de trato en el acceso a todo tipo de remitentes

15. **Un segundo elemento** relacionado con este principio de acceso abierto, se refiere a la necesidad de garantizar, por medio de la regulación, el mismo status respecto del uso del sistema de transporte y de sus instalaciones conexas a todo tipo de usuario actual o potencial. Es decir, el sistema de transporte está abierto a varias clases de remitentes, independientemente de cuál sea la fuente de su suministro e independientemente de si son propietarios o no de instalaciones mayoristas de almacenamiento. No interesa diferenciar para propósitos de la regulación del acceso que el remitente sea de producto importado, producto refinado nacional o comercializador mayorista.

⁵ La Ley 191 de 1995 permite subsidiar capitales de departamento no conectadas por poliducto pero que se planea incorporar mediante el Plan de Expansión. Ecopetrol paga en dinero un subsidio del transporte Popayán – Pasto a los mayoristas. Intereses locales en Ecuador y Colombia bloquean importaciones de Ecuador por parte de Ecopetrol.

16. El acceso al transporte por varios remitentes es función directa de que sea viable y se permita a nivel sectorial la participación activa de varios agentes ya sea desde el lado de la oferta como del lado de la demanda. Como demostró la experiencia internacional, la entrada de nuevos actores a la cadena de oferta y comercialización de combustibles es un objetivo deseable de política sectorial que arroja resultados positivos para el consumidor final. Si se favorece mayor concurrencia empresarial en el mercado de combustibles se logran mejores precios al consumidor, más calidad e innovación.

17. Para su logro se distinguen dos áreas importantes de acción a largo plazo: a) desde el punto de vista de la oferta, la política de combustibles busca favorecer la libre importación de combustibles y promover la entrada de nuevos refinadores privados en el fin de diversificar la oferta y reducir cuellos de botella en el abastecimiento nacional de combustibles; b) desde el punto de vista de la demanda, se busca facilitar el acceso de nuevos comercializadores mediante la reducción de barreras a la entrada en la comercialización mayorista.

18. En relación con la oferta y desde el punto de vista de la regulación que se propone, debe por lo menos garantizarse que se haga disponible el transporte para el acarreo de producto importado y que la instalación de nueva capacidad de refinación por agentes privados se acompañe de una regulación tarifaria del transporte por poliductos que no distorsione eventuales ventajas comparativas tanto desde el punto de vista de la oportunidad de importación como desde la perspectiva de la producción nacional de refinados. Es decir, la regulación del transporte debe ser neutra, reflejar efectivamente sus costos y no sesgada respecto de una u otra opción de abastecimiento para que cualquier decisión respecto del mismo sea producto de una ecuación económica que evalúe ventajas comparativas en términos de precio, calidad, oportunidad, disponibilidad, etc.

19. La política de libre acceso a la red de transporte que se desea poner en práctica se justifica en la medida que se liberen en un futuro los precios de los combustibles y que los distribuidores mayoristas y grandes usuarios tengan la opción de escoger en forma libre la fuente de suministro de combustibles, bien sea de una refinería local o importaciones de diferentes países. De lo contrario, si los usuarios no tienen otra opción que comprar a Ecopetrol o aprovechar cuotas de importación establecidas por Ecopetrol, el libre acceso a la red de transporte es una complicación que no se justifica pues impondría costos adicionales pero pocos beneficios.

20. Desde el punto de vista de la demanda, se ha identificado que la disponibilidad de sitios de almacenamiento mayorista es un bien escaso, sujeto a regulaciones municipales que imponen restricciones en el uso del suelo urbano. Este factor reduce las posibilidades de expansión del sector, tanto a los comercializadores incumbentes como para la entrada de nuevos actores. La garantía de acceso al almacenamiento en terminales es, por lo tanto, un factor importante para promover mejores condiciones de concurrencia en la distribución y comercialización de combustibles y abrir a mayor número de actores la demanda por acceso al sistema de transporte. El reglamento enfoca este aspecto favoreciendo la opción de arrendamiento de capacidad de almacenamiento por parte de los mayoristas y buscando que Ecopetrol promueva el acceso de nuevos comercializadores a su capacidad de almacenamiento en terminales. Este documento desarrolla más adelante otros aspectos

relacionados con el almacenamiento.

3. Claridad en los roles que asume Ecopetrol

21. **Como tercer elemento**, para proteger el acceso de terceros a las instalaciones de transporte y para crear condiciones institucionales que garanticen la neutralidad e igualdad de trato a terceros, se hace necesaria una definición clara de los roles de la empresa estatal, Ecopetrol. Esta definición incluye la separación efectiva de la actividad de transporte de otras áreas relacionadas con el sector, la evaluación de la conveniencia de permitir que la empresa estatal se integre verticalmente hacia la distribución mayorista y la definición explícita del alcance de la obligación de abastecimiento que está en cabeza de la empresa. A continuación se desarrollan estos aspectos.

a) Especialización de la actividad de transporte

22. En una primera etapa, es aconsejable especializar, en Ecopetrol, la actividad de transporte y separarla de las demás actividades propias de la cadena (refinación, manejo de terminales mayoristas, actividades de distribución mayorista). De esta manera, las otras áreas de la empresa asociadas con el negocio de combustibles, en particular la refinación, estarían en igualdad de condiciones respecto de terceros en relación con el uso de las instalaciones de transporte y actividades conexas. En el reglamento se propone que no existan remitentes con uso preferencial del sistema de transporte.⁶

23. La separación de la actividad de transporte del resto de las actividades de la empresa tiene varios alcances en el reglamento: separación contable, separación administrativa y operativa del sistema de transporte por poliductos y separación de los sistemas de almacenamiento según la función que cumplen ya sea asociadas al transporte, a la refinación o al almacenamiento mayorista (“almacenamiento estratégico”).

24. *Separación contable.* Permite asignar claramente los activos, pasivos, ingresos y costos asociados con la actividad de transporte y sus actividades conexas o complementarias. La separación contable es necesaria para el diseño de un sistema tarifario confiable y transparente.

25. *Separación administrativa y operativa.* La administración y operación del sistema de transporte debe garantizar absoluta independencia del resto de actividades de la empresa, principalmente refinación, mercadeo y transporte de crudos. Igualmente, la operación estaría sujeta a un reglamento operativo aprobado por la autoridad de regulación. El objetivo del reglamento es el de garantizar que las prácticas operativas no vayan en contravía del principio de acceso abierto e igualdad de trato.

⁶ Como se explica más adelante, el reglamento introduce un uso preferencial del sistema de transporte si se presentan condiciones de emergencia, las cuales, por ejemplo, sean debidas a causas extraordinarias que puedan afectar el abastecimiento del país en determinado lugar. En estos eventos de emergencia, Ecopetrol puede tener preferencia en el uso del sistema de transporte y almacenamiento.

26. *Integración del Poliducto Pozos Colorados – Galán* al Sistema Nacional de Transporte por Poliductos (SNTC). Actualmente este poliducto constituye un sistema de transferencia interna de producto que requiere convertirse en un sistema de transporte efectivo. El reglamento no da prioridad a Ecopetrol en el uso de este ducto el cual se declara de acceso abierto, exceptuando, como se explica más adelante, situaciones de emergencia en el transporte o en el abastecimiento. En tal evento se daría prioridad de uso a Ecopetrol. Otra posibilidad para manejar el acceso a este poliducto, instalación crítica para el manejo del abastecimiento nacional de gasolina de alto octanaje, consistiría en requerir de la refinería un contrato firme con especificaciones de capacidad establecidas y una tarifa correspondiente, lo cual equivaldría a hacer explícito mediante un contrato, la reserva de capacidad por parte de la refinería. Esta solución sólo traduce en contrato una situación de hecho -el control del ducto de transferencia. Sería un mecanismo excepcional de tipo contractual para asignar reserva de capacidad para el uso de este poliducto, de tal manera que la refinería pueda cumplir con sus requerimientos de importación de combustible para mezclas con destino al mercado nacional sin comprometer el abastecimiento de la demanda y que a su vez permita el uso del poliducto por parte de los importadores de combustible.⁷

b) Separación de activos destinados a almacenamiento según su función

27. Uno de los factores de mayor controversia y tensión al interior del sector de combustibles se relaciona con la asignación de responsabilidades respecto de la instalación de capacidad de almacenamiento y el correspondiente nivel de inventarios. La capacidad instalada en almacenamiento cumple funciones diversas en relación con el transporte y el abastecimiento de combustibles. Si se quiere promover un sistema de transporte de acceso abierto es preciso diferenciar claramente las diferentes funciones que cumple el almacenamiento e identificar cuáles de estos activos están claramente asociados al transporte y cuáles a la producción y comercialización de combustibles.

28. La Tabla 1 agrupa el inventario de instalaciones de almacenamiento según la función que desarrollan en el sistema de transporte y el abastecimiento de combustible. El 32% de las instalaciones de almacenamiento está destinado a refinación, el 16% es almacenamiento más directamente asociado a la operación del transporte y el 52% corresponde a instalaciones destinadas a comercialización del producto, ya sea para recibir producto importado con destino a refinería, importaciones con destino al consumo nacional o producto refinado nacional con destino a la distribución mayorista.

Tabla 1

Capacidad de almacenamiento por función		
	KB	%
Refinación	2700	32
Almacenamiento operativo	1392	16
Almacenamiento para comercialización	4468	52
Total	8560	100

⁷ Según Ecopetrol, existen limitaciones de capacidad de almacenamiento en Pozos Colorados para hacer expedito el ingreso de importaciones. Se requiere adicionar capacidad a los cuatro tanques existentes.

29. El reglamento propone que la refinería sea remitente y por lo tanto sea considerado como un usuario más del sistema de transporte. En esta medida, el almacenamiento asociado a la refinación tendría un tratamiento separado del almacenamiento propiamente operativo del transporte.

30. El almacenamiento operativo está claramente incluido entre los activos necesarios para una operación segura del sistema de transporte y los costos de inversión y operación deben recuperarse mediante el esquema de tarifas asociado al transporte. En principio, este ejercicio de separación tiene gran dificultad. En principio, no son claramente diferenciables las instalaciones que cumplen funciones estrictamente relacionadas con la optimización del transporte de las que cumplen funciones más orientadas a prevenir contingencias en el abastecimiento aguas abajo del sistema de transporte o las que cumplen funciones meramente estratégicas y que buscan prevenir dificultades futuras de abastecimiento en ciertas zonas del país. Por lo tanto con el objetivo de establecer un sistema de transporte de acceso abierto, es preciso hacer una asignación clara de la capacidad de almacenamiento operativo asociada directamente al transporte para recuperar sus costos mediante el sistema tarifario de transporte.

c) Rol de Ecopetrol en el mercado mayorista

31. Conviene definir claramente el rol de Ecopetrol en el mercado mayorista de combustibles. Como se expuso al revisar la experiencia internacional, la verticalización temprana de la industria, en presencia de una empresa fuerte que domina áreas vitales para el sector de combustibles, impone barreras adicionales para la conformación efectiva de un sistema de transporte abierto, la entrada de nuevos actores y la conformación de un sector más competitivo en la comercialización de combustibles. Por ejemplo, la participación mayoritaria del refinador dominante en el abastecimiento del mercado nacional es ya de por sí una barrera clara a la entrada de nuevos agentes, impide o reduce el efecto benéfico de las importaciones en el balance de la oferta y de los precios y hace depender totalmente el mercado de las decisiones corporativas del abastecedor dominante.

32. Ecopetrol, es dueña de inversiones importantes en activos de almacenamiento con destino al comercio mayorista. Tomando en cuenta la expansión en Tocancipá, la empresa controla el 43% del almacenamiento destinado a la comercialización de combustibles (22% si se excluye Pozos Colorados). Gran parte de estas instalaciones buscan suplir las deficiencias que percibe Ecopetrol en la capacidad de almacenamiento que institucionalmente es responsabilidad de los mayoristas. Tal sería el caso, por ejemplo, de las instalaciones en Mansilla de propiedad de Ecopetrol.

33. Igualmente, la empresa estatal viene desarrollando el proyecto de almacenamiento de Tocancipá, el cual considera como un proyecto de “Almacenamiento Estratégico”. El proyecto tiene capacidad para 618 KB, lo cual representa un incremento del 21% en la capacidad de almacenamiento para comercialización. El cuadro No. 1 resume la concepción de Ecopetrol frente al proyecto, cuyo cronograma presenta desfases dado el incierto desarrollo de las instalaciones que eventualmente estarían a cargo de los distribuidores mayoristas en la Terminal de Tocancipá y el correspondiente lucro cesante en relación con

el Poliducto de Oriente. Con este proyecto Ecopetrol buscó principalmente cubrir contingencias de abastecimiento en la zona central.

Cuadro No. 1	
Proyecto de Almacenamiento Estratégico	
<i>Objetivos</i>	
✓	disminución del riesgo de lucro cesante del proyecto del Poliducto de Oriente
✓	solución al desfase entre el cronograma del proyecto de Ecopetrol e incierto desarrollo de las instalaciones de la planta de distribución mayoristas
✓	entrada de nuevos actores en el negocio de la distribución mayorista
✓	desarrollo de actividades de distribución mayorista
<i>Opciones</i>	
✓	100% a cargo de distribuidores mayoristas actuales
✓	100% a cargo de Ecopetrol
✓	A cargo de distribuidores nuevos/actuales
✓	Alianza estratégica Ecopetrol/mayoristas actuales/ nuevos

34. En torno al proyecto han surgido una serie de dificultades relacionadas con las obligaciones que el proyecto impone a los mayoristas respecto del lleno de línea del poliducto de Oriente y de las terminales y la obligación de los mayoristas de construir plantas de abastecimiento en la misma Terminal. Este tipo de controversias ilustra las dificultades del actual esquema donde no parece existir un sistema claro de asignación de responsabilidades frente el abastecimiento nacional, donde se recurre a mandatos u obligaciones de tipo administrativo o legal pero que no se traducen en incentivos pecuniarios que induzcan “voluntariamente” al mayorista a invertir en plantas de abastecimiento y donde, finalmente, la decisión de inversión se toma unilateralmente por Ecopetrol pero los costos impactan a agentes externos (los mayoristas)⁸.

35. Adicionalmente, no funcionan mecanismos de mercado en la planeación de la expansión del sistema de transporte y de la cobertura del abastecimiento y la percepción en torno a la justificación de la inversión en términos estratégicos es enteramente un producto de evaluación interna de Ecopetrol. En esta percepción, de manera legítima, entran en juego consideraciones tales como la estrategia corporativa propia de la empresa, su percepción de eventuales dificultades de orden interno (por ejemplo, laborales) en relación con la garantía de abastecimiento, la percepción del riesgo político ligado al abastecimiento y el grado de aversión al riesgo propio de la empresa.

⁸ Se dan situaciones donde los mayorista no usan el almacenamiento disponible en sus plantas de abastecimiento sino que usan, por el contrario, la capacidad disponible en el almacenamiento de Ecopetrol.

36. La propuesta de Abastecimiento Estratégico es interesante si se considera que uno de sus objetivos es el de promover la entrada de nuevos mayoristas en el mercado, lo cual es favorable para promover mayor competencia en el sector mayorista. Lo que no es claro es que Ecopetrol reverse a su viejo rol en la cadena “downstream”, mayorista y minorista (El viejo Terpel). En este último evento se reforzaría la posición dominante de esta empresa en el sector de combustibles dificultando el objetivo de promover el transporte de acceso abierto y favoreciendo condiciones de desequilibrio no sólo respecto de los mayoristas incumbentes sino de los mayoristas entrantes.⁹

37. Finalmente, si el país percibe que hay necesidad de almacenamiento estratégico para contingencias ligadas a orden público o para cubrir eventualidades externas a las que son normales en el negocio, su financiamiento sería una responsabilidad del Estado, lo cual implica trasladar al usuario en el precio del combustible los mayores costos fiscales de garantizar una confiabilidad alta de suministro del combustible. Pero no debe esperarse que impacte directamente los márgenes mayoristas o que, dado su costo fiscal, sea una labor de Ecopetrol imponerlos unilateralmente.

38. La propuesta del reglamento busca separar de manera clara los activos que cumplen una función ligada a la comercialización del combustible de los activos asociados al sistema de transporte. El proyecto de reglamento identifica los activos asociados a la comercialización de combustibles y propone que esta capacidad ya instalada de almacenamiento para comercialización se convierta en instrumento que facilite la entrada ordenada de nuevos agentes mayoristas.¹⁰ El reglamento propone facilitar el alquiler de estas instalaciones preferentemente a *nuevos* comercializadores mayoristas, bajo un esquema de reglas predefinido que evite su concentración por los mayoristas actuales y facilite la entrada de nuevos mayoristas.¹¹ El reglamento define una tarifa independiente para este tipo de almacenamiento el cual por sus características funcionales no se considera adecuado que se incluya como parte de la tarifa de transporte.

39. La propuesta del reglamento también incluye la modificación del Decreto 283/90 en lo que concierne a almacenamiento en planta de abastecimiento. Este Decreto es confuso en tanto no distingue claramente entre capacidad de almacenamiento disponible y nivel de inventarios disponible en relación con el número de días al cual obliga al mayorista. El decreto requiere del mayorista un almacenamiento correspondiente a quince (15) de la demanda atendida con base en el promedio de la demanda atendida en el año anterior. La disposición aparentemente no se cumple en sentido estricto y, además, existen vacíos en relación con la contabilización del inventario en línea y si corresponde o no incluirlo en el cálculo de inventarios totales a cargo del mayorista.

⁹ El proyecto de Ley que modifica el régimen de concesiones de combustibles en las zonas de frontera favorece la integración “downstream” de Ecopetrol en zonas de frontera.

¹⁰ Más adelante, en este documento, se analizan en detalle las cifras de almacenamiento y se analiza el manejo tarifario que se propone en el reglamento.

¹¹ Los minoristas que ya amortizaron su inversión en estaciones de servicio se quieren asociar para constituir empresa mayorista. Se ven amenazados por la consolidación de la industria y la entrada de los mayoristas en el comercio minorista.

40. El proyecto propone que el mayorista mantenga en sus plantas de abastecimiento o en capacidad alquilada en las terminales un inventario suficiente para atender en forma confiable su demanda y de acuerdo con criterios claramente definidos en el reglamento. También deberá contar con una capacidad de almacenamiento suficiente, ya sea disponible en sus plantas de abastecimiento o garantizada mediante acceso a almacenamiento en terminales y calculada con base en un factor de utilización promedio.¹²

41. Un elemento que incide en las decisiones de Ecopetrol frente al tema del transporte y el manejo del almacenamiento tiene relación con la obligación de servicio en cabeza de la empresa. A continuación se analiza el alcance de esta obligación y sus implicaciones respecto del reglamento que se propone.

C. La obligación de abastecimiento

42. El mecanismo escogido para garantizar la oferta y cobertura del servicio público de abastecimiento de combustibles puede comprender un espectro amplio de opciones que van desde garantizar que sea el Estado el que tenga la propiedad de los medios de producción (refinerías) y de los medios de distribución de combustibles hasta las opciones que privilegian mecanismos descentralizados de manejo de la oferta y de la comercialización en manos del sector privado.

1. Aspectos legales

43. De acuerdo con la Constitución Nacional, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Igualmente los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley y pueden ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas o por los particulares¹³

44. El Decreto Legislativo 1056 de 1953 establece que el transporte y la distribución de petróleo y sus derivados constituyen un servicio público. De acuerdo con el mismo Código, el servicio de transporte y distribución puede ser prestado por particulares, los cuales deben sujetarse a los reglamentos que defina el Gobierno Nacional. Clarifica, además, que la refinación de petróleo es libre dentro del territorio nacional.¹⁴

45. Posteriormente, la Ley 39 de 1987 ratifica la distribución de combustibles líquidos derivados de petróleo como servicio público. Conjuntamente con la Ley 26 de 1989, dio competencia al Ministerio de Minas y Energía para otorgar licencia previa de funcionamiento a las personas distribuidoras de petróleo y definió diferentes categorías de

¹² Más adelante en este documento se hace un análisis más detallado de los niveles de almacenamiento e inventario que se proponen, los cuales deben obedecer a análisis de contingencias y confiabilidad en el suministro, teniendo en cuenta que no todas las zonas requieren niveles similares de inventarios, ya éste depende entre muchos factores que se mencionan, de la distancia de los centros de suministro y refinería a los centros de consumo.

¹³ Artículo 365 de la C.N.

¹⁴ Artículos 58 y 213 del Decreto Legislativo 1056 de 1953. (Código de Petróleos).

personas a cuyo cargo el Estado delega la prestación del servicio público. La ley estableció para el efecto cinco categorías de personas prestadoras del servicio público de transporte y distribución de combustible: Ecopetrol como Gran Distribuidor Mayorista, el distribuidor mayorista, el minorista, el gran consumidor y el transportador.¹⁵ La obligación de prestar el servicio público de distribución y transporte ha sido entonces delegada por el Estado en estos agentes y sobre ellos reposa la obligación de garantizar el abastecimiento de combustibles en el país. Las licencias de funcionamiento fueron eliminadas por el Decreto 2150 de 1995 (art. 46). Los mayoristas no están, por lo tanto, obligados a la obtención o actualización de la licencia de funcionamiento para desarrollar su actividad, pero deben acreditar requisitos de diverso orden, de acuerdo con lo previsto en el Decretos 283 de 1990 y Decreto 353 de 1991.¹⁶ Actualmente el Ministerio verifica estos requisitos técnicos y se mantienen las multas previstas por incumplimiento, exceptuando la cancelación de la licencia de funcionamiento.

46. Interesa definir claramente el alcance de la obligación de servicio en relación con Ecopetrol. El Decreto Legislativo 2310 de 1974 otorgó a Ecopetrol exclusividad para ocuparse de la exploración y explotación de hidrocarburos directamente o por medio de contratos. El Decreto no menciona ni modifica lo dispuesto en el Código de Petróleos en relación con la refinación y el transporte por poliductos, con lo cual se deduce que la exclusividad se otorga solamente en relación con la exploración y explotación de hidrocarburos y no sobre las demás áreas de actividad económica de la empresa, por ejemplo, aquellas referidas a la producción (refinación), transporte y distribución de productos derivados de petróleo. Los estatutos de la empresa, más recientemente definidos en los Decretos 1209 de 1994 y 2933 de 1997, plantean de manera expresa lo siguiente: “Ecopetrol tiene por objeto administrar con criterio competitivo los hidrocarburos y satisfacer en forma eficiente la demanda de éstos, sus derivados y productos, para lo cual podrá realizar las actividades industriales y comerciales correspondientes directamente o por medio de contratos...”¹⁷

47. Los decretos mencionados, al ser de menor jerarquía legal que el Código de Petróleos y las leyes 39 de 1987 y Ley 26 de 1989, están subordinados a lo prescrito en las mismas. Por lo tanto, la función de Ecopetrol en relación con “*el abastecimiento eficiente de la demanda por los derivados de petróleo*” debe entenderse como una obligación conjunta y no como una obligación exclusiva o absoluta en cabeza de Ecopetrol. Es decir, la obligación de servicio está en cabeza de Ecopetrol y en los demás agentes privados en los que la ley delegó la prestación del servicio público de transporte y distribución. Adicionalmente, por mandato gubernamental y por estatutos, Ecopetrol debe ser eficiente en las labores relativas a producción, transporte y distribución de hidrocarburos y puede realizar las actividades relacionadas con éstos servicios de manera directa o mediante contrato con particulares. Por lo tanto, la obligación de abastecimiento de combustibles no está de manera exclusiva en cabeza de Ecopetrol sino que concurren en la obligación los

¹⁵ La Ley 39 de 1987 se refiere al transporte por medio de vehículos automotores. No menciona transporte por poliductos.

¹⁶ Concepto de la Oficina Asesora Jurídica del MME del 28 de octubre de 1998.

¹⁷ Decreto 1209 de 1994. Art. 5º

privados debidamente autorizados los cuales pueden ser sujeto de sanciones en caso de falla en el cumplimiento de la obligación de servicio.¹⁸

48. Las funciones de Ecopetrol relacionadas con el abastecimiento de combustibles, pueden ser evaluadas desde dos puntos de vista: a) desde el punto de vista de la producción y la comercialización de combustibles y sus actividades conexas, tales como el almacenamiento en terminales; b) desde el punto de vista del transporte.

49. La actividad de refinación es libre y no hay exclusividad en cabeza de Ecopetrol. En relación con la distribución, la ley le asigna a Ecopetrol la categoría “*Gran Distribuidor Mayorista*” pero no define claramente qué debe entenderse como tal. Podría entonces asimilarse a Ecopetrol como un distribuidor mayorista de “gran tamaño”, el cual, en tal carácter, debe reunir las mismas características de los demás distribuidores del mismo tipo, es decir, que a través de una planta de abastecimiento construida con el lleno de los requisitos legales, almacene y distribuya al por mayor combustibles derivados de petróleo. Igualmente puede ser un gran distribuidor encargado de abastecer - aunque no en forma exclusiva, en tanto hay libertad de importación y de refinación privadas- a los distribuidores mayoristas para que éstos desarrollen la función asignada por la ley. De hecho, Ecopetrol cumple las dos funciones.

50. Desde el punto de vista del transporte por poliductos, Ecopetrol, si bien no tiene la exclusividad, sí es, de hecho, la única empresa¹⁹. El transporte y sus actividades conexas, tales como el almacenamiento operativo, son fundamentales para garantizar el cumplimiento oportuno de los compromisos de abastecimiento.

51. El reglamento propone introducir límites a las funciones de Ecopetrol en relación con el comercio mayorista en zonas de influencia del SNTC²⁰. Igualmente, al garantizar la libertad de acceso permite la entrada en igualdad de condiciones de otros oferentes de producto distintos de Ecopetrol (importadores y refinadores privados). Desde el punto de vista de la función de transporte, el reglamento la fortalece, la independiza del resto de áreas de la empresa y busca convertirla en un agente neutral del mercado doméstico de combustibles.

2. La garantía de abastecimiento en un sistema de acceso abierto y descentralizado

52. Desde el punto de vista del reglamento y de la propuesta de declarar el sistema de transporte de acceso abierto, conviene evaluar los posibles problemas que pueden surgir al

¹⁸ La visión de Ecopetrol frente a la obligación de servicio puede resumirse en la siguiente frase: “Los volúmenes de terceros no sustituyen sino que complementan. Existe un compromiso de abastecimiento de Ecopetrol que se suple a través de la Refinería internamente. Es un compromiso por ley.” (Entrevistas realizadas por los consultores)

¹⁹ Excepto para poliductos que conectan los aeropuertos de Eldorado y Rionegro con las plantas de abastecimiento más cercanas.

²⁰ De acuerdo con la propuesta del reglamento, el Sistema Nacional de Transporte de Combustibles Derivados de Petróleo - SNTC-, es un conjunto de sistemas de transporte de combustible por poliductos que conecta sitios de producción, terminales marítimos y plantas de abastecimiento localizados en el territorio nacional.

establecer un sistema descentralizado de manejo de la oferta, de la demanda y de la operación del transporte. La pregunta sería: *Puede garantizarse el abastecimiento oportuno y a bajo costo de la demanda nacional por combustibles en un sistema de acceso abierto descentralizado y donde varios agentes privados y un agente público tienen responsabilidades frente al abastecimiento?*

53. Para garantizar el abastecimiento en el largo plazo, el sistema de abastecimiento debe responder a señales de precios y de escasez y ser el producto de decisiones descentralizadas y autónomas de los agentes económicos. Sin embargo, la propuesta del reglamento, establece un esquema mixto de transición. A la vez que busca clarificar las señales de precios del transporte con el fin de hacerlas consistentes con la decisión de avanzar en la desregulación de los márgenes de comercialización, el reglamento mantiene el requisito administrativo de mantener niveles mínimos de inventarios. La garantía de abastecimiento se traduce en los siguientes elementos en el reglamento:

- a) el sector privado, a través de su red de mayoristas y minoristas debidamente acreditados ante el Ministerio de Minas y Energía, abastecen y comercializan los combustibles y demás productos derivados de petróleo en el mercado nacional. Esta actividad, al ser un servicio público, requiere de los mayoristas contraer una serie de obligaciones con el Estado, entre las cuales se incluye la obligación de mantener acceso adecuado a capacidad de almacenamiento y mantener niveles de inventarios apropiados. El reglamento hace referencia a estas obligaciones
- b) en el mercado de influencia del Sistema Nacional de Transporte de Combustibles Derivados de Petróleo (STNC), Ecopetrol no podrá actuar en calidad de distribuidor mayorista pero podrá hacer acuerdos para promover el acceso de nuevos distribuidores mayoristas al uso de la capacidad de almacenamiento en terminales de propiedad de Ecopetrol.²¹
- c) Ecopetrol – Transporte tendrá la obligación de garantizar un servicio de transporte oportuno, eficiente y seguro a todos los remitentes, los cuales incluyen no sólo a los mayoristas sino a los importadores y a los refinadores públicos y privados. Será el responsable de coordinar las nominaciones de suministro y proveer información oportuna a los remitentes en relación con los requerimientos del servicio.
- d) en situaciones de emergencia que comprometan el abastecimiento de combustibles nacional o local, el Ministro de Minas y Energía declarará la emergencia. En estos eventos de emergencia, Ecopetrol – transportador podrá establecer prioridades de transporte, previa interrupción del ciclo normal de nominaciones.
- e) Ecopetrol – VRM continuará siendo el principal abastecedor del mercado nacional pero la regulación garantizará la libertad para que otros agentes privados puedan transportar sus productos refinados en el territorio nacional u ofrecer productos derivados de petróleo importados.²² Sólo en eventos de emergencia declarada o fuerza mayor,

²¹ En zonas alejadas o de frontera Ecopetrol - VRM podría desarrollar subsidiariamente y de manera transitoria funciones de Gran Distribuidor Mayorista, pudiendo contratar con terceros el desarrollo de estas actividades. Este punto no se desarrolla por no ser objeto del reglamento.

²² En un contexto de libre acceso al mercado internacional y de precios internos referidos al precio internacional, la decisión de importar o refinar es una decisión puramente económica y de rentabilidad. Los costos propios de producción y los internos y externos de transporte definen la diferencia entre una u otra fuente de abastecimiento.

Ecopetrol -VRM- podrá tener prioridad en el abastecimiento.

54. En resumen, en un contexto de desregulación del mercado de combustibles, el abastecimiento se garantiza vía instrumentos descentralizados y de mercado: señales de precios adecuadas, esquemas de regulación y tarificación del sistema de transporte de poliductos que reflejen los costos incrementales relativos, esquemas descentralizados de manejo de la oferta y de la demanda tales como el uso de nominaciones para el uso del sistema de transporte, libertad en el acceso tanto a la oferta como al transporte, reducción de barreras artificiales a la entrada en la comercialización de combustibles, eliminación de subsidios implícitos y cruzados entre actividades, etc. Todo esto encadenado a una regulación independiente, a la supervisión del Estado del cumplimiento de la normatividad y a la protección de la competencia y del consumidor.

55. Finalmente, tal como ya se expuso, sólo en condiciones declaradas de emergencia en el abastecimiento nacional y ante la imposibilidad de que lo hagan los agentes privados se requeriría de la Empresa Estatal prioridad en el abastecimiento y en consecuencia, en estas precisas circunstancias, se daría trato preferencial a la empresa estatal para que cumpla con el abastecimiento de emergencia. No obstante, aún en eventos de emergencia es posible exigir de los agentes privados colaboración y solidaridad por razones de necesidad pública, que se compensan con el reembolso de gastos extraordinarios que puedan causarse en situaciones como éstas²³.

D. Viabilidad de la separación de las actividades de refinación y transporte

1. Planeación y optimización de la producción en refinería

56. La optimización de la producción en refinería es resultado de un proceso de planeación corporativa de Ecopetrol, basado en un modelo de optimización sujeto a restricciones, sean éstas de origen externo o interno. El abastecimiento del mercado nacional se toma en cuenta como restricción y su cubrimiento es resultado de un ejercicio corporativo que compara las rentabilidades relativas entre las dos áreas más importantes de la empresa: la explotación y exportación de crudos y los márgenes de refinación.

57. Ecopetrol busca optimizar la ecuación de producción de refinería a través del Plan Operativo Global y del modelo de planificación PIMS (Process Industrial Modelling System) o de simulación de procesos industriales. El eje del proceso de planificación lo determina la relación entre el margen por exportaciones de crudo y el margen por refinación. Ecopetrol estima que la refinación arroja un margen positivo que puede variar entre un promedio de US\$2 y uno de US\$4/bl, según el tipo de producto y dependiendo si este margen se evalúa respecto de importaciones alternativas de combustibles o se toma como referencia la exportación de crudos a precios internacionales.²⁴ El Diagrama No.1

²³ De manera simétrica, los costos extraordinarios incurridos por la empresa estatal para abastecer situaciones de emergencia, deben ser identificados de manera separada y asumidos también como costo fiscal.

²⁴ Comparando costos de importación de GLP con refinación en Barranca y tomando en cuenta costos de transporte, Ecopetrol estima un margen de refinación aproximado de US\$4/bl; tomando en cuenta opciones de exportación de crudo de Cusiana (US\$ 21/bl WTI) y comparándolas con precios de venta de combustibles medios y gasolina, el margen de refinación promedio es de US\$2/bl.

synetiza el proceso de planeación y relación de cada una de las áreas de Ecopetrol con el modelo PIMS.

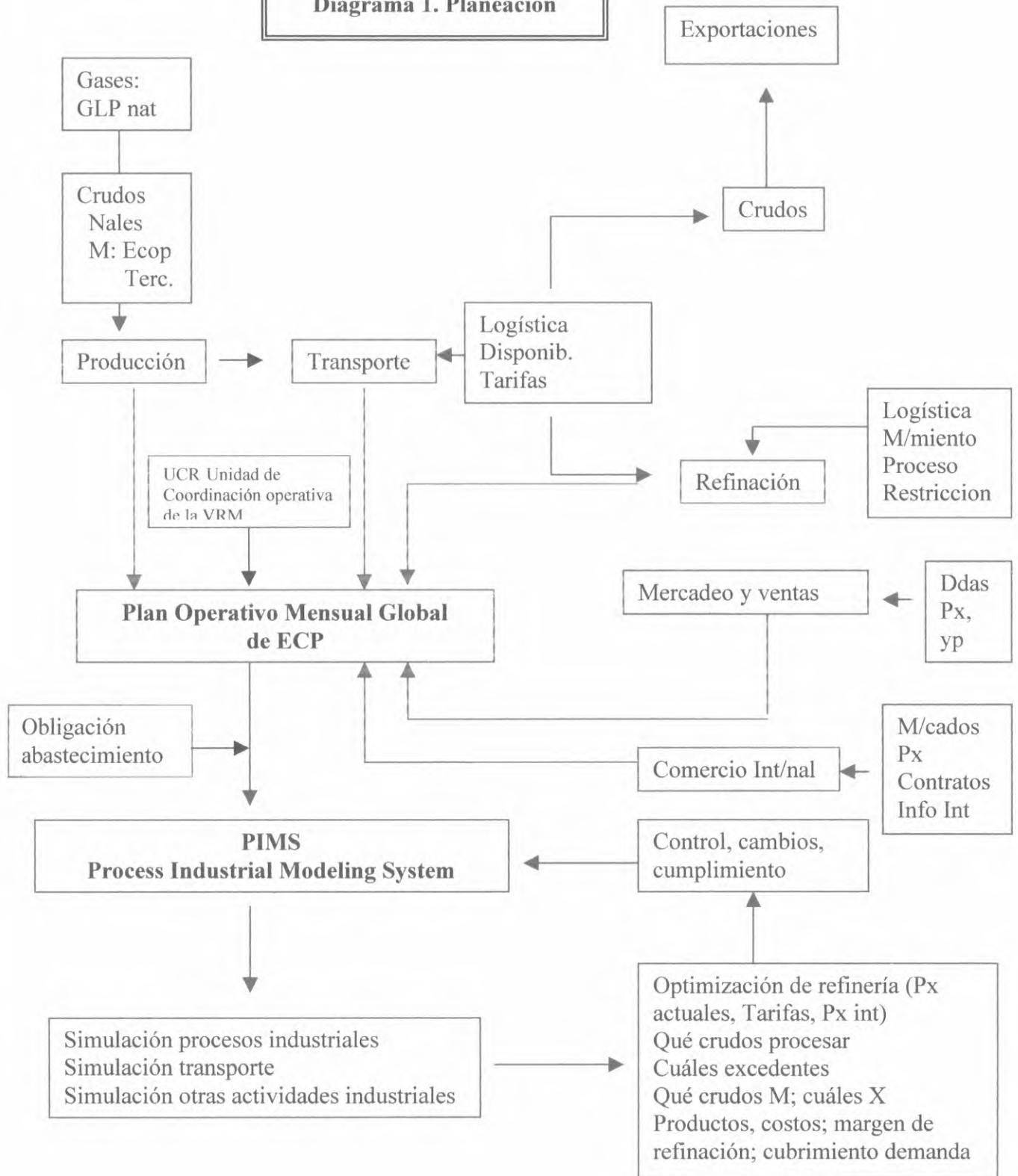
58. Cinco áreas de la empresa suministran información básica al proceso de planeación, institucionalmente representadas en el Comité de Suministros: producción de crudos, transporte, refinación, mercadeo y ventas y comercio internacional.²⁵ El Plan Operativo Mensual es el resultado de este proceso de coordinación y suministro de información básica de las diferentes áreas de la empresa. Es el insumo que alimenta el modelo de planeación PIMS. Es un proceso de planeación que comprende un plan mensual con dos meses en firme y un horizonte de seis meses - también se incluyen dos horizontes de producción a un año y a 10 años²⁶. El horizonte de planeación según el standard internacional comprende 3 meses de programación pero Ecopetrol estima que en Colombia se requiere un tiempo más amplio de planeación en razón a los factores externos ligados al orden público y a las restricciones internas (por ejemplo, laborales) o limitaciones logísticas (déficits en almacenamiento de refinería y en almacenamiento de distribución).

59. El Modelo PIMS compara y evalúa precios y opciones de importación y exportación de crudos y otros combustibles en el mercado internacional; ingreso al productor por venta de refinados, precios y demandas del mercado interno de combustibles medios y livianos; posibles restricciones en transporte y almacenamiento, tarifas y costos asociados; programas de mantenimiento en refinería y en instalaciones de transporte, etc. Al igual que mucha otra información que alimenta este proceso de planificación, el transporte y su información relacionada son parte de la programación de la producción de refinería descrita: las existencias de inventarios en los centros de consumo; los cupos de demanda asignados a cada centro de consumo; los productos en tránsito; los pedidos, los cuales se hacen en función de los porcentajes de mercado asignados a cada mayorista incluyendo un factor de seguridad y con base en una lista completa por producto y por centro de consumo. También se incluyen en la programación restricciones previstas en el transporte, mantenimientos, etc.

²⁵ Al Comité de Suministros pertenecen los Vicepresidentes de Producción, Refinación y Mercadeo, Comercio Internacional y Transporte. Planea el abastecimiento de combustibles con una proyección a un año y con una confirmación del abastecimiento para los dos meses siguientes. Traza directrices en relación con el abastecimiento. Se reúne cada mes y tiene también funciones operativas.

²⁶ El modelo considera restricciones dentro de estos plazos tales como la existencia de contratos de exportación e importación a doce meses y los precios internacionales de crudo

Diagrama 1. Planeación



60. Los escenarios de abastecimiento son datos de entrada y determinan, conjuntamente con la necesidad de mantener un margen positivo de refinación comparado con el margen obtenible por las exportaciones de crudo, los volúmenes de carga de crudos y las importaciones de combustibles que realiza Ecopetrol. Las metas de abastecimiento parten de estimar la demanda de medios (ACPM, Kerosene, Jet Fuel), productos básicos del primer estadio de refinación (“topping”). Una vez programada la carga de crudos se producen productos en proporciones fijas (GLP, diesel, jet fuel, petroquímicos y exportaciones) lo cual introduce restricciones a cambios posteriores en la programación de la producción en refinería.

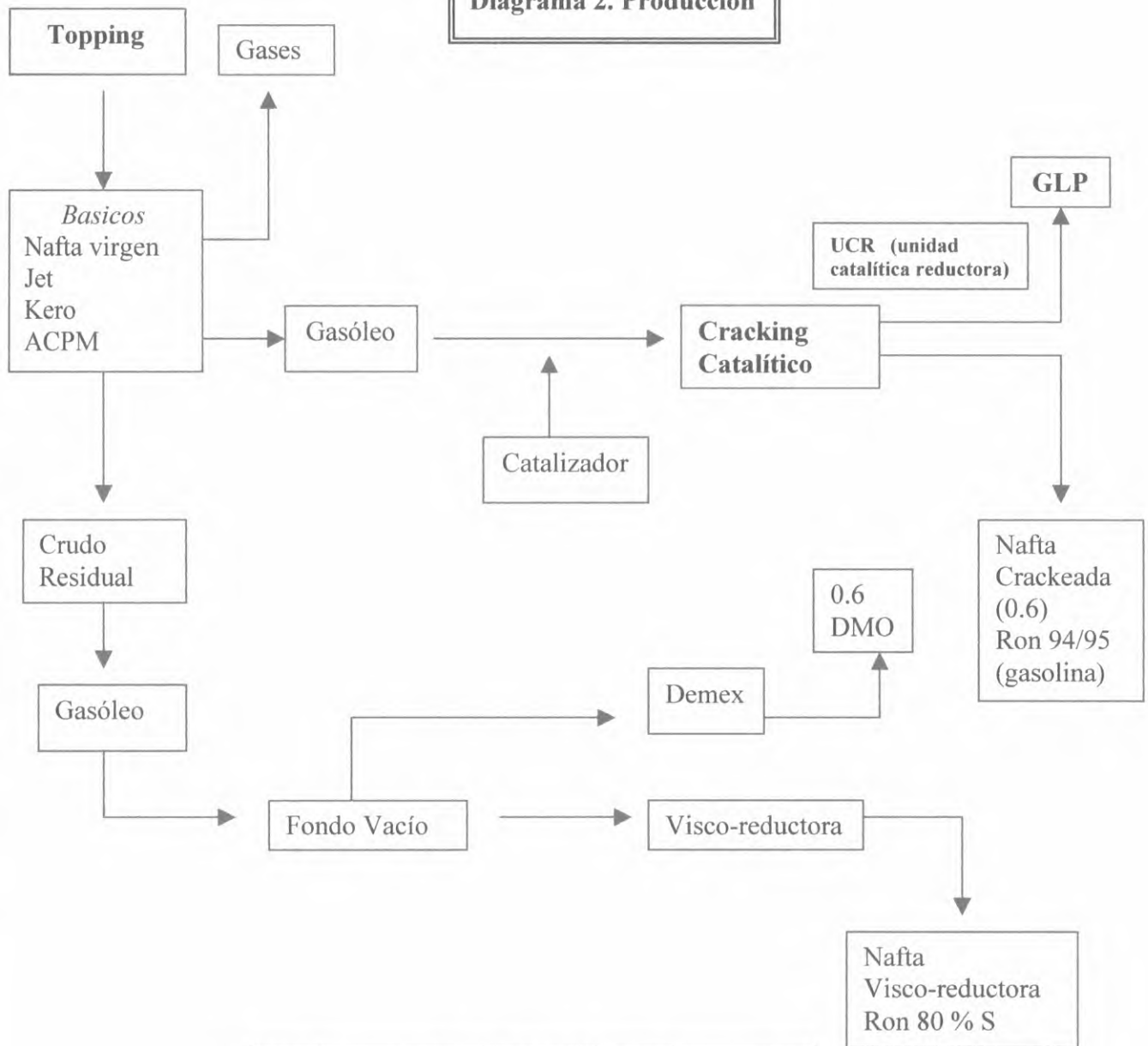
61. Se toman en consideración, otras restricciones, tales como subsidios al GLP, la necesidad de mantener un mínimo operativo en refinería y restricciones en la capacidad de los pozos de producción de crudo. Como resultado del modelo de optimización de la producción, se decide la programación final de la refinería y los volúmenes de crudo que se procesan en lugar de exportarse, las exportaciones e importaciones de crudos, cuáles productos se destinan al mercado interno tomando en cuenta la restricción de cubrimiento a la demanda nacional de combustibles, etc.

62. El Diagrama No. 2 ilustra la interdependencia en la producción de refinados. La gasolina es producto final de un proceso de desintegración catalítica (“cracking”) que toma como insumo el gasóleo, subproducto de la refinación de los destilados medios (acpm, nafta virgen, kerosene y jet). Esto explica que sea la demanda de medios la que guía la decisión de importar gasolina: una vez definida la producción de medios se determinan los volúmenes a producir de gasolina Ron 83. De acuerdo con el proceso de planeación previsto en el modelo, las importaciones requeridas son un residuo dentro del proceso de planeación de la producción de refinería: se importa gasolina Ron 86 y 94 para mezclar la gasolina de bajo octanaje (Ron 83) producida en refinería.

63. Según la visión corporativa de Ecopetrol y con el fin de optimizar la ecuación de producción en refinería, las exportaciones e importaciones y el almacenamiento deben cumplir un rol de amortiguador (“buffer”) que suple déficits previsibles en el abastecimiento y a cual tendrían acceso como residuo los nuevos refinadores e importadores, una vez definida la producción de refinería. De acuerdo a esta visión, Ecopetrol definiría la disponibilidad o cupo para importar y se asignarían los cupos de importación. Según la empresa, de importarse combustibles para abastecer el mercado nacional, por encima de las necesidades de la refinería, sería necesario reducir la producción de gasolina Ron 83 en refinería lo cual sacrificaría producción de medios.²⁷ Igualmente la empresa aduce limitaciones en la capacidad de refinación instalada: Cartagena sólo refina productos medios (capacidad 80.000 b/día); por el contrario, la refinería de Barranca con capacidad para 200 kBDC, produce GLP, gasolina, medios, pesados y combustóleo (en proporciones 0.1, 0.4, 0.3, 0.1-0.2, respectivamente).

²⁷ “Toda la demanda de este tipo de gasolina puede ser atendida con producción directa del CIB o podría ser atendida con producto importado, bien por parte de Ecopetrol o por parte del sector privado. La definición alteraría la logística del operación del CIB lo que significa que dependiendo del volumen y tipo de gasolina a importar, la Refinería de Barrancabermeja deberá cambiar su logística de proceso con el riesgo de no producir las necesidades de destilados medios, especialmente combustible de aviación” Comunicación 40400 de Ecopetrol al Ministerio de Minas y Energía. Vicepresidencia de Transportes. 1999

Diagrama 2. Producción



- ✓ Producción 90 KBD a 0.83 Ron
- ✓ Mezcla con M de r86; R94; R98
- ✓ Producto → regular R 86 y extra R94
- ✓ Demanda nacional:
120.000 kbd (R86) → (110.000) regular;
(10.000) extra; diesel (520 kbdc)
- ✓ Cracking catalítico → 1 bl crudo = 0.2 bls Nafta virgen (octanaje de 70) (bencina)

64. En un escenario de libertad de acceso al abastecimiento y al transporte, la optimización de la producción de refinería sería el resultado de una eventual competencia con otras opciones de abastecimiento, bien sea de origen nacional (refinadores privados), bien sea proveniente de importaciones directas de gasolina por agentes privados. Continuaría siendo, como lo es hoy, un ejercicio de evaluación de ventajas comparativas o de rentabilidades relativas implícitas ligadas con la exportación de crudos, la producción de un determinado volumen de medios con destino al mercado interno o a la exportación y el cubrimiento de la demanda nacional mediante la producción de gasolina de bajo octanaje mezclada con importaciones de gasolina de alta calidad.

65. En conclusión, no es claro por qué al entrar al mercado otras opciones de abastecimiento se desoptimiza la producción de refinería. Por el contrario, al entrar otras opciones a competir, se optimiza la producción de refinería por otra vía: será más el producto de las realidades de un nuevo mercado, más sensible a los precios y a la competencia y menos el producto de un ejercicio juicioso de planificación ordenada en un mercado protegido, que funciona con base en cuotas de producción. Eventualmente, la opción que se propone requiere de tiempo y de decisiones administrativas importantes para ser efectiva, pero su resultado no necesariamente es sub-óptimo.

2. Relación del transporte con el proceso de refinación

66. Aunque el transportador no es el dueño del producto tiene la responsabilidad final de abastecimiento entendida ésta como la de hacer llegar finalmente el producto al mercado. La programación del transporte es un resultado de la programación de refinería pero contiene también elementos independientes de la misma. Por ejemplo, existen restricciones propias de la operación y del transporte de líquidos algunas de ellas producto de la red existente, otras ligadas a la naturaleza misma de los líquidos que se transportan, los cuales deben seguir un orden en función de las distintas densidades.²⁸ Sin embargo, se transportan cantidades y combinaciones más o menos estables de productos.

67. Uno de los insumos de información más importantes que suministra el transporte se refiere al análisis y la evaluación de la demanda interna de combustibles y como subproducto, la demanda por transporte. El ejercicio de valoración de la demanda es más o menos predecible y es realizado directa y centralizadamente por Ecopetrol. Ecopetrol mantiene información diaria de inventarios y las asignaciones de combustibles por regiones o sitios de consumo responden a una regla de asignación basada en la estimación de la demanda global prevista por Ecopetrol y del porcentaje de participación de cada mayorista en el mercado. Este mecanismo de reparto no hace responsables a los distribuidores.²⁹

²⁸ Orden de los líquidos en el transporte: gasolina/acpm/kerosene/jet fuel/kerosene/acpm/virginioil /gasolina; GLP va entre gasolinas; la separación se hace por compresión. Dos líneas transportan GLP conjuntamente con otros líquidos (B/rranca – Bucaramanga; Sebastopol - Salgar – Cali. Existe una línea dedicada B/bermeja – Bogotá para transporte de GLP. Existen congestiones de transporte entre Sebastopol y Salgar, así como insuficiencia de almacenamiento operativo en la zona de Medellín.

²⁹ A raíz de las recientes medidas de fijación del precio interno con base en precios internacionales se ha afectado en alguna medida la tranquilidad anual de este sistema de reparto. Las expectativas frente al precio presionan los pedidos dependiendo de las expectativas frente al precio al inicio del mes. Esta respuesta es

68. El transporte es básicamente un “suministrador de información” que se entrega centralizadamente a los planificadores de la producción en refinería. Si se busca un sistema de transporte de acceso abierto, cabe hacerse la siguiente pregunta: puede descentralizarse el suministro de información de tal manera que ésta provenga de los mayoristas quienes son los que están en contacto directo con el mercado de distribución de combustibles?

69. La evaluación que se ha hecho permitió clarificar que la base técnica y operativa de la oferta (principalmente aquella proveniente de refinación) puede igualmente funcionar con un sistema descentralizado de suministro de información y permitir a su vez la programación oportuna del despacho de combustibles a través del sistema de transporte. No existe un impedimento de tipo técnico u operativo que no haga viable la separación de actividades. Es posible introducir mecanismos para conocer de antemano una estimación de la demanda por combustibles basada en las solicitudes de los distribuidores mayoristas, que permita realizar la programación independiente de refinería.

70. Se analizaron tres mecanismos alternativos para suministro de información tanto para la programación del transporte como para la de refinería: a) un mecanismo basado en nominaciones independientes por parte de los usuarios del sistema de transporte; b) un mecanismo institucional denominado Comité de Transporte y Abastecimiento, propuesto por versiones anteriores del proyecto de reglamento; c) mecanismos contractuales basados en la modalidad “take or pay”. A continuación se analizan estos tres mecanismos.

a) La propuesta del reglamento: mecanismo descentralizado de nominaciones

71. El reglamento propone introducir nominaciones de transporte y suministros por parte de los remitentes (mayoristas, refinadores, importadores). El transportador tendría a su cargo la consolidación y coordinación de ésta información, la cual sería uno de los insumos para la toma de decisiones en refinería y para la programación del transporte. El esquema de nominaciones permite establecer las secuencias de despacho de producto, definir las parcelas (“batches”) tomando en cuenta las restricciones de densidad mencionadas arriba e introducir sistemas automáticos de facturación y coordinación. El sistema sería similar al existente en gas natural y en el área de transporte de crudos (“área de negros”) donde ya se practica el sistema de nominaciones.

72. Las nominaciones son un sistema de recolección de información donde cada cliente nombra su demanda prevista y permite obtener datos sobre productos, cantidades, fuente del suministro, sitio de entrega y recibo, cliente remitente y receptor. El período de nominación que se propone en el reglamento se ha establecido de tal manera que tome en cuenta los compromisos de compraventa de crudo y productos en el mercado internacional con términos de 45 días y con un tiempo prudencial para obtener precios acordes con la situación real del mercado. Se consideró en el reglamento un período de nominación de dos meses mes con compromisos firmes para un período de un mes.

interesante. no necesariamente es un elemento negativo y demuestra un mercado incipiente con cierta elasticidad frente al precio.

73. Las nominaciones seguirán reglas estrictas con penalizaciones en caso de tardanzas en la nominación o cambios de último minuto e igualmente permitiendo el manejo de capacidad libre por parte del transportador con el fin de optimizar el uso de sistema. Permite establecer un sistema de renominaciones en caso de restricciones de transporte³⁰ o de producción y el manejo de sobrenominaciones mediante asignación a prorrata con base en el uso histórico de la capacidad por el remitente. Todo cambio en las nominaciones es aprobado por quien es afectado (mayorista, refinador, importador). El sistema funcionaría dentro de un esquema de transportador común (“common carrier”) y presume la existencia de un transportador y operador independiente de la refinería o demás actividades corporativas de la entidad.³¹

74. El sistema de nominaciones se implementaría gradualmente, previo un reglamento detallado definido por Ecopetrol, discutido al interior de la industria y aprobado por el Ministerio de Minas como autoridad de regulación.

b) La propuesta de crear un mecanismo centralizado: el Comité de Abastecimiento y Transporte

75. No parece existir consenso entre los mayoristas en relación con la conveniencia de las nominaciones. Para los mayoristas, el sistema actual de cuotas según porcentaje de participación en el mercado tiene sentido y es un criterio racional que ha funcionado. Consideran que, dada la naturaleza del mercado, salirse de los promedios es difícil.³² Se ha propuesto alternativamente, organizar un Comité de Abastecimiento y Transporte como sustituto del sistema de nominaciones. El Comité sería activo en la planificación de refinería y la producción de combustibles y en él participarían representantes de la UPME, los mayoristas, refinadores privados y Ecopetrol (refinería, transporte y comercio internacional). Los mayoristas encuentran atractiva la participación en el mismo para ponerse de acuerdo con el operador del transporte y el refinador en relación con los planes de producción y transporte y definir factores de reclamación respecto de los mismos. El Cuadro No. 2 resume los elementos esenciales de la propuesta.

76. Al Comité propuesto se le asignarían algunas de las funciones y objetivos que ya cumple el Comité de Suministros que existe actualmente en Ecopetrol donde participan las Vicepresidencias de Refinación y Mercadeo, Comercio Internacional, Producción y Transporte.³³ La propuesta supone ampliar el Comité actual con miembros del sector privado (refinadores, importadores y mayoristas).

³⁰ Existen ciertos tramos de la red que tienen con restricciones. Por ejemplo, Sebastopol – Dorada es un tramo congestionado

³¹ Ver sección IV con mayor detalle sobre este procedimiento

³² Lo cual es entendible si se tiene en cuenta que el sistema de precios no ha funcionado como señal y lo que funciona es un sistema basado en cantidades asignadas mediante cuotas.

³³ Ver sección II.D.1

Cuadro No. 2**Comité Nacional de Transporte y Abastecimiento****Propuesta en discusión****Objetivo**

- ✓ Definir el Plan de Abastecimiento del país asegurando la continuidad, regularidad, igualdad, libre acceso y generalidad de los servicios de transporte.

Funciones

- ✓ Analizar, aprobar y controlar el cumplimiento de los planes de producción e importación a corto y mediano plazo para garantizar el abastecimiento de combustibles al país, la importación de faltantes de combustibles para el mercado nacional y la logística del transporte de combustibles. El plan de abastecimiento incluye la definición del balance de productos, planes de producción, cargas, transporte, almacenamiento e importaciones;
- ✓ Pronosticar la demanda de combustibles que servirá como base para la programación del Sistema Nacional de Transporte;
- ✓ Aprobar lineamientos volumétricos y estratégicos para el plan anual de expansión del Sistema Nacional de Transporte;
- ✓ Aprobar los reglamentos o manuales de Operación, Conexión, Reclamos y Medición del Sistema de transporte de combustibles;
- ✓ Diseñar y adoptar mecanismos para asegurar el cumplimiento de los acuerdos y el Reglamento de Operación y aplicar medidas correctivas;
- ✓ Mantener actualizado el inventario de activos y/o elementos que conforman el Sistema Nacional de Transporte de Combustibles;
- ✓ Informarse acerca de los planes de contingencia o acciones logísticas requeridos para enfrentar situaciones anormales en los aspectos laboral, de operación, de mantenimiento o de seguridad.

Conformación

- ✓ Dos (2) participantes del área de transporte de Ecopetrol.
- ✓ Un (1) Participante por cada Refinería local que se encuentre conectada al sistema de poliductos.
- ✓ Dos (2) participantes de usuarios del sistema de transporte de combustibles por poliductos.
- ✓ Un (1) participante de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME *con voz pero sin voto.*

77. El Comité desarrolla múltiples funciones, lo cual es un aspecto que se considera inadecuado. Tiene un rol importante como *planificador* del sector a mediano y largo plazo en la medida en que definiría el Plan Nacional de Abastecimiento del país³⁴, pronosticaría la demanda de combustibles y desarrollaría funciones relacionadas con el Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transporte. Igualmente, tendría a su cargo funciones propias de una *autoridad de regulación*, en la medida en que aprueba y vigila en cumplimiento de los reglamentos de Operación, Conexión, Reclamos y Medición. Finalmente, desarrollaría *funciones operativas* relacionadas con el planeamiento del abastecimiento a corto plazo, la definición de balance de productos, planes de producción y de cargas, transporte y almacenamiento, planes de contingencia para enfrentar situaciones anormales de tipo laboral, operativo, mantenimiento y seguridad, etc.

78. Actualmente, estas funciones se desarrollan en su gran mayoría por Ecopetrol. Dado el escaso desarrollo del marco regulador del sector, la empresa estatal ha llenado el vacío en la regulación y ha asumido a su vez el rol de regulador. La propuesta de este reglamento, la cual se explica en el aparte siguiente, busca especializar las labores de regulación en el Ministerio y en otras Autoridades y excluir de Ecopetrol el desarrollo de funciones de regulación sectorial. No creemos conveniente que el Comité, donde participan las empresas y personas a ser reguladas (sector privado y Ecopetrol), asuma a su vez funciones propias de las autoridades. Eventualmente en estadios más avanzados de desarrollo del sector puedan considerarse modalidades institucionales de autoregulación de la industria. Pero en esta coyuntura, donde se busca empezar el proceso de desregulación del sector y darle cabida a mayor iniciativa privada, es inconveniente.

79. En relación con las funciones de planificación, cabe distinguir dos niveles: las relacionadas con la expansión del transporte y las relacionadas con el abastecimiento. Es cierto que la expansión de refinería está ligada a la expansión del transporte pero tienen cierto grado de independencia en la medida en que pueden preverse otras fuentes de abastecimiento y comercialización (posibles refinerías privadas, importaciones y exportaciones) y existen nuevas zonas interconectables a futuro (localidades al sur de Yumbo, por ejemplo). Pese a que el reglamento permite libre inversión privada en transporte por poliductos y en refinación, a corto y mediano plazo las decisiones de expansión y reforzamiento de la red van a depender críticamente de Ecopetrol. No es de esperar que los intereses de los agentes privados y los de la empresa estatal estén siempre alineados en la misma dirección en relación con la expansión del transporte. Las decisiones de inversión en transporte pueden ir en contravía del interés privado de desarrollar la importación de combustibles o la refinación independiente.³⁵

³⁴ Actualmente este Plan de Abastecimiento lo coordina el Comité de Suministros de Ecopetrol y lo implementa la Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo con participación de la Vicepresidencia de Transportes, siguiendo el modelo PIMS y el procedimiento que se describió en párrafos anteriores.

³⁵ Por ejemplo, una política que busque promover importaciones privadas requeriría reforzar el almacenamiento y los poliductos que tienen acceso a los puertos de entrada. Por ejemplo, actualmente se requiere capacidad de almacenamiento en Pozos Colorados y reforzamiento de bombes en el Poliducto Pozos Colorados – Barranca para garantizar pleno uso de la capacidad nominal actual del ducto (105 kbdo), la cual esta efectiva en sólo 35 kbdc. Igualmente, Ecopetrol en otras oportunidades ha reclamado exclusividad en el uso del poliducto Buenaventura – Yumbo y sólo subsidiariamente permitió acceso de otros agentes

80. No es claro que el Comité sea el instrumento adecuado para resolver este tipo de controversias en relación con la planificación de la expansión del transporte. La propuesta del reglamento es la de referir a la UPME la validación previa del Plan de Expansión de la Sistema Nacional de Transporte (SNTC) el cual someterá Ecopetrol - Transporte para aprobación de las tarifas de acuerdo con los procedimientos establecidos en el reglamento. Como aspecto fundamental, el Plan de Expansión del Transporte debe tener como base un Plan Nacional de Abastecimiento de Combustibles que tome en cuenta las estrategias de abastecimiento del mercado nacional de combustibles a mediano y largo plazo e incluyendo no sólo los planes de expansión de Ecopetrol sino los de los agentes privados.³⁶

81. En relación con los poliductos privados, el reglamento compatibiliza lo definido en el Código de Petróleos, donde se garantiza la libertad para construir poliductos de iniciativa privada tanto para uso privado como para uso público. Toda persona que proyecte emprender la construcción de un poliducto privado de uso público debe solicitar aprobación de la tarifa de transporte correspondiente. La UPME validará previamente la inversión proyectada. El Plan de Inversión, una vez validado por la UPME, será sometido por el inversionista a la Autoridad de Regulación para la aprobación de las tarifas de transporte respectiva.³⁷

82. Las decisiones de abastecimiento con un horizonte de corto plazo (seis meses), se propone que sean coordinadas y definidas mediante el procedimiento propuesto de nominaciones, el cual se esbozó en párrafos anteriores y se desarrolla en detalle posteriormente en este documento. Igualmente, el reglamento incluye como documento anexo y complementario, un Reglamento de Operación del Servicio Público de Transporte de Combustibles por Poliductos el cual contiene el detalle de las reglas y procedimientos para la conexión, acceso y uso de los sistemas de transporte y da cuenta de aspectos operativos, contingencias, reclamos, conexiones y mediciones. Este Reglamento de Operación será preparado por los transportadores y aprobado por la Autoridad de Regulación, previa discusión con los remitentes.

83. En conclusión, en la propuesta de reglamento no se incluye el Comité Nacional de Transporte y Abastecimiento por no considerarse apropiado. Por el contrario, es viable un sistema de transporte de acceso abierto, cuyas funciones operativas y de abastecimiento se realicen de manera descentralizada mediante el mecanismo de nominaciones. También es factible, técnica y operativamente, separar las actividades de producción en refinería y la comercialización de las actividades propias del transporte. Se pueden programar independientemente por el transportador las parcelas o "batches" de combustible que se van a transportar, con base en la nominación que se haga por los remitentes.

privados. Existe el proyecto de redireccionar el flujo Yumbo-Buenaventura lo cual introduciría dificultades operativas para operarlo en sentido contrario, dificultando las importaciones de Buenaventura.

³⁶ Visión de Ecopetrol respecto de la expansión: "La responsabilidad por la expansión del sistema de poliductos es un asunto que compete a Ecopetrol quien debe definir las prioridades de expansión en la medida en que sea rentable como negocio o se necesite para sus negocios. El proceso de aprobación de la inversión en poliductos debe hacerse a través de la Junta Directiva de Ecopetrol"

³⁷ Artículos 189 y ss del Decreto Legislativo 1056 de 1953.

84. Ecopetrol tiene de hecho posición dominante en el sector de combustibles y su ejercicio o los eventuales abusos de la misma, no pueden prevenirse mediante la conformación de un Comité con múltiples y contradictorias funciones que cuente con la participación de todos los agentes del sector. Lo que se requiere es el montaje de una estructura coherente y separada de regulación, vigilancia y protección de la competencia y del consumidor, que favorezca la entrada de nuevos agentes privados en el sector y permita el desarrollo de la iniciativa empresarial de los incumbentes. Igualmente, a corto plazo, se requiere favorecer la conformación de un sistema de transporte fuerte pero neutral e independiente que promueva igualdad de trato a todos sus usuarios y restringir la actuación de Ecopetrol en áreas donde el sector privado ya viene actuando de manera vigorosa o donde puede invertir asumiendo riesgos comerciales.

c) Mecanismos contractuales basados en la modalidad "take or pay"

85. Se consideró la posibilidad de establecer un esquema descentralizado de ampliación de la capacidad de transporte, similar al utilizado en gasoductos, en el que los usuarios definen su demanda de transporte a largo plazo, el transportador establece un plan de expansión que satisface esa demanda en forma eficiente y los usuarios reservan la capacidad de transporte que necesitan por medio de contratos de transporte a largo plazo con compromiso de pago por la capacidad reservada, tipo "take or pay". La capacidad reservada por los usuarios les otorga prioridad en el uso de los poliductos, de tal forma que en el caso que exista congestión en algún tramo (demanda superior a la capacidad disponible), la restricción se satisface dando prioridad a los contratos con reserva de capacidad y ajustando aquellas solicitudes de transporte que estén por encima de la capacidad reservada.

86. Tal como lo demostró la experiencia en el sector de gas natural, éste esquema basado en contratos "take or pay" resulta en un uso ineficiente de la capacidad de transporte disponible, a menos que se complemente con otros mecanismos que añaden, en este caso, complejidad innecesaria. La capacidad contratada usualmente no coincide con la demanda real y no se aprovecha toda la capacidad disponible, a menos que se establezca un mercado secundario de capacidad de transporte en que los usuarios puedan negociar sus sobrantes de capacidad reservada. Además, sería necesario establecer tarifas de transporte que distingan entre el volumen y la capacidad de tal forma que se definan cargos independientes para la capacidad reservada y el volumen transportado. Estas complejidades solamente se justifican cuando existen usuarios con patrones de consumo diferentes, algunos con fluctuaciones pronunciadas en la demanda, las cuales exigen contar con una capacidad de transporte disponible pero con baja utilización. También, cuando hay diversas fuentes de suministro, existe el riesgo de que algunos tramos de la red de transporte queden con baja utilización cuando una fuente deja de ser competitiva.

87. En el caso del sistema de poliductos no hay patrones de consumo sustancialmente diferentes entre los distribuidores mayoristas ni fluctuaciones pronunciadas en la demanda. Solamente en el caso de las líneas de poliducto desde terminales marítimos se da el caso de patrones de consumo especiales que responden a las necesidades de mantenimiento o contingencias en las refinerías del interior. En este caso buena parte de la capacidad de transporte tiene una función estratégica y se utiliza esporádicamente. Es, por ejemplo, el

caso de los poliductos Pozos Colorados – Barranca y Buenaventura – Yumbo. Por lo tanto, sólo en éste caso, se justificaría eventualmente establecer cargos de transporte por capacidad (por ejemplo, un cargo mensual en miles de pesos por la reserva de capacidad de mil barriles por día calendario), de tal forma que los usuarios que necesiten reservar capacidad se responsabilicen por los costos fijos de transporte que ocasionan, independientemente del volumen transportado.

E. Definición de las funciones del Estado respecto del mercado de combustibles y del transporte

88. Es necesario introducir un esquema de regulación económica que garantice el acceso y permita estructurar un sistema de precios eficiente, lo cual requiere la definición clara de los roles que debe asumir el Estado en el proceso de desregulación. El Estado debe fortalecer su capacidad para desarrollar de manera independiente y tecnificada de las funciones que se explican a continuación.

1. Desarrollo de la capacidad de regulación

89. Es necesario especializar y tecnificar el ejercicio de la regulación del sector. Esto significa dos cosas: creación de un organismo independiente de regulación, con carácter técnico y la definición de reglas claras de juego para los participantes, tanto privados como públicos.

90. El objetivo de vincular al sector privado en un contexto de reglas claras y de neutralidad en el acceso a las instalaciones esenciales de transporte, requiere la especialización y la tecnificación del ejercicio de regulación. La regulación de este servicio no deja de tener complejidades técnicas similares a las que tiene la regulación de otras actividades en el sector de energía. Además de calidad técnica se requiere garantizar la independencia en el ejercicio de la regulación con el fin de evitar la captura por parte de un sector o la existencia de sesgos que favorezcan a uno u a otro participante del sector en detrimento de los otros.

91. La regulación del sector y la definición de políticas está actualmente en cabeza del Ministro de Minas y no es legalmente delegable. Además el jefe de la cartera obra como Presidente de la Junta Directiva de Ecopetrol. Surgen dificultades con este esquema ya que consolida en cabeza del Ministro múltiples roles, los cuales pueden entrar en conflicto. Dada la importancia de la empresa estatal y su influencia decisiva para el sector, la toma de decisiones en aspectos relacionados con la regulación eventualmente pueden afectar el interés de la empresa e incluso los intereses de su dueño, la Nación.

92. Actualmente, se discute en el Congreso el Proyecto de Ley No. 165 de 1999 por el cual se crea la Comisión de Regulación de Refinación, Transporte, Distribución y Comercialización de Combustibles Derivados de Petróleo. En ésta Comisión tendrían asiento, además de los Ministros de Minas y de Hacienda y del Jefe de Planeación, representantes de los distribuidores mayoristas, de los minoristas y de los distribuidores de GLP y contaría con tres expertos comisionados de dedicación exclusiva. La Comisión

tendría una amplia gama de funciones en relación con la refinación, transporte y comercialización de derivados de petróleo, incluyendo no sólo la regulación sino actividades de planificación, autorización de importaciones, fijación de metodologías y cálculo de sobretasas impositivas relacionadas con el sector.

93. El concepto detrás del proyecto es inadecuado no sólo porque hace una mezcla de gran cantidad de funciones en un solo organismo sino porque involucra en la toma de decisiones de regulación a los comercializadores, quienes son precisamente algunos de los agentes cuya actividad será objeto de decisiones de regulación. Además, duplicaría institucionalmente funciones que corresponden a otras áreas del Ministerio y significa la creación de un ente burocrático más.

94. La propuesta del reglamento busca proponer un esquema alternativo que sin ser totalmente satisfactorio pueda por lo menos favorecer un análisis más técnico e independiente del ejercicio de la regulación. Se proponen varias opciones, las cuales se reconoce que no son enteramente adecuadas, en razón a las restricciones legales: a) delegar en la CREG el apoyo técnico; el equipo de expertos sometería los temas a discusión de la Comisión; las decisiones serían tomadas mediante Resoluciones Ministeriales y no por resoluciones de la CREG por existir restricción legal; b) delegar en la UPME el apoyo y la discusión del tema técnico; adopción de las decisiones por vía de Resoluciones Ministeriales; c) conformar un equipo técnico especializado al interior del Ministerio y dirigido por el Viceministro, que apoye técnicamente las decisiones del Ministro³⁸; d) conformar una Comisión independiente con participación de Hacienda y Planeación y dos expertos de dedicación exclusiva; e) solicitud oficial por parte del Gobierno para modificar el proyecto de Ley en trámite y asignar por ley las funciones de regulación a la CREG.

95. Ninguna de las opciones es enteramente satisfactoria. A continuación se evalúan algunas dificultades de las opciones planteadas.

- a) Actualmente la CREG es la entidad a cargo de la regulación del GLP lo cual representa una de las ventajas de ésta opción; existen desventajas al concentrar un gran poder decisorio en una Comisión que ya tiene una agenda recargada. Además, la tarificación del transporte de crudos está en cabeza del Ministerio. Los crudos son factor correlacionado y complementario muy importante en el tema de refinación y de producción de derivados;
- b) Esta propuesta agregaría funciones de regulación a las actuales funciones de la UPME en relación con la planeación del abastecimiento y el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. Estas dos últimas funciones son importantes para el desarrollo del sistema de transporte de acceso abierto que se propone en el reglamento, en tanto sería la UPME la entidad encargada de validar los planes de expansión del transporte y modelar las proyecciones de demanda por combustible, actividades que por tener implicaciones tarifarias obvias, requieren ser realizadas de manera independiente. Sin embargo, puede explorarse mejor la inconveniencia o los beneficios de mezclar estas dos funciones en un primer estadio de la reforma propuesta para el sector;

³⁸ Sería un equipo técnico independiente de la División de Hidrocarburos ya que sobre esta División recaen, de acuerdo con la propuesta del reglamento, funciones de vigilancia y control.

- c) Esta propuesta es viable aunque requiere erogaciones presupuestales y la garantía de un equipo asesor fuerte técnicamente. Presenta riesgos en la medida en que puede ser fácil la “captura” del equipo por parte de intereses diversos del sector (“lobby” sectorial), el cual es fuerte.
- d) Esta propuesta requeriría de ley, ya que legalmente no se podría hacer uso de las facultades ordinarias del presidente para crear una comisión de carácter independiente en la Administración Pública. Sería una opción que básicamente reviviría la vieja Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural.
- e) Esta última opción tiene la desventaja relacionada con los riesgos propios de todo proyecto de Ley (incertidumbre frente al producto final) y somete nuevamente a discusión del Congreso todo el esquema institucional de regulación de los servicios públicos domiciliarios, lo cual puede ser altamente inconveniente.

96. El reglamento propone adoptar la opción c) como opción transitoria en espera de eventuales desarrollos legales de los proyectos presentados al Congreso. Podría evaluarse por parte del Ministerio la viabilidad de la opción e) para asignar legalmente las funciones de regulación del sector de combustibles a la CREG.

2. Desarrollo del Marco Regulatorio del Sector

97. Deben distinguirse dos niveles en el diseño de las reglas del sector: a) aquellas relativas al diseño de un marco regulatorio general para el sector, que incluye no sólo las actividades de transporte sino también unas reglas mínimas en relación con la comercialización y la distribución, los remitentes y sus calidades y garantías, responsabilidades de los participantes en el sector y desarrollo de una estructura de regulación, fiscalización, defensa de la competencia y defensa del consumidor. El diseño de reglas para el acceso abierto del sistema de transporte es la parte más importante de este marco de regulación; b) el diseño de un reglas operativas detalladas o lo que se denomina “Reglamento de Operación del Servicio Público de Transporte de Combustibles por Poliductos” que detalla las reglas de conexión, medición, facturación y operación del sistema de transporte, el cual debe seguir las definiciones generales del marco de regulatorio que se viene proponiendo.

98. La Ley 26 de 1989 establece sanciones en relación con transgresiones a la normatividad del sector. Las sanciones incluyen amonestación, multas hasta diez salarios mínimos, suspensión del servicio hasta por 10 días. Estas sanciones se incorporan al reglamento. Existe limitación legal para imponer las mismas sanciones al transportador en caso de posibles incumplimiento de sus obligaciones respecto del reglamento.

3. Desarrollo de la capacidad de supervisión

99. La supervisión se realiza a tres niveles: a) verificación del cumplimiento de los reglamentos asociados al servicio, incluyendo las prescripciones tarifarias y en general todos los compromisos contraídos en virtud de la ley y los reglamentos; b) verificación del cumplimiento de estándares ambientales, en lo que no corresponda al Ministerio de Medio Ambiente; c) verificación del cumplimiento de normas de calidad y seguridad. Estas

funciones se asignan en el reglamento a la División de Hidrocarburos. Sería igualmente encargada de dar el concepto técnico preliminar a la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía quien aplicará las sanciones correspondientes en caso de transgresión de las normas arriba mencionadas.

100. Para el cumplimiento de estas funciones, la División de Hidrocarburos ampliaría sus funciones, actualmente relacionadas con la verificación de cumplimiento de requisitos técnicos, para incorporar en sus labores aspectos correspondientes a supervisión del cumplimiento de las metodologías y niveles tarifarios, cumplimiento de planes acordados de expansión y abastecimiento. Es decir, realizar supervisión integral del cumplimiento del reglamento.

4. Desarrollo de la capacidad de planeación

101. Ya se hizo referencia extensiva en el aparte anterior al papel de la UPME en relación con los planes de expansión del transporte y el Plan Nacional de Abastecimiento de Combustibles.³⁹

5. Mecanismos para la solución de conflictos

102. Es necesario definir mecanismos de solución de conflictos. Los contratos entre agentes son un instrumento que permite definir las condiciones para resolución de las disputas que surjan en desarrollo de los mismos y en torno a aspectos ligados al uso del sistema de transporte y abastecimiento. Los contratos pueden contener instrumentos alternativos para solución de disputas, que incluyan incluso el arbitraje, la mediación de amigables componedores, etc. La Autoridad de Regulación actuaría sólo como última instancia en la solución de conflictos, una vez agotadas las etapas de negociación bilateral y los mecanismos alternativos.

6. Protección de la competencia y del consumidor

103. Básicamente orientada a la defensa de la competencia, del consumidor y prevenir abusos de los agentes del sector de combustibles. Esta actividad se adelantaría de acuerdo con las normas generales aprobadas para todos los sectores de la actividad económica y por las entidades encargadas de estas funciones en los demás sectores de la economía. De acuerdo con el Decreto 2153 de 1992, la Superintendencia de Industria y Comercio tendrá a su cargo las funciones relativas a la protección del consumidor y la vigilancia, control y sanción respecto de prácticas comerciales restrictivas relacionadas con los servicios objeto de este reglamento.

7. Tipificación de conductas contrarias a la libre competencia

104. De acuerdo con el Decreto 2153 de 1992, el reglamento tipifica las conductas que se consideran contrarias a la libre competencia en el acceso al Sistema Nacional de Transporte y cuándo se incurre en conductas que constituyen abuso de posición dominante. El

³⁹ Ver página 26

Reglamento cita de manera explícita las cláusulas 47, 48, 50, 51, 52 del mencionado decreto. Se aplican igualmente las excepciones contenidas en el artículo 49 del mismo decreto. El cuadro No. 3 contiene un resumen de las conductas tipificadas en el mencionado decreto.

Cuadro No. 3

Decreto 2153 de 1992

Acuerdos contrarios a la Libre Competencia

Son los que tengan por objeto o tengan como efecto:

- ✓ la repartición de mercados entre productores o entre distribuidores
- ✓ la asignación de cuotas de producción o de suministro
- ✓ la asignación, repartición o limitación de fuentes de abastecimiento de insumos productivos
- ✓ abstenerse de producir un bien o servicio o afectar sus niveles de producción

Actos contrarios a la libre competencia

- ✓ influenciar una empresa para que incremente los precios de sus productos o servicios o para que desista de su intención de rebajar precios
- ✓ negarse a vender o prestar servicios a una empresa o discriminar en contra de la misma cuando ello pueda entenderse como una retaliación a su política de precios

Abuso de posición dominante

- ✓ disminución de precios por debajo de los costos cuando tengan por objeto eliminar competidores o prevenir la entrada o expansión de estos
- ✓ la aplicación de condiciones discriminatorias para operaciones equivalentes, que coloquen a un consumidor o proveedor en situación desventajosa frente a otro consumidor o proveedor de condiciones análogas
- ✓ la venta a un comprador en condiciones diferentes de las que se ofrecen a otro comprador cuando sea con la intención de disminuir o eliminar la competencia en el mercado
- ✓ los que tengan por objeto o tengan como efecto subordinar el suministro de un producto o la aceptación de obligaciones adicionales, que por su naturaleza no constituyen objeto del negocio

8. Simplificación de trámites

105. En un sector sobrerregulado generalmente se encuentran gran cantidad de normas y requisitos previos que dificultan artificialmente el acceso al sector. En la medida en que el sector privado asuma mayores riesgos de mercado, se fortalezca la regulación y la capacidad de supervisión, se disminuye la necesidad de definir principios y autorizaciones previas para la entrada de nuevos jugadores mayoristas incluyendo importadores. El proyecto de reglamento propone la simplificación de algunos trámites definidos como reglamentación del Decreto Legislativo 1056 de 1953 o código de Petróleos. En particular, el Reglamento reglamentaría las disposiciones del Código en relación con los trámites requeridos a las personas que proyecten emprender la construcción de poliductos de uso público.⁴⁰

⁴⁰ Se reglamentarían los artículos 45 a 54 del Código de Petróleos

III. REGULACION DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

106. La red nacional de transporte por poliductos está conformada por un poliducto aislado que conecta la refinería de Cartagena con Barranquilla, los poliductos Pozos Colorados-Galán y Buenaventura-Yumbo que sirven para transportar hacia el interior productos importados que se descargan en los terminales marítimos, y la red de transporte del interior que conecta la refinería de Barranca con los principales centros de consumo en el interior (ver diagrama A-1 y A-2). Adicionalmente, el GLP se transporta por líneas dedicadas desde Barranca hasta Bogotá y por la red de poliductos a otras ciudades del interior.

107. La red de transporte existente y las ampliaciones en proceso de construcción son suficientes para atender la demanda prevista hasta la segunda mitad de la década 2000-2010, excepto por ampliaciones menores en los tramos Galán-Bucaramanga, Gualanday-Neiva y Sebastopol-Medellín que se requieren antes de esa fecha. La ampliación más importante en etapa de construcción es el poliducto Sebastopol-Tocancipá, el cual establece otra ruta para abastecer a Bogotá y alivia la carga de transporte por el poliducto Puerto Salgar-Mansilla, única fuente de suministro para esta área.

108. La proyección de los volúmenes transportados para los próximos años⁴¹ muestra un uso bastante uniforme de los diferentes tramos, con factores de utilización (relación entre el volumen promedio diario y la capacidad máxima) que varían entre 60% y 80%, con excepción de las líneas desde los terminales marítimos, que tendrían un factor de utilización bajo, especialmente la línea Buenaventura-Yumbo (ver resumen en Tabla 2 y detalles en Tablas A-1 y A-2). La baja utilización del poliducto Buenaventura-Yumbo refleja una tendencia a reducir su uso debido al alto costo de la importación de combustibles por la costa pacífica y del cabotaje de combustibles desde la costa atlántica con relación al costo incremental de transporte por la red del interior. Por otra parte, el volumen transportado por la línea Pozos Colorados-Galán es muy sensible a las ampliaciones en la capacidad refinadora en el interior y a las decisiones sobre importación de combustibles. Por ejemplo, la construcción de la refinería de Sebastopol y la posible ampliación de la capacidad de la refinería en Barranca dejarían sin uso este poliducto por varios años.

109. Las decisiones de inversión en ampliaciones de la capacidad de transporte se sustentan en un plan de expansión preparado por Ecopetrol que toma en cuenta en forma conjunta la ampliación de la capacidad de refinación y de transporte y las oportunidades de importar o exportar petróleo y sus derivados. En este esquema centralizado de expansión, los precios internos de los hidrocarburos y las tarifas de transporte, tradicionalmente distorsionados, no juegan ningún papel como señal para la expansión del sistema. Como se mencionó en aparte anteriores, aun cuando Ecopetrol no tiene el monopolio legal de la refinación y transporte, en la práctica el plan de expansión refleja los intereses corporativos de Ecopetrol como empresa que de hecho abastece toda la demanda de combustibles.

⁴¹ Ecopetrol. Plan de Ajuste Dinámico 1999-2010. Agosto de 1999

Tabla 2

Poliducto	Longitud	Capacidad	Flujo VAE	Utiliz.
	(kms)	(KBDC)	(KBDC)	%
Cartagena-Baranoa	99,0	26	15,3	59%
Pozos Colorados- Galán	503,0	69	31,1	45%
Galán-B/manga	95,2	19	13,9	71%
Galán-Sebastopol	111,0	218	160,5	74%
Sebastopol-Medellín	168,0	74	51,3	69%
Medellín-Cartago	231,0	32	26,7	84%
Sebastopol-Salgar	134,0	127	89,9	71%
Salgar-Bogotá	137,0	84	56,4	67%
Salgar-Neiva	327,0	23	15,8	68%
Salgar-Cartago	208,4	30	20,6	69%
Cartago-Yumbo	160,0	46	31,3	68%
Buenaventura-Yumbo	100,0	20	2,5	13%
Sebastopol-Bogotá	275,0	35	20,8	59%

110. Bajo un esquema de libre acceso, los productores (refinadores e importadores) y comercializadores de derivados toman sus decisiones de producción, expansión y fuentes de suministro en forma descentralizada teniendo en cuenta como factores importantes los precios de transporte y el acceso a la capacidad de transporte disponible. Las tarifas de transporte deberían dar una señal de los costos de expansión de la red para que las decisiones descentralizadas de los usuarios tengan racionalidad económica.

A. Análisis de los cargos actuales de transporte

111. El Código de Petróleos establece los siguientes criterios generales para fijar las tarifas de transporte por poliductos:

- a) El Gobierno fijará las tarifas de transporte teniendo en cuenta la amortización de la inversión, los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), y una utilidad equitativa sobre el capital invertido que refleje la rentabilidad de este tipo de negocios en otros países, especialmente en los Estados Unidos (Artículo 56)
- b) El Ministerio de Minas y Energía (MME) revisará las tarifas de transporte, trasiego y almacenamiento cada 4 años teniendo en cuenta los gastos AOM, los gastos por depreciación, amortización e impuestos y una utilidad equitativa sobre la inversión revalorizada. Las tarifas se pueden revisar en cualquier momento debido a situaciones imprevistas que afecten el equilibrio económico financiero del contrato (artículo 57).

112. El MME, por medio de las resoluciones 8-2438 y 8-2439 de 1998, aprobó una nueva estructura para la fijación de precios de gasolina corriente motor y ACPM la cual establece una tarifa de transporte para el poliducto Pozos Colorados-Galán y una tarifa estampilla para el transporte de combustibles por los demás poliductos. Estas tarifas de

transporte se utilizan como componentes de la estructura de los precios de gasolina y ACPM, de la siguiente forma:

- a) La tarifa para Pozos Colorados-Galán se incluye como una componente de costo para calcular el ingreso al productor para gasolina corriente. El ingreso al productor representa el precio de paridad de importación puesto en Barranca e incluye, entre otras cosas, todos los fletes y costos de transporte para llevar el producto desde el centro de mercado en el golfo de México hasta Barranca. Para ACPM, el ingreso al productor no incluye el costo de transporte Pozos Colorados-Galán debido a que Colombia no importa ACPM pero si importa gasolina⁴².
- b) La tarifa estampilla para transporte por los demás poliductos se incluye como una componente del costo para calcular el precio máximo de venta al distribuidor mayorista de gasolina y ACPM (la sumatoria del ingreso al productor, la tarifa estampilla, el impuesto sobre las ventas y el impuesto global). El precio máximo de venta al distribuidor mayorista es el mismo valor para todo el país, independiente del sitio de destino del producto⁴³.

113. La metodología utilizada para fijar las tarifas de transporte es la siguiente:

- a) Se calculan los costos de inversión de la red existente con base en el valor de reposición a nuevo de todas las instalaciones requeridas para el transporte,
- b) se toman las inversiones programadas para la adecuación y ampliación de la red de poliductos para los 5 años siguientes de la fecha en que se fija la tarifa,
- c) se calculan los costos AOM como un promedio de los costos efectivos incurridos por el transportador durante los 4 años anteriores a la revisión tarifaria,
- d) se calculan los costos de las pérdidas de producto como 0.5% de los volúmenes a transportar,
- e) se calculan los costos de cabotaje de los productos transportados desde la costa atlántica a la pacífica,
- f) se calculan los impuestos a una tasa de 35% sobre la utilidad antes de impuestos (ingresos menos costos AOM menos depreciación calculada a 20 años por el método de línea recta),

⁴² La política de desregulación de los precios de los combustibles adoptada por el Gobierno establece que el ingreso al productor debe reflejar precios de eficiencia (costo marginal de abastecer un galón adicional de un producto transable). En el caso de la gasolina, durante los últimos 4 años Colombia ha sido un importador de gasolina de alto octanaje y, por lo tanto, el consumo de un galón adicional implica la importación del producto e incurrir en los respectivos costos CIF (precio del producto en el Golfo de México + fletes+ gastos de importación + transporte Pozos-Galán). En el caso del ACPM, Colombia ha sido un exportador de ese producto en pequeñas cantidades durante los últimos años. El costo de abastecer un galón adicional de ACPM es el costo de oportunidad de refinar un galón adicional de petróleo en lugar de exportarlo mas el costo de refinación (valor FOB de exportación de petróleo mas costo de refinación). Para el ACPM, el Ministerio adoptó como ingreso al productor el precio CIF-costa atlántica, el cual no es igual al costo de oportunidad.

⁴³ El artículo 3º de la resolución 8-2438 de 1998 establece que el refinador local o el importador cobrará el precio máximo de venta al distribuidor mayorista para las ventas de producto en puerta de refinería local o en puerto de importación local. Esto implicaría que el refinador local o el importador debe cobrar la tarifa estampilla de transporte sin importar que el producto sea transportado por la red de poliductos (en otras palabras, el cargo de transporte se convierte en una especie de sobretasa o impuesto).

- g) se calculan los ingresos anuales por los servicios de transporte como el producto de la tarifa estampilla por el volumen total a transportar, proyectado para un periodo de 20 años,
- h) se calcula la tarifa estampilla como aquel valor de la tarifa que resulta en un flujo de caja neto igual a 0, descontado a una tasa de 12%,
- i) se repite el procedimiento anterior excluyendo los costos correspondientes al poliducto Pozos Colorados-Galán, y
- j) la tarifa para Pozos Colorados-Galán se calcula como la diferencia entre las tarifas estampilla con y sin Pozos Colorados-Galán. La tarifa estampilla para los demás gasoductos es igual a la tarifa calculada para el caso sin Pozos Colorados-Galán.

114. Las fórmulas para el cálculo de las tarifas son las siguientes:

$$\left(\sum_{j=1}^{j=20} \frac{[0.365 * VOL_j * TEN - (C_{AOM_j} + C_{cabotaje_j} + C_{perdidas_j} + IMP_j + INV_j)]}{(1+i)^j} \right) - INV_o = 0$$

$$\Rightarrow TEN = \frac{\sum_{j=1}^{j=20} [C_{AOM_j} + C_{cabotaje_j} + C_{perdidas_j} + IMP_j + INV_j] + INV_o}{\sum_{j=1}^{j=20} \frac{0.365 * VOL_j}{(1+i)^j}}$$

Donde:

TEN = tarifa estampilla nacional (US\$/barril)

i = tasa de descuento = 0.12

C_{AOM_j} = costos AOM para el año j en MUS\$

$C_{cabotaje_j}$ = costos cabotaje para el año j en MUS\$

$C_{perdidas_j}$ = costo del producto perdido (0.5% del volumen transportado)

IMP_j = impuestos para el año j en MUS\$

INV_j = inversión en la red nacional para el año j en MUS\$

INV_o = valor de reposición a nuevo de los activos existentes de la red nacional en MUS\$

VOL_j = volumen transportado en miles de barriles por día calendario - KBDC

$$IMP_j = tasa_impuestos * [TEN * 0.365 * VOL_j - C_{AOM_j} - C_{cabotaje_j} - C_{perdidas_j} - DEPR_j]$$

Donde:

$Tasa_impuestos$ = 0.35

$DEPR_j$ = depreciación para el año j

115. La fórmula utilizada para calcular la tarifa media es consistente con las disposiciones aplicables del código de petróleos, pero la tasa de descuento o costo de

capital de 12% después de impuestos es relativamente alta para este tipo de actividades⁴⁴. Por otra parte, el procedimiento de cálculo de las tarifas y la estructura tarifaria adoptada genera algunas inquietudes. El procedimiento utilizado para calcular el cargo de transporte para la línea Pozos Colorados-Galán equivale a calcular el costo medio de este poliducto con base en la demanda nacional de derivados⁴⁵. Puesto el volumen proyectado a transportar por ese poliducto representa aproximadamente la séptima parte de la demanda nacional, el cargo aprobado por el MME solo cubre una fracción del costo medio por unidad de volumen transportado. Por otra parte, la tarifa estampilla para el resto de los poliductos no da una señal apropiada de los costos de expansión del transporte pues el cargo es uniforme sin importar los puntos de entrega y recibo. A continuación se analizan estos dos temas.

B. Tarifa transporte Pozos Colorados-Galán.

116. El cargo de transporte Pozos Colorados-Galán se incluye como una componente en la fórmula de cálculo del ingreso al productor y afecta el precio máximo al cual una refinería local o un importador puede vender gasolina a un distribuidor mayorista en cualquier punto del mercado local. En consecuencia, el precio máximo de venta al mayorista en la costa atlántica de gasolina producida en la refinería de Cartagena o importada incluye la tarifa de transporte Pozos Colorados-Galán, lo cual representa un margen adicional sobre el precio de paridad de importación de gasolina colocada en la costa. En la práctica, la tarifa Pozos Colorados-Galán establecida por las resoluciones del MME no corresponde a un cargo por un servicio de transporte sino que funciona como una sobretasa al consumo de gasolina.

117. El criterio utilizado para calcular el cargo Pozos Colorados-Galán no corresponde a un costo medio de transporte por volumen transportado, ni a un costo medio por capacidad disponible, ni a un costo incremental. Corresponde a un costo medio de transporte por volumen vendido en el mercado nacional. El procedimiento de cálculo de la sobretasa no tendría mayor importancia si las decisiones de producción o importación de gasolina las tomara en forma centralizada Ecopetrol con base a un plan de expansión de mínimo costo. Sin embargo, bajo un esquema descentralizado con libertad de entrada a los negocios de refinación e importación de gasolina, los cargos de transporte afectan las decisiones de estos agentes.

118. La discusión reciente sobre los incentivos al proyecto de refinería privada en Sebastopol ilustra este punto. Antes que el MME emitiera la resolución sobre el precio de la gasolina en diciembre de 1998, Ecopetrol cobraba una tarifa estampilla única para el transporte por poliductos, la cual promediaba el costo de la red nacional de poliductos, incluyendo Pozos Colorados-Galán. Por lo tanto, el costo de transporte por poliductos desde Sebastopol a cualquier punto en el interior era igual al costo de transporte del

⁴⁴ La CREG reconoce para el transporte por gasoductos tasas de descuento entre 11.5% y 16% anual, antes de impuestos. lo cual equivale aproximadamente a tasas de descuento entre el 9% y 12% después de impuestos

⁴⁵
$$Carg o _ Pozos _ Galán = \frac{Costos _ con _ Pozos _ Galán - Costos _ sin _ Pozos _ Galán}{Demanda _ Nacional}$$

combustible importado desde el terminal marítimo hasta el mismo punto en el interior. No se reconocía a la refinería en Sebastopol los posibles ahorros en el transporte por estar localizada mas cerca de los centros de consumo. La solución inicial al problema era reconocerle a la refinería de Sebastopol una prima especial, equivalente al costo de transporte Pozos Colorados-Galán. Finalmente, se adoptó una solución mas transparente de establecer una tarifa de transporte separada para este poliducto.

119. Como se mencionó en apartes anteriores, el poliducto Pozos Colorados-Galán tiene una capacidad máxima de 100 KBDO, que a un factor de servicio normal de 0.85 permitiría transportar 89 kBDC. Sin embargo, actualmente la capacidad efectiva de transporte es mucho más baja (36 kBDC), debido a la falta de equipos de bombeo en estaciones intermedias y al deterioro del tubo por las múltiples perforaciones ilícitas, que reducen el factor de servicio a 0.72 y limitan la presión máxima de operación. La proyección de volúmenes a transportar por ese poliducto, sin tener en cuenta aumentos en la capacidad de refinación en el interior del país, llega a niveles de aproximadamente 50 kBDC para el 2010. Ecopetrol estima que el poliducto se puede adecuar para transportar estos volúmenes por medio de inversiones para reponer tramos de tubería debilitada, estimadas en máximo 25 MUS\$. El aumento de la capacidad de transporte hasta la máxima de diseño podría exigir inversiones superiores a US\$50 en reposición de tramos extensos de tubería deteriorada y en equipos de bombeo.

120. El costo medio del transporte por el poliducto Pozos Colorados-Galán se estima en 3.5 US\$/barril bajo condiciones de utilización plena de la capacidad ⁴⁶ y en 6.6 US\$/barril si se toma como base de cálculo los volúmenes proyectados para 1999-2010. Estos costos son sustancialmente mas altos que la tarifa de \$159/galón aprobada por el MME - equivalente a 0,84 US\$/barril- no obstante que se han calculado con base en los mismos parámetros de inversión, costos AOM, costo de capital y plazo de amortización utilizados por el Ministerio. Las diferencias entre los costos medios se explican principalmente por las diferencias entre los volúmenes utilizados para calcular los costos medios (demanda nacional de aproximadamente 200 kBDC, utilizada por el Ministerio; utilización plena de capacidad de 58 kBDC; y volumen proyectado de 31 kBDC).

121. Sin embargo, desde el punto de vista económico, el cargo de transporte Pozos Colorados-Galán debería reflejar los costos incrementales de transporte y no los costos medios, de tal forma que los precios de transporte den la señal de los costos de ampliación. Los costos incrementales de transporte Pozos Colorados-Galán para los próximos años están determinados básicamente por los costos variables de operación y mantenimiento y las pérdidas de producto y, eventualmente, por los costos de inversión en reposición de tubería y en la ampliación de la capacidad de bombeo.

122. El costo incremental promedio de largo plazo del transporte Pozos Colorados-Galán se estima en 0.56 US\$/barril, tomando en cuenta los costos variables AOM, la inversión incremental necesaria para poder transportar hasta 50kBDC y un factor de pérdidas normativas de 0.5% (ver Tabla B-2). Sin embargo, las pérdidas de producto en ese poliducto son mucho más altas debido al hurto continuado de difícil control en varias de

⁴⁶ Se define utilización plena un factor de uso de 85% de la capacidad de transporte.

las zonas que atraviesa. En septiembre de 1999 se perdieron 36.000 barriles, equivalentes al 6.4% del volumen transportado en ese mes. Con ese nivel de pérdidas el costo incremental aumenta a 1.92 US\$/barril, del cual 1.46 US\$/barril corresponde al costo de las pérdidas de producto. Estas pérdidas representan un costo sustancial que distorsiona la tarifa de transporte y que se propone manejar en forma separada (ver sección III.F)

123. Por coincidencia casual, la tarifa de transporte basada en los costos incrementales es similar a la aprobada por el MME, la cual se basa en un costo promedio. La tarifa incremental solo remunera una porción pequeña de los costos hundidos de inversión y operación del transportador (los costos hundidos representan 6.4 US\$/barril transportado), debido a que el poliducto está subutilizado. En principio, el déficit financiero que resulta de cobrar los costos incrementales se debería cubrir por un cargo que no dependa del uso del poliducto, de tal forma que no distorsione las decisiones de importación o de refinación en el interior.

124. Otro aspecto a considerar es que, en la práctica, este poliducto no se ha utilizado para el transporte de derivados de petróleo por mayoristas sino que ha sido utilizado por la refinería de Barranca para transferir gasolinas importadas de alto octanaje, que se mezclan con nafta de bajo octanaje en el CIB para producir gasolina corriente y extra⁴⁷. Además, este poliducto cumple una función estratégica al permitir la importación de derivados en caso de falla o mantenimiento del CIB. Puesto que el poliducto Pozos Colorados-Galán mantiene una capacidad ociosa de transporte para atender eventuales emergencias, es posible recuperar parte del déficit financiero que resulta de la aplicación de una tarifa basada en costos incrementales, por medio de un cargo adicional por capacidad reservada que sería pagado por aquellos remitentes – principalmente la refinería – que necesitan tener capacidad ociosa. Por ejemplo, la estructura tarifaria podría tener la siguiente forma:

Cargo por volumen	0.56 US\$/barril transportado
Canon mensual capacidad reservada:	46 US\$/BD-mes

C. Tarifas de transporte para el resto de la red de poliductos

125. La tarifa estampilla que se aplica para los demás poliductos es en la práctica una sobretasa al consumo de gasolina y ACPM pues se incluye en la tarifa máxima de venta al distribuidor mayorista en todos los puntos de la red, aun para entregas en puerta de refinería. Con este esquema se evita el incentivo al by-pass, un problema usual de los cargos estampilla. Sin embargo, el cargo estampilla no es una señal eficiente pues no muestra las diferencias relativas que existen en los costos incrementales de transporte entre los diferentes puntos de la red. Además, el cobro de cargo estampilla del interior para el transporte en la línea Cartagena-Baranoa y para las entregas en la costa incentiva el

⁴⁷ Existen también limitaciones técnicas para que este poliducto pueda ser utilizado en forma libre por cualquier mayorista para importar productos listos para el consumo nacional. En la terminal de Galán solo existen tanques de la refinería para el recibo de productos.

contrabando de gasolina a esta zona, como en efecto ha sucedido recientemente⁴⁸. Por otra parte, la aplicación del cargo estampilla no sería consistente con las disposiciones del Código de Petróleos que contempla tarifas de transporte individuales para tramos de transporte independientes⁴⁹.

126. La aplicación de un esquema tarifario por tramos que tenga en cuenta la distancia recorrida entre los puntos de entrega y retiro del combustible crea diferencias relativas importantes entre los cargos de transporte a los principales centros de consumo. En el anexo B se muestra los cálculos de la tarifa por tramos basadas en costos medios de transporte. Los resultados se resumen en la Tabla 3. Se observa lo siguiente:

- a) En algunos casos, hay una diferencia importante entre el costo medio calculado con base en el volumen proyectado (columna 4) y el calculado bajo condiciones de utilización plena de la capacidad disponible (columna 3), lo cual refleja el grado de subutilización de algunos poliductos. La línea Buenaventura-Yumbo está subutilizada y muestra un costo medio muy alto por unidad de volumen transportado.
- b) Los costos de transporte por tramos para las ciudades cercanas a los centros de producción son sustancialmente más bajos que la tarifa estampilla calculada por el MME.

Tabla 3

Comparación tarifas
US\$/barril

	Vigente		Por tramos	
	Inicial a/	Actual b/	Capacidad c/	Volumen c/
Pozos-Barranca	0,84	0,67	3,67	6,77
Barranca-Bogotá	4,24	3,42	3,69	4,62
Barranca-Medellín	4,24	3,42	2,12	2,49
Barranca-Cali	4,24	3,42	5,51	6,47
Barranca-Bucaramanga	4,24	3,42	1,91	2,23
Barranca-Neiva	4,24	3,42	4,75	5,76
B/ventura-Cali	4,24	3,42	3,29	20,33
Cartagena-Baranoa	4,24	3,42	1,21	1,67

a/ A la tasa de cambio de	1575	utilizada para el cálculo de la tarifa		
b/ A la tasa de cambio de	1950	actual		
c/ Incluye costo de pérdidas	0,194	US\$/barril	Para Poz-Gal	0,114
Capacidad: utilización	85%	capacidad		
Volumen: con base a volumen proyectado				

⁴⁸ El "contrabando técnico" reciente de gasolina aprovecha el margen de los costos de transporte Pozos Colorados-Galán y la tarifa estampilla del interior y el arancel de 15% que se aplicó al inicio de 1999. Estos costos no son incurridos para importar gasolina desde Venezuela y venderla directamente a distribuidores minoristas. Bajo un esquema de libertad de importación de combustibles, el mercado corregiría esta distorsión pues la refinería de Cartagena no podría incluir este cargo de transporte en su precio de venta si no quiere perder mercado ante los importadores, quienes podrían vender por debajo del precio máximo en la costa, al no incurrir en estos costos.

⁴⁹ Eventualmente se puede manejar ese caso estableciendo un cargo estampilla que remunere los costos de todos los poliductos y un esquema de distribución de los ingresos por concepto del transporte entre los diferentes propietarios de la red a prorrata de los costos remunerables.

- c) Los costos de transporte para los puntos extremos de la red (Yumbo y Neiva) son sustancialmente mas altos que la tarifa estampilla

127. El caso del poliducto Buenaventura-Yumbo es similar al caso de Pozos Colorados-Galán discutido arriba. Este poliducto se utiliza para transportar productos refinados importados o productos de la refinaria de Cartagena en cabotaje a la costa pacifica. El poliducto tiene un factor de utilización bastante bajo pero tiene una función estratégica pues sirve de reserva en casos de emergencia para el suministro al mercado del interior. En este caso una tarifa basada en el costo medio por volumen transportado es ineficiente pues desincentiva la utilización del poliducto. La aplicación para este poliducto de la tarifa estampilla del interior podría distorsionar la señal de precios, en tanto iguala el costo de transporte desde Barranca a Yumbo con el costo desde Buenaventura a Yumbo⁵⁰.

128. Un cálculo preliminar de los costos incrementales promedio a largo plazo por tramo, en lugar de los costos medios, muestra que se reducen sustancialmente las diferencias en los costos de transporte entre los diferentes centros de mercado en el interior (ver Tabla 4). Estos resultados sugieren que no se justifica, desde el punto de vista económico, establecer diferencias sustanciales por localización en los costos de transporte, como las que resultan de aplicar costos medios por tramos⁵¹.

Tabla 4

Comparación tarifas
Costos incrementales
US\$/barril

	Vigente		Por tramos	
	Inicial a/	Actual b/	AOM& pérd.	CIPLP c/
Pozos-Barranca	0,84	0,67	0,23	0,64
Barranca-Bogotá	4,24	3,42	0,27	3,26
Barranca-Medellín	4,24	3,42	0,25	2,05
Barranca-Cali	4,24	3,42	0,33	3,03
Barranca-Bucaramanga	4,24	3,42	0,13	1,55
Barranca-Neiva	4,24	3,42	0,33	1,85
B/ventura-Cali	4,24	3,42	0,26	NA
Cartagena-Baranoa	4,24	3,42	0,12	1,72

a/ A la tasa de cambio de 1575 utilizada para el cálculo de la tarifa
b/ A la tasa de cambio de 1950 actual
c/ CIPLP: costo incremental promedio a largo plazo
Con base en pérdidas de 0.5%

⁵⁰ Sin embargo, se observa que el costo medio de transporte Buenaventura-Yumbo para condiciones de plena utilización es bastante elevado. similar a la tarifa estampilla.

⁵¹ Sin embargo, es necesario validar estos resultados con un mejor análisis de costos incrementales, pues hay inconsistencias en la información utilizada para el programa de inversiones y el incremento en los volúmenes a transportar. Por simplicidad, el incremento en volumen se estimó como el incremento en los volúmenes proyectados respecto al año inicial. No se cuenta con información confiable para estimar la diferencia entre los volúmenes proyectados en los casos con y sin las nuevas inversiones.

129. Otro aspecto importante a considerar en el diseño tarifario es la regulación separada del transporte de GLP por parte de la CREG. La resolución CREG-084/97 establece un cargo estampilla base para el transporte de GLP por ducto del gran comercializador, el cual se actualiza anualmente, a mitad de año, con base en un factor que refleja la variación anual en el índice de precios al consumidor nacional menos un factor de eficiencia, inicialmente igual a 0.01. Posteriormente la resolución CREG-035/98 fijó el cargo estampilla base igual a \$82.70 por galón suministrado por el gran comercializador. Por lo tanto, ya se aplica una tarifa estampilla al transporte de GLP por la red de propanoductos y por los poliductos por donde se transporta GLP (Puerto Salgar-Caldas-Yumbo). Las resoluciones de la CREG no definen el criterio utilizado para calcular el cargo estampilla base, pero parece que fue calculado con una metodología de flujo de caja descontado a una tasa de descuento de 10% después de impuestos. La aplicación de criterios diversos y poco consistentes para regular la tarifa de servicios iguales (transporte de GLP y de otros derivados) no tiene presentación técnica. Sería deseable que en un futuro se aplicaran criterios y metodologías consistentes.

D. Tasa de descuento y actualización

130. Como ya se comentó arriba, la tasa de descuento del 12% después de impuestos es alta para una actividad que como el transporte es de riesgo relativamente bajo. Si se utiliza una tasa de descuento más moderada del 10% después de impuestos, la tarifa estampilla se reduce en promedio un 10% (ver tabla en anexo B).

131. La resolución 8-2438 de 1998 del MME establece que la tarifa estampilla de transporte se revisará anualmente de acuerdo a las disposiciones del Código de Petróleos y otras normas aplicables. Esta referencia es un poco ambigua pues el Código no define el factor de actualización para tarifas de transporte. Por otra parte, la resolución MME 9-035/94 adopta el factor F para la actualización de las tarifas de transporte por oleoductos (expresadas en US\$). El factor F fue establecido por la resolución 0058/80 de la antigua Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural para actualizar los precios de crudo con destino a refinación local. Este factor pondera el incremento en el índice de precios al consumidor en países industrializados (inflación externa) con el índice de tasa de cambio real (relación entre la inflación interna y la devaluación respecto al US\$) en la proporción 75%/25%.

132. Ante la variedad de factores que se utilizan para actualizar las tarifas de transporte por ductos (IPC-X para propanoductos, PPI -producer price index- para gasoductos y factor F para oleoductos) no parece conveniente inventarse uno nuevo para poliductos. Por lo tanto, se sugiere aplicar el factor F.

E. Recomendaciones sobre tarifas de transporte

133. Con base en los resultados obtenidos, se concluye y recomienda lo siguiente:

- a) Introducir diferencias regionales en los precios de la gasolina para la costa atlántica por medio de la aplicación de un cargo separado para la línea Cartagena-Baranoa, que

- refleje sus costos de transporte, los cuales son sustancialmente más bajos que el cargo estampilla actual. De esta manera, el precio de los combustibles en la Costa Atlántica se reduciría debido a menores costos de transporte y se eliminaría parte de las distorsiones actuales que incentivan el contrabando de combustible.
- b) Establecer una tarifa de dos partes (cargos de volumen y capacidad) para el poliducto Pozos Colorados-Galán que permita remunerar la capacidad ociosa que sirve una función estratégica para la refinería. Además, establecer una tarifa separada para la línea Buenaventura-Yumbo, con una estructura similar.
 - c) Mantener una tarifa estampilla para la el resto de la red del interior. Para esta red no se justifica diferenciar los cargos de transporte por tramos con base en costos promedio, pues se crearían diferencias relativas sustanciales en los costos de transporte que no se pueden sustentar por diferencias objetivas en los costos incrementales.
 - d) Mantener la misma metodología de flujo de caja descontado establecida por el MME, la cual es consistente con las disposiciones del Código de Petróleos, pero considerar la posibilidad de reducir la tasa de descuento del 12% al 10%.

F. Pérdidas de Transporte

134. Hay aspectos importantes que falta analizar y definir respecto al tratamiento tarifario de las pérdidas de transporte: definir si el costo del producto perdido se incluye en la tarifa de transporte, si el transporte se cobra con base en el producto recibido o el producto entregado por el transportador y definir el porcentaje de pérdidas normativas que se incluye en el cálculo de las tarifas. El MME incluyó en el cálculo de la tarifa de transporte los costos del producto perdido y calculó la tarifa con base al volumen entregado (después de pérdidas) tomando como base un factor de pérdidas normativo de 0.5%.

135. Este tratamiento es diferente al utilizado en Colombia en transporte de gas y electricidad, en que la tarifa de transporte incluye el costo de transporte de las pérdidas normativas pero no incluye el costo de las pérdidas de producto. Las pérdidas de producto hasta el valor normativo se asignan contablemente a los remitentes o cargadores por medio de ajustes en las cuentas de balance de los volúmenes entregados y retirados. Es importante observar que en todos los casos – poliductos, gas natural y electricidad - los remitentes o cargadores asumen las pérdidas hasta el valor normativo. La diferencia está en que en electricidad y gas natural los remitentes asumen el costo de las pérdidas de producto en especie, mientras que en poliductos los remitentes asumen este costo como un sobrecargo en la tarifa de transporte.

136. No es recomendable incluir el costo del producto perdido en la tarifa de transporte pues, en primer lugar, puede representar una componente importante del costo de transporte (como lo ilustra el caso del poliducto Pozos Colorados-Galán) y, en segundo lugar, el precio del producto es difícil de pronosticar por la volatilidad natural del precio en los mercados internacionales mas la incidencia en su precio de cambios en el régimen de impuestos. Como criterio, es mas transparente asignar a los remitentes las pérdidas de producto (que no se deban a negligencia del transportador) a prorrata del volumen

transportado tal como se hace en el caso de poliductos en los Estados Unidos⁵². El problema adicional que se presenta en Colombia es definir si las pérdidas por hurto son debidas a negligencia del transportador y, por lo tanto, definir cual es el factor de pérdidas normativas que refleja prácticas operativas eficientes.

137. El factor de pérdidas consolidado para toda la red nacional de poliductos muestra una tendencia creciente durante 1999 debido al aumento en el robo de gasolina en el poliducto Pozos Colorados-Galán y en otros poliductos dedicados al transporte de gasolina (Galán-Puerto Salgar). De valores de 0,62% en el primer trimestre de ese año, las pérdidas han aumentado a niveles cercanos a 1.5% en el último trimestre (ver tabla A-3). Parte de estas pérdidas son controlables con mejores sistemas de detección de fugas, despacho por tandas de productos y medidas de seguridad para el control de hurtos como los que está desarrollando Ecopetrol. Para la mayoría de los poliductos las pérdidas normativas de 0.5% utilizadas actualmente por el MME parecen razonables.

138. Sin embargo, no parece razonable reconocer un nivel de pérdidas igual para Pozos Colorados-Galán, puesto que en el pasado las pérdidas por ese poliducto han sido 3 o 4 veces las pérdidas promedio en la red nacional, y no es claro que sea económicamente factible reducir el hurto en ese poliducto a niveles de 0.5%. Por lo tanto, se recomienda adoptar un factor de pérdidas normativo de 1.5% (3 veces 0.5%) para Pozos Colorados-Galán. Con el esquema propuesto se podrían lograr varios objetivos al mismo tiempo. Reconocer que el poliducto Pozos Colorados-Galán tiene un nivel de pérdidas mas elevado que refleja un mayor riesgo por la zona que atraviesa. Ecopetrol tendría incentivos de controlar el hurto pues sería responsable por las pérdidas superiores a 1.5%, pero no sería penalizado por pérdidas que probablemente resulta muy costoso eliminar.

139. En resumen, la propuesta para el tratamiento tarifario de las pérdidas de transporte consiste en;

- a) La tarifa de transporte incluye el costo de transporte de las pérdidas normativas, pero no incluye el costo del producto perdido.
- b) El transporte se cobra con base en el volumen retirado por el cargador.
- c) Las pérdidas normativas se asignan a los remitentes en las cuentas de balance.
- d) El transportador asume el costo del transporte del producto perdido y el costo del producto perdido por encima de las pérdidas normativas aprobadas.
- e) El distribuidor mayorista tendría derecho de cobrar al minorista, además de su margen de mayorista, el costo del producto perdido correspondiente a las pérdidas normativas.

G. Almacenamiento

140. Actualmente la capacidad de almacenamiento para propósitos de transporte y comercialización de refinados está distribuida entre:

⁵² Ver Colonial Pipeline Company, "Rules and Regulations Tariff governing the transportation of petroleum products", 1999

- a) Los tanques en las refinerías;
- b) los tanques en terminales marítimos;
- c) las líneas de poliductos y los tanques instalados en puntos intermedios de la red de poliductos donde se distribuye el producto entre varios ramales, los cuales tienen una función esencialmente operativa;
- d) los tanques de propiedad de Ecopetrol instalados en puntos terminales de la red tales como Mansilla y Tocancipá;
- e) los tanques en las plantas de abastecimiento de propiedad de los distribuidores mayoristas; y
- f) los tanques en estaciones de servicio e instalaciones industriales, los cuales atienden la demanda de usuarios finales.

141. El almacenamiento indicado en los literales a) y f) están directamente relacionadas con las actividades de producción y con la distribución minorista respectivamente y no son relevantes para el análisis de las tarifas de transporte y almacenamiento. El almacenamiento y el inventario relacionados con el literal c) constituyen lo que se denomina el lleno de línea y corresponde a almacenamiento operativo. El almacenamiento indicado en los literales b), d) y e) tiene una función esencialmente comercial y estratégica para garantizar el abastecimiento de la demanda en los centros de consumo y forma parte del denominado almacenamiento para comercialización (ver sección II.B.3). Las plantas terminales de Ecopetrol se diferencian de las plantas de abastecimiento de los mayoristas solamente en que estas últimas cuentan con los llenaderos para atender los carrotanques para distribución a los minoristas y a los grandes clientes.

142. Actualmente, el tratamiento tarifario de la capacidad de almacenamiento y el inventario de producto en tránsito o en reserva es el siguiente:

- a) El costo de inversión en capacidad de almacenamiento operativo y en terminales de propiedad de Ecopetrol se incluye como parte de la inversión en el sistema de transporte por poliductos y se remunera en la tarifa de transporte.
- b) El inventario en tanques operativos y en terminales, sin importar quien es el propietario, es controlado por Ecopetrol por medio del sistema centralizado de asignación de cupos que define los volúmenes a despachar por distribuidor mayorista, en función de la demanda proyectada y las metas de inventario establecidas por Ecopetrol. Los mayoristas compran los volúmenes requeridos en refinería, o en terminal de entrada al poliducto y, por lo tanto, el inventario de producto almacenado en tanques o en tránsito en tubería es de propiedad de los mayoristas.
- c) El inventario de producto hace parte del capital de trabajo del distribuidor mayorista y en principio está incluido en el margen del mayorista.

143. El tratamiento tarifario actual del almacenamiento no es transparente ni equitativo:

- a) El inventario que se mantiene en tanques operativos y en terminales afecta los costos de los mayoristas pero en la práctica está fuera de su control pues es el resultado de decisiones operativas de Ecopetrol;
- b) los mayoristas no cumplen la norma de 15 días de almacenamiento establecida en el decreto 0283 de 1980 y la norma no está respaldada por un criterio objetivo.

c) el costo de inversión en los tanques de Ecopetrol localizados en las estaciones terminales se incluye en la tarifa estampilla de transporte, por lo cual se cobra uniformemente a todos los distribuidores mayoristas sin tener en cuenta diferencias relativas en el almacenamiento propio con que cuenta cada uno de ellos.

144. Los tanques operativos se dimensionan teniendo en cuenta varios parámetros: la capacidad de almacenamiento para manejar las parcelas de productos que se despachan en tandas por los poliductos (inventario de trabajo); la capacidad para mantener una reserva de combustible suficiente para garantizar el suministro de combustible en caso de fallas en el transporte de combustible aguas arriba del punto de almacenamiento (inventario de seguridad); la capacidad necesaria para poder recibir y almacenar temporalmente el producto en el caso de fallas en el transporte aguas abajo del punto de almacenamiento (cupó de seguridad); y la capacidad de almacenamiento no utilizable (fondo y cima del tanque). Como criterio general, Ecopetrol utiliza un inventario y un cupó de seguridad equivalentes a 3 días de demanda cada uno. La capacidad de almacenamiento no utilizable corresponde aproximadamente a 10% de la capacidad total.

145. Los tanques en terminales se dimensionan en forma similar, para mantener inventarios de seguridad y trabajo y un cupó de seguridad. En principio, los distribuidores mayoristas tienen la responsabilidad de mantener suficiente capacidad de almacenamiento en los terminales. El decreto 0283 de 1990 (artículo 90) establece que los distribuidores mayoristas deben tener disponible capacidad de almacenamiento para cada combustible líquido equivalente a 15 días de su demanda. Aun cuando el decreto no define explícitamente el criterio utilizado para establecer los 15 días, los criterios utilizados por Ecopetrol parecen indicar que al menos 6 días de almacenamiento corresponden a un inventario de seguridad y tendrían el carácter de almacenamiento estratégico para garantizar el suministro de combustible al usuario final en los puntos terminales.

146. Los distribuidores mayoristas no han mantenido en sus plantas de abastecimiento la capacidad de almacenamiento establecida en el decreto 283/90. A mediados de 1998, de acuerdo a datos del Ministerio de Minas y Energía, mantenían en promedio solamente 8 días de almacenamiento. Buena parte de la deficiencia en almacenamiento en Bogotá ha sido suplida por Ecopetrol, quien mantiene una capacidad importante en la terminal de Mansilla y tiene en construcción capacidad adicional en Tocancipá. La Tabla 5 muestra la capacidad de almacenamiento en tanques operativos y terminales que estaría disponible en el año 2000, cuando se ponga en funcionamiento la terminal de Tocancipá. Se puede observar que entre estaciones terminales de Ecopetrol y plantas de abastecimiento existe una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 14 días. También se observa una diferencia importante entre la información de Ecopetrol y de los mayoristas⁵³ respecto a la capacidad de almacenamiento en plantas de abastecimiento, la cual se explica en parte porque la información de Ecopetrol no incluye la capacidad de almacenamiento en aeropuertos.

⁵³ Según información del estudio remitido con la carta del 16 de diciembre dirigida a la Dra. María Mercedes Prado por la Asociación Colombiana de Petróleo.

Tabla 5

Capacidad de almacenamiento en tanques y líneas de poliducto

	Información Ecopetrol		Información mayoristas	
	Capacidad útil	Días de almacenamiento	Capacidad útil	Días de almacenamiento
	miles bls		miles bls	
Refinerías	2.700	12,9	2.700	13,5
Terminales marítimos	943	4,5	942	4,7
Estaciones de poliducto	1.255	6,0	1.392	7,0
Estaciones terminales	1.058	5,0	962	4,8
Líneas de poliducto	1.444	6,9	1.378	6,9
Pozos-Galán	337	1,6	337	1,7
Otros	1.107	5,3	1.041	5,2
Plantas de abasto	1.865	8,9	2.564	12,8
Demanda diaria estimada (kBDC)	210		200	

147. Las necesidades de inventario (expresadas en días de demanda) en estaciones terminales para abastecer la demanda en forma confiable en cada centro de mercado depende de varios factores: la localización de la terminal; el tiempo estimado para transportar productos a esa estación desde el punto de suministro más cercano; el tamaño y frecuencia de las parcelas; y la duración de las contingencias consideradas. Como criterio general, las terminales de Yumbo y Neiva, localizadas en los extremos de la red, requerirían mantener reservas más grandes que las terminales cercanas a la refinería, con tiempos de transporte más cortos. La Tabla 6 clasifica los centros de mercado de acuerdo a los tiempos de tránsito desde la refinería o terminal marítimo más cercano.

Tabla 6

Tiempo de tránsito	
2 días	6 días
Bogotá; Antioquia; Santanderes; Costa Atlántica	Sur occidente; Tolima/Huila; Pozos-Galán

148. Estos tiempos de tránsito son tiempos máximos para recibir un producto, pues en la práctica existen reservas en el lleno de línea que pueden estar disponibles en un tiempo mas corto dependiendo del inventario existente en las estaciones terminales de Sebastopol y Puerto Salgar y del tamaño y frecuencia de las parcelas en tránsito. Si se asumen contingencias de 3 días por suspensión de bombeo y un día adicional de margen, se obtendrían necesidades entre 6 a 10 días de inventario que corresponden a entre 10 y 17 días de capacidad instalada de almacenamiento (suponiendo que en promedio los tanques operan a un 60% de su capacidad). Estos valores solo dan un orden de magnitud. Las

necesidades de almacenamiento deben ser definidas con un modelo de simulación que permita analizar el riesgo de desabastecimiento por región para contingencias diversas. La Tabla 7 resume la situación prevista de almacenamiento por regiones, una vez entre en operación el poliducto Sebastopol-Tocancipá. Se observa que existe un desbalance entre Bogotá y los demás centros de mercado.

Tabla 7

Almacenamiento en terminales y plantas de abasto	Capacidad útil (kB)	Días de almacenamiento
Bogotá	1.495	22
Antioquia	227	10
Bucaramanga	166	15
Sur Occidente	403	14
Tolima/Huila	162	11
Barranquilla	210	11

H. Tarifas de almacenamiento

149. La falta de transparencia en el tratamiento tarifario del almacenamiento es, en parte, la causa del incumplimiento de las normas sobre almacenamiento por parte de los mayoristas y de la participación de Ecopetrol en actividades que estrictamente no le corresponden. Los mayoristas no construyen el almacenamiento de seguridad ni mantienen el inventario que se les exige, pues los costos correspondientes no están reflejados en forma completa en el margen del mayorista. Ecopetrol suple la deficiencia y trata de pasar los costos a los mayoristas en las tarifas de transporte y en colocaciones forzadas del producto.

150. Por otra parte, la exigencia a los mayoristas de mantener capacidad propia de almacenamiento se convierte en una barrera de entrada para nuevos mayoristas y puede resultar en inversiones ineficientes. Cada vez es más difícil encontrar sitios apropiados para construir plantas de abastecimiento y hay economías de escala importantes en la construcción de tanques de almacenamiento. Sería más eficiente que se permita a los mayoristas, en especial a los nuevos mayoristas, tener acceso a la capacidad de almacenamiento en manos de Ecopetrol, previo el pago de un cargo por almacenamiento.

151. Además, es conveniente que el costo del inventario estratégico se refleje como una componente separada en el precio del producto al consumidor final. Primero, el costo anual del inventario es proporcional al precio de venta de los combustibles al mayorista, una variable que no está bajo su control. Segundo, es conveniente que una decisión administrativa y política sobre el nivel de inventarios de seguridad (o reserva estratégica) no se trate de disfrazar en el margen del mayorista sino que se muestre como un costo separado al consumidor de gasolina y que el país decide asumir para evitar posibles desabastecimientos por razones de orden público nacional o dificultades ligadas a problemas laborales en Ecopetrol.

152. En el anexo C se muestra el cálculo del impacto tarifario de los costos asociados con el almacenamiento e inventario a cargo de los distribuidores mayoristas, suponiendo una capacidad de almacenamiento de 15 días en estaciones terminales. La Tabla 8 resume los resultados. Se observa que el capital de trabajo (en tanques y en líneas) representa un costo promedio de 0.29 US\$ por barril entregado al minorista, el cual equivale aproximadamente a 0.7% del precio de venta de combustible al mayorista, o 15% del margen del mayorista⁵⁴. Por otra parte, los costos de inversión en tanques de almacenamiento (con base en una inversión de US\$ 25/barril) representan un costo unitario de 0.23 US\$/barril, o 12% del margen del mayorista.

Tabla 8

Costos almacenamiento a cargo del mayorista

	Costos Unitarios (US\$/barril)		
	AOM & Inversión	Capital de trabajo	Total
Tanques Terminales	0,23	0,15	0,38
Lleno de línea 1/	0,00	0,13	0,13
Total	0,23	0,29	0,52

1/ No incluye el poliducto Pozos Colorados-Galán

153. En conclusión, el costo anual del inventario de producto en el lleno de línea y en las terminales, el cual es directamente proporcional al precio de venta de combustible al mayorista, tiene un impacto menor sobre el precio de venta de combustible al usuario, pero representa una porción importante del margen del mayorista. Por lo tanto, cambios en el precio de venta al mayorista o en los niveles de inventario por ampliaciones en la red pueden tener un efecto significativo en los costos del mayorista⁵⁵.

154. Sin embargo, se presenta un problema si el costo anual del inventario que debe mantener el distribuidor mayorista se reconoce en forma plena y explícita como una componente separada del margen del distribuidor mayorista. El distribuidor mayorista no tiene mayores incentivos para mantener la reserva estratégica (aquella en exceso a la requerida para fines operativos y comerciales) pues, dentro de ciertos límites, puede reducir el costo de capital de trabajo y sostener casi el mismo nivel de ventas con niveles mas bajos de reserva. Es necesario, por lo tanto, establecer incentivos tarifarios para asegurar que el distribuidor mantenga el inventario requerido.

⁵⁴ El costo promedio del inventario es igual al porcentaje de la demanda anual que representa el inventario (0.05), multiplicado por la tasa de descuento después de impuestos (0.147) y multiplicado por el precio del combustible. El margen del mayorista aprobado en diciembre de 1998 equivale a 2 US\$/barril

⁵⁵ La entrada en operación del poliducto Sebastopol-Tocancipá aumenta en 25% el almacenamiento en lleno de línea y en tanques terminales (1.06 millones de barriles). Esto representa un aumento de aproximadamente 0.12 US\$/barril, equivalente al 6% del margen del mayorista.

155. En el sector de electricidad el problema de la de reserva para garantizar un nivel de confiabilidad se resuelve por medio de mecanismos de mercado, al utilizar la señal de precios de corto plazo en la bolsa de energía, la cual refleja la escasez relativa del producto. En situaciones de escasez la empresa que pueda suministrar energía se beneficia con precios mas altos que compensan en parte los costos de mantener la reserva. En el caso de combustibles líquidos, el precio máximo de venta al distribuidor mayorista refleja la escasez relativa en los mercados internacionales⁵⁶, pero no refleja la escasez que se origina por insuficiencia de almacenamiento, producción o transporte en territorio nacional. Parece poco realista considerar la posibilidad de tener precios a usuario final que den esta señal de escasez.

156. En estas circunstancias, se ha adoptado un esquema administrado para garantizar la confiabilidad de suministro. La autoridad reguladora define el nivel de reserva estratégica requerido y se obliga a las empresas a mantener estos inventarios. Es posible asignar la responsabilidad de mantener la reserva a otra empresa, diferente al distribuidor mayorista. Por ejemplo, se podría asignar esta responsabilidad a Ecopetrol-Transporte de Combustibles, quien podría utilizar su capacidad de almacenamiento en estaciones terminales (o crear una empresa de almacenamiento con esos activos). La sección II.B.3.c) explica porqué se descartó esta opción.

157. Por lo tanto, se busca dar incentivos tarifarios e incluir penalizaciones si el mayorista no cumple con sus obligaciones respecto de la capacidad de almacenamiento que debe tener disponible y respecto del nivel de inventarios. La propuesta es atar los incentivos al costo de almacenamiento reconocido al mayorista. En caso de incumplimiento en los niveles de inventarios mínimos estipulados y durante períodos prolongados⁵⁷, el mayorista incurrirá en una penalización proporcional al costo reconocido como capital de trabajo asociado a estos inventarios mas el costo de inversión del almacenamiento. El factor de proporcionalidad puede ser igual a porcentaje del inventario mínimo que no se está cumpliendo. Por ejemplo, con base en la información de la Tabla 8, se puede penalizar al mayorista con una multa igual al porcentaje de déficit en el inventario mínimo multiplicado por US\$0.38, por cada barril vendido en las áreas en que incumplió el requisito, durante el tiempo que se mantenga el incumplimiento.

158. Teniendo en cuenta lo anterior, se propone el siguiente tratamiento tarifario de la capacidad de almacenamiento y del inventario de producto:

- a) Los costos de inversión en los tanques de almacenamiento operativo de Ecopétrol se incluyen como parte de los costos de inversión del transportador y se remuneran en la tarifa de transporte;
- b) el Reglamento de Operación establece los criterios para el dimensionamiento del almacenamiento de operación y define los criterios para calcular los niveles de inventario que se deben mantener en esos tanques para garantizar una operación

⁵⁶ Aun las resoluciones vigentes del MME suavizan esta señal al tomar en consideración promedios móviles y precios en el mercado de futuros de combustibles.

⁵⁷ Mayores que el tiempo que toma el proceso de utilizar y restablecer la reserva estratégica, aproximadamente dos semanas si se exigen inventarios de 7 días.

- confiable del sistema de transporte; el reglamento también define los niveles de inventario en estaciones terminales y plantas de abastecimiento por región, requeridos para garantizar un suministro confiable de combustibles;
- c) los distribuidores mayoristas pueden alquilar la capacidad de almacenamiento de Ecopetrol (en las estaciones terminales) que necesiten para mantener los niveles de inventario exigidos para garantizar la confiabilidad de suministro; los distribuidores pagan a Ecopetrol un cargo de arrendamiento por estos servicios;
 - d) los distribuidores mayoristas son responsables de cargar en los sistemas de poliductos los volúmenes de producto requeridos para mantener un lleno de línea adecuado desde el punto de vista operativo. Por otra parte, los distribuidores mayoristas deciden en forma autónoma las cantidades de producto que desean cargar para atender su demanda y manejar sus inventarios en las estaciones terminales y en las plantas de abastecimiento, teniendo en cuenta las penalizaciones por bajos inventarios;
 - e) se reconoce como costo del distribuidor mayorista, trasladable al usuario, el costo anual del capital de trabajo relacionado con el inventario que mantiene en el lleno de línea y en las estaciones terminales hasta los niveles mínimos exigidos en el Reglamento de Transporte⁵⁸;
 - f) en el caso que los distribuidores mayoristas no cumplan en promedio con los niveles de inventario requeridos por región, estarán sujetos a la penalización mencionada arriba (sin importar la causa del incumplimiento).

IV. PROGRAMACIÓN, NOMINACIÓN Y CONTRATACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

159. Actualmente Ecopetrol maneja en forma centralizada el proceso de planeación, programación y nominación del transporte por poliductos (ver sección II.D). Bajo el esquema propuesto de libre acceso a la red de poliductos, los productores (refinadores e importadores), distribuidores mayoristas y grandes consumidores de derivados toman sus decisiones de producción, expansión y fuentes de suministro en forma descentralizada teniendo en cuenta como factores importantes los precios de transporte y el acceso a la capacidad de transporte disponible. Esta sección describe una propuesta para descentralizar este proceso atendiendo al mismo tiempo la necesidad de garantizar la confiabilidad de suministro.

160. Se parte de la base de un proceso de planeación coordinado de la expansión del sistema de poliductos, el cual es validado por la UPME (ver sección II.D.2.b).⁴ De esta forma se desarrolla una red de poliductos de uso compartido con capacidad suficiente para atender las necesidades previsibles de transporte de refinadores, importadores, distribuidores mayoristas y grandes usuarios.

⁵⁸ Un aspecto metodológico a resolver es si se considera que el inventario se rota anualmente y se revalúa de acuerdo a las variaciones en el precio de los productos almacenados o si por el contrario se toma el inventario como una inversión a su valor inicial que se recupera cuando se retira el mayorista. En el primer caso el costo anual neto del inventario sería igual al monto del interés anual sobre el valor original del inventario menos la variación en el capital de trabajo debida a ajustes en precios. En el segundo caso, el costo del inventario es igual al interés anual sobre el valor de la inversión inicial. Para evitar fluctuaciones anuales bruscas en el costo del inventario, se sugiere adoptar el segundo enfoque en que solamente los incrementos anuales en el inventario físico se valoran al precio corriente del producto.

161. Se sugiere adoptar un esquema de transporte de uso común donde los usuarios nominan sus necesidades de transporte en forma autónoma de acuerdo a sus necesidades y el transportador concilia las nominaciones con la capacidad disponible y hace la programación del transporte. El esquema operaría de la siguiente forma:

- a) El transportador mantiene la relación de los remitentes registrados (refinadores, importadores y distribuidores mayoristas), los cuales deben contar, en los puntos de conexión al sistema de transporte, con las instalaciones requeridas para entregar y retirar oportunamente el producto a transportar.
- b) El transportador preparará y comunicará a los remitentes registrados, a comienzos de cada mes, un plan que cubra al menos los dos meses siguientes, con información sobre la capacidad disponible del sistema del transporte, el calendario de los ciclos de transporte previstos para el periodo y las fechas límites antes de las cuales los remitentes deberán enviar al transportador la nominación de productos para los ciclos de transporte programados.
- c) El plan de transporte debe cubrir un periodo suficiente para que las refinerías puedan confirmar su plan de refinación, para que los importadores hagan las gestiones para la importación de productos y para que el transportador pueda anticipar las necesidades de transporte. De acuerdo a las prácticas actuales de Ecopetrol, un periodo de 2 meses sería suficiente.
- d) Los remitentes interesados en transportar productos refinados por el sistema de poliductos enviarán al transportador, dentro de los plazos establecidos en el plan de transporte, sus nominaciones las cuales deben especificar el tipo y calidad de los derivados y el régimen de entregas y recibos durante el periodo.
- e) El transportador conciliará los volúmenes nominados por los remitentes con la capacidad disponible en cada tramo del sistema para el periodo programado y con las necesidades de producto para mantener una operación eficiente y segura del sistema de transporte. El proceso de conciliación comprende:
 - En el caso en que las cantidades nominadas en un ciclo excedan la capacidad disponible del sistema de transporte, el transportador ajustará las cantidades y tiempo de entrega en las nominaciones de los remitentes con un criterio equitativo y no discriminatorio con el fin de maximizar el uso de la capacidad de transporte disponible;
 - el transportador ajustará las cantidades nominadas a las necesidades de recibo cuñas y otros productos para cumplir con las normas de eficiencia y seguridad del sistema de transporte;
 - en los demás casos, el transportador aceptará la nominación del remitente.
- f) El transportador enviará a los remitentes el programa de transporte preliminar para sus comentarios. Con base en esos comentarios, el transportador elaborará la programación definitiva de transporte para el periodo programado y la comunicará a los remitentes.
- g) El transportador podrá modificar la programación, previo aviso a los remitentes afectados, por situaciones imprevistas en el transporte o en el abastecimiento.
- h) El remitente puede solicitar reprogramación de las cantidades programadas y de los sitios de entrega. El transportador aceptará el cambio cuando no afecta negativamente la operación del sistema de transporte y la confiabilidad de suministro.

- i) El transportador establecerá un esquema de incentivos y multas a los remitentes con el objeto de desestimular acciones que afecten negativamente la programación eficiente de refinerías y del sistema de transporte.
- j) Las diferencias entre los volúmenes programados y entregados por cada remitente se contabilizarán en cuentas de balance que se liquidarán al final de cada mes.

162. Es importante analizar los mecanismos que se utilizarían para garantizar el abastecimiento de la demanda de combustibles bajo un esquema descentralizado de nominaciones:

- a) Los distribuidores mayoristas tienen la obligación de mantener reservas de combustibles en los centros de consumo, suficientes para atender la demanda por varios días en caso de falla en el sistema de bombeo o en el suministro. El incumplimiento de los niveles de reserva está sujeto a penalizaciones, sin importar la causa del incumplimiento.
- b) El distribuidor mayorista tiene incentivos para nominar con una anticipación de dos meses los volúmenes necesarios para atender su demanda y mantener los inventarios requeridos, pues de lo contrario correría el riesgo que el producto no esté disponible y sea penalizado posteriormente por bajas reservas.
- c) Es posible que una vez nominado y confirmado el transporte y el suministro de productos, el mayorista no reciba el producto por fallas prolongadas en el sistema de transporte o por incumplimiento del productor. Para evitar incumplimientos en el suministro que pueden causar situaciones de bajos inventarios, el mayorista puede incluir penalizaciones en los respectivos contratos⁵⁹.
- d) En el caso de situaciones excepcionales en que se anticipe un riesgo eminente de desabastecimiento⁶⁰, se establecen mecanismos de intervención por parte de Ecopetrol-transporte que permiten tomar medidas de emergencia para conjurar el problema (ver sección II.C.2).

163. Por lo tanto, bajo el esquema descentralizado de nominaciones el distribuidor mayorista, como responsable por mantener el inventario de seguridad, juega un papel activo para asegurar el abastecimiento de combustibles y, solamente en situaciones excepcionales, sería necesaria la intervención del MME. La otra opción para garantizar el abastecimiento es el esquema centralizado que opera en la actualidad, en que Ecopetrol es el responsable y tiene el control de la producción y transporte, con los mayoristas en un papel totalmente pasivo. Sin embargo, este esquema no es compatible con los principios de competencia y libre acceso que se quieren poner en práctica.

164. Como se indicó en la sección II.D.2.a), el esquema descentralizado de nominaciones se pondría en operación en forma gradual en un plazo prudencial, que permita preparar y aprobar los reglamentos requeridos, desarrollar y probar los programas de computador y

⁵⁹ En el caso que el mayorista esté integrado con la actividad de refinación o de importación, el mayorista internaliza el riesgo de incumplimiento en el suministro. De todas formas, en el contrato de transporte el mayorista establecerá multas y compensaciones por fallas prolongadas en el transporte.

⁶⁰ Emergencia declarada por el Ministro de Minas y Energía ante situaciones que agotan los inventarios de producto o causan un riesgo eminente de desabastecimiento, originadas por falta de capacidad de suministro prevista en el programa de transporte o por fallas prolongadas en la producción o transporte.

establecer los sistemas y procedimientos de comunicaciones. Se sugiere establecer en un plazo de un año en las regulaciones del transporte.

V. ANEXOS

A. ANEXO A: Características Sistema de Transporte por Poliductos

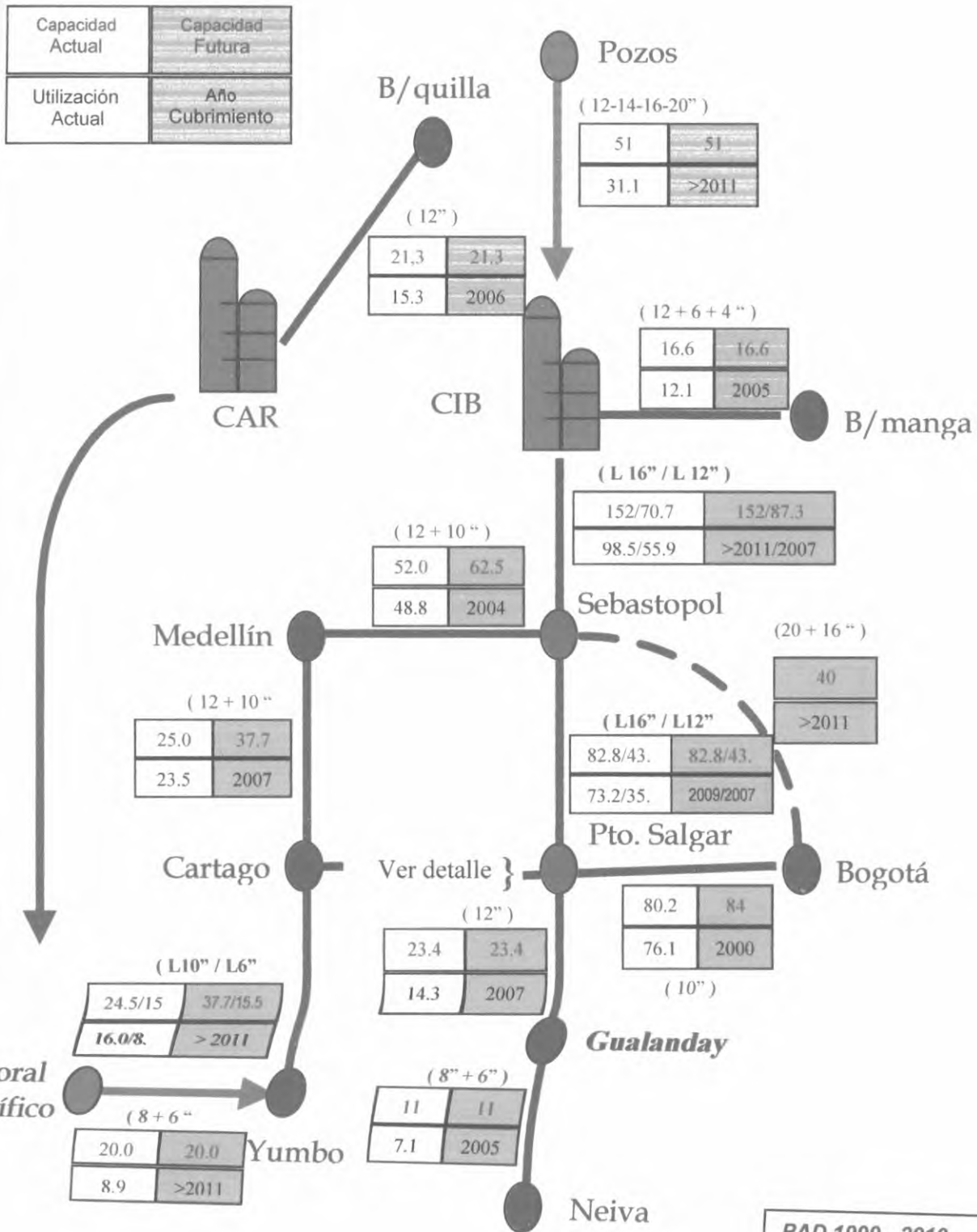
B. ANEXO B: Costo de transporte por poliductos

C. ANEXO C: Capacidad y Costos de Almacenamiento de Combustibles

D. ANEXO D: Regulaciones Generales del Transporte por Poliductos

RED DE TRANSPORTE DE REFINADOS

Figura A-1



PAD 1999 - 2010
 PLANEACION - VIT
 Revisión enero 1999
 esquema2.ppt

RED DE TRANSPORTE DE REFINADOS

Detalle del sistema Odeca

Figura A-2

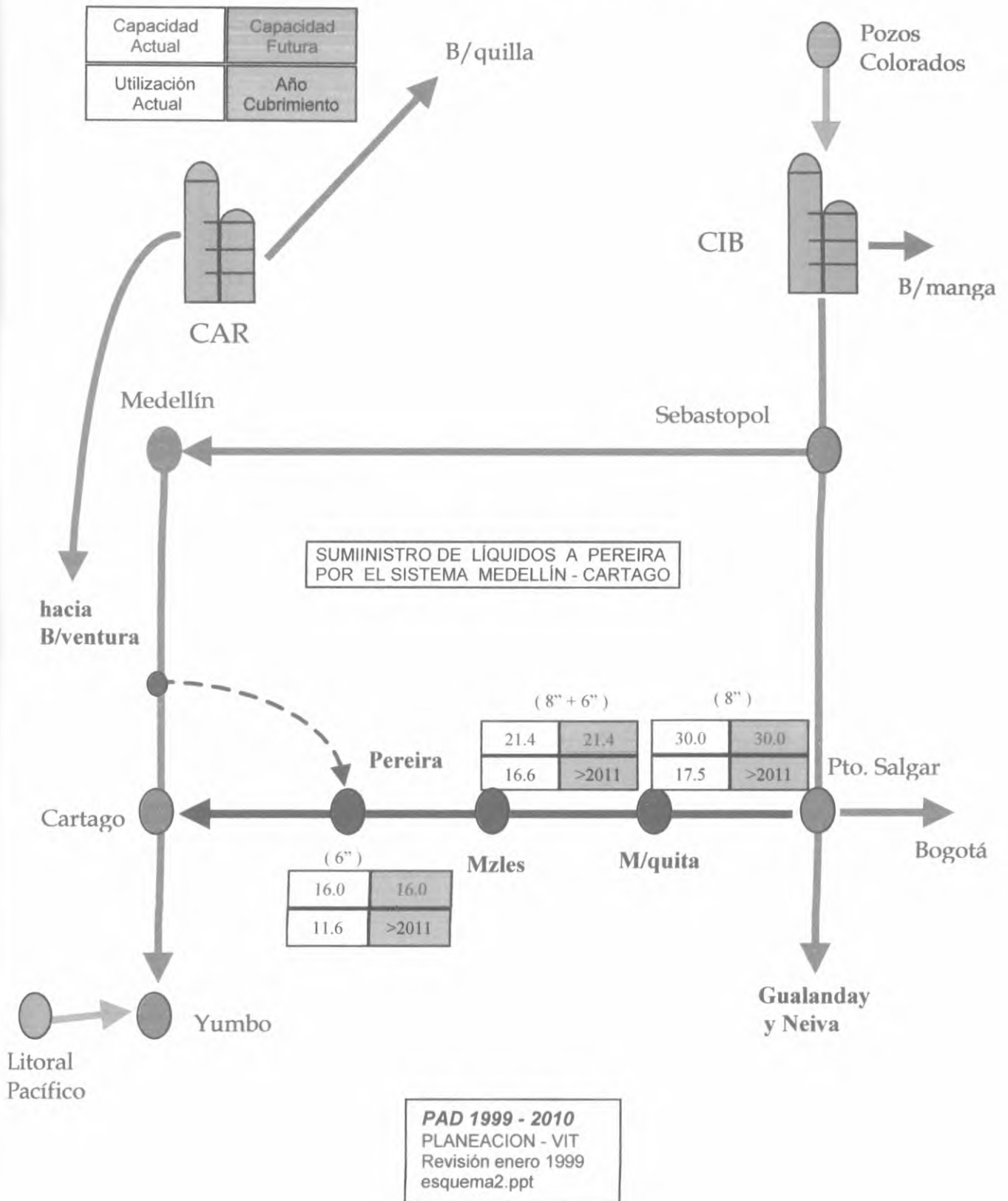


Tabla A- 1

Requerimientos de transporte
Escenario medio
en kBDC

Poliducto	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Prom	VP	VAE
Cartagena-Baranoa	13,3	13,6	14,0	14,3	14,7	15,1	15,5	15,8	16,3	16,7	17,1	17,5	15,3	114,1	15,3
Pozos Colorados- Galán	21,4	21,4	21,4	24,1	24,1	25,5	26,8	39,5	41,7	43,8	47,4	44,3	31,8	232,0	31,1
Galán-B/manga	11,9	12,2	12,6	12,9	13,3	13,7	14,1	14,5	14,9	15,3	15,8	16,2	14,0	103,9	13,9
Galán-Sebastopol	138,3	142,2	146,0	150,0	154,0	158,1	162,4	166,8	171,3	175,9	180,6	185,5	160,9	1.198,9	160,5
Sebastopol-Medellín	42,8	44,0	45,2	46,5	47,7	49,3	51,3	53,4	55,5	57,7	59,9	62,3	51,3	383,1	51,3
Medellín-Cartago	21,5	22,2	22,8	23,5	24,2	25,1	26,5	27,9	29,4	30,9	32,4	34,0	26,7	199,7	26,7
Sebastopol-Salgar	95,5	77,7	79,8	81,9	84,1	86,3	88,6	91,0	93,4	95,8	98,3	101,0	89,5	671,8	89,9
Salgar-Bogotá	66,2	47,7	49,0	50,4	51,7	53,2	54,6	56,1	57,7	59,3	60,9	62,6	55,8	421,0	56,4
Salgar-Neiva	13,9	14,2	14,5	14,9	15,2	15,6	16,0	16,4	16,8	17,2	17,6	18,0	15,9	118,1	15,8
Salgar-Cartago	18,7	19,2	19,8	20,4	21,0	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	20,7	153,7	20,6
Cartago-Yumbo	26,5	27,4	28,1	29,0	29,9	30,8	31,7	32,7	33,7	34,7	35,7	36,8	31,4	234,0	31,3
Buenaventura-Yumbo	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,5	18,8	2,5
Sebastopol-Bogotá	0,0	20,4	21,0	21,6	22,2	22,8	23,4	24,1	24,7	25,4	26,1	26,8	21,5	155,0	20,8
Total	187,5	192,0	196,6	203,9	208,6	214,9	221,3	239,1	246,7	254,1	263,3	265,9	224,5	1.667,7	223,3
Total sin pozos	166,1	170,6	175,2	179,8	184,5	189,4	194,5	199,6	205,0	210,3	215,9	221,6	192,7	1.435,7	192,2

Fuente: PAD 1999-2010

Revisión Enero 1999

Ecopetrol

VP: valor presente flujo 20 años manteniendo constante flujo año 2010

VAE: valor anual equivalente

Tabla A- 2

Capacidad de transporte
en kbdc

Poliducto	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Prom	VP	VAE
Cartagena-Baranoa	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	26,7	195,0	26,1
Pozos Colorados- Galán	51,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	70,3	519,0	69,5
Galán-B/manga	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	19,8	145,5	19,5
Galán-Sebastopol	201,7	201,7	201,7	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	219,4	1.626,2	217,7
Sebastopol-Medellín	54,3	53,6	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2	75,8	554,7	74,3
Medellín-Cartago	25,0	30,6	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	32,3	238,6	31,9
Sebastopol-Salgar	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	126,5	944,9	126,5
Salgar-Bogotá	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	627,4	84,0
Salgar-Neiva	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	174,8	23,4
Salgar-Cartago	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	224,1	30,0
Cartago-Yumbo	40,1	40,1	46,1	46,1	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	46,8	345,7	46,3
Buenaventura-Yumbo	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	149,4	20,0
Sebastopol-Bogotá	0,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	36,7	263,1	35,2
Total	310,6	331,6	331,6	355,2	355,2	355,2	372,3	372,3	372,3	372,3	372,3	372,3	356,1	2.635,1	352,8
Total sin pozos	259,6	259,6	259,6	283,2	283,2	283,2	300,3	300,3	300,3	300,3	300,3	300,3	285,9	2.116,1	283,3

Tabla A- 3

Pérdidas de transporte refinados

A. En barriles

	Total entradas	Pérdidas			Pérdidas	
		Total	Inciden- tales	Opera- tivas	No conocidas	Pozos- Galán
ene-98	7.470.917	35.608	24.228	1.528	9.852	12.935
feb-98	6.707.783	31.126	9.651	3.827	17.648	11.141
mar-98	6.955.590	18.952	6.264	2.943	9.745	9.965
abr-98	6.734.364	37.712	19.653	2.463	15.596	9.895
may-98	6.857.639	30.173	11.321	1.296	17.556	7.330
jun-98	7.043.028	38.280	25.400	6.831	6.049	17.761
jul-98	7.145.146	38.709	14.308	2.432	21.969	-6.382
ago-98	6.821.846	89.904	14.500	1.715	73.689	31.074
sep-98	7.277.190	50.796	15.944	1.330	33.522	7.062
oct-98	6.815.248	48.733	5.623	3.320	39.790	16.971
nov-98	6.445.915	50.304	4.199	3.731	42.374	14.731
dic-98	6.854.403	50.879	10.440	1.737	38.702	14.998
ene-99	6.321.056	48.899	8.064	2.455	38.380	16.241
feb-99	5.740.969	25.460	7.765	750	16.945	4.710
mar-99	6.123.656	42.487	8.727	1.760	32.000	22.844
abr-99	5.952.122	61.058	21.292	410	39.356	15.688
may-99	6.002.397	57.610	20.258	512	36.840	21.652
jun-99	6.126.348	67.375	8.127	523	58.725	33.031
jul-99	5.862.061	81.228	6.818	500	73.910	38.385
ago-99	6.398.852	92.099	83.031	546	8.522	37.879
sep-99	6.511.561	99.358	62.941	555	35.862	36.184
I/98	21.134.290	85.686	40.143	8.298	37.245	34.041
II/98	20.635.031	106.165	56.374	10.590	39.201	34.986
III/98	21.244.182	179.409	44.752	5.477	129.180	31.754
IV/98	20.115.566	149.916	20.262	8.788	120.866	46.700
1998	83.129.069	521.176	161.531	33.153	326.492	147.481
I/99	18.185.681	116.846	24.556	4.965	87.325	43.795
II/99	18.080.867	186.043	49.677	1.445	134.921	70.371
III/99	18.772.474	272.685	152.790	1.601	118.294	112.448

B. En porcentaje

	Total entradas	Pérdidas			Pérdidas	
		Total	Inciden- tales	Opera- tivas	No conocidas	Pozos- Galán % perd tot
	100%	0,48%	0,32%	0,02%	0,13%	36%
	100%	0,46%	0,14%	0,06%	0,26%	36%
	100%	0,27%	0,09%	0,04%	0,14%	53%
	100%	0,56%	0,29%	0,04%	0,23%	26%
	100%	0,44%	0,17%	0,02%	0,26%	24%
	100%	0,54%	0,36%	0,10%	0,09%	46%
	100%	0,54%	0,20%	0,03%	0,31%	-16%
	100%	1,32%	0,21%	0,03%	1,08%	35%
	100%	0,70%	0,22%	0,02%	0,46%	14%
	100%	0,72%	0,08%	0,05%	0,58%	35%
	100%	0,78%	0,07%	0,06%	0,66%	29%
	100%	0,74%	0,15%	0,03%	0,56%	29%
	100%	0,77%	0,13%	0,04%	0,61%	33%
	100%	0,44%	0,14%	0,01%	0,30%	18%
	100%	0,69%	0,14%	0,03%	0,52%	54%
	100%	1,03%	0,36%	0,01%	0,66%	26%
	100%	0,96%	0,34%	0,01%	0,61%	38%
	100%	1,10%	0,13%	0,01%	0,96%	49%
	100%	1,39%	0,12%	0,01%	1,26%	47%
	100%	1,44%	1,30%	0,01%	0,13%	41%
	100%	1,53%	0,97%	0,01%	0,55%	36%
	100%	0,41%	0,19%	0,04%	0,18%	40%
	100%	0,51%	0,27%	0,05%	0,19%	33%
	100%	0,84%	0,21%	0,03%	0,61%	18%
	100%	0,75%	0,10%	0,04%	0,60%	31%
	100%	0,63%	0,19%	0,04%	0,39%	28%
	100%	0,64%	0,14%	0,03%	0,48%	37%
	100%	1,03%	0,27%	0,01%	0,75%	38%
	100%	1,45%	0,81%	0,01%	0,63%	41%

Pérdidas operativas: relacionadas con evaporación y quema de combustible

Pérdidas incidentales: pérdidas reportadas por robos, fugas y otros no incluidas en operativas

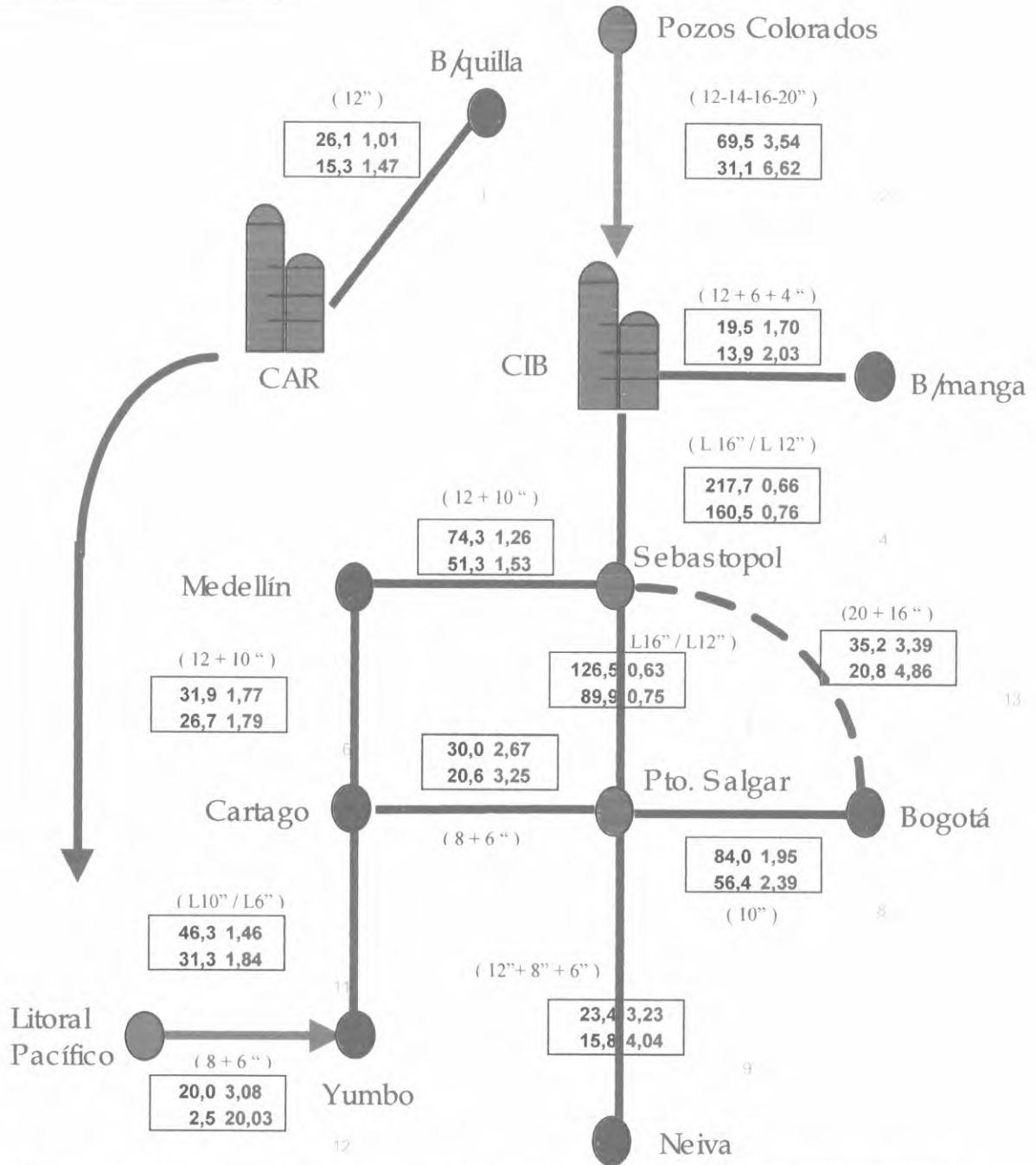
Pérdidas no conocidas: Pérdidas medidas menos operativas menos incidentales

RED DE TRANSPORTE DE REFINADOS

Figura B- 1

Costos medios de transporte

Tarifa estampilla vigente	
Pozos-Barranca	0,84
Interior+Costa	4,24



Capacidad	Cargo(VAEcap)
VAE Flujo	Cargo(VAEflujo)

Capacidad y flujo en KBDC
 Cargos en US\$/barril (1 US\$=1575 \$)
 VAE: valor anual equivalente al 12% del valor proyectado para 20 años
 Cargos no incluyen pérdidas

PAD 1999 - 2010
 PLANEACION - VIT
 Revisión enero 1999

Costos de transporte poliductos

Poliducto	Longitud (kms)	Capacidad VAE (KBDC)	Flujo VAE (KBDC)	Utiliz. %	Valor de reposición US\$M	Inversión					VPN US\$M	Costo unitario US\$/km-bl	AOM			Costo medio (US\$/bl)	
						1999	2000	2001	2002	2003			Fijo US\$M	Variable US\$/bl	US\$/KB milla	Capacidad	Flujo
1 Cartagena-Baranoa	99,0	26	15,3	59%	27	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0	33,4	12,9	2,2	0,004	6,4	1,01	1,47
2 Pozos Colorados- Galán	503,0	69	31,1	45%	267	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	275,9	7,9	24,3	0,120	7,2	3,54	6,62
3 Galán-B/manga	95,2	19	13,9	71%	31	1,8	0,0	0,0	6,6	0,0	36,8	19,8	3,6	0,011	12,2	1,70	2,03
4 Galán-Sebastopol	111,0	218	160,5	74%	123	0,4	11,7	0,0	8,0	12,0	144,6	6,0	16,2	0,039	4,5	0,66	0,76
5 Sebastopol-Medellín	168,0	74	51,3	69%	94	12,8	10,1	3,0	1,8	0,0	116,8	9,4	5,8	0,099	3,9	1,26	1,53
6 Medellín-Cartago	231,0	32	26,7	84%	67	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	72,2	9,8	4,4	0,019	3,2	1,77	1,79
7 Sebastopol-Salgar	134,0	127	89,9	71%	97	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	102,9	6,1	4,5	0,051	2,2	0,63	0,75
8 Salgar-Bogotá	137,0	84	56,4	67%	109	21,7	7,8	0,0	0,0	0,0	134,6	11,7	19,5	0,272	14,3	1,95	2,39
9 Salgar-Neiva	327,0	23	15,8	68%	75	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	77,9	10,2	8,7	0,121	7,9	3,23	4,04
10 Salgar-Cartago	208,4	30	20,6	69%	66	4,2	1,5	0,0	0,0	0,0	70,9	11,3	9,8	0,255	11,9	2,67	3,25
11 Cartago-Yumbo	160,0	46	31,3	68%	64	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	68,6	9,3	8,6	0,009	7,6	1,46	1,84
12 Buenaventura-Yumbo	100,0	20	2,5	13%	46	6,8	0,5	7,3	6,6	0,0	61,9	30,9	7,2	0,142	127,2	3,08	20,03
13 Sebastopol-Bogotá	275,0	35	20,8	59%	72	60,0	70,0	0,0	0,0	0,0	181,4	18,7	4,0	0,050	3,4	3,39	4,86
Total		353	223,3	63%	1138	145,7	101,6	10,3	23,0	12,0	1.377,8		118,6	0,087	3,8	3,44	4,59
Total excepto Pozos-Galán		283	192,2	68%	871	135,7	101,6	10,3	23,0	12,0	1.101,9		94,4	0,084	4,0	3,42	4,26

Costo promedio de pérdidas por producto: 0,1943 US\$/barril
0,114 US\$/barril para Pozos-Galán

Parametros

WACC	12,0%	despues de impuestos
Tasa de impuestos	0,35	
Factor corrección impuestos	1,337	
Plazo (años)	20	
Factor de utilización	0,85	
Precio venta al mayorista	38,9 US\$/barril	
Pérdidas permitidas	0,5%	
Transporte incluye pérdidas	no	

Nota: $FCI = (1 - \text{timp} * \text{vpn}[1, \text{wacc}] / n) / (1 - \text{timp})$

Costo medio = $(FCI * \text{VAE inversión} + \text{Vae costos AOM}) / (\text{VAE flujo} * (1 - \text{pérdidas}))$

Gasolina corriente		
Ingreso al productor \$/galon	1000,25	oct-99
Tasa de cambio	1843	
Ingreso al productor US\$/barril	22,8	

Precio venta al mayorista \$/gl	1704,89
Precio venta al mayorista US\$/l	38,9

Costos de transporte
Costo incremental promedio de largo plazo

Tabla B- 2

Poliducto	Longitud (kms)	Flujo VAE (KBDC)	Inversión Incremental					VPN US\$M	AOM Variable US\$/bl	Costo inrem US\$/bl
			1999	2000	2001	2002	2003			
1 Cartagena-Baranoa	99,0	2,0	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	0,004	1,60
2 Pozos Colorados- Galán	503,0	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	14,0	7,9	0,120	0,52
3 Galán-B/manga	95,2	2,0	1,8	0,0	0,0	6,6	0,0	5,8	0,011	1,43
4 Galán-Sebastopol	111,0	22,2	0,4	11,7	0,0	8,0	12,0	21,6	0,039	0,52
5 Sebastopol-Medellín	168,0	8,5	12,8	10,1	3,0	1,8	0,0	22,8	0,099	1,41
6 Medellín-Cartago	231,0	5,2	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,019	0,50
7 Sebastopol-Salgar	134,0	10,1	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	0,051	0,34
8 Salgar-Bogotá	137,0	6,4	21,7	7,8	0,0	0,0	0,0	25,6	0,272	2,22
9 Salgar-Neiva	327,0	1,9	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	0,121	0,88
10 Salgar-Cartago	208,4	1,9	4,2	1,5	0,0	0,0	0,0	4,9	0,255	1,55
11 Cartago-Yumbo	160,0	4,8	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	0,009	0,47
12 Buenaventura-Yumbo	100,0	0,0	6,8	0,5	7,3	6,6	0,0	15,9	0,142	NA
13 Sebastopol-Bogotá	275,0	20,8	60,0	70,0	0,0	0,0	0,0	109,4	0,050	2,63
Total		35,8	135,7	101,6	10,3	23,0	26,0	238,9	0,074	3,37
Total excepto Pozos-Galán		26,1	135,7	101,6	10,3	23,0	12,0	230,9	0,069	4,43

Costo promedio de pérdidas por producto: 0,114 US\$/barril

Parametros

WACC	12,0% despues de impuestos
Tasa de impuestos	0,35
Beta	1,337
Plazo (años)	20
Factor de utilización	0,85
Precio medio del producto	22,8 US\$/barril
Pérdidas permitidas	0,5%
Transporte incluye pérdidas	si

Nota: $Beta = (1 - \text{timp} * (\text{vpn} - \text{wacc}) / n) / (1 - \text{timp})$

Costo medio = $(\text{beta} * \text{VAE inversion} + \text{Vae costos AOM}) / (\text{VAE flujo} * (1 - \text{perdidas}))$

Tabla B- 3

Costos de transporte poliductos

Caso tasa de descuento = 10,0%

Poliducto	Longitud (kms)	Capacidad VAE (KBDC)	Flujo VAE (KBDC)	Utiliz. %	Valor de reposición US\$M	Inversión					VPN US\$M	Costo unitario US\$/km-bl	AOM			Costo medio (US\$/bl)	
						1999	2000	2001	2002	2003			Fijo US\$M	Variable US\$/bl	US\$/KB milla	Capacidad	Flujo
1 Cartagena-Baranoa	99,0	27	15,4	58%	27	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0	33,5	12,8	2,2	0,004	6,3	0,89	1,31
2 Pozos Colorados- Galán	503,0	70	31,9	46%	267	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	276,1	7,9	24,3	0,120	7,0	3,20	5,85
3 Galán-B/manga	95,2	20	14,1	71%	31	1,8	0,0	0,0	6,6	0,0	37,1	19,8	3,6	0,011	12,1	1,54	1,83
4 Galán-Sebastopol	111,0	218	162,0	74%	123	0,4	11,7	0,0	8,0	12,0	145,9	6,0	16,2	0,039	4,5	0,61	0,69
5 Sebastopol-Medellín	168,0	75	51,9	69%	94	12,8	10,1	3,0	1,8	0,0	117,5	9,3	5,8	0,099	3,9	1,13	1,36
6 Medellín-Cartago	231,0	32	27,2	85%	67	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	72,3	9,8	4,4	0,019	3,2	1,58	1,58
7 Sebastopol-Salgar	134,0	127	90,5	72%	97	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	103,0	6,1	4,5	0,051	2,2	0,57	0,67
8 Salgar-Bogotá	137,0	84	56,6	67%	109	21,7	7,8	0,0	0,0	0,0	135,2	11,7	19,5	0,272	14,2	1,82	2,22
9 Salgar-Neiva	327,0	23	16,0	68%	75	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	78,0	10,2	8,7	0,121	7,9	2,96	3,67
10 Salgar-Cartago	208,4	30	20,6	69%	66	4,2	1,5	0,0	0,0	0,0	71,1	11,4	9,8	0,255	11,9	2,48	3,00
11 Cartago-Yumbo	160,0	47	31,7	68%	64	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	68,6	9,2	8,6	0,009	7,6	1,34	1,67
12 Buenaventura-Yumbo	100,0	20	2,5	13%	46	6,8	0,5	7,3	6,6	0,0	62,6	31,3	7,2	0,142	127,6	2,85	18,50
13 Sebastopol-Bogotá	275,0	36	21,2	59%	72	60,0	70,0	0,0	0,0	0,0	184,4	18,8	4,0	0,050	3,3	2,97	4,22
Total		354	225,9	64%	1138	145,7	101,6	10,3	23,0	12,0	1.385,3		118,6	0,087	3,8	3,12	4,13
Total excepto Pozos-Galán		285	194,0	68%	871	135,7	101,6	10,3	23,0	12,0	1.109,2		94,4	0,084	4,0	3,10	3,84

Costo promedio de pérdidas por producto:

0,194 US\$/barril

0,114 US\$/barril

para Pozos-Galán

Parametros

WACC	10,0% despues de impuestos
Tasa de impuestos	0,35
Factor corrección impuestos	1,309
Plazo (años)	20
Factor de utilización	0,85
Precio venta al mayorista	38,9 US\$/barril
Pérdidas permitidas	0,5%
Transporte incluye pérdidas	no

Tabla C-1

Almacenamiento de Refinados (capacidad útil)

en miles de barriles

	Instalación	Propietario	Total refinados (excepto GLP)	Demanda (BPD) 1/	% almacenado	Días de despacho	Tránsito desde punto suministro (días)
T	Pozos Colorados	Ecopetrol Mar	942,7	31,1	65%	19,7	
T	Cartagena-Refinería	Ecopetrol Refin	1.143,0				
D	Cartagena-Baranoa	Ducto	49,9	26,1	100%	1,9	1,9
T	Baranoa	Otros	72,8	15,3	65%	3,1	
T	Galapa	Otros	137,6	15,3	65%	5,9	
D	Pozos Colorados-Ayacucho	Ducto	231,6	69,5	100%	3,3	3,3
T	Ayacucho	Otros	27,7	31,1	65%	0,6	
D	Ayacucho-Galán	Ducto	105,6	69,5	100%	1,5	4,9
T	Galán	Ecopetrol Refin	1.197,0		65%		
D	Galán-Lizama	Ducto	18,8	19,5	100%	1,0	1,0
T	Lizama	Otros	29,0	13,9	65%	1,4	
D	Lizama-Bucaramanga	Ducto	6,6	19,5	100%	0,3	1,3
T	Bucaramanga	Otros	136,5	13,9	65%	6,4	
D	Galán-Sebastopol	Ducto	136,7	217,7	100%	0,6	0,6
T	Sebastopol	Ecopetrol Oper	625,5	160,5	65%	2,5	
T	Puerto Berrío	Otros	15,6		65%		
D	Sebastopol-Puerto Salgar	Ducto	165,8	126,5	100%	1,3	1,9
T	Puerto Salgar	Ecopetrol Oper	629,6	89,9	65%	4,5	
T	Puerto Niño	Otros	11,9		65%		
T	Dorada	Otros	23,7		65%		
T	Palanquero	Otros	4,3		65%		
D	Puerto Salgar-Mansilla	Ducto	38,0	84,0	100%	0,5	2,4
T	Mansilla	Ecopetrol Term	494,1	77,1	65%	4,2	
T	Consorcio	Otros	87,7	77,1	65%	0,7	
D	Mansilla-Puente Aranda	Ducto	14,8	77,1	100%	0,2	2,6
T	Puente Aranda	Otros	295,1	77,1	65%	2,5	
D	Sebastopol-Tocancipá	Ducto	244,1	40,0	100%	6,1	6,7
T	Tocancipá	Ecopetrol Term	468,0	77,1	65%	3,9	
T	Tocancipá	Otros	150,0	77,1	65%	1,3	
D	Sebastopol-Cisneros	Ducto	53,7	74,3	100%	0,7	1,4
T	Cisneros	Otros	3,0	24,5	65%	0,1	
D	Cisneros-Medellín	Ducto	27,1	74,3	100%	0,4	1,7
T	Medellín	Otros	174,8	24,5	65%	4,6	
T	Rionegro	Otros	34,2	24,5	65%	0,9	
D	Medellín-La Pintada	Ducto	31,3	31,9	100%	1,0	2,7
T	La Pintada	Otros	14,8	24,5	65%	0,4	
D	La Pintada-Cartago	Ducto	47,3	31,9	100%	1,5	4,2
T	Cartago	Otros	31,1	33,8	65%	0,6	
T	Cartago	Ecopetrol Term	5,4	33,8	65%	0,1	
D	Puerto Salgar-Mariquita	Ducto	11,5	30,0	100%	0,4	2,3
T	Mariquita	Otros	24,2	15,8	65%	1,0	
D	Mariquita-Manizales	Ducto	11,7	16,6	100%	0,7	3,0
T	Manizales	Otros	19,0	10,0	65%	1,2	
D	Manizales-Pereira	Ducto	9,8	11,6	100%	0,8	3,9
T	Pereira	Otros	35,2	10,0	65%	2,3	
D	Pereira-Cartago	Ducto	2,6	6,6	65%	0,3	4,1
D	Cartago-Yumbo	Ducto	87,4	46,3	100%	1,9	6,1
T	Yumbo	Otros	213,6	33,8	65%	4,1	
T	Yumbo	Ecopetrol Term	90,0	33,8	65%	1,7	
T	Buga	Otros	27,9	33,8	65%	0,5	
T	Mulaló	Otros	34,6	33,8	65%	0,7	
D	Yumbo-Buenaventura	Ducto	43,1	20,0	100%	2,2	
T	Buenaventura	Otros	147,0		65%		
D	Puerto Salgar-Gualanday	Ducto	79,1	23,4	100%	3,4	5,3
T	Gualanday	Otros	61,2	15,8	65%	2,5	
D	Gualanday-Neiva	Ducto	27,4	23,4	100%	1,2	6,5
T	Neiva	Otros	52,8	15,8	65%	2,2	

Almacenamiento de Refinados (capacidad útil)

en miles de barriles

	Capacidad	% utilización	Volumen almacena do	Costo inventario MUS\$	Días demanda (almacena do)	Días demanda (capaci dad)
Total						
D Ducto	1.443,9	100%	1.443,9	50,7	6,9	6,9
T Tanque	7.460,6		4.849,4	178,6	23,1	35,5
Ecopetrol Mar	942,7	65%	612,8	14,0	2,9	4,5
Ecopetrol Refin	2.340,0	65%	1.521,0	59,1	7,2	11,1
Ecopetrol Oper	1.255,1	65%	815,8	31,7	3,9	6,0
Ecopetrol Term	1.057,5	65%	687,4	26,7	3,3	5,0
Otros	1.865,3	65%	1.212,4	47,1	5,8	8,9
Total sin Sebastopol-Tocancipa						
Ducto	1.199,9	100%	1.199,9	41,2	5,7	5,7
Tanque	6.842,6		4.317,7	157,9	20,6	32,6
Ecopetrol Mar	942,7	65%	612,8	14,0	2,9	4,5
Ecopetrol Refin	2.340,0	65%	1.521,0	59,1	7,2	11,1
Ecopetrol Oper	1.055,1	65%	685,8	26,6	3,3	5,0
Ecopetrol Term	589,5	65%	383,2	14,9	1,8	2,8
Otros	1.715,3	65%	1.114,9	43,3	5,3	8,2
Total sin Sebastopol-Tocancipá y sin Pozos Colorados-Barranca						
Ducto	862,6	100%	862,6	33,5	4,1	4,1
Tanque	5.899,9		3.704,9	143,9	17,6	28,1
Ecopetrol Mar	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
Ecopetrol Refin	2.340,0	65%	1.521,0	59,1	7,2	11,1
Ecopetrol Oper	1.055,1	65%	685,8	26,6	3,3	5,0
Ecopetrol Term	589,5	65%	383,2	14,9	1,8	2,8
Otros	1.715,3	65%	1.114,9	43,3	5,3	8,2

Precio mayorista 38,9 US\$/barril

Demanda refinados 210 kBDC

Ingreso productor 22,8 US\$/barril

1/ Demanda actual- PAD 1999-2010 para terminales

Capacidad para ductos

Costo reserva estratégica

Concepto	Unidades	Tanques	Lleno de línea 1/
Capacidad almacenamiento	KB	3150	1794
Inventario	KB	2048	1794
Inversión	MUS\$	78,8	
Capital de trabajo	MUS\$	79,6	69,7
Costos anuales AOM	MUS\$	3,2	
Costos anuales AOM e inversión	MUS\$	17,8	0,0
Costo anual capital de trabajo	MUS\$	11,7	10,3
Costo unitario AOM e inversión	US\$/barril	0,23	0,00
Costo unitario capital de trabajo	US\$/barril	0,15	0,13
Costo unitario total	US\$/barril	0,38	0,13

1/ No incluye Pozos Colorados-Galán

Supuestos:

Concepto	Valor
Costo inversión almacenamiento	25 US/barril
Costos AOM	4,0% inversión
Plazo	15 años
WACC	11% después de impuestos
Tasa de impuestos	0,35
Factor corrección impuestos	1,337
Ingreso al productor	22,8 US\$/barril
Precio al mayorista	38,9 US\$/barril
Demanda combustibles	210 KBDC
Porcentaje inventario	65%
Tasa de cambio	1575 \$/US\$
Almacenamiento estratégico (capacidad)	15 días

ANEXO D: REGULACIONES GENERALES DEL TRANSPORTE POR POLIDUCTOS

1	DEFINICIONES.....	1
2	OBJETIVOS DE LA REGULACION DEL SERVICIO DE TRANSPORTE POR POLIDUCTOS	3
3	PRINCIPIOS QUE RIGEN LA ACTIVIDAD TRANSPORTE.....	4
4	REGLAMENTO DE OPERACION	4
5	AMBITO DE APLICACION	4
6	AUTORIDAD DE REGULACION SECTORIAL	5
7	AUTORIDAD PARA LA VIGILANCIA Y EL CONTROL.....	5
8	AUTORIDAD DE PLANEACION SECTORIAL.....	6
9	AUTORIDAD PARA EL CONTROL DE PRACTICAS COMERCIALES RESTRICTIVAS Y PROTECCION DEL CONSUMIDOR	6
10	OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES DE LOS TRANSPORTADORES.....	6
11	OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.....	7
12	OBLIGACIÓN DE REGISTRO.....	7
13	ACCESO ABIERTO A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE.....	8
14	SEPARACION DE ACTIVIDADES.....	8
15	NEUTRALIDAD Y PRINCIPIO DE NO DISCRIMINACION.....	8
16	PROHIBICION DE PRACTICAS COMERCIALES RESTRICTIVAS.....	8
17	INTEGRACION DEL POLIDUCTO POZOS COLORADOS – GALAN AL SNTC.....	9
18	NUEVAS CONEXIONES A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR POLIDUCTOS..	9
19	EXPANSION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	9
20	LIBERTAD PARA CONSTRUIR POLIDUCTOS DE INICIATIVA PRIVADA.....	10
21	CONEXIONES.....	10
22	CONTRATOS	10
23	ALMACENAMIENTO EN TERMINALES.....	11

24	ALMACENAMIENTO E INVENTARIO A CARGO DEL DISTRIBUIDOR MAYORISTA.....	11
25	PRINCIPIOS PARA LA REMUNERACION DEL SERVICIO PUBLICO.....	12
26	INVERSIONES RECONOCIDAS.....	12
27	CALCULO DE LOS COSTOS BASE PARA LA DEFINICION DE TARIFAS.....	13
28	CALCULO DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE.....	13
29	RESTRICCIONES TARIFARIAS.....	14
30	TARIFA PARA REMUNERAR EL SERVICIO DE ALMACENAMIENTO.....	15
31	REAJUSTE, REVISION Y PUBLICACION DE LAS TARIFAS.....	15
32	RESPONSABILIDAD POR CALIDAD Y VARIACIONES EN VOLUMEN.....	15
33	PERDIDAS DE PRODUCTO.....	15
34	FUERZA MAYOR.....	16
35	NOMINACIONES.....	16
36	SITUACIONES DE EMERGENCIA EN EL TRANSPORTE O EN EL ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES.....	16
37	PROCEDIMIENTO PARA MODIFICAR LAS REGLAS.....	17
38	REGLAMENTACIONES OPERATIVAS Y TECNICAS. ANEXO.....	17
39	CONDICIONES MINIMAS DE SEGURIDAD Y OPERACIÓN.....	18
40	PRODUCTOS.....	18
41	ESPECIFICACIONES Y CALIDADES DE LOS PRODUCTOS.....	19
42	NOMINACIONES Y PROGRAMACION DEL TRANSPORTE.....	20
43	PLAZO PARA PONER EN FUNCIONAMIENTO SISTEMA DE NOMINACIONES.....	22
44	VOLUMENES MÁXIMOS Y MINIMOS A TRANSPORTAR.....	22
45	LLENO DE LINEA.....	22

REGULACIONES GENERALES DEL TRANSPORTE POR POLIDUCTOS

DOCUMENTO PARA DISCUSION

TITULO 1. PRINCIPIOS Y DEFINICIONES GENERALES

1 DEFINICIONES

Para efectos de estas regulaciones y en general para interpretar el servicio de transporte de combustibles por el sistema de redes de tubería y sus actividades complementarias, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones.

- 1.1 Actividades complementarias o conexas. La explotación económica de tanques de almacenamiento en terminales marítimos, de tanques de almacenamiento en estaciones terminales con destino a distribución mayorista, constituye actividad complementaria o conexas al Servicio Público de Transporte de Combustibles por Poliductos. Estas regulaciones también se aplican en lo pertinente a estas actividades, en tanto son conexas o complementarias al sistema de transporte de combustible por poliductos.
- 1.2 Almacenamiento en terminales con destino a distribución mayorista. Instalación de recibo, entrega y almacenamiento de combustibles con destino a distribución en el mercado mayorista.
- 1.3 Almacenamiento en terminales marítimos. Instalación de recibo, entrega y almacenamiento de combustibles con destino a exportaciones, o con origen en importaciones y con destino a refinación, o a distribución en el mercado mayorista. Incluye estaciones e instalaciones costa afuera.
- 1.4 Almacenamiento operativo. Instalación de recibo, entrega y almacenamiento de combustibles que se utiliza primordialmente para la operación de un sistema de transporte de combustible por poliductos
- 1.5 Combustibles líquidos derivados de petróleo. Son los combustibles líquidos derivados de petróleo que cumplen las especificaciones técnicas y de calidad que contiene el Anexo de éstas regulaciones.
- 1.6 Destinatario. Es aquel a quien se le envía el combustible y tiene la categoría de usuario. Una misma persona podrá ser a un mismo tiempo remitente y destinatario.
- 1.7 Distribuidor Mayorista. Toda persona natural o jurídica, que a través de una planta de abastecimiento construida con el lleno de los requisitos legales, almacene, distribuya al por mayor combustibles líquidos derivados de petróleo, con excepción del gas licuado del mismo. (GLP).

- 1.8 Ecopetrol – Transporte de Combustibles . Es una unidad administrativa perteneciente a la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol y que se encarga de todas las actividades de transporte relacionadas con el Sistema Nacional de Transporte de Combustibles Derivados de Petróleo - SNTC. Para garantizar su neutralidad como transportador tendrá administración y registros contables independientes de acuerdo con lo dispuesto en estas regulaciones.
- 1.9 Factor de corrección F. Es el factor para la actualización de precios, definido en la resolución 058 de mayo 21 de 1980 de la Comisión de Precios del Petróleo y Gas Natural, por la cual se fijan precios para la producción de petróleo crudo, destinado a refinación interna.
- 1.10 Gran consumidor. Toda persona natural o jurídica que, con adecuado almacenamiento para petróleo crudo y combustibles líquidos derivados de petróleo y con el lleno de los requisitos legales correspondientes, se provea directamente de las refinerías o plantas de abastecimiento para su propio uso industrial.
- 1.11 KBDC. Miles de barriles por día calendario
- 1.12 Lleno de línea. Es el volumen de hidrocarburo de propiedad de los remitentes y que es necesario para llenar las líneas de un Sistema de Transporte de Combustible por Poliductos, de acuerdo con la descripción incluida en éstas regulaciones.
- 1.13 Nominaciones. Procedimiento descentralizado de programación del transporte en el Sistema Nacional de Transporte de Combustibles Derivados de Petróleo-SNTC-.
- 1.14 Pérdidas normativas. Porcentaje de pérdidas, aprobado por la Autoridad de Regulación y que refleja razonablemente las pérdidas en un sistema de transporte de combustible por poliductos operado eficientemente.
- 1.15 Planta de abastecimiento. Instalación que entrega combustibles líquidos derivados de petróleo a distribuidores minoristas o a grandes consumidores
- 1.16 Remitente. Es la persona jurídica que se obliga por cuenta propia o ajena a entregar o recibir combustibles líquidos derivados de petróleo para ser transportados por un sistema de transporte de combustible por poliductos, en las condiciones, lugar y tiempo convenidos. Todo remitente tiene la categoría de usuario y por lo tanto debe cumplir con las obligaciones definidas en éstas regulaciones. Una misma persona podrá ser a un mismo tiempo remitente y destinatario.
- 1.17 Reglamento de Operación del Servicio Público de Transporte de Combustibles por Poliductos. Es un Reglamento complementario a las regulaciones generales del transporte por poliductos y que contiene las reglas y procedimientos detallados para la conexión, acceso y uso de los sistemas de transporte de combustible por poliductos. En este documento, este reglamento se denomina Reglamento de Operación.

- 1.18 Servicio Público de Transporte de Combustibles por Poliductos. Comprende el servicio de transporte por el Sistema Nacional de Transporte de Combustibles Derivados de Petróleo (STNC) y las actividades complementarias o conexas definidas en estas regulaciones.
- 1.19 Sistema Nacional de Transporte de Combustibles Derivados de Petróleo - SNTC. Es un conjunto de sistemas de transporte de combustible por poliductos que conecta sitios de producción, terminales marítimos y plantas de abastecimiento localizados en el territorio nacional. El SNTC incluye Sistemas de Transporte de Combustible por Poliductos que operan en forma aislada y los poliductos privados de uso público.
- 1.20 Sistema de Transporte de Combustible por Poliductos. Es un conjunto de líneas de ductos o poliductos, válvulas, equipos de bombeo, equipos de medición, tanques operativos de almacenamiento y demás instalaciones necesarias para transportar combustibles entre dos o varios puntos. Se excluyen las instalaciones dedicadas a las actividades complementarias, de acuerdo con las definiciones de éstas regulaciones.
- 1.21 Transportador. Persona que se obliga a recibir, conducir y entregar los combustibles objeto del contrato de transporte y presta por medio de este contrato el Servicio Público de Transporte de Combustibles por Poliducto.
- 1.22 Usuario del Sistema de Transporte de Combustible por Poliductos. Es la persona jurídica que se obliga por cuenta propia o ajena a entregar o recibir combustibles líquidos derivados de petróleo para ser transportados por un sistema de transporte de combustible por poliductos. Todo usuario tiene la categoría de remitente y por lo tanto debe cumplir con las obligaciones definidas en éstas regulaciones.

2 OBJETIVOS DE LA REGULACION DEL SERVICIO DE TRANSPORTE POR POLIDUCTOS

- 2.1 Establecer regulaciones generales para asegurar el acceso libre y sin discriminación al Sistema Nacional de Transporte (SNTC) por poliductos de combustibles derivados de petróleo;
- 2.2 Señalar las Autoridades encargadas de la regulación, vigilancia y control, planeación y protección de la competencia y del consumidor y definir sus funciones de acuerdo con la Ley y estas regulaciones;
- 2.3 Establecer los principios y la metodología para la definición de tarifas de transporte y almacenamiento;
- 2.4 Establecer mecanismos para la coordinación del despacho de combustibles entre los remitentes y el transportador con el fin de permitir la operación eficiente y descentralizada del SNTC;

- 2.5 Definir criterios para la expansión de los sistemas de transporte de combustible por poliductos;
- 2.6 Estandarizar prácticas y terminología aplicable a esta actividad de transporte;
- 2.7 Establecer procedimientos para revisión de las regulaciones y reglamentos y adelantar consultas con los interesados.

3 PRINCIPIOS QUE RIGEN LA ACTIVIDAD TRANSPORTE

Los siguientes principios rigen la prestación del servicio público de transporte de combustibles por poliductos y son fundamento para interpretar éstas regulaciones:

- 3.1 Acceso abierto y no discriminatorio al SNTC para todos los usuarios debidamente calificados;
- 3.2 Prestación del servicio en condiciones de calidad uniforme para todos los usuarios;
- 3.3 Remuneración del servicio por medio de tarifas las cuales cubrirán los costos incurridos por el transportador para prestar el servicio en condiciones de eficiencia y mínimo costo, de acuerdo con los criterios y la metodología que se desarrollan en estas regulaciones;

4 REGLAMENTO DE OPERACION

El Reglamento de Operación, definido de acuerdo con el artículo 1º. de éstas regulaciones, será preparado por los transportadores y aprobado por la Autoridad de Regulación y seguirá en un todo las definiciones de las Regulaciones Generales del Transporte por Poliductos definidas en este documento. Antes de su aprobación la Autoridad de Regulación someterá el Reglamento a consulta previa con los usuarios y terceros interesados.

TITULO 2. AMBITO DE APLICACIÓN Y AUTORIDADES

5 AMBITO DE APLICACION

Estas regulaciones son aplicables al transporte por poliductos de combustibles líquidos derivados de petróleo, al transporte por medio de ductos dedicados y cualquier otro servicio prestado por instalaciones de transporte destinadas a la carga, despacho, compresión, acondicionamiento y tratamiento de productos líquidos derivados de petróleo. Estas regulaciones se aplican a todos los usuarios del SNTC. No son aplicables al transporte de gas licuado de petróleo (GLP), el cual es regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

6 AUTORIDAD DE REGULACION SECTORIAL

La regulación del sector de combustibles líquidos derivados de petróleo, del transporte por poliductos y de las actividades complementarias está a cargo del Ministro de Minas y Energía.

Con el fin de especializar y tecnificar el ejercicio de la regulación del sector, el Ministerio creará un Comité Técnico de Regulación del Sector de Combustibles Líquidos Derivados de Petróleo, el cual será conformado por dos profesionales de alto rango y calificación técnica el cual será independiente de la División de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía. El Comité será dirigido en su labor técnica por el Viceministro. Las decisiones serán adoptadas por el Ministro de Minas y Energía.

En lo sucesivo, en este documento se denomina Autoridad de Regulación a la Autoridad encargada del ejercicio de la regulación sectorial.

Propuestas alternativas para discusión

“La regulación del transporte y de las actividades complementarias está a cargo del Ministro de Minas y Energía. Con el fin de especializar y tecnificar el ejercicio de la regulación del sector, el Ministerio delegará en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el apoyo técnico y la discusión de las propuestas preliminares relacionadas con la regulación sectorial. Las decisiones serán adoptadas por el Ministro de Minas y Energía.”

“Alternativamente se puede proponer que sea la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) quien desarrolle el apoyo técnico y la discusión de las propuestas preliminares relacionadas con la regulación sectorial. Las decisiones siempre serán las adoptadas por el Ministro de Minas y Energía.”

7 AUTORIDAD PARA LA VIGILANCIA Y EL CONTROL

La vigilancia y el control de cumplimiento de todas las normas y regulaciones relacionadas con el sector de combustibles líquidos derivados de petróleo corresponden a la División de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía. La vigilancia y el control incluye, además, la verificación del cumplimiento de las regulaciones y reglamentos asociados con el servicio, de las prescripciones tarifarias y en general de todos los compromisos contraídos en estas regulaciones; la verificación del cumplimiento de normas de calidad y seguridad y la verificación del cumplimiento de estándares ambientales, en lo que no sea de competencia del Ministerio del Medio Ambiente.

En caso de incumplimiento de las normas mencionadas, la División de Hidrocarburos dará concepto técnico preliminar a la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía quien aplicará las sanciones correspondientes.

8 AUTORIDAD DE PLANEACION SECTORIAL

En desarrollo de las funciones de planeación asignadas por la Ley, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) tendrá a su cargo la validación de los programas de inversión en los sistemas de transporte de combustibles por poliductos.

9 AUTORIDAD PARA EL CONTROL DE PRACTICAS COMERCIALES RESTRICTIVAS Y PROTECCION DEL CONSUMIDOR

En lo relacionado con los servicios objeto de éstas regulaciones y de acuerdo con el Decreto 2153 de 1992, la Superintendencia de Industria y Comercio tendrá a su cargo todas las funciones relativas a la protección del consumidor de combustibles líquidos derivados de petróleo y la vigilancia, control y sanción respecto de prácticas comerciales restrictivas consagradas en la Ley 155 de 1959.

TITULO 3. OBLIGACIONES, PRINCIPIOS DE LIBRE ACCESO Y PROHIBICION DE PRACTICAS COMERCIALES RESTRICTIVAS

10 OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES DE LOS TRANSPORTADORES

- 10.1 Cumplir con las reglas y procedimientos establecidos en estas regulaciones;
- 10.2 Operar, mantener y tener disponible el sistema de transporte por poliductos de una manera eficiente, confiable y segura;
- 10.3 Garantizar acceso libre y sin discriminaciones a los usuarios y remitentes del SNTC, para lo cual evitará incurrir en actos o realizar acuerdos contrarios a la libre competencia o adoptar conductas que abusen de su posición dominante como transportador;
- 10.4 Coordinar los procesos de planeación, nominación, programación, recibo, transporte y entrega de los combustibles por el SNTC;
- 10.5 Cumplir con las metodologías y los niveles tarifarios aprobados;
- 10.6 Elaborar y aplicar el Reglamento de Operación para el sistema de transporte del cual es propietario, de conformidad con las reglas y procedimientos establecidas en estas regulaciones y otras disposiciones legales aplicables a la actividad de transporte.

- 10.7 Desarrollar, mantener y operar los sistemas comerciales de contratación, medición, balance, facturación y recaudo de los servicios de transporte por poliductos;
- 10.8 Planificar, desarrollar, reforzar, ampliar el sistema de transporte del cual es propietario.

11 OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

- 11.1 Cumplir con las reglas y procedimientos establecidos en estas regulaciones y los respectivos reglamentos de operación;
- 11.2 Mantener inventarios de combustible de acuerdo con las disposiciones de estas regulaciones;
- 11.3 Tener acceso a capacidad suficiente de almacenamiento en los puntos de retiro donde opera para recibir oportunamente el producto que ha solicitado transportar y garantizar los inventarios mínimos requeridos;
- 11.4 Entregar al sistema de transporte los productos requeridos para mantener el lleno de línea de acuerdo con las normas definidas en el anexo. Dicho volumen permanecerá en el sistema de transporte mientras dure su participación como usuario y le será regresado una vez deje de serlo, por el (los) usuario(s) que lo reemplace(n) o por el transportador si esto no ocurre.
- 11.5 Evitar incurrir en actos o realizar acuerdos contrarios a la libre competencia o adoptar conductas que abusen de posición dominante en el mercado de combustibles.

12 OBLIGACIÓN DE REGISTRO.

Todas las personas jurídicas que estén prestando o vayan a prestar el servicio de transporte de combustibles por tuberías o almacenamiento de combustibles, deberán registrarse ante el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad de Regulación con anterioridad al inicio de cualquier tipo de actividad encaminada a dar inicio de proyectos o actividades asociadas al mismo. Así mismo, deberán comunicar oficialmente el inicio de sus actividades al Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad de Regulación.

También estarán obligados a registrarse ante el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad de Regulación y ante él(los) propietario(s) del sistema de transporte, las personas naturales y jurídicas que aspiren a ser usuarios del Sistema Nacional de Transporte.

13 ACCESO ABIERTO A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE

Los transportadores de combustibles por poliductos estarán obligados a permitir el acceso al sistema de transporte de su propiedad o al sistema de transporte que se encuentre bajo su control, a todo usuario que lo solicite y que cumpla con estas regulaciones. El acceso se garantizará en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables en esta materia y en los procedimientos definidos en estas regulaciones.

14 SEPARACION DE ACTIVIDADES

Con el fin de garantizar el acceso abierto al Sistema Nacional de Transporte de Combustibles (SNTC), se entenderá que el transporte de combustibles por este medio será independiente de las actividades de exploración, explotación y transporte de producción de crudos, refinación, comercialización, importación y exportación de combustibles. Para el efecto, los transportadores deberán demostrar registros contables y administración independientes para las actividades relacionadas con esta modalidad de transporte de las demás de su objeto social. Las actividades complementarias y las de comercialización y de venta de combustible serán igualmente independientes de la de transporte.

De acuerdo con lo anterior, el transportador deberá reportar al Ministerio de Minas, a la UPME y a la Autoridad de Regulación, cuales activos hacen parte de su sistema de transporte, los cuales serán tenidos en cuenta para las definiciones regulatorias y tarifarias que correspondan.

15 NEUTRALIDAD Y PRINCIPIO DE NO DISCRIMINACION

Los transportadores observarán completa neutralidad frente a todos aquellos que utilicen el sistema de transporte por poliductos absteniéndose de cualquier actuación que pueda conducir a discriminar indebidamente a alguno de ellos o dar trato preferente a algún usuario en detrimento de otros.

16 PROHIBICION DE PRACTICAS COMERCIALES RESTRICTIVAS

Están prohibidas las conductas que afecten la libre competencia en el acceso a la SNTC, incluyendo el transporte de combustibles importados o de aquellos con destino al mercado internacional. Son prácticas comerciales restrictivas las descritas por el Decreto 2153 de 1992, en especial las contenidas en sus artículos 46, 47, 48, 50, 51, 52. Se aplican igualmente las excepciones contenidas en el artículo 49 del mismo decreto.

17 INTEGRACION DEL POLIDUCTO POZOS COLORADOS – GALAN AL SNTC

El poliducto Pozos Colorados – Galán es parte del SNTC y no se considera como ducto de transferencia con destino a la Refinería de Ecopetrol. Por consiguiente, es un poliducto con acceso abierto a terceros y sujeto a estas regulaciones. Los contratos de transporte, tarifas y demás aspectos asociados con este poliducto, se entenderán independientes de las condiciones de producción, venta, valoración y distribución de combustibles. Sin perjuicio de lo establecido en éstas regulaciones en relación con las pérdidas normativas y para garantizar el acceso y uso continuo y eficiente, el transportador hará las inversiones necesarias para garantizar un uso eficiente de su capacidad instalada y mantener el poliducto en buen estado, con confiabilidad y seguridad.

18 NUEVAS CONEXIONES A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR POLIDUCTOS

Los transportadores de las redes de tubería existentes o de los que se construyan, deberán permitir que se hagan nuevas conexiones y que se construyan u operen nuevos ductos y poliductos siempre que se cumpla con todas las regulaciones y reglamentos técnicos pertinentes. El transportador tiene derecho a inspeccionar que la conexión cumpla con dichas regulaciones y reglamentos.

Igualmente, los transportadores deberán permitir que las empresas que desean construir nuevos ductos o poliductos a nuevos puntos de conexión tengan acceso sin restricciones a los sistemas de transporte de combustible por poliductos existentes.

19 EXPANSION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

La expansión de los sistemas de transporte de combustible por poliductos será responsabilidad de cada uno de los transportadores. En un todo de acuerdo con los procedimientos establecidos en estas regulaciones, los transportadores presentarán ante la UPME y la Autoridad de Regulación, programas de inversión para un período de cuatro (4) años, los cuales se considerarán para establecer la remuneración tarifaria durante el período tarifario.

La UPME validará estos programas de inversión con base en un Plan de Expansión del SNTC que tendrá en cuenta las proyecciones de demanda de combustibles, las estrategias para atender el mercado de combustibles en forma confiable a mediano y largo plazo y las alternativas de expansión, rehabilitación y conversión propuestas por los transportadores y usuarios actuales.

Los programas de inversión que presenten otros transportadores distintos de Ecopetrol seguirán lo dispuesto en el Código de Petróleos y sus reglamentaciones, especialmente las contenidas en estas regulaciones.

Se considerarán en los programas de inversión, la conversión de oleoductos u otros ductos existentes. Grupos de usuarios actuales o potenciales podrán solicitar al transportador la conversión de los ductos y proponer a la UPME su inclusión como parte del Plan de Expansión del SNTC y del Plan Nacional de Abastecimiento de Combustibles.

20 LIBERTAD PARA CONSTRUIR POLIDUCTOS DE INICIATIVA PRIVADA

De acuerdo con lo definido en el Código de Petróleos, se garantiza la libertad para construir poliductos de iniciativa privada tanto para uso privado como para uso público. Los poliductos privados de uso público estarán sujetos a éstas regulaciones.

Toda persona que proyecte emprender la construcción de un poliducto privado de uso público debe solicitar aprobación de la tarifa de transporte correspondiente. De acuerdo con lo definido en el artículo anterior de estas regulaciones, la UPME validará previamente la inversión proyectada. El Plan de Inversión, una vez validado por la UPME, será sometido por el inversionista a la Autoridad de Regulación para la aprobación de las tarifas de transporte respectivas.

21 CONEXIONES

Las conexiones necesarias para que un Remitente pueda acceder al SNTC correrán única y exclusivamente por su cuenta y deberán cumplir con los estándares de operación, medición y seguridad establecidos en el Reglamento de Operación de cual se hace referencia en estas regulaciones.

Para este efecto, el Remitente hará la solicitud de conexión oficial al transportador, adjuntando los detalles técnicos y operativos de la conexión. La respuesta a dicha solicitud será enviada por el Transportador en el término de treinta (30) días calendario, contados a partir de la radicación de la correspondiente solicitud.

22 CONTRATOS

Se tendrán como partes en el contrato de transporte en un sistema de transporte, el transportador y el remitente. Hará parte el destinatario cuando acepte el respectivo contrato.

Los transportadores y remitentes deberán celebrar entre sí contratos de transporte que no sean contrarios a los principios de libre competencia y en concordancia con estas

regulaciones, otros reglamentos asociados al servicio, el Código de Comercio y el Decreto 2153 de 1992.

En el contrato de transporte, el remitente establecerá multas y compensaciones por fallas prolongadas en el transporte. Igualmente se definirán mecanismos para la solución de disputas en relación con los contratos.

TITULO 4. ACCESO AL ALMACENAMIENTO

23 ALMACENAMIENTO EN TERMINALES

El almacenamiento actualmente de propiedad de Ecopetrol y localizado en estaciones terminales con destino a distribución mayorista y el localizado en terminales marítimas es de acceso libre por los usuarios del sistema de transporte debidamente registrados de acuerdo con estas regulaciones.

Ecopetrol no podrá actuar en calidad de distribuidor mayorista en el SNTC pero podrá hacer acuerdos para promover el acceso de nuevos distribuidores mayoristas mediante al uso o la compra de su capacidad de almacenamiento localizada en estaciones terminales con destino a distribución mayorista. Para el efecto, anunciará públicamente que ésta capacidad está disponible y la asignará mediante procedimientos transparentes y no discriminatorios.

Ecopetrol cobrará una tarifa por concepto de arrendamiento de capacidad de acuerdo con lo establecido en éstas regulaciones.

24 ALMACENAMIENTO E INVENTARIO A CARGO DEL DISTRIBUIDOR MAYORISTA

El distribuidor mayorista deberá mantener un inventario promedio de producto suficiente para abastecer en forma confiable su demanda estimada con base en el promedio de consumo del año anterior. El abastecimiento es confiable cuando el distribuidor puede abastecer su demanda sin restricciones y en presencia de interrupciones del suministro al mayorista con una duración de tres (3) días continuos, originadas en cualquier causa. Para este cálculo se tendrá en cuenta el tiempo de transporte de derivados hasta cada centro de consumo. La Autoridad de Regulación establecerá periódicamente los niveles de inventario requeridos por zona para cumplir con dicho criterio.

El distribuidor mayorista deberá tener capacidad de almacenamiento disponible en sus plantas de abastecimiento o garantizar acceso a capacidad disponible en las terminales suficiente para mantener el nivel de inventario requerido y un cupo de seguridad para retirar oportunamente las parcelas transportadas. La capacidad de

almacenamiento bruta requerida se calculará como la relación entre el inventario exigido y un factor de utilización del 60%.

La regulación del margen del distribuidor mayorista reflejará de manera separada el costo del capital de trabajo asociado al lleno de línea y al inventario de almacenamiento en terminales con destino a distribución mayorista.

En caso de incumplimiento en los niveles de inventario de almacenamiento en terminales con destino a distribución mayorista, por periodos continuos superiores a 2 semanas, el mayorista incurrirá en una penalización sobre ventas igual al costo unitario reconocido al mayorista por el capital de trabajo y la inversión en almacenamiento, multiplicado por el porcentaje de déficit en el inventario respecto al mínimo establecido. La penalización se calculará diariamente durante el tiempo que se mantenga el incumplimiento y se aplicará sobre cada barril vendido por el mayorista en las áreas en que incumplió el requisito.

TITULO 5. REMUNERACION DEL TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR POLIDUCTOS

25 PRINCIPIOS PARA LA REMUNERACION DEL SERVICIO PUBLICO

- 25.1 El servicio público de transporte y almacenamiento por poliductos, exceptuando el GLP, se remunerará mediante cargos de transporte sujetos a tarifas máximas fijadas de acuerdo a la metodología y procedimientos generales establecidos en éste título.
- 25.2 Los servicios de almacenamiento en terminales marítimos y en estaciones terminales con destino a la distribución mayorista se remunerarán por medio de una tarifa separada.
- 25.3 Las tarifas de transporte cubrirán los costos de inversión, los gastos de administración, operación y mantenimiento y una utilidad razonable sobre el capital invertido en los activos de transporte requeridos para prestar el servicio en condiciones de eficiencia.
- 25.4 Los activos de transporte incluyen las líneas de poliducto, equipos de bombeo, tanques de almacenamiento operativos, edificaciones, terrenos y otros equipos y sistemas necesarios para prestar el servicio de transporte. Se excluyen los tanques y equipos auxiliares para almacenamiento en terminales con destino a la distribución mayorista y para almacenamiento en terminales marítimos.

26 INVERSIONES RECONOCIDAS

Para efectos del cálculo de las tarifas se reconocen las siguientes inversiones:

- 26.1 La inversión en activos de transporte en servicio a la fecha de revisión tarifaria valorados al costo de reposición a nuevo. Para activos en servicio que hayan cumplido su vida útil normativa, se tomará un valor de salvamento calculado con base en la proporción entre la vida útil remanente y la vida útil total estimada. Los activos en servicio que se retiren y se programe su reemplazo durante el periodo tarifario no se incluirán en la base de activos.
- 26.2 El programa de nuevas inversiones en activos propios de transporte, validado por la UPME, que se proyecta realizar durante un periodo de 4 años a partir de la fecha de revisión tarifaria. No se incluirán inversiones destinadas al reemplazo o rehabilitación de activos en servicio que no hayan cumplido su vida útil normativa. Podrán incluirse las inversiones necesarias para efectuar conversiones de oleoductos u otro tipo de ductos en poliductos.

27 CALCULO DE LOS COSTOS BASE PARA LA DEFINICION DE TARIFAS

- 27.1 El costo de reposición a nuevo se calculará como el valor de la inversión reconocida en la revisión tarifaria anterior más el valor de las inversiones efectivamente ejecutadas en el periodo tarifario anterior, actualizados a la fecha de la revisión tarifaria aplicando el factor de corrección **F** correspondiente al periodo tarifario anterior.
- 27.2 Los costos de administración, operación y mantenimiento se calcularán como el promedio de los costos reales operativos (excluyendo depreciación) durante el último periodo tarifario. Los costos operativos se desglosarán en costos fijos anuales que no dependen del volumen transportado y costos variables expresados en US\$ por galón transportado. Sin embargo, solo se reconocerán los costos operativos que cumplan con índices de eficiencia en (US\$/barril-km) fijados por la Autoridad de Regulación tomando como base costos operativos de poliductos comparables.
- 27.3 Los costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento se expresarán en dólares de la fecha de revisión tarifaria.

28 CALCULO DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE

Las tarifas de transporte máximas promedio por unidad de volumen para cada transportador se calcularán de acuerdo con los siguientes criterios:

- 28.1 Las tarifas para el año base se calculan aplicando la metodología de flujo de caja descontado para un periodo de análisis de 20 años y una tasa de costo de capital de 10% después de impuestos, de tal forma que el valor presente del flujo de caja después de impuestos sea igual al valor de la inversión en activos de transporte en servicio.

- 28.2 El flujo de caja anual se calculará como la diferencia entre el ingreso tarifario y la suma de los costos operativos reconocidos, las nuevas inversiones programadas para los 4 años y los impuestos de renta correspondientes a cada año.
- 28.3 El ingreso anual y los costos operativos se calcularán con base en una proyección anual, para un horizonte de 20 años, de los volúmenes a transportar teniendo en cuenta la capacidad de los poliductos en servicio y de las ampliaciones incluidas en el programa de inversiones. La proyección de volúmenes a utilizar para el cálculo del ingreso de poliductos para los cuales se aplique una tarifa separada, no podrá ser inferior al volumen que resulta de aplicar un factor de utilización de 65% sobre la capacidad máxima de transporte del poliducto.
- 28.4 Las tarifas de transporte incluirán el costo del transporte de las pérdidas normativas de producto y se cobrarán sobre el volumen de productos entregados en el punto de destino.

29 RESTRICCIONES TARIFARIAS

Los transportadores podrán proponer opciones tarifarias para el servicio de transporte por poliductos de su propiedad, sujetas a las siguientes restricciones tarifarias:

- 29.1 El promedio ponderado de las tarifas de transporte propuestas no podrá exceder la respectiva tarifa máxima promedio por unidad de volumen.
- 29.2 El transportador podrá otorgar descuentos respecto a las tarifas máximas siempre y cuando no discrimine indebidamente a otros usuarios o busque prevenir la entrada de nuevos usuarios o favorecer a usuarios particulares.
- 29.3 Ecopetrol propondrá tarifas independientes de transporte para los sistemas Pozos Colorados-Galán, Cartagena-Baranoa y Buenaventura -Yumbo y una tarifa estampilla para los demás sistemas de poliductos.
- 29.4 Los transportadores podrán proponer cargos por reserva de capacidad de transporte para sistemas de transporte en los que se justifique permitir la reserva anticipada de la capacidad de transporte.
- 29.5 Cuando una nueva inversión beneficia solamente a un subgrupo claramente identificado y separable de los usuarios atendidos por el sistema de poliductos al cual se conecta, el transportador podrá incorporar dicha inversión a la base de activos del respectivo sistema de poliductos, siempre y cuando esta acción no aumente en más de un 5% en términos reales la tarifa promedio del sistema. De lo contrario, el transportador deberá proponer una tarifa independiente para remunerar dicha inversión.

30 TARIFA PARA REMUNERAR EL SERVICIO DE ALMACENAMIENTO

La tarifa máxima para el servicio de almacenamiento localizado en estaciones terminales con destino a distribución mayorista y el almacenamiento localizado en terminales marítimas se calculará con base en la misma metodología utilizada para el transporte, tomando los costos correspondientes al servicio de almacenamiento y la capacidad de almacenamiento en servicio, pero tomando como referencia un horizonte de vida útil de 10 años. Ecopetrol - Transporte establecerá una tarifa única para el almacenamiento en todas sus estaciones terminales.

31 REAJUSTE, REVISION Y PUBLICACION DE LAS TARIFAS

Las tarifas de transporte y almacenamiento se reajustarán anualmente a partir del inicio del segundo año del periodo tarifario, aplicando el factor de corrección F correspondiente al año anterior al ajuste. Las tarifas a aplicar en cada año se expresarán en moneda local utilizando la tasa promedio representativa del mercado de dólares de los Estados Unidos vigente para el último mes del año anterior al ajuste.

Las tarifas de transporte y almacenamiento se revisarán cada 4 años. Tres meses antes del vencimiento del periodo tarifario, las empresas transportadoras presentarán a consideración de la autoridad de regulación la solicitud de tarifas para el siguiente periodo tarifario. La autoridad de regulación dará aprobación a la nueva tarifa antes del vencimiento de las vigentes.

Los transportadores deberán publicar anualmente las tarifas en un diario de amplia circulación nacional.

TITULO 6. RESPONSABILIDADES

32 RESPONSABILIDAD POR CALIDAD Y VARIACIONES EN VOLUMEN

El transportador hará su mejor esfuerzo y la debida diligencia para entregar el mismo producto recibido, pero no está obligado a entregar el producto idéntico. Las variaciones en volumen debidas a diferencia de condiciones de temperatura y presión en los puntos de entrega y recibo estarán a cargo de los remitentes y por lo tanto las mediciones se corregirán a condiciones estándar de 60° Fahrenheit.

33 PERDIDAS DE PRODUCTO

De las pérdidas totales, las pérdidas de producto correspondientes a un porcentaje de pérdidas normativas hasta de 0.5% estarán a cargo de los remitentes. Para el caso del Poliducto Pozos Colorados – Galán se aceptará un porcentaje del 1.5%. Valores por

encima de las pérdidas normativas estarán a cargo del transportador y no serán remunerados por la tarifa de transporte.

34 FUERZA MAYOR.

Ni el transportador ni el remitente serán responsables por daños, pérdidas, demoras o perjuicios o por cualquier incumplimiento, causados por fuerza mayor o caso fortuito. Se considera fuerza mayor o caso fortuito cualquier hecho imprevisible, al cual no es posible resistir, no imputable a la parte afectada y que no sea consecuencia de la culpa suya, ni concorra con ella y que coloque la dicha parte en la imposibilidad absoluta de cumplir su obligación.

35 NOMINACIONES

El procedimiento de nominaciones define las responsabilidades y derechos que adquieren los remitentes y transportadores respecto de la programación del transporte. El Ciclo de Nominación del Transporte por el SNTC fija los plazos, los horarios y las etapas que permitirán al transportador programar los volúmenes a transportar durante un período de tiempo establecido.

La nominación será realizada por los remitentes y sujetas a multas por incumplimiento o incentivos por pronta nominación. El Anexo de estas regulaciones detalla los procedimientos generales que regularán las nominaciones, los incentivos y las penalizaciones a que hay lugar respecto de las nominaciones.

36 SITUACIONES DE EMERGENCIA EN EL TRANSPORTE O EN EL ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES

Sin perjuicio de lo establecido en los Decretos 1209 de 1994 y 2933 de 1997, en situaciones de alto riesgo de desabastecimiento de la demanda de combustibles a nivel nacional o regional, los transportadores podrán establecer prioridades de transporte, previa interrupción del ciclo normal de nominaciones. El Reglamento de Operación detallará de manera precisa el procedimiento de actuación en un evento de emergencia ya sea en el transporte o en el abastecimiento de combustibles. El Ministro de Minas y Energía declarará la emergencia.

En estos casos las empresas que están sujetas a éstas regulaciones están obligadas a prestar colaboración a las autoridades, a otras empresas o a los usuarios.

37 PROCEDIMIENTO PARA MODIFICAR LAS REGLAS

Estas regulaciones y los reglamentos de operación correspondientes serán modificados por petición de la parte interesada o de oficio por la Autoridad de Regulación, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- 37.1 Cuando es por petición de parte interesada ésta debe comunicar por escrito sus propuestas de modificación. La Autoridad de Regulación tiene un mes para estudiar la propuesta y decidir si amerita modificación.
- 37.2 Pasado este mes, la Autoridad de Regulación comunicará a la parte interesada si existe o no mérito para la modificación. Si no existe mérito se acaba el procedimiento una vez comunicada la negativa a la parte que solicita la modificación. Si existe mérito, la Autoridad de Regulación debe evaluar de inmediato la propuesta de modificación para el asunto en revisión e inicia al final de los treinta (30) días hábiles un procedimiento de consulta pública sobre la misma con los usuarios del SNTC y terceros interesados.
- 37.3 Los usuarios del SNTC y los terceros interesados tienen 15 días hábiles para dar a conocer sus observaciones sobre la propuesta. Pasado este lapso la Autoridad de regulación tiene treinta días hábiles para evaluar los comentarios recibidos. Al final de este término debe aprobar las modificaciones definitivas a las regulaciones y/o los reglamentos.
- 37.4 Cuando es una modificación de oficio, la Autoridad de Regulación debe someter su propuesta de modificación al procedimiento de consulta y los plazos arriba expuestos.

38 REGLAMENTACIONES OPERATIVAS Y TECNICAS. ANEXO

El anexo de este documento contiene las reglamentaciones operativas y técnicas generales que serán guía a los Transportadores para la definición del Reglamento de Operación. El Anexo es parte integral de las regulaciones expedidas en este documento.

ANEXO

REGLAMENTACIONES OPERATIVAS Y TECNICAS

39 CONDICIONES MINIMAS DE SEGURIDAD Y OPERACIÓN

Cada Transportador deberá preparar un Reglamento de Operación que contenga las reglas y procedimientos para la conexión, acceso y uso de los sistemas de transporte de combustible por poliductos, de conformidad con las regulaciones generales y reglamentaciones específicas de transporte establecidas por la Autoridad de Regulación. Este reglamento debe contener al menos lo siguiente:

- 39.1 Las especificaciones técnicas mínimas y condiciones mínimas de seguridad y operación que deben cumplir las instalaciones de remitentes y destinatarios en los puntos de conexión al sistema de poliductos, necesarias para mantener la operación continua, eficiente y segura del sistema de transporte.
- 39.2 Las reglas y procedimientos para la planeación, nominación, confirmación, programación y operación del transporte de productos por el sistema de poliductos.
- 39.3 Las normas que deben cumplir los productos a ser transportados por poliducto y las normas sobre las variaciones permisibles en calidad y características de los productos durante el transporte.
- 39.4 Las normas y procedimientos de seguridad para el transporte de productos por poliductos.
- 39.5 Un manual de medición que defina las normas técnicas que deben cumplir los sistemas de medición; los requisitos y procedimientos para la instalación, operación, mantenimiento y reposición de los sistemas de medición; y las normas y procedimientos para la medición de las cantidades, características y calidad de los productos transportados.

40 PRODUCTOS

Los combustibles derivados del petróleo y las calidades que serán exigidas para ser transportados por poliductos, se describen a continuación:

- 40.1 Aceite Combustible para motores. Es el destilado medio que cumple con la Norma Icontec No. 1438.
- 40.2 Bencina industrial. Es una Nafta proveniente de la destilación atmosférica del petróleo crudo.
- 40.3 Gasolina Regular. Es el combustible que cumple con la Norma Icontec No. 1380- Rev 2.

- 40.4 Gasolina Extra. Es el combustible proveniente que cumple con la Norma Icontec No. 1380- Rev 2.
- 40.5 Gas licuado del petróleo (GLP). Es la mezcla de hidrocarburos livianos del petróleo que cumple con la Norma Icontec No. 2303.
- 40.6 Hidrocarburo. Es cualquiera de los productos o subproductos obtenidos por la destilación de petróleo crudo.
- 40.7 Queroseno. Es el destilado medio proveniente de la destilación atmosférica del petróleo crudo que cumple con la Norma Icontec No. 1653.
- 40.8 Turbocombustible Jet A. Es el destilado medio que cumple con la Norma Icontec No. 1899.
- 40.9 Virginoil. Es uno de los productos usados como separador de otros productos y que es utilizado para conservar la calidad de los hidrocarburos que está separando. El rango de destilación está entre 157 y 221° C.

41 ESPECIFICACIONES Y CALIDADES DE LOS PRODUCTOS

El Reglamento de Operación definirá las normas y procedimientos para verificar su calidad, con base en normas técnicas reconocidas. El transportador podrá exigir al remitente la presentación de pruebas de calidad de los productos que desea embarcar. El transportador no tendrá obligación de aceptar productos para transporte que no cumplan con las especificaciones exigidas.

Teniendo en cuenta que en la operación normal de un sistema de transporte por poliductos siempre se presentan mezclas en los puntos en contacto de parcelas de diferentes calidades y se efectúan operaciones que afectan la calidad de los productos recibidos de los remitentes, el transportador podrá entregar productos de especificaciones substancialmente iguales a los recibidos, de acuerdo a las siguientes reglas:

- 41.1 El transportador establecerá las características de calidad y cantidad de las cuñas requeridas entre parcelas de acuerdo con las necesidades de programación y de operación eficiente del sistema de transporte. Las cuñas pueden ser suministradas por el remitente o por el transportador previo acuerdo entre las partes
- 41.2 En el proceso de transporte las cuñas y frentes de contaminación siempre se repartirán entre los combustibles que se estén separando.
- 41.3 Independientemente de la calidad del producto entregado por el remitente al transportador, el remitente reconocerá para efectos de retiro del producto, una variación de octanaje hasta de un (1) octano y una variación hasta de veinte (20) grados Celcius en el punto de inflamación y ebullición de los productos entregados por el transportador.

- 41.4 En caso que la variación de calidad sea superior a la establecida en el numeral anterior u otras establecidas en el Reglamento de Operación, el remitente tendrá derecho a devolver el producto recibido y el transportador compensará al remitente el valor del producto contaminado. El Reglamento de Operación establecerá los procedimientos para el manejo y disposición de este producto.
- 41.5 El transportador será responsable por la pérdida, daño y retraso en la entrega del producto que permanece bajo su custodia durante el proceso de transporte excepto por causas de fuerza mayor.

42 NOMINACIONES Y PROGRAMACION DEL TRANSPORTE

Los transportadores deberán establecer en el Reglamento de Operación procedimientos detallados para la nominación y la programación del transporte de productos, que cumplan con los siguientes principios y requisitos generales:

- 42.1 El transportador mantendrá relación de los remitentes registrados, los cuales deben contar con instalaciones en los puntos de conexión al sistema de transporte que cumplan con los requisitos mínimos establecidos en el Reglamento de Operación.
- 42.2 El transportador preparará y comunicará a los remitentes registrados, en los primeros 5 días de cada mes, un Plan de Nominación del Transporte que cubra al menos los dos meses siguientes, que especifique la capacidad disponible del sistema del transporte, el calendario de los ciclos de transporte previstos para el periodo y las fechas límites antes de las cuales los remitentes deberán enviar al transportador la nominación de productos para los ciclos de transporte programados. El transportador no tendrá obligación de aceptar la nominación de productos fuera de los plazos establecidos
- 42.3 Los remitentes interesados en transportar combustibles por el sistema de transporte por poliductos enviarán al transportador sus nominaciones, en los plazos establecidos en el Plan de Nominación, las cuales deben especificar el tipo de hidrocarburo, el volumen solicitado, las especificaciones de calidad, el régimen de entregas durante el mes de acuerdo a los ciclos de transporte programados y los puntos de entrega y retiro al sistema de transporte
- 42.4 El transportador conciliará los volúmenes nominados por los remitentes con la capacidad disponible en cada tramo del sistema para el periodo programado y con las necesidades de producto para mantener una operación eficiente y segura del sistema de transporte. Las conciliaciones comprenden:
- En el caso en que las cantidades nominadas en un ciclo excedan la capacidad disponible del sistema de transporte, el transportador ajustará las cantidades y tiempo de entrega en las nominaciones de los remitentes con un criterio equitativo y no discriminatorio con el fin de maximizar el uso de la capacidad de transporte disponible;

- El transportador ajustará las cantidades nominadas a las necesidades de recibo de cuñas y otros productos para lograr una programación y operación eficiente y segura del sistema de transporte. Los remitentes deberán suministrar estos productos de acuerdo a lo establecido para el lleno del sistema;
 - En los demás casos, el transportador aceptará la nominación del remitente.
- 42.5 El transportador enviará a los remitentes el programa de transporte preliminar para sus comentarios. Con base en esos comentarios, el transportador elaborará la programación definitiva de transporte para el periodo programado y la comunicará a los remitentes.
- 42.6 El transportador podrá modificar la programación, previo aviso a los remitentes afectados, por situación de emergencia en el transporte o en el abastecimiento, por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, o por eventos considerados excusables.
- 42.7 El Remitente puede solicitar reprogramación de las cantidades programadas y de los sitios de entrega al menos 48 horas antes de la hora en que está programado el embarque. El transportador aceptará el cambio cuando no afecta negativamente la operación del sistema de transporte y la confiabilidad de suministro.
- 42.8 El transportador establecerá y publicará un esquema de incentivos por pronta nominación y multas que penalicen a los remitentes por cambios fuera de los plazos establecidos en las cantidades programadas, con el objeto de desestimular acciones que afecten negativamente la programación eficiente de refinерías y del sistema de transporte.
- 42.9 En el caso en que un remitente no retire su hidrocarburo en los puntos de retiro de acuerdo con la programación aceptada, el transportador tendrá el derecho de dirigir el producto para otro destino o hacer arreglos para disponer oportunamente del producto de tal forma que no se afecte el programa de transporte de los demás productos en tránsito en la línea de poliductos. El transportador podrá establecer multas al remitente que compensen por los perjuicios causados.
- 42.10 El transportador será responsable por llevar la contabilidad de las cantidades de productos recibidos y entregados a cada remitente y la cuenta de balance correspondiente. Las pérdidas normativas reconocidas para cada sistema de transporte serán asignadas mensualmente entre los remitentes a prorrata del volumen transportado en el mes. Las diferencias entre los volúmenes recibidos y entregados por cada remitente según cada producto se contabilizarán en cuentas de balance que liquidarán mensualmente con base en los procedimientos establecidos en los contratos de transporte.

43 PLAZO PARA PONER EN FUNCIONAMIENTO SISTEMA DE NOMINACIONES

Los transportadores pondrán en funcionamiento el nuevo sistema de nominaciones en forma gradual en un plazo máximo de un año a partir de la fecha de expedición de estas regulaciones, durante el cual deberán preparar los reglamentos detallados, desarrollar los programas de computador, establecer los sistemas de comunicaciones y probar el sistema.

44 VOLUMENES MÁXIMOS Y MÍNIMOS A TRANSPORTAR

Con el fin de asegurar el abastecimiento de combustibles y la operación del sistema de transporte en forma eficiente y segura, el transportador establecerá el tamaño mínimo de las parcelas (y los criterios utilizados para definir estos valores) que cada remitente puede nominar para entrega en puntos de embarque y para retiro en puntos de destino, y el tamaño mínimo de las parcelas que se pueden programar en cada sistema de transporte.

45 LLENO DE LINEA

El lleno de línea es el volumen de hidrocarburos presente en cada momento en un sistema de transporte, que ha sido entregado por los remitentes en custodia al transportador. Comprende las existencias en todas las instalaciones, tuberías, equipos de bombeo y equipos de medición de cada una de las estaciones de poliductos, en líneas de conducción entre las diferentes estaciones e instalaciones costa afuera, así como, la existencia en todos los tanques operativos de las estaciones intermedias. No incluye el inventario en los tanques en estaciones terminales, terminales marítimos y en plantas de abastecimiento de los distribuidores mayoristas.

El transportador dimensionará la capacidad de almacenamiento de los tanques operativos y manejará los inventarios en esos tanques con el criterio de lograr una programación y operación continua y eficiente del sistema de transporte. El transportador establecerá en forma explícita en el reglamento de operación los criterios utilizados para dimensionar los tanques y establecer los niveles promedio de inventario que se deben mantener en los tanques.

Los remitentes deberán entregar el producto necesario para satisfacer las necesidades del lleno de línea de acuerdo a reglas y criterios equitativos y no discriminatorios establecidos en el Reglamento de Operación. El transportador mantendrá un sistema de información adecuado que permita establecer mensualmente el volumen de productos en el lleno de línea y la distribución de propiedad entre los remitentes, teniendo en cuenta la situación existente a comienzos del mes y el balance de los volúmenes recibidos y entregados por cada remitente durante el mes.

Los nuevos remitentes que deseen transportar combustibles por un sistema de transporte deberán contribuir al lleno de línea en proporción al volumen diario nominado, durante el tiempo mínimo establecido en el reglamento de operación, el cual no podrá ser mayor a 6 meses. El reglamento de operación establecerá el procedimiento para la devolución de su participación en el lleno de línea una vez deje de ser remitente.

Asesoría gas natural y combustibles líquidos
:Informe No. 3 regulación del transporte de
poliductos de combustibles derivados del
petróleo. Evamaria Uribe, Manuel I. Dussan

338.7 U762a Ej. 2

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA RECIBIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO
-------------------	------------	-------------------