

Documento **Conpes**

Consejo Nacional de Política Económica y Social
República de Colombia
Departamento Nacional de Planeación



ESTRATEGIAS PARA LA DINAMIZACIÓN Y CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
DNP: DIE

Versión aprobada

Bogotá D.C., 15 de septiembre de 2003

Este documento somete a consideración del Consejo Nacional de Política Económica y Social –CONPES– un conjunto de estrategias que continúen con la consolidación y masificación de la industria del gas natural y su vinculación activa al desarrollo económico y social del país. Entre ellas está la coordinación de diversos instrumentos fiscales, medidas de reestructuración empresarial y el uso eficiente de la canasta de energéticos, sobre la base de mecanismos de mercado.

I. INTRODUCCION

El éxito de un programa de masificación y desarrollo industrial apoyado en el gas natural, requiere la conciliación inmediata de dos políticas gubernamentales de la mayor importancia: i) la sostenibilidad a largo plazo de la actividad de transporte de gas en el interior del país y ii) contar con precios competitivos de la canasta de energéticos. Este documento evalúa las estrategias adelantadas hasta el momento y formula las directrices para promover hacia el futuro el desarrollo acelerado de la oferta y la demanda de gas natural y su consolidación como motor de desarrollo económico y social.

II. ANTECEDENTES

Durante el 2002 el Gobierno Nacional adelantó una evaluación del Plan de Masificación de Gas y mediante el documento CONPES No. 3190, presentó un balance de los objetivos alcanzados en términos de usuarios, municipios atendidos, kilómetros de redes tendidas y otras variables que muestran el buen desempeño del gas natural, en cuanto a penetración en el sector residencial, principalmente. Dicho documento recomendó, entre otras estrategias: i) adoptar una política estable e integral de precios de los energéticos, especialmente para los combustibles líquidos, ii) asegurar la disponibilidad del gas natural en el corto y largo plazo, y iii) definir las acciones que garanticen la sostenibilidad financiera de ECOGAS en el largo plazo.

A continuación se presenta un balance de las acciones adelantadas por el Gobierno Nacional en cumplimiento de las disposiciones del CONPES 3190 y se hace una evaluación de las mismas:

i) Adoptar una política estable e integral de precios de los energéticos, especialmente para los combustibles líquidos

Aunque durante las tres pasadas décadas el país ha impulsado políticas tendientes a un uso eficiente de la canasta de energéticos, el gas natural no ha penetrado como se esperaba, ni ha desplazado, en diferentes sectores, energéticos sustitutos que tienen un mayor costo económico y/o ambiental, como son:

- Industria: carbón, fuel oil, ACPM y crudo Castilla y Rubiales
- Automotor: gasolina y ACPM
- Residencial: energía eléctrica

Este resultado se da, entre otras razones, por las siguientes distorsiones que generan una señal de precios que no permite una toma de decisiones clara por parte de los agentes de la economía:

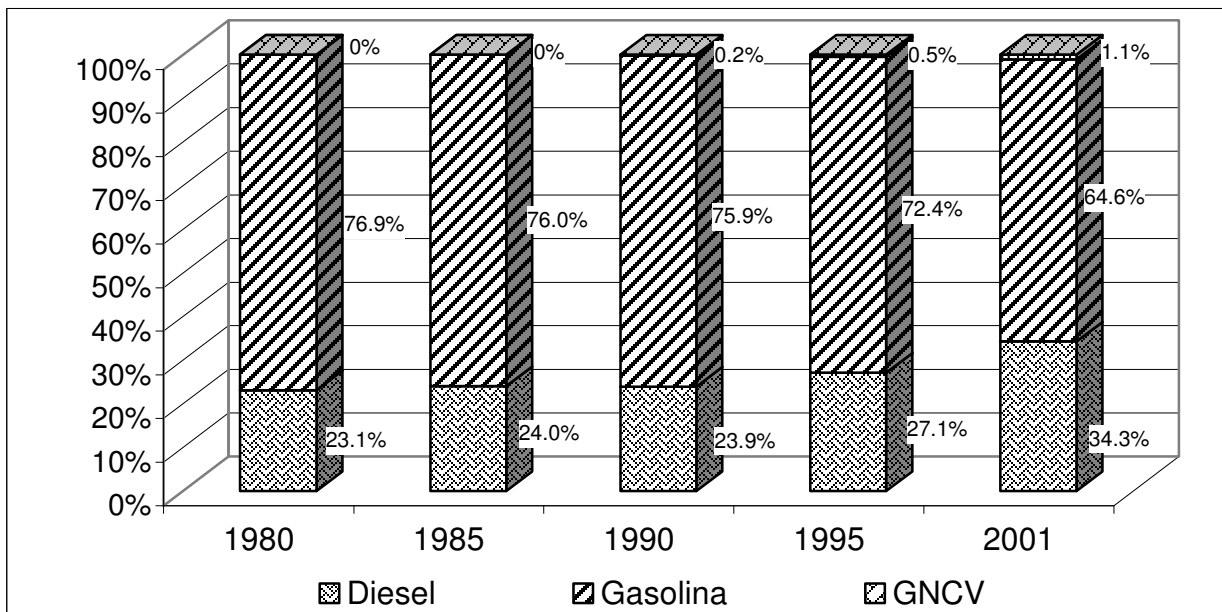
- La no aplicación del costo de oportunidad paridad importación o exportación de los combustibles líquidos, según sea el caso.
- Heterogeneidad en los periodos de tiempo para el cálculo de la indexación de las tarifas de precios de los energéticos¹
- Diferencias en los regímenes impositivos de los sustitutos

Estas señales no han permitido un uso eficiente de los energéticos, en especial en el caso de los combustibles líquidos derivados del petróleo, presentándose incrementos significativos en el consumo de ACPM. Mientras este último ha aumentando su participación dentro del consumo total de combustibles, la gasolina ha reducido sus niveles

¹Carbón, Fuel Oil y Crudo Castilla Libre; Gasolina y ACPM 1 mes, GLP 36 meses y Gn 6 meses.

de participación y el gas natural no ha logrado penetrar significativamente los segmentos, donde éste es sustituto de los combustible líquidos.

Grafica 1
Participación del Consumo de Combustibles (MBTU)



Fuente UPME, Estudio Corpodib de 2003.

Frente a esta problemática el Ministerio de Minas y Energía inició en agosto de 2002 unos aumentos progresivos que tienen como meta igualar los precios nacionales de Ingreso al Productor, de la gasolina y el ACPM con precios internacionales de largo plazo a más tardar en diciembre de 2004, asumiendo un precio del crudo de 25 US\$/BL.

A la par de esta estrategia se avanzó en el tema de la homogenización de la metodología tarifaria para la actividad de transporte de gas natural con la de transporte de combustibles líquidos por el sistema de poliductos². Dentro de estas metodologías, con el fin de mitigar el impacto tarifario en el sur-occidente del país, se determinó la necesidad de aplicar sólo parcialmente una señal de distancia para remunerar la infraestructura de

² Fijado por la Resolución MME-18 0209 de 2003

transporte en los dos sectores, manteniendo en la remuneración tarifaria un componente de estampilla.

Como complemento de lo anterior se determinó la separación entre las actividades de naturaleza industrial y comercial de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos, derivados y productos, que constituirá el objeto de ECOPETROL S.A, y las actividades propias de la administración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación que estarán a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, lo cual propenderá por la libre competencia en cada una de las actividades de la cadena de los hidrocarburos.

Durante los últimos 3 años se ha mantenido la tendencia de crecimiento en el consumo del ACPM. Incluso, las comercializadoras de vehículos automotores han enfocado su nicho de mercado hacia la producción y venta de vehículos que utilizan éste combustible. Esto ha generado que el crecimiento del parque automotor del país que usa ACPM se dé no solamente en el transporte de carga y pasajeros intermunicipal, si no en otras modalidades de transporte, como el servicio público municipal, los sistemas de transporte masivo, taxis y vehículos particulares.

En la siguiente tabla se muestra el impacto generado en menores ingresos de ECOPETROL por causa de las distorsiones de precios del ACPM y la Gasolina Motor en los últimos 3 años. Actualmente estos menores ingresos son financiados a través de un menor precio del crudo nacional que sirve como materia prima para las refinerías de ECOPETROL, disminuyendo los ingresos para la Nación. En el año 2004 no se podrá mantener esta situación, dado que la demanda de ACPM superará la producción en las refinerías y se tendrá que importar. Por lo tanto, esta distorsión de precio no solo representará un costo de oportunidad, si no que adicionalmente comprometerán la caja de la nación.

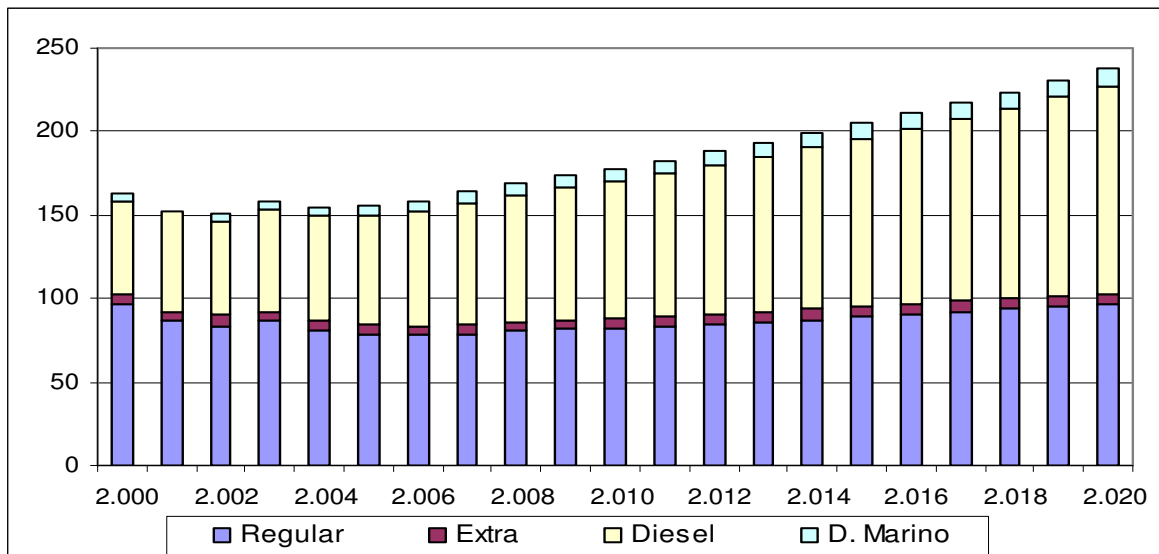
Tabla 1
*Menores ingresos frente al costo de oportunidad paridad
importación de los Combustibles Líquidos*

Combustibles (Millardos de Pesos)	2000	2001	2002	2003*
Gasolina Corriente	1,182	830	646	1337
ACPM + ACEM	935	849	617	1,290
Total	2,125	1,684	1,261	2,627

Fuente: ECOPETROL- * Proyectado

La gráfica 2 muestra las proyecciones de la composición de las ventas nacionales de combustibles manteniendo la estructura de precios actual, indicando entre otras cosas, que la participación del ACPM en las ventas podría superar el 50%. Estas tendencias son preocupantes dado el impacto fiscal de las distorsiones de los precios del ACPM y la gasolina y los requerimientos de expansión en infraestructura³ del sistema nacional de transporte por poliductos y de refinerías.

Gráfica 2
Proyección de Ventas Nacionales de Combustibles(KBPD)*



Fuente ECOPETROL⁴. *Solo se consideran las ventas lícitas.

3 Según el estudio "Impactos Técnicos, Económicos y Ambientales debido a la dieselización del Parque Automotor" contratado por la UPME y realizado por la firma CORPODIB.

4 Con base en proyección de demanda de la UPME, escenario Base (PND) de mayo de 2003 (Crecimiento PIB a L.P. = 4%)

Conscientes de esta problemática, el Gobierno Nacional con el apoyo del Congreso mediante la Ley 812 de 2003 –“Plan Nacional de Desarrollo - Hacia un Estado Comunitario”, en su artículo 8 estipuló: “El desmonte de los subsidios a la gasolina y al ACPM será compensado con el impulso a los sistemas de transporte masivo, al tiempo que se adoptará, en el ámbito nacional, un sistema general de precios que reconozca la realidad de los precios internacionales”. Para darle continuidad a dicha estrategia se debe:

- Vigilar la calidad y los precios de los combustibles a utilizar en los sistemas de transporte masivo en los cuales la nación es cofinanciador.
- Dar una señal clara, real y consistente en relación con los precios de los combustibles líquidos, de tal forma que exista certeza para los agentes que los precios internos reflejarán precios del crudo en el mercado internacional.
- Propender por la homogenización de los periodos de indexación de todos los combustibles.
- Propender por la unificación de las cargas impositivas de los combustibles líquidos.

ii) Asegurar la disponibilidad del gas natural en el corto y largo plazo

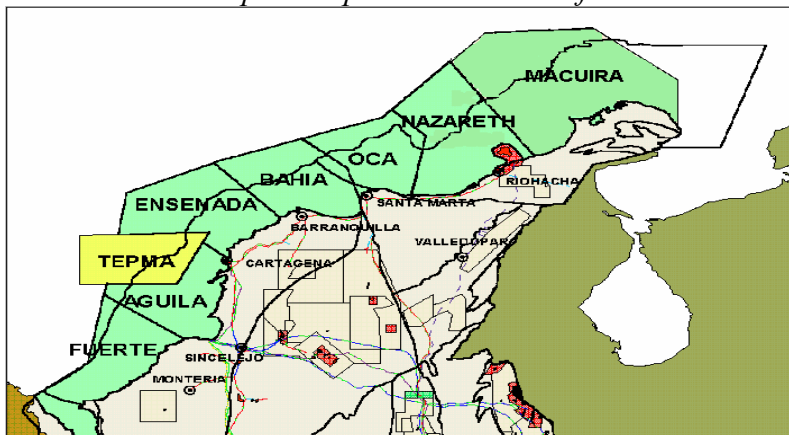
La sostenibilidad del programa de masificación del gas depende de manera crucial de la disponibilidad de una nueva oferta de gas natural en el país, para asegurar la continuidad en el suministro a los usuarios y garantizar el cumplimiento de los compromisos con las plantas de generación térmica en circunstancias de hidrología crítica.

Pese a los esfuerzos realizados en 1999 por el Gobierno Nacional a fin de incrementar la exploración y producción de crudo y gas en el país⁵ y las señales regulatorias establecidas por la CREG para las exportaciones de gas, los contratos suscritos durante el

⁵ Se adelantaron las siguientes reformas: i) expropiación con indemnización, ii) agilización del trámite para la licencia ambiental, iii) el sistema de amortización en línea recta, iv) regalías variables, y v) el Factor R para descubrimientos de gas.

año 1998 para gas natural, como fueron Macuira, Nazareth, Los Galeones y Fragata⁶, fueron devueltos por las compañías asociadas⁷.

Grafica 4
Áreas para Exploración Costa Afuera



Fuente: Ecopetrol.

Frente a las recomendaciones establecidas en el documento CONPES 3190 de 2002, el Gobierno Nacional adelantó junto con ECOPETROL y ECOGAS los proyectos de conversión a gasoducto del poliducto entre Cusiana y El Porvenir, así como la instalación de una planta de deshidratación en el campo de Cusiana con lo cual se puede disponer de 52 MPCD de gas adicionales para ser comercializados, inicialmente en Bogotá y el Altiplano Cundiboyacense. Estas acciones liberan la capacidad de transporte de gas desde Guajira para abastecer la demanda del interior del país. Dicha planta de deshidratación se configura como una etapa temprana de inversión de la planta definitiva de tratamiento del gas, la cual se espera que esté totalmente implementada a principios del año 2005. Se estima que la inversión asociada a la colocación del gas de Cusiana en el mercado asciende a US \$143 millones de dólares.⁸

6 Bloques Costa afuera en el mar Caribe

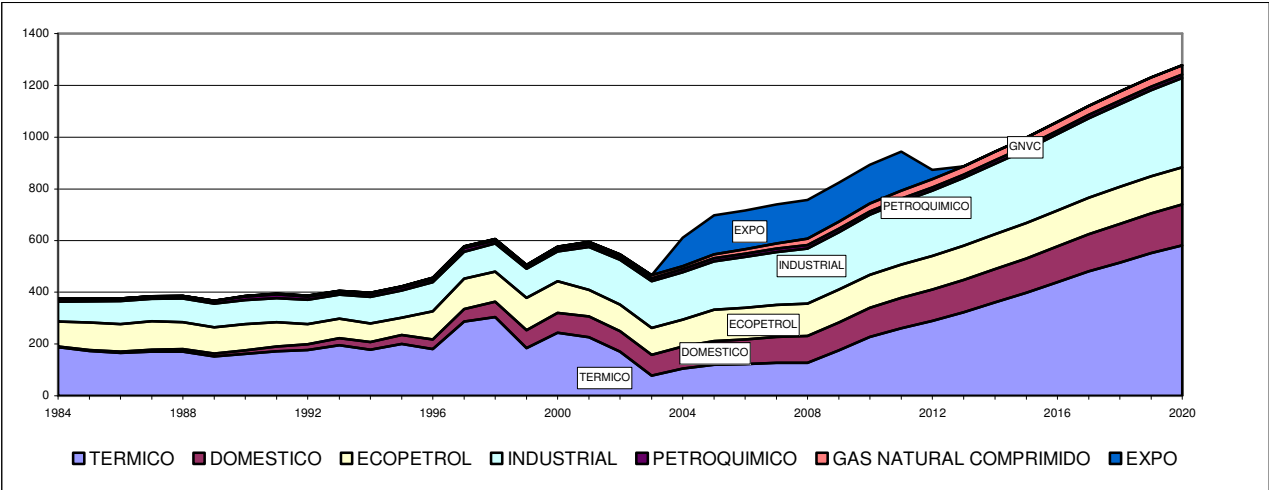
7 Texas, Shell, Amoco y Arco.

8 Según Documento CREG - Sesión 183 de abril de 2002.

Pese a dichos adelantos, es claro que la viabilidad de la planta completa de tratamiento del gas de Cusiana requiere de estrategias comerciales con los demás agentes de la cadena de gas que permitan ofrecer a los usuarios finales precios competitivos, así como contar con precios de mercado de los combustibles sustitutos. Igualmente, dicha viabilidad requiere la disponibilidad oportuna del servicio de transporte.

Según las estimaciones realizadas por la UPME, a futuro se espera que para el año 2012 el consumo de gas natural en el país y las exportaciones estén alrededor de 900 MPCD, donde el sector con mayor aumento del consumo, será el de generación termoeléctrica. Además del sector termoeléctrico, los otros sectores que se muestran como de gran potencialidad son el sector residencial, el sector industrial y en menor medida el Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV). También vale la pena resaltar que en el corto plazo se prevén exportaciones de gas natural a Venezuela, y en el mediano plazo a Panamá.

Grafica 3
Consumo de Gas Natural (MPCD)



Fuente UPME

Con este panorama, es prioritario continuar con las políticas ya establecidas en todas las actividades de la cadena, en especial en las etapas de exploración y producción, con el propósito de garantizar a futuro el normal abastecimiento de gas natural. Para ello, en el Artículo 59 del Plan Nacional de Desarrollo se dispuso: “Los productores de gas natural

podrán disponer libremente de las reservas de este recurso energético para el intercambio comercial internacional y podrán libremente ejecutar la infraestructura de transporte requerida. El Gobierno Nacional establecerá los límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible, respetando los contratos existentes.”

Esta política incentiva las exploraciones costa afuera, a fin de poder hacer más atractiva esta actividad y así poder aumentar la oferta de gas natural en el país, garantizando el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo. Es prioritario reglamentar la materia estipulada en el Plan Nacional de Desarrollo.

iii) Sostenibilidad financiera de ECOGAS en el largo plazo

El sistema de transporte de gas natural en el interior de país⁹ fue desarrollado teniendo en cuenta, entre otros, las reservas probables determinadas por ECOPETROL del Campo de Opón, ubicado en el Magdalena Medio, que inicialmente fueron estimadas en 1400 GPC. Sin embargo, finalmente dichas reservas se confirmaron en solo 50 GPC. Este hecho generó un desbalance en la infraestructura actual del sistema de transporte, ocasionando la concentración del abastecimiento en un solo campo productor – Guajira -, lo cual requirió ampliaciones¹⁰ a la infraestructura de transporte de gas no consideradas inicialmente para poder atender los compromisos con el sector termoeléctrico.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el año 2000, a fin de optimizar la expansión del sistema de transporte de gas y la localización óptima futura de las plantas de generación eléctrica térmica a gas, estableció una metodología basada en una señal de distancia desde el punto de suministro.¹¹ Así mismo, para el sistema de transporte de ECOGAS se consideraron los criterios de eficiencia ordenados en la Ley, así como se hizo para el resto de transportadores del sistema de gasoductos del país.

9 El transporte de gas del interior del país es operado principalmente por la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS)

10 Ampliación por compresión del Gasoducto Ballena-Barrameca.

11 Para el sistema de la Costa Atlántica por cuanto en el sistema del interior dicha señal de distancia se estableció en la Resolución CREG-057 de 1996.

El CONPES 3190 de 2002 planteó los siguientes objetivos: i) la sostenibilidad financiera de la actividad de transporte asociado a ECOGAS; y ii) estudiar la alternativa del hundimiento de los costos de inversión en el sistema de transporte de ECOGAS, lo cual permitiría lograr tarifas de transporte competitivas y tener mayor flexibilidad para promover el desarrollo acelerado del gas, que ya se anuncia con la entrada de Cusiana como competidor importante del gas de Guajira. En cumplimiento de estas disposiciones del CONPES:

- La CREG estableció las nuevas tarifas máximas para el sistema de transporte de gas de ECOGAS con base a una señal de distancia¹². Lo anterior tiene como objetivo no solo la suficiencia financiera de la empresa sino mitigar los impactos tarifarios a los remitentes del sistema.
- El Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación elaboraron conjuntamente un estudio tendiente a valorar el comportamiento del flujo de caja de la empresa en el mediano y largo plazo, considerando los posibles escenarios tarifarios que resultarían de la metodología definida por la CREG para la actividad del transporte de gas.

Dentro de este análisis se tuvo en cuenta los ingresos y egresos de la empresa en el largo plazo, igualándolos con el periodo durante el cual ECOGAS realizaría el esquema de pagos con ECOPETROL¹³ hasta el año 2027. Así mismo se tuvo en cuenta el escenario de demanda futura elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética¹⁴, los contratos de capacidad en firme vigentes suscritos entre ECOGAS y cada uno de los remitentes. Las proyecciones financieras de ECOGAS presentan una inadecuada estructura financiera, esto se evidencia en un flujo de caja después de atender el esquema de pagos con ECOPETROL

12 Incorporando además, criterios de eficiencia adicionales por capacidad máxima de los gasoductos troncales y costos eficientes de inversión para gasoductos construidos en montaña. Así mismo la metodología introdujo una tarifa estampilla para los gasoductos ramales, una tarifa estampilla para el 10% de la inversión correspondiente a los gasoductos principales y una tarifa por distancia para el 90% de la inversión correspondiente a gasoductos principales. Las tarifas se diferencian para cada uno de los sistemas entre cargos fijos por capacidad y cargos variables por volumen.

13 Esquema de pagos Decreto 958 de 1998.

14 Calculado en Enero de 2003.

con superávits en los primeros años y déficits en los años finales. Realizando una valoración de ECOGAS basado en la proyección de su flujo de caja para las diferentes parejas de cargos, se obtuvo como resultado que el Valor Presente Neto varía significativamente entre valores positivos y valores negativos, dependiendo principalmente de la estrategia comercial que se puede implantar con los remitentes.

Tendiendo en cuenta estos análisis el reto para el negocio del gas es implantar un esquema de precios que permita acelerar la masificación del gas, asegurando la viabilidad financiera del sistema de transporte del interior del país y mejorando la competitividad del gas natural a lo largo de la cadena, a través de la sustitución de otros combustibles. Este objetivo puede lograrse a través de una estrategia integral de penetración entre productores, transportadores, comercializadores y distribuidores, lo cual redundaría en la comercialización de volúmenes crecientes de gas. Sin embargo, existen límites a dicha estrategia dado que, si una empresa por separado reduce los precios - sin tener una estrategia integral de precios en la cadena - podría comprometer su sostenibilidad financiera si otros agentes de la cadena no lo hacen.

Lo anterior implica que el mecanismo más acertado para definir el valor de ECOGAS es mediante mecanismos de mercado. Esta reorientación permite esperar el éxito de una vinculación de un inversionista estratégico al negocio de transporte de gas natural asociado a ECOGAS, logrando, primero, disminuir las incertidumbres acerca de la sostenibilidad de esta actividad en el futuro y, segundo, la flexibilidad comercial del negocio a través de tarifas competitivas que permitan la masificación del gas, y por lo tanto maximizar los ingresos del negocio de su transporte.

III. LINEAMIENTOS DE POLITICA Y ESTRATEGIAS

Dentro de este contexto, el presente documento recomienda adoptar los siguientes lineamientos de política y estrategias:

a) Reglamentar el Artículo 8 de la Ley 812/03 del PND

Debido al impacto e incertidumbre que genera el desmonte de los subsidios a los combustibles líquidos en el mercado, es necesario dar una señal de precios de mediano plazo a los agentes económicos. Por lo tanto, se debe establecer una senda clara de aumentos porcentuales mensuales que permitan a 1° de enero de 2005 igualar y mantener los precios internos de los combustibles líquidos a un precio internacional del crudo de largo plazo. Esto debe asegurar la eliminación de la distorsión de precios existente - la principal limitación para la penetración del gas natural en los mercados de sustitutos de los combustibles líquidos – de una forma clara y transparente, minimizando la incertidumbre en el mercado.

Se debe catalogar a los Sistemas de Transporte Masivo como Grandes Consumidores Individuales no intermediarios de ACPM conforme a lo establecido en el artículo 14 de la Ley 681 de 2001 a los cuales se les debe aplicar precios de combustibles que reflejen costos eficientes basados en paridad de importación desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos¹⁵. Adicionalmente, los sistemas de Transporte Masivo deben cumplir la Resolución 447 de 2003, expedida por los Ministerios de Minas y Energía y del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, mejorando de esta manera la calidad ambiental de los combustibles.

b) Homogenizar los periodos de indexación de los combustibles

Con el fin de adecuar las señales actuales de los precios de los combustibles, para ofrecer a los consumidores finales la mayor transparencia posible en la toma de decisiones, en cuanto a la sustitución de combustibles se refiere, es necesario homogenizar los periodos de actualización de los indexadores de los diferentes combustibles líquidos y gaseosos.

c) Reglamentar las exportaciones de Gas Natural

Con respecto a las disposiciones de la Ley del PND relacionadas con las exportaciones de Gas Natural, los productores de gas podrán disponer libremente de las reservas de este recurso energético para el intercambio comercial internacional. Así mismo, podrán desarrollar los sistemas de transporte requeridos para dichos fines, para lo cual el Gobierno Nacional establecerá los límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible; respetando los contratos existentes. Esta disposición permite la integración regional generando nuevos nichos de mercado para el gas nacional y abriendo las oportunidades para que Colombia pueda tener una posición estratégica entre las grandes reservas de gas del Oriente Venezolano y el mercado centro americano.

d) Viabilizar el negocio del transporte de gas natural del interior del país en el largo plazo

Como se mencionó anteriormente, los resultados de la valoración del negocio del sistema de transporte de gas asociado a ECOGAS son muy sensibles a las proyecciones de la demanda. El valor del negocio de transporte de gas es función del precio al usuario final, dado que éste determina la demanda, variable fundamental dentro de la valoración. Se puede prever que el precio al usuario final que maximiza la demanda – y que a su vez optimiza el valor del negocio según la estructura de costos –es inferior al precio derivado de las tarifas (“price caps”) definidas a lo largo de la cadena en la regulación existente, ya que se puede suponer que la demanda de gas es elástica a variaciones en el precio. Sin embargo, no se dispone de información para poder estimar la magnitud de dicha elasticidad, lo cual aumenta el rango en la valoración.

15 Para el caso específico del SITM de Bogotá, este debe cumplir con la senda de desmonte del subsidio del Diesel hasta el 31 de Diciembre de 2004, y posteriormente ajustarse a lo estipulado en el Decreto que reglamentará la materia.

Más aún, el precio de gas al usuario final es exógeno al transportador, ya que el transportador no tiene control sobre los precios finales de gas (determinantes de la demanda). Por lo tanto, los resultados de la valoración de ECOGAS son significativamente sensibles a la estrategia comercial de precios que se adopte a lo largo de la cadena. Para definir una estrategia comercial que maximice la demanda se requiere de coordinación a lo largo de la cadena - lo cual está limitado hoy en día por el entorno y la naturaleza actual de ECOGAS. Por lo tanto, un hundimiento de los activos de ECOGAS, como el propuesto por el Conpes 3190, con el ánimo de poder disminuir la tarifas de transporte para estimular la demanda, puede ser infructuoso -no generando el efecto deseado sobre la demanda- si no se tiene en cuenta una estrategia de precios integral a lo largo de la cadena, ya que otros agentes de ésta podrían apropiarse de la renta generada por dicho hundimiento.

En este contexto resulta justificado conducir el negocio del transporte de gas asociado a ECOGAS al mercado con dos objetivos fundamentales: i) vincular a un inversionista y operador privado al negocio del transporte de gas, para que en coordinación con los demás agentes de la cadena, pueda definir la estrategia comercial que maximice el valor del negocio basado en la dinamización de la demanda de gas; y ii) valorar el negocio, lo cual permite definir bajo parámetros objetivos el hundimiento de la inversión en el sistema de transporte de gas requerida para lograr el objetivo deseado - la masificación de gas y penetración en mercados regionales-. Esta estrategia debe asegurar que únicamente los pagos efectivamente realizados por el Inversionista se trasladen efectivamente en los cobros a los usuarios del sistema.

Para llevar a cabo este objetivo el Gobierno Nacional, directa o indirectamente a través de una de sus entidades, debe adelantar el proceso de contratación de una banca de inversión que realice un diagnóstico financiero, contable, comercial, técnico, legal, laboral, organizacional y administrativo de la empresa, a fin de poder identificar la mejor opción para asegurar la mayor penetración del gas natural en los diferentes sectores de consumo, y la maximización del valor patrimonial del negocio de transporte con el menor impacto

fiscal para la Nación, entendiéndose ésta como el Gobierno Central y las empresas ECOPETROL y ECOGAS. Lo anterior, teniendo en cuenta que dichas inversiones se realizaron para alcanzar los objetivos de masificación de gas definidos por el Gobierno Nacional, para interconectar los campos de producción con los principales centros de consumo de conformidad con el CONPES 2646 de 1993. Por lo tanto, es necesario que ECOGAS asegure los recursos necesarios para poder realizar la contratación de la Banca de Inversión.

Teniendo en cuenta que dentro del proceso de vinculación de un inversionista estratégico en el negocio de transporte de gas asociado a ECOGAS se pudiera ver afectado el “Esquema de Pagos” que ECOGAS realizaría a la Empresa Colombiana de Petróleos-ECOPETROL, en las condiciones previstas en la Ley 401 de 1997 y en el Decreto 958 de 1998, la Nación deberá implementar medidas tendientes a asegurar el cumplimiento del esquema de pagos ya sea mediante el otorgamiento de garantías o contragarantías de la Nación, o a través de pignoración de activos fijos, participaciones accionarias o dividendos futuros de la Nación, entre otros. Este proceso de vinculación de un inversionista estratégico se estima que se desarrollará durante los próximos diez meses.

De otra parte y considerando la importancia que tiene la coordinación interinstitucional en los procesos de participación privada, se deben crear los siguientes comités interinstitucionales:

- i. Comité de Dirección:** Se encargará de definir el proceso de vinculación de capital privado y de dirigir su desarrollo. Este Comité estará integrado por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Director del Departamento Nacional de Planeación o sus delegados.
- ii. Comité Técnico:** Será el encargado de impulsar la ejecución del proceso, y estará integrado por el Viceministro de Minas y Energía, un delegado del Ministro de Hacienda y Crédito Público, y un delegado del Director del Departamento Nacional de Planeación.

IV. RECOMENDACIONES

El Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación recomiendan al CONPES:

1. Autorizar a la Nación para que adelante un proceso de vinculación de capital privado a la empresa ECOGAS. Esta, en su calidad de propietaria de la empresa, tomará las decisiones que conforme las normas legales y a los estatutos de la empresa estén a su alcance y que resulten necesarias para hacer viable el proceso, de acuerdo con lo previsto en este documento
2. Encomendar a ECOGAS, que proporcione los recursos y suscriba los convenios necesarios para que la Nación, directa o indirectamente a través de una de sus entidades, adelante la contratación de una Banca de Inversión.
3. Encomendar al Comité de Dirección, para que una vez definida la vinculación de un inversionista estratégico al negocio de transporte de gas asociado a ECOGAS, defina las herramientas necesarias para asegurar que únicamente el valor de mercado efectivamente pagado por el inversionista se refleje en los cobros por capacidad y volumen del sistema de transporte, y estimular la aplicación de estrategias comerciales que induzcan a la masificación del gas y penetración de mercados regionales. Por lo tanto, los costos fiscales que deba asumir la Nación no podrán ser incorporados en los cobros a los usuarios del sistema de transporte.
4. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía reglamentar el artículo 59 de la Ley 812 de 2003 para definir un marco general de la actividad de exportaciones de gas natural, así como diseñar incentivos para la conversión de industrias al gas natural y la comercialización de dicho combustible para el sector vehicular.

5. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía reglamentar lo establecido en las Leyes 812/03 y 681/01 en lo referente a considerar a los Sistemas de Transporte Masivo como Grandes Consumidores Individuales no intermediarios de ACPM. Además que incluya las características de los combustibles estipuladas en este documento con las cuales estos sistemas deben operar.
6. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía, para que en coordinación con la DIAN y los Distribuidores Mayoristas de combustibles, definan los mecanismos apropiados para ejercer un control efectivo a las cantidades y calidades del ACPM, utilizados por el sector de transporte municipal.
7. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, continuar con el programa de desmonte de subsidios a los combustibles líquidos –gasolina y ACPM – estableciendo una senda clara de aumentos periódicos que aseguren en los plazos establecidos igualar el Ingreso al Productor con un referente de precio del crudo de largo plazo del orden de \$25 dólares el barril, y una vez se igualen éstos, mantener la señal de precios establecida en las Resoluciones 8 2438 y 8 2439 de 1998.
8. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía la expedición de un Decreto, a fin de que la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el mismo Ministerio adopten las acciones necesarias para homogenizar los períodos de indexación de los precios de los diferentes combustibles y los del gas.
9. Autorizar a la Nación, representada por el Ministerio de Hacienda, para que dentro del proceso de vinculación de un inversionista estratégico al sistema de transporte de gas asociado a ECOGAS, se implementen medidas tendientes a asegurar el cumplimiento del esquema de pagos de ECOGAS a ECOPETROL.