

BSERVATORIO Colombiano de Energía

Publicación Trimestral

El Observatorio Colombiano de Energía es un espacio virtual. Sus sedes son las Facultades de Ingeniería y de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá y de la Escuela de Minas – UN en Medellín. Los profesores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética, del diseño de mecanismos de regulación energética y de la modelación de los mercados energéticos.

ISSN: 1657-480X

Director:
Mario García
Profesor Asociado
Universidad Nacional.

Comité editorial:
Germán Corredor, Isaac Dyner,
Carmenza Chahín, Astrid Martínez,
Alicia Puyana (Flacso México),
Héctor Pistonesi (Bariloche),
Philip Wright (Universidad Sheffield).

Diagramación:
Arnold Hernández

Impresión:
Ediciones Antropos

Email:
obsce_bog@unal.edu.co

www.fce.unal.edu.co/oce

CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Contenido

Editorial ----- **2**

Situación actual del alumbrado público en Colombia
Julián Pertuz / Jorge Martín Camargo ----- **3**

**Efectos de la regulación vigente para el sector de gas licuado
del petróleo en Colombia**
Ana María González / Pedro José Esteban ----- **7**

**El sector minero energético en las negociaciones comerciales
regionales - diagnóstico de la competitividad del sector en los
mercados del hemisferio**
Subdirección de Planeación Minera - UPME ----- **14**




EDITORIAL

La presente edición del Boletín del Observatorio Colombiano de Energía presenta tres artículos que servirán para el debate y la discusión sobre temas de coyuntura energética en el país, como lo son el contexto del alumbrado público en el país, el debate sobre la regulación para el sector del gas licuado del petróleo y la competitividad del carbón ante las negociaciones comerciales regionales.

Una serie de estudios sectoriales y auditorías realizados por la Contraloría Delegada para el Sector de Minas y Energía encontraron diversos puntos que muestran la situación actual del alumbrado público en Colombia. Jorge Martín Camargo y Julián Pertuz desarrollaron un artículo que busca establecer una serie de referentes para el debate y el desarrollo de posibles mejoras en la administración de este importante rubro de los mercados eléctricos nacionales.

Ana María González y Pedro José

Esteban realizan un análisis histórico y regulatorio del gas licuado del petróleo, en el que ilustra sobre aspectos tarifarios, de competencia y de concepción del servicio de transporte y distribución del gas propano. Este artículo arroja luces sobre las causas de las dificultades por las que atraviesa actualmente el subsector y que deben abordarse para los nuevos procesos regulatorios por los que está atravesando.

Ante las negociaciones que el país está realizando para la apertura comercial del continente, es necesario revisar la competitividad de los productos mineros y encontrar si estos poseen ventajas competitivas en la región. Para contar con argumentos al momento de tomar estas decisiones, la Subdirección de Planeación Minera de la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME adelantó un estudio que expone la competitividad relativa del subsector minero, para el artículo que se presenta se analiza el caso del carbón y el coque. 

Situación actual del alumbrado público en Colombia

Julián Pertuz

Jorge Martín Camargo

Contraloría Delegada para el Sector de Minas y Energía

Los análisis sobre la gestión en la prestación del servicio de alumbrado público, indican que la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas y por el Ministerio de Minas y Energía, ha sido insuficiente para guiar el desarrollo de un servicio público con dificultades estructurales.

Mediante los resultados y reflexiones aunadas durante el ejercicio de control fiscal, realizado por la Contraloría General de la República al alumbrado público contenidas en el documento «*Situación Actual del Alumbrado Público en Colombia*», se espera establecer referentes a partir de los cuales se diseñe una política pública acorde con los requerimientos de este servicio.

Tras la realización de dos estudios sectoriales¹ y de auditorías a lo largo del país, trabajos desarrollados en conjunto con la sociedad civil de los diferentes municipios, la Contraloría General logró consolidar un diagnóstico detallado del estado actual del servicio público de alumbrado en Colombia, donde se presentan, adicionalmente, los avances en materia del control fiscal sobre este servicio.

Como elementos centrales del citado diagnóstico, está la identificación de los problemas que enfrenta actualmente la prestación del alumbrado público en los diferentes municipios de Colombia. Dentro de estos, los más críticos y recurrentes son el desconocimiento y el incumplimiento de la normatividad sobre contratación pública y de la regulación y directrices establecidas para la provisión de energía eléctrica por la Comisión de Regulación de Energía y

Gas y el Ministerio de Minas. Estos hechos redundan en omisiones de procedimiento en materia contractual que han generado grandes dificultades durante la ejecución de los contratos, al requerir continuos ajustes, así como mayores costos que, en su mayoría, son trasladados a los usuarios finales.

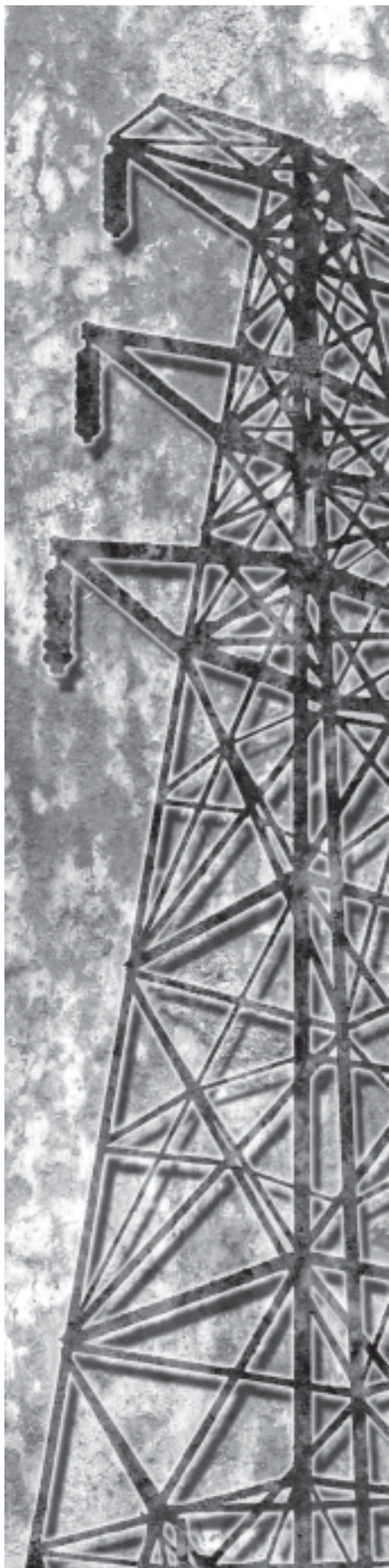
Adicionalmente se observa, de manera generalizada, la falta de control y de un seguimiento adecuado sobre las actividades relacionadas con la prestación del servicio de alumbrado público, en especial de aquellas funciones a cargo de los entes territoriales, tales como el seguimiento a la gestión de las fiducias y al cumplimiento de las obligaciones de los contratistas.

Los resultados de los análisis realizados, permiten concluir que a pesar de su dimensión en cuanto al consumo de energía (representando alrededor de 2,78%² de la energía producida en el sistema interconectado nacional), y la cantidad de recursos que maneja, (para 2002 este servicio facturó \$158.256 Millones lo que representa el 2,98% de la energía facturada), el servicio público de alumbrado no cuenta con la debida reglamentación y

1 | CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA; Estudio Sectorial y de políticas públicas, Alumbrado público: Un sector en oscuridad; Agosto de 2002.

2 | SUÁREZ G.; PARRA A.; El desorden normativo en el servicio de alumbrado público; Revista Economía Colombiana No.294; Febrero de 2003.

2 | 942.055 MW-h



la adecuada organización que garantice una prestación del servicio con alto nivel de calidad.

EL COBRO DEL ALUMBRADO PÚBLICO

De acuerdo con la encuesta que realizó la Contraloría General de la República durante el primer semestre de 2002, para una muestra de 170 municipios representativos de todas las categorías, establecidas según el nivel de desarrollo municipal³, se tiene que, de los municipios observados, el 85% cobra impuesto para el alumbrado público. Entre estos, cerca de la mitad estableció tarifas fijas en pesos, mientras que la otra mitad lo cobra como un porcentaje del valor facturado por el consumo de electricidad, como un porcentaje del predial o en términos de salarios mínimos legales.

En los análisis puntuales realizados mediante auditorías se corroboró que las tarifas establecidas para remunerar el servicio de alumbrado no tuvieron como base estudios socio-económicos y técnicos suficientemente amplios que sustentaran los costos trasladados a las tarifas en cada población. Lo anterior deriva en gran dispersión en cuanto a los criterios definidos para establecer tarifas, dejándolos en gran medida, dependientes de las características y costos pactados dentro de los procesos contractuales.

Por otra parte, aunque se espera que el valor del impuesto para la iluminación pública refleje los costos de la operación, el mantenimiento y el consumo de energía del sistema, se observó que no existe correlación entre los valores cobrados con la magnitud de variables que, como el tamaño del sistema, o el costo de la energía, deben incidir directamente en los costos del servicio. Aún más, la dispersión

observada entre las tarifas de un mismo estrato, en sistemas de alumbrado de tamaño comparable, contradice los principios de equidad e igualdad por los que debe regirse la tributación asociada al servicio analizado.

ESQUEMAS DE PRESTACIÓN DE ESTE SERVICIO Y GESTIÓN CONTRACTUAL

Con base en la información que recopiló la Contraloría General, dentro del control fiscal a las concesiones de alumbrado público, se pudo establecer que el 14,6% de los municipios analizados tiene suscrito este tipo de contratos para la repotenciación, la operación y el mantenimiento, en los cuales el concesionario se compromete a cambiar las luminarias ineficientes por otras de menor consumo de energía y a efectuar el mantenimiento y la operación del sistema, así como a ampliar la cobertura del servicio.

De igual manera se evidenció que en el 46,8% de la muestra, se acordaron plazos mayores de 10 años, lo cual dificulta corregir de manera oportuna aspectos como la estructura de costos y los supuestos macroeconómicos que sirvieron de base para la contratación. Adicionalmente, en los 35 casos analizados durante la segunda fase del control fiscal a este servicio, la duración de los contratos oscila entre 15 y 20 años.

Los análisis realizados a la gestión precontractual del alumbrado público, se centraron en examinar los trámites administrativos de los contratos en los concejos municipales. Allí se identificó la existencia de dificultades generadas por las irregularidades en los estudios preliminares dadas su poca profundidad, calidad técnica e independencia; igualmente en la selección de los

3 | Establecido de 1 a 7, de acuerdo con la clasificación del DNP.

contratistas se presenta disparidad de criterios de calificación de ofertas entre los diferentes municipios. Aunado a lo anterior, se encontró que en los inventarios de luminarias, utilizados como base de los procesos de contratación, existen discrepancias hasta del 50% respecto a los aforos realizados durante la ejecución de los contratos, dejando manifiesta la falta de planeación que deriva en ajustes posteriores a los contratos.

Respecto a la gestión contractual se tiene que, en los casos analizados, se presenta de manera generalizada modificaciones y ajustes frecuentes a los contratos, hecho que también pone de presente la deficiente calidad de los estudios que realizaron las administraciones municipales o distritales en la etapa previa a la celebración de los mismos. Los problemas presentes durante la ejecución obligaron a la

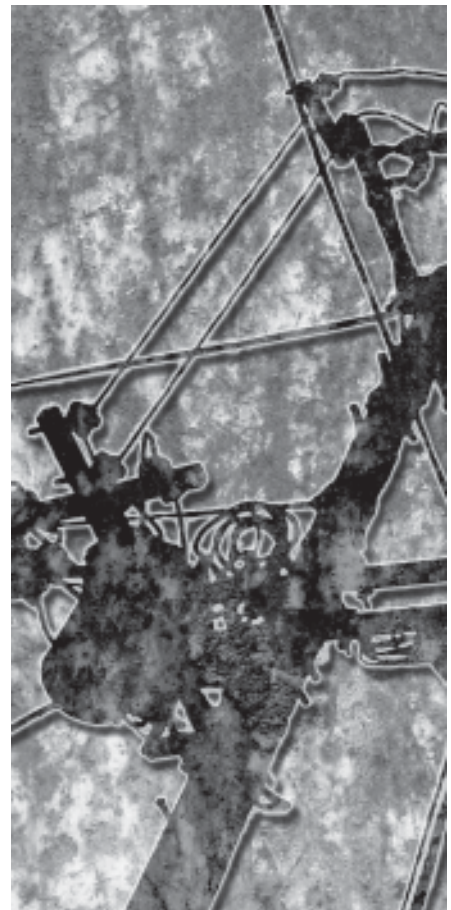
revisión de aspectos tales como los recursos de inversión, los parámetros financieros, las condiciones de recaudo y los valores del tributo.

Por otro lado, en municipios como San Gil, Floridablanca y Florencia, donde existen convenios interadministrativos para la prestación del servicio con las comercializadoras de energía locales, estas últimas han realizado a su vez, convenios y contratos para realizar la repotenciación, operación y mantenimiento, lo que ocasionó que el servicio terminara prestándose por terceros. Esta situación, de acuerdo al concepto de la Contraloría, es inadecuada puesto que la argumentación de los municipios para entregar a las electrificadoras locales la prestación del servicio de alumbrado tiene como base la experiencia y la capacidad técnica y financiera de los proponentes.

En el análisis realizado a la fase de ejecución de los contratos para la prestación del servicio de alumbrado público en los municipios de Colombia, se precisó la existencia de problemas en aspectos relacionados con la definición de la propiedad de los activos, los flujos de caja base de los procesos de contratación, las inversiones iniciales y el capital de riesgo aportado por el contratista y la falta de claridad en las cláusulas de reversión de las concesiones.

ACTIVIDADES PROPIAS DEL SERVICIO DE ALUMBRADO

Los análisis realizados abarcan las actividades necesarias para la prestación del servicio de alumbrado público con adecuadas condiciones de calidad, como son la expansión en cobertura, la repotenciación, el suministro de la energía eléctrica, el recaudo y gestión de recursos y la interventoría de los contratos que el municipio realiza para tal fin, las cuales presentan criterios



disímiles para su remuneración, lo que contribuye a que se presente una distribución de costos que afecta negativamente la viabilidad y la eficiencia en la prestación del servicio, ya que en algunos casos estos son excesivos y en otros insuficientes para remunerar cada actividad.

Como ejemplos de esta situación se tiene que, en algunos casos, la expansión del servicio se está realizando con los excedentes de los recaudos, una vez descontados los demás costos del servicio y muchas veces sin mediar planes de expansión técnicamente diseñados. A su vez, el suministro de la energía eléctrica implica costos que varían entre el 15% y el 40% del valor anual de los contratos, la administración operación y mantenimiento representan entre un 11% y un 30% del recaudo por alumbrado, los montos cobrados por el recaudo del impuesto



llegan hasta un 10% del total recaudado y los costos de las interventorías de los contratos oscilan entre el 0,6% y el 9%.

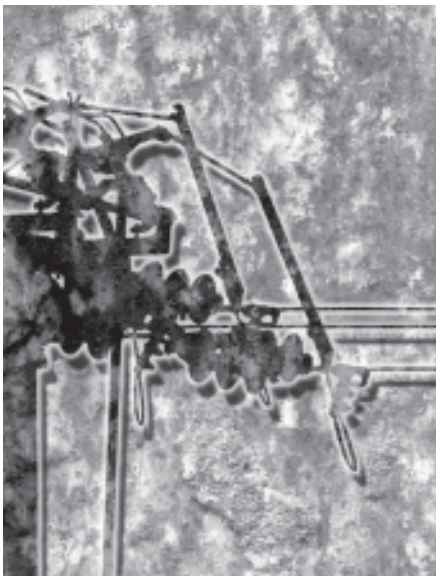
GESTIÓN DE LA CONTRALORÍA

Entre los resultados generales del control fiscal realizado, se tiene la elaboración de dos estudios sectoriales donde se identificaron los principales problemas del servicio de alumbrado y los análisis de auditoría específicos a 35 municipios del país. A partir de estos últimos, se lograron detectar presuntas irregularidades de naturaleza penal, disciplinaria y administrativa dentro de la gestión del servicio de alumbrado público por parte de los municipios.

Adicionalmente, las diferentes recomendaciones de la Contraloría a las autoridades municipales en materia de mejoras en la gestión del servicio de alumbrado representaron, para los entes territoriales, ahorros equivalentes a \$207.000 Millones.

CONCLUSIONES GENERALES Y PROPUESTAS

Los análisis sobre la gestión en la prestación del servicio de alumbrado



público, indican que la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas y por el Ministerio de Minas y Energía, ha sido insuficiente para guiar el desarrollo de un servicio público con dificultades estructurales.

En este sentido, se considera que la reglamentación que se adopte debe ir más allá del alcance actual, enfocándose en regular la relación del alumbrado con el sector eléctrico, pues los beneficios que el gestor del servicio de alumbrado público puede obtener al comprar su energía en el mercado mayorista no se reflejan en un mejoramiento del bienestar para los usuarios finales; como consecuencia de la inexistencia de una metodología que permita establecer un modelo tarifario, transparente y equitativo.

Las normas futuras deben atender aspectos como la definición del servicio público de alumbrado, tomando como punto de partida el entendimiento de su naturaleza, es decir, aclarando y precisando temas como su fin último, sus diferencias y relaciones con otros servicios públicos como el de electricidad, semaforización y vías públicas. Igualmente debe establecer las responsabilidades, competencias y alcances de los municipios en la prestación del servicio, así como diseñar e implementar un esquema adecuado para la definición de la propiedad de los activos involucrados. Todo esto, con miras a garantizar la eficiencia y la continuidad en su prestación, así como la ampliación de su cobertura.

Así mismo, es necesario asignar de manera clara las responsabilidades y competencias en cuanto a prestación del servicio de alumbrado público, el desarrollo de las actividades directamente relacionadas con este y precisar las competencias institucionales en materia de control, regulación y gestión de políticas públicas. ☀



Efectos de la regulación vigente para el sector de gas licuado del petróleo en Colombia

Ana María González

Estudiante Universidad Externado de Colombia

Pedro José Esteban

Analista de Crédito y riesgo

Por tratarse de un servicio público domiciliario, el gas licuado del petróleo no debería estar sujeto a estándares internacionales de precios para evitar así la volatilidad que presenta, sino que fuese acorde con una política de precios que se acoja a la estructura de costos de producción.

En la década de los ochentas, la industria de Gas Licuado de Petróleo¹ en Colombia estaba conformada por 240 empresas distribuidoras que operaban por todo el país; actualmente éste número de integrantes se ha reducido a 110 empresas distribuidoras. Este proceso de disminución de empresas ha coincidido con la implementación de un nuevo marco regulatorio ya que la industria del gas licuado del petróleo antes de la década de los noventa era una industria que no era catalogada como servicio público domiciliario y estaba sujeta a una normatividad emitida por el Ministerio de Minas y Energía. ¿Será la nueva regulación la que generó el cambio en la composición y caracterización de la industria?

El cambio de la regulación se dio por el mandato de la Constitución Política de Colombia, en la cual el marco normativo de las empresas de servicios públicos domiciliarios tuvo un cambio orientado hacia la eficiencia en la prestación de servicios, como se señala a continuación: « competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos»², y por lo tanto la industria de gas licuado

en el país paso a ser regulada y controlada por la CREG y por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

El sector de gas licuado de petróleo no cumple con las características de servicio público domiciliario ya que no cuenta con redes de distribución, no tiene un suministro continuo, no existe diferenciación de precios por estrato y sumado a esto el pago debe realizarse en el momento de adquirir el servicio. Por estas razones, la industria exigió ser aislada del conjunto de empresas que responden a las características registradas por la ley. Ante esto, se solicitó al Consejo de Estado por parte de la industria la aclaración del cumplimiento de la ley, en este sentido dicho Consejo manifestó que el Gas Propano era catalogado como un Servicio Público Domiciliario que contaba con redes humanas de distribución, por tener un antecedente jurídico resaltado en la ley 223 de 1995 donde establece a la distribución de gas propano en cilindro como servicio público domiciliario³.

En la década de los noventa se presentaron problemas energéticos en el país y se dio el racionamiento de 1992

1 | Existen dos clases de gas licuado: el gas natural licuado y el gas licuado de petróleo. En este documento el gas licuado se refiere al gas licuado de petróleo o gas propano.

2 | Constitución Política de Colombia de 1991. Capítulo 5, Artículo 367.

3 | Ley 225 de 1995. Artículo 13. Parágrafo 4



lo que llevo a replantear la política energética enfocándola en la diversificación de la canasta energética impulsando diferentes planes que incentivarán el consumo de bienes sustitutos a la energía eléctrica. Por esta razón el gas licuado presentó incrementos notables en su demanda ya que era una solución factible e inmediata del problema que se estaba presentando al mismo tiempo se debió eliminar el sistema de cupos que regía en este periodo. El sistema de cupos era un mecanismo de control que se implementó por las limitaciones en el suministro y consistía en la asignación del hidrocarburo a las distribuidoras y se hizo por medio de la resolución número 0904 de 1965 emitida por el Ministerio de Minas y Petróleos, que en su artículo cuarto manifiesta: « *los productores de gas licuado solo podían hacer entrega en las cantidades máximas señaladas por el Ministerio de Minas y Petróleos a los envasadores autorizados por esta ...* »⁴, este mecanismo tuvo vigencia hasta la década de los noventa, pero no existe claridad en la metodología de la asignación de dichos cupos, pues detrás de este sistema habían grupos de presión.⁵

Con la eliminación del sistema de cupos y la inclusión del gas licuado como servicio público domiciliario se presentaron cambios. Uno de los principales fue la inclusión del comercializador mayorista o gran almacenador como agente de la cadena productiva. Éste agente como su nombre lo indica tiene como objeto principal almacenar combustible para abastecer la demanda interna en episodios de escasez, para esto se construyeron tanques situados en los puntos terminales que suministraban gas licuado a los distribuidores minoristas.

El valor agregado de este agente se ve opacado cuando el Gran

Comercializador decide disminuir el plazo de pago del combustible de 30 días a 5 días, al mismo tiempo para compensar este hecho, se dio un descuento del 5% en el precio a los distribuidores mayoristas con el objeto de que se cancelara el combustible de contado y gozaran de capital de trabajo suficiente para afrontar el nuevo plazo. Los distribuidores mayoristas efectivamente acogieron el descuento pero este descuento fue trasladado a las distribuidoras minoristas que a su vez desencadenaron una guerra de precios en el mercado por la reducción de la demanda.

Esto llevó a que el comercializador mayorista se limitara a comprar los volúmenes contratados anteriormente con distribuidoras minoristas, dejando en segundo plano la necesidad de almacenar el hidrocarburo e incumpliendo con su objetivo inicial de velar por reservas suficientes para atender en periodos de escasez, y adicionalmente en la actualidad se presenta un exceso de oferta de propano, y se está realizando quema controlada de 2000 Barriles de combustible diariamente. Esta quema se realiza porque no existe la infraestructura para exportar y también porque el gas licuado que se produce en el país no cumple con los estándares de calidad internacional y además no hay incentivos suficientes para que los agentes privados realicen importaciones. A nivel nacional esto opaca aún más el papel de la almacenadora en la cadena productiva.

Otro cambio que tuvo gran impacto sobre el sector, fue la modificación de la estructura tarifaria. Anteriormente los precios eran establecidos por el Ministerio de Minas y Energía y a partir de 1994 la CREG estableció una nueva fórmula tarifaria en la cual cada agente de la cadena tiene un margen y a diferencia de la tarifa que regía anteriormente ésta está referida a

precios y a estándares de calidad internacional (Golfo Mont Belvieu). Esto se hizo con el objeto de evitar un incremento sustancial en los precios cuando sea necesario realizar importaciones de hidrocarburos.

La regulación tiene varios campos de acción de considerable interés dependiendo del tema a tratar por ejemplo controlando los precios de monopolio, reduciendo la contaminación ambiental e incrementando la calidad de un producto o la seguridad de un sitio de trabajo. En últimas se trata de modificar el comportamiento de una industria, con el propósito de lograr un objetivo inicial.

En Colombia la comisión reguladora de energía y gas utiliza el mecanismo denominado Price – Cap (IPC – X) para la construcción de la tarifa, éste consiste en actualizar el índice del IPC de un año base con respecto al último año; restarle un factor de eficiencia, que en este caso es del 1%; y multiplicarlo por un margen inicial que es proveniente de un modelo construido con base en una empresa almacenadora y una distribuidora de propano óptima. Esta regulación opera para ciudades aledañas a los puntos terminales; para ciudades distintas a las anteriores operan un flete que contiene los costos de transporte y estos son fijados por cada una de las empresas distribuidoras, pero este es supervisado por el Ministerio de Transporte y por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Se usó la metodología de regulación de tarifas Price – Cap y no Yardstick o tasa de retorno, ya que esta se acomodaba a las necesidades del momento de la implantación de la regulación pues este sector no había sido normalizado anteriormente en una

4 | Resolución 0904 de 1965. Ministerio de Minas y Petróleos.

5 | YEPES, Luis Augusto. *Colombia: Desarrollo Económico reciente e infraestructura*. Sector Gas Natural. Worldbank series papers. 2004

Tabla No. 1

	ACTIVIDADES	INGRESOS OPERACIONALES	COSTO DE VENTAS	UTILIDAD BRUTA	GASTOS DE ADMINISTRACION	PROVISIONES AGOTAMIENTOS DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES	UTILIDAD OPERACIONAL	GASTOS ADMON/ GALON VENDIDO
2001	COLGAS DE OCCIDENTE S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	44.804.423.258	42.103.938.819	2.700.484.439	1.908.940.975	513.782.432	277.761.032	86,63
2004	COLGAS DE OCCIDENTE S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	52.057.584.310	50.074.641.278	1.982.943.032	1.519.176.310	406.658.573	57.108.149	76,22

Fuente: SUI. Sistema Único de información. Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios.

forma técnica como la existente. Utilizar Yardstick implica la recolección de información proveniente de las empresas, las cuales deben tener similitudes en aspectos como la capacidad instalada, niveles de producción, y tamaño del mercado que atiende entre otras. Lo anterior no cumple con las condiciones que presentaba el sector, pues existen diferencias completamente marcadas en todos aspectos mencionados además de las diferencias que se presentan en las estructuras de costos por la localización de estas. El mecanismo de tasa de retorno ofrece ventajas a la industria, ya que en este caso el riesgo es asumido por los consumidores, y a diferencia del Price – Cap no genera incentivos para la reducción de costos por parte de las empresas.⁶

La adopción del Price – cap ha cumplido uno de sus principales objetivos que es el de reducir costos de producción en las empresas prestadoras del servicio, hecho que ha generado un deterioro en la calidad del servicio, afectando factores como el peso de los cilindros y la entrega en galones a tanques estacionarios. La Tabla No. 1 expone los gastos por galón vendido en una de las principales distribuidoras del país-COLGAS de Occidente- donde se

señala la disminución en un 12.02%.

La siguiente es la fórmula general de la tarifa actual.

Donde:

Fórmula general

$$\begin{array}{ccccccc}
 & & \text{Producto} & & \text{Margen de} & & \text{Distribuidor} \\
 & & & & \text{seguridad} & & \\
 \text{Precio} & & & & & & \\
 \text{final al} & & & & & & \\
 \text{público} & \mathbf{M} = & \mathbf{G} + & \mathbf{E} + & \mathbf{Z} + & \mathbf{N} + & \mathbf{D} \\
 & & & & \text{Transporte} & & \text{Comercializador} \\
 & & & & & & \text{mayorista}
 \end{array}$$

G = Ingreso del Gran comercializador.

E = transporte, este margen corresponde al gran comercializador (Ecopetrol) y es llamado cargo estampilla por transporte por ducto.

Z = Es el margen de seguridad, el cual es destinado a la reposición y mantenimiento del parque de cilindros y de los tanques menores de 100 galones.

N = es el margen del comercializador mayorista.

D = es el margen del distribuidor y que está definido de acuerdo con el medio como se realice la distribución (carrotanque o cilindro)

El margen del gran comercializador

está referenciado a precios internacionales con una calidad específica, dentro de este margen G, existe un factor a que determina la cantidad de propano y

butanos puros para obtener una calidad que cumpla con los estándares internacionales. Sin embargo en Colombia por la resolución CREG 011 de 2001, este factor fue fijado en 0.447 y por esta razón Ecopetrol no tiene incentivos para mejorar la calidad del gas licuado que produce.

Vale la pena resaltar que durante toda la cadena productiva se transan galones de gas licuado entre los agentes, exceptuando, en la parte final de la cadena porque el usuario final consume unidades discretas representadas en libras bien sea de 20, 33, 40, 77 ó 100 libras para el caso de los cilindros. Este hecho genera entonces que el distribuidor minorista compre galones y venda libras, y la calidad del gas licuado con que se trabaje implica bien sea una ganancia o

⁶ ALEXANDER & IRWIN. *Price caps, Rate-of-return Regulation, and the costs of capital*. The World Bank Group. 1996



una pérdida volumétrica para el distribuidor.

Debido a que anteriormente la calidad del gas licuado fue fijada por Ecopetrol con una gravedad específica de 0.55, se estaban presentando episodios de manipulación volumétrica ya que como se muestra en la siguiente tabla antes la normatividad suponía que para llenar un cilindro de 100 libras se requería 23.70 galones y realmente se necesitaban 21.35 galones lo cual generaba un margen adicional para los distribuidores. En la actualidad anualmente Ecopetrol define la gravedad específica que regirá para el cumplimiento del llenado de cilindros con base en las cargas pronosticadas de las refinerías. Ésta gravedad específica es de 0.562 aproximadamente.

La Tabla No. 2 señala en la primera columna los galones que eran facturados a los usuarios antes de la entrada en vigencia de la resolución 010 de 2001 y en la segunda columna los galones que han sido facturados después de la entrada en vigencia de la misma regulación realizando el ajuste volumétrico por cilindro. Desde el punto de vista del usuario cuando la regulación instauró parámetros internacionales para el cálculo de la tarifa del gran comercializador, estableció que el butano y el propano que se ofrecería en el país sería puro, pero el gas propano que se produce en Colombia no responde a los estándares de calidad internacional, lo que genera que el usuario pague por un nivel de calidad del combustible que no está recibiendo.

Esto produjo una reducción del 10% en los ingresos, y en la industria se dio un deterioro generalizado de las finanzas, en algunos casos llevando a la quiebra a empresas.

El incremento que se ha presentado en los precios ha generado una reducción en la demanda de dicho

Tabla No.2

Cilindro	Resolución 083 de 1997	Resolución 010 de 2001
100 Libras	23.70 galones	21.35 galones
40 Libras	9.48 galones	8.54 galones
20 Libras	4.74 galones	4.27 galones

Fuente: AGREMGAS

combustible mientras que el mercado perdido por esta industria ha sido cubierto por su sustituto más cercano el gas natural. Por su parte el incremento del precio del gas licuado de petróleo obedece al aumento sustancial que ha tenido la participación del gran comercializador con respecto al precio de venta final.

Las zonas no interconectadas son las más perjudicadas en el sentido que son las zonas más alejadas de las terminales que al mismo tiempo presentan poca densidad poblacional generando mayores costos en la distribución y transporte de cualquier servicio; en este orden de ideas, la regulación actual otorga bajo el concepto de libertad vigilada a la industria del propano la construcción de un flete desde los puntos terminales hasta todas las zonas del país, siendo las no conectadas las que presentan mayor costo de distribución. Los habitantes de estas zonas deben afrontar los problemas anteriormente mencionados y además de esto no cuentan con una canasta energética diversificada que les permita elegir el energético que se acomode mejor a sus condiciones socioeconómicas, razón por la cuál debe realizarse una reevaluación de tarifas para que el programa de gas licuado para el campo sea viable.

Los precios del gas licuado han aumentado en un 254.9% en el periodo que comprende la implementación de la regulación vigente (1995-2004), que implica una imposibilidad de adquirir el

combustible en las zonas rurales, zonas en las cuales el combustible principal es la leña, específicamente una familia (4-5 personas) consume de 12-15 kilos de leña al día que al año representan 0.04-0.08 hectáreas y la leña es gratis.

Sumado a esto se debe tener en cuenta los costos de distribución y suministro en que incurre el distribuidor minorista al transportar el gas licuado hasta zonas más alejadas, con menor cantidad de demandantes, estos costos se verán reflejados en los fletes que deberán sumarse al precio final.

De otro lado el margen Z es el margen de seguridad, el cual es destinado a la reposición y mantenimiento del parque de cilindros y de los tanques menores de 100 galones. Desde el inicio del marco normativo referente al mantenimiento y reposición de cilindros, es repetitiva la falta de efectividad en los mecanismos de control y vigilancia que custodien el cumplimiento de las normas técnicas vigentes en cada periodo. Adicionalmente aunque en la normatividad se tienen en cuenta todos los aspectos tanto técnicos, institucionales y administrativos para el funcionamiento apropiado de la industria, estos esfuerzos no han sido suficientes para conseguir la seguridad y condiciones suficientes para evitar siniestros por el deterioro en el parque de cilindros. Los esfuerzos realizados por el ente de vigilancia y control se ven reducidos debido a los frecuentes cambios que se realizan a las resoluciones y normas dirigidas a dicho



problema, por esta misma razón se puede decir que el proceso de reglamentación clara y concisa se encuentra inconcluso y cambiando frecuentemente.

El Estudio Evaluativo del Sector de Gases Licuados del Petróleo realizado por Econometría S.A., contratado por la CREG, arrojó resultados desalentadores con respecto al estado del parque de cilindros en funcionamiento que propiciaban altas tasas de siniestrabilidad, para contrarrestar este problema se puso en marcha el programa de reposición de Cilindros.

Para solucionar estos problemas a partir del año 2000, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG, Ecopetrol y la Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios, desarrollaron el Programa Nacional de Sustitución de Cilindros de gas licuado. Este programa consiste en la reposición de cilindros de 20, 40 y 100 Libras por cilindros de 33 y 77 libras, el cambio en el tamaño se da para asegurar que efectivamente se realice la reposición de todo el parque de cilindros. La decisión de reponer todo el parque (3.7 millones de cilindros) obedece a que «...cuando menos el 57.5% de los cilindros (o sea 2.13 millones) se encuentra en mal estado o no ofrece condiciones constructivas y funcionales apropiadas para el servicio previsto.»⁷

Debido a la experiencia que se tuvo con los Fondos de Reposición y Mantenimiento, se creó un esquema fiduciario que maneja y administra los recursos provenientes del margen de seguridad implícito en la tarifa. La fiducia contrata directamente a los talleres de reposición que tienen como objetivo la fabricación de cilindros con las especificaciones técnicas de tamaño y calidad (Norma Técnica Colombiana 522-1 y en la Resolución 8-0009 de 2001 del Ministerio de Minas y Energía), y

sumado a esto también dichos talleres son los encargados de destruir los tamaños que circulaban anteriormente.

Adicional a esto se impusieron metas de reposición para cada una de las empresas distribuidoras, la metodología que se adoptó para la imposición de dichas metas está en función del número de cilindros con el que cuenta cada empresa. Consiste en metas trimestrales para cada tamaño de cilindro, el plan ha tenido éxito en la zonas con pronunciados problemas de orden público como Caquetá, mientras que en zonas centrales no se ha cumplido porque los usuarios rechazan los nuevos tamaños, por lo cual el parque de cilindros en el interior continúa en deterioro, pues los distribuidores de la zona central no han cumplido con las metas establecidas.

El programa de reposición de cilindros contempla la renovación de todo el parque de cilindros, con el fin de garantizar la efectiva reposición. Pero podría decirse que esto es una solución de corto plazo pues nada garantiza que no se vuelvan a presentar la problemática actual, y se realice mantenimiento a los cilindros de nuevo tamaño.

La resolución 181788 de 2004 del Ministerio de Minas y Energía resuelve la aplicación de una nueva norma en la cual cualquier persona jurídica puede realizar el mantenimiento de cilindros siempre y cuando obtenga un certificado de calidad expedido por la Superintendencia de Industria y Comercio, esto contradice el objeto principal del Programa de Reposición de cilindros que es la renovación total del parque, dejando a un lado la función inicial de los talleres de reposición y mantenimiento que es fabricar los cilindros de nuevos tamaños y destruir los cilindros en mal estado. Este nuevo pronunciamiento anula uno de los

objetivos que era evitar que la distribuidora minorista se apropiara del margen de seguridad.

En cuanto a los canales de comercialización la ley 689 de 2001 prohíbe la conversión de vehículos a gas licuado vehicular, siendo esta una buena alternativa para capturar mercado e incrementar el consumo, presentando ventajas ambientales y de precio con respecto a otros carburantes como el gas natural y el ACPM siendo este un combustible subsidiado. La Ley también declara exclusivo el uso de gas licuado vehicular para vehículos destinados al reparto de gas. En este mismo artículo se menciona que la conversión de vehículos a gas licuado vehicular es una actividad ilícita, pues genera grandes riesgos a la población.

Para el sector de gas licuado, el impacto de esta medida es negativo, ya que con esta prohibición se reduce los canales de comercialización y también pierde una oportunidad de ampliar su mercado. En cuanto al abastecimiento de combustibles el gas licuado vehicular sería una buena opción para diversificar la canasta energética nacional y una solución en mediano plazo en caso que sea necesaria la importación, sería benéfica en términos ambientales y de precios en comparación con otros carburantes.

Otro aspecto que tuvo un impacto directo sobre el consumo es la inserción de gas natural, este sustituto cuenta con grandes ventajas frente al gas licuado. Dentro del plan de masificación de gas uno de los principales objetivos del gobierno era propiciar una mayor participación del gas natural como energético, para lograr este objetivo acudieron a estrategias financieras y publicitarias además de subsidiar las

7 | Ministerio de Minas y Energía. Programa Nacional de Sustitución de Cilindros de GLP. 1998

tarifas para los estratos bajos y financiar la conexión a las redes. Otro punto a favor que tiene el gas natural es la continuidad en el suministro del servicio y las tarifas que posee pues los precios del gas licuado no son competitivos con los de éste gas, actualmente el gas natural es un 30 % más económico que el gas licuado por unidad calorífica.

Por esta razón el mercado que antes era atendido por los distribuidores de gas licuado ha sido capturado por gas natural, ya que los usuarios poseen mayores ventajas en precio, calidad y oportunidad del servicio.

La Tabla No. 3 presenta los precios por unidad de venta del gas licuado (gas propano) y gas natural, se mide su eficiencia energética por BTU (poder calorífico por unidad de venta), se señala que el poder calorífico del gas propano es de 92.000 btu por galón de gas licuado mientras que el metro cúbico de gas natural es de 35.315 btu, es decir es menor en 2.6 veces, pero el precio por unidad de venta del gas licuado es 3.5 veces mayor que el de gas natural por unidad y en pesos por btu la relación es de 1.32, es decir, el gas licuado es más costoso que el gas natural un 32% por unidad calorífica.

Además de los cambios sustanciales en los precios, y siendo consecuente con la disminución de la demanda se presenta un exceso de oferta, razón por la cual se ha venido presentando una reestructuración de la industria como tal, lo que se evidencia en el número de empresas que operan en la actualidad (110 distribuidoras minoristas), en comparación a las 240 empresas que operaban antes de la implementación de la regulación vigente (en el año 1994). Las empresas distribuidoras al ver reducido su mercado impulsan hábitos desleales en la calidad del servicio y para compensar de alguna forma dicha pérdida de mercado las empresas

Tabla No.3

Combustible	Poderes calóricos (1)		Costo		\$/MBTU (2)
	BTU/Unidad	Valor	Unidad	Precio	
Gas Propano	BTU/GALÓN	92.000	\$/GALÓN	1.969	21.402
Gas Natural	BTU/M ³	35.315	\$/M ³	570	16.140

realizan una manipulación volumétrica del combustible, contando con que el usuario no tiene mecanismo de control de calidad certeros para identificar si la cantidad de combustible que paga es la que recibe realmente. Este hecho genera caos en el mercado en general, enviando señales desfavorables a los usuarios finales, sumado a esto se presentan problemas permanentes en el parque de cilindros.

CONCLUSIONES

Al inicio de la investigación se presumía que el cambio en el marco tarifario (precio) era el único responsable de la disminución en el consumo y en el número de empresas que conforman la industria, pero a lo largo de la investigación se presentaron factores de importancia semejante como el mencionado anteriormente que han sido influyentes en el comportamiento y tamaño de la industria de gas licuado en el país.

En cuanto a los precios y al marco tarifario, la implementación del mecanismo price – cap ha generado un deterioro en la calidad del servicio en razón al proceso de reducción de costos que se viene dando en el sector, hecho que se acentuó aún más después de la reducción en galones a cobrar del contenido de los cilindros (Resolución 011 de 2001 CREG). El problema que se presenta no se puede atribuir al mecanismo en sí, sino al bajo precio piso impuesto por el ente regulador, que subvalora la estructura de costos de las empresas distribuidoras. Esto se puede

evidenciar en el incremento del flete que está a cargo de los distribuidores entre los puntos terminales y los puntos de consumo en todo el país.

Adicional a esto, el mecanismo Price – Cap no se aplica al productor, es decir al Gran Comercializador (Ecopetrol) pues equiparan el precio interno al precio internacional del butano y el propano en la costa del golfo en México (Mercado Mont Belvieu), debido a la escasez de hallazgos petroleros en el país; esto genera que el gas licuado sea tratado en su producción como un combustible con estándares de calidad internacional que no posee y en su distribución se considere un servicio público domiciliario teniendo en cuenta que por cada galón de gas licuado suministrado en el país, del precio total Ecopetrol recibe el 80% aproximadamente.

Por tratarse de un servicio público domiciliario, el gas licuado no debería estar sujeto a estándares internacionales de precios para evitar así la volatilidad que presenta, sino que fuese acorde con una política de precios que se acoja a la estructura de costos de producción del Gran comercializador. Por otra parte, vale la pena resaltar que por el ducto por donde se transporta el gas licuado desde las refinerías hasta los puntos terminales, también se transportan todos los combustibles provenientes de la refinación del petróleo y el único que es catalogado como servicio público domiciliario es el gas licuado.

No obstante, la ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios define como servicio público domiciliario «...las



actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, la interconexión a la red pública de telecomunicaciones, y las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes para otros servicios que surjan por el desarrollo tecnológico y que requieran redes de interconexión, según concepto previo del Consejo Nacional de Política Económica y Social»⁸. Con base en este hecho, la distribución de gas licuado no se efectúa a través de redes y la decisión emitida por el Consejo de Estado de ser distribuido por «redes humanas» no tiene cabida en este contexto, es así que la industria de gas licuado no debería estar catalogada como servicio público domiciliario.

Frente al problema de desabastecimiento de crudo en el país y con la implementación de la regulación de equiparar los precios a nivel internacional es pertinente mencionar que Colombia no posee la infraestructura necesaria para realizar la importación de hidrocarburos que se requieren para abastecer la demanda interna puesto que si se importa combustible de cualquier índole se ingresaría por el puerto de Cartagena y no existen ductos que lo conecten con el interior del país.

Debido a estos hechos, se ha presentado un proceso de depuración del número de empresas de la industria, lo que ha provocado múltiples episodios de competencia desleal, disminuyendo la calidad en el servicio y degenerando la imagen ante los usuarios, como una estrategia para poder sobrevivir en el mercado.

El deterioro de la imagen ante los usuarios del servicio está en función del estado de los cilindros que operan como las redes de distribución por excelencia, este es uno de los problemas característicos de la industria a través de

su historia y programas como el Plan de Reposición de Cilindros no ha surtido los efectos esperados en primer lugar por la falta de incentivos e información al usuario para la aceptación de los tamaños nuevos y sumado a esto por las contradicciones que se presentan en la normatividad con respecto a este tema.

Por la disminución en la calidad del servicio, deterioro del parque de cilindros, incrementos en los precios y las facilidades que tienen los consumidores para demandar sustitutos cercanos, el consumo está disminuyendo; en este contexto se podría incentivar nuevos usos del hidrocarburo con mayor viabilidad que los proyectos vigentes dirigidos a zonas rurales los cuales no son viables bajo las condiciones de precios actuales, a menos que sea subsidiado como el gas natural, los usos alternativos como el gas licuado vehicular, el cual actualmente es de uso exclusivo para los vehículos destinados a la distribución del combustible, se declara ilícito convertir vehículos a gas licuado vehicular pues «genera graves riesgos a la población»; pero en caso de acabarse las reservas, el país estaría mejor acondicionado a la importación de combustibles como el gas licuado vehicular por su costo y su desempeño (menor costo que la gasolina y el ACPM en un 117% y 30% respectivamente y con mayores atributos caloríficos que el gas natural). Existen países como Japón y Australia donde el gas licuado vehicular ocupa un lugar importante como carburante vehicular, en Colombia podría ser comercializado sin ninguna clase de riesgo adicional a otros combustibles sustitutos como el gas natural vehicular.

El efecto de la regulación vigente sobre la cadena productiva fue el de incorporar un almacenador o comercializador mayorista. Éste no

cumple con su objeto inicial puesto que no se mantienen inventarios para garantizar el suministro continuo en episodios de escasez y si el agente es eliminado de la cadena, el margen correspondiente podría ser canalizado hacia otras actividades o podría reducirse el precio al usuario final.

En la cadena productiva, existen dos agentes que no son regulados: los contratistas o fleteros y los expendios, quienes surgen como una forma de atenuar el riesgo que corren los distribuidores minoristas al prestar el servicio; estos agentes generan consecuencias que se materializan en la calidad y precio del servicio, razón por la cual la regulación debería abarcar la actividad desarrollada por estos.

Si el panorama continúa sin ninguna clase de modificación al marco regulatorio, el número de empresas que compone la industria se verá reducido, las almacenadoras continuarán haciendo parte de la cadena, disminuirá el consumo, los contratistas y los expendios seguirán dominando el mercado y Ecopetrol seguirá disfrutando de un ingreso que no refleja sus verdaderos costos de producción de gas licuado. Se presentará un oligopolio, que contará con una inadecuada red de distribución por el deterioro en el parque de cilindros. Los usuarios continuarán pagando por un gas de alta calidad que no están consumiendo. Se está perdiendo una alternativa energética a la gasolina, eficiente en términos ambientales y de costos. ☀



El sector minero energético en las negociaciones comerciales regionales - diagnóstico de la competitividad del sector en los mercados del hemisferio

Subdirección de Planeación Minera

Unidad de Planeación Minero-Energética

A simple vista parecería que en el hemisferio hay buenas oportunidades para el carbón colombiano, teniendo en cuenta que tiene una alta competitividad relativa y que en la región hay pocos vendedores de este energético.



Entre los estudios realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME en convenio con la Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo -FEDESARROLLO, se destaca la investigación «*El Sector Minero-energético en las Negociaciones Comerciales Regionales*», teniendo como objetivo realizar un diagnóstico de la competitividad relativa del sector minero en los mercados del hemisferio, identificando los mercados prioritarios para los productos mineros colombianos, el cual ha sido de mucha utilidad en las negociaciones comerciales regionales, especialmente el tratado de libre comercio (TLC) con Estados Unidos. Los productos que se analizarán en el presente artículo serán el carbón y el coque¹.

Para identificar y evaluar los mercados de interés en los que Colombia es competitiva se utilizaron tres indicadores: el índice de la balanza comercial relativa (IBCR), el índice de la ventaja comparativa revelada (IVCR) y el índice de la complementariedad comercial (ICC)². Este conjunto de indicadores se calculó con la información existente entre 1997-2001 en la base de datos Commodity Trade Statistics (Comtrade) de la ONU.

INTRODUCCIÓN

Para el 2004 las reservas mediadas de carbón fueron de 7.063 Mt (Ingeominas 2004), se consolidó como el segundo reglón de exportación en Colombia, generando cerca de US\$1.753 millones de divisas (10,6% del total nacional exportado), mientras que en el 2003 Colombia ocupó el sexto puesto como exportador mundial, participando con el 6,4% de las exportaciones mundiales de carbón.

Teniendo en cuenta la cantidad y calidad de reservas de recursos energéticos que posee el país, la firma de acuerdos de libre comercio resultan convenientes entre socios comerciales con estructuras productivas complementarias. Esto, mas que la búsqueda indiscriminada de acuerdos, implica que la política comercial de un país debe obedecer a estrategias que permitan expandir y diversificar sus exportaciones.

1 El estudio avanzó en el análisis de otros productos como el petróleo, oro, plata, platino, esmeraldas, sal, azufre, ferroníquel, minerales de hierro, minerales de cobre, roca fosfórica, granito, mármol, travertino, caliza, cemento, derivados de la arcilla, joyería y orfebrería.

2 La metodología de cálculo de los indicadores que sustentan los resultados presentados se pueden consultar en la UPME, estudio: «El Sector Minero-Energético en las Negociaciones Comerciales Regionales» UPME - FEDESARROLLO, Bogotá Septiembre de 2004.

Para la minería colombiana, la firma del tratado de libre comercio con Estados Unidos o con otra región, es una oportunidad importante para incentivar el comercio internacional de nuestros productos energéticos de manera competitiva y a la vez atraer inversión extranjera directa (IED), necesaria para el desarrollo del sector.

METODOLOGÍA E INDICADORES UTILIZADOS PARA MEDIR LA COMPETITIVIDAD RELATIVA DE LOS PRODUCTOS MINERO-ENERGÉTICOS

El análisis realizado en esta investigación se concentra en el mercado hemisférico e identifica los principales mercados de interés para los productos minero-energéticos de Colombia en la región. En este sentido, el objetivo fundamental de la metodología de análisis fue la de seleccionar los sectores y los mercados que serían prioritarios para que el país solicite acceso, así como esbozar las implicaciones de la apertura del mercado colombiano a los socios del hemisferio.

Para avanzar hacia este objetivo, se calcularon indicadores que sustentan los criterios para solicitar acceso que se basan en la identificación de: i) *los sectores en los que Colombia es competitivo*; ii) *los mercados que ofrecen mejores opciones para Colombia en esos sectores*; y iii) *los países que serían competidores de Colombia en esos mercados*. Por otra parte, los indicadores calculados se usan para sustentar algunos criterios según los cuales se podrían definir los lineamientos para otorgar acceso al mercado colombiano, criterios basados en la identificación de sectores vulnerables, principales proveedores de los productos de esos sectores, y situación arancelaria que enfrentan esos proveedores en el país.

Se utilizaron dos de los indicadores

más frecuentes en la literatura sobre comercio con el fin de evaluar la situación competitiva del país y su estructura comercial, el índice de la ventaja comparativa revelada (IVCR) y el índice de la balanza comercial relativa (IBCR).

El índice de ventaja comparativa revelada (IVCR), permite determinar la competitividad relativa de los sectores y los productos de un país, comparando la participación del producto en las exportaciones del país con la participación de las exportaciones mundiales del producto en las exportaciones mundiales totales. Si dicho índice es mayor que uno, indica que el país tiene una ventaja comparativa en el producto analizado, pero cuando el índice es menor que uno, revela que el país tiene una desventaja comparativa en el producto. Este índice presenta dos limitaciones, en primer lugar está basado en cifras de comercio y por lo tanto tiende a reflejar el status quo de la competitividad relativa observada en los flujos de comercio mundiales. Por otro lado, el IVCR no muestra situaciones en las cuales un sector puede ser muy

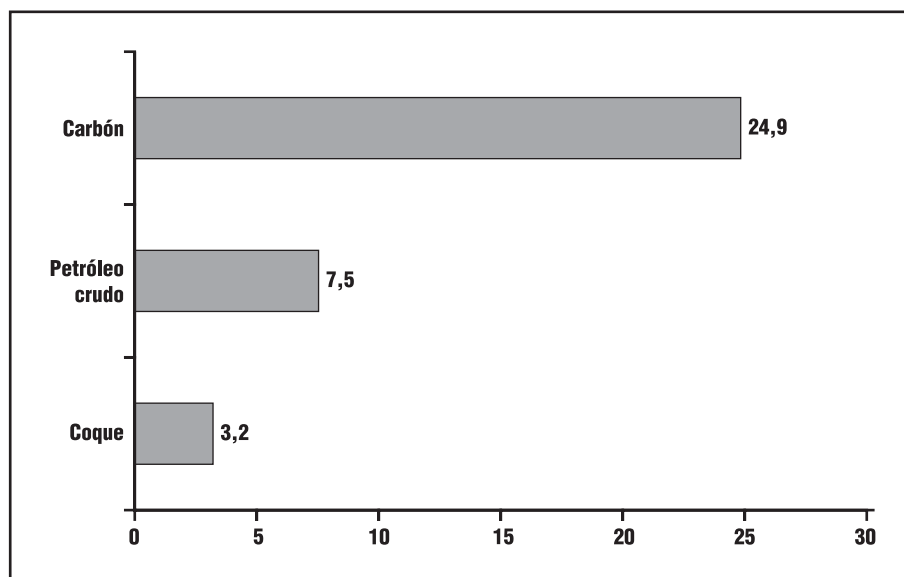
competitivo en el mercado nacional pero no ha tenido incursión en las corrientes internacionales de comercio.

El índice de la balanza comercial relativa (IBCR) mide la participación de la balanza comercial de un determinado sector en el comercio total de ese sector. Este índice se ubica entre -1 y 1, cuando el índice es mayor que cero indica que hay competitividad del producto, es decir, que el país tiene un gran potencial exportador en ese producto, los productos más cercanos a uno serán los de mayor potencial competitivo y cuando el índice es menor que cero indica que el país es un importador o cliente potencial.

Adicionalmente se construyó y analizó el índice de la complementariedad comercial (ICC) que es una versión elaborada del IVCR (índice de ventaja comparativa revelada) que permite identificar mercados de interés para productos en los cuales Colombia es competitiva en el contexto mundial.

La secuencia de análisis desarrollada fue la siguiente: en primer lugar se evaluó el índice de la ventaja

Gráfico No.1
Competitividad relativa de los productos energéticos colombianos:
IVCR>1, Promedio 1997-2001



Fuente: cálculos Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE



comparativa revelada (IVCR), para seleccionar los productos colombianos de mayor competitividad relativa, en segundo lugar se seleccionaron los países exportadores e importadores hemisféricos netos de cada producto analizado con base en el índice de la balanza comercial relativa (IBCR), en tercer lugar y con el fin de determinar la ventaja comparativa de cada uno de esos países se aplicó una evaluación con el IVCR.

RESULTADOS

En términos generales, los productos energéticos colombianos más competitivos según el IVCR ilustrado en el Gáfico No. 1 son el carbón, el petróleo crudo y el coque.

A continuación, se describen los resultados para carbón y coque.

CARBÓN

Caracterización del comercio del carbón

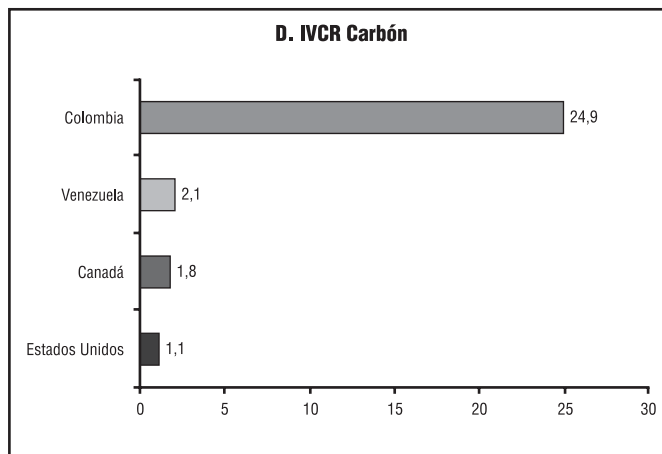
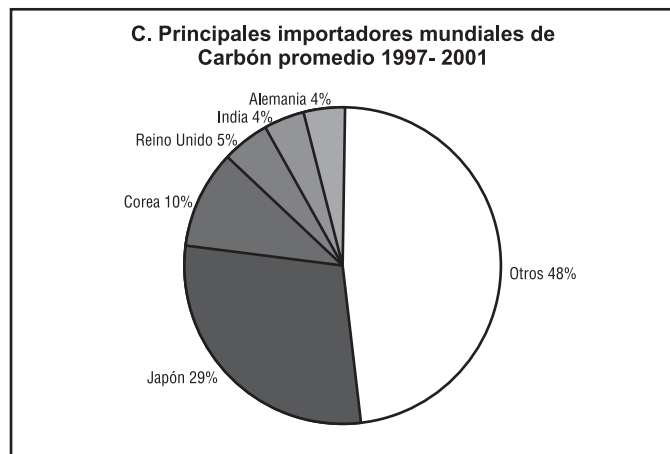
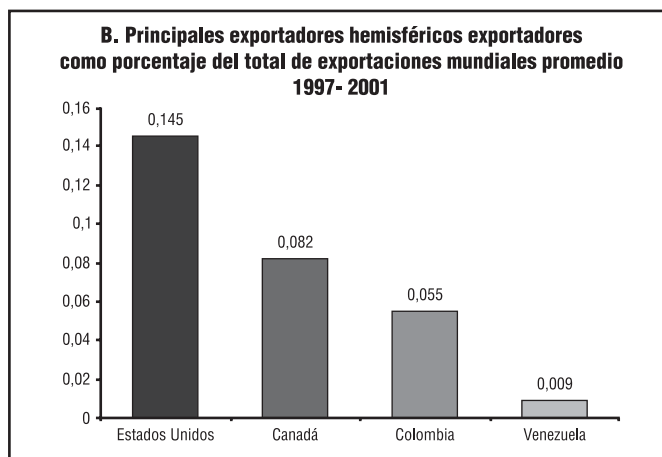
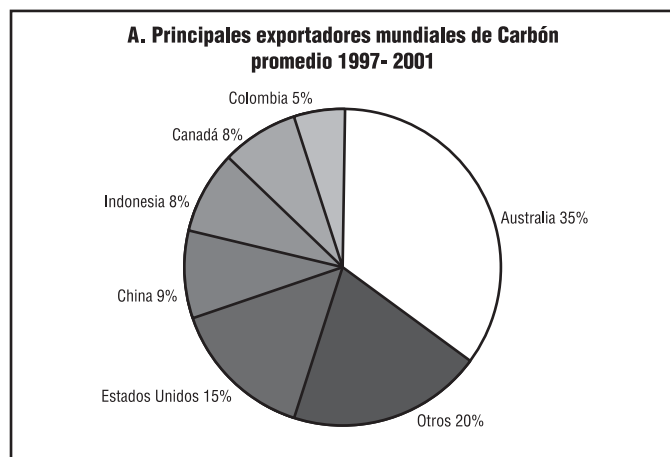
Según las cifras de COMTRADE, las ventas externas totales de carbón ascendieron a un promedio anual de US\$17,1 miles de millones entre 1997 y 2001, lo que equivale a 0,3% del comercio mundial. Entre los principales exportadores durante este período se destacaron Australia, que en promedio exportó US\$5,98 miles de millones anuales (35% de las exportaciones

mundiales de carbón) y Estados Unidos, cuyas exportaciones ascendieron a US\$2,48 miles de millones promedio anual (15%), seguidos por China (9%), Indonesia (8%) y Canadá (8%). Finalmente, cabe destacar que Colombia exportó en promedio US\$935 millones, equivalentes a 5,5% de las exportaciones totales mundiales. Gráfico 2^a.

Como se puede apreciar en el gráfico 2B Colombia es el tercer exportador de carbón más importante del hemisferio, superado únicamente por Estados Unidos y Canadá, y seguido por Venezuela, que contribuye con cerca de 1% a las exportaciones mundiales totales.

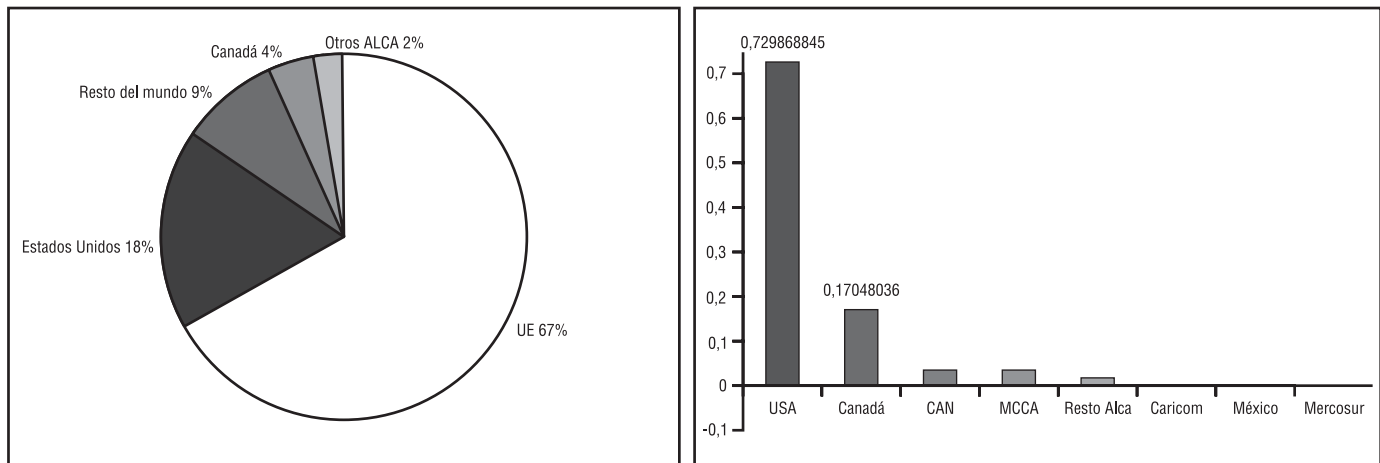
Por su parte, los compradores más importantes de carbón en el mundo se

Gráfico No. 2
Comercio de Carbón



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.

Gráfico No. 3
Mercado del Carbón



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.

concentran en Japón, que importa 29% del total mundial y Corea (10%), seguidos por Reino Unido (5%), India (4%) y Alemania (4%).

En términos de competitividad relativa, el IVCR ilustrado en el gráfico 2D, muestra que el carbón colombiano goza de la posición más favorable entre los países del hemisferio. Le siguen Venezuela, Estados Unidos y Canadá. Como se aprecia en el gráfico, los demás países de la región que exportan carbón no son competitivos.

Como ya se dijo, Colombia posee la mayor competitividad externa relativa del hemisferio en carbón. Teniendo esto en mente, y con el fin de encontrar

posibles mercados de interés, a continuación se evalúan los principales destinos de exportación de este energético, las condiciones de acceso que enfrenta el país en esos mercados.

Mercado del carbón

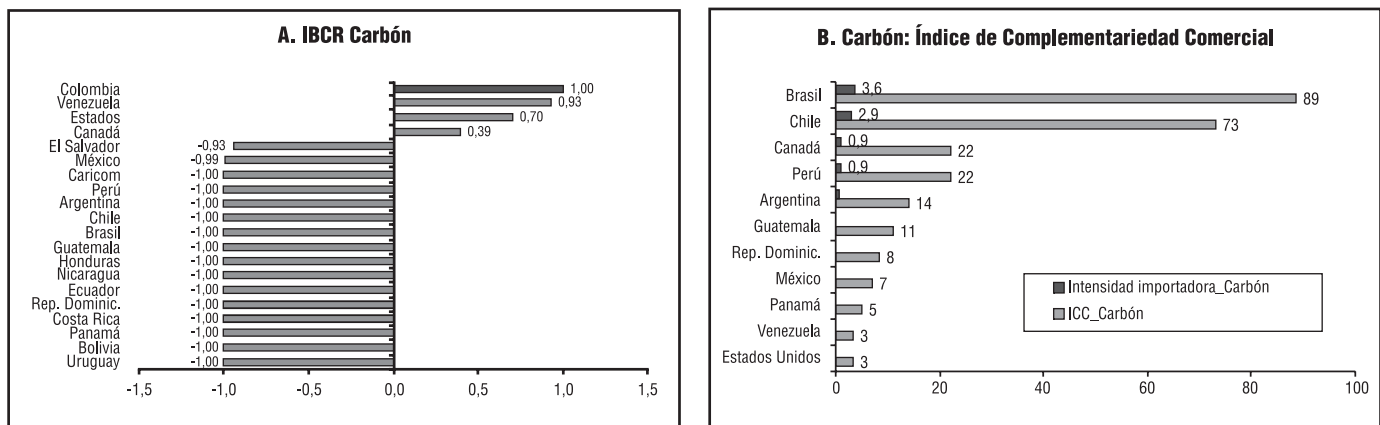
A nivel mundial durante el período 1997 - 2001 el gran comprador de carbón colombiano fue la Unión Europea, a la cual se le vendió un promedio anual de US\$621 millones, es decir 67% de las exportaciones de carbón. En segundo lugar se ubicó Estados Unidos (18%) seguido por Canadá (4%) y otros ALCA (2%). Cabe destacar que la mayoría de

las exportaciones colombianas están destinadas a mercados fuera de la región del ALCA, y que las ventas al hemisferio apenas ascienden a 26% de las ventas totales Gráfico 3^a.

El gráfico 3B ilustra la distribución de las exportaciones colombianas intrahemisféricas que corrobora la importancia de los mercados de Estados Unidos (73% de las exportaciones destinadas al ALCA) y Canadá (17%). Chile (4%) es seguido muy de cerca por la Comunidad Andina (3,6%) y el Mercado Común Centroamericano (3,5%).

En términos generales, el carbón de Colombia no enfrenta grandes barreras

Gráfico No. 4
IBCR - ICC para Carbón



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.



arancelarias en los países de la región. Tanto Estados Unidos como Canadá, los principales compradores, aplican un arancel NMF (Nación Más Favorecida) de cero. Por su parte Chile, que tiene un arancel NMF de 6%, le otorga a Colombia un arancel preferencial de cero mediante el TLC. Colombia también recibe trato preferencial en la Comunidad Andina, que incluye a Ecuador, Bolivia, Perú y Venezuela. Los países del Mercosur aplican un arancel NMF de 0%.

A simple vista parecería que en el hemisferio hay buenas oportunidades para el carbón colombiano, teniendo en cuenta que tiene una alta competitividad relativa y que en la región hay pocos vendedores de este energético. Sin embargo, es necesario evaluar el potencial importador de éstos países con el fin de determinar quiénes representan reales mercados de interés para Colombia.

Al analizar el Índice de Balanza Comercial Relativa (IBCR) ilustrado en el Gráfico 4^a, se encuentra que la gran mayoría de países del ALCA son importadores netos de carbón. Las excepciones son Estados Unidos, Canadá y Venezuela que, como se vio anteriormente, son también exportadores competitivos. No obstante, el Índice de Intensidad Importadora que es un componente fundamental del Índice de Complementariedad Comercial (ICC), sólo destaca a dos países, Brasil y Chile, como grandes compradores de carbón (Gráfico 6B).

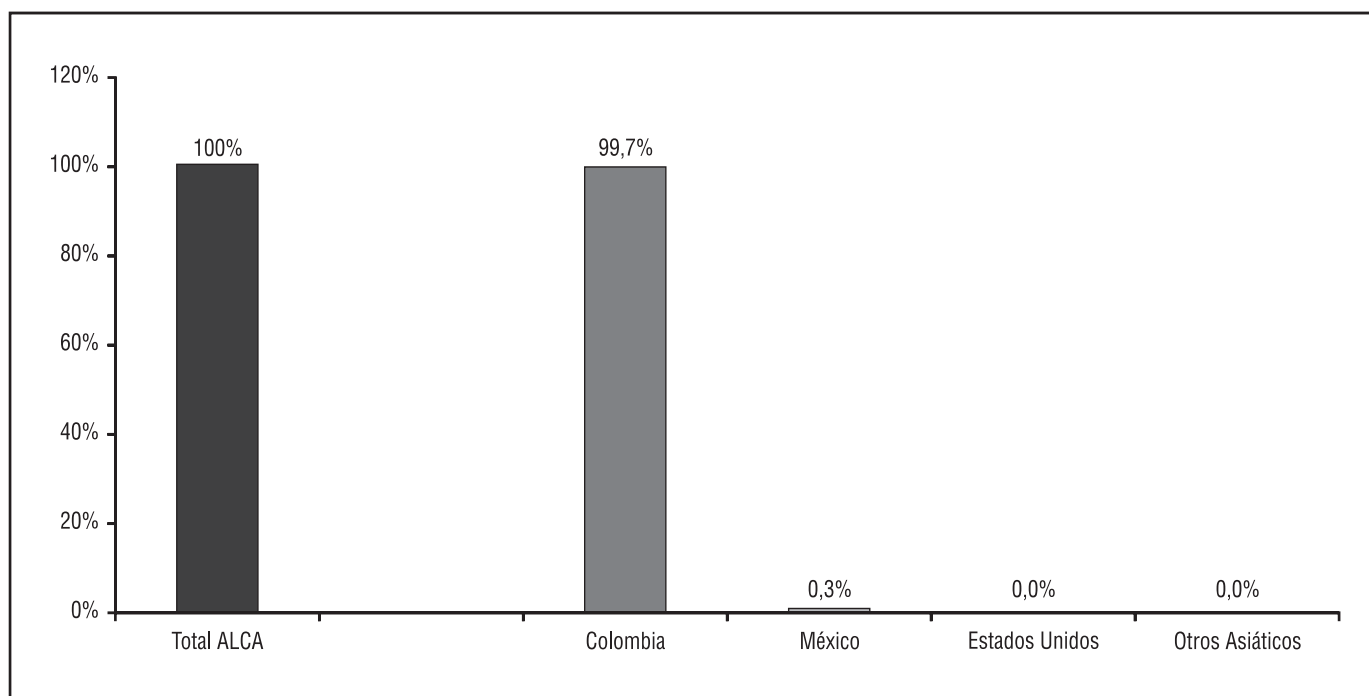
Los únicos dos mercados que sobresalen por su potencial e intensidad importadora de carbón son Brasil y Chile, que le aplican un arancel de cero a Colombia. Es decir, que si las exportaciones colombianas no han penetrado en mayor grado estos dos mercados, no ha sido debido a barreras arancelarias. Ante la ausencia de

mercados que constituyan un claro interés ofensivo para Colombia, y a modo de ilustración, se evaluará el caso de Guatemala debido a que es un importador neto de carbón, a pesar de que no cuenta con una alta intensidad importadora de este producto. A continuación se describen los principales proveedores de carbón en este mercado así como las condiciones de acceso que enfrentan.

Mercado potencial para el carbón: Guatemala

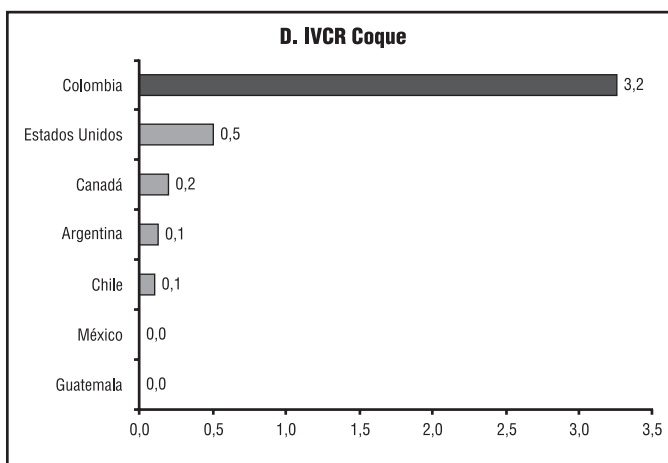
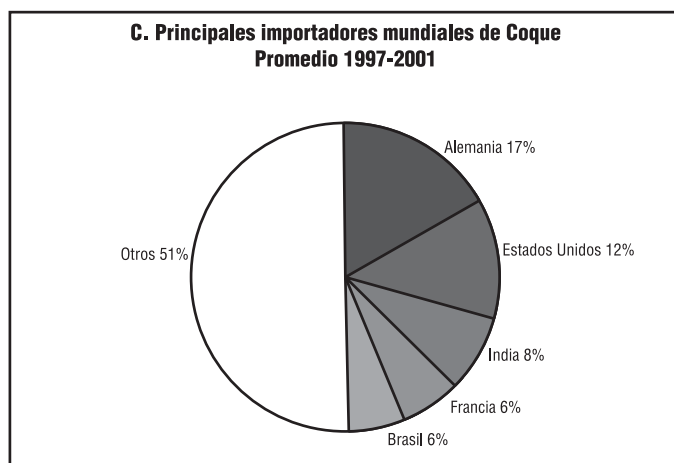
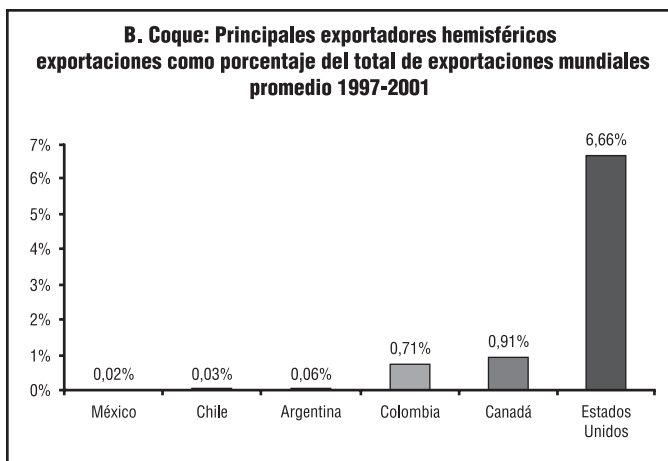
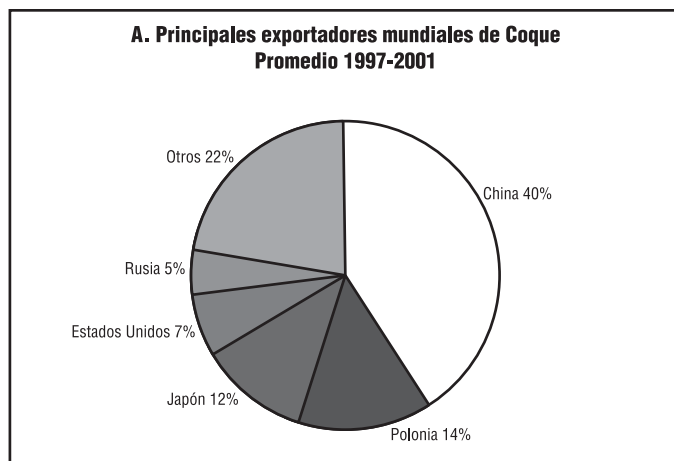
Entre 1997 y 2001, Guatemala importó en promedio US\$6,7 millones anuales de carbón, de los cuales prácticamente la totalidad provino del mercado del ALCA. Su principal proveedor fue Colombia, que representó 99,6% de las importaciones totales de carbón. Estados Unidos y México jugaron un papel mínimo en las

Tabla No. 5
Carbón: Origen de las importaciones de Guatemala
(participación en sus importaciones totales)



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.

Gráfico No. 6
Mercado del Carbón



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.

importaciones de dicho energético (Gráfico 5). En cuanto al acceso a este mercado, se destaca que a pesar de un enfrentar un arancel NMF de 7,5%, Colombia se ha constituido en su principal abastecedor. Estados Unidos, por su parte, enfrenta el mismo arancel mientras que México sí goza de un acceso preferencial de 0%. En este contexto, cabe mencionar que una reducción del arancel que Guatemala aplica al carbón colombiano podría traducirse en mayores exportaciones del producto, no en mayor participación dentro del mercado sino en el total que se exporte de Colombia a Guatemala, debido a la reducción de su precio relativo en el mercado local frente a otros energéticos.

COQUE

Caracterización del comercio de coque

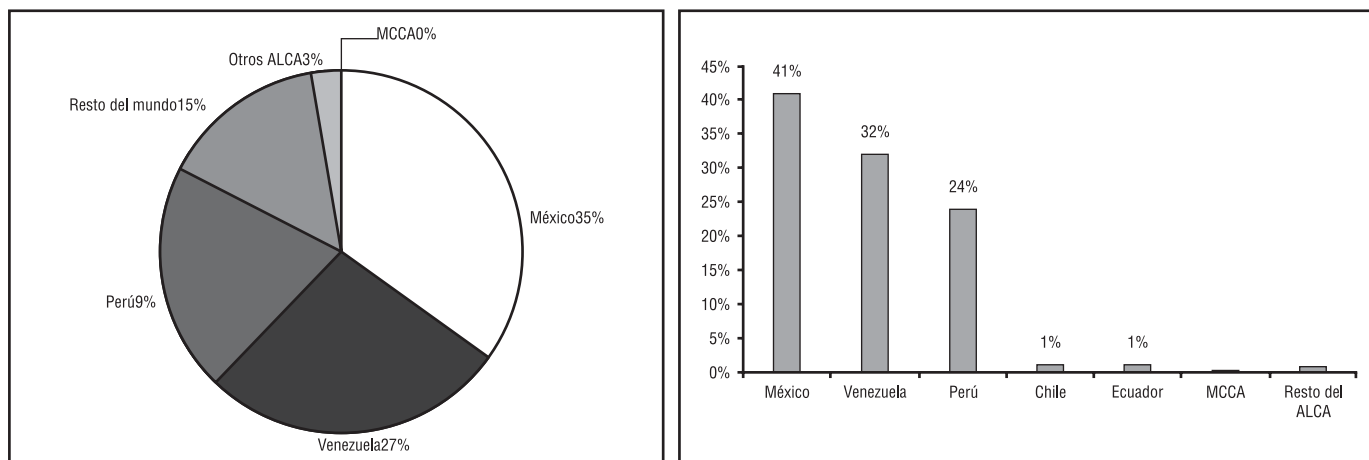
En el período 1997-2001 las exportaciones mundiales de coque ascendieron a un promedio anual de \$1,9 miles de millones de dólares. Éstas se concentraron en cinco principales exportadores, cuyas ventas externas totales equivalieron a 78% del total. China sobresalió como el gran exportador a nivel mundial, con unas ventas externas de coque que alcanzaron un promedio anual de US\$798 millones, es decir, 40% del comercio mundial. En segundo lugar se ubicó Polonia, con 14% de las

exportaciones mundiales de coque, seguido por Japón (12%), Estados Unidos (7%) y Rusia (5%).

En la región ALCA las exportaciones de coque se concentraron en un gran exportador seguido por unos menores. Como se aprecia en el gráfico 6B, durante el período de análisis Estados Unidos fue el gran vendedor de coque del hemisferio, seguido por Canadá y Colombia. Según datos de COMTRADE, Estados Unidos exportó un promedio anual de US\$130 millones, que representaron 79% del total exportado por los países de la región. Por su parte, las exportaciones anuales de Canadá ascendieron a US\$17,8 millones y las de Colombia alcanzaron los US\$13,9 millones. Argentina, Chile y México



Gráfico No. 7
Mercado de Coque



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.

contribuyeron con menos del 1% de las exportaciones regionales totales.

El comprador de coque más importante en el mundo en el período de análisis fue Alemania, cuyas importaciones representaron 17% de las totales mundiales de este producto. Estados Unidos, que figura como un importador importante, también contribuye de manera significativa a las importaciones mundiales de dicho producto (12%). India, Francia y Brasil importaron 8%, 6% y 6% del total mundial, respectivamente.

El IVCR presentado en el gráfico 6D, muestra que una vez se ha eliminado el efecto del tamaño de las economías, sólo Colombia posee una ventaja comparativa frente a los demás exportadores de la región. Llama la atención que Estados Unidos, uno de los grandes exportadores mundiales de coque, y Canadá, cuyas exportaciones totales superan las de Colombia, no son competitivos en términos relativos.

Las ventas externas de coque colombianas se dirigieron principalmente hacia América Latina (85% del total de exportaciones). El principal comprador hemisférico de coque colombiano en el período analizado fue México, a cuyo mercado se destinó cerca de 35% de las

exportaciones totales de dicho producto. Otros compradores importantes para el país fueron Venezuela (27%) y Perú (20%). Los demás países señalados en el gráfico 7B compraron en conjunto menos de 3% del total exportado por Colombia.

En términos generales Colombia no enfrenta grandes barreras arancelarias al acceso de los diferentes países del hemisferio en este producto. El arancel promedio aplicado al coque colombiano es de 1,8%, frente a un arancel NMF promedio de 3,5% aplicado en la región. Colombia recibe trato preferencial principalmente en la zona de libre comercio andina, cuyos miembros gozan de un arancel cero entre sí pero aplican un arancel externo común de 5%. En México, el comprador regional más importante de coque colombiano, el país enfrenta un arancel preferencial de 0,4% en virtud del acuerdo suscrito entre el G-3. De manera similar, Chile aplica un arancel de cero al coque colombiano en virtud del TLC bilateral vigente. En síntesis el coque colombiano enfrenta las mayores barreras en Panamá (12,5%), Caricom (5,8%), y Costa Rica (3,5%).

Como se vio anteriormente, Colombia es un vendedor de coque importante en la región y posee la

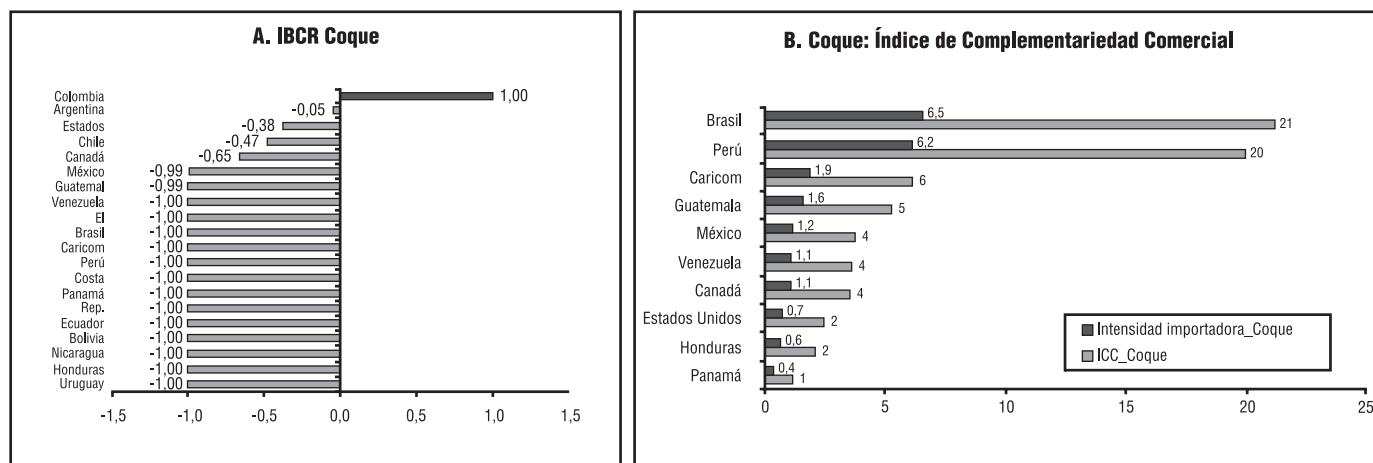
mayor ventaja comparativa revelada. Adicionalmente, el IBCR, ilustrado en el gráfico 8ª, revela que el país es el único exportador neto de coque de la región y que todos los demás, incluyendo a Estados Unidos y Canadá, son importadores netos de este producto. Al complementar los resultados de los anteriores indicadores con el Índice de Complementariedad Comercial se evidencian aquellos países del hemisferio que importan coque de manera intensiva, que identifica los países potenciales de mercado para Colombia. El Índice de Intensidad Importadora (gráfico 8B) permite destacar a Brasil, Perú, Caricom, Guatemala, México, Venezuela y Canadá.

A continuación se evalúan los mercados de México y Guatemala debido a su potencial e intensidad importadora de coque, y a que le aplican un arancel mayor a cero a Colombia.

Mercado potencial para el coque: Guatemala

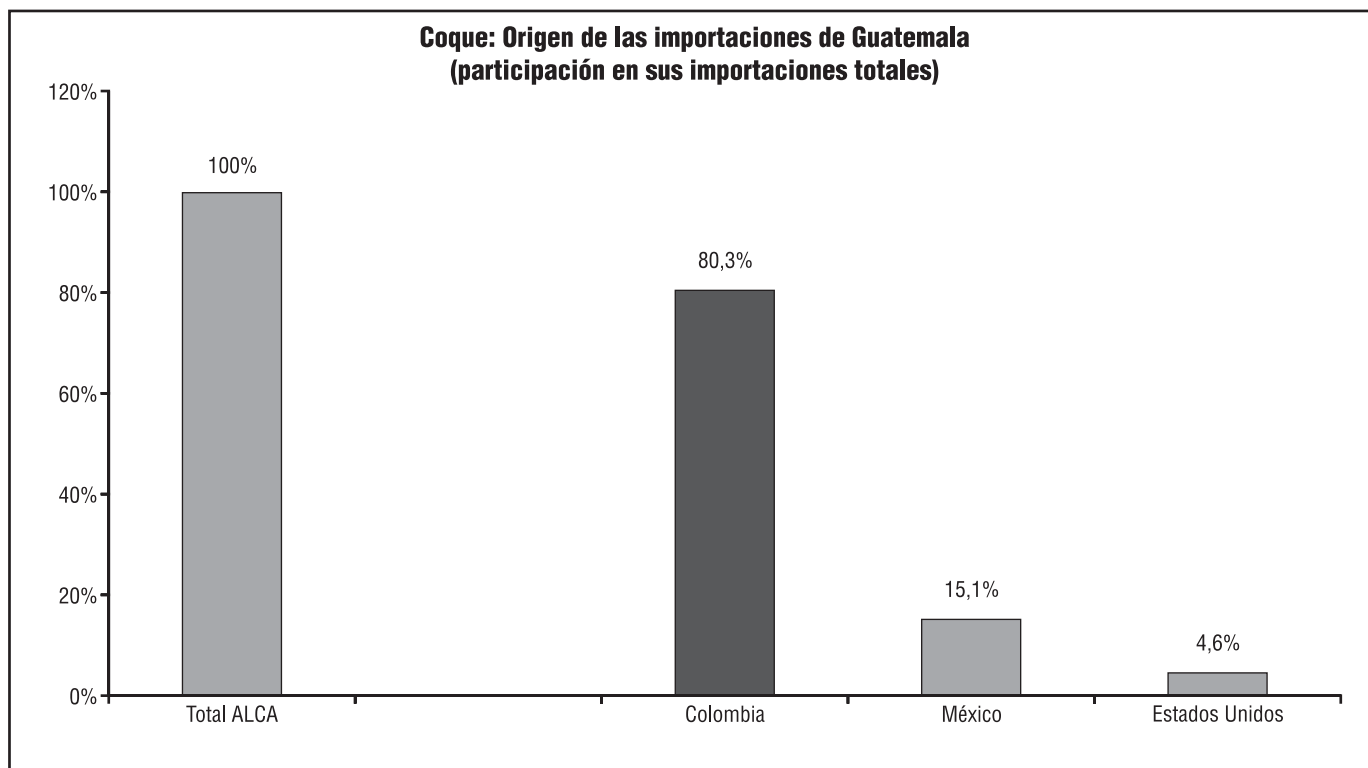
A lo largo del período de análisis, Guatemala importó un promedio anual de US\$2,86 millones de coque, una cifra que representa un poco menos de 16%

Gráfico No. 8
IBCR - ICC para Coque



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.

Gráfico No. 9
Coque: Origen de las importaciones de Guatemala
(participación en sus importaciones totales)



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.

de las exportaciones anuales colombianas de este producto. Estas importaciones provinieron en su totalidad del mercado regional. El principal proveedor del mercado guatemalteco fue Colombia, que contribuyó con 80% del total de importaciones de Guatemala de coque.

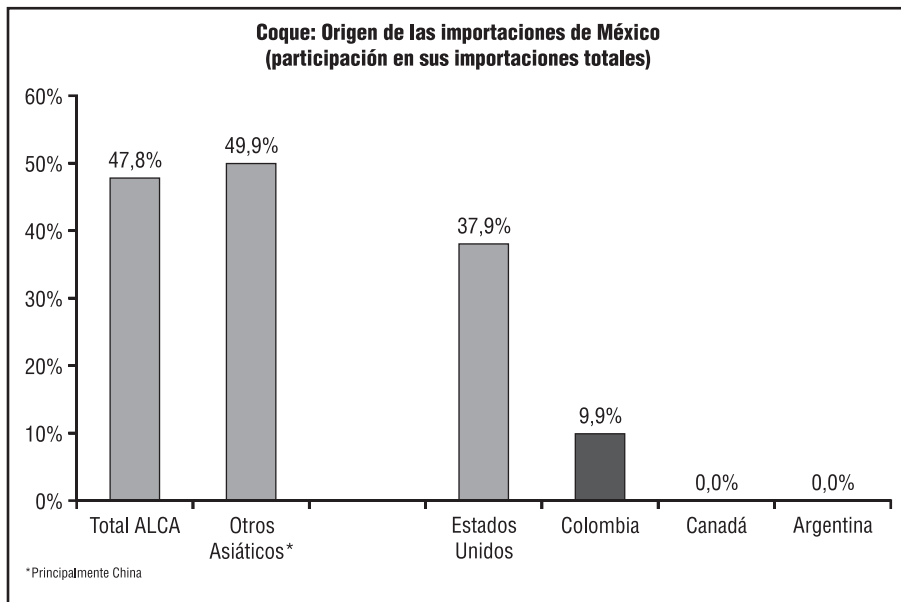
En segundo lugar se ubicó México (15%) seguido por Estados Unidos (4,6%). (Gráfico 9)

En Guatemala, el coque de Colombia y Estados Unidos no recibe trato preferencial y debe ingresar al mercado con un arancel NMF de 2,5%. En cambio México, que goza de un

arancel de cero, se ubicó como el segundo proveedor de coque en Guatemala a pesar de no ser competitivo en la exportación de dicho producto. Así, sería de esperarse que un acceso más libre del coque colombiano a Guatemala llevara a aumentar aún más las exportaciones a este país.



Gráfico No. 10
Coque: Origen de las importaciones de México
(participación en sus importaciones totales)



Fuente: Fedesarrollo - UPME con base en datos COMTRADE.

Mercado potencial para el coque: México

México es uno de los importadores de coque importantes del hemisferio. Entre 1997 y 2001, sus compras totales de este producto ascendieron a una suma anual promedio de US\$60,3 millones. De éstas, 48% provino de los mercados del ALCA, mientras que la mitad provino de otros países asiáticos (en particular de China). Dentro del hemisferio, su principal proveedor fue Estados Unidos, de donde importó 38% del total. El segundo proveedor más importante del mercado de coque mexicano fue Colombia, al cual le compró 10% del total. (Gráfico 10)

El coque de Estados Unidos y Canadá goza de un acceso libre al mercado mexicano, lo que contribuye a que el primero sea su principal proveedor. Sin embargo, como se vio anteriormente, Estados Unidos y Canadá no tienen potencial exportador y aún así están penetrando el mercado mexicano. Colombia, por su parte, a pesar de

recibir un trato preferencial otorgado en virtud del G-3, sigue enfrentando una barrera arancelaria de 0,4%. La reducción de esa barrera arancelaria podría representar una mayor penetración del coque colombiano en el mercado de México.

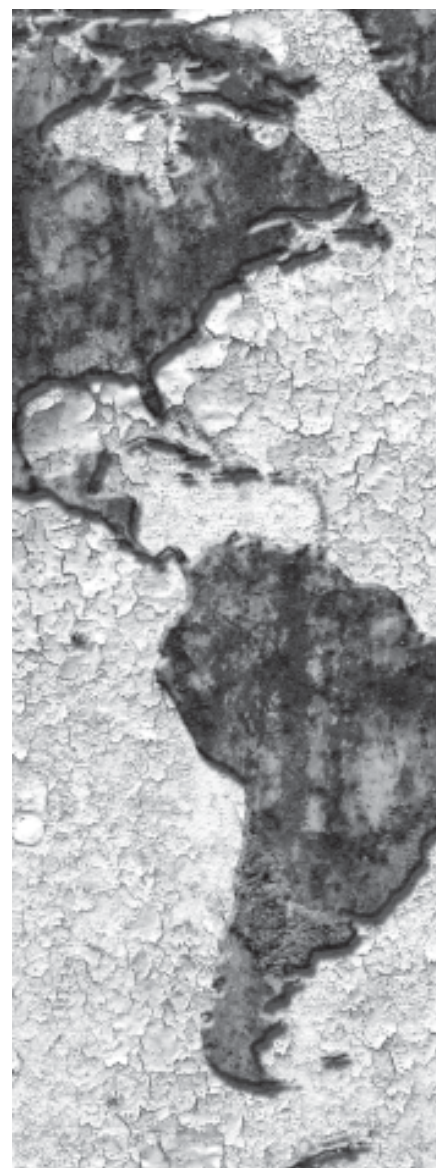
CONCLUSIONES

Las negociaciones comerciales implican oportunidades y retos para el sector minero energético colombiano, razón por la cual se analizaron los diferentes escenarios en los cuales podría profundizarse la inserción internacional de nuestro país. Se evaluó la competitividad relativa del sector en el mercado hemisférico en consideración del reciente acuerdo Comunidad Andina-Mercosur y el proceso aún en curso para la conformación de un Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA).

En cuanto a acceso a mercados, el carbón colombiano posee una posición muy favorable en términos de

competitividad externa relativa, con respecto los demás países del hemisferio, destacándose como mercados potenciales Brasil y Chile, donde el carbón colombiano aún no ha penetrado de manera intensiva.


En el caso del coque colombiano, éste concentra la mayor ventaja comparativa revelada IVCR de la región, posicionando al país como un exportador neto de coque, quien podría desarrollar eventuales intereses ofensivos con países como Brasil, Perú, Guatemala y México, dado que en el análisis demostraron ser importadores intensivos de este producto. 🌐





Pautas para autores

1. La Revista *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, del Centro de Investigaciones para el Desarrollo, de la Universidad Nacional de Colombia, considerará para su publicación trabajos inéditos, ensayos y revisiones bibliográficas, análisis de coyuntura en español o inglés, que no hayan sido propuestos en otras revistas, y cuyo objetivo sea aportar al avance del conocimiento de los subsectores energéticos. El Consejo Editorial se reserva el derecho de realizar las modificaciones pertinentes.
2. El autor debe enviar un archivo electrónico al siguiente correo: obsce_bog@unal.edu.co
3. El autor debe diligenciar un formato de recepción de artículos (se encuentra en <http://www.fce.unal.edu.co/oce>) y enviarlo con el artículo.
4. Los trabajos serán sometidos a arbitraje doblemente ciego y evaluados de acuerdo con los siguientes criterios: rigor conceptual y metodológico, claridad y coherencia en la argumentación y en la exposición. Los conceptos de la evaluación se le entregarán o enviarán al autor.
5. La recepción de artículos se realiza durante todo el año.
6. yendo tablas, ilustraciones, notas y referencias bibliográficas.
2. El autor debe incluir los datos de su dirección postal, número de teléfono y correo electrónico.
3. El resumen en español debe tener una extensión de máximo 100 palabras. Especificar máximo cuatro palabras clave en español. Las palabras clave deberán ir después del resumen.
4. El título del artículo debe ser explicativo y recoger la esencia del trabajo.
5. Las tablas deben tener un encabezamiento específicamente descriptivo, estar citadas en el texto, y las abreviaturas y símbolos explicados al pie de la tabla.
6. Se requiere que los cuadros, gráficos o mapas sean muy legibles, con las convenciones muy definidas. Cuando sean gráficos originados en excel, debe incluirse el archivo fuente de los datos.
7. Las referencias bibliográficas deben conservar el estilo autor-fecha, insertadas en el texto [López 1998], no como nota de pie de página. Cuando la referencia se hace textualmente, el número de la página de donde se tomó debe ir inmediatamente después de la fecha, separado por coma [López 1998, 52], si incluye varias páginas [López 1998, 52-53,] y en caso de varios autores [López *et al.* 1998].
8. Las referencias bibliográficas deben ir al final del texto. La bibliografía debe limitarse a las fuentes citadas en el artículo, y estar ordenadas alfabéticamente por apellido. En caso de registrarse varias publicaciones de un mismo autor, ordenarlas cronológicamente en el orden en que fueron publicadas. Cuando un mismo autor tiene más de una publicaciones en un mismo año, se mantiene el orden cronológico, y utilizar letras para diferenciar las referencias de ese mismo año [2001a].
9. Cuando se usen fuentes de Internet, se debe mencionar el autor, si lo tiene, y la dirección de la página web consultada.
10. Los encabezamientos de cada sección se escribirán en negritas, a la izquierda y en mayúscula sostenida.
11. Los símbolos matemáticos deben ser muy claros y legibles. Los subíndices y superíndices deben estar correctamente ubicados.

Nota de Copy Right: Los artículos se pueden reproducir citando las fuentes correspondientes. 

NORMAS EDITORIALES

1. Los trabajos se deben presentar en formato de Word (texto) o Excel para PC (cuadros y gráficos). Deben tener entre 2.000 y 4.000 palabras inclu-



CONVOCATORIA

Las energías alternativas se muestran como una fuente que proporciona una opción de suministro interesante a los problemas presentados en el sector energético como la fluctuación de los precios del petróleo o el agotamiento de las reservas de hidrocarburos. El desarrollo de las nuevas tecnologías y las energías alternativas exige repensar el actual uso de los recursos energéticos en miras de optimizar el uso, transporte y consumo de las nuevas fuentes de energía.

El Observatorio Colombiano de Energía de la Universidad Nacional de Colombia convoca a la presentación de ponencias para el seminario sobre «*EL CAMINO HACIA EL DESARROLLO DE OTRAS FUENTES DE ENERGÍA*» que se realizará en noviembre de 2005 en la ciudad de Bogotá, Colombia.

Temática

1. Perspectivas en los sectores energéticos convencionales (petróleo, gas natural, electricidad y carbón) en un ambiente de creciente desarrollo de las energías alternativas.
2. ¿Cuáles deberían ser las fuentes alternativas de energía prioritarias para Colombia?
3. Evaluación de experiencias en energías alternativas.
4. Diseño de políticas energéticas para el estímulo de energías alternativas.
5. Experiencias o falta de experiencias internacionales en el desarrollo de energías alternativas.

Calendario

- Fecha límite para el envío del resumen del trabajo propuesto: **7 de septiembre de 2005**
- Respuesta de aceptación **16 de septiembre de 2005**
- Entrega documento final y presentación **3 de octubre de 2005**
- Las ponencias aceptadas serán publicadas en CD
- Las ponencias deberán tener una extensión máxima de 14.000 palabras u 80.000 caracteres incluyendo gráficos, bibliografía, anexos y pies de página.

Para mayor información comunicarse con el:
Observatorio Colombiano de Energía
Ka 50 No. 27-70. Unidad Camilo Torres.
Bloque B4. Of. 301. CID. Univ. Nacional - Bogotá, D.C.
Tel: 3165000 Ext. 18720.
Fax: 3165125 y 3165000 Ext. 18714
obsce_bog@unal.edu.co