



*Oportunidades para la exportación  
de energía a Estados Unidos*

**Más allá del TLC**



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

*Ramón Fayad Nafah*

RECTOR GENERAL (E)

*Alexis Hjalmar Alberto de Greiff Acevedo*

VICERRECTOR GENERAL

*Lisímaco Parra París*

VICERRECTOR ACADÉMICO

*Elizabeth López Rico*

SECRETARIA GENERAL

*Fernando Viviescas Monsalve*

VICERRECTOR DE SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

*Luis Ignacio Aguilar Zambrano*

DECANO

*Édgar Bejarano Barrera*

VICEDECANO ACADÉMICO

Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID)

*Jorge Iván González Borrero*

DIRECTOR

*Edna Cristina Bonilla Sebá*

SUBDIRECTORA

*Luz Ángela Cubillos Olarte*

*Luis Felipe Roncancio Forero*

*Patricia Umaña Gaitán*

COORDINADORES ÁREA DE SOPORTE ACADÉMICO - ADMINISTRATIVO

*Mario García Molina*

DIRECTOR OBSERVATORIO COLOMBIANO DE ENERGÍA (OCE)

*Oportunidades para la exportación  
de energía a Estados Unidos*


**Más allá del TLC**

**Mario García Molina**

*Editor*

**CID** Centro de  
Investigaciones  
para el Desarrollo

  
UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA  
SEDE BOGOTÁ  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS



© Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Ciencias Económicas  
Oficina de Comunicaciones  
Ciudad Universitaria, edificio 310, oficina 115  
Bogotá, D. C., Colombia  
Teléfono (571) 316 5000, extensiones 18 698 y 12 308  
Fax (571) 316 5000, extensiones 18714 y 18706  
Correo electrónico ofcomunicid\_bog@unal.edu.co

Primera edición  
Bogotá, D. C., mayo de 2006  
ISBN 958-701-672-6

Edición  
*Juan Andrés Valderrama*

Diseño y diagramación  
*Ángela Vargas / Tiza Orión Editores*

Impresión  
*Servigraphic Ltda.*

Prohibida la reproducción total o parcial de este libro, sin autorización expresa de la Oficina de Comunicaciones arriba mencionada.

# CONTENIDO

Introducción .....	11
--------------------	----

## ELECTRICIDAD

–15–

*Isaac Dyner R. • Mario García Molina • Edith Johana Rincón R.*

El sector eléctrico estadounidense .....	20
El sector eléctrico en Colombia .....	46
Acuerdos y proyectos de interconexión .....	59
Oportunidades para Colombia de los servicios relacionados con el sector eléctrico .....	66
Conclusiones .....	68
Bibliografía .....	69

## GAS NATURAL

–73–

*Mario García Molina • María Fernanda Murcia • Anselmo José Vega A.*

El mercado de Estados Unidos .....	77
El mercado colombiano .....	98
Experiencia de integración en el Mercosur .....	106
Conclusiones .....	110
Bibliografía .....	112

PETRÓLEO

–115–

*Juan Carlos Cárdenas • Astrid Martínez*

El mercado de Estados Unidos.....	118
El mercado de Colombia.....	138
Acuerdos y proyectos de integración.....	150
Conclusiones.....	155
Bibliografía.....	157

ESCENARIOS ENERGÉTICOS DE COLOMBIA PARA EL 2005

–159–

*Raúl Andrés Ávila • Isaac Dyner R. • Mario García Molina • Anselmo José Vega A.*

¿Cómo podría Colombia impulsar el sector energético en el marco de un TLC?.....	161
Identificación de los escenarios.....	165
¿Qué son los escenarios?.....	166
Todo bien, todo bien.....	168
Vaciados pero contentos.....	173
Hemos tocado fondo.....	177
La economía va bien pero el país va mal.....	181
Bibliografía.....	186

CONCLUSIONES FINALES

–187–

*Mario García Molina*

Electricidad.....	189
Gas natural.....	191
Petróleo.....	193
SIGLAS.....	195

## ÍNDICE DE TABLAS, GRÁFICAS, FIGURAS Y MAPAS

## ELECTRICIDAD

Tabla 1	Naturaleza de las empresas del sector eléctrico .....	20
Tabla 2	Millas de líneas de transmisión de alto voltaje de corriente alterna .....	22
Tabla 3	Clasificación según consumo por estado .....	31
Tabla 4	Matriz capacidad-consumo .....	32
Tabla 5	Margen de capacidad por NERC .....	35
Tabla 6	Margen promedio de capacidad por el NERC .....	36
Tabla 7	Relación estado-región .....	37
Tabla 8	Public Utility Commissions .....	41
Tabla 9	Entidades estatales regulatorias .....	45
Tabla 10	Generación y consumo de electricidad en Colombia .....	49
Tabla 11	Redes del sistema de transmisión nacional .....	51
Mapa 1	Redes de interconexión en Estados Unidos .....	23
Mapa 2	Recursos de generación por estado .....	27
Mapa 3	Mapa de las diez North American Electric Reliability Council .....	28
Mapa 4	Capacidad de cada estado en 2004, en miles de Mw. ....	30
Mapa 5	División de Estados Unidos por censo .....	37
Mapa 6	Hidrología del departamento de Antioquia .....	50
Gráfica 1	Capacidad de generación de electricidad en Estados Unidos .....	21
Gráfica 2	Proyecciones de demanda de energía en Colombia, 2002-2010 .....	46
Gráfica 3	Composición de la capacidad instalada efectiva de generación en Colombia, 2000-2009 .....	48

## GAS NATURAL

Tabla 1	Características generales de la regulación de las PUC .....	90
Tabla 2	Proyecciones de oferta y demanda de gas por países (mpcd), 2005-2020 .....	104
Tabla 3	Características de los proyectos de interconexión .....	106
Figura 1	Abastecimiento de gas en Estados Unidos, tera pies cúbicos (TPC), 2002 .....	78
Figura 2	La cadena del gas natural en Estados Unidos .....	85
Figura 3	Esquema de la industria del gas natural en Colombia .....	102
Mapa 1	Terminales de gas natural licuado en Estados Unidos .....	82

Gráfica 1	Importaciones y exportaciones de gas natural en Estados Unidos, 1990-2002 .....	79
Gráfica 2	Consumo de energéticos para generación eléctrica .....	80
Gráfica 3	Producción de gas natural, 1998-2003 .....	100

PETRÓLEO

Tabla 1	Matriz producción-consumo .....	129
Tabla 2	Calidad de la gasolina en los estados objetivo .....	138
Tabla 3	Exportaciones de productos derivados, 2004 .....	142
Tabla 4	Ecopetrol: importaciones de petróleo crudo y derivados, 2004 .....	143
Tabla 5	Colombia, producción de derivados, 2004 .....	145
Tabla 6	Principales productos exportados bajo el ATPDEA, enero-agosto 2003 .....	154
Mapa 1	Petroleum Administration for Defense Districts .....	119
Mapa 2	Estados Unidos, regulación ambiental y calidad de la gasolina .....	136
Mapa 3	Infraestructura petrolera de Colombia .....	147
Gráfica 1	Reservas de petróleo por PADD .....	120
Gráfica 2	Estados Unidos, demanda de petróleo por sector, 1950-2000 .....	121
Gráfica 3	Usos del petróleo en Estados Unidos .....	122
Gráfico 4	Estados Unidos, consumo de petróleo por regiones .....	124
Gráfica 5	Estados Unidos, exportaciones e importaciones de petróleo crudo y derivados, 1990-2002 .....	125
Gráfica 6	Estados Unidos, capacidad de refinación por región, 2003 .....	128
Gráfica 7	Contratos petroleros suscritos, 1990-2004 .....	139
Gráfico 8	Contratos petroleros suscritos, 1969-2004 .....	140
Gráfica 9	Demanda (consumo) de combustibles, 1990-2004 .....	141

ESCENARIOS ENERGÉTICOS DE COLOMBIA PARA EL 2005

Gráfica 1	.....	162
Gráfica 2	.....	164
Gráfica 3	.....	166



## INTRODUCCIÓN

**E**ste estudio, producto de un trabajo de investigación cofinanciado por Colciencias y cuyo nombre era “Integración y energía en el marco del TLC”, busca responder a una pregunta fundamental: ¿cuáles son las posibilidades de exportación del sector energético colombiano a Estados Unidos en electricidad, gas y petróleo?

*Durante la coyuntura en la que se hizo el trabajo, dominada por la discusión sobre el tratado de libre comercio (TLC) con Estados Unidos, el análisis podía hacerse desde dos puntos de vista: uno defensivo (qué intereses nacionales se deben proteger a la luz de la apertura al extranjero), y otro ofensivo (cuáles son los intereses nacionales a la hora de penetrar en el mercado estadounidense). En el estudio se escogió la segunda opción, como resultado de la consideración de que sólo si tenemos claro lo que podemos ganar mediante la firma de un tratado o una apertura comercial tiene sentido pensar en los costos en que se incurriría al ceder en la negociación. Si las ganancias son pocas, esto daba una clara orientación a nuestros representantes para no ceder en la negociación, a no ser que se obtengan ganancias apreciables en otro sector. Otra razón para adoptar un enfoque proactivo fue que las discusiones ideológicas, la incertidumbre generada por un cambio como el provocado por este tipo de tratados y la falta de experiencia colombiana al respecto podrían impedir identificar las oportunidades de negocios para los nacionales.*

*Durante el periodo de negociación la atención del sector se concentró en las posibilidades de exportación de servicios, como consecuencia, en parte, de un enfoque a corto plazo, dado que la infraestructura para la exportación de bienes no está desarrollada todavía. A nuestro juicio, el*

*énfasis en los servicios es útil pero insuficiente, en la medida en que un tratado de libre comercio (a diferencia de acuerdos como el Atpa o el Atpdea) no tiene fecha de vencimiento. En consecuencia, es necesario introducir también un enfoque a largo plazo, dentro del cual la construcción de infraestructura es un obstáculo menor, dada la creciente demanda estadounidense por energía. Además, un estudio contratado por el Ministerio de Minas y Energía, realizado simultáneamente con este, se concentró en los servicios. Por último, la negociación de servicios depende mucho de las barreras a la movilidad de personas (por ejemplo, visas) que difícilmente pueden resolverse por medio de un tratado de libre comercio, porque involucran aspectos de seguridad nacional. Con el fin de que este trabajo brindara un soporte a los negociadores, se evitara la duplicación de esfuerzos y tuviera un horizonte más amplio a corto plazo, se decidió concentrarlo en el mercado de bienes, incluyendo dentro de éstos la posible exportación de energía a Estados Unidos.*

*Por las razones expuestas, la investigación no incluyó lo relacionado con la exportación de servicios, para lo que las barreras paraarancelarias son mucho más fuertes y difíciles de negociar. Esto se puede ver en el caso de la exportación de servicios de ingeniería en el sector eléctrico, en el que las dificultades de un sector que sufre choques climáticos y políticos, tales como el fenómeno del Niño o la voladura de torres, han contribuido, paradójicamente, al desarrollo de una experticia ante el manejo de imprevistos, que en Estados Unidos parecen no tener. No obstante, la exportación de estos servicios requiere de la libre movilidad de las personas, restringida para los colombianos. La exportación de servicios, a pesar de ser muy importante, depende entonces de la solución a otros elementos que son más de orden político, tales como la expedición de visas o la homologación de títulos.*

*Por esta razón, este trabajo se concentró en la exportación de bienes. Ahora bien. Es claro que la exportación de bienes está sujeta también a dificultades políticas. Así, por ejemplo, la exportación de electricidad a Estados Unidos no puede hacerse por México sin que en este país haya cambios legales muy importantes. No obstante, a un horizonte de veinte años es probable que México ceda ante la presión internacional en este sentido, sobre todo estadounidense.*

*En cuanto a la metodología, es importante anotar lo siguiente: primero se construyeron y analizaron las matrices de demanda y la capacidad de los diversos estados miembros de la unión estadounidense. A partir de allí se identificaron los que representan potencial de demanda debido a una oferta insuficiente. A continuación se estudió la regulación para identificar las posibilidades reales y los obstáculos a la entrada. Ello permitió decidir cuáles eran los mercados objetivo y cuáles podían serlo en una segunda etapa, de acuerdo con los cambios en la infraestructura o la regulación. Este análisis se complementó con el estudio de tratados similares firmados por Estados Unidos con otros países, así como con la experiencia previa de Colombia en comercio e interconexión internacional en los bienes estudiados. Particular atención se puso en el caso del Mercosur, en donde se cuenta con una experiencia en integración energética de más de una década. Siempre que se pudo se incluyó información amplia y detallada acerca del mercado estadounidense.*

*Mientras que la primera parte del estudio se refiere al sector eléctrico, la segunda trata el de gas natural y la tercera se concentra en el petrolero. En la cuarta parte se hace un ejercicio que muestra posibles escenarios del sector energético colombiano, proyectados a 2015. Cabe anotar que avances del trabajo han sido compartidos y discutidos con algunos miembros del equipo negociador y asesor de Colombia en el TLC y con la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios e Inherentes (Andesco), que coordinó la mesa de energía. Ello con el fin de que, más allá del valor académico de la investigación, tenga impacto en la política nacional.*

*Es importante anotar que la mayoría de oportunidades que se encontraron para el desarrollo de los sectores de electricidad, gas natural y petróleo ya existen, independientemente de que se firme o no un tratado de libre comercio, cuyas negociaciones, al momento de escribir este libro, aún no se habían cerrado. De ahí la importancia que tiene mirar más allá del TLC en el campo energético, puesto que se trata de aprovechar las oportunidades existentes y de trazar una estrategia para la promoción de las exportaciones en este sector; estrategia que no requiere de acuerdos de libre comercio para ser puesta en marcha.*

# Electricidad

ISAAC DYNER R. • MARIO GARCÍA MOLINA • EDITH JOHANA RINCÓN R.

■ \_\_\_\_\_  
ISAAC DYNER R.

Ph. D. en ciencias de la decisión-energía, Universidad de Londres.  
Profesor titular, Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín.

MARIO GARCÍA MOLINA

Ph. D. en economía, Universidad de Cambridge.  
Director del Observatorio Colombiano de Energía,  
Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID).  
Profesor asociado de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá.

EDITH JOHANA RINCÓN R.

Economista, Universidad Nacional de Colombia.  
Investigadora Observatorio Colombiano de Energía  
y Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID).  
■

Este análisis sobre la integración del sector eléctrico entre Colombia y Estados Unidos explora la posibilidad de que el primero pueda llegar a ser un abastecedor de los estados de la Unión con deficiencia en la capacidad de generación de electricidad\*.

De acuerdo con el *International Energy Outlook* de 2004, se espera que el consumo mundial de electricidad se duplique en las próximas dos décadas. La demanda de electricidad, según se proyecta, crecerá 2,3% al año, llegando a 23.072 billones de Kwh en 2025. Se espera que gran parte de ese crecimiento en la demanda de electricidad venga de los países en desarrollo, mientras que las economías en transición de Europa Oriental y la antigua Unión Soviética tendrán un ritmo menos acelerado, aun cuando no menor que el de los países en desarrollo.

Estados Unidos se encuentra interconectado con Canadá y México en el sector eléctrico. Sus transacciones internacionales de electricidad son principalmente importaciones: un 99% provenientes de Canadá, y las restantes de México. Esta energía importada es importante en mayor medida para la región noroeste y central del país.

Para abastecer su demanda, algunos estados se ven en la necesidad de importar la electricidad desde otros o desde fuera del país. Para resolver el problema de la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento interno de electricidad, a finales de los años sesenta se creó el North American Electric Reliability Council (NERC), organismo que vela por la confiabilidad del sistema a través de la planeación del despacho de energía. Así, se conformaron diez regiones según las necesidades de los estados y según las facilidades que tuvieran algunos de ellos con superávit en el servicio para ofrecerlo a aquellos

---

\* Los autores de este capítulo agradecemos la colaboración de Raúl Ávila Forero.

deficitarios. Aún así, algunas regiones presentan bajos márgenes de capacidad para generar electricidad.

Se encontraron los diez estados con mayores flujos de electricidad importada desde otros estados, y se identificaron las regiones del NERC cuyo margen de capacidad de generación de electricidad fuese menor al 18%; se observó que de los diez estados deficitarios de electricidad seis coinciden con cuatro de las regiones del NERC cuyo margen es inferior al 18% de la capacidad de los recursos con los cuales ésta se genera. Así, los posibles estados con los cuales Colombia puede establecer un mercado de electricidad son Nueva Jersey, Maryland, Pennsylvania, Virginia, Florida, Luisiana, Idaho, Nueva York, Massachusetts y California.

A diez o veinte años, la interconexión a través de México mediante redes eléctricas puede ser viable a raíz de la presión que empieza a ejercer Estados Unidos frente a la posición de ese país sobre la reserva de toda la actividad energética para el Estado. No obstante, a más corto plazo no es fácil ni factible prever la interconexión eléctrica entre Estados Unidos y Colombia, dadas las complicaciones técnicas y políticas que puede tener el proyecto.

Algunos estados, como California, Massachusetts y Pennsylvania, ya han llevado a cabo procedimientos para desregular sus mercados en vista de que presentan las más altas tarifas de la nación. Tampoco se presentarán dificultades para la importación de electricidad desde fuera del país, ya que dichas tarifas no se encuentran reguladas.

Sin embargo, esta posibilidad puede verse limitada por el hecho de que México prohíbe a los particulares que construyan, operen y mantengan redes de interconexión dentro de su territorio. No obstante, cabe esperar que la creciente demanda estadounidense por energía cree una presión cada vez más fuerte para que México haga más flexible su política al respecto.

La oficina responsable de autorizar la exportación de energía eléctrica y la construcción, conexión, operación y el mantenimiento de las instalaciones de transmisión en la frontera internacional es la Office of Fossil Energy's Coal & Power Organization del Departamento de Energía de Estados Unidos.

El programa federal de Estados Unidos para la electricidad internacional contiene dos funciones: 1) otorgar los “permisos presidenciales” para la construcción y operación de las líneas de transmisión eléctrica en la frontera interna-

cional; 2) autorizar la exportación de electricidad a países foráneos desde Estados Unidos.

Los permisos presidenciales deben contener condiciones determinadas por el Departamento de Energía o estar basados en los estudios técnicos. Esas condiciones deben ser específicas acerca de los límites y las condiciones de operación del sistema.

En Estados Unidos la importación de electricidad está regulada. El comercio internacional estadounidense está dirigido principalmente hacia las importaciones, que representan cerca del 1,2% del consumo nacional de electricidad y provienen en su mayor parte de Canadá y en menor escala de México.

Desde los años noventa, Colombia ha entrado en procesos de interconexión internacional con algunos países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), como Venezuela y Ecuador. Aún no se ha establecido un proceso profundo, claro y conciso que permita la creación de organizaciones para armonizar la regulación de los intercambios de electricidad, y quedan muchos proyectos de interconexión por realizar, especialmente con Bolivia, Venezuela y Panamá.

El análisis aquí realizado se concentró únicamente en la posibilidad de exportación de electricidad y no en la viabilidad de que Colombia sea prestador de servicios relacionados con el sector, pues éstos dependen de decisiones políticas y se encuentran limitados por los procesos de movimientos de personas y homologación de títulos profesionales, entre otros. De manera específica se analizan las matrices de capacidades y demanda (tendencias y proyecciones), la estructura y las características sectoriales, y los marcos regulatorios y legales vigentes; se analizaron la estructura del mercado en ambos países y de sus principales características sectoriales, y los posibles espacios para la participación de la iniciativa privada de Colombia en el sector eléctrico estadounidense. Se consideran las experiencias en materia de acuerdos comerciales, y de integración e interconexiones en Colombia y en Estados Unidos.

Finalmente, se determinan las oportunidades brindadas por el tratado de libre comercio (TLC) para la expansión del mercado eléctrico colombiano, sujeto al desarrollo de ciertas características que lo fortalezcan y le permitan llegar preparado para una posible interconexión internacional.



## EL SECTOR ELÉCTRICO ESTADOUNIDENSE

En la tabla 1 se presenta la naturaleza de las empresas estadounidenses para todos los eslabones de la cadena del sector eléctrico.

TABLA 1

### NATURALEZA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Integradas verticalmente	295
Generación y transmisión	89
Transmisión y distribución	139
Generación y distribución	453
Generación	1.954
Distribución	2.128

*Fuente:* elaboración propia con datos tomados de Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, "The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update October 2000", Washington, D.C., 2000. En <http://www.eia.doe.gov>

### GENERACIÓN

Mientras que Estados Unidos importa petróleo y gas natural, es autosuficiente en recursos como carbón, energía nuclear y otras energías renovables. Actualmente, más de la mitad de la electricidad generada en Estados Unidos viene del carbón, y en el futuro éste continuará siendo la fuente energética dominante usada para la producción de energía eléctrica. Sin embargo, el gas natural es el recurso energético con mayor crecimiento. Más del 90% de las plantas de energía que se construirán en los próximos veinte años operarán con gas natural.

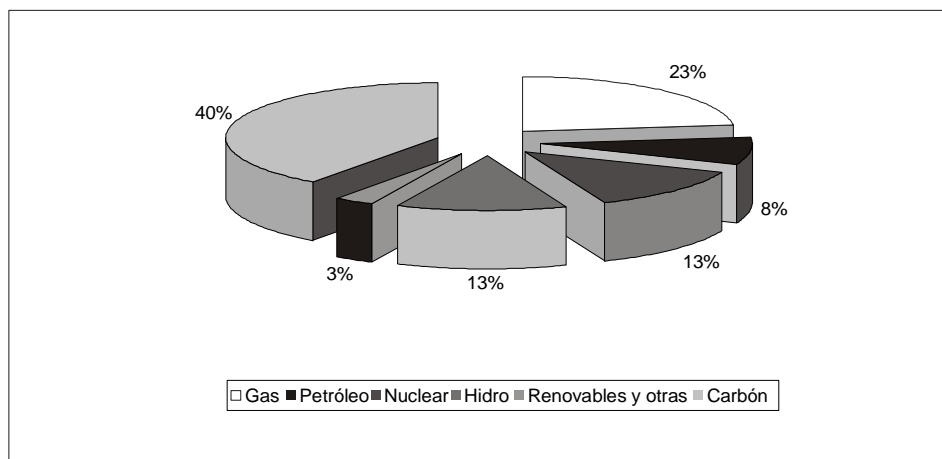
En 2004, la capacidad de generación fue de 950 GW y la demanda de electricidad fue de 709,6 GW. Las unidades generadoras en Estados Unidos operan bajo tres tipos de carga: una categoría base, una intermedia y una pico de demanda. La demanda de electricidad alcanza sus picos más altos en días bastante fríos o calurosos.

El carbón representa el 40% de la capacidad y produce el 52% de la generación de electricidad. El gas y el petróleo operan generalmente en periodos de

picos de demanda, y representan el 23 y el 8%, respectivamente, de la capacidad. Las plantas nucleares se usan sólo para la carga base, y representan el 13% de la capacidad. Las hidroeléctricas cuentan con el 13% de la capacidad de toda la nación; los patrones de precipitación afectan la disponibilidad de este recurso. Finalmente, las fuentes de generación renovables, que son principalmente luz solar, viento, geotérmica, residuos sólidos, biomasa, entre otros, en 1998 representaron el 3% de la capacidad, pero su uso es intermitente (véase la gráfica 1).

GRÁFICA 1

## CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESTADOS UNIDOS



*Fuente:* Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, U.S. Department of Energy, "The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update October 2000", Energy Information Administration, Washington, D.C., 2000. En <http://www.eia.doe.gov>

## TRANSMISIÓN

En cuanto a transmisión, la tabla 2 presenta su magnitud en Estados Unidos. Allí, el 73% de las líneas transmisoras de electricidad o de alto voltaje pertenecen al sector privado, 13% son federales y el 14% son públicas y cooperativas.

**TABLA 2**  
**MILLAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**  
**DE ALTO VOLTAJE DE CORRIENTE ALTERNA**

VOLTAJE	2002	NUEVAS LÍNEAS A 2004
230 Kv	77.352	2.415
345 Kv	51.096	2.332
500 Kv	25.236	582
765 Kv	2.468	132
Total	156.152	5.461

*Fuente:* Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, U.S. Department of Energy, "The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update October 2000", Energy Information Administration, Washington, D.C., 2000. En <http://www.eia.doe.gov>

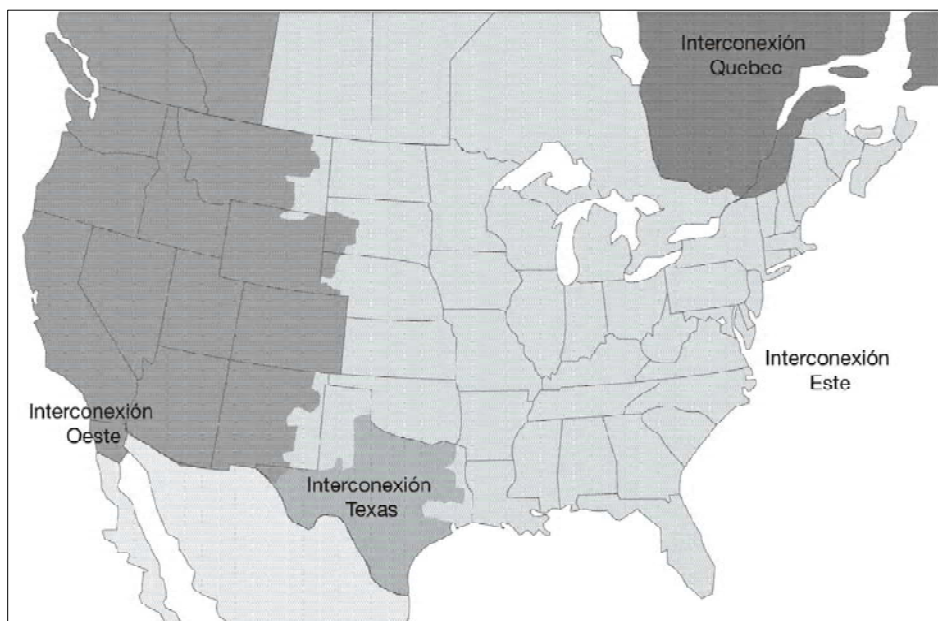
Estas líneas de transmisión operan dentro de tres grandes sistemas de redes (véase el mapa 1), que incluyen, a su vez, pequeñas bolsas de energía. Los grandes sistemas de redes poseen conexiones de alto voltaje entre empresas de electricidad individuales, diseñadas para transferir la energía eléctrica desde y hacia diferentes partes de la red. Estas transferencias se encuentran restringidas, en ocasiones, por falta de acuerdos contractuales o por transmisiones inadecuadas. Los tres sistemas de redes son:

- \* El Eastern Interconnected System.
- \* El Western Interconnected System.
- \* El Texas Interconnected System.

El Texas Interconnected System no está interconectado con las otras dos redes (excepto por ciertas líneas de corriente directa). Las otras dos redes tienen interconexiones limitadas las unas a las otras. Tanto la interconexión Eastern como la Western están unidas con diferentes partes de México, y están integradas con la mayoría de Canadá o tienen uniones con redes de la provincia de Quebec. Virtualmente todas las empresas de electricidad de Estados Unidos están interconectadas con al menos otra empresa eléctrica a través de esas tres grandes redes. Las excepciones están en Alaska y Hawai. Las empresas de electricidad conectadas a cada red de energía coordinan, ellas mismas, operaciones de venta y compra de

## MAPA 1

## REDES DE INTERCONEXIÓN EN ESTADOS UNIDOS



Fuente: [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)

[http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg\\_str/booklet/images/fig4.jpg](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/booklet/images/fig4.jpg)

energía. El sistema hace posible el engranaje de las empresas de electricidad en el comercio mayorista. El mercado mayorista ha desempeñado históricamente un rol muy importante, al permitir la reducción de costos para las empresas de electricidad, incrementar las opciones de oferta y mejorar la seguridad.

#### OPERADORES DEL SISTEMA

##### Regional Transmission Organization (RTO)

Los operadores del sistema de transmisión eléctrica son los únicos proveedores del servicio. Coordinan e integran pequeños sistemas dentro de grandes empresas independientes que operan, administran y planean la red de transmisión con costos más eficientes y con un mayor nivel de confiabilidad.

Entre sus principales funciones se encuentran:

- \* Eficiencia del transporte.
- \* Confiabilidad y seguridad de las redes.
- \* Eliminar prácticas discriminatorias del servicio.
- \* Mejorar el funcionamiento del mercado.
- \* Eliminar restricciones.
- \* Diseñar y administrar tarifas de acceso.

Independent System Operator (ISO)

Éstos operan pero no son propietarios de las redes de transmisión. En Estados Unidos existen diecisiete ISO y cada uno opera en el mercado mayorista dentro de su dominio. Su formación depende de la aprobación de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

## DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución empieza en las subestaciones donde es transformada la corriente de alto voltaje para ser llevada a los consumidores finales. La “generación distribuida” está tomando importancia dentro de la reestructuración de la industria; se trata de pequeños generadores localizados cerca de los sitios de consumo y que no se encuentran conectados directamente con las redes de transmisión. Se espera que estos montos de generación distribuida se incrementen conforme mejoren las condiciones económicas y tecnológicas.

## SECTORES DE CONSUMO

Cada territorio de servicio de las empresas de electricidad (Utility Service Territory) se compone de diferentes tipos de consumidores divididos en servicios o sectores:

- \* Residencial.
- \* Comercial.
- \* Industrial.

Éstos se clasifican con base en cada servicio bajo criterios de:

- \* Nivel de demanda.
- \* Tarifas.
- \* Códigos del sistema de clasificación industrial de Norteamérica.
- \* Voltaje de distribución.
- \* Métodos de cuenta.
- \* Carácter socioeconómico.

Esta clasificación se utiliza para la planeación de los servicios (por ejemplo cuando hay picos en la demanda), de manera que se puedan determinar las ventas y retribuciones del servicio (costos) a fin de crear las tarifas correspondientes.

#### Matriz de capacidad-consumo

Se consideró importante establecer los estados deficitarios en el abastecimiento de electricidad. Con este fin se construyó una matriz de capacidad-consumo de manera que se puedan detectar aquellos que podrían requerir la importación de energía eléctrica (Colombia sería eventualmente un potencial abastecedor de electricidad o gas). De esta forma se realiza una exploración preliminar en relación con posibilidades de interés en la interconexión entre Estados Unidos y Colombia.

Para encontrar los diez estados más promisorios en este campo se analizaron los flujos interestatales de electricidad (en vista de que la información sobre capacidad de generación y demanda presentaba problemas de comparación), y posteriormente los resultados se compararon con las regiones del North American Electric Reliability Council que presentaran vulnerabilidad en sus márgenes porcentuales de capacidad de los recursos.

Se encontró que los diez estados de interés son: California, Nueva York, Massachusetts, Nueva Jersey, Maryland, Pennsylvania, Virginia, Florida, Luisiana e Idaho. Una vez detectados se analizó cuáles de ellos ejercen una regulación diferente al resto de la nación.

## RECURSOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR REGIÓN

El recurso primario con el cual la mayoría de los estados de Estados Unidos genera energía eléctrica es el carbón. El noroeste del Pacífico genera la mayoría de su energía con recursos hidroeléctricos. En las regiones y los estados productores de carbón se sitúan la mayoría de las plantas generadoras de este recurso, por ende terminan siendo también la fuente de la mayoría de las emisiones resultantes de la combustión del mineral. Ohio, West Virginia, Kentucky y Tennessee son los más grandes usuarios de la electricidad generada con carbón en la nación. Texas, Luisiana y Oklahoma son ricos en gas natural, por tanto, hacen uso de este recurso para la generación. La mayor parte de la generación a base de petróleo está concentrada en Florida y Nueva York. California tiene fuertes restricciones sobre las emisiones desincentivando la generación a base de carbón. El gas natural, que es más limpio que el carbón, es usado en muchas de las plantas en California. Sin embargo, el servicio eléctrico fuera del estado de California se genera sobre todo a base del mineral (véase el mapa 2).

El recurso empleado para la generación de electricidad es un factor que explica la disparidad de los precios minoristas en toda la nación. Por ejemplo, el noroeste disfruta de los bajos costos que provee la electricidad hidráulica, mientras que los estados del noreste dependen fuertemente de la electricidad generada a partir de petróleo y energía nuclear.

### Capacidad, demanda y márgenes de capacidad

El margen de capacidad disponible es la diferencia entre la capacidad de generación y la demanda interna neta, y se expresa como un porcentaje de los recursos disponibles. Los datos sobre capacidad y demanda se encuentran sometidos a cada uno de los consejos regionales del North American Electric Reliability Council<sup>1</sup> (NERC).

1 Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels U.S. Department of Energy Washington, Electric Power Annual 2002, Energy Information Administration DC 20585, December 2003. En [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sum.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html)

## MAPA 2

## RECURSOS DE GENERACIÓN POR ESTADO



Fuente: EIA, The Changing Structure of Electric Power Industry, 2002. En [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)  
[http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg\\_stru\\_update/fig5.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_stru_update/fig5.html)

El mapa 3 ilustra las diez regiones del NERC a las cuales pertenece cada uno de los estados, menos Hawai y Alaska.



MAPA 3

MAPA DE LAS DIEZ NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL



Fuente: North American Electric Reliability Council. En [www.nerc.com](http://www.nerc.com)  
[http://www.nerc.com/regional/NERC\\_Interconnections\\_color.jpg](http://www.nerc.com/regional/NERC_Interconnections_color.jpg)

Donde cada una de las regiones son:

1. ECAR: East Central Area Reliability Coordination Agreement.
2. ERCOT: Electric Reliability Council of Texas.
3. FRCC: Florida Reliability Coordinating Council.

4. MAAC: Mid-Atlantic Area Council.
5. MAIN: Mid-America Interconnected Network.
6. MAPP: Mid-Continent Area Power Pool:
  - \* MAPP U.S.
  - \* MAPP Canada.
7. NPCC: Northwest Power Coordinating Council:
  - \* Quebec.
  - \* Ontario.
  - \* Maritime.
  - \* ISO New England.
  - \* New York.
8. SERC - Southeastern Electric Reliability Council:
  - \* TVA.
  - \* Southern.
  - \* VACAR.
  - \* Entergy.
9. SPP: Southwest Power Pool:
  - \* SPP Northern.
  - \* SPP Southern.
10. WSCC: Western Systems Coordinating Council:
  - \* CA.
  - \* NWPP.
  - \* RMPA.
  - \* AZNMSNV.

*Nota:* el Alaska Systems Coordinating Council (ASCC) está afiliado al NERC.

La NERC tenía disponibles los datos correspondientes para márgenes de capacidad en verano desde 1991 hasta 2004, y cuenta con las proyecciones de los márgenes de capacidad hasta 2007 para invierno y verano. En el mapa 4 se presentan los datos respectivos.

MAPA 4

CAPACIDAD DE CADA ESTADO EN 2004, EN MILES DE MW



Nota del mapa: la información Columbia se presenta discriminada en cinco grupos, de diez estados cada uno, y el distrito de Columbia. Los rangos van desde los diez más bajos hasta los diez más altos.

Fuente: Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report." [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)

<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/fig2p1.html>

La tabla 3 muestra los quince estados con mayor consumo de electricidad en el año 2000.

La tabla 4 presenta la región a la que pertenece cada estado; el recurso primario con el cual genera energía eléctrica; la capacidad de generación, en miles de Mw, para los años 1992, 1996, 2001 y 2002; el consumo de electricidad en trillones de Btu y en trillones de Mwh, para el año 2000; la clasificación según consumo, y el flujo neto interestatal de electricidad/pérdidas. Esta última variable contiene datos positivos y negativos que indican si el estado importó o exportó electricidad para el año 2000 en específico. Esta variable puede ser clave para estimar cuáles estados poseen excedentes de electricidad y cuáles no.

#### Estados con déficit en energía eléctrica

Márgenes inferiores al 18% pueden indicar potenciales problemas de abastecimiento. La información suministrada por el North American Electric Reliability Council muestra que en las diez regiones, entre 1991 y 2005, con proyecciones hasta 2007, han existido problemas de capacidad, especialmente en la región del Southeastern Electric Reliability Council (SERC) (véase la tabla 5).

Sin embargo, analizando el promedio del margen de capacidad para cada región durante el periodo señalado, se encuentra que son cinco las regiones que podrían presentar problemas para abastecer la demanda interna (véase la tabla 6).

TABLA 3

#### CLASIFICACIÓN DE CONSUMO POR ESTADO

1. Texas	6. Illinois	11. Indiana
2. California	7. Pennsylvania	12. Virginia
3. Florida	8. Carolina del Norte	13. Washington
4. Ohio	9. Georgia	14. Tennessee
5. Nueva York	10. Michigan	15. Alabama

*Fuente:* elaboración propia con datos tomados de [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sprdshts.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sprdshts.html)

TABLA 4  
MATRIZ CAPACIDAD-CONSUMO

ESTADO	REGIÓN NERC	RECURSO PRIMARIO	CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MILES DE MW)				CONSUMO*	CONSUMO**	RANKING DE CONSUMO	FLUJO***
			1992	1996	2001	2002				
			Alabama	SERC	Carbón	20,6				
Alaska	SERC	Gas	1,9	2	2	2	18,1	5,30	51	0,0
Arizona	WSCC	Carbón	15	15,3	16,7	19,4	208,6	61,12	22	-351,9
Arkansas	SPP/SERC	Carbón	10	10	10,1	11,3	142	41,61	30	-55,8
California	WSCC	Gas	53,6	54,1	54,4	56,7	832,7	243,98	2	1,335,7
Colorado	WSCC	Carbón	6,9	7,4	8,9	9,4	146,8	43,01	29	-18,2
Connecticut	NPCC	Nuclear	7,5	6,9	7,2	7,4	102,2	29,94	33	84,3
Delaware	MACC	Carbón	2,2	2,4	2,7	3,4	38,5	11,28	43	57,3
Dist. of Col.	MACC	Petróleo	0,8	0,8	0,8	0,8	36,2	10,61	44	96,6
Florida	FRCC/SERC	Carbón	35,4	40,7	42,8	47,1	668,2	195,78	3	121,9
Georgia	SERC	Carbón	24,4	24,1	29,4	34,6	406,7	119,16	9	-57,1
Hawai	SERC	Petróleo	2,3	2,3	2,2	2,3	33,1	9,70	46	0,0
Idaho	WSCC	Hidro	2,3	2,9	3,2	3,3	77,9	22,82	38	107,0
Illinois	MAIN/MAPP	Nuclear	33,2	33,9	40	44,7	459,6	134,66	6	53,8
Indiana	ECAR	Carbón	21,5	21,5	24,1	25,3	33,6	9,84	11	-344,8

Continúa

\* Consumo de electricidad de usuarios finales (millón de billones BTU, 2000).

\*\* Consumo de electricidad de usuarios finales (millón de billones Mwh, 2000).

\*\*\* Flujo interestatal de electricidad / pérdidas (millón de billones BTU).

Continuación tabla 4

ESTADO	REGIÓN NERC	RECURSO PRIMARIO	CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MILES DE MW)			CONSUMO*	CONSUMO**	RANKING DE CONSUMO	FLUJO***	
			1992	1996	2001					2002
			Iowa	MAPP	Carbón					8,4
Kansas	SPP/MAPP	Carbón	9,7	9,7	10,3	10,4	122,6	35,92	32	-159,9
Kentucky	ECAR/SERC	Carbón	15,3	15,6	17,5	19,1	267,2	78,29	17	-116,2
Luisiana	SPP/SERC	Gas	19,4	20,1	21,7	25,6	275,3	80,66	16	116,0
Maine	NPCC	Gas	3,7	3,7	4,2	4,3	41,5	12,16	42	59,3
Maryland	ECAR/MACC	Carbón	11,1	11,5	11,9	11,9	207	60,65	23	239,6
Massachusetts	NPCC	Gas	10,7	11,2	11,8	12,2	176,6	51,74	25	443,4
Michigan	ECAR/MAPP/MAIN	Carbón	25	24,9	26,8	29,3	357,5	104,75	10	41,6
Minnesota	MAPP	Carbón	9,4	9,8	11	11,3	204	59,77	24	-15,2
Mississippi	SERC/SPP	Carbón	7,3	7,5	11	13,7	154,7	45,33	28	44,2
Missouri	SPP/MAIN	Carbón	15,4	16	18,9	19,8	247,9	72,63	19	-133,7
Montana	WSCC/MAPP	Carbón	4,9	5	5,1	5,2	49,7	14,56	40	66,5
Nebraska	WSCC/MAPP	Carbón	5,4	5,6	6	6,1	83,1	24,35	36	-84,1
Nevada	WSCC	Carbón	5,6	6,3	6,8	6,9	94,8	27,78	34	-43,8
New Hampshire	NPCC	Nuclear	2,7	2,7	2,8	3,4	34,7	10,17	45	-57,5
New Jersey	MACC	Nuclear	15,8	16,8	16,6	18,4	238,8	69,97	20	378,8
N. Carolina	SERC	Carbón	21,3	22,7	26	26,7	408,9	119,81	8	-32,6
N. Dakota	MAPP	Carbón	4,5	4,2	4,7	4,7	32,1	9,41	47	-262,2
Nuevo México	SPP/WSCC	Carbón	5,2	5,3	5,6	5,9	64,1	18,78	39	-170,6
Nueva York	NPCC	Nuclear	35,5	35,7	35,6	36	484,6	141,99	5	461,5
Ohio	ECAR	Carbón	27,4	27,6	29,5	31,5	563,6	165,13	4	57,4

Continúa

Continuación tabla 4

ESTADO	REGIÓN NERC	RECURSO PRIMARIO	CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MILES DE MW)			CONSUMO*	CONSUMO**	RANKING DE CONSUMO	FLUJO**	
			1992	1996	2001					2002
Oklahoma	SPP	Carbón	13,6	13,8	14,9	16,2	169,1	49,55	27	-80,4
Oregon	WSCC	Hidro	11,5	11,4	11,7	12,5	171,7	50,31	26	-2,3
Pennsylvania	ECAR/MACC	Carbón	35,6	36,4	37,6	39,8	456,7	133,81	7	237,5
Rhode Island	NPCC	Gas	0,6	0,9	1,2	1,7	24,9	7,30	49	51,5
S. Carolina	SERC	Nuclear	16,7	17,5	19,4	20,4	262,8	77,00	18	-210,8
S. Dakota	WSCC/MAPP	Carbón	2,7	2,9	2,8	2,9	28,3	8,29	48	-24,7
Tennessee	ECAR/SERC	Carbón	16,7	17,8	20,1	20,7	326,6	95,69	14	-58,0
Texas	ERCOT/SPP/WCSS/SERC	Gas	69,9	73,3	87,9	94,5	1085,9	318,17	1	-213,1
Utah	WSCC	Carbón	4,8	5	5,3	5,8	79,1	23,18	37	-150,1
Vermont	NPCC	Nuclear	1,1	1,1	0,9	1	19,2	5,63	50	-32,1
Virginia	ECAR/SERC/MACC	Carbón	16,6	18,4	20	20,2	330	96,69	12	219,2
Washington	WSCC	Hidro	24,6	25,2	26,6	27,1	329	96,40	13	-88,5
West Virginia	ECAR	Carbón	15,1	15	15,8	16,2	94,5	27,69	35	-626,7
Wisconsin	MAIN/MAPP	Carbón	11	12,4	14,1	14,2	222,3	65,13	21	-9,8
Wyoming	WSCC	Carbón	5,9	6	6,3	6,3	42,2	12,36	41	-363,0
<b>ESTADOS UNIDOS</b>										
Capacidad										
Recurso primario			1992	1996	2001	2002		MAYOR		MEJOR
Carbón			746,50	775,80	848,20	905,30		Texas		Distrito de Columbia

Fuente: elaboración propia con datos tomados de [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sprdshts.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sprdshts.html)

TABLA 5  
MARGEN DE CAPACIDAD POR NERC, 1991-2007 (%)<sup>a</sup>

AÑO	ECAR	MAIN	FRCC	NPCC	SPP	WECC	SERC	MAAC	MAPP	ERCOT
1991	19,2	15,2	17,5	23,4	23,6	26,9	17,4	20,9	18,2	19,3
1992	19,5	15,9	16,4	25,7	22,7	24,9	15,7	19,8	19,6	21,6
1993	18,0	16,6	18,7	25,3	18,9	24,5	15,4	20,1	19	21,5
1994	16,4	16,4	18,7	23,3	18,5	21,8	15,1	20,8	16,8	19,5
1995	16,9	17,0	17,3	22,6	16,4	23,5	17,1	20,5	15,9	18,3
1996	15,6	15,9	16,7	16,5	14,9	24,7	13,4	19,6	17,6	17,4
1997	13,3	13,4	17,0	17,3	15,1	23,0	12,9	17,1	17,1	14,4
1998	12,5	13,6	13,0	14,4	14,5	17,5	12,8	14,2	14,4	15,9
1999	12,5	15,8	14,3	15,3	12,3	17,7	11,1	14,7	13,5	21,0
2000	14,5	19,2	17,2	14,4	15,3	17,5	10,7	15,4	18,2	22,9
2001	11,4	19,6	7,9	12,3	14,8	13,6	15,8	9,3	15,9	22,2
2002	15,4	20,5	12,4	16,7	18,9	17,9	10,5	14,7	15,9	27,3
2003	22,4	21,6	16,4	19,5	16,8	23,2	14,2	18,8	17,9	26,5
2004	26,9	23,4	17,9	19,5	17,4	22,7	13,6	18,5	15,3	27,1
2005	29,0	24,6	18,7	22,6	16,8	24,7	14,3	18,3	14,5	25,6
2006*	30,8	23,8	17,2	22,9	16,4	23,7	12,7	16,3	12,7	25,9
2007*	29,2	24,3	17,3	23,0	15,7	22,4	11,9	14,7	14,1	24,0
Promedio	19,03	18,64	16,15	19,69	17,13	21,78	13,80	17,28	16,27	21,79

<sup>a</sup> Los valores en *itálicas* indican los márgenes de capacidad inferiores a 18%.

\* Valores proyectados.

Fuente: elaboración propia con datos obtenidos de Energy Information Administration, Form EIA-411, "Coordinated Bulk Power Supply Program. The Changing Structure of Electric Power Industry, 2002". [http:// www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)

Si la variable flujo interestatal de electricidad/pérdidas indica si los estados poseen sobrantes o faltantes de electricidad, y además de ello se tienen identificadas las regiones con problemas para abastecer la demanda interna (actual y proyectada), se puede establecer una relación estado-región que permita encontrar los diez estados deficitarios de electricidad para los cuales Colombia y otros países de Suramérica podrían eventualmente constituirse en potenciales oferentes (véase la tabla 7).



TABLA 6

## MARGEN PROMEDIO DE CAPACIDAD POR EL NERC (%)

SERC	13,80
FRCC	16,15
MAPP	16,27
SPP	17,13
MAAC	17,28
MAIN	18,64
ECAR	19,03
NPCC	19,69
WECC	21,78
ERCOT	21,79

*Fuente:* elaboración propia con datos obtenidos de Energy Information Administration, Form EIA-411, "Coordinated Bulk Power Supply Program. The Changing Structure of Electric Power Industry, 2002". [http:// www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)

Cuatro de los estados identificados en la tabla 7 se encuentran en regiones del NERC que poseen dificultades para atender la demanda interna (distinguidos letra *itálicas*). Los otros seis, aunque se encuentran en regiones NERC con un margen de capacidad promedio mayor al 18% de los recursos, estuvieron en el año 2000 entre los diez estados con mayor importación de electricidad. Tal es el caso de California y Nueva York que, estando dentro de los cinco estados que más consumen electricidad, tuvieron que atender en 2000 parte de su demanda con electricidad proveniente de fuera.

Los estados deficitarios, que se encuentran dentro de estas regiones con bajos márgenes de capacidad de los recursos son Nueva Jersey, cuya importación de electricidad en 2000 fue de 110,9 Tw/h; Maryland con 70,2 Tw/h; Pennsylvania con 69,5 Tw/h; Virginia con 64,2 Tw/h; Florida con 35,7 Tw/h y Luisiana con 33,9 Tw/h. Las importaciones pueden ser un indicador del tamaño del mercado de interés en esta investigación. Todos estos estados se encuentran situados en el litoral este del país, lo cual facilitaría una eventual mas no pronta interconexión a través de la costa.

En la tabla 7 y el mapa 5 se presentan los diez estados deficitarios de energía eléctrica.

TABLA 7  
RELACIÓN ESTADO-REGIÓN

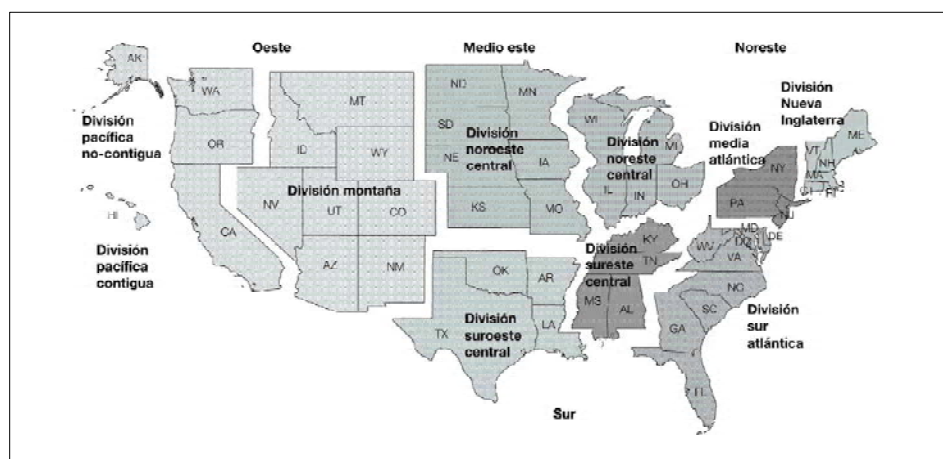
ESTADO	CLASIFICACIÓN SEGÚN CONSUMO EN 2000	FLUJO INTERESTATAL* DE ELECTRICIDAD	REGIÓN
California	CA	2	WECC
Nueva York	NY	5	NPCC
Massachusetts	MA	25	NPCC
Nueva Jersey	NJ	20	MACC
Maryland	MD	23	ECAR/MACC
Pennsylvania	PA	7	ECAR/MACC
Virginia	VA	12	ECAR/SERC/MACC
Florida	FL	3	FRCC
Luisiana	LA	16	SPP/SERC
Idaho	ID	38	WECC

\* Flujo interestatal de electricidad/pérdidas en 2000 (trillones BTU)

Fuente: elaboración propia con datos tomados de: Energy Information Administration, Form EIA-411, "Coordinated Bulk Power Supply Program. The Changing Structure of Electric Power Industry 2002". En [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov) y de [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sprdshts.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sprdshts.html)

### MAPA 5

#### DIVISIÓN DE ESTADOS UNIDOS POR CENSO



Fuente: [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/co2\\_report/fig1.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/co2_report/fig1.html)

[http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/co2\\_report/fig1.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/co2_report/fig1.html)

## REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESTADOS UNIDOS

Para estudiar el entorno que rige los intercambios comerciales y las posibilidades que existen para los inversionistas, se revisó el marco regulatorio vigente en esta materia en Estados Unidos. De esta manera se pretende identificar las barreras o los estímulos para los entrantes potenciales al mercado en ese país.

### Instituciones del sector

En varios eslabones de la cadena productiva la industria eléctrica se ha organizado como un monopolio natural, dado que resulta más eficiente operarla bajo un sólo agente. Las actividades interestatales están sujetas a regulación federal, mientras que las actividades intraestatales están sujetas a regulación estatal.

- \* *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. Regula la transmisión y la generación. Cobija el 73% de las empresas del sector eléctrico en Estados Unidos; el resto de empresas son de propiedad federal, municipal o cooperativas, y no están bajo la autoridad de la FERC. Tiene bajo su jurisdicción:
  - Las tasas del mercado mayorista.
  - Las licencias de instalaciones hidroeléctricas.
  - Aprueba la venta o licencia de las instalaciones de transmisión.
  - Aprueba las fusiones o adquisiciones entre las unidades transmisoras pertenecientes al sector privado.
  - Seguridad nuclear y regulación ambiental.
  - La FERC aprueba las tarifas de la venta de electricidad mayorista, revisa las tarifas impuestas por la Federal Power Marketing Administrators (PAMA).
  
- \* *Public Utility Commission (PUC)-Public Service Commission (PSC)*. Regula la generación y la distribución. La regulación de energía es diferente entre FERC y cada uno de las 50 PSC. Las Public Utility Commissions estatales tienen jurisdicción sobre las entidades privadas de servicio eléctrico, que poseen cerca del 75% de la generación nacional y de la capacidad de transmisión, y sirven a cerca del 75% de los consumidores finales. Existen 239

entidades privadas, 2.009 públicas, 912 cooperativas de electricidad rural y diez federales. Aproximadamente veinte estados regulan las cooperativas, siete regulan las entidades municipales y muchas legislaturas estatales difieren en su control hacia entidades municipales o cooperativas. Sus principales funciones son:

- Comercialización intraestatal de energía.
- Ventas a consumidores finales.
- Transporte de energía intraestatal.
- Autorización de instalaciones de transporte de electricidad.
- Tarifas reguladas a consumidores finales.
- Aprobación de planificación del transporte y la generación eléctrica.
- Régimen sancionador.
- Calidad del servicio.
- Tiene jurisdicción sobre los Independent System Operators (ISO).
- Aprueba la ubicación para las generadoras y emite la regulación ambiental estatal.

Las PUC determinan las tarifas a consumidores finales basadas en el costo del servicio, el cual incluye el costo de generar y vender energía, el costo del capital sobre las unidades transmisoras y distribuidoras, así como gastos de operación, mantenimiento e impuestos.

- \* *National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)*. Ésta es una organización sin ánimo de lucro creada en 1889. Sus integrantes incluyen a comisiones reguladoras de los cincuenta estados, y tienen la obligación de asegurar que los servicios públicos se presten mediante tarifas y condiciones justas, razonables y no discriminatorias para todos los consumidores.

Se organizan bajo los siguientes comités:

- Consumidores.
- Electricidad.

- Gas.
  - Telecomunicaciones.
  - Relaciones internacionales.
- \* *North American Electric Reliability Council (NERC)*. Organización voluntaria no gubernamental, fundada en 1968 como resultado del apagón de 1965. Sus integrantes comprenden diez consejos regionales de seguridad (Regional Reliability Councils). Su misión es garantizar que el sistema eléctrico sea confiable, adecuado y seguro. Cubre 48 estados, parte de Alaska y una porción de Canadá y México. La vinculación es voluntaria y ninguno de los participantes de la industria eléctrica está obligado a ser integrante ni a seguir sus instrucciones. Sus principales funciones son:
- Fijar estándares para la planeación y operación confiable del sistema eléctrico. Monitorea y evalúa su acatamiento.
  - Coordina la selección de datos, aplicaciones y servicios necesarios para el soporte de la operación confiable y la planeación del sistema eléctrico.
  - Posibilita el intercambio confiable de información en el sistema.

Las políticas del NERC son:

- Control de la generación.
- Transmisión.
- Intercambio.
- Coordinación de los sistemas.
- Planeación de la operación.
- Telecomunicaciones.

Dado que la energía generada es consumida de inmediato, la coordinación del sistema es llevada a cabo por los Control Area Operators (CAO), que en su mayoría se encuentran en manos del sector privado. Hay aproximadamente 150 CAO que despachan los generadores desde un centro de control bajo sistemas computarizados.

A medida que la industria vaya estructurándose, en algunos estados el PUC ya no regulará las tarifas sobre generación y venta de energía, hasta el punto en que los precios sean determinados por las libres fuerzas del mercado. Algunos estados ya han llevado a cabo procedimientos para desregular sus mercados, en vista de que presentan las más altas tarifas de la nación, entre éstos se encuentran tres de los estados que son de interés para este análisis: California, Massachusetts y Pennsylvania; sin embargo, existen algunos que están muy lejos de la reestructuración, como es el caso de Idaho. El resto de los estados de interés se encuentran, en cuanto a la regulación de las empresas de electricidad, en algún punto entre ambas situaciones.

En la tabla 8 se muestran las Public Utility Commissions de los diez estados de interés.

TABLA 8  
PUBLIC UTILITY COMMISSIONS

ESTADO	PUBLIC UTILITY COMMISSION	REGULA ENTIDADES
California	California Public utility Commission	Privadas
Nueva York	NY Public Service Commission.	Privadas
Massachusetts	Massachusetts Department of Telecommunications and Energy	Públicas
Nueva Jersey	Nueva Jersey Board of Public Utilities	Privadas. No hay públicas
Maryland	Maryland Public Service Commission	Privadas y cooperativas. No hay públicas
Pennsylvania	Pennsylvania Public Utility Commission	Privadas
Virginia	Virginia State Corporation Commission	Privadas
Florida	Florida Public Service Commission	Privadas
Luisiana	Luisiana Public Service Commission	Privadas
Idaho	Idaho Public Utilities Commission	Privadas. No hay públicas

*Fuente:* Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels. U.S. Department of Energy, State Electricity Profiles. Energy Information Administration, Washington, D.C., 2001. En <http://www.eia.doe.gov>

## REGULACIÓN DEL COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESTADOS UNIDOS

El grupo responsable de autorizar la exportación de energía eléctrica y la construcción, conexión, operación y el mantenimiento de las instalaciones de transmisión en la frontera internacional es el Office of Fossil Energy's Coal & Power Organization del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Las actuales interconexiones internacionales son:

- \* México-Western Texas.
- \* Canadá y provincia de Quebec-Eastern y Western.

El flujo de comercio de electricidad bajo estas interconexiones es principalmente importante para las comisiones regionales NPCC y MAPP. Las importaciones desde Canadá son en su mayoría producidas con recursos hídricos del oeste de ese país.

### Regulation Fossil Energy Electricity

Dentro del cuerpo regulatorio se encuentra el grupo exportador-importador, que es el facilitador, junto con los gobiernos de las naciones con las cuales se establece la interconexión, de:

- \* Promover la exportación.
- \* Intercambio de información.
- \* Tecnología.
- \* Acuerdos internacionales.
- \* El desarrollo de sistemas de energía eléctrica en países específicos.
- \* Asegurar el suministro de electricidad.
- \* Proveer vigilancia a la regulación en frontera.
- \* Acopiar y analizar la información sobre el comercio internacional de electricidad.

El principal objetivo es fortalecer un soporte tanto para los empleos, como para la seguridad económica, la eficiencia energética y el balance ambiental de la nación.

El beneficio obtenido con este cuerpo regulatorio ha sido mejorar la seguridad en la transmisión, unos precios cada vez más bajos a los consumidores, y el incremento de las ganancias de la industria.

El programa federal de electricidad internacional tiene dos componentes:

1. Garantizar los permisos presidenciales para la construcción y operación de las líneas de transmisión eléctrica en la frontera internacional.
2. Autorizar la exportación de electricidad a otros países.

La autoridad que garantiza los permisos presidenciales se deriva del poder constitucional del presidente, que vela por la protección de la integridad territorial de Estados Unidos. La autoridad que regula la exportación se deriva del poder estatutario contenido en la sección 202(e) del Federal Power Act (FPA).

La parte II, sección 202(e) del FPA señala que las exportaciones de energía eléctrica se permitirán siempre y cuando no se ponga en riesgo el suministro de la misma dentro de la nación o se impida la coordinación de las redes internas.

#### Permisos presidenciales

La orden ejecutiva 12038 establece que antes de que sea emitido el permiso presidencial deben tenerse en cuenta dos criterios:

1. *Impacto ambiental.* La National Environmental Policy Act de 1969 (NEPA) establece el marco dentro del cual el Departamento de Energía determina los impactos ambientales asociados a los permisos presidenciales.
2. *Impacto sobre la seguridad eléctrica.* El Departamento de Energía es el que considera los efectos que cualquier proyecto pueda tener sobre la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de Estados Unidos. A la vez, éste considera que los sistemas de generación y transmisión se encuentren dentro de los niveles de carga aceptables, así como los límites de estabilidad durante condiciones normales o de emergencia. Los estándares del Departamento de Energía incluyen al mismo tiempo los estándares del North American Electric Reliability Council (NERC), cuyos miembros son las mismas empresas prestadoras de servicios.



El tiempo requerido para obtener a un permiso presidencial está determinado por el plazo que tome el análisis ambiental; éste puede durar alrededor de seis meses si se determina que el efecto ambiental del proyecto se encuentra dentro de los niveles aceptables expedidos por el NEPA; si el proyecto se encuentra fuera de estos niveles, el proceso puede tomar más de dieciocho meses.

Además del costo de la solicitud, también se debe tener en cuenta el costo del examen ambiental que lleva a cabo el Departamento de Energía cuando éste es requerido.

- \* *Sobre los criterios.* El Departamento de Energía ejerce discreción, caso por caso, para determinar el nivel apropiado de examen ambiental y, para hacerlo, se fundamenta en el tamaño y la localización del proyecto. Son tres los niveles de este examen. También, este Departamento debe lograr el consenso de los departamentos de Estado y Defensa antes de emitir un nuevo permiso. Si hay desacuerdo entre estos organismos, la decisión será remitida al presidente de los Estados Unidos.
- \* *Sobre la solicitud.* Los permisos presidenciales deben contener condiciones determinadas por el Departamento de Energía o estar basados en los estudios técnicos. Esas condiciones deben ser específicas acerca de los límites y las condiciones de operación del sistema. Los límites técnicos son usualmente aquéllos establecidos por los Regional Reliability Councils o los ISO.
- \* *Estados Unidos no regula la importación de electricidad.* Para que Colombia pueda penetrar los mercados potenciales anteriormente identificados, por contener márgenes de capacidad inferiores al 18%, debe también identificar las barreras o los requerimientos regulatorios existentes en dichos mercados. Como se esbozó, Estados Unidos cuenta con tres entes regulatorios para el sector eléctrico: la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en el federal, las Public Utility Commissions (PUC) en el ámbito estatal y la Fossil Energy's Coal & Power Organization del Departamento de Energía de Estados Unidos para la regulación del comercio internacional de electricidad. A su vez, diferentes organizaciones gubernamentales e industriales cumplen un papel muy importante a la hora de promulgar y reforzar los estándares de confiabilidad del sistema, entre ellos: el North American Electric Reliability Council (NERC), y los Independent System Operators (ISO) de cada región, que administran la planeación y demás servicios relacionados con las líneas de transmisión.

Ahora bien, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) es una agencia federal independiente que opera bajo la Federal Power Act (16 U.S.C., secciones 792-825), que regula la transmisión y las transacciones mayoristas de electricidad dentro del comercio interestatal. A su vez, la FERC expide las licencias e inspecciona los proyectos hidroeléctricos privados municipales y estatales, y supervisa los aspectos ambientales; también administra la regulación sobre los reportes contables y financieros de las empresas del sector dueñas de las plantas generadoras y de las instalaciones de transmisión de electricidad. Las regulaciones de la FERC se encuentran en el capítulo 18 del Código de regulaciones federales.

Las Public Utility Commission (PUC) son las agencias estatales cuyos poderes y obligaciones se encuentran contenidos en la State's Public Service Law; éstas regulan principalmente las compañías privadas de transmisión y distribución, y a la vez establecen un criterio mínimo de desempeño para las regiones individuales dentro de las cuales las compañías prestan los servicios de distribución. Las PUC monitorean la confiabilidad del sistema de distribución y al mismo tiempo pueden imponer penalidades sobre aquellas empresas que no cumplan con los requerimientos mínimos de desempeño. La tabla 9 identifica para los diez estados de interés su respectiva PUC y las empresas que cada comisión regula.

TABLA 9

## ENTIDADES ESTATALES REGULATORIAS

ESTADO	PUBLIC UTILITY COMMISSION	REGULA ENTIDADES
California	California Public Utility Commission	Privadas
Nueva York	NY Public Service Commission.	Privadas
Massachusetts	Massachusetts Department of Telecommunications and Energy	Públicas
Nueva Jersey	New Jersey Board of Public Utilities	Privadas No hay públicas
Maryland	Maryland Public Service Commission	Privadas, cooperativas y públicas
Pennsylvania	Pennsylvania Public Utility Commission	Privadas
Virginia	Virginia State Corporation Commission	Privadas
Florida	Florida Public Service Commission	Privadas
Luisiana	Luisiana Public Service Commission	Privadas
Idaho	Idaho Public Utilities Commission	Privadas No hay públicas

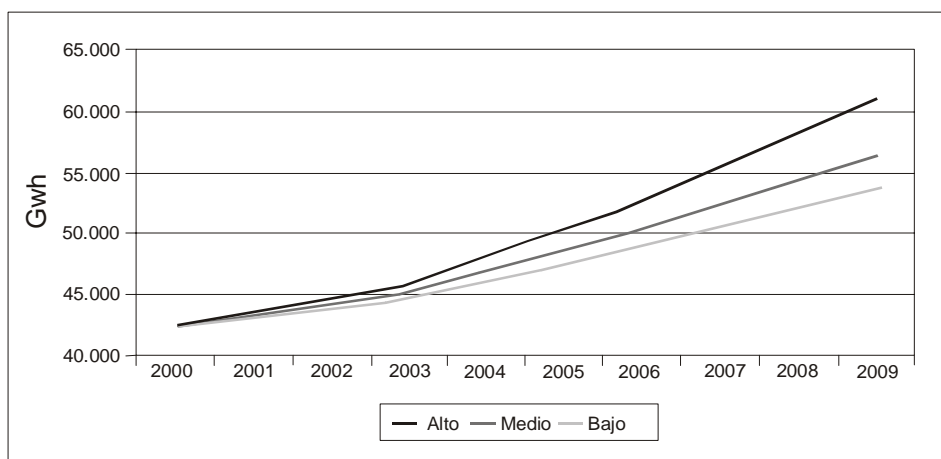
Fuente: Elaboración propia con datos tomados de <http://www.naruc.org>

## EL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

De acuerdo con las proyecciones realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), la demanda de energía en Colombia crecerá en el periodo 2001-2010 a una tasa promedio anual de 4,3% en el escenario alto; 3,4% en el medio; y 2,8% en el escenario bajo (véase la gráfica 2).

GRÁFICA 2

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA,  
2002-2010



Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética (Upme) (2004). Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2004-2018. Bogotá.

El sector eléctrico en Colombia aún continúa presentando serios desafíos respecto a la oferta y en lo financiero, dada la falta de inversión, la deuda y los riesgos en cuanto a condiciones de seguridad. Repetidos ataques a la infraestructura eléctrica, incluidas la destrucción de redes de interconexión, incrementan los riesgos de apagones y aumentan el costo de operación. Actualmente ha habido signos de mejoría, once empresas han reducido sus pérdidas y dos grandes distribuidoras incrementaron sus beneficios en 2003.

### ESTRUCTURA DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

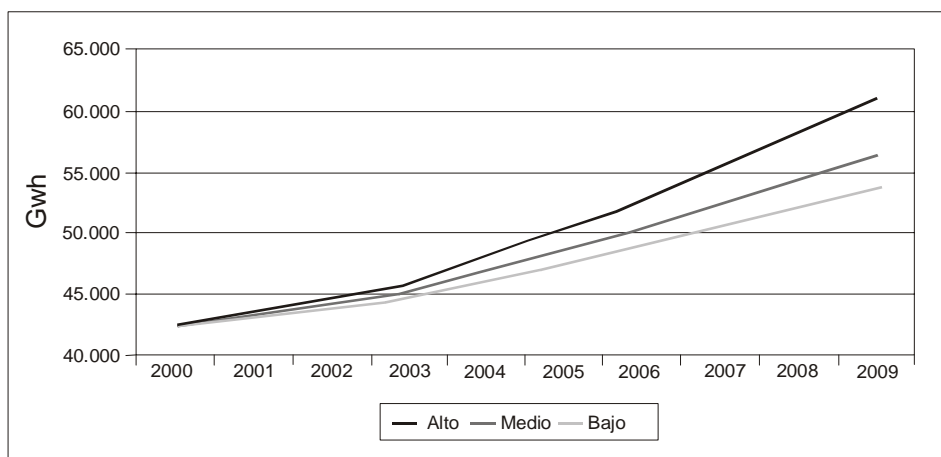
El sector eléctrico en Colombia es administrado por empresas privadas y compañías estatales que incluyen unidades generadoras, comercializadoras, firmas transmisoras y operadoras de distribución. La industria fue reformada en 1994 por medio de las leyes 142 y 143, que permitieron que los consumidores pudiesen escoger sus oferentes públicos o privados. La reforma estableció un cuerpo regulatorio para gas y electricidad, la Comisión Reguladora de Energía y Gas (Creg) así como el mercado mayorista de electricidad (MEM) que entró en operación en 1995. Aunque la privatización del sector ha progresado desde finales de los años noventa, de las 36 compañías de generación una gran proporción aún continúa siendo pública, incluyendo Isagen y Empresas Públicas de Medellín (EPM). Emgesa, con el 22% de la capacidad de generación del país, es controlada por el sector privado.

### CAPACIDAD DE GENERACIÓN

Colombia planea aumentar su capacidad de generación térmica al 50% del total de capacidad en 2010, en vista de los apagones que presentó en los años noventa, y a su vez planea incrementar su capacidad de generación hidroeléctrica. Se tienen importantes proyectos en consideración, el más grande es una unidad generadora de 1.800 Mw en el departamento de Antioquia; otro gran proyecto en este mismo departamento es el de EPM, Nechí, de 645 Mw y el Guaico de 136 Mw.

En 2002 la capacidad de generación llegó a los 13,1 Gw. Hay actualmente 90 plantas de generación, la más grande es la de San Carlos, con 1.240 Mw, seguida por el Guavio con 1.000 Mw y Chivor, con 1.000 Mw. Comparada con otras naciones de América latina, la generación per cápita es baja, pero aún así Colombia presenta un exceso de capacidad del 40% (lo cual no es comparable directamente con un sistema de predominancia térmica), mientras que en Estados Unidos éste es del 23%. Cerca del 85% de la población tiene acceso a la electricidad.

GRÁFICA 3  
COMPOSICIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DE GENERACIÓN  
EN COLOMBIA, 2002-2009



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (Upme) (2004). Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2004-2018. Bogotá.

### ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Colombia posee tres sistemas fluviales. El área oriental de los Andes, que comprende al menos dos terceras partes del país, cuenta con dos largos drenajes: el Orinoco, en el nororiente y el Amazonas en el sur del país. El Orinoco incluye los afluentes del Arauca, el Meta y el Guaviare, todos éstos fluyen hacia Venezuela. El Amazonas incluye los afluentes de Vaupés, Apaporis y Caquetá, que fluyen desde el oriente y llegan cerca de la frontera con Brasil, y el Putumayo, que viene desde Brasil y forma parte de la frontera con Perú y Ecuador. El río más largo es el Magdalena, con su principal afluente, el Cauca, y atraviesa cerca de 1.500 km hasta su desembocadura en el mar Caribe, en la ciudad de Barranquilla.

El país tiene abundante recurso hídrico, llegando a ser el segundo en potencial hidroeléctrico en toda América latina luego de Brasil. Estos recursos hídricos proveen casi el 70% de la electricidad del país. Gran parte de la generación hidroeléctrica (el 40%) se localiza en las montañas noroccidentales y varias de las plantas ubicadas en el departamento de Antioquia están situadas entre dos ríos (véase el mapa 6).

TABLA 10  
GENERACIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA, 1990-2002 (MILES DE MILLONES Kwh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Generación neta	35,6	36,3	32,7	37,5	40,7	42,6	43,7	44,9	44,7	43,2	42,9	42,5	44,9
Hidroeléctrica	27,2	27,2	22,2	27,7	32,0	31,8	35,1	31,4	30,5	33,4	31,8	31,5	34,5
Nuclear	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Geo/solar/eólica/ biomasa	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6
Térmica	8,1	8,9	10,2	9,5	8,4	10,4	8,1	13,1	13,7	9,3	10,6	10,4	9,7
Consumo neto	33,3	34,0	30,8	35,2	38,2	40,0	40,8	41,9	41,6	40,2	40,0	39,3	41,1
Importaciones	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
Exportaciones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,6

n/a: no aplica.

Fuente: elaboración propia con datos tomados de [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sprdshts.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sprdshts.html)



## TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión nacional (STN) provee los medios de transacción entre generadores y comercializadores. El servicio de transmisión es un monopolio natural que se encuentra regulado por la Creg. La transmisión es el elemento fundamental de un mercado competitivo; la condición para ello es el libre acceso a las redes.

Para este segmento se encuentran once compañías a cargo de transportar la electricidad; la más grande, controlada por el gobierno, es Interconexión Eléctrica S.A. ESP (ISA), que controla el 83% del mercado de transmisión. El gobierno ha reducido su participación en esta compañía quedando en un 55%. Aparte de la nación también se encuentran como accionistas: Empresas Públicas de Medellín (EPM) con el 12%, Empresa de Energía del Pacífico (EPSA) con el 5% y la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) con 2,5%. El sistema de transmisión nacional (STN) está compuesto por: 10.823,2 km de línea a 230 Kw; 1.449,4 km de línea a 500 Kw; 82 subestaciones de 230 Kw; 4 subestaciones de 500 Kw.

TABLA 11

## REDES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

CIRCUITOS 230 Kw	LONGITUD CIRCUITOS KM	PORCENTAJE
Interconexión Eléctrica S.A.	7.407.1	60,40
Transelca S.A. ESP	1.417.1	11,50
Empresas Públicas de Medellín	798.3	6,50
Empresa de Energía de Bogotá	690.8	5,60
Empresa de Energía del Pacífico S.A.	273.2	2,20
Electrificadora de Santander S.A.	206.2	1,70
Distasa	30.5	0,20
Total 230 Kw	10.823.2	88,20
CIRCUITOS 500 Kw		
Interconexión Eléctrica S.A.	1.449.4	11,80
Total	12.272.6	100

Fuente: Inventario de Activos del STN, Upme.

ISA es la única empresa en Colombia con cobertura nacional y tiene una de las redes de transmisión más largas en América latina. Opera el 100% de las



líneas de 500 kW y subestaciones del STN, así como el 67,4% de las líneas de transmisión de 230 kW y el 43% de las subestaciones. Al mismo tiempo, ISA opera el Centro Nacional de Despacho (CND) y el mercado de energía mayorista (MEM).

## DISTRIBUCIÓN

Se entiende como distribución los sistemas de transmisión regionales (STR) y los sistemas de distribución local (SDL).

### Sistema de transmisión regional (STR)

Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; está conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 Kw y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

### Sistema de distribución local (SDL)

Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 Kw y que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

## REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

La principal entidad del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía, que es el responsable de las políticas y la supervisión de la industria. Éste regula la generación, transmisión, el comercio, la interconexión y distribución, a la vez que aprueba los programas de generación y transmisión. El Ministerio delega la autoridad de supervisión a la Comisión Reguladora de Energía y Gas (Creg) y a la

Unidad de Planeación Minero Energética (Upme). La Creg regula el transporte y la distribución de gas y electricidad al tiempo que ajusta las políticas y los procedimientos para que dichos servicios lleguen a los consumidores proveyendo la competencia entre oferentes.

A principios del siglo pasado, el servicio llegaba sólo a algunas ciudades, además de que era precario y de naturaleza privada. Ya en las décadas del sesenta y setenta se crean algunas empresas e institutos estatales, como Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (Icel). Para aquel entonces, el estado se debatía entre el rol de empresario y el de organizador del sector, y para principios de los años noventa las empresas del sector eran en su gran mayoría estatales y verticalmente integradas; las pequeñas empresas privadas atendían únicamente zonas apartadas del país. Si a esto se le suma lo que representaba mantener el monopolio estatal en términos de deuda pública (más del 30% en 1991), las altas inversiones necesarias y las constantes transferencias que requerían las empresas por parte del gobierno, entonces parecía necesaria una reestructuración del sector que permitiera operar el sistema de forma clara y eficiente, cuyos beneficios se trasladaran a todos los agentes participantes del sector.

Con la reforma constitucional de 1991 se admitió como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos la competencia donde fuera posible y la libre entrada a todo agente que estuviera interesado en prestarlos. Luego de que el país sufriera en 1992 un racionamiento del servicio a causa del fenómeno climático de el Niño, se expidieron las leyes 142 (ley de servicios públicos) y 143 (ley eléctrica) de 1994, para establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el mercado mayorista de energía eléctrica. La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, cuyos objetivos son promover la competencia, regular los monopolios, evitar abusos de posición dominante y establecer criterios de eficiencia. Así, el papel del Estado gira en torno al régimen tarifario, la planeación, el sistema de subsidios y los parámetros de calidad, control y vigilancia.

#### REORDENAMIENTOS Y MARCO REGULATORIO

La industria, que comprende varias etapas técnicas, generación, transmisión y distribución, y un último eslabón de la cadena, la comercialización, sufrió un

proceso de reestructuración. En primer lugar, se separó cada una de las etapas como negocio independiente, fijando reglas específicas para la integración, y exclusiones en la generación-transmisión, en generación-distribución, en transmisión-distribución y en transmisión-comercialización. Luego se inició un proceso de privatización: en generación se vendieron activos del Estado (100% patrimonio estatal en 1992 a 35,5% en 2000); en transporte y distribución se privatizaron empresas de la costa atlántica y se capitalizaron la Empresa de Energía del Pacífico (Epsa) y la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), entraron nuevos inversionistas privados y se presentaron escisiones, como es el caso de ISA. Para el manejo de la posición dominante, la ley eléctrica limitó la oferta en distribución y comercialización, de manera que éstas no pueden abastecer a más del 25% de los usuarios que las conforman. Con este reordenamiento se introdujo la competencia en las actividades de generación y comercialización, y agentes privados adquirieron plantas estatales e instalaron nuevas plantas térmicas. Para las actividades de transmisión y distribución, caracterizadas por ser monopolios naturales, la introducción de medidas comprende un marco regulatorio sobre la remuneración por el uso y acceso a redes de transmisión e interconexión, a la vez que se diseñó una metodología con criterios técnicos para fijar las tarifas.

#### Marco regulatorio de la actividad de transmisión de energía nacional

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio vigente para la actividad de transmisión de energía se resumen a continuación<sup>2</sup>:

Libre acceso a las redes del STN. Los transmisores nacionales de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en el código de redes (resolución Creg 025 de 1995).

Los ingresos que perciben los transmisores nacionales se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, por dos conceptos: costos por conexión y cargos por uso de la red.

---

<sup>2</sup> Tomado de [www.isa.com](http://www.isa.com)

Los costos por conexión son establecidos contractualmente entre el agente que solicita un punto de acceso a la red y el transmisor correspondiente. Las reglas mínimas aplicables en la definición de dichos contratos están contenidas en el código de redes mencionado, en el Anexo 1 de la resolución Creg 002 de 1994 y en la resolución Creg 030 de 1996.

Los ingresos provenientes de la aplicación de cargos por uso del STN son regulados. Los comercializadores conectados al sistema interconectado nacional pagan a los transmisores nacionales cargos por uso del sistema de transmisión nacional, de acuerdo con la metodología para el cálculo de estos cargos que se define en la resolución Creg 103 de 2000. La metodología adoptada se basa en la asignación del ingreso anual resultante de aplicar la fórmula establecida en el numeral III del literal a) del artículo 4º de la resolución Creg 022 de 2001 (ingreso que remunera los activos valorados a costo de reposición), en función de la demanda total registrada por los comercializadores del STN.

El cobro y el recaudo resultante de la aplicación de los cargos por uso del STN a los comercializadores del sistema interconectado nacional, se maneja en forma centralizada a través de un administrador y liquidador de cuentas (resoluciones Creg 001 de 1994 y 012 de 1995). Actualmente depende de Interconexión Eléctrica S.A. ESP (ISA), que factura y liquida los cargos por uso, siguiendo las disposiciones establecidas por la Creg .

El plan de expansión del STN es definido por la Upme, entidad que se asesora para tal fin de un comité asesor de planeamiento de la transmisión integrado por representantes de los negocios de transmisión, comercialización y los grandes usuarios, de acuerdo con lo estipulado en la resolución Creg 022 de 2001.

Para garantizar la ejecución del plan de expansión del STN a mínimo costo, el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que éste delegue, elaborará los pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos del plan de expansión. Definidos los pliegos se abrirá una convocatoria pública con el objeto de que los transmisores nacionales existentes, así como los potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y el mantenimiento de los proyectos de expansión del STN.

### Regulación de la distribución

El marco regulatorio vigente, aplicable a las empresas distribuidoras, está contenido principalmente en las resoluciones Creg 003 de 1994 y Creg 099 de 1997. Los aspectos más relevantes de dicho marco se resumen a continuación<sup>3</sup>.

Libre acceso a los sistemas de transmisión regional (STR) y a los sistemas de distribución local (SDL). Los transmisores regionales y/o distribuidores locales de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el reglamento de distribución (resolución Creg 070 de 1998).

Los transmisores regionales y/o distribuidores locales deben permitir que las empresas que desean construir líneas nuevas a nuevos puntos de conexión tengan acceso a las redes de transmisión regional o distribución local, sin restricciones.

Los ingresos que perciben los transmisores regionales o distribuidores locales se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, por dos conceptos: cargos por conexión y cargos por uso de la red.

A solicitud de un generador, un usuario no regulado, otro transmisor regional o distribuidor local, los transmisores regionales y distribuidores locales deben ofrecer la celebración de un contrato de conexión a sus respectivos sistemas, o un contrato para modificar una conexión existente. Las reglas mínimas aplicables en la definición de dichos contratos están contenidas en el artículo 18 de la resolución Creg 003 de 1994 y en la resolución Creg 030 de 1996 (aplicable a generadores).

### Fijación de precios

En generación y comercialización los precios se pactan y fijan en el mercado de energía mayorista (MEM) bajo dos mecanismos: a) contratos bilaterales, donde generadores y comercializadores acuerdan libremente cantidades y precios; y b)

---

<sup>3</sup> Tomado de [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

la Bolsa de energía o mercado *spot*, donde los generadores hacen ofertas horarias de precios con disponibilidad de un día de antelación al despacho real, y el precio horario es el marginal ofrecido por la última unidad despachada. Este último mecanismo de precios presenta gran volatilidad, por lo que numerosas empresas han presentado pérdidas considerables. Por este motivo, los contratos bilaterales tienen un precio superior al de bolsa, “de alguna manera se paga una prima por reducción de la volatilidad”. Debido a que los precios en bolsa no cubren los costos marginales de largo plazo, al alto componente hidráulico de los recursos en generación (66% hidráulica), y a los efectos de la estacionalidad climática, se creó el cargo por capacidad exógeno al mercado, con el objetivo de disminuir el riesgo a los generadores; mediante este método, éstos reciben una remuneración si han contribuido con potencia firme al sistema en condiciones de hidrología crítica, con lo cual garantizan un flujo mínimo de ingresos. Actualmente se valora como el costo por Kw instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital.

El mecanismo de precios o tarifas para los usuarios depende de su calidad de regulados o no regulados; estos últimos tienen la posibilidad de negociar libremente el precio de suministro de la energía con la empresa que elijan, por tener como mínimo una demanda promedio mensual de potencia superior a 0,1 Mw en seis meses, o en energía de 55 Mwh-mes. Los usuarios regulados, en cambio, deben someterse al esquema de la fórmula tarifaria diseñada por la Comisión de Regulación. Según la ley, la tarifa debe reflejar el costo de prestación del servicio. Éste costo incluye el valor de la energía (G), producto de las transacciones en el MEM, que comprende un promedio móvil de las compras que la empresa haya hecho en los últimos doce meses tanto en contratos como en bolsa; el valor del transporte (T), correspondiente al segmento regulado por la Creg, en donde se reconocen los costos de las líneas y accesorios necesarios para la transmisión de energía de alto voltaje, que se calculan mediante el ingreso regulado obtenido con base en el costo de reposición de las unidades constructivas del sistema de transmisión nacional, incluyendo una rentabilidad sobre este valor y reconociendo los costos de operación y mantenimiento; el valor de la distribución (D), cuyo costo se obtiene de manera similar al de transmisión pero sin ingreso regulado, de forma que la distribuidora asume el riesgo de la demanda; también, para distribución se calculan costos para cuatro niveles de voltaje, el cargo es regulado por cada empresa y no puede superar el 20% del promedio de todas las demás; a su vez, el costo incluye una rentabilidad del 9% antes de

impuestos, que es considerada por los distribuidores como muy baja y está llevando a las empresas a críticas condiciones financieras en la medida en que el costo de la deuda es mayor que este valor; el valor de la comercialización (C) regulado por la Creg con base en los costos promedio declarados por las empresas, y otros costos (O), asociados con pagos al centro nacional de despacho (CND), al mercado mayorista de electricidad (MEM), a la Comisión de Regulación, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y sobre costos de energía por restricciones del sistema. La fórmula tarifaria es la siguiente<sup>4</sup>:

$$CU = (G + T) / (1 - Pr + D + C + O)$$

donde: CU es el costo unitario, Pr son las pérdidas reconocidas.

La tarifa resulta de aplicar al CU el porcentaje de subsidios o contribución definidos así: los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 (usuarios de menores ingresos) reciben subsidios equivalentes al 50, 40 y 15% sobre el costo de prestación del servicio, aplicable al denominado “consumo de subsistencia”, el cual actualmente es de 200 Kw/h-mes, y para 2006 será de 150 Kw/h-mes. Los usuarios de los estratos 5 y 6 (usuarios residenciales de mayores ingresos), así como los pertenecientes al sector industrial y comercial, pagan una contribución del 20% sobre el costo de prestación del servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3. La ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el Ministerio de Minas y Energía un fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos (FSSRI). Este fondo se financia con recursos provenientes de los superávits que las empresas comercializadoras presenten, una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados.

4 Para una mejor comprensión de los componentes de las tarifas de electricidad, véase, Germán Corredor, “¿Qué pasa con las tarifas de energía eléctrica?”, en *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, 5, marzo de 2002.

## ACUERDOS Y PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN

### INTERCONEXIONES INTERNACIONALES EN ESTADOS UNIDOS

El North American Free Trade Agreement (Nafta) y el comercio de energía

El Nafta cubre electricidad, carbón, petróleo crudo y productos del petróleo, gas natural, gas licuado del petróleo o propano, butano y etanol, entre otros petroquímicos primarios. El Nafta especifica que los gobiernos no deben aplicar restricciones, excepto en situaciones muy limitadas, en cuanto a aranceles, cuotas, requerimientos de mínimos o máximos de exportaciones o requerimientos en los precios de las importaciones. El acuerdo prohíbe tarifas de exportación, a menos que éstas se adopten sobre las exportaciones de bienes de todas las partes y sobre los bienes destinados al consumo doméstico. El Nafta afirma cada derecho de las partes sobre las licencias de exportación o importación de energía y bienes básicos de petroquímica. Cualquier sistema de licencias debe ser consistente con las reglas que sobre las restricciones de exportación e importación tengan el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (Gatt)-Organización Mundial del Comercio (OMC).

El Nafta no excluye diferenciales en los precios de los *commodities* entre los mercados domésticos o de exportación. También permite el monopolio del petróleo y el gas natural en México, para entrar en acuerdos sobre transporte de este último o para bienes petroquímicos. El Nafta describe los tipos de inversión que son permitidos en la generación de electricidad “*non-utility*” en México. Bajo este tratado, México permitirá la generación privada para uso propio o para venderla al monopolio nacional de electricidad, la Comisión Federal de Electricidad (CFE). También permitirá la generación privada de electricidad de los *non-utility* para exportación; así se le permite a la CFE entrar en acuerdos para su transporte de electricidad.

A continuación se explicará con mayor detalle la regulación de la interconexión México-Canadá-Estados Unidos.

- \* Regulación norteamericana al comercio internacional de electricidad-Canadá-México

Históricamente, casi todo el mercado mayorista se encontraba dentro de las regiones de la National Electric Reliability Council (NERC), pero las *utilities* están



expandiendo el comercio mayorista más allá de esas fronteras. El comercio internacional estadounidense es más que todo de importaciones, las cuales representan cerca del 1,2% del consumo nacional de electricidad. Normalmente, la mayoría de las importaciones vienen de Canadá y las restantes de México. Las regiones que reciben importaciones de Canadá son: NPCC -New England; NPCC -Nueva York; ECAR; MAPP; WSCC- Canadá y Alaska. Por otra parte, las regiones que reciben importaciones de México son: ERCOT y WSCC-México.

La planeación y coordinación de los sistemas de energía interconectados son responsabilidad del NERC, cuya historia y finalidad ya se enunció. Los diez consejos regionales del NERC son responsables de toda la coordinación de las políticas que afectan el servicio en esas áreas. En la actualidad, la industria se encuentra en transición; el progreso ha sido recientemente acelerado por la Orden 888 de la FERC, que abre el acceso a las líneas de transmisión fomentando un mayor comercio mayorista.

Para promover este comercio se creó en 2001 el North America Energy Working Group (NAEWG) por el Ministerio Canadiense de los Recursos Naturales, la Secretaría Mexicana de Energía y la Secretaría de Energía de Estados Unidos. Su objetivo es promover las interconexiones existentes de manera consistente con el desarrollo sostenible. Este proceso cooperativo respeta las políticas domésticas, las autoridades jurisdiccionales y las obligaciones comerciales existentes en cada país miembro.

#### Energía eléctrica en el Mercado Común del Sur (Mercosur)

La interconexión eléctrica de la región del Mercosur es una realidad que avanza a la luz de las privatizaciones del sector y de la creciente demanda de algunos de los países participantes, como son los casos argentino y brasileño.

Tanto en Brasil como Paraguay la generación de energía eléctrica proviene exclusivamente de las centrales hidroeléctricas; en Bolivia, de instalaciones térmicas; Argentina y Chile cuentan con ambas tecnologías con el beneficio adicional de que están incorporando tecnologías de gas de ciclo combinado.

Estas variaciones en la modalidad y la regulación del sector se traducen en una gran diferencia de precios. En Brasil, 1 Mw cuesta de 33 a 36 dólares, mientras que en Argentina se produce por 16 dólares. Esto demuestra el mercado potencial

que se podría abastecer. Además, una resolución de la Secretaría de Energía Argentina permite la importación y exportación de energía, y ésta simplifica en términos burocráticos las transacciones. Se observa que Argentina puede abastecer a Brasil en épocas de desabastecimiento eléctrico, ya que la generación termoeléctrica argentina puede exportar electricidad a territorio brasilero.

Por otro lado, la región sud-sudeste de Brasil podría aprovechar en épocas de baja generación hídrica la composición mixta (hidrotérmica) del parque generador argentino. Los sectores eléctricos en el área están formados por mercados desarrollados o en desarrollo; además, estos sistemas eléctricos requieren altas reservas, en términos comparativos con los de países desarrollados, para sustituir su generación hidráulica mayoritaria durante los años secos.

\* Barreras al desarrollo e integración del sector eléctrico

Se han identificado ciertas tendencias y eventos que han dificultado los procesos de integración en la región del Cono Sur:

- Sistemas hidráulicos que crean la necesidad de una regulación administrativa que afecta el libre desarrollo de mercados eléctricos especialmente en Brasil.
- Sistema de transmisión eléctrica desarrollado con una participación de la planificación estatal (Paraguay, Brasil y en alguna medida Argentina y Perú). No obstante, ello se deja a cargo del sector privado en la integración eléctrica creando asimetrías en el tratamiento, en las que la visión local influye con la introducción de barreras que de hecho dificultan la ejecución de las interconexiones.
- El gas como combustible de expansión del sector eléctrico.
- Un mercado de gas en desarrollo y poco competitivo en relación con los sectores eléctricos, lo que constituye el desaprovechamiento de una ventaja comparativa.
- En países como Argentina se presenta un sistema de transporte de gas en el que participa el sector privado, pero dado el monopolio y las políticas de desarrollo del país, no evoluciona en función de las reglas del libre mercado.

## INTERCONEXIONES INTERNACIONALES EN COLOMBIA

### Integración de mercados eléctricos en la Comunidad Andina de Naciones

#### \* Características

- 110 millones de personas.
- Área aproximada: 4'700.000 km<sup>2</sup>.
- PIB: US\$270 billones.
- Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela son los participantes activos en la iniciativa de la integración de sus mercados eléctricos. Con Bolivia también se prevén futuras interconexiones eléctricas.
- El parque generador es principalmente hidroeléctrico, salvo en Bolivia.

La ubicación estratégica de estos cuatro países permitirá una interfase de transporte de energía entre el norte y el sur del continente.

#### \* Estructura del sector

- En todos los países los recursos de generación y transmisión, en cuanto a despacho en tiempo real, se asignan con base en un despacho económico centralizado; o sea, todos los desarrollos se han concebido fronteras adentro, sin pensar en posibilidades de interconexión con los vecinos, situación que debe cambiar para permitir tanto la construcción de obras como las transferencias de potencia y energía.
- Colombia, Ecuador y Perú poseen organismos regulatorios y tienen mercados competitivos en generación con participación del sector privado, en algunos países con mayor intensidad que otros.
- Venezuela tiene aprobada ya su ley de electricidad, pero está en proceso de desarrollo de los reglamentos que permitan materializarla. En este sentido se puede considerar que Venezuela tiene la ventaja de poder acoplarse en un futuro al desarrollo de los restantes países, sin tener que hacer cambios en la normativa existente, como está ocurriendo en los otros tres países.

\* Beneficios de la integración

Los beneficios se han considerado bajo la armonización regulatoria:

- Reducción de costos operativos y de inversión por la operación conjunta: al tener mercados más ampliados la decisión de inversiones de proyectos de generación puede ser más eficiente.
- Incremento del tamaño de los mercados y de la base competitiva: el productor puede considerar plantas de mayor tamaño o de mayor eficiencia. El productor se enfrenta a precios más favorables.
- Mayores oportunidades comerciales para los agentes.
- Posibilidad de menor riesgo de racionamientos eléctricos.

\* Estado actual

En cuanto a la normativa, Colombia y Ecuador tienen avanzada su reglamentación. En este momento ambos países cuentan con normas para la exportación/importación de energía, en tanto que Venezuela y Perú están desarrollando los modelos y los reglamentos. No obstante, la reglamentación asociada con las interconexiones y los intercambios de energía se ha desarrollado hasta ahora de manera independiente en cada país, atendiendo las necesidades de los mercados internos. Sin embargo, se está trabajando en la armonización. Los principales criterios que se han tenido en cuenta para la armonización son:

- Maximizar el uso de las interconexiones existentes.
- Promover la realización de intercambios de energía por las instalaciones existentes.
- Atraer la inversión privada para las nuevas interconexiones.
- Obtener los beneficios esperados por los generadores, grandes consumidores y clientes finales.

Es complicado llevar a cabo estos conceptos fundamentalmente por los cambios que tiene que hacer cada organismo regulador en su país.

### Restricciones y potencialidades de la integración eléctrica en los países de la CAN

#### \* Redes eléctricas

ISA se ocupa de gran parte de la transmisión en Colombia, a la vez que se encuentra en los cinco países de la CAN. Actualmente, las interconexiones son de baja tensión y de poca capacidad de transporte de potencia, se requieren altos niveles: 230 Kw.

#### \* Normas de comercio internacional

Como resultado de un trabajo en el que participaron los gobiernos, las entidades reguladoras, los operadores y administradores de los mercados nacionales de energía y las empresas del sector eléctrico de Ecuador, Perú, Colombia y Venezuela, en diciembre de 2002 se adoptó la decisión 536, que establece el marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Con base en esta decisión, en marzo de 2003 entró en operación comercial la interconexión entre Colombia y Ecuador, con el esquema de transacciones internacionales de electricidad (TIE), que ha mostrado resultados satisfactorios representados en la generación de mayores ingresos para los agentes del mercado colombiano y en la reducción de tarifas al usuario final. El comercio internacional de energía se ha resuelto mediante acuerdos bilaterales que pueden no respetar la normativa vigente.

Hasta ahora las oportunidades de interconexión en la región han estado restringidas a casos puntuales resultantes de condiciones de emergencia en un país, que coinciden con la presencia de excedentes energéticos en el país vecino dando solución a problemas específicos de abastecimiento en zonas fronterizas (ISA, 2004).

#### \* Barreras a la integración

- *Técnicas.* Estandarización en los niveles de tensión de las redes de transmisión.
- *Legales.* Es difícil cambiar las estructuras organizativas establecidas en cada país. En Bolivia y Perú los entes regulatorios son técnicos, y en Ecuador y Venezuela son políticos. En este último país no han llevado a la práctica principios regulatorios ni en la organización de la industria, ni en la fijación de tarifas.

- \* Programación de despacho, declaración de costos o modelos de optimización

En Colombia existe la posibilidad de declaración de precios de los generadores para su respectiva programación, mientras que en Bolivia y Perú el despacho es programado bajo el modelo de empresa eficiente. Con la integración la programación de despacho tendrá una dificultad mayor al calcular el modelo de empresa eficiente para todos los países miembros.

- \* Diferencia en la determinación de precios y tarifas

Aunque los modelos tarifarios en todos los países de la CAN se determinan en forma similar, se encuentran diferencias en las consideraciones de participación en cada segmento. Al momento de la integración esto crea discriminación. Falta incorporar a Bolivia a la decisión CAN 536, desarrollar el esquema de TIE en Venezuela, y consolidar la figura de regulador regional (Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Regionales de Servicios de Electricidad).

#### Interconexión Colombia-Panamá (Siepac)

- \* Características

- Capacidad: 300 Mw.
- Ruta terrestre y ruta combinada.

Sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central. Este proceso de integración comenzó en 1995. Está previsto el establecimiento del mercado eléctrico regional (MER), la comisión regional de interconexión eléctrica (CRIE), y del ente operador regional (EOR).

- Este mercado no elimina los mercados nacionales existentes.
- Tiene regulación regional.
- Puede llevar a cabo transacciones internacionales en la región de Centroamérica.

En octubre de 2002 entró en operación el MER con reglamentos de operación y comercialización transitorios. Esta interconexión es estratégica para el enlace del mercado andino y centroamericano.

- \* Barreras al comercio internacional
  - \* Comerciales:
    - Riesgo de expropiación o de incumplimiento en pagos.
    - Cambios en legislaciones originados por políticas nacionales.
    - Contratación nacional de mano de obra y apoyo logístico.
  - \* Tributarias:
    - Principio de residencia. Pago de rentas en lugar de residencia del contribuyente.
    - Principio de la fuente de los ingresos. Tributación de todas las rentas con origen en un territorio.
  - \* A la libre circulación de personas:
    - Visas y permisos de trabajo.
    - Seguridad social. Diferencias normativas entre países.
    - Altas exigencias y trámites complicados para la homologación de títulos profesionales.
  - \* Jurídicas:
    - Exigencias para la conformación de empresas.
    - Limitaciones a la presencia comercial. Territorios o sectores comerciales vedados.

#### OPORTUNIDADES PARA COLOMBIA DE LOS SERVICIOS RELACIONADOS CON EL SECTOR ELÉCTRICO

El sector privado ha encontrado en el apagón que sufrió Estados Unidos en agosto de 2003 las fallencias inherentes al sistema sobre las cuales puede entrar Colombia como posible jugador en el mercado. Según un estudio desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía, estas oportunidades están enfocadas en los segmentos de generación y transmisión. La distribución, según este estudio, ya se encuentra en una etapa de maduración, no ofrece mayores oportunidades en cuanto a competencia y además está fuertemente regulada por las Public

Utility Commission de cada estado. Estos servicios relacionados se identifican a continuación; sin embargo, están limitados por los procesos de movimiento de personas y homologación de títulos profesionales, entre otros asuntos concernientes al alto gobierno.

Se identifican algunas actividades de interés:

- \* Diseño y planeamiento de sistemas de transmisión.
- \* Mejoramiento del System Modeling Data.
- \* Estandarización de las líneas conductoras.
- \* Colombia posee experticia en cuanto a la construcción de plantas generadoras. Estados Unidos proyecta un crecimiento en la construcción de nuevas plantas en vista del envejecimiento de las generadoras a base de carbón.
- \* Construcción de nuevas líneas de transmisión.
- \* Instalación de bancos de capacitación.
- \* Equipos de monitoreo para componentes críticos.
- \* Programas de entrenamiento.
- \* Entrenadores para centros de control (para esto empresas como EPM, Epsa, ISA, entre otras, poseen vasta experticia).
- \* Colombia posee también un gran conocimiento en cuanto a hidroeléctricas y en el desarrollo de *software* para el segmento de distribución.
- \* Estudios eléctricos: estudios de cortocircuito y flujo de carga.
- \* Estudios energéticos: cálculo del despacho esperado de cada generador, cálculo del costo operativo durante un periodo de estudio, evolución del costo marginal del sistema, entre otros.
- \* Estudio de expansión de sistemas eléctricos de potencia: combinan estudios eléctricos, energéticos, regulatorio y financiero.
- \* Estudios ambientales: estudios de suelo, población, áreas protegidas, clima, etcétera.



## CONCLUSIONES

Estados Unidos presenta deficiencia en el abastecimiento interno de electricidad en algunos de sus estados y, por tanto, éstos se ven en la necesidad de importar la electricidad que consumen ya sea desde otros estados o desde fuera del país. Para asegurar el abastecimiento del servicio se creó el North American Electric Reliability Council, que está conformado por diez regiones dentro de las cuales se planea el despacho de la energía y se mantiene un margen de capacidad que permita sostener la confiabilidad del sistema. Sin embargo, algunas regiones presentan márgenes bajos de capacidad. Para tener una idea de la magnitud del tamaño del mercado, en el año 2000 las importaciones de electricidad de las regiones con bajos márgenes de capacidad de los recursos fueron: 110,9 Twh en Nueva Jersey; 70,2 Twh en Maryland; 69,5 Twh en Pennsylvania; 64,2 Twh en Virginia; 35,7 Twh en Florida y 33,9 Twh en Luisiana. Todos estos estados se encuentran situados en la costa este del país, lo cual facilitaría una eventual mas no pronta interconexión a través del litoral, en vista de que México impone restricciones a la interconexión a través de su territorio nacional. Con un horizonte de 10 ó 20 años, la interconexión a través de este país puede ser viable a raíz de la presión que empieza a ejercer Estados Unidos frente a la posición de México sobre reservarse toda la actividad energética para el Estado.

En una perspectiva de más corto plazo, no es fácil prever una interconexión eléctrica entre Estados Unidos y Colombia, dadas las complicaciones técnicas y políticas que puede tener el proyecto. Tal vez la alternativa de exportar gas natural colombiano a Estados Unidos pueda realizarse con mayor facilidad que la de exportar electricidad.

Desde mediados de los años noventa, Colombia ha entrado en procesos de interconexión internacional con algunos países de la Comunidad Andina de Naciones. Sin embargo, aún no se ha establecido un proceso que permita la creación de instituciones para la regulación común del comercio de la electricidad, y aún quedan muchos proyectos de acuerdos de interconexión por realizar, especialmente con Bolivia, Venezuela y Panamá. Las principales barreras que se encuentran dentro del proceso de integración del sector eléctrico en la CAN se refieren a los aspectos tributarios, comerciales, jurídicos, y a la libre circulación de las personas, además de que se hace necesaria la estandarización técnica de las redes de transmisión en frontera.

El análisis se concentró únicamente en la posibilidad de interconexión mas no en la viabilidad de que Colombia sea prestador de servicios relacionados con el sector, pues éstos dependen de decisiones políticas y se encuentran limitados por los procesos de movimiento de personas, homologación de títulos profesionales, entre otros. Algunos servicios que el sector privado ha presentado como petición para Colombia en el TLC son:

- \* Estudios eléctricos: estudios de cortocircuito y flujo de carga.
- \* Estudios energéticos: cálculo del despacho esperado de cada generador, cálculo del costo operativo durante un periodo de estudio, evolución del costo marginal del sistema, entre otros.
- \* Estudios de expansión de sistemas eléctricos de potencia: combinan estudios eléctricos, energéticos, regulatorios y financieros.
- \* Estudios ambientales: de suelo, población, áreas protegidas, clima, etcétera.

## BIBLIOGRAFÍA

- BUITRAGO QUINTERO, CARLOS EDUARDO (2004). Colombia: una plataforma para la exportación de servicios relacionados con la energía eléctrica. Cultura del mercado, parte II. Interconexión Eléctrica S. A. ESP, Boletín ISA.
- CÁMARA VENEZOLANA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (CAVEINEL) (2004). Fruto de un esfuerzo conjunto: avanza la integración eléctrica en la Región Andina. En <http://www.caveinel.org.ve/docs/IntegracionAndina.pdf>
- COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL (CIER) (2000). Aspectos regulatorios de la integración eléctrica “Integración de mercados eléctricos en la Región Andina (CAN)”.
- . (2002). Segunda Conferencia Hemisférica de Reguladores de Energía-DOE-FIU-IEE. En [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy).
- COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES (CAN) (2004). Conclusiones sobre las restricciones y potencialidades de la integración eléctrica en los países de la CAN. Capítulo IV. En: [http://www.comunidadandina.org/public/e\\_cap4.pdf](http://www.comunidadandina.org/public/e_cap4.pdf)
- DIVISION OF ECONOMIC REGULATION FLORIDA PUBLIC SERVICE COMMISSION (2003). Statistics of the Florida electric utility industry 2002, States Electric Restructuring Activities Update. Market Power in a Transitioning Electric Industry. Division of Policy Analysis & Intergovernmental Liaison. En <http://www.psc.state.fl.us/>

- DEPARTMENT OF TELECOMMUNICATIONS AND ENERGY (2004). División de Energía de la página web de Commonwealth of Massachussets.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2002). 1990-2002 Net Generation by State by Type of Producer by Energy Source(EIA-906). En [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sprdshts/generationstate.xls.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sprdshts/generationstate.xls.html)
- . (2002). 1990-2002 Fossil Fuel Consumption for Electricity Generation by Year, Industry Type and State (EIA-906). En [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sprdshts/consumption\\_state.xls.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sprdshts/consumption_state.xls.html)
- . (2002). 1990-2002 Existing Nameplate and Net Summer Capacity by Energy Source and Producer Type (EIA-860). En [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sprdshts/existing\\_capacity\\_state.xls.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sprdshts/existing_capacity_state.xls.html)
- . (2002). 1990-2002 Retail Sales of Electricity by State by Sector by Provider (EIA-860). En [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sprdshts/sales\\_state.xls.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sprdshts/sales_state.xls.html)
- . (2002). State Electricity Profiles 2001. October 2003. Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels. U.S. Department of Energy. Washington, DC. En <http://www.eia.doe.gov>
- . (2002). Electric Power Annual 2002. December 2003 Energy Information Administration Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels U.S. Department of Energy Washington, DC 20585. En [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sum.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html)
- . (2002). The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update October 2000. Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels. U.S. Department of Energy. Washington, DC. En <http://www.eia.doe.gov>
- . (2002). Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels. U.S. Department of Energy. Washington, DC. The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update October 2000. En <http://www.eia.doe.gov>
- . (2002) Energy Information Administration Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels. U.S. Department of Energy. Washington, DC State Electricity Profiles 2001, October 2003. 20585-0650. En [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)
- . (2003). Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels. U.S. Department of Energy. Washington, DC. State Electricity Profiles 2001. En <http://www.eia.doe.gov>

- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2003). Energy Information Administration Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels U.S. Department of Energy Washington, DC Electric Power Annual 2002. December 2003 20585. En [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa\\_sum.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html)
- FITZPATRICK, TERRANCE J., ROBERT K. BLOOM, GLEN R. THOMAS, KIM PIZZINGRILLI, WENDELL F. HOLLAND (2004). Electric Power Outlook for Pennsylvania(2003-2008). En [http://www.puc.state.pa.us/general/publications\\_reports/pdf/EPO\\_2004.pdf](http://www.puc.state.pa.us/general/publications_reports/pdf/EPO_2004.pdf)
- GERENCIA DEL STE. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA (2004). “Descripción y análisis del apagón”, Medellín.
- INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. (ISA) (2003). “Integración regional e integración física en la CAN y Suramérica. La transmisión en el marco de la integración regional”. Lima.
- . (2004). “Integración regional e integración física en la CAN y Suramérica. La transmisión en el marco de la integración regional”. Lima.
- JOSOKOW, PAUL L. (2001). “California’s electricity crisis”. *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 17, No. 3. En [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=443484](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=443484)
- MARYLAND PUBLIC SERVICE COMMISSION (1997). A framework for customer choice and the future regulation of electric services in Maryland.staff report case No. 8738. En <http://www.psc.state.md.us/psc/electric/currentOrders/stfpaper.pdf>
- MERCADOS ENERGÉTICOS (2002). “La integración del sector energético de América del Sur”. *Revista Energía sin Fronteras*, Vol. 8, 2001. Segunda Conferencia Hemisférica de Reguladores de Energía.
- MERCOSUR (1998). Grupo de tareas a programas energéticos del Mercosur: Grupo Mercado Común. Subgrupo de Trabajo No. 9. Energía Tema Prioritario del SGT-9 Resolución MERCOSUR/GMC/R No. 150/96. INFORME SGT-9/GT a 1/98 junio de 1998.
- NORTH AMERICAN ENERGY WORKING GROUP (2002). North America Regulation of International Electricity Trade.
- PATAKI, GEORGE E. (2000). Report on the reliability of New York’s electric transmission and distribution systems. New York State Energy Planning Board.
- RUDNICK, HUGH (2001). Interconexión e integración eléctrica: desafíos regulatorios. I conferencia interparlamentaria de energía. Chile. En <http://www2.ing.puc.cl/power/paperspdf/parlatinorudnick.pdf>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA (UPME) (2004). Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2004-2018. Bogotá.

VIRGINIA PLACES (2004). Electricity in Virginia. En <http://www.virginiaplaces.org/energy/electricity.html>

#### PÁGINAS WEB

<http://www.nerc.com>

<http://www.eia.doe.gov>

<http://www.naruc.org>

<http://www.olade.org>

<http://www.ing.puc.cl/power/alumno02/sicsadi/comparación.html>

<http://www.mercadoelectriconet.com.ar>

<http://www.cier.org>

<http://www.creg.gov.co>

[http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/theamericas.html#world\\_context](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/theamericas.html#world_context)

<http://www.nerc.com/>

# Gas natural

MARIO GARCÍA MOLINA • MARÍA FERNANDA MURCIA • ANSELMO JOSÉ VEGA A.

■ \_\_\_\_\_  
MARÍA FERNANDA MURCIA

Economista, Universidad Nacional de Colombia.

ANSELMO JOSÉ VEGA A.

Magíster en economía, Universidad Nacional de Colombia.  
Investigador del Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID).  
\_\_\_\_\_ ■

Las negociaciones del Tratado de Libre Comercio (TLC) entre los países andinos del norte (Colombia, Ecuador y Perú) y Estados Unidos plantean la necesidad de indagar por las características y el estado actual de desarrollo del mercado de gas natural en Colombia, a partir de las cuales se adelantarán dichas negociaciones, con la posibilidad de convertirlas en una oportunidad para la consolidación tanto de los mercados internos como de un mercado regional ampliado que contribuya a los objetivos del desarrollo económico y social de estas naciones.

En los últimos años se ha visto una marcada tendencia hacia el consumo masivo de gas natural por parte de los países industrializados y en vía de desarrollo. El crecimiento del mercado de gas natural es estimulado por el descubrimiento de nuevas reservas, los avances tecnológicos en materia de exploración, explotación y usos del recurso y, además, por el crecimiento de la conciencia mundial con el cuidado del medio ambiente.

En el ámbito de la región andina, en cuanto a las experiencias de integración económica, es posible identificar algunos elementos fundamentales para el estudio del subsector de gas natural, tales como la inexistencia de integración física entre países a partir de la cual se haya desarrollado una infraestructura común; consecuentemente, se desconoce la problemática de la infraestructura como elemento importante para la integración económica; además, entre los países de la región existen marcadas diferencias en el desarrollo de la misma.

Estados Unidos es el segundo productor mundial de gas y el primer consumidor de este energético; sin embargo, pese a las altas reservas, debe importar cierta cantidad para abastecer su consumo interno. Las proyecciones de este país muestran que la demanda por gas natural va a crecer significativamente, sobre todo para generación de electricidad; la oferta, en cambio, muestra una tendencia a la baja y se evidencia la preocupación de esta nación por evitar la



dependencia energética, disminuyendo las importaciones vía gasoductos e incrementando las de gas natural licuado.

Colombia, por su parte, muestra un mercado interno de gas natural desarrollado conforme las condiciones de la demanda. El comercio externo de este bien no se ha desarrollado, y tan sólo existen proyectos que se frenan o se llevan a cabo conforme a la situación política del país. Aún así, es importante reconocer las diferentes expectativas sobre el nivel de reservas y la masificación en el uso del gas natural, que tienden hacia el incremento y el aumento en los diferentes usos, respectivamente.

En materia regulatoria se encuentran grandes diferencias entre Colombia y Estados Unidos, debido a los contrastes en cuanto al tamaño del mercado y a la infraestructura. Sin embargo, son de resaltar los procesos de privatización adelantados en el país en la década del noventa, procesos que coinciden con la tendencia mundial hacia la globalización.

Ante un tratado de libre comercio con Estados Unidos surge la cuestión de su incidencia en el sector del gas natural en Colombia; la metodología de este estudio para responder tal interrogante se basó en el análisis de las principales características del mercado de gas natural en cada país (Estados Unidos y Colombia). De manera específica, se examinan las matrices de capacidades y consumos (tendencias y proyecciones), la estructura y las características sectoriales, y los marcos regulatorios y legales vigentes. A partir del análisis de las características de los mercados se establecerán mecanismos de interacción comercial, esenciales en la negociación del TLC; por su parte, el estudio de la estructura del mercado y las principales características sectoriales busca identificar los niveles de integración vertical y horizontal de la cadena en cada país, y los posibles espacios para la participación de la iniciativa privada en la cadena gasífera. Se consideran las experiencias previas en materia de acuerdos comerciales, de integración e interconexiones.

Por último, se determinan las oportunidades brindadas por el tratado de libre comercio para la expansión del mercado de gas natural colombiano, sujeto al desarrollo de ciertas características que lo fortalezcan y le permitan llegar preparado para una verdadera integración internacional.

## EL MERCADO DE ESTADOS UNIDOS

### POTENCIAL, CAPACIDAD Y CONSUMO

El mercado de gas natural en América del Norte (Canadá, Estados Unidos y México) es un mercado maduro e integrado, articulado por los intercambios entre Estados Unidos y Canadá y, con menor intensidad, entre Estados Unidos y México a partir de la firma del Tratado de Libre Comercio de Norte América (Nafta, por su sigla en inglés).

El proceso de liberalización del mercado en Estados Unidos y Canadá comenzó en los años setenta: en estos países, el mercado está abierto a la competencia en el ámbito internacional. En la figura 1 se presenta el esquema del origen de la oferta y los requerimientos en el mercado de gas natural en Estados Unidos en 2002.

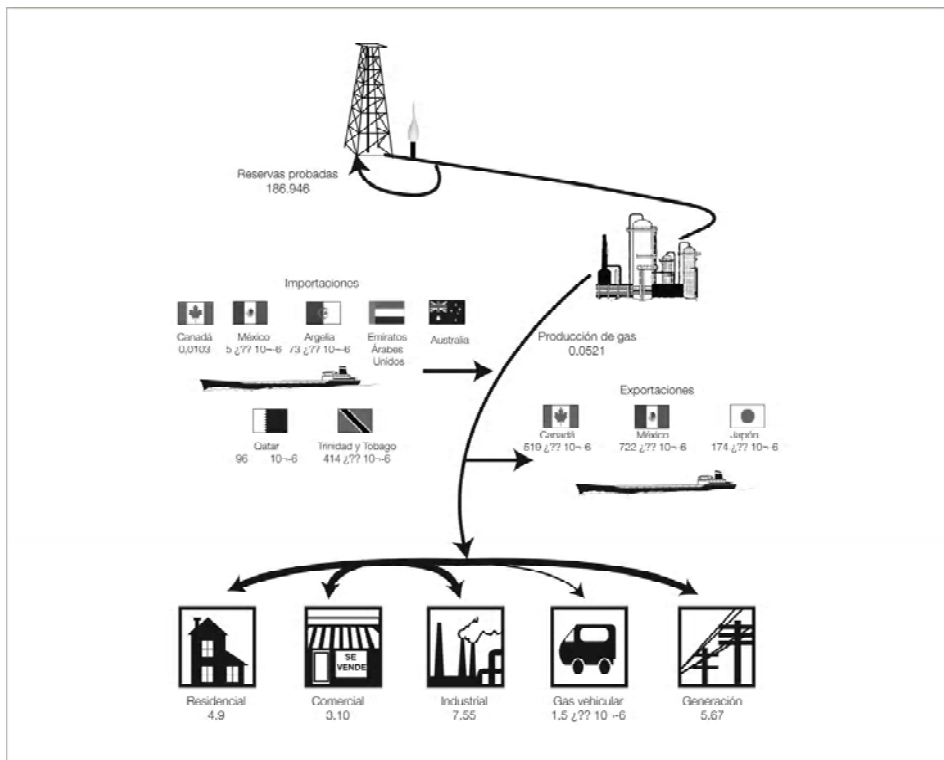
Actualmente, el potencial del gas natural en Estados Unidos se encuentra reducido por la falta de estímulos para el desarrollo de las reservas y por las restricciones a la exploración y explotación de éstas en áreas restringidas por el gobierno federal. Cerca del 40% del total de las reservas estimadas de gas tienen restricciones para su producción debido a la burocracia estatal y la regulación vigente. Las reservas existentes se encuentran distribuidas en la mitad de los cincuenta estados; sin embargo, cinco de ellos (Texas, Oklahoma, Nuevo México y Luisiana) concentran más de la mitad de las reservas del país.

Pero a pesar de las altas reservas es significativo el flujo de importaciones que se observa en la figura 1, en donde se hace evidente la tendencia a su incremento. En efecto, las importaciones han pasado de 4.000 mpc/día a más de 10.000 mpc/día, debido principalmente a la búsqueda de nuevos proveedores para evitar la dependencia del energético vía gasoducto proveniente de Canadá y México.

Los proveedores de gas natural licuado de Estados Unidos son, en orden de importancia, Argelia, Nigeria, Emiratos Árabes Unidos, Omán, Qatar, Malasia, Australia y Trinidad y Tobago. En la actualidad, según el tamaño de las reservas y la viabilidad económica, en diversos lugares del mundo se proyectan y desarrollan instalaciones para la licuefacción y gasificación de gas natural que facilitan su comercialización y transporte hacia Estados Unidos.

FIGURA 1

ABASTECIMIENTO DE GAS EN ESTADOS UNIDOS TERA PIES CÚBICOS (Tpc), 2002

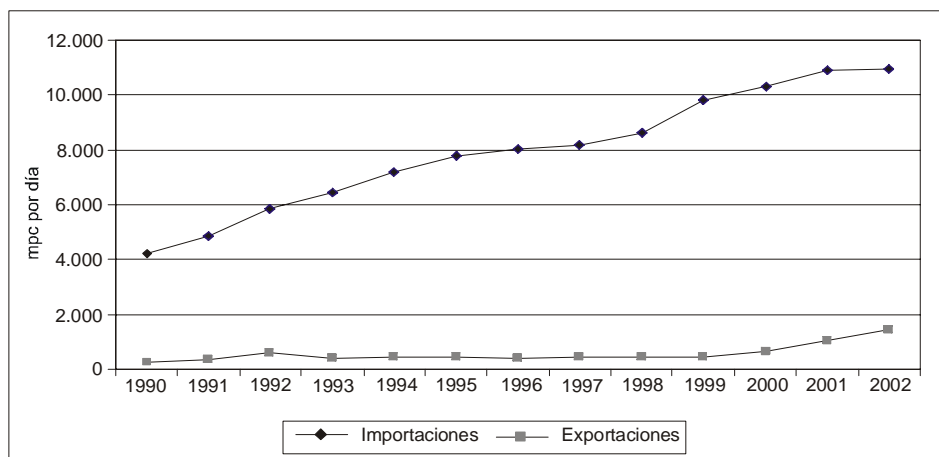


Fuente: Secretariado de la United Nations Conference on Trade and Development (Unctad) según los datos de BP Amoco, Statistical Review of World Energy 2004. <http://www.unctad.org/Templates/Page.asp?intItemID=1888&lang=1>

Es importante resaltar que a pesar del desfase entre la producción y la demanda de gas al que se enfrenta Estados Unidos, este país exporta a Japón gas natural licuado producido en la planta de Kenai (Alaska) desde hace más de treinta años, al igual que a México y Canadá por medio de gasoductos, así que estos países exportan y reciben el gas de Estados Unidos. En los últimos cinco años este comercio se ha incrementado, pasando de 200 mpc/día 1.400 mpc/día, como se observa en la gráfica 1.

GRÁFICA 1

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS, 1990-2002



Fuente: elaboración propia, con datos tomados de la EIA, <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/hist/n9100us2m.htm>

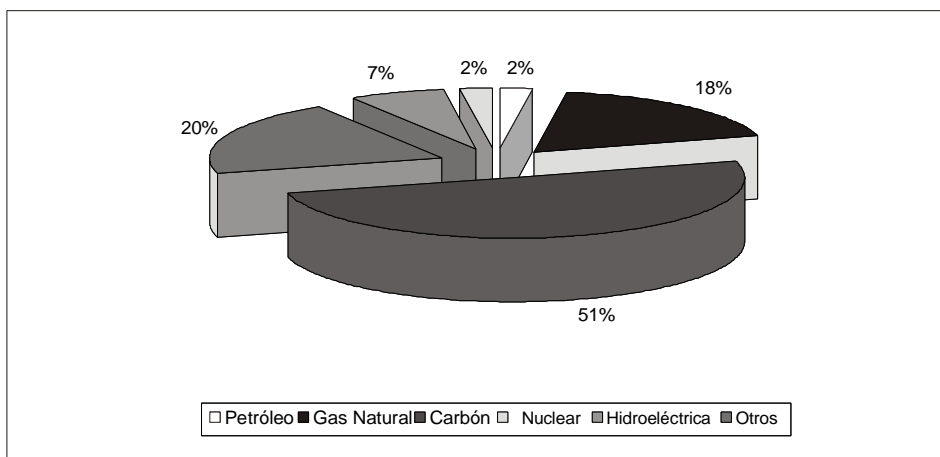
De otro lado, la demanda ha encontrado un crecimiento importante en Estados Unidos, debido a los cambios estacionales que favorecen el uso del gas natural en unos meses más que en otros, y al importante papel de la legislación vigente y la creciente conciencia hacia la protección del medio ambiente, que ha contribuido a conducir a los usuarios a la implementación de un combustible ambientalmente más limpio. Las proyecciones a quince años de la demanda por gas natural muestran una tendencia creciente, pero la preferencia no es igual para todos los usos; el consumo para generación eléctrica es el que se proyecta con más crecimiento, seguido por el uso industrial, residencial y, por último, el uso vehicular.

En la gráfica 2 se muestra el consumo de diferentes energéticos para la generación de electricidad en 2003; en éste, el consumo de gas natural se ubica en 18% y se espera que continúe en ascenso en reemplazo del carbón y de otros derivados del petróleo que no se consideran amigables con el medio ambiente.

La política estadounidense en materia de consumo de gas se basa en objetivos orientados hacia el ahorro de energía, la fiabilidad de los suministros, el respeto del medio ambiente, el control de calidad y la protección de los consumidores.

GRÁFICA 2

CONSUMO DE ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA



Fuente: elaboración propia con datos tomados de <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb0102.html>

Otro aspecto importante del mercado del gas en Estados Unidos es el relacionado con el desarrollo reciente de la infraestructura. El Departamento de Energía estima que se requiere adicionar 3.200 km por año de redes de transmisión de gas hasta el año 2010 para adecuar la capacidad de transporte a los requerimientos del consumo. Los proyectos de construcción y ampliación de redes se adelantan en ese país con la participación del sector privado, estimulado por los contratos a largo plazo para el suministro de gas a empresas distribuidoras estatales y a grandes consumidores, principalmente a empresas de generación eléctrica.

El presente estudio se concentra en los estados localizados en el sur de la costa este de Estados Unidos, entre ellos, Virginia, Georgia, Carolina del Norte y del Sur, la Florida, Luisiana y Alabama. El balance oferta-demanda, reservas y producción por estado, en primera instancia, y el criterio de la proximidad geográfica a la costa Caribe de Colombia, en segundo término, sirven de fundamento para la elección de los mercados potenciales de primera opción del gas natural colombiano.

En la región sureste estadounidense el alto crecimiento de la población presiona la demanda de gas para generación y otros usos. Para 2010 se espera un crecimiento de 50% en la demanda de gas en esta región, lo cual implica el incremento de la capacidad de las redes de transporte mediante su ampliación, y la construcción de nuevas redes. Los principales proveedores de la región son Alabama y Mississippi, a través del gasoducto Gulfstream Pipeline de 930 km y 1,1 gpcd de capacidad, a través del golfo de México (inaugurado en mayo de 2003).

Además de ser una región con altas proyecciones de consumo, tiene bajas reservas de gas natural y casi nula producción del mismo. La infraestructura se encamina a fortalecer el abastecimiento por medio del comercio interestatal y las estaciones de gas natural licuado proyectadas en esta región. En el caso de la Florida, por ejemplo, la demanda de gas se duplicará a 2010, su tasa de crecimiento se estima en 1,8% anual; la capacidad de transporte para la atención de este rápido crecimiento deberá expandirse 2,2 gpcd.

En la actualidad las importaciones de gas natural licuado entran al país a través de la infraestructura dispuesta en las costas este y oeste, como se aprecia en el mapa 1. En particular, el estado de Virginia y el golfo de México cuentan con instalaciones para la regasificación del gas.

El mapa resalta también el hecho de que gran parte de los terminales de regasificación proyectados se localizan sobre el golfo de México.

Los estados seleccionados como mercados potenciales de primera opción presentan las siguientes características:

- \* Excepto Luisiana, tienen escasas reservas y relativamente poca producción.
- \* El alto crecimiento de la población presiona la demanda de gas para generación y otros usos, entre ellos como combustible vehicular. Para 2010 se espera un crecimiento de la demanda de gas de 50% en la región. La demanda de gas en Florida, por ejemplo, se duplicará hacia 2010, su tasa de crecimiento se estima en 1,8% anual, y alcanzará 34,9 TPCA en 2025; sin embargo, en el estado opera sólo un sistema de transporte de gas de 4.800 millas (de propiedad de Florida Gas Transmission).
- \* Se presentan restricciones actuales en la capacidad de las redes de transporte. El crecimiento de la demanda implica la ampliación de la capacidad de dichas redes.

- \* Los principales proveedores son Alabama y Misissipi, a través del gasoducto Gulfstream Pipeline, en el golfo de México, de 581 millas, con 1,1 gpcd de capacidad e inaugurado en mayo de 2003.
- \* Como alternativa para ampliar las fuentes de suministro se contempla la expansión de la infraestructura en el golfo de México. Estos desarrollos facilitarían cualquier proyecto exportador desde el Caribe colombiano.
- \* A pesar de los avances recientes relacionados con las facilidades para la exploración y explotación del gas profundo, se presentan dificultades de orden legal para aumentar las áreas de explotación en las costas, las Montañas Rocosas y el golfo de México, por ser áreas restringidas por el gobierno federal.

MAPA 1

TERMINALES DE GAS NATURAL LICUADO EN ESTADOS UNIDOS



Fuente: <http://www.eia.doe.gov>

## CARACTERÍSTICAS SECTORIALES Y ESTRUCTURA DEL MERCADO

La industria del gas natural en Estados Unidos ha atravesado en los últimos veinte años por un proceso de reestructuración asociado a la apertura de los mercados mundiales a las grandes empresas del sector. En primer lugar, existe una intensa competencia entre las compañías para penetrar los mercados y controlar la explotación de los recursos; segundo, la industria vive al ritmo de las fusiones, adquisiciones, reestructuraciones y reagrupamientos de empresas, destacándose la creación de empresas que agrupan varios servicios públicos y negocios de servicios; y, tercero, algunas empresas de gas natural presentan un nuevo enfoque de extensión internacional de sus participaciones y actividades. Como consecuencia, se produce la entrada internacional de nuevos agentes en diferentes actividades y sectores, proceso que ha conducido a la reducción de la integración vertical y a una creciente integración horizontal en el sector energético.

La industria del gas natural es un vasto sector muy concentrado e intensivo en capital. Debido al estrecho lazo que existe entre la exploración y la producción del gas y del petróleo, las compañías petroleras son también las principales empresas en el sector del gas natural. Sin embargo, el transporte y la distribución se asemejan más al sector del transporte y distribución de electricidad.

El proceso de liberalización iniciado hace cerca de treinta años en Estados Unidos se encuentra avanzado. De un mercado de precios estables y controlados, con contratos estables a largo plazo, se ha pasado a uno más dinámico y fuertemente competitivo, caracterizado por la flexibilidad de precios, un mercado de ofertas y demandas, con utilización de los contratos a corto y mediano plazo. Como consecuencia, se ha modificado sustancialmente la manera en la que opera cada uno de los actores tradicionales en los diferentes segmentos o actividades de la industria, esto es: productores, empresas de transporte o gasoductos, empresas estatales y usuarios industriales. Además, surgen nuevos intermediarios que se encargan de unir oferentes y demandantes, como los comercializadores de gas natural (*marketers*).

El suministro de gas natural a los clientes finales es proporcionado por empresas locales de distribución (ELD), que pueden pertenecer tanto a inversionistas privados como a las municipalidades (empresas públicas o *utilities*). Durante mucho tiempo, estas últimas se beneficiaron de la exclusividad en la distribución



del gas natural en determinadas áreas geográficas. Sin embargo, las reformas actuales están abriendo estas empresas a la competencia.

A los usuarios finales se les permite comprar el gas directamente a productores, distribuidores, comercializadores o a las empresas locales de distribución; también es posible la contratación del almacenamiento y otros servicios. Los grandes usuarios de gas natural tienden a aprovisionarse directamente de los productores o los comercializadores, mientras que los clientes domésticos, comerciales e industriales, utilizan preferentemente las redes locales de distribución.

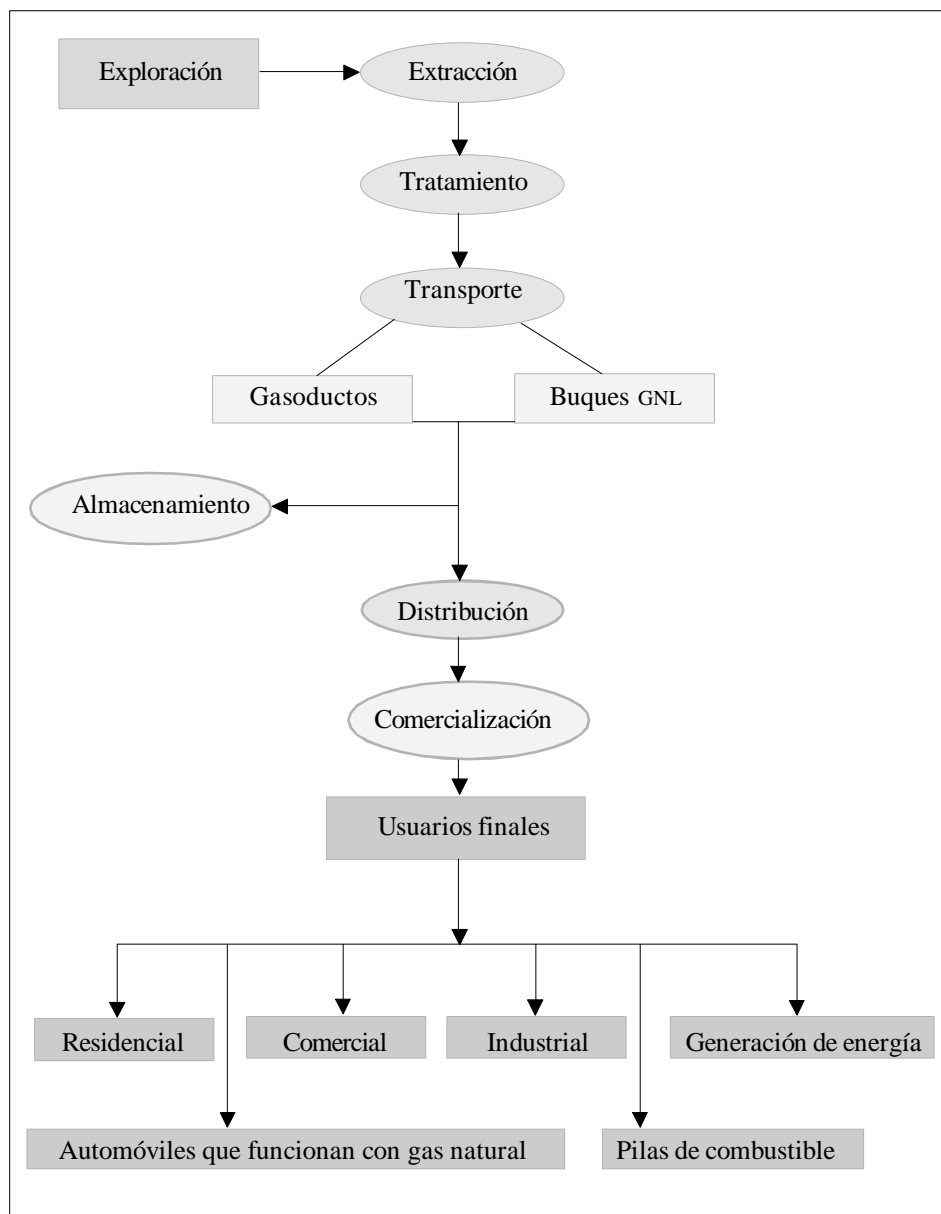
La figura 2 presenta el esquema básico de la estructura de la cadena de gas natural en Estados Unidos; en ella se destaca la presencia independiente de actividades como el tratamiento y el almacenamiento debido a características propias del mercado en ese país. La industria se caracteriza por el alto grado de desintegración vertical de la cadena. Las reservas y producción de gas normalmente son propiedad de las grandes compañías de extracción de minerales, como las petroleras, o de los productores independientes de gas de menor tamaño. Existen compañías de gasoductos para el transporte interestatal de gas; en la parte final de la cadena se encuentran los comercializadores, actividad desarrollada por corporaciones individuales y empresas públicas de distribución de gas.

La actividad de almacenamiento (independiente en la cadena del gas en Estados Unidos) se debe a la característica estacional de la demanda; el gas natural es almacenado en la proximidad de los mercados consumidores de tal forma que las empresas de distribución pueden responder a los picos de la demanda y proporcionar el gas a los usuarios de manera continua y oportuna.

La creciente preferencia por el gas natural como combustible en la generación de electricidad se debe a las mejoras técnicas empleadas en el área de las turbinas de ciclo combinado, las cuales constituyen la tecnología más eficiente de generación de energía eléctrica basada en combustibles fósiles, así como en el área de la combinación de calor y generación de energía (CHP o cogeneración). Esta combinación aumenta la eficacia y ayuda a una utilización más racional de la energía, lo que permite además reducir los costos y los impactos ambientales.

FIGURA 2

## LA CADENA DEL GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS



Fuente: <http://r0.unctad.org/infocomm/espanol/gas/cadena.htm>, <http://www.naturalgas.org/>

En cuanto a los precios, los principales componentes del precio del gas natural en Estados Unidos son:

- \* El precio en boca del pozo (costo de producción).
- \* El costo de transporte a largas distancias.
- \* El costo de la distribución local.

Los precios en boca del pozo fueron los primeros en ser liberados; los costos de transporte siguen siendo administrados por oficinas gubernamentales del orden federal, y los precios locales de distribución son regulados por los órganos locales (estatales) o *local regulatory boards*.

Según la EIA, en 2000 el precio en boca de pozo representó 34% del precio final del gas natural para el consumidor doméstico, mientras que el transporte representó el 19% y la distribución el 47%. Este último factor representa la mayor parte del precio pagado por el consumidor final. No obstante, los usuarios finales industriales y comerciales pueden reducir de manera considerable el precio adquiriendo el gas natural directamente de productores o comercializadores.

La volatilidad de los precios en el mercado del gas natural en Estados Unidos es el rasgo característico actual. El fenómeno se explica como consecuencia de una amplia gama de factores que van desde el ajuste necesario de las fuerzas de oferta y demanda en un mercado desregulado, en el que la demanda excede a la oferta, hasta la carencia de una regulación adecuada y la falta de transparencia asociada. De manera más precisa, las siguientes características del mercado de gas natural en Estados Unidos contribuyen con la volatilidad de los precios<sup>1</sup>:

- \* *La existencia de áreas de reserva federal.* Según la *Independent Petroleum Association of America* (IPAA), de un total de reservas probadas en el país de 177 tpc en 2003, 137 tpc tienen restricciones federales para la exploración en las Montañas Rocosas (Colorado, Wyoming, Nuevo México y Montana). Dichas restricciones también bloquean la producción de 75 tpc en el golfo de México.

1 *Petroleum Economist*, vol. 70, nº 2, febrero de 2003, pp. 16-18. United States of America.

- \* *La insuficiente capacidad de almacenamiento.* El margen entre la capacidad total de almacenamiento (3,25 tpc) y el mínimo de capacidad requerido (2,7 tpc) es muy estrecho. La presión sobre los precios obedece a la percepción de una frágil disponibilidad del mercado.
- \* *La dificultad de acceso al crédito.* La producción se ha visto afectada por la dificultad de acceso al crédito, especialmente para pequeños productores independientes, quienes adelantan gran parte de la producción en Estados Unidos. Después de la quiebra de Enron existe desconfianza en el mercado, lo que repercute en la disposición de la banca para otorgar crédito. Por el lado de la demanda, las dificultades de acceso al crédito también han afectado a los principales consumidores federales, con repercusiones en la contratación a largo plazo, uno de los más importantes estímulos para los productores.

Tradicionalmente, los contratos en el mercado de gas natural se hacían a largo plazo entre las compañías y los usuarios, con precios fijos. Esta modalidad presentaba un nivel de riesgo bajo, tanto en lo que concierne a la oferta como a los precios; sin embargo, éstos eran poco flexibles. Con la liberalización de la industria la importancia de este tipo de contratos disminuyó notablemente, mientras que los mercados de ofertas y demandas al contado, o *spot*, se han hecho más importantes. En éstos existe más flexibilidad en materia de compensación de la oferta y de la demanda para una mejor adaptabilidad a las condiciones cambiantes del mercado. Sin embargo, la mayor parte del comercio internacional todavía se lleva a cabo en el marco de contratos a largo plazo.

Los intercambios en diferentes plazos se adelantan con base en la información sobre índices de precios proveniente de publicaciones compiladas por entidades independientes tales como *New York Mercantile Exchange*, *International Petroleum Exchange* y *Kansas City Board of Trade*, entre las más importantes.

Se pueden evaluar los precios en diferentes etapas de la cadena y por el tipo de usuario. Se distinguen entonces los precios para los consumidores domésticos, comerciales, industriales o para las compañías de electricidad. La eficacia creciente en el transporte y la distribución permite a los consumidores reducir el impacto de la volatilidad de precios. Sin embargo, el almacenamiento continúa siendo fuente de volatilidad en el precio final, tal como se indicó.

## MARCO LEGAL Y REGULACIÓN

En materia de regulación, Estados Unidos ha implementado una intensa competencia entre las compañías productoras y distribuidoras de gas natural, permitiendo la entrada de éstas a los diferentes mercados. Como segunda medida se han aprobado las fusiones, reestructuraciones y reagrupamientos de algunas empresas, como por ejemplo aquellas que actualmente están concentrando varios servicios públicos o negocios de servicios. Por último, se ha visto un crecimiento del mercado internacional para este tipo de empresas, que han extendido sus actividades y participaciones en el ámbito internacional por lo que ha habido una reducción de la integración vertical y una creciente integración horizontal en la industria de gas natural.

Al igual que la industria petrolera, la del gas natural es muy intensiva en capital, y debido al estrecho lazo que existe entre la exploración y la producción de hidrocarburos, las petroleras son igualmente las principales empresas en el sector de gas natural.

La adecuación del marco institucional en Estados Unidos ha contribuido a la eficiencia económica del sector debido a la competencia propiciada en éste y, además, gracias a la dinámica del crecimiento económico, el avance tecnológico y la expansión internacional. Las diferentes instancias reguladoras se preocupan principalmente por el gas natural que llega al consumidor final, por la seguridad de los habitantes de los diferentes estados, y por la competencia entre las empresas del sector.

La regulación federal se encarga sobre todo de la vigilancia del transporte interestatal y de la venta de gas natural y de electricidad. Además, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tiene la competencia directa en la certificación de la construcción de gasoductos interestatales. La FERC estableció en las compañías transportadoras la separación de las actividades de transporte de las de ventas de gas con el propósito de crear el comercio abierto y los sistemas de información de transporte.

En el ámbito estatal existen entidades encargadas de regular la distribución y el transporte de gas natural, que trabajan con el propósito de favorecer a los consumidores y cuya función es ajustar las tarifas y la calidad del gas que se distribuye como bien de consumo final. Los intercambios y el mercado interestatal y son regulados por los estados en los que estos eventos ocurren, y no están sujetos a la

autoridad de la FERC. En cada estado las empresas distribuidoras transfieren los costos a sus clientes, calculados como promedios. En síntesis, la regulación que adelanta cada estado por medio de entes locales se dirige hacia las actividades de transporte, distribución, comercialización y el servicio que llega a los consumidores finales.

El suministro de gas natural a los clientes finales es proporcionado por empresas locales de distribución, que pueden pertenecer tanto a inversionistas privados como a las municipalidades (empresas públicas o *utilities*). Durante mucho tiempo, estas últimas se beneficiaron de la exclusividad en la distribución del gas natural en determinadas áreas geográficas. Sin embargo, las reformas actuales están abriendo estas empresas a la competencia.

Las empresas públicas o *utilities* se encargan también de imponer las sanciones a las empresas que incumplan con algún estándar establecido, ya sea en la prestación del servicio, la calidad del mismo o la facturación que se dé a los clientes. Algunas de las principales características de la regulación estatal se resumen en la tabla 1.

Un aspecto central de la regulación es el medioambiental; la industria del gas, especialmente la actividad de generación eléctrica, enfrenta fuertes presiones regulatorias que exigen mitigar los daños y perjuicios al medio ambiente. Los productores de gas natural, por ejemplo, enfrentan el reto de atender, dentro de un marco competitivo, exigencias legales y regulatorias respecto a la especificación de actividades y los impactos medioambientales. Existen choques entre la regulación federal y la legislación estatal, sobre todo en lo concerniente a este aspecto, que no permiten la extracción de hidrocarburos en ciertas zonas de reserva, y en las medidas sobre precios de transporte, debido a de que la regulación estatal se ve desfavorecida por las políticas de precios que utiliza la regulación federal, en ocasiones por debajo de las expectativas de las *utilities*.

En el ámbito de comercio internacional, según la sección 3 de la ley del gas natural de 1938, se requiere de autorizaciones para la importación y la exportación de gas; dichas autorizaciones son otorgadas por la sección de energía de la Oficina de Gas Natural e Importación de Petróleo y Actividades de Exportación ubicada en The Office of Fossil Energy's del US Department of Energy (DOE). Existen autorizaciones a corto y largo plazo: en el primer caso se permiten importaciones o exportaciones por un periodo menor a dos años; mientras que las autorizaciones a largo plazo son las que se refieren a la compra o venta de gas por un periodo mayor a dos años.

TABLA 1  
CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA REGULACIÓN DE LAS PUC

ESTADO	CARACTERÍSTICAS GENERALES
Virginia	Además de establecer las reglas por las cuales los abastecedores del servicio se vuelven más competitivos, la comisión de Virginia está estudiando los procedimientos que diseñaron para facilitar la desintegración y favorecer por medio de las tarifas a los consumidores.
Florida	La comisión de la Florida también hace las veces de oficina central para las corporaciones, las sociedades limitadas, las compañías de responsabilidad limitada, y vela por mantener la confianza del negocio.
Luisiana	La comisión desempeña un papel activo y cauteloso en el desarrollo de un acercamiento competitivo basado en el mercado, modificando la regulación para uso general siempre que tal acercamiento esté en el interés público.
Alabama	Las empresas distribuidoras y comercializadoras que laboran dentro del estado de Alabama son doce; entre las más importantes están Alabama Gas Corp., Crosstex Energy Services y Embridge Pipeline (Alabama Intrastate); en este estado la competencia se hace más evidente.
Carolina del Norte	En este estado es muy importante tener al día los informes que se entregan trimestralmente, con el fin de garantizar seguridad y eficacia en el uso del servicio; es muy exigente con la medición y la facturación de los clientes y tiene muy discriminados los diferentes usos para que no haya lugar a confusiones en la facturación.
Carolina del Sur	Acerca del número de empresas que participan en este mercado no se ha encontrado información; pero sí se tiene claro que uno de los objetivos que persigue es dinamizar el proceso regulador y promover la competencia para que estas empresas mejoren su eficiencia.
Georgia	Dependiendo de su localización, los clientes del gas natural en Georgia pueden adquirir el recurso a partir de uno de tres tipos de compañía: local de inversionista de la distribución, de un vendedor del gas natural o de un sistema municipal del gas.

*Fuente:* elaboración propia con información tomada de las Public Utilities Commissions de cada estado.

Las organizaciones más interesadas en realizar operaciones de importación y/o exportación de gas natural son las compañías locales de distribución, las municipalidades, los usuarios industriales, las comisiones de generación eléctrica, las compañías de transporte e individuos y compañías comercializadoras de gas natural. Normalmente, los solicitantes son compradores o vendedores de volúmenes bastante grandes con propósitos de negocio. Durante 1999 se emitieron 110 órdenes que autorizaron la importación y exportación de gas natural en Estados Unidos.

Las reservas de los estados de la costa sureste de Estados Unidos y la regulación de los mismos, muestran un mercado abierto a la competencia en el que pueden participar empresas extranjeras y entrar a competir llevando el hidrocarburo o prestando el servicio de distribución o comercialización del gas natural.

#### ACUERDOS Y PROYECTOS DE INTEGRACIÓN

##### Nafta: Canadá-Estados Unidos de América-México

El comercio de gas natural se enmarca dentro de las disposiciones para el comercio de energéticos dentro del Nafta, aspecto que recibe especial atención dentro del tratado. En general, este comercio se propone actuar dentro de tres principios básicos, a saber:

- \* Respeto a las constituciones de las partes.
- \* Fortalecer el papel que el comercio de los bienes energéticos y petroquímicos básicos desempeña en la zona de libre comercio, y acrecentarlo mediante su liberalización gradual y sostenida.
- \* Reconocer la importancia de contar con sectores energéticos y petroquímicos viables y competitivos internacionalmente para promover sus respectivos intereses nacionales.

El tratado incluye medidas y disposiciones relacionadas con las actividades de exploración, explotación, comercialización (incluido el comercio exterior) y distribución de gas natural que se originan en los territorios de Canadá, Estados Unidos y México. Así mismo, comprende medidas relacionadas con la inversión y con el comercio transfronterizo de servicios vinculados a dicho bien.

De acuerdo con la constitución mexicana (artículos 25, 27 y 28 ), la ley reglamentaria del artículo 27 de la constitución y la ley orgánica de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios, las siguientes se consideran actividades reservadas al Estado:

- \* Exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural.
- \* Refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural.



- \* Comercio exterior, transporte, almacenamiento y distribución, incluyendo la venta de primera mano de gas natural y artificial.

Con respecto a estas actividades, el tratado incluye reservas y disposiciones especiales en lo relacionado con la inversión y la prestación de servicios. Conforme a lo dispuesto en el capítulo sobre “Inversión”, no se permitirá la inversión privada en las actividades consideradas estratégicas listadas previamente. Además, el capítulo XII, “Comercio transfronterizo de servicios”, se aplicará únicamente a la prestación de los servicios relacionados con dichas actividades sólo cuando México permita el otorgamiento de un contrato respecto a esas actividades y sólo para los efectos de ese contrato.

En los casos en los que los usuarios finales y los proveedores de gas natural consideren que el comercio transfronterizo de dicho bien pueda ser de su interés, cada una de las partes permitirá que dichos usuarios y proveedores, así como cualquier empresa del Estado de dicha parte, según lo exija su legislación nacional, negocien contratos de los contratos a los usuarios finales y a los proveedores, y a cualquier empresa del Estado de la parte según lo exija su legislación nacional. Esas modalidades podrán asumir la forma de contratos individuales entre la empresa del Estado y cada una de las otras entidades. Estos contratos pueden estar sujetos a aprobación reguladora. Cada una de las partes deberá permitir a sus empresas estatales negociar cláusulas de desempeño en sus contratos de servicios.

La inversión de capital privado en las actividades reservadas está prohibida en la ley mexicana. Ninguna participación de inversiones privadas en tales actividades por medio de contratos de servicios, concesiones, préstamos o cualquier otro tipo de actos contractuales, afecta esta situación. Aun en caso de reforma a la legislación, el Estado mexicano podrá imponer restricciones a la participación de la inversión extranjera, no obstante lo dispuesto en el tratado sobre el particular (véase el artículo 1102 del tratado).

En consecuencia, México también impone excepciones en lo relacionado con la participación de la inversión extranjera en el caso de la venta de activos o de la participación en el capital de una empresa involucrada en las actividades reservadas, señaladas con anterioridad.

En materia de comercio exterior de gas natural, en el tratado se incorporan las disposiciones del Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio

(Gatt) sobre bienes energéticos y petroquímicos básicos. En este sentido, las partes prohíben los requisitos de precios mínimos o máximos de exportación y, salvo lo permitido para la aplicación de órdenes y compromisos en materia de cuotas compensatorias y *antidumping*, los requisitos de precios mínimos o máximos de importación.

Las disposiciones sobre restricciones a importaciones o exportaciones del tratado no aplican para terceros<sup>2</sup>; por tanto, no se restringe la facultad de las partes de limitar o prohibir la importación de gas natural proveniente de dichos países desde territorio de cualquiera de las partes. Tampoco impide la facultad de exigir, como condición para la exportación de tales bienes de una parte a territorio de la otra, que el bien sea consumido en territorio de esa otra parte.

En el caso de que una de las partes adopte o mantenga alguna restricción a las importaciones de un bien energético (gas natural) o petroquímico básico desde un tercero, a la solicitud de cualquiera de ellas, las partes realizarán consultas con miras a evitar una interferencia o distorsión indebida en los mecanismos de precios, comercialización y distribución de otra de las partes.

Se establece el mecanismo de consultas para evitar interferencias o distorsión en el sistema de precios, comercialización y distribución en los casos en los que una de las partes adopte o mantenga restricciones a las importaciones de un bien energético (gas natural) o petroquímico básico desde un tercero. Las partes podrán administrar un sistema de permisos de importación y exportación para gas natural, siempre que su operación sea congruente con las disposiciones del tratado, en particular en lo que respecta a las disposiciones sobre “monopolios y empresas del Estado”<sup>3</sup>. Sobre este particular se establece que ninguna de las disposiciones del tratado se interpretará para impedir a las partes designar un monopolio, sujeta a los procedimientos y las condiciones indicados en el artículo 1502. Se exceptúan los organismos gubernamentales en lo referente a la adquisición de bienes o servicios para fines oficiales, y sin el propósito de reventa comercial o para utilizarlos en la producción de bienes o en la prestación de servicios para su venta comercial.

2 Los terceros son los países que no son parte del tratado.

3 Véase el artículo 1502 del tratado.

En materia de seguridad nacional, ninguna de las partes podrá adoptar ni mantener una medida que restrinja las importaciones o las exportaciones de gas natural desde o hacia otra de las partes, conforme con el artículo XXI del Gatt o con el artículo 2102, “Seguridad nacional”, el cual se aplica entre México y las otras partes, excepto en lo que se requiera para:

- \* Abastecer una instalación militar o permitir el cumplimiento de un contrato de importancia crítica en materia de defensa de una de las partes.
- \* Responder a una situación de conflicto armado que involucra a la parte que toma la medida.
- \* Aplicar políticas nacionales o acuerdos internacionales relacionados con la no proliferación de armas nucleares u otros explosivos nucleares.
- \* Responder a amenazas directas de interrupción del suministro de materiales nucleares para propósitos de defensa.

El tratado excluye la posibilidad de adoptar o mantener gravamen, impuesto o cargo alguno sobre la exportación de gas natural a territorio de otra parte, a menos que éstos se adopten o mantengan sobre la exportación de dicho bien a territorio de todas las otras partes, y cuando el bien esté destinado al consumo interno.

Un aspecto interesante consiste en el acuerdo de las partes para permitir los incentivos existentes y futuros para la exploración, el desarrollo y las actividades conexas con la búsqueda de petróleo y gas, a fin de mantener el nivel de las reservas de estos recursos energéticos.

Las medidas reguladoras en materia de energía están sujetas a las disciplinas de:

- \* Trato nacional.
- \* Restricciones a la importación o a la exportación.
- \* Impuestos a la exportación.

De otro lado, el tratado se orienta a prevenir la interferencia de los organismos reguladores de las partes que ocasionen la ruptura de relaciones contractuales, y a favorecer la implementación ordenada y equitativa de las medidas reguladoras.

Es importante destacar que México preserva el manejo soberano de los recursos energéticos dentro de una estrategia de desarrollo sostenible. Sin embargo, las limitaciones impuestas sobre inversión pueden constituir una dificultad en la consecución de los recursos necesarios para el desarrollo oportuno de las reservas de gas y petróleo.

En relación con lo anterior, las ventajas comparativas derivadas de su condición de país fronterizo con el mayor consumidor mundial de recursos energéticos pueden diluirse, con implicaciones sobre la rentabilidad en el aprovechamiento de los recursos.

En vista de las limitaciones sobre el comercio exterior (exportaciones e importaciones) de gas natural con terceros, y las reservas sobre inversión y prestación de servicios conexos impuestas por México, el tratado restringe las posibilidades de entrada al mercado de gas natural más importante del continente a empresas de países diferentes a las partes.

#### Chile-Estados Unidos

En vista de las características de Chile, en el tratado no se aborda en detalle el asunto del comercio de energéticos. Sin embargo, existen otros aspectos relacionados con la contratación pública, las inversiones y el comercio transfronterizo de servicios que tienen interés desde el punto de vista de las negociaciones para Colombia en la medida en que estos aspectos se relacionan con el desarrollo y la comercialización de los recursos energéticos.

La inclusión de la contratación pública en el tratado se ajusta a los principios de apertura, transparencia y debido proceso, y tiene el propósito de proporcionar la cobertura integral de los mercados de contratación pública de las partes para el suministro de mercancías y servicios, incluidos los de construcción. El tratado (capítulo IX) aplica a las medidas que una de las partes adopte o mantenga, relativas a la contratación pública, que incluye cualquier modalidad contractual, incluida la compra y el alquiler o arrendamiento, con o sin opción de compra; los contratos de construcción, operación y transferencia, y los contratos de concesión de obras públicas. De igual modo, se establecen condiciones en cuanto a umbrales de contratación de las entidades de gobierno del nivel central, regional, subcentral y otras entidades cubiertas de ambos países, y las mercancías y servicios objeto de contratación (véase el Anexo 9.1).

El tratado aplica para todas las mercancías, servicios y servicios de construcción objeto de contratación por parte de las entidades antes mencionadas; sin embargo, Chile excluye la prestación de los servicios financieros, y Estados Unidos hace lo propio con todos los servicios públicos. En cuanto a los de construcción, éstos no aplican a las mercancías chilenas los requisitos de compra nacional de artículos, suministros y materiales adquiridos para ser utilizados en contratos de construcción cubiertos por el tratado.

Las disposiciones del tratado en este aspecto de inversiones (capítulo X) se aplican a las medidas adoptadas o mantenidas con respecto a los inversionistas, las inversiones cubiertas y todas las realizadas en el territorio nacional. Tanto los inversionistas como las inversiones cubiertas recibirán trato nacional y de nación más favorecida en los ámbitos nacional y regional. Así mismo, las inversiones cubiertas recibirán un trato acorde con el derecho internacional consuetudinario, incluido el trato justo y equitativo, así como protección y seguridad plenas.

Los inversionistas de las partes no están sujetos a compromisos de desempeño ni requisitos u obligaciones en relación con la transferencia de tecnología, proceso productivo u otro conocimiento de su propiedad, entre otros requisitos y compromisos, con excepción de los casos en los cuales se autoriza el uso de un derecho de propiedad intelectual o son aplicables medidas que exigen la divulgación de información de dominio privado o cuando el requisito es impuesto por autoridad judicial o administrativa competente para remediar una práctica que ha sido juzgada como anticompetitiva (véase el artículo 10.5 (3)).

De igual modo, las partes no pueden condicionar la recepción de ventajas al cumplimiento de requisitos, excepción hecha de los de ubicación de la producción, suministro de servicios, capacitación o empleo de trabajadores, construcción o ampliación de instalaciones particulares, o la realización de actividades de investigación y desarrollo en el territorio, siempre que estas exigencias no se apliquen de manera injustificada o arbitraria, o no constituyan una restricción encubierta al comercio o inversión internacionales. También se exceptúan las medidas encaminadas a la protección ambiental compatibles con las disposiciones del tratado, en particular aquéllas relacionadas con la protección de recursos naturales no renovables.

Por último, la inversión se aborda de manera genérica e incluye amplias disposiciones en aspectos sensibles como el derecho aplicable, los mecanismos de

solución de controversias, el arbitraje, la transparencia, las expropiaciones, entre otros.

Como principio general, se otorga trato nacional y de nación más favorecida a los prestadores de servicios de las partes. Así mismo, se prohíbe la exigencia a un proveedor de servicios de que establezca o mantenga una oficina de representación u otro tipo de empresa, o que resida en su territorio como condición para el suministro transfronterizo de un servicio. Otras disposiciones del tratado en relación con la prestación de servicios incluyen medidas tomadas por gobiernos (centrales, regionales o locales) o por instituciones no gubernamentales delegadas por gobiernos o autoridades que afecten a:

- \* La producción, distribución, comercialización, venta y suministro de un servicio.
- \* La compra o uso de, o el pago por, un servicio.
- \* El acceso a y el uso de sistemas de distribución y transporte, o de redes de telecomunicaciones y los servicios relacionados con el suministro de un servicio.
- \* La presencia en su territorio de un proveedor de servicios de la otra parte.
- \* El otorgamiento de una fianza u otra forma de garantía financiera, como condición para la prestación de un servicio.

En materia de los servicios prestados por inversionistas o por inversión cubierta, el tratado excluye restricciones sobre los tipos específicos de persona jurídica o de empresa conjunta por medio de los cuales un proveedor puede suministrar un servicio; el número de proveedores de servicios; el valor total de los activos o las transacciones de los mismos; el número de operaciones o el número total de personas naturales que pueden emplearse en un determinado sector de servicios. De igual modo, se dispone que se mantengan mecanismos adecuados para responder a las consultas de personas interesadas en las regulaciones relativas a la prestación de servicios, y que se dé un periodo de tiempo razonable entre la publicación de regulaciones definitivas y la fecha en que entren en vigencia.

En vista de la necesidad de que las prescripciones sobre licencias y procedimientos en materia de títulos de aptitud y normas técnicas no constituyan obstáculos al comercio de servicios, el tratado establece que, de acuerdo con las

especificidades de cada sector, las medidas que se vayan a adoptar o mantener se basen en criterios objetivos y transparentes, tales como la competencia y la capacidad de suministrar el servicio; que no sean más gravosas de lo necesario para asegurar la calidad del servicio; y, en el caso de los procedimientos en materia de licencias, que no constituyan una restricción al suministro del servicio.

Se excluyen del tratado los servicios gubernamentales y las obligaciones con respecto a los nacionales que ingresen al mercado laboral de un país o que tengan empleo permanente en su territorio; tampoco se confieren derechos a ese nacional respecto al acceso al empleo.

El gas natural no es un recurso abundante en Chile, ni este país es fronterizo con Estados Unidos, razón por la cual los energéticos no se tratan con la profundidad y el detalle con que se abordan, por ejemplo, en el Nafta. Además, Chile participa de acuerdos sobre los energéticos con Argentina en el ámbito del Mercosur. No obstante, en el tratado se abordan temas que pueden estar relacionados de manera más o menos directa con el comercio de energéticos.

## EL MERCADO COLOMBIANO

En Colombia la situación es diferente. El mercado de gas natural no se encuentra abierto, no se evidencian crecimientos de exportaciones ni de importaciones, pero el consumo de este energético sí ha crecido notablemente en el ámbito interno, gracias a la implementación del plan de masificación de gas desde 1991.

### POTENCIAL, CAPACIDAD Y CONSUMO

El gas natural en Colombia es un bien no transable, razón por la cual el desarrollo de este sector está sujeto, y continuará estándolo a corto plazo, a las posibilidades de desarrollo del mercado interno. No obstante, a mediano y largo plazo se tiene la posibilidad de desarrollar proyectos de interconexión con Venezuela, Ecuador y Panamá, los cuales permitirían ampliar el mercado y el intercambio de gas natural en el mercado internacional<sup>4</sup>. El tamaño de las reservas y sus altos costos de

---

4 Olade, Cepal y GTZ (2001).

transporte por vía marítima y terrestre han incidido para que la producción de gas natural se oriente a satisfacer las necesidades del mercado interno en generación eléctrica, consumo industrial y doméstico, y, más recientemente, como combustible vehicular.

Al mirar la matriz (reservas, producción y consumo) de gas natural en Colombia, se encuentra que en las reservas de este energético existen dos bloques que contienen la mayoría del gas; así, la región de la costa atlántica dispone del 43,4% de las reservas probadas, localizadas en los campos de Chuchupa y Ballenas (en La Guajira) y Güepaje en el valle inferior del Magdalena. En la región del interior, los Llanos orientales cuentan con el 41% de las reservas probadas en los yacimientos de Apiay, Cusiana y Piedemonte. En estos dos bloques regionales se concentra aproximadamente el 85% de las reservas existentes en el país.

Respecto a la producción, Colombia participa marginalmente en el escalafón mundial. Sin embargo, desde el año 2000 esta participación ha venido creciendo. En 2001 la producción tuvo un aumento de 5% con relación al año anterior, alcanzando 3,47 gpcd, y en junio de 2003 ya se había contabilizado un promedio de 3,48 gpcd, superando la producción del año anterior. La gráfica 3 muestra la evolución de la producción de gas desde 1998.

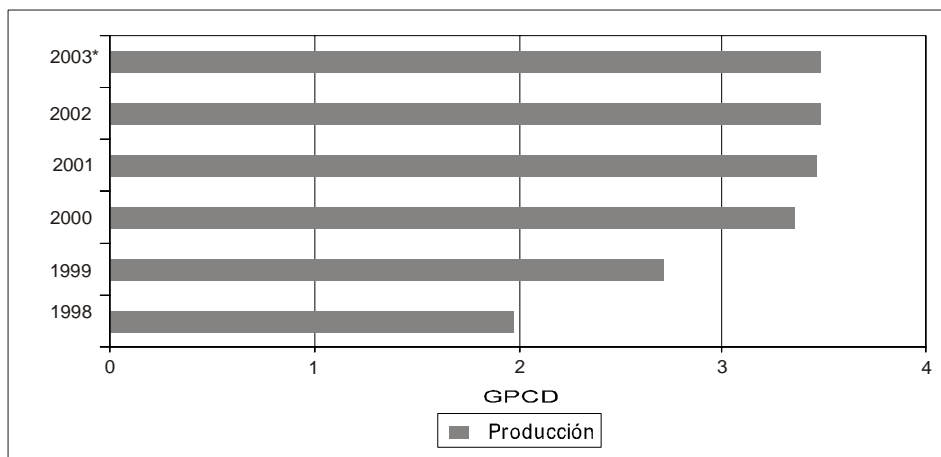
La demanda interna por gas natural también ha tenido un proceso de crecimiento: el consumo doméstico e industrial de este energético se ha incrementado gracias al desarrollo de la infraestructura de transporte en el interior del país. El uso como combustible vehicular, a pesar de su participación reducida en el consumo, ha experimentado un sensible incremento, como consecuencia del programa de reconversión del parque automotor adelantado en el país, especialmente en Bogotá. Así mismo, al igual que en Estados Unidos, el uso en generación de electricidad presenta los volúmenes más altos de consumo de gas en el país.

Este progreso en los niveles de producción y de consumo se ha visto impulsado por el desarrollo reciente de la infraestructura de transporte de gas. El sistema nacional de transporte cuenta en la actualidad con alrededor de 5.600 kilómetros de línea entre oleoductos troncales y regionales. Actualmente, la red de transporte se compone de tres sistemas principales: costa atlántica, centro e interior. La actividad de transporte de gas natural se realiza mediante la modalidad de transportador por contrato, en el cual los diferentes servicios de transporte, así como la expansión de la infraestructura, dependen de los términos y las condiciones de los contratos respectivos.



## GRÁFICA 3

## PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 1998-2003



\* Cifras hasta junio de 2003.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, sistema de información energética, 2004.

Las proyecciones de la demanda de gas, tanto colombiana como de Estados Unidos, suponen un importante crecimiento, principalmente en el consumo para generación eléctrica. Por su parte, las proyecciones sobre la oferta muestran un desarrollo del sector acorde con el criterio de eficiencia empresarial orientado a satisfacer expectativas de rentabilidad y penetración del mercado a corto y mediano plazo, lo cual a su vez supone el desarrollo de la infraestructura de transporte y las interconexiones requeridas para la ampliación del mercado nacional y regional.

En cuanto al mercado exterior, la interconexión con Venezuela, que se había proyectado comenzar en 2005, aún no se ha iniciado debido a problemas políticos; sin embargo, en vista del déficit de la región occidental venezolana, Colombia sería proveedor de esta región hasta 2009, año en que comenzaría la producción venezolana de gas a competir con la colombiana si las reservas del país permanecen como hoy en día.

En Ecuador las demandas del sector eléctrico y de gas natural vehicular se encuentran en expansión, lo que hace factible la interconexión con este país. No

obstante, este proyecto se encuentra sujeto al desarrollo de las reservas de Camisea (Perú) y sus aspiraciones exportadoras. Cabe resaltar que en Colombia se tienen grandes expectativas de encontrar altas reservas de gas natural en el bloque de la costa atlántica, lo que además de favorecer los anteriores proyectos también facilitaría la interconexión con Panamá.

#### CARACTERÍSTICAS SECTORIALES Y ESTRUCTURA DEL MERCADO

Funcionalmente, en la industria de gas se distinguen cuatro actividades, a saber: producción-comercialización, transporte, distribución y comercialización. Cada una de ellas tiene un tratamiento regulatorio independiente, así como disposiciones específicas que limitan la integración vertical y horizontal.

Desde el punto de vista de estructura de la propiedad, la producción-comercialización y el transporte son desarrolladas tanto por entes privados como públicos, y mayoritariamente por entes privados en el caso de la actividad de distribución/comercialización. En la figura 3 se presenta el esquema básico de la industria del gas natural en Colombia.

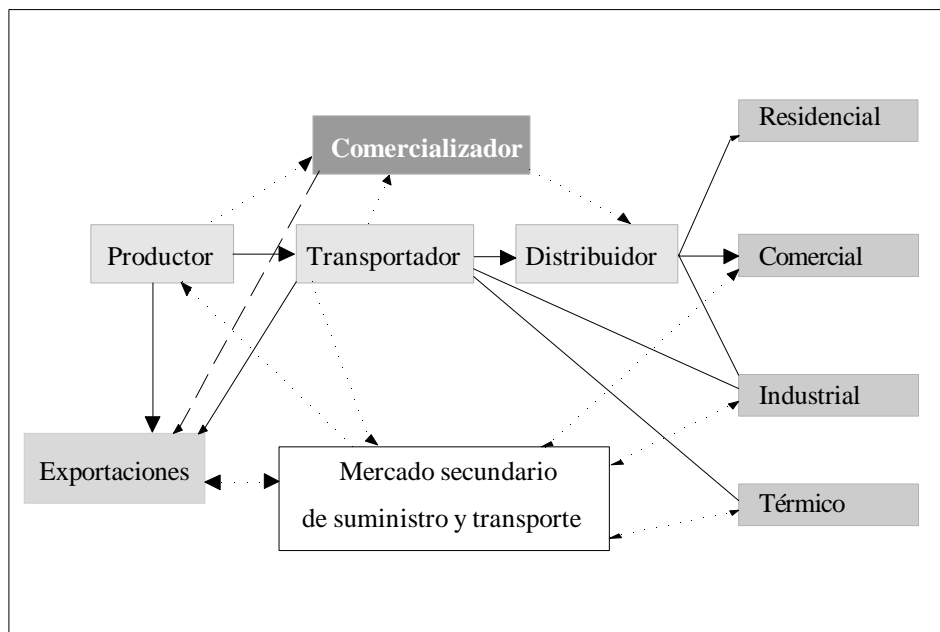
En Colombia actualmente participan ocho empresas en la producción; además de Ecopetrol participan compañías extranjeras como la B. P. Exploration Co., Shell, Texas Petroleum Company, Amoco Colombia Petroleum Company, Hocol S.A, Lasmo Oil (Colombia), Perenco Colombia S. A., y Petrosantander (Colombia).

En la comercialización participan 36 empresas<sup>5</sup>; siendo la actividad en la que concurren el mayor número de competidores, uno de los propósitos de la política es la búsqueda de la eficiencia y la competencia en la cadena. La desregulación de los precios de gas natural en puerta de ciudad para las distribuidoras, industrias y generadores eléctricos, busca promover la participación de productores diferentes a Ecopetrol en la comercialización en el mercado mayorista.

<sup>5</sup> Entre las que se encuentran Alcanos de Colombia, EPM, Espigas S.A, Gas del Risaralda, Gas Natural Cundiboyacense, Gas Oriente, Gas Natural del Centro, GasNacer S.A, Gas Natural S.A., GasAntioquia, Gases de La Guajira, Gases de Occidente, Gases del Caribe, Cusiana Gas, Llano Gas, entre otras.

FIGURA 3

ESQUEMA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA



Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas (Creg), 2004.

En el sistema de transporte participan ocho empresas<sup>6</sup>; las principales son Ecogás, empresa de derecho público, propietaria de la gran mayoría de la infraestructura de transporte del interior del país, y Promigás S. A., empresa privada propietaria de la gran mayoría de los gasoductos de la costa atlántica. Los transportadores restantes se han desarrollado a través de contratos de concesión con el Ministerio de Minas y Energía. Dichos transportadores son: Transmetano, Transoriente, Gasoducto del Tolima, Progasur y otros por libre iniciativa como es el caso de Transoccidente y Transcogas. En la modalidad de transporte de gas por contrato, los diferentes servicios, así como la expansión de la infraestructura, dependen de los términos y las condiciones de los contratos respectivos.

<sup>6</sup> Entre las empresas transportadoras se encuentran Ecogás, Promigás S. A. ESP, Progasur S. A., Transoriente S. A., Transoccidente S. A., Transcogas S. A. y Transmetano S. A.

En vista de las características de monopolio natural de las redes de distribución el segmento de distribución es regulado; el esquema tarifario se basa en la definición de un costo medio del servicio con base en el cual las compañías distribuidoras desarrollan su propio esquema, en un régimen de libertad vigilada. Las firmas distribuidoras compiten en la fase de definición de las concesiones de exclusividad.

#### MARCO LEGAL Y REGULACIÓN

Los principios de la regulación gasífera colombiana están encaminados hacia la promoción de la competitividad de los mercados y la prohibición de la integración vertical entre las actividades de producción, transporte y distribución. Al igual que en Estados Unidos, la regulación colombiana busca la protección de los consumidores, aunque en Estados Unidos ya es un hecho.

Colombia ha buscado incrementar el consumo interno de gas natural con el programa de masificación. Específicamente ha tratado de acrecentar la demanda optimizando las reservas disponibles con la construcción de una red troncal de transporte de cobertura nacional, promoviendo la participación privada en los diferentes segmentos de la cadena, y regulando los precios de la extracción, producción y distribución.

#### ACUERDOS Y PROYECTOS DE INTEGRACIÓN<sup>7</sup>

Las posibles interconexiones de Colombia con los países de la subregión, a partir de las proyecciones de oferta y demanda de gas, se presentan en la tabla 2. Como se observa, a mediano plazo Venezuela sería el principal proveedor de gas de la región andina y centroamericana.

La oferta neta de Venezuela se muestra deficitaria para un futuro cercano, lo que ratifica la opción de exportar gas desde Colombia a través del gasoducto binacional que impulsan desde hace algunos meses los dos presidentes y cuya

<sup>7</sup> Esta parte del análisis sigue los estudios sobre la integración gasífera colombiana adelantados por la Upme (2002), Olade, Cepal y GTZ (2001) y Olade (2001).

TABLA 2  
 PROYECCIONES DE OFERTA (O) Y DEMANDA (D) DE GAS POR PAÍSES  
 (MPCD), 2005-2020

AÑOS	VENEZUELA		COLOMBIA		PANAMÁ	COSTA RICA	ECUADOR	PERÚ	
	O	D	O	D	D	D	D	O	D
2005	3.362	3.288	906	561	28	20.6	136	171	576
2010	5.383	3.774	952	831	100	65.0	254	286	598
2015	6.477	4.338	681	1.200	163	154.6	348	300	598
2020	6.905	5.005	557	1.972	235	154.7	436	316	598

Fuente: Upme (2002: 17).

construcción firmaron el 24 de noviembre de 2005<sup>8</sup>, que comenzará a construirse en junio de 2006, y cuya obra demorará cerca de dos años. Así las cosas, una vez terminado el gasoducto binacional, en 2008, se espera continuar con proyectos adicionales al plan Puebla-Panamá.

Los dos principales corredores identificados son:

- \* Venezuela-Centroamérica-Estados Unidos, a través de Colombia.
- \* Venezuela-Colombia-Ecuador y Perú (países con menores reservas en la subregión).

El proyecto de interconexión con Venezuela iniciaría su operación en 2005, y se supone que operaría hasta 2020; se ha previsto utilizar la infraestructura existente en Colombia y Venezuela, de modo que se disminuirían los costos del sistema, la interconexión se haría a través de un gasoducto que uniría a Maracaibo con Ballenas (La Guajira).

Un proyecto de interconexión del gas venezolano hacia Colombia, previendo en déficit futuro en nuestro país, sólo podría darse si el gas de Venezuela proviene de la región oriental (Maracaibo); éste podría competir con la producción excedentaria de Colombia para atender al mercado interno y el de exportación a

8 [http://www.portafolio.com.co/hist\\_imp/porta\\_econ/2006-02-06/ARTICULO-WEB-NOTA\\_INTERIOR\\_porta-2729967.htm/](http://www.portafolio.com.co/hist_imp/porta_econ/2006-02-06/ARTICULO-WEB-NOTA_INTERIOR_porta-2729967.htm/)

terceros países. En la década siguiente se proyecta la disminución de la producción colombiana y el incremento de su demanda. Para Colombia la importación de gas desde Venezuela no cambia sustancialmente la competitividad en aquellos sectores consumidores sobre los que se ha basado el desarrollo del mercado desde el inicio del plan de masificación del gas en el interior.

El transporte de gas desde Venezuela hacia Colombia o viceversa es factible desde el punto de vista financiero; es posible obtener tarifas de transporte desde Anaco hasta Ballenas que van desde 0,307 US/KPC, sin financiamiento de la inversión requerida.

Con Ecuador, el proyecto de interconexión se basa en las demandas del sector eléctrico y del gas natural vehicular (GNV), los cuales cobijan el 85% del mercado potencial estimado. Ecuador es el único importador de gas en la región andina, importa las tres cuartas partes del gas licuado de petróleo (GLP) que consume anualmente. Sin embargo, se debe esperar el desarrollo de Camisea, sobre todo para conocer el costo en boca de pozo, variable que se configura como crucial para establecer la competitividad de éste. Perú dejó de importar 41.000 toneladas por mes de GLP en 2004, para convertirse en un exportador más. Esta interconexión tendría su origen en Cali, lo que haría que el sistema interconectado pasara por los principales centros de consumo de Colombia y por el altiplano ecuatoriano. El costo aproximado de esta infraestructura sería de 3.600 millones de dólares.

Las posibilidades de interconexión con Panamá se basan en un mercado potencial en el cual se excluye la industria. El suministro a Centroamérica se realizaría utilizando la infraestructura ya existente en la costa atlántica colombiana y construyendo un gasoducto desde Cartagena hasta Colón (Panamá).

Con respecto a las posibilidades de la interconexión con Venezuela y otros países andinos, la CAN y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal) se han manifestado en el sentido destacar el potencial energético de los países andinos y sus posibilidades de desarrollo e integración. Señalan adicionalmente que estos proyectos llevarán de manera inevitable a la integración y al uso masivo del gas tanto para la energía eléctrica como para la industria.

Por otro lado, la presidencia de la república en cabeza del presidente Álvaro Uribe Vélez (2002- ) invitó al gobierno ecuatoriano a fomentar alianzas estratégicas con los empresarios colombianos en turismo, petróleo y gas para equilibrar la balanza comercial de los dos países.

Cabe resaltar que la actual política gubernamental es favorable hacia la interconexión gasífera de Colombia, a partir de la consideración de las dificultades energéticas actuales y hacia el futuro del país. En general, el gobierno considera viable y conveniente completar la conexión Venezuela-Colombia-Panamá-Ecuador para vincular la región al Plan Panamá-Puebla y racionalizar las fuentes de abastecimiento. El gobierno se muestra en disposición de acelerar la marcha de las relaciones comerciales para favorecer la integración. El sector del gas es importante para el desarrollo de los tratados comerciales con otros países de la subregión andina y el Caribe.

En la tabla 3 se resumen las principales características técnicas de los posibles proyectos de interconexión gasífera de Colombia.

TABLA 3  
CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN

PROYECTO	EXTENSIÓN (KM)	CAPACIDAD (x 10 <sup>6</sup> MCD)	DIÁMETRO (PULGADAS)	COSTO (US\$MILLONES)
Venezuela-Maicao Colombia)	230	5,7	20	406
Ule (Venezuela.)- Maicao/Tibú (Col.)	170/330	28,3	36	92/175
Opón (Colombia)-Quito/ Guayaquil (Ecuador)	790	8,9	26	425
Cartagena (Colombia)- Colón (Panamá)	620	4,2	20	364

Fuente: Elaboración propia con base en: Ecopetrol (1991), Olade-Caf, 1992, Mckinley, 1998).

### EXPERIENCIA DE INTEGRACIÓN EN EL MERCOSUR

El desarrollo futuro de la utilización y el comercio del gas natural en América Latina en la próxima década será fuertemente influenciado por Brasil, en vista de la importancia relativa de su economía en la región. Actualmente, en ese país se está elaborando un plan ambicioso para aumentar la generación eléctrica basada en gas en los próximos años, para reducir la fuerte dependencia de generación hidroeléctrica, principal fuente de energía eléctrica en la actualidad. Parece que

se ha admitido que la hidroelectricidad en Brasil no podrá seguir satisfaciendo las necesidades energéticas durante los años de baja precipitación, y que se debe desarrollar con urgencia una generación eléctrica basada en gas natural.

En el Cono Sur los acuerdos para el abastecimiento de gas entre Argentina y Chile<sup>9</sup>, Argentina y Uruguay<sup>10</sup>, Argentina y Bolivia<sup>11</sup> o entre Bolivia y Brasil<sup>12</sup>, así como la propuesta de acuerdo sobre integración energética entre los países del Mercosur, han permitido la proliferación de proyectos de interconexión, mientras que la construcción y operación de muchos de ellos comienzan a dar resultados concretos en el comercio de gas mediante la formalización de contratos de compra-venta. En la mayoría de los países latinoamericanos se continuará con la misma tendencia (con Brasil y Chile encabezando el proceso), lo que resultará en una participación mayor para el gas natural en la matriz energética. Al igual que en muchas otras regiones del mundo, el desarrollo inicial de la generación eléctrica basada en combustibles de gas llevará a un mayor consumo para utilización industrial, comercial y residencial.

La integración del gas en la región podría enfrentarse a varias limitaciones debidas a la resistencia al proceso de liberalización en los países y a la creciente participación de los actores privados en varias actividades de la cadena. En Argentina, donde los mercados de transmisión y distribución estaban completamente abiertos al capital privado, se ha adelantado un amplio debate entre el ente regulador Energás, las empresas de transmisión, los distribuidores, los comercializadores y los consumidores, sobre la manera en que los impuestos a las empresas establecidos en la regulación afectarán la rentabilidad y obstaculizarán inversiones futuras.

A propósito del Brasil, surgen también algunas preguntas acerca de las señales reales que transmite el gobierno para abrir sus mercados de gas. Algunos analistas de la industria creen que un fuerte papel del Estado y las autoridades federales,

9 Protocolo sustitutivo del Protocolo n° 2 del Acuerdo de complementación económica n° 16: Normas que regulan la interconexión gasífera y el suministro de gas natural, julio de 1995.

10 Acuerdo complementario al acuerdo de abastecimiento de gas argentino, julio de 1991.

11 Acuerdo de alcance parcial sobre integración energética, febrero de 1998.

12 Los antecedentes se remontan a veinticinco años de negociaciones y acuerdos entre distintos gobiernos de ambos países.



además de las funciones de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) y el poder de Petrobrás, complicarán y atrasarán la ejecución completa de la reforma del mercado, lo que podría desacelerar el desarrollo de la penetración del gas natural en el mismo.

Los principales acuerdos que se han dado en el marco del Mercosur se relacionan a continuación:

1. *Interconexión Bolivia-Argentina.* El gasoducto Yabog fue construido (1971) por la empresa de ese nombre, constituida originalmente por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la Bolivian Gulf Oil Co., que fue nacionalizada en 1969. La operación estuvo a cargo de YPFB a partir de 1972. Luego de la capitalización de YPFB el gasoducto pasó a ser propiedad de Transredes S.A., constituida por Enron (25%), Shell (25%), fondos de pensiones (34%) y el resto de ex empleados de YPFB (16%). En el tramo argentino, el ducto fue propiedad de YPF hasta las privatizaciones a principios de los años noventa, cuando el gasoducto pasó a ser una concesión operada por Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN). El gasoducto entre Bermejo en Bolivia y Ramos en Argentina es operado desde 1988 por la empresa Pluspetrol y se encuentra conectado con el Gasoducto Norte en Argentina.
2. *Interconexión Argentina-Chile.* Desde diciembre 1996 está en operación el gasoducto Magallanes 1, destinado al abastecimiento de la segunda planta de metanol perteneciente a la empresa canadiense Methanex. Las empresas propietarias de los ductos son YPF de Argentina y Enap de Chile, que poseen el 100% del paquete accionario en cada país. La exportación es realizada por YPF y otras empresas por un volumen autorizado (decreto 584/95) de 2,0 MMmcd hasta un total de 15.330 MMmc. Desde mediados de 1997 está operando el gasoducto de GasAndes, cuyo suministro reemplaza el gas de ciudad fabricado a partir de nafta y biogás, y que se distribuía a través de la red de Gasco previéndose ampliaciones de 6.000 km de ductos (MM US\$400) por Metrogás.

También suministrará gas a la Central Nueva Renca para generación eléctrica (MM US\$215). La inversión en el gasoducto y los ramales es de US\$806 millones y está integrada por un consorcio de empresas de Canadá (Novacorp, 56,5%), Argentina (Compañía General de Combustibles, 13,5%) y Chile (Metrogás, 15% y Chilgener, 15%). La exportación es realizada por

P. Santa Fe y otros (2,5 MMmcd hasta un total de 17.030 MMmc), Total, Bidas y otros (1,6 MMmcd hasta un total de 10.000 MMmc) e YPF (1,8 MMmcd hasta un total de 9.855 MMmc) lo que hace un total autorizado de 5,9 MMmcd (res. S. E. 140/96, 200/97 y 142/98)

Adicionalmente se encuentra en una etapa avanzada de construcción, por parte de la Empresa Electrogás, un ramal de 115 km desde Santiago a la Quinta Región, con una inversión de US\$100 millones de dólares que atenderá la demanda industrial de Valparaíso y Viña del Mar y a dos centrales termoeléctricas.

3. *Interconexión Argentina-Uruguay*. El 23 de octubre de 1998 se inauguró el gasoducto del Litoral-Puente Internacional. El proyecto está destinado a proveer de gas natural a la ciudad de Paysandú en Uruguay desde Entre Ríos en Argentina. Los primeros beneficiarios son el parque industrial y una central térmica, y luego se extenderá a los usuarios residenciales. Para la distribución se estiman ramales de 20 km. La exportación será realizada por PetroUruguay desde la cuenca neuquina en Argentina por un volumen autorizado (res. S. E. 447/98) de 0,2 MMmcd hasta un total de 730 MMmc.
4. *Interconexión Bolivia-Brasil*. En febrero de 1999 se inauguró el gasoducto Santa Cruz-San Pablo. La participación accionaria de la empresa boliviana Gas Transboliviano S.A. (GTB) se distribuye entre Transredes (51%), Enron (17%), Shell (17%), Petrobrás (9%) y British Gas (2%), El Paso (2%) y BHP (2%). Se estima que las ventas de gas de Bolivia a Brasil generarán a partir del año 2000 entre 400 y 500 millones de dólares anuales. En Brasil, la participación accionaria de la empresa Transportadora Brasileña de Gas (TBG) se distribuye entre Petrobrás (51%), British Gas (8,33%), El Paso (8,33%), BHP (8,33%), Transredes (12%), Enron (4%), Shell (4%) y empresas privadas de Brasil (4%). El gasoducto tendrá también derivaciones para Belo Horizonte y Porto Alegre.

Las principales interconexiones que se encuentran proyectadas son:

1. *Interconexión Argentina-Chile*: gasoducto Atacama, gasoducto Magallanes  
2, gasoducto Norandino, gasoducto del Pacífico.
2. *Interconexión Argentina-Uruguay*: gasoducto del Litoral-Subfluvial, gasoducto Cruz del Sur.

3. *Interconexión Argentina-Brasil. Gasoducto Gaucho.*
4. *Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil. Gasoducto del Mercosur.*

## CONCLUSIONES

Analizados los mercados de gas natural en Colombia y Estados Unidos, y después de descubrir su potencial, parece importante impulsar al país hacia el comercio exterior de este energético.

Conociendo la situación energética de Estados Unidos, no es difícil pensar en las posibilidades de expansión del gas colombiano. Un tratado de libre comercio no abriría las puertas para exportar gas natural hacia el mercado estadounidense, por la sencilla razón de que las puertas ya están abiertas. Lo que se puede buscar es una mejora marginal para esas exportaciones y la posibilidad de dar salida a los servicios de ingeniería y consultoría que se necesitan para implementar tecnologías que utilicen este energético en Estados Unidos (el problema de las visas).

Lo verdaderamente importante es que las condiciones para exportar gas natural desde Colombia hacia Norteamérica ya están dadas. Estados Unidos se muestra dispuesto a recibir gas proveniente de Latinoamérica sin poner mayores objeciones a la entrada de este energético. Existen los medios de transporte suficientes para una interconexión, y lo primordial es que la regulación estadounidense en materia de gas natural facilita la entrada de nuevos competidores nacionales y extranjeros.

Con tratado de libre comercio o sin él, lo que se debe aprovechar es la atracción de inversión extranjera que sea capaz de incrementar los hallazgos de gas natural y con ello desarrollar nuevas reservas que permitan la exportación de este energético. En principio, la exportación se llevaría a cabo por medio de gas natural licuado, que llegaría a los estados más deficitarios y con mayores necesidades energéticas como la Florida, Georgia y Virginia, que tienen estaciones de recepción para la regasificación del gas que llega actualmente de diferentes países, y que además proyectan construir más estaciones, sin necesidad de que entre los países exista un tratado de libre comercio.

Para hacer realidad este proyecto exportador, Colombia necesita desarrollar sus reservas. Lo cierto es que existe el potencial para incrementarlas; desde

2003 Ecopetrol basa su estrategia exploratoria en el *offshore* colombiano, zona que se caracteriza por su alto potencial de albergar crudos livianos y gas.

Esta zona se encuentra localizada entre Islas del Rosario, en Cartagena, y el Cabo de la Vela, en La Guajira, y se ha caracterizado por ser altamente prospectiva. Sin embargo, la realidad de la exploración muestra que en todo el Caribe colombiano se han perforado sólo diecisiete pozos, el último de los cuales se finalizó hace más de veinte años

Según la revista *Carta Petrolera*, en sus números 108 y 109, en 2002 Ecopetrol realizó batimetría de alta resolución y corazonamientos del fondo marino, acciones que arrojaron indicios de que en el *offshore* colombiano existe una geología adecuada para un potencial sistema petrolífero. Las informaciones preliminares indican que se puede encontrar 50% de gas y 50% de aceite; es posible hallar cualquiera de los dos, pero lo más importante es que hay un ambiente geológico que permite obtener acumulaciones grandes.

Se espera que acudan grandes inversionistas extranjeros y nacionales; el país requiere de la inversión, tanto en capital físico como humano, y de la tecnología para el desarrollo de la cadena gasífera en todos sus segmentos: extracción, producción, comercialización, transporte y distribución.

Queda claro que aun sin un tratado de libre comercio, Colombia cuenta con las condiciones favorables para exportar gas natural hacia Estados Unidos. En este aspecto cabe anotar que bajo un escenario de negociación, prácticamente lo único que Colombia podría negociar sería la reducción del bajo arancel existente actualmente.

Por último, una posible estrategia de negociación se basa en la necesidad del país de utilizar prioritariamente el recurso para el desarrollo y fortalecimiento del mercado interno. De manera no excluyente, los excedentes exportables permitirían desarrollar los vínculos, hasta ahora inexistentes, con un mercado internacional de gas natural en expansión, con prelación de los países de la subregión andina (Venezuela, Ecuador, Perú, Bolivia) y Panamá. De este modo, el desarrollo y fortalecimiento del mercado subregional andino se constituye en una prioridad de la estrategia negociadora con Estados Unidos, máxime en un marco ampliado de negociación como el que adelantan Colombia, Ecuador y Perú.

Puesto que los beneficios del tratado de libre comercio son marginales (bajar un arancel ya pequeño) o fáciles de revertir posteriormente (visas), Colombia

debe tener cuidado en no ceder en cuestiones importantes para alcanzar tan magros beneficios.

## BIBLIOGRAFÍA

- BLANCO, IGNACIO (2002). “Interconexión energética regional. Oportunidades, impactos y barreras”, tercer Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, Bogotá, 22-24 abril.
- CAMPODÓNICO, HUMBERTO (1999). “La industria del gas natural y su regulación en América Latina”, *Revista de la Cepal*, 68.
- COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE) (2001). “Presente y futuro de la regulación el gas natural en México”. Presentación del comisionado Javier Estrada en el foro: El gas natural en el futuro de la energía en México, México, 3 de diciembre.
- FLÓREZ, LUIS BERNARDO (1986). *Desarrollo y política económica en economías minero-exportadoras*, Bogotá, Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID), Universidad Nacional.
- JESS, MARGARET (1997). “Restructuring Energy Industries: Lessons from Natural Gas”, *Natural Gas Monthly*.
- MERCOSUR (1998). Grupo Mercado Común. Subgrupo de Trabajo No. 9, Energía. Grupo de tareas a programas energéticos del Mercosur. Tema prioritario A del SGT-9, Resolución MERCOSUR/GMC/Res No. 150/96. INFORME SGT-9/GT A 1/98 junio de 1998.
- OLADE-CEPAL-GTZ (2001). “Los mercados del gas en la Comunidad Andina: desarrollo y perspectivas de integración”. En <http://www.olade.org.ec/DocumentosEInformes/Capitulo6.htm> 9/05/04, 11:30. Quito.
- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ELECTRICIDAD (OLADE) (2001). “Estudio para la integración del mercado de gas natural en América del sur”. Informe final.
- PETROLEUM ECONOMIST*, Vol. 70, nº 5, “Reserves growth accelerates”, London, Fulbright & Jaworski, pp. 3-4. mayo 2003. United States of America
- \_\_\_\_\_ Vol. 70, nº 2, “Gas demand drives grid growth”, London, Fulbright & Jaworski, febrero de 2003, pp. 16-18. United States of America
- \_\_\_\_\_ Vol. 70, nº 1, “US Gas on a tightrope”, London, Fulbright & Jaworski, enero de 2003, pp. 5-6. United States of America
- Oil & Gas Journal*, Vol. 100, nº 49, “Uncertain future looms for North America’s intertwined gas natural and power markets”, diciembre de 2002, pp. 20-28.

Upme (2002). “Estudio posibilidades de interconexión gasífera Colombia Venezuela”, Resumen ejecutivo, informe final, Bogotá, septiembre.

#### PÁGINAS WEB

<http://www.creg.gov.co/index.html>

<http://www.ecopetrol.com.co>

<http://www.upme.gov.co>

[http://www.ecogas.com.co/subseccion.asp?id=15,](http://www.ecogas.com.co/subseccion.asp?id=15)

<http://www.naturalgas.org>

<http://www.aga.org/PublicInfo/UsingNaturalGas/>

<http://www.etde.org/abtetde/icgti.html>

<http://www.netl.doe.gov/scng/index.html>

<http://www.cnie.org/NLE/CRS/abstract.cfm?NLEid=16791>

<http://www.aga.org/IssueFocus/>

<http://www.iea.org/pubs/studies/files/ngprice/ngprice.htm>

<http://www.eia.doe.gov>

<http://www.nrcan.gc.ca/es/erb/ngd>

<http://www.creg.gov.co/index.html>

<http://www.ecogas.com.co/subseccion.asp?id=15>

# Petróleo

JUAN CARLOS CÁRDENAS • ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ

■  
JUAN CARLOS CÁRDENAS.

Economista, Universidad Nacional de Colombia.

ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ

Ph.D en economía, Universidad de Campinas, Brasil.

---

■



Colombia y Estados Unidos se encuentran actualmente negociando el tratado de libre comercio (TLC), que representa grandes retos y oportunidades para todos los sectores económicos del país, especialmente el petrolero, principal exportador de productos hacia la unión americana.

El petróleo posee un mercado mundial desarrollado, que se caracteriza por estar muy concentrado en cada segmento de la cadena e integrado verticalmente. Estados Unidos es el principal consumidor de petróleo y, a pesar de ser el tercer productor mundial, depende en gran parte de importaciones para satisfacer su demanda interna. Colombia, por el contrario, mantiene un nivel de consumo moderado que le permite exportar buena parte de su producción de crudo y derivados.

La falta de sustitutos que a mediano plazo puedan desplazar al petróleo como el principal energético, hacen del TLC una oportunidad para que Colombia pueda entrar sin restricciones al mayor mercado del mundo. En este capítulo se identifican las posibilidades que un TLC genera para los productos petroleros exportados por nuestro país, construyendo una matriz en la que se identifica el potencial petrolero de cada estado norteamericano, y se compara frente a su demanda de crudo y derivados, para encontrar los diez mercados más importantes.

En el capítulo se describen las características del mercado petrolero estadounidense y colombiano, construyendo la matriz producción-consumo mencionada, con especial énfasis en la regulación que existe para establecer las posibles restricciones que pueden presentar al comercio binacional. Además, se revisan los acuerdos petroleros firmados entre sí y con terceros, a fin de identificar los éxitos y fracasos en el proceso de integración del sector. Por último, se presentan unas breves conclusiones en las que se expresan las posibles oportunidades de negocios que el sector petrolero colombiano posee dentro del mercado estadounidense, así como los posibles obstáculos que se pueden encontrar.

## EL MERCADO DE ESTADOS UNIDOS

Desde la segunda guerra mundial, Estados Unidos se encuentra dividido en cinco distritos para la administración de sus recursos petroleros, conocidos como Petroleum Administration for Defense Districts (PADD), división que se utilizará para facilitar el análisis teniendo en cuenta que estos distritos tienen marcadas diferencias en cuanto a reservas, producción, consumo y capacidad de refinación. En el mapa 1 se observa la ubicación de cada uno ellos y los estados que los conforman.

Según la Energy Information Administration (EIA), Estados Unidos posee reservas de petróleo cercanas a los 21,4 billones de barriles, que están concentradas en cuatro estados que tienen más del 80% de las reservas totales: Texas (22%, incluyendo las reservas en el golfo de México), Alaska (20%), Luisiana (20%, incluyendo las reservas en el golfo de México) y California (18%, incluyendo las reservas *offshore*).

Las reservas por PADD se concentran en los PADD III y V, que mantienen el 84,7% del total (véase la gráfica 1). Esta característica no sólo determina la capacidad de producción de cada uno de los PADD, sino también su dependencia del comercio interno de petróleo y de las importaciones.

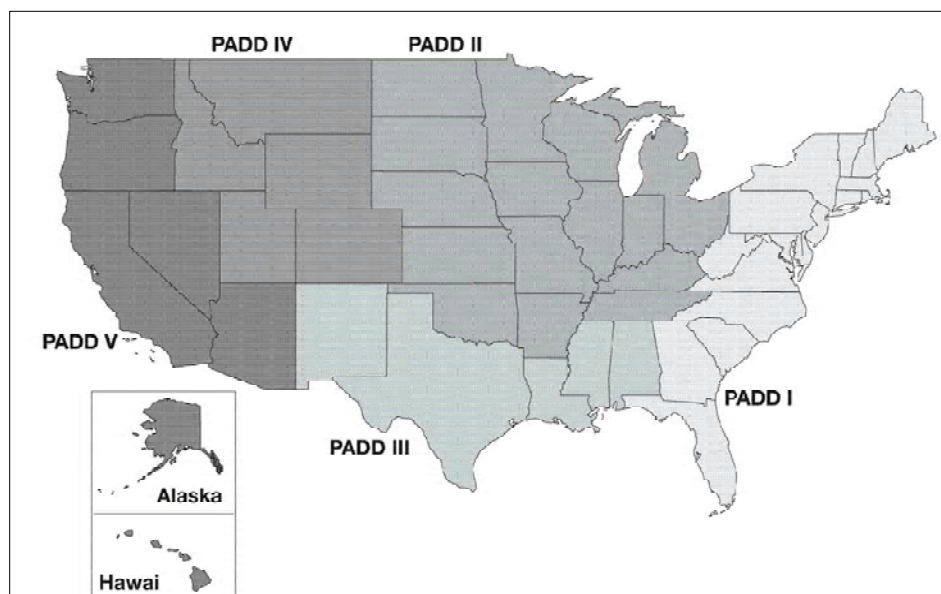
En Estados Unidos, el golfo de México representa la zona de mayor producción petrolera con un promedio de 1,5 mmbbl/d (millones de barriles al día) para 2005 (20,3% del total), seguida por Texas con 1,1 mmbbl/d (igual a la anterior) (13,9%)<sup>1</sup>, Alaska con 886.000 bbl/d (barriles al día) (12%), California con 656.000 (8,6%) y Luisiana con 228.000 bbl/d (3,1%).

Estados Unidos es el mayor consumidor de petróleo en el mundo: en 2005 su demanda alcanzó 20,6 mmbbl/d. Desde la época del embargo petrolero en los años setenta, el transporte ha sido el uso más importante que se le ha dado al petróleo, y aunque se han impulsado políticas federales para sustituir el consumo de gasolina en los automóviles, el alto costo que implica el cambio tecnológico y los bajos precios de la gasolina por milla recorrida frente a otros combustibles han llevado a que todos los esfuerzos sean infructuosos.

<sup>1</sup> La producción de Texas y Luisiana no incluye *offshore*, dado que ésta pertenece a la zona del golfo de México.

## MAPA 1

## PETROLEUM ADMINISTRATION FOR DEFENSE DISTRICTS (PADD)



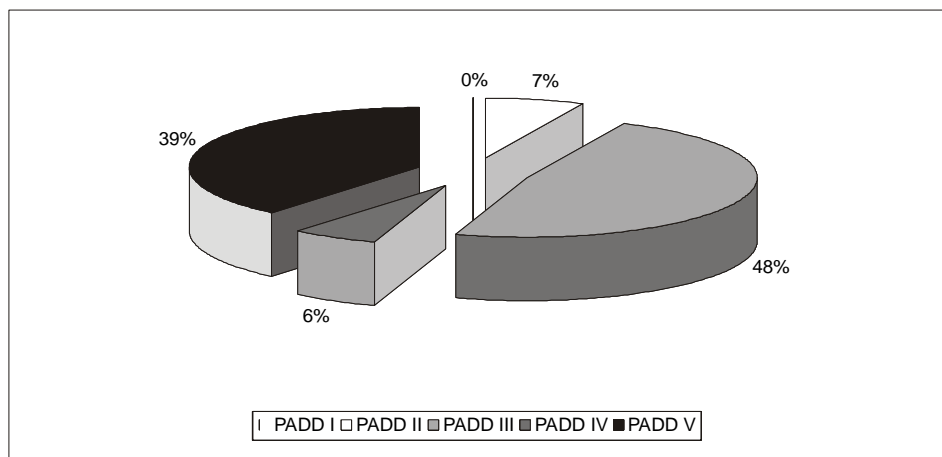
Fuente: [www.bpamoco.com](http://www.bpamoco.com)

- PADD I (costa este): está conformado por los estados de Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, Vermont, Delaware, Distrito de Columbia, Maryland, Nueva Jersey, Nueva York, Pennsylvania, Florida, Georgia, Carolina del Norte, Carolina del Sur, Virginia y West Virginia.
- PADD II (medio oeste): conformado por Illinois, Indiana, Iowa, Kansas, Kentucky, Michigan, Minnesota, Missouri, Nebraska, Dakota del Norte, Dakota del Sur, Ohio, Oklahoma, Tennessee y Wisconsin.
- PADD III (costa del golfo): conformado por Alabama, Arkansas, Luisiana, Mississippi, Nuevo México y Texas.
- PADD IV (Montañas Rocosas): conformado por Colorado, Idaho, Montana, Utah y Wyoming.
- PADD V (costa oeste): conformado por Alaska, Arizona, California, Hawaii, Nevada, Oregon y Washington.

Los llamados consumos estacionales del petróleo (casas, edificios de apartamentos, colegios, plantas generadoras de energía e industria) han logrado una reducción desde la década de los setenta, en gran parte debido a la sustitución por gas natural; hoy, el consumo estacionario de petróleo se ubica entre los 6,5 y 7 mmbbl/d. Así, mientras del total de energía que se utiliza para el transporte el

GRÁFICA 1

## RESERVAS DE PETRÓLEO POR PADD



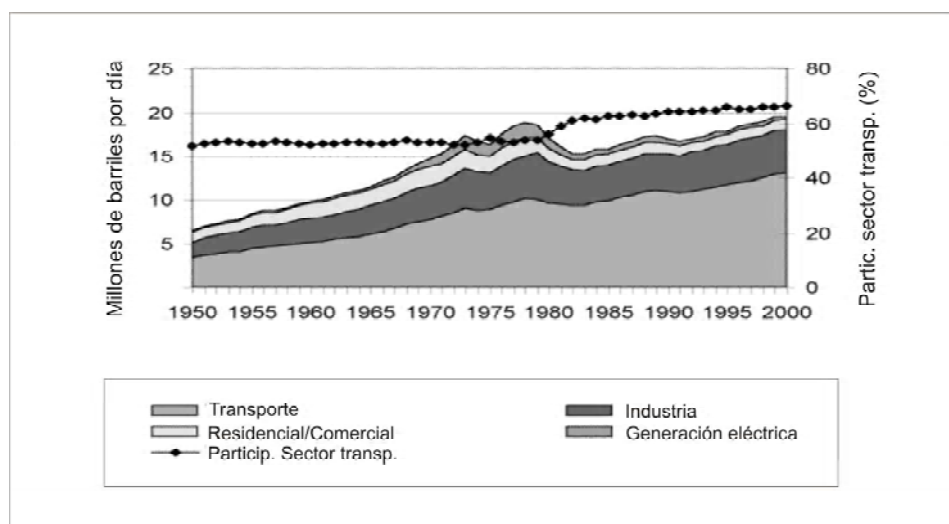
Fuente: elaboración propia con datos tomados de BP Amoco, *Statistical Review of World Energy*, 2000. En <http://www.bp.com/statisticalreview2004>

petróleo representa el 95%, en los usos estacionarios provee menos del 20%, casi un 30% menos que en 1973. En la gráfica 2 se presenta la evolución del consumo de petróleo por sector desde 1950 hasta 2000.

El consumo de productos derivados del petróleo está encabezado por la gasolina con un 44% del total, constituyéndose como el producto más importante de la industria petrolera desde los años veinte. La gasolina se utiliza básicamente para transporte, y su elevado consumo se explica en gran parte por la obsesión de los estadounidenses por vehículos que consumen grandes volúmenes de combustible para su desplazamiento. Aunque después del embargo petrolero de los años setenta los modelos de carros en Estados Unidos propendieron al ahorro en el consumo de gasolina, desde inicios de los años noventa se ha visto un aumento de la demanda por vehículos tipo *pick-up* y deportivos, los cuales recorren en promedio 20,7 millas por galón, mientras un vehículo normal recorre mínimo 27,5 millas por galón.

Debido a los grandes niveles de contaminación de algunas regiones del país, el gobierno ha establecido para éstas una “gasolina reformulada”. En este tipo de combustible participa el 30% del total de la gasolina consumida, y desde su

## GRÁFICA 2

ESTADOS UNIDOS, DEMANDA DE PETRÓLEO POR SECTOR,  
1950-2000

Fuente: [http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/analysis\\_publications/oil\\_market\\_basics/Supply\\_text.htm#Where%20Oil%20Comes%20From](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/oil_market_basics/Supply_text.htm#Where%20Oil%20Comes%20From)

implantación se han presentado grandes problemas en el comercio interno de combustibles debido a las diferentes especificaciones por región, siendo más evidentes en las estaciones de invierno y verano.

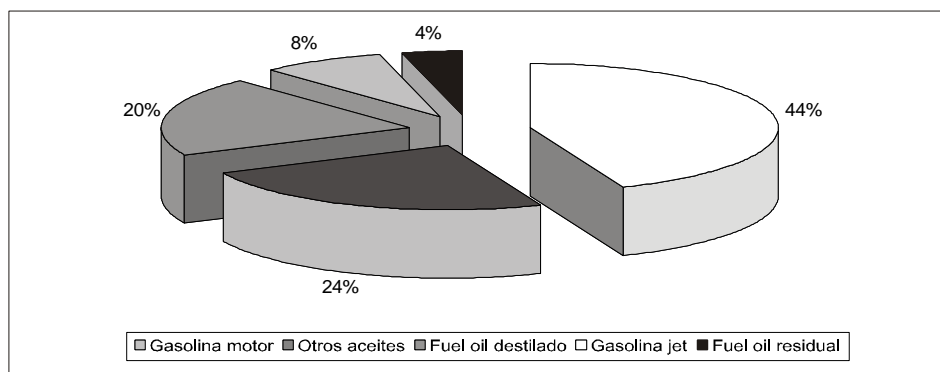
El *destillate fuel oil* (denominación que incluye varios derivados de petróleo, entre ellos los combustibles diesel y de calefacción) es el segundo uso en importancia que se le da al petróleo. A diferencia de la gasolina, que se utiliza casi exclusivamente para transporte, el *destillate fuel oil* se utiliza para la calefacción de hogares, industria, generación eléctrica y como diesel en los vehículos. No obstante, en las últimas décadas se ha visto una disminución de su uso residencial debido a la sustitución por gas natural en algunos estados; sin embargo, la zona noreste y especialmente el estado de Nueva Inglaterra aún dependen de este combustible para la calefacción de sus hogares, lo cual hace a sus habitantes muy vulnerables a los choques petroleros que puedan presentarse.

El combustible *Jet* es el tercer uso más importante del petróleo en Estados Unidos; al igual que la gasolina, su uso es casi exclusivo para transporte<sup>2</sup>. El *fuel oil* residual (productos que son residuos de los destilados) posee una participación del 4% del consumo total, aunque en los años setenta su participación superaba el 20%. En la actualidad se utiliza para la generación eléctrica y como combustible en grandes tanqueros y barcos.

El consumo de *fuel oil residual* utilizado para la generación eléctrica se ha visto afectado por el aumento de la participación del gas natural, al igual que por las restricciones ambientales aplicadas a su uso. En la gráfica 3 se observa la participación de cada producto dentro del total de consumo de la nación.

En Estados Unidos el consumo de petróleo y sus derivados presenta grandes estacionalidades, por ejemplo: en épocas de invierno la demanda por *destillate fuel oil* destinado a la calefacción de hogares aumenta, siendo la región noreste la que más concentra su consumo. En cuanto a la gasolina, durante los meses de enero y febrero su consumo cae entre un 7-8% del promedio anual, a diferencia del verano (julio/agosto) cuando su demanda se incrementa en un 4% sobre el promedio anual.

GRÁFICA 3  
USOS DEL PETRÓLEO EN ESTADOS UNIDOS



Fuente: elaboración propia con datos tomados de la Energy Information Administration (EIA). En [http://www.eia.doe.gov/oil\\_gas/petroleum/info\\_glance/crudeoil.html](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/info_glance/crudeoil.html)

2 Es importante resaltar que aun cuando es el combustible de la aviación comercial, los aviones militares utilizan uno diferente.

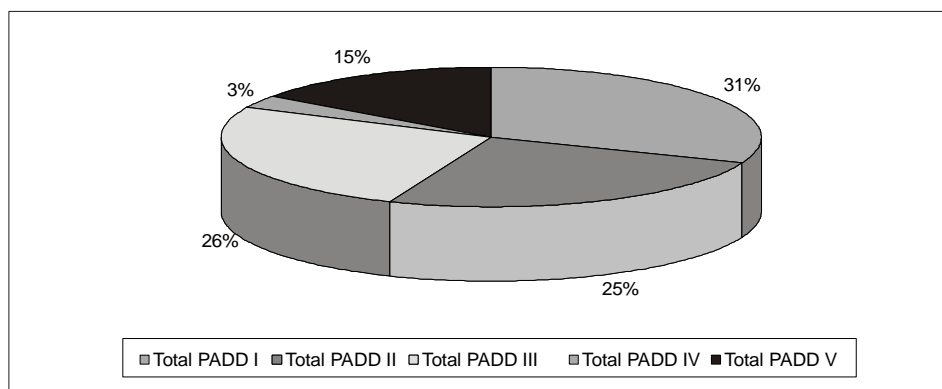
Las distintas regiones (PADD) del país difieren en su consumo de petróleo, siendo sus determinantes el nivel de producción y su actividad económica, aunque también influyen los sustitutos que se posean, el sistema de transporte, la geografía de la región, etcétera. La región noreste (PADD I) tiene el mayor nivel de consumo en términos absolutos; sin embargo, en términos per cápita, las regiones de la costa este, medio oeste y costa oeste poseen prácticamente el mismo volumen de consumo, siendo las de la costa del golfo y las rocosas las de menor consumo per cápita.

La región del golfo, corazón petrolero de la Unión, utiliza el 25% de su petróleo en la industria petroquímica para la producción de plásticos, poliuretanos y fibras sintéticas. La región de las rocosas presenta un consumo de gasolina bastante especial, ya que aunque mantiene bajos niveles del mismo en términos absolutos, su consumo per cápita es relativamente alto, ya que debido a su geografía los habitantes tienen que recorrer grandes distancias para desplazarse a sus hogares, lugares de trabajo, estudio u otros (véase la gráfica 4).

Los grandes requerimientos de productos refinados crean una demanda de petróleo crudo que desborda las capacidades de producción, razón por la cual Estados Unidos importa grandes cantidades para cargar sus refinerías. Ac-

GRÁFICA 4

ESTADOS UNIDOS, CONSUMO DE PETRÓLEO POR REGIONES



Fuente: elaboración propia con datos tomados de BP Amoco, *Statistical Review of World Energy*, 2000. En <http://www.bp.com/statisticalreview2004>

tualmente, como durante casi todo el siglo xx, Estados Unidos es el mayor importador de petróleo en el mundo. Durante 2004 las importaciones totales alcanzaron los 12,8 mmbd (10,04 mmbd de crudo y 2,86 mmbd de derivados), lo que representa el 62,8% de consumo total del país.

Canadá es el mayor proveedor de petróleo (crudo y derivados) de la unión americana; durante el 2005 las importaciones provenientes de ese país alcanzaron los 1,61 mmbd, seguido por México (1,59 mmbd), Arabia Saudita (1,48 mmbd), Venezuela (1,29 mmbd) y Nigeria (1,09 mmbd).

Las importaciones estadounidenses de petróleo muestran una gran dependencia por los recursos localizados en el golfo Pérsico: en el 2004, 2,3 mmbd provenían de esta región (18,8% del total de las importaciones), lo cual muestra la vulnerabilidad de este país a los problemas que puedan afectar la industria petrolera de esta zona del mundo<sup>3</sup>. Por esta razón, Estados Unidos ha implementado una política petrolera cuyo objetivo principal es disminuir la dependencia del petróleo localizado en el Medio Oriente, enfocándose en los recursos petrolíferos del hemisferio occidental. Sin embargo, la mayor dependencia del petróleo occidental plantea nuevos problemas, pues la cercanía al recurso dificulta las respuestas a choques de oferta a corto plazo; prueba de ello ha sido la vulnerabilidad del país ante los estragos causados a la industria petrolera ubicada en el mar Caribe por los huracanes Iván, Katrina y Rita.

En cuanto a las importaciones de petróleo, el crudo ha mostrado una tendencia al aumento, debido a la caída de la producción nacional y a la creciente demanda del país. Las importaciones de productos derivados se han mantenido relativamente estables en los últimos años, como un reflejo de los cambios estructurales que ha sufrido el consumo de éstos en los estados de la Unión. El *fuel oil residual*, que representaba gran parte de las importaciones de derivados, ha sido sustituido por gas natural en la generación de energía, reduciendo el volumen de sus importaciones. En su lugar, ahora Estados Unidos importa mayor cantidad de derivados que son utilizados como insumos de la industria petrolera para producir gasolina normal y reformulada, un ejemplo de ello son las naftas vírgenes.

3 Estados Unidos no es el único país del mundo que ha visto aumentar su dependencia de los recursos petroleros del Medio Oriente; del total de importaciones de la región Asia-Pacífico, un 90% provienen de esta región, las cuales representa un 50% del consumo total de sus habitantes.

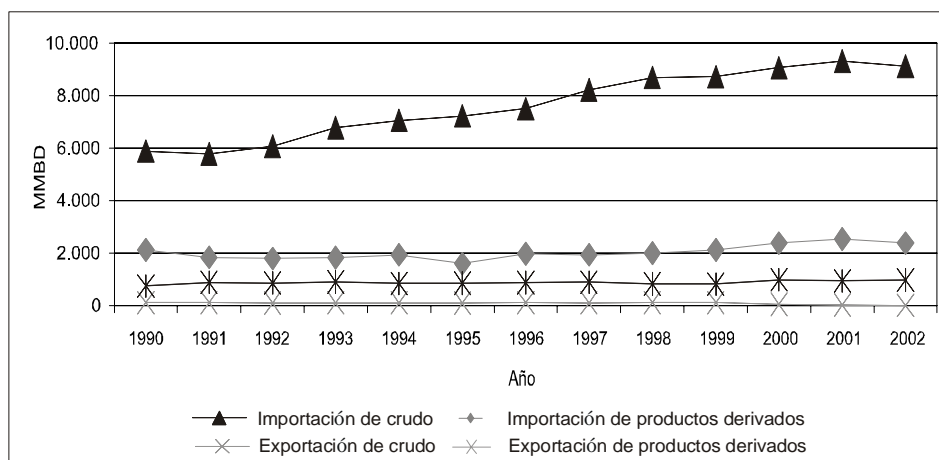


A pesar de que Estados Unidos es el mayor importador de petróleo, algunas condiciones especiales de logística, calidad y regulación hacen que el país pueda exportar alrededor de 1 mmbd, siendo los productos derivados los que más pesan (véase la gráfica 5). Las exportaciones de gasolina se han visto estimuladas especialmente por el aumento de la demanda por gasolina reformulada, lo cual crea excedentes de combustible tradicional que el país puede exportar, sustituyendo importaciones por exportaciones.

Durante los últimos años, las exportaciones de petróleo han ayudado a aumentar la eficiencia del mercado en Estados Unidos, siendo los consumidores los más beneficiados de este proceso debido a pequeñas reducciones de precios que se presentan en algunos estados.

GRÁFICA 5

ESTADOS UNIDOS, EXPORTACIONES E IMPORTACIONES  
DE PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS, 1990-2002



Fuente: elaboración propia con datos tomados de BP Amoco, *Statistical Review of World Energy*, 2000. En <http://www.bp.com/statisticalreview2004>

### ESTRUCTURA DEL SECTOR PETROLERO ESTADOUNIDENSE

Estados Unidos es sede de las dos compañías petroleras más grandes del mundo Chevron/Texaco y Exxon/Mobil, que junto con BP-Amoco y la Royal Deutch

Shell, dominan más del 50% del mercado petrolero (reservas, producción, refinación y comercialización). Estas empresas se caracterizan por estar integradas verticalmente y vender sus productos con marcas propias en el mundo.

Por otra parte, en Estados Unidos están las llamadas compañías independientes, que reciben este nombre por no ser filiales de las grandes empresas petroleras y no poseer un mercado internacional para sus productos; no obstante, en muchos casos se encuentran integradas verticalmente y se dedican a atender pequeños mercados con productos de marcas propias. Las empresas independientes pueden ser de capital privado o público; las más importantes son la Tosco, la Phillips y Petróleos de Venezuela SA (PDVSA).

Dentro de los segmentos del *upstream* (exploración, producción y transporte de crudo) se ha visto una disminución de las inversiones de las grandes compañías dentro de Estados Unidos, las cuales han desplazado sus recursos a regiones menos exploradas y con mayor prospectiva petrolera como África occidental y el mar del Norte; los esfuerzos dentro del país se concentran en la producción *offshore* en la región del golfo y en el desarrollo de nuevas tecnologías que han permitido la exploración en nuevas áreas y la recuperación de reservas remanentes que anteriormente no se podían explotar. La caída de la inversión petrolera en *upstream* por parte de las grandes empresas ha sido sustituida por el aumento de la exploración realizada por las compañías independientes, las cuales utilizan los estímulos dados por la regulación federal para quienes desarrollen nuevas reservas.

El transporte de crudo se encuentra dominado por las grandes compañías, las cuales poseen los oleoductos que conectan a las zonas de producción con las refinerías del país.

Respecto a los segmentos del *downstream* (refinación, comercialización y transporte de derivados), Estados Unidos ha visto disminuir su capacidad de refinación desde inicios de los años ochenta, debido a la desregulación del mercado (eliminación del control de precios y subsidios) que ha hecho insostenibles las pequeñas refinerías que existen en el país. Entre 1988 y 1994, según cifras de la EIA, la industria petrolera estadounidense perdió 1,6 mmbd de capacidad de refinación, lo cual representa un 10% de su capacidad actual. Algunas de las refinerías cerradas fueron las más pequeñas que eran poco competitivas en sus mercados; otras cerraron por su bajo nivel de utilización y por su incapacidad de

adaptarse a los nuevos requerimientos ambientales impuestos en los ámbitos federal y estatal.

A pesar de los cierres de refinerías, y a que no se han construido nuevas desde hace casi treinta años, la capacidad de refinación de Estados Unidos ha aumentado por la ampliación de la capacidad en las refinerías que aún se mantienen abiertas. Entre 1990-1998, ésta aumentó un 28% gracias a dichas ampliaciones.

Aunque las limitaciones financieras, ambientales y legales hacen prever a la EIA que no se construirán nuevas refinerías en los próximos años, las constantes ampliaciones pueden garantizar un aumento de la capacidad de refinación a largo plazo.

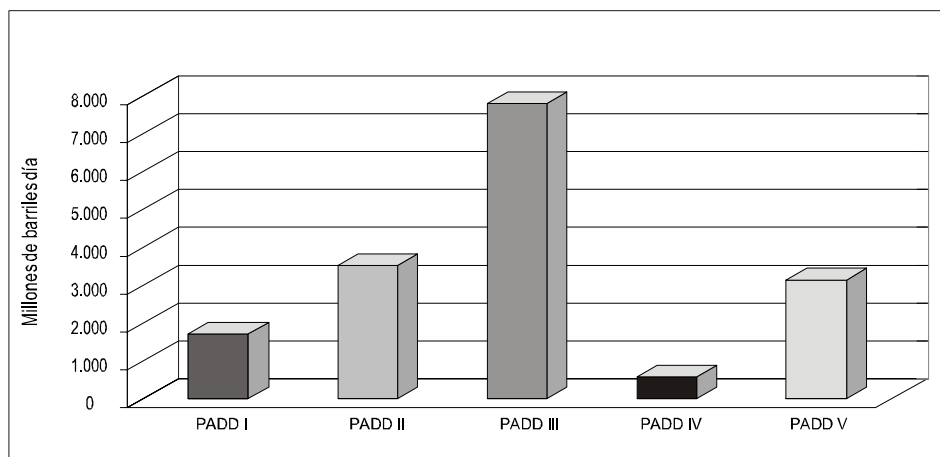
En cuanto a la refinación por regiones, la costa del golfo, corazón petrolero de Estados Unidos, concentra la mayor capacidad de refinación del país, debido a su cercanía con el recurso. Esta región supe al país de los derivados del petróleo, siendo sus mercados principales la costa este (50% de los derivados que consume) y el medio oeste (20% de los derivados que consume). En la gráfica 6 se pueden observar las capacidades de refinación por PADD en Estados Unidos.

El transporte de derivados por poliductos está concentrado en las grandes empresas propietarias de las refinerías y de las redes de distribución nacional, aunque el transporte por carretera y fluvial posee buena parte del mercado gracias a las características de las vías de comunicación del país.

El segmento de comercialización ha sufrido cambios importantes debido a las nuevas estrategias de negocios que han establecido las grandes compañías, las cuales se han retirado de los pequeños mercados regionales para concentrarse en los grandes que generan mayores beneficios, por medio de la venta de sus negocios regionales a compañías independientes, las cuales han establecido *joint venture* entre sí para poder cumplir con las significativas inversiones que representan sus nuevos portafolios; debido a esto, compañías que hasta hace unos pocos años eran insignificantes en el mercado estadounidense han ganado terreno; tal es el caso de PDVSA, que hoy posee más del 13% del mercado de combustibles.

## GRÁFICA 6

## ESTADOS UNIDOS, CAPACIDAD DE REFINACIÓN POR REGIÓN, 2003



Fuente: elaboración propia con datos tomados de BP Amoco, *Statistical Review of World Energy*, 2000. En <http://www.bp.com/statisticalreview2004>

## MATRIZ PRODUCCIÓN-CONSUMO

A continuación se presenta la matriz producción-consumo construida a fin de identificar los posibles mercados para Colombia en el sector petrolero estadounidense (véase la tabla 1). Como se observa, todos los estados de la unión americana son un potencial mercado para los productos petroleros de Colombia; sin embargo, se identificarán aquellos que poseen un mayor potencial por su tamaño y crecimiento de la demanda a largo plazo.

La región nordeste, como se mencionó, posee el nivel más bajo de producción frente al más alto consumo, razón por la cual todos sus estados constituyen un mercado potencial, sin embargo, su baja capacidad de refinación hace imposible venderles petróleo crudo, razón por la cual es un posible mercado para los productos derivados exportados por Colombia, en especial la gasolina y el *fuel oil*, indispensable para la generación eléctrica de la región. En el presente estudio se toman como mercados potenciales los estados de Nueva York, Nueva Jersey, Colorado, Connecticut, Columbia y Florida, por ser los de mayor tamaño y con grandes posibilidades de crecimiento, además de estar ubicados más cerca de los puertos colombianos.

TABLA 1  
MATRIZ PRODUCCIÓN-CONSUMO

ESTADO	CONSUMOS (MGPD)				UPSTREAM PETROLERO				REFINERÍAS	
	PETRÓLEO	GASOLINA	DESTILLATE FUEL	JET FUEL	RESERVAS (MB)	PRODUCCIÓN (BPD)	NÚMERO	CAPACIDAD (BGD)	NÚMERO	CAPACIDAD (BGD)
Alabama	11,6	6,6	2,7	0,3	42	24.000	3	130.000	3	130.000
Alaska	5,9	0,7	1,3	2,8	4.851	984.000	6	358.978	6	358.978
Arizona	11,1	6,7	2,5	1,1	N.D.	170	0	0	0	0
Arkansas	8,2	3,8	2,4	0,1	43	20.000	2	69.800	2	69.800
California	75,6	40,5	11,2	11,2	3.627	707.000	21	1'989.807	21	1'989.807
Colorado	10	4,7	2	0,9	196	49.000	2	87.000	2	87.000
Connecticut	9,1	4,1	2,9	0,3	N.D.	N.D.	0	0	0	0
Delaware	3	1,1	0,4	0	N.D.	N.D.	1	175.000	1	175.000
Columbia	0,7	0,4	0,2	0	N.D.	N.D.	0	0	0	0
Florida	41,3	20,8	5,7	3,5	75	10.000	0	0	0	0
Georgia	22,1	13,1	5,2	1,1	N.D.	N.D.	2	5.400	2	5.400
Hawai	4,8	1,1	0,7	1	N.D.	N.D.	2	147.500	2	147.500
Idaho	3,3	1,7	1,1	0,1	N.D.	N.D.	0	0	0	0
Illinois	27,9	13,9	4,9	2,1	92	33.000	4	878.300	4	878.300
Indiana	17,7	8,7	3,9	1,4	12	5.000	2	433.000	2	433.000
Iowa	9,1	4,2	2,3	0,1	N.D.	N.D.	0	0	0	0
Kansas	8,5	3,5	1,8	0,3	216	90.000	3	296.200	3	296.200
Kentucky	15,1	5,9	3,5	0,7	17	7.000	2	227.500	2	227.500

Continúa

Continuación tabla 1

ESTADO	CONSUMOS (MGPD)				UPSTREAM PETROLERO			REFINERÍAS	
	PETRÓLEO	GASOLINA	DESTILLATE FUEL	JET FUEL	RESERVAS (MB)	PRODUCCIÓN (BPD)	NÚMERO	CAPACIDAD (BGD)	
Luisiana	33,2	6,2	4,9	4	564	256.000	17	2'178.920	
Maine	4,8	1,6	1,6	0,1	N.D.	N.D.	0	0	
Marylan	12	6,8	2,7	0,3	N.D.	N.D.	0	0	
Massachusetts	15,9	7,5	4,4	0,8	N.D.	N.D.	0	0	
Michigan	22,9	13,7	3,4	0,7	46	20.000	1	74.000	
Minnesota	14,3	7,2	2,9	1,3	N.D.	N.D.	2	335.000	
Mississippi	10,3	4,2	2	1	167	49.000	4	334.800	
Missouri	15,6	8,3	3,4	0,9	0	260	0	0	
Montana	3,5	1,3	1	0,1	260	46.000	4	180.000	
Nebraska	4,7	2,3	1,6	0,1	15	8.000	0	0	
Nevada	5,3	2,6	1,1	1	0	2.000	1	5.000	
New Hampshire	3,8	1,9	1,1	0,1	N.D.	N.D.	0	0	
Nueva Jersey	26	10,8	4,4	3,9	N.D.	N.D.	6	552.287	
Nuevo México	5,4	2,5	1,4	0,4	715	184.000	3	95.600	
Nueva York	35,5	15,4	9,5	1,7	0	452	0	0	
N.California	20,5	11,4	4,2	0,7	N.D.	N.D.	0	0	
N. Dakota	3	1	1	0,1	328	85.000	1	58.000	
Ohio	27,6	14	5,7	2,1	46	16.000	4	531.500	
Oklahoma	12,3	5	4,1	0,8	556	183.000	5	472.900	
Oregon	7,7	4,2	2	0,6	N.D.	N.D.	1	0	
Pennsylvania	30,3	13,9	8	2,2	10	6.000	5	760.000	

Continúa

Continuación tabla 1

ESTADO	CONSUMOS (MGPD)				UPSTREAM PETROLERO				REFINERÍAS CAPACIDAD (BGD)
	PETRÓLEO	GASOLINA	DESTILLATE FUEL	JET FUEL	RESERVAS (MB)	PRODUCCIÓN (BPD)	NÚMERO		
Rhode Island	2,1	1,1	0,7	0,2	N.D.	N.D.	0	0	
S. Carolina	10	6,2	2,2	0,2	N.D.	N.D.	0	0	
S. Dakota	2,4	1,2	0,7	0,1	0	3.000	0	0	
Tennessee	15	7,9	3,3	1,4	0	1.000	1	180.000	
Texas	129,9	29,5	13,7	13	4.944	1'129.000	26	4'328.828	
Utah	5,5	2,6	1,3	0,8	271	42.000	5	162.700	
Vermont	2	0,9	0,6	0	N.D.	N.D.	0	0	
Virginia	19,2	10,4	4,5	1,1	0	60	1	58.600	
Washington	17,6	7,3	2,8	2,5	N.D.	N.D.	5	607.950	
West Virginia	4,5	2,3	1,4	0	8	4.000	1	19.400	
Wisconsin	14,4	6,8	3,6	0,3	N.D.	N.D.	1	33.000	
Wyoming	3,2	0,9	1,6	0	498	150	5	148.000	

Fuente: elaboración propia con datos tomados de la EIA. En [http://www.eia.doe.gov/emeu/states/\\_states.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/states/_states.html).

En cuanto a petróleo crudo, los estados de Texas, Pennsylvania, Luisiana, Illinois y California, concentran el mayor nivel de producción en Estados Unidos, pero éste no es suficiente para cargar sus refinerías. Debido a esto representan un mercado potencial de 6 mmbd para el petróleo crudo, demanda que tiende a incrementarse por la caída en los niveles de producción de los campos ubicados en estos estados.

El combustible *Jet* posee un gran potencial de negocios en los estados de Texas, Florida, California, Nueva York y Nueva Jersey, dada la amplia demanda que poseen de este combustible debido a que alojan gran parte de la infraestructura aeroportuaria del país.

Una vez identificados los estados objeto del análisis, el estudio continúa con la revisión de las normas estatales y federales que regulan la venta de petróleo crudo y derivados, con el fin de establecer si las posibilidades de negocios entre los dos países son reales.

## REGULACIÓN

El mercado petrolero de Estados Unidos se caracteriza por su libertad. Las instituciones rectoras del sector petrolero más que reguladoras son observadoras y, a diferencia de los subsectores de energía eléctrica y gas natural, no existen comisiones reguladoras en cada estado que vigilen los precios y márgenes en cada uno de los segmentos de la cadena. Por esta razón, este estudio se enfoca en las normas que rigen la venta de petróleo y sus derivados, con el fin de establecer si los combustibles colombianos cumplen con ellas<sup>4</sup>.

La Environmental Protection Agency (EPA) es la entidad encargada de regular las emisiones contaminantes que produce el uso del petróleo y sus derivados. Dentro de sus funciones también se encuentra autorizar la construcción de oleoductos, poliductos, refinerías y terminales petroleras, al igual que sancionar todos los posibles daños ocasionados al medio ambiente por las compañías petroleras en cualquier segmento de la cadena.

4 Los precios de los combustibles líquidos en Estados Unidos se encuentran liberados desde 1980, cuando en respuesta a la crisis petrolera de 1978-1980 el gobierno federal eliminó el control de precios y su regulación para dejar actuar libremente las fuerzas del mercado.



Desde los años ochenta, la EPASE ha empeñado en disminuir la contaminación producida por el uso del petróleo y sus derivados. La primera batalla librada por la agencia fue la disminución de los componentes orgánicos volátiles (VOC, por sus siglas en inglés) de la gasolina, que son los principales componentes del smog. En la primavera de 1989, la EPA inició un programa en dos etapas para limitar en época de verano la volatilidad de la gasolina motor (la tasa a la cual la gasolina se evapora en el aire) en áreas urbanas.

La fase I de la estandarización de la volatilidad entró en vigor en 1989; en ella se estableció que el promedio de la presión de vapor (RVP, por sus siglas en inglés) de la gasolina motor debía reducirse de 11,5 libras por pulgada cuadrada (lpc) a un máximo de 10,5 lpc RVP, y como mínimo a 9,0 lpc RVP en ciertas áreas del país.

La fase II, implementada en 1992, entró en vigor en el verano de 1994. Esta fase estableció para todo el país un máximo de 9,0 lpc de RVS en época de verano, pero en 1995 los requerimientos de RVP cambiaron una vez más con la implementación del programa de la gasolina reformulada y cada estado pudo fijar sus requerimientos de RVS.

#### Clean Air Amendments Act (CAAA)

En 1990 se reformó la ley de protección de la calidad del aire (Clean Air Amendments Act) promulgada en 1963, que tiene por objetivo la prevención y el control de la contaminación de la atmósfera en Estados Unidos. Por medio de esta reforma, el Congreso encomendó a la Agencia de Protección del Medio Ambiente la promulgación de nuevas reglamentaciones sobre la composición y las emisiones de la gasolina con el fin de mejorar la calidad del aire en las zonas más contaminadas del país, mediante la reducción de las emisiones de contaminantes tóxicos del aire y compuestos orgánicos volátiles ozonogénicos. Las nuevas reglamentaciones implantadas por la Agencia se aplican a todos los refinadores, mezcladores e importadores estadounidenses y se resumen en cuatro programas que se describen a continuación.

- \* Gasolina reformulada

La enmienda de 1990 dividió en dos el mercado de la gasolina en Estados Unidos. El primero está integrado por aquellas "zonas que no cumplen con los

objetivos” en relación con la contaminación por el ozono, en el que sólo puede venderse a los consumidores una “gasolina reformulada”, y el segundo está conformado por el resto de las regiones del país, donde puede venderse a los consumidores la “gasolina convencional”.

La gasolina reformulada tiene especificaciones en cuanto a composición y rendimiento, que fueron establecidas en el texto de la reforma de 1990. Esta gasolina debe tener un contenido de oxígeno no inferior al 2% de su peso, y su contenido de benceno no puede exceder del 1% por volumen, no puede contener metales pesados incluidos plomo y magnesio. Las especificaciones de rendimiento de la CAAA exigen una reducción de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (VOC) y contaminantes tóxicos del aire sin incremento de las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx).

Con el objetivo de evitar que los agentes aprovechen los componentes cuya utilización está restringida en la gasolina reformulada para producir gasolina convencional y provoquen un aumento en las emisiones perjudiciales para el medio ambiente, la reforma estableció que ningún refinador, mezclador o importador de gasolina puede vender combustible convencional que emita mayor cantidad de VOC, contaminantes tóxicos, NOx o monóxido de carbono (CO) que el que hayan vendido en el país en 1990.

La responsabilidad de clasificar las zonas que no cumplieran con los objetivos en relación con la contaminación por ozono, en las cuales se debe vender la gasolina reformulada, fue delegada a la EPA. En un primer momento la Agencia estableció que el programa iniciaría en las nueve grandes áreas metropolitanas que en el periodo 1987-1989 fueran las más gravemente afectadas durante la época del verano por la contaminación: Baltimore, Chicago, Hartford, Houston, Los Ángeles, Milwaukee, Nueva York, Philadelphia y San Diego; sin embargo, y a petición de los gobernadores respectivos, se agregaron a estas áreas otras veintiocho. Desde el primero de enero de 1995, cuando comenzó a regir el programa de gasolina reformulada, el área de aplicabilidad ha variado tanto por la entrada de unas regiones como por la salida de otras. Hoy la gasolina reformulada representa el 30% del mercado de gasolina motor en Estados Unidos.

Debido al éxito del programa en otros estados, y a los graves problemas de contaminación presentes en su territorio, California y Arizona (sólo en Phoenix) han establecido programas de gasolina reformulada, regulados por sus respectivas agencias ambientales.

- \* Gasolina oxigenada

Este programa tiene por objetivo reducir las concentraciones de monóxido de carbono (CO) producidas por la combustión incompleta de la gasolina dentro del motor, problema que se agrava durante la estación de invierno en la cual las concentraciones de CO aumentan poniendo en peligro la salud de las personas que habitan las áreas más contaminadas del país.

La CAAA estableció que la gasolina vendida durante el invierno debería contener por lo menos el 2,7% de su peso en oxígeno en aquellas áreas donde no se cumplieran los estándares nacionales de calidad del ambiente (NAAQS, por sus siglas en inglés), para lo cual delegó nuevamente a la EPA la clasificación de estas áreas. La Agencia designó treinta y nueve áreas para iniciar el programa en 1992, las cuales han sufrido modificaciones debido a que al mejorar la calidad del aire en su territorio éstas pueden pedir ser retiradas del programa o, por el contrario, regiones que disminuyan su calidad del aire pueden ser incorporadas al mismo.

El programa de gasolina oxigenada se caracteriza por ser más flexible que el de gasolina reformulada, lo cual ha permitido que los estados y la EPA puedan acordar las formas de aplicación y los requerimientos de oxigenación necesarios dentro de sus territorios; además, muchos estados han reforzado el programa incluyéndolo dentro de sus leyes ambientales y otros han iniciado sus propios programas regulados por sus respectivas agencias ambientales.

- \* Combustible diesel

La CAAA estableció que el diesel utilizado para vehículos de pasajeros debe tener menos del 0,05% de azufre en su peso total.

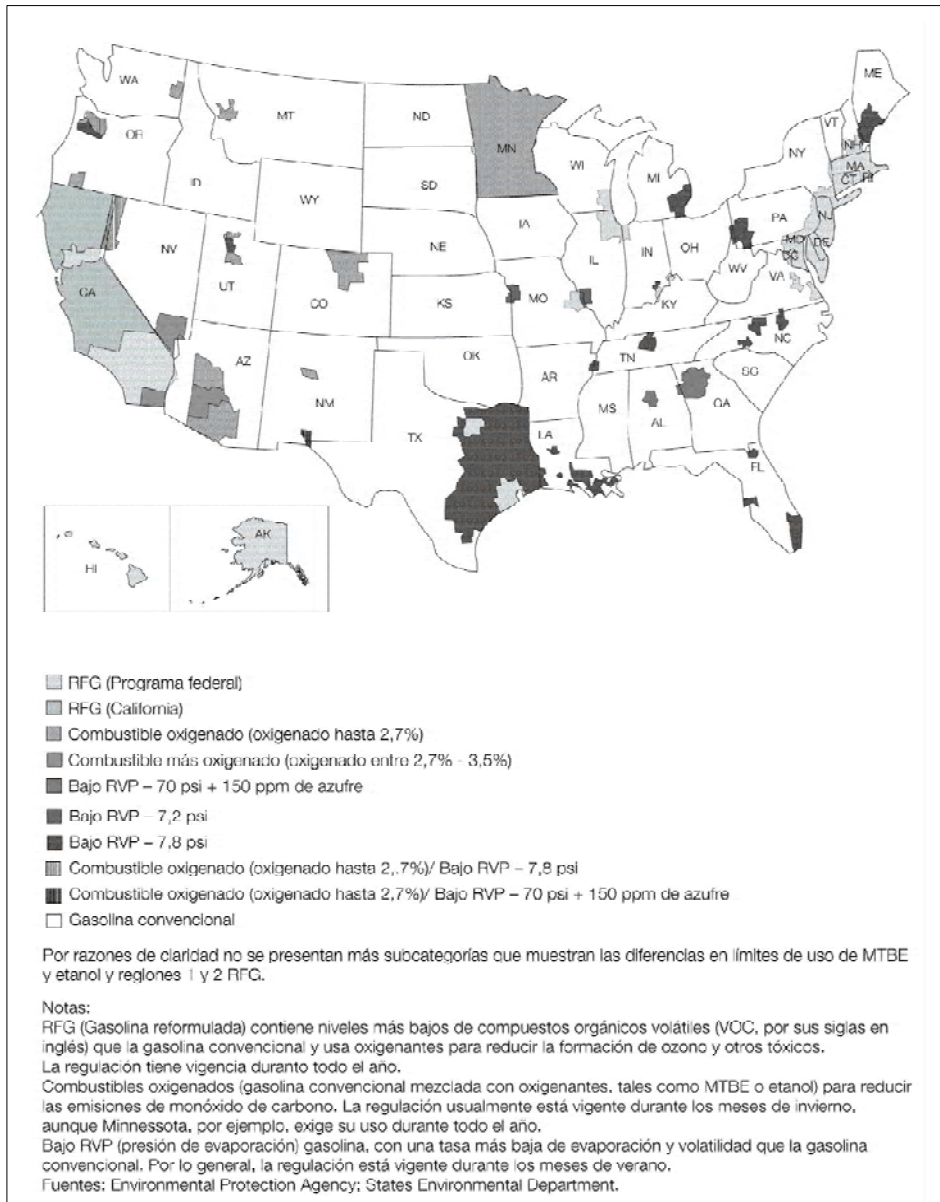
- \* Eliminación de la gasolina con plomo

La venta de gasolina con plomo se prohibió después de 1995.

En el mapa 2 se pueden observar las regiones de Estados Unidos donde se exige la venta de gasolina reformulada, oxigenada y con otras especificaciones diferentes a la gasolina convencional.

MAPA 2

ESTADOS UNIDOS, REGULACIÓN AMBIENTAL Y CALIDAD DE LA GASOLINA



Fuente: Statistical Review of US Energy BP.

### Oil Pollution Liability and Compensation Act

Luego del accidente del buque tanque Exxon Valdez en la bahía del Príncipe William (Alaska), la Oil Pollution Liability and Compensation Act de 1990 endureció las multas y sanciones a las compañías petroleras que contaminaran el medio ambiente con derrames de crudo. Pero lo más importante fue que hizo ilimitada la responsabilidad de la compañía por cualquier derrame que se produjera por negligencia o mala conducta. Esto incluye las instalaciones costa afuera, en tierra firme y los puertos, así como cualquier medio de transporte de petróleo y sus derivados.

### Energy Policy Act

El propósito de la Energy Policy Act de 1992 es cambiar la estructura del consumo de energéticos dentro de Estados Unidos, en especial de petróleo, con el fin de disminuir la dependencia de fuentes externas. El acta contempla reducciones y exenciones de impuestos para el desarrollo de nuevas fuentes de energía, así como para los combustibles alternativos de transporte. Además, se establecieron estándares para el uso eficiente de la energía en las entidades federales, edificios comerciales y equipos industriales, cuyo objetivo básico es reducir el uso del petróleo, en especial el destinado para calefacción.

En este sentido se establecieron estímulos a la investigación para aumentar la eficiencia en la extracción de las reservas petroleras, ya que gran parte de las reservas de Estados Unidos no son económicamente recuperables. Esto con el fin de aumentar la producción nacional y disminuir, o por lo menos estabilizar, las importaciones de petróleo.

### CONTRATACIÓN PETROLERA

En cuanto a la contratación petrolera, es bueno establecer que en Estados Unidos el propietario de la tierra es también propietario el subsuelo, razón por la cual el país desarrolló su industria bajo el modelo de licitaciones sobre terrenos de propiedad privada. Usualmente, los licitantes deben ofrecer y pagar unos bonos a la firma del contrato, arrendamiento, y unas regalías estándar al dueño de la tierra donde exista la posibilidad de encontrar petróleo. La licitación se adjudica a la oferta más alta. En territorios públicos, los gobiernos estatal y federal establecieron licitaciones públicas. Este régimen no sólo incluye regalías

(en la mayor parte de Estados Unidos la regalía es 1/8 y en otros 1/6) sino también impuesto a la renta (Barrios, 2003).

Por último, en la tabla 2 se resumen los requerimientos ambientales necesarios para vender gasolina en los estados que en el apartado anterior se habían identificado como mercados objetivo para Colombia.

TABLA 2  
CALIDAD DE LA GASOLINA EN LOS ESTADOS OBJETIVO

ESTADO	GASOLINA REFORMULADA	GASOLINA OXIGENADA	OXIGENADA ADITIVOS	OTROS
Colorado	No aplica	Denver - Fort Collins	Methyl Tertiary	Butyl Ether (MTBE)
Nueva York	Áreas metropolitanas	Nueva York		Methyl Tertiary Butyl Ether (MTBE)
California	Todo el estado Programa especial		Todo el estado 1,8 a 2,2% peso de oxígeno	
Connecticut	Todo el estado		Promedio 3,1% del peso	
Florida	Miami Jacksonville Tampa			
Dist. Columbia	Todo el distrito			
Nueva Jersey	Todo el estado			

Fuente: elaboración propia con base en: "Areas Participating in the Oxigenated Gasoline"; <http://www.eia.doe.gov/emen/steo/pub/special/oxy2.html>

## EL MERCADO DE COLOMBIA

Colombia cuenta con dieciocho cuencas sedimentarias con una extensión de 1'036.400 kilómetros cuadrados. Sus reservas probadas de petróleo alcanzan los 1.478 billones de barriles<sup>5</sup> y su producción los 525.000 bbl/d promedio para el año 2005.

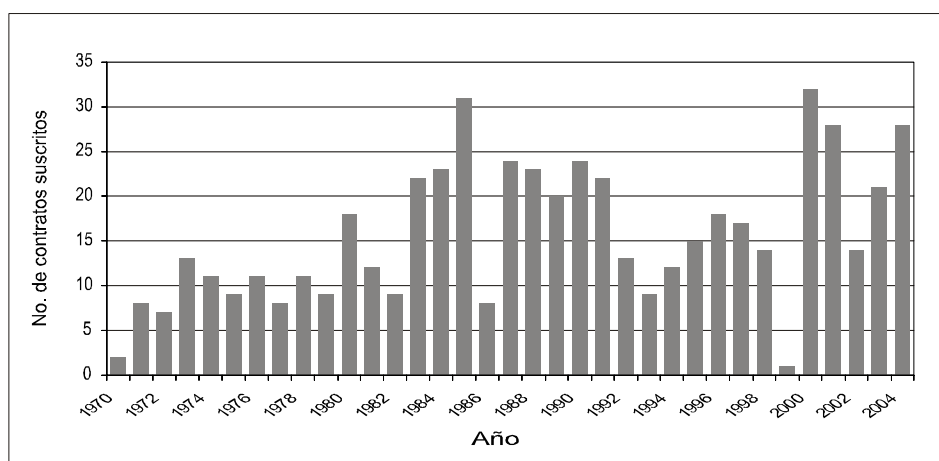
5 Cifra a 1 de enero de 2005.

Gracias a los mega descubrimientos de Caño Limón (1.300 mmb) y Cusiana-Cupiagua (1.400 mmb) durante los años ochenta, Colombia logró atraer la atención de la industria petrolera mundial a inicios de los años noventa, lo cual se ve reflejado en el aumento de pozos exploratorios perforados y a los kilómetros de sísmica realizados. Sin embargo, las condiciones del mercado mundial, la baja competitividad del contrato petrolero colombiano y la agudización del conflicto armado, provocaron una caída en los niveles de contratación y exploración hacia finales del siglo veinte (véase la gráfica 7).

La imposibilidad de encontrar nuevas reservas, y la declinación natural de los grandes yacimientos petroleros (Caño Limón y Cusiana-Cupiagua), son causa de la caída en la producción petrolera colombiana que tuvo su máximo en 1999 (830.000 bbl/d). Para el año 2004 la producción de crudo alcanzaba los 528.000 bbl/d, con una caída del 6% frente al año anterior. No obstante, las políticas de recuperación secundaria de reservas, la extensión de contratos de asociación y el desarrollo de crudos pesados y de nuevas reservas en los antiguos campos petroleros llevados a cabo por la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), le han permitido al país detener momentáneamente la caída de su producción y alejar por un año más el fantasma de la pérdida de autosuficiencia petrolera.

GRÁFICA 7

## CONTRATOS PETROLEROS SUSCRITOS, 1970-2004



Fuente: elaboración propia con base en "Areas Participating in the Oxygenated Gasoline"; <http://www.eia.doe.gov/emen/steo/pub/special/oxy2.html>

Colombia consume en promedio 198.600 bbl/d de combustibles líquidos; la gasolina y el ACPM representan más del 80% de la demanda, seguidos por el combustible *Jet* y el queroseno.

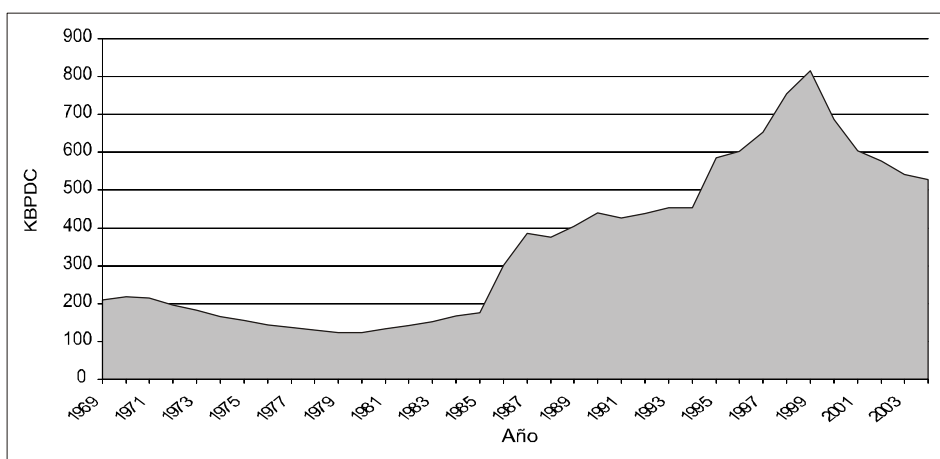
La demanda de gasolina alcanzó los 84.367 bbl/d promedio en el año 2004 (véase la gráfica 9), continuando la tendencia decreciente en su consumo, que se observa desde el año 1997, la cual es consecuencia del desmonte de subsidios (aumento de precios), la crisis económica, el contrabando, las medidas del pico y placa y la entrada en operación del sistema TransMilenio.

El consumo de ACPM, a diferencia de la gasolina, ha mostrado una tendencia creciente, alcanzando en promedio los 74.859 bbl/d en el 2004 (véase la gráfica 9). La demanda por ACPM en el país se ve incentivada por el diferencial de precios que existe con la gasolina motor, provocado por el desmonte desigual de los subsidios.

Por regiones, Bogotá concentra el mayor volumen de consumo de gasolina regular, con un 21,6% del total nacional, seguida por Antioquia y Valle con 13,9 y 12,85% respectivamente.

GRÁFICA 8

PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE CRUDO (MDDL/D), 1969-2004

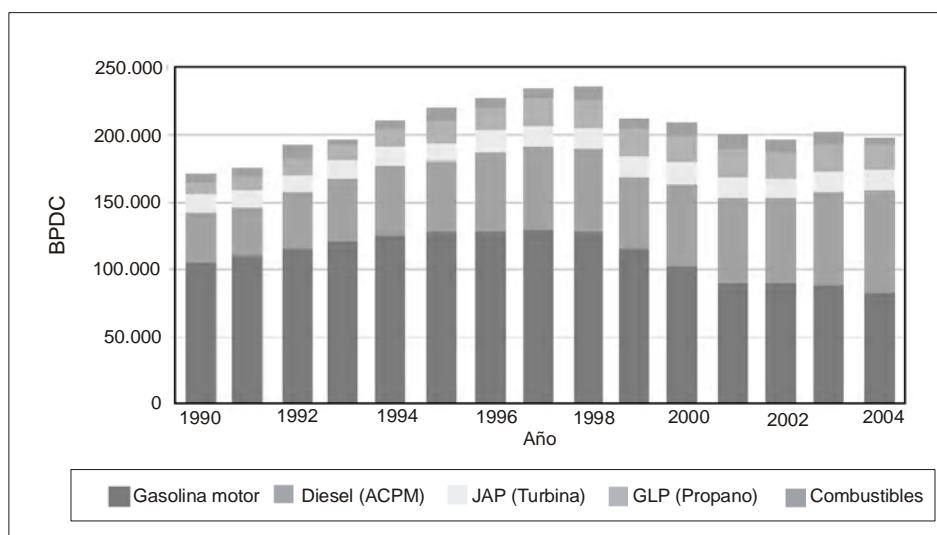


Fuente: elaboración propia con base en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2004/exploracion/historico-contratos-asociacion.htm>. [http://www.anh.gov.co/html/cache/gallery/GC-2/G-3/contratos\\_firm2004\\_24feb.pdf](http://www.anh.gov.co/html/cache/gallery/GC-2/G-3/contratos_firm2004_24feb.pdf)



GRÁFICA 9

## DEMANDA (CONSUMO) DE COMBUSTIBLES, 1990-2004



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2004/refinacion/demanda-combustibles.htm>

Es de anotar que para el año 2005 entró en vigencia la ley 693 de 2001, conocida como la ley de alcoholes carburantes, la cual establece que la gasolina consumida en el país debe ser oxigenada en 10% con etanol. El programa tiene por objetivo reducir el consumo de gasolina motor para disminuir los niveles de contaminación y, a su vez, mitigar los posibles efectos que sobre los precios y el consumidor final tendría la pérdida de autosuficiencia petrolera.

El petróleo (crudo y derivados) constituye el principal producto de exportación del país: en el 2004 representó el 28% de las exportaciones totales. Pese a la declinación en la producción, las exportaciones de crudo alcanzaron los 217.690 bbl/d.

El comercio internacional de crudo y derivados es dominado por Ecopetrol; para el 2004, y gracias en parte a los altos precios del petróleo, Colombia exportó us\$2.111.54 millones. La envidiable posición de la empresa se puede ver afectada en el futuro debido a que de no encontrarse nuevos yacimientos que incrementen su producción de crudo se vería obligada a comprar el líquido en el mercado local o a importarlo para cargar sus refinерías.

Por exportaciones de derivados, el *fuel oil* es el producto más importante, representando el 42,7% del total, seguido por las naftas vírgenes con un 26,8% y el *jet fuel* con un 8,5% (véase la tabla 3).

A pesar de que la importación de petróleo y sus derivados está abierta a terceros privados, Ecopetrol monopoliza las importaciones<sup>6</sup>. Esta situación se debe a la existencia de un diferencial de precios entre el costo de oportunidad de importar gasolina y el precio de venta en las refinerías del país. El diferencial se constituye en un subsidio económico que ofrece Ecopetrol a los consumidores nacionales, el cual cierra la puerta a posibles empresas que quieran importar gasolina para venderla en el mercado local.

Además de importar gasolina para constituir inventarios estratégicos y atender zonas apartadas del país a donde no llega el combustible nacional, Ecopetrol importa petróleo crudo con el fin de maximizar la capacidad de producción de sus refinerías (véase la tabla 4).

TABLA 3

## EXPORTACIONES DE PRODUCTOS DERIVADOS, 2004

PRODUCTOS	VOLUMEN (BLS)	VALOR (US\$)	PORCENTAJE
<i>Diesel Oil</i>	2.768	44'851.583	3,8
Avigas	19	573.842	0,0
Butano	580	6'833.618	0,6
<i>Fuel Oil</i>	61.004	506'840.068	42,7
Gasolina premio	10.323	183'171.717	15,4
Gasolina regular	330	5'403.415	0,5
Gasolina motor Ron 95	957	17'464.230	1,5
Glp	367	3'656.343	0,3
<i>Jet Fuel</i>	5.739	100'356.450	8,5
Naftas vírgenes	19.398	318'235.652	26,8
Total	171.789	1.187'386.919	100,0

Fuente: elaboración propia con base en las estadísticas volumétricas de la industria petrolera. Ecopetrol. S.A. <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/refinacion/demanda-combustible.htm>

6 En zonas de frontera, pequeñas cooperativas importan combustible para satisfacer la demanda local; sin embargo, sus volúmenes son poco significativos.

TABLA 4

## ECOPETROL: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS, 2004

PRODUCTOS	VOLUMEN (BLS)	VALOR (US\$)	PORCENTAJE
Petróleo crudo	3.487	40'831.220	38,5
Diesel Leticia	136	2'852.274	2,7
<i>Diesel Oil</i>	1.319	28'566.017	26,9
<i>Fuel Oil</i> Leticia	65	642.943	0,6
Gasoleo	758	10'272.496	9,7
Gasolina motor Leticia	123	2'813.125	2,6
Gasolina premio	626	10'588.002	10,0
Gasolina regular	397	6'637.207	6,3
Propano	26	362.875	0,3
Turbocombustible Arauca	31	653.640	0,6
Turbocombustible Leticia	88	1'968.413	1,9
Total	7.056	106'188.212	100,0

*Fuente:* elaboración propia con base en las estadísticas volumétricas de la industria petrolera.Ecopetrol. S.A. [http://www.ecopetrol.com.co/documentos\\_MIS\\_ENEDIC-2005-1.xls](http://www.ecopetrol.com.co/documentos_MIS_ENEDIC-2005-1.xls)

## ESTRUCTURA DEL SECTOR PETROLERO

La industria petrolera colombiana, al igual que en el resto del mundo, se caracteriza por su elevado nivel de concentración, siendo la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) su principal agente.

El *upstream* colombiano (exploración, producción y transporte de petróleo crudo) se encuentra dominado por Ecopetrol y sus asociados debido al contrato de asociación para exploración y producción que se estableció hasta el año 2003, el cual establecía que las reservas, la producción y las instalaciones petroleras eran propiedad de las dos empresas (pública y privada) y debían ser financiadas por ellas según las proporciones que indicaba el contrato. Además, al finalizar el contrato todas las reservas e instalaciones construidas revertían a favor de Ecopetrol, razón por la cual hoy es propietaria de la mayor parte de las instalaciones en el país.

Las empresas privadas más importantes dentro de este segmento de la cadena son BP, Chevron-Texaco y OXY, que operan los campos de petróleo más grandes, Cusiana-Cupiagua y Caño Limón, respectivamente. Además, existen

unos pequeños productores independientes de Ecopetrol y sus contratos, los cuales son concesionarios que persisten desde la mitad del siglo veinte.

Dadas las características del *upstream* colombiano, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) diseñó un nuevo contrato petrolero que busca de cierta forma liberar este segmento de la cadena, eliminando la obligación de asociarse con la empresa estatal para desarrollar exploración y producción de hidrocarburos; esto representa esto un gran reto para Ecopetrol ya que pierde su puesto privilegiado y entra como un jugador más del mercado. Desde el anuncio del nuevo contrato, muchas empresas internacionales han mostrado su interés en venir al país, entre ellas Texaco, Petrobrás y Shell.

Colombia cuenta con cuatro grandes oleoductos para transportar el petróleo del país hacia sus refinerías y a las terminales ubicadas en el mar Caribe (Coveñas) y el océano Pacífico (Tumaco), que sirven de puertos para exportar el crudo nacional.

El oleoducto Central (Ocensa) tiene una longitud de 790 km y un diámetro de 36", con una capacidad de 615.000 bbl/d; es el encargado de transportar el crudo producido en el campo Cusiana y Cupiagua (Casanare), hasta el terminal de Coveñas.

El oleoducto Caño Limón-Coveñas transporta la producción de los campos ubicados en el departamento de Arauca, tiene una longitud de 770 km y un diámetro que varía entre las 18", 20" y 24".

El oleoducto de Colombia (Vasconia-Coveñas), con un diámetro de 24", tiene una longitud de 481 km. Este es alimentado a su vez por otros, tal es el caso del oleoducto del Alto Magdalena.

El oleoducto Transandino comienza en Ecuador y termina en Tumaco; con una extensión de 306 km transporta el crudo de la región noroccidental de Ecuador y de los campos ubicados en el departamento del Putumayo.

En total, Colombia cuenta con más de 4.000 kilómetros de oleoductos, propiedad de Ecopetrol (1.751 km) y de sus compañías asociadas; en la actualidad, los principales oleoductos del país trabajan a un 60% de su capacidad<sup>7</sup>.

En cuanto al *downstream* (refinación, distribución y transporte de derivados), el sector posee un monopolio absoluto en cabeza de Ecopetrol en los

<sup>7</sup> [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

segmentos de refinación y transporte de derivados, al igual que en su exportación e importación.

Actualmente, Colombia posee una capacidad de refinación de 285.000 bbl/d. Aunque desde 1953 se contempla la posibilidad de que empresas privadas entren al negocio de la refinación, la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) es la propietaria de casi toda la capacidad instalada. La infraestructura de refinación del país se encuentra concentrada en dos grandes refinerías, Cartagena (75.000 bbl/d) y el complejo industrial de Barrancabermeja<sup>8</sup> (205.000 bbl/d), las cuales poseen el 97% de la capacidad instalada de refinación. Existen además otras tres refinerías cuya producción es marginal y se dedica a satisfacer las demandas regionales, éstas son Tibú (1.800 bbl/d), Orito (1.800 bbl/d) y Apiay (2.250 bbl/d).

TABLA 5

## COLOMBIA, PRODUCCIÓN DE DERIVADOS, 2004

PRODUCTO	PRODUCCIÓN PROMEDIO (BBL/D)
Gasolina regular	103.432
Gasolina extra	11.233
<i>Subtotal gasolina motor</i>	<i>114.665</i>
Bencina y cocinol	122
<i>Subtotal gasolinas</i>	<i>114.787</i>
Diesel (ACPM)	72.870
Queroseno	702
JP-A (turbosina)	20.590
<i>Subtotal destilados medios</i>	<i>94.162</i>
Avigas	875
Propano (GLP)	19.890
<i>Subtotal blancos</i>	<i>229.714</i>
Combustóleo ( <i>fuel oil</i> )	60.247
<i>Total</i>	<i>289.961</i>

*Fuente:* Estadísticas volumétricas de la industria petrolera Ecopetrol S.A. En <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/04-07-22%20-%20MIS%20-%20ENEJUN-2004.mht>

<sup>8</sup> La refinería de Barrancabermeja es conocida como complejo industrial, ya que posee plantas para el procesamiento petroquímico.

La red de poliductos en Colombia tiene una extensión de 1.751 km, todos propiedad de Ecopetrol. En ésta se transporta ACPM, gasolina motor, extra, combustible de aviación, diesel automotor y de aviación. Dadas las condiciones del mercado, esta red permite al país exportar o importar productos derivados del petróleo. En el país existen además 378 km de propanoductos utilizados para el transporte de GLP y 663 km de combustoleoductos para el transporte de combustóleo.

En los últimos años, la regulación se ha enfocado en crear las condiciones de mercado necesarias para que el sector privado pueda acceder a la red de poliductos propiedad de Ecopetrol<sup>9</sup>.

En Colombia existen dos terminales de transporte de petróleo crudo y derivados, siendo la más importante Coveñas, ubicada sobre el mar Caribe en el golfo de Morrosquillo. Sus instalaciones comprenden sistemas de recibo de control de presión, de medición, de almacenamiento y de despacho. El terminal es alimentado por los oleoductos central, Caño Limón y Colombia, y por poliductos que lo conectan con la refinería de Barrancabermeja.

El terminal de Tumaco, construido en 1969, está ubicado sobre el océano Pacífico y se encarga de recibir y despachar para su exportación el crudo transportado por el oleoducto Transandino.

Los segmentos de distribución se dividen en mayorista y minorista, siendo el mayorista el encargado de acopiar y distribuir los combustibles producidos o importados, implantando estrategias de comercialización en el segmento minorista. Actualmente existen cinco mayoristas: Chevron/Texaco, Shell, Exxon-Mobil, Terpel y Brio. El sector cuenta con cuarenta y ocho plantas de abasto con una capacidad de dos millones y medio de barriles de almacenamiento.

La distribución minorista está a cargo de estaciones de servicio (EDS) que operan bajo la bandera de algunas de las empresas mayoristas, ya sea por contrato de franquicia o porque son propiedad de la empresa. Para el 2003 existían aproximadamente 2.389 EDS abanderadas.

9 Véase la ley 681 del 9 de agosto de 2001. MAPA 3

INFRAESTRUCTURA PETROLERA DE COLOMBIA

Fuente: [http://www.ecocontrol.com.co/documentos/mapa\\_instalaciones.jpg](http://www.ecocontrol.com.co/documentos/mapa_instalaciones.jpg)



## REGULACIÓN

En Colombia los hidrocarburos son propiedad del Estado, que ha delegado esta función a la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), resultado de la escisión realizada en el año 2003 a Ecopetrol en dos entidades: Ecopetrol S. A., encargada del negocio petrolero, y la ANH, que asumió el mando de la política petrolera del país, a cargo de la junta directiva de la empresa estatal hasta ese momento.

Las funciones de la ANH fueron establecidas en el decreto 1760 del 26 de junio de 2003, y le otorgan la responsabilidad no sólo de administrar las áreas hidrocarburíferas de la nación, sino de evaluar su potencial y diseñar las estrategias de promoción de estas áreas. Además de celebrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Para dar cumplimiento a sus funciones, la ANH modificó el sistema de contratación petrolera en el país, reemplazando el contrato de asociación que había regido desde 1969 bajo la administración de Ecopetrol, por uno de concesión cuyos objetivos básicos son: el aumento de la actividad petrolera, el autoabastecimiento de combustibles y la generación de excedentes exportables.

La estrategia principal del nuevo contrato es el aumento de la competitividad del país en el ámbito internacional, para atraer inversión nacional y extranjera, privada o pública. Éste plantea tres características esenciales que lo diferencian del antiguo contrato de asociación:

1. Recompensa al riesgo exploratorio en un 100% para el inversionista, el Estado no entrará de manera forzosa como inversionista o socio después del éxito exploratorio. El inversionista tiene derecho a toda la producción después de pagar las regalías.
2. El Estado en esencia recibe regalías e impuestos y sólo obtendrá un beneficio o renta adicional cuando se generen ganancias adicionales en el negocio por presencia de precios altos.
3. La duración de los contratos en su fase de exploración podrá ser hasta el agotamiento de los campos.

El nuevo contrato plantea además un pago por derecho de uso del subsuelo, el cual varía por número de hectáreas y ubicación del área que será entregada.



Se introdujeron nuevas cláusulas según las cuales el inversionista se compromete a hacer transferencias de tecnologías durante la duración del contrato, que no superarán los US\$ 100.000 (véase Minuta 01-2004 ANH).

La ANH es una entidad del Ministerio de Minas y Energía que es la máxima autoridad del sector. El Ministerio, por medio de la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), es el encargado de fijar los precios de los derivados del petróleo para su distribución nacional. Los precios de los derivados, a excepción de la gasolina corriente, el diesel, el GLP y la gasolina de aviación, se encuentran liberados.

Dada la estructura de la oferta de combustibles líquidos, el precio de venta al público se constituye como la suma de la remuneración a los diferentes actores de la cadena. El primer componente es el ingreso al productor, al cual se le suma la tarifa de transporte o manejo que junto con el IVA y el impuesto global constituyen el precio de venta al distribuidor mayorista. A éste se le suman los márgenes de distribución mayorista y minorista, más la tarifa de transporte desde la planta de abasto a la estación de servicio y la sobretasa, dando como resultado el precio de venta al público. De esta forma, para agosto de 2004, del precio final el 42% era ingreso al productor.

Los márgenes de distribución minorista están liberados desde 1998, dividiendo al país en dos zonas: de “libertad vigilada” y de “libertad regulada”. En las primeras los distribuidores minoristas<sup>10</sup> (estaciones de servicio) tienen libertad para fijar su margen; en las segundas son reguladas por el Ministerio de Minas y Energía.

Actualmente la tarifa de transporte por poliducto refleja la distancia entre la planta de abasto y la estación de servicio para todo el país. Las tarifas se calculan teniendo en cuenta “la amortización de capital invertido en la construcción, los gastos de sostenimiento, administración y operación, y una ganancia equitativa sobre la base de las utilidades de empresas semejantes de transporte de combustibles por poliductos en otros países”<sup>11</sup>.

10 Bajo el régimen de libertad vigilada se encuentran las capitales de los departamentos de Antioquia, Atlántico, Bolívar, Boyacá, Cauca, Caldas, Cesar, Córdoba, Huila, Magdalena, Meta, Nariño, Putumayo, Quindío, Risaralda, Santander, Sucre, Tolima, y para Bogotá. El resto del país se encuentra en el “régimen de libertad vigilada”.

11 Resolución 18 0088 de enero de 2003.

En cuanto al almacenamiento, el Ministerio de Minas y Energía autorizó a los propietarios de plantas de abastecimiento o terminales a arrendar su capacidad instalada. Para el caso de Ecopetrol, la resolución estableció que la empresa podrá cobrar los costos de reposición, operación, mantenimiento, y una rentabilidad “similar a la que se obtiene en industrias petroleras de operación semejante y de riesgo similar en otros países”<sup>12</sup>.

### ACUERDOS Y PROYECTOS DE INTEGRACIÓN

El sector petrolero se caracteriza por poseer un mercado mundial que, a pesar de su concentración en los diferentes segmentos, encuentra pocos obstáculos comerciales en el momento de realizarse una transacción.

Estados Unidos, aunque mantiene gran interés en las reservas petroleras de muchos países del mundo, ha visto limitada su capacidad de llegar a acuerdos comerciales para garantizarse una fuente de recursos petroleros en el exterior que pueda sustituir la caída de su producción nacional. Esto debido a la alta sensibilidad que representa el sector petrolero en los grandes países productores, los cuales en su mayoría se encuentran asociados en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Opep).

La Agencia Internacional de Energía (EIA) nació después de la crisis petrolera de los años setenta, y es el principal logro de Estados Unidos en materia de cooperación energética; sin embargo, esta institución alberga sólo a los grandes países consumidores, mas no productores, y su principal objetivo es proveer información técnica y estadística, dejando de un lado la integración comercial.

Aunque los tratados de libre comercio buscan en gran parte eliminar las posibles restricciones que puedan presentarse al comercio entre dos o más países, tales como aranceles, cuotas de importación, licencias, etcétera, es bueno establecer que Estados Unidos prácticamente mantiene libre la importación de petróleo crudo y derivados con el fin de facilitar la entrada de éstos para satisfacer la demanda interna, además de evitar posibles sobrecostos al consumo. Por esta razón, en muchos casos no es importante la negociación del sector petrolero en un TLC, especialmente si los otros países no son exportadores netos.

12 Resolución 8 0168 del 8 febrero de 2001, artículo 2°.

Actualmente Estados Unidos posee varios tratados de libre comercio, siendo el Nafta el más importante de ellos y el único que involucra como tal a grandes países productores de petróleo como México y Canadá. El Nafta es un ejemplo de lo sensible que puede llegar a ser el sector petrolero dentro de las negociaciones de un tratado de libre comercio. Aunque Estados Unidos y Canadá no hacen ninguna salvedad al respecto, México estableció un monopolio estatal sobre cada uno de los segmentos de la industria como se puede ver en el anexo 602.3 del tratado:

El Estado mexicano se reserva para sí mismo, incluyendo la inversión y la prestación de servicios, las siguientes actividades estratégicas:

- (a) exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural; refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y producción de gas artificial, petroquímicos básicos y sus insumos; y ductos;
- (b) comercio exterior; transporte, almacenamiento y distribución, hasta e incluyendo la venta de primera mano de los siguientes bienes:
  - (i) petróleo crudo;
  - (ii) gas natural y artificial;
  - (iii) bienes cubiertos por este capítulo obtenidos de la refinación o del procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y
  - (iv) petroquímicos básicos.

Además de esto, México estableció un poder de restricción para el comercio exterior de casi todos los productos del sector, con lo cual se cierra la puerta a las empresas petroleras estadounidenses para realizar cualquier tipo de negocios.

Las restricciones establecidas dentro del sector energético de México en el Nafta no son más que el resultado de una estrategia de negociación acertada con el fin de proteger la industria más sensible del país, experiencia que puede servir a Colombia y otros países al momento de encarar las negociaciones de un TLC.

En cuanto a los tratados o acuerdos en el sector petrolero que Colombia ha suscrito con otros Estados o con empresas de la industria por intermedio de Ecopetrol, es importante destacar el convenio LEG-P-153-87 celebrado entre la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana y Ecopetrol, que contempla el transporte de crudo del nororiente ecuatoriano a los barcos petroleros que anclen en

el puerto de Tumaco. Esto mediante la línea del oleoducto Transandino construido en 1968, que hoy cuenta con 306 km desde Orito hasta Tumaco, con una línea submarina de más de 4 millas.

El oleoducto transporta 75.000 barriles diarios, de los cuales aproximadamente 50.000 son de crudo ecuatoriano, pagándose una suma cercana al dólar por barril transportado. El acuerdo, suscrito inicialmente por cinco años, ha sido prorrogado, se rige por las leyes colombianas y en él se contemplan las responsabilidades de las partes.

En octubre de 1999 se suscribió entre las partes el “Acuerdo de cooperación mutua para combatir y controlar derrames de hidrocarburos”, como resultado de los problemas generados por los accidentes provocados por los buque-tanques en instalaciones costeras y marinas, deslizamientos de tierra y ataques guerrilleros, que han puesto en peligro el Acuerdo, especialmente desde el 3 de junio de 1998, cuando se produjo un deslizamiento de tierra en Santo Domingo, Ecuador, que causó la ruptura de un tramo del oleoducto Transandino y el derrame de 18 mil barriles de crudo. Petroecuador, responsabilizada de la contaminación generada por la ruptura del tubo, está expuesta a demandas valoradas en 262 millones de dólares, interpuestas por el Estado colombiano y 4.551 personas afectadas.

Hoy son varios los problemas que afectan el convenio Petroecuador-Ecopetrol. A continuación se señalan los principales con el fin de identificar los futuros inconvenientes que pueden presentarse en nuevos convenios y aprender de ellos para no repetir la historia:

- \* *El derrame de 1998.* Las demandas que Petroecuador enfrenta por el derrame de crudo en 1998 amenazan con llevar a su fin el convenio, especialmente por el manejo poco diplomático que Colombia ha hecho del asunto, dado que cada vez que Ecuador protesta por la fumigación de cultivos ilícitos en la frontera, el gobierno colombiano saca a relucir el problema de la estatal petrolera.
- \* *Las voladuras del oleoducto.* La guerrilla colombiana se ha ensañado con el oleoducto Transandino, siendo el más atacado del país, alcanzando la cifra récord de 30 atentados en el mes de noviembre de 2003. Las pérdidas producidas por esto, y el retraso en los envíos, han hecho que Petroecuador busque nuevos medios para transportar el crudo extraído en el noroccidente de Ecuador, constituyéndose el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) como el principal competidor del oleoducto colombiano.

- \* *Oleoducto de Crudos Pesados*. Fue construido recientemente y es el principal competidor del oleoducto colombiano, tiene una capacidad para bombear 450.000 barriles por día (b/d), de la cual Petroecuador podrá utilizar hasta 240.000 b/d. Aunque este oleoducto puede suplir las necesidades de transporte de Petroecuador, el precio que cobrará la firma estatal por el crudo será inferior al que originalmente recibiría, debido a que éste será de menor calidad por la mezcla que tendrá que sufrir para ser transportado por este oleoducto.

Se puede decir que el país cuenta con una base de negociación al momento de encarar las negociaciones del TLC con Estados Unidos. El Andean Trade Preferent Act (Atpa) o ley de preferencias andinas, es el principal componente comercial del programa de lucha antidroga creado por el presidente George Bush (1989-1993), el 4 de diciembre de 1991; estas preferencias comenzaron a regir desde 1992 para Colombia y Bolivia, extendidas luego a Ecuador y Perú a partir de 1993.

El Atpa, propuesto inicialmente para diez años, fue prorrogado hasta 2006 y el grupo de productos beneficiados fue ampliado en setecientos productos adicionales, entre los cuales se encuentran textiles, petróleo y sus derivados, calzado y manufacturas de cuero, y el atún. Las preferencias se hicieron efectivas a partir del 2002 bajo el nombre de ATPDEA (Andean Trade Promotion and Drug Erradication Act). La ley de promoción comercial andina y de erradicación de la droga tiene como objetivos básicos:

- \* Apoyar los esfuerzos de los países andinos en la lucha contra la producción y el tráfico de drogas.
- \* Estimular el empleo y diversificar la oferta exportable de la región andina a través del aumento del comercio con Estados Unidos.
- \* Promover la inversión extranjera y fortalecer la confianza en la creación de nuevos negocios y empresas nacionales.
- \* Las normas de origen del ATPDEA establecen que los productos cobijados deben ser importados directamente al territorio de Estados Unidos, haber sido producidos totalmente en un país beneficiario y que el valor regional sea al menos un 35%.

A pesar de ser el sector que por productos más aprovecha las preferencias arancelarias (véase la tabla 6), el ATPDEA no ha impactado de manera importante las exportaciones de petróleo y sus derivados hacia Estados Unidos, dado que los aranceles a las importaciones de estos productos eran muy bajos, alcanzando los 10,5 centavos por barril según Proexport. Esto representa un ahorro entre US\$8 y US\$10 millones o entre el 0,61% y 0,76%, cifras poco importantes en las exportaciones de crudo.

En cuanto a las experiencias de integración del sector petrolero en Latinoamérica, Petroamérica es la idea más destacada, que bajo el liderazgo del presidente venezolano Hugo Chávez (1997- ) y la estatal petrolera PDVSA ha tomado un nuevo aire. La idea nació en 1995 cuando los entonces presidentes Fernando Enrique Cardoso (1995-2003), de Brasil, y Rafael Caldera, de Venezuela (1994-1999), acordaron la coordinación de negocios de producción y comercio de energéticos en América Latina, proyecto al cual denominaron Petroamérica. La idea de crear una empresa giró en torno a los proyectos que se habían pactado realizar: la exploración conjunta en el océano Atlántico, una refinería en el noreste brasileño e incursión de PDVSA en Brasil; estos proyectos fueron abandonados con rapidez.

La idea de crear una empresa petrolera que integrara las más importantes de América Latina revivió de nuevo tras la firma de una alianza de cooperación entre PDVSA y Petroecuador. Lo más destacado del convenio es el compromiso de los dos países de conformar la unidad en hidrocarburo regional Petroamérica. De esta manera, en convenio bilateral, se oficializa el término de lo que puede ser una de las más grandes transnacionales de energía en el mundo.

TABLA 6

PRINCIPALES PRODUCTOS EXPORTADOS BAJO EL ATPDEA, ENERO-AGOSTO 2003  
(MILLONES DE DÓLARES)

SUBSECTORES	TOTAL	VÍA ATPDEA	APROVECHAMIENTO (%)
Petróleo y derivados	2.352	1.320	65
Flores	288	295	99
Prendas de vestir	399	158	47

Fuente: USITC. Cálculos Proexport.

Actualmente México, Venezuela, Argentina, Bolivia, Brasil y Ecuador cuentan en conjunto con el segundo nivel de producción después del Medio Oriente. Aunque no existen experiencias de integración energéticas en el campo del petróleo, la Organización Latinoamericana de Energía (Olade) puede aportar las bases estadísticas necesarias para llevar a cabo un proyecto de la magnitud de Petroamérica.

A pesar de las buenas intenciones y de las conversaciones llevadas a cabo entre los dirigentes del sector petrolero en América Latina, la idea de una compañía petrolera regional aún se encuentra muy lejana, debido a que no existen cifras o planes concretos a cerca de este proyecto.

La firma de acuerdos en el sector gasífero por parte de Venezuela con Colombia y Trinidad y Tobago son prueba del poder de integración que PDVSA puede dar al sector en la región.

Por último, es bueno resaltar que de llevarse a cabo una integración de las empresas estatales de petróleo en América latina, una de las formas más apropiadas para llevarla a cabo es mediante la creación de un *holding* que maneje las operaciones en cada país de la región.

## CONCLUSIONES

Las oportunidades que pueda generar para Colombia el tratado de libre comercio están relacionadas fundamentalmente con la gran demanda insatisfecha que por petróleo crudo y derivados posee Estados Unidos.

Actualmente, la industria petrolera estadounidense presenta grandes diferencias por regiones y estados, las cuales son el resultado de una desigual distribución de las reservas, producción y capacidad de refinación. Estas diferencias determinan la posibilidad de generar negocios en dicho país. Para el caso colombiano se encuentra que:

- \* Los estados de la región nordeste son los más deficitarios en petróleo y en especial de productos derivados, ya que poseen la capacidad de refinación más baja del país, lo cual limita la posibilidad de venderles petróleo crudo y materias primas para la producción de gasolina motor y *Jet*. Por esta razón, una buena oportunidad es venderles derivados; no obstante, la regulación ambiental exige estándares que hacen casi imposible la entrada de productos

colombianos tales como la gasolina. Sin embargo, los estados de Nueva York, Nueva Jersey, Colorado, Connecticut, Columbia y Florida son un excelente mercado para el *fuel oil*, ya que su generación eléctrica se realiza con este combustible, al igual que la calefacción de hogares en época de invierno.

- \* El petróleo crudo y las materias primas poseen grandes mercados en todo el país debido a que la producción nacional no alcanza a satisfacer las demandas de las refinerías, siendo los mercados más importantes para Colombia los estados de Texas, Pennsylvania, Luisiana, Illinois y California, que en total representan un mercado de más de seis millones de barriles por satisfacer. No obstante, pueden existir cambios si la regulación federal permite la explotación petrolera en zonas de reserva natural como Alaska, Luisiana o Connecticut, ya que la nueva producción de estas regiones puede disminuir el potencial de mercados como California y Luisiana, pero no podrá satisfacer el total de la demanda.
- \* El combustible *Jet* posee un gran potencial de negocios en los estados de Texas, Florida, California, Nueva York y Nueva Jersey dada la amplia demanda que poseen de este combustible, debido a que alojan gran parte de la infraestructura aeroportuaria del país.

Lo anterior muestra un gran potencial para la industria petrolera nacional, si bien su desarrollo efectivo depende del descubrimiento de nuevos yacimientos petroleros que aumenten las reservas y permitan mantener los actuales niveles de producción.

La regulación ambiental estadounidense es un gran inconveniente por superar, ya que Colombia no cuenta con los estándares de calidad para acceder a los mercados más grandes. Es importante tener en cuenta, además, que la tendencia a endurecer los requerimientos ambientales puede disminuir la demanda de los productos colombianos, especialmente el *fuel oil*, que cuenta actualmente con un sustituto directo: el gas natural.

Aunque en los acuerdos comerciales firmados por los dos países el sector petrolero no ha tenido un papel importante debido a que es una industria muy sensible en los países productores, se debe resaltar que el TLC, junto al nuevo sistema de contratación petrolera de Colombia, lo hacen un país estratégico en la nueva política energética de Estados Unidos, que busca disminuir la dependencia que mantiene por el crudo importado desde la región del Medio Oriente.



Por último, los descubrimientos petroleros de los años ochenta demostraron que Colombia posee un buen potencial del crudo que, a pesar de no poder compararse con el de países como México y Venezuela, es importante para Estados Unidos y sus compañías, siendo prueba de ello las grandes inversiones que posee actualmente en el país.

## BIBLIOGRAFÍA

- BARRIOS, ADRIANA (2003). “El mercado de combustibles en Colombia”, *Boletín Observatorio Colombiano de Energía*, n° 7, Bogotá, octubre-diciembre.
- (2002). “Precios de los combustibles en Colombia un recuento de la política nacional”, *Boletín Observatorio Colombiano de Energía*, n° 5, Bogotá, abril-junio.
- CÁRDENAS, JUAN CARLOS (2004). “Evaluación económica del nuevo contrato petrolero”, *Boletín Observatorio Colombiano de Energía*, n° 14, Bogotá, abril-junio.
- ECOPETROL (2004). “Estadísticas volumétricas de la industria petrolera”. En [http://www.ecopetrol.com.co/documentos/enero\\_mayo\\_2004.xls](http://www.ecopetrol.com.co/documentos/enero_mayo_2004.xls). Bogotá, enero-mayo.
- EIA (Energy Information Administration) (1998). “The U.S. petroleum and natural gas industry”. En <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/>. Washington, DC, junio.
- (1997). “The impact of environmental compliance costs on U.S. refining profitability”. En [http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/ref\\_pi/contents.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/ref_pi/contents.html). Washington, DC, noviembre.
- (2004). “Energy outlook 2004”. En <http://www.iea.org/bookshop/add.aspx?id=180>. Washington, DC, marzo.
- EIA-DOE (1995). “Oil and gas developments in the early 1990’s: An expanded role for independent producers”. En <http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/independ/contents.html>. Washington, DC, octubre.
- (1995). “The U.S. petroleum refining and gasoline marketing industry”. En <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/usi&to/downstream/>. Washington, DC, junio.
- (1996). “Privatization and globalization of energy markets”. En <http://www.eia.doe.gov/emeu/pgem/contents.html>. Washington, DC, junio.
- MARTÍNEZ, ASTRID (2003). “Los desafíos del desarrollo petrolero en Colombia”, *Boletín Observatorio Colombiano de Energía*, n° 8, Bogotá, abril-junio.

MARTÍNEZ, ASTRID (2001). “La regulación económica en el sector de combustibles líquidos en Colombia”, *Boletín Observatorio Colombiano de Energía*, n° 3. Bogotá, julio-septiembre.

PROEXPORT (2004). “Informe APTDEA a marzo de 2004”, Bogotá, marzo.

RINCÓN, HERNÁN Y AARÓN GARAVITO (2004). “Mercado actual de la gasolina y del ACPM en Colombia e inflación”, *Boletín Observatorio Colombiano de Energía*, n° 14, Bogotá, abril-junio.

#### PÁGINAS WEB

<http://www.cambio.com.co/web/interior.php?idp=1&ids=2&ida=11>

[http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/hechos.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/hechos.htm)

[http://www.ecopetrol.com.co/documentos/mapa\\_transporte.jpg](http://www.ecopetrol.com.co/documentos/mapa_transporte.jpg)

<http://www.ecopetrol.com.co/documentos/mapa-cuencas.jpg>

[http://www.ecopetrol.com.co/publicaciones.asp?cat\\_id=326&idCategoriaprincipal=2&cat\\_tit=Combustibles](http://www.ecopetrol.com.co/publicaciones.asp?cat_id=326&idCategoriaprincipal=2&cat_tit=Combustibles)

[http://www.eia.doe.gov/emeu/states/\\_states.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/states/_states.html)

<http://www.eia.doe.gov/emeu/world/country/countrybal.html>

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/colombia.html>

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/usa.html>

<http://www.fce.unal.edu.co/occe/boletines/boletines.php?page=2>

[http://www.gasandoil.com/goc/marketintelligence/energypublishing/gas\\_italy.htm](http://www.gasandoil.com/goc/marketintelligence/energypublishing/gas_italy.htm)

<http://www.sice.oas.org/trade/nafta/naftatce.asp>



# Escenarios energéticos de Colombia para el 2015

---

RAÚL ANDRÉS ÁVILA • ISAAC DYNER R. • MARIO GARCÍA MOLINA • ANSELMO JOSÉ VEGA



■ \_\_\_\_\_  
RAÚL ANDRÉS ÁVILA FORERO

Economista, Universidad Nacional de Colombia.  
Investigador Observatorio Colombiano de Energía  
y Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID). ■

En la construcción inicial de los escenarios energéticos colombianos hacia el 2015\* se plantearon los siguientes interrogantes:

- \* ¿Sólo se deben ver las oportunidades energéticas del TLC para Colombia?
- \* ¿Se tiene en cuenta la parte del potencial energético de Estados Unidos?

Surgió entonces el replanteamiento de la pregunta: ¿cómo podría Colombia aprovechar un TLC para el desarrollo del sector energético? Finalmente se determina que el interrogante por resolver con la construcción de los escenarios es:

### ¿CÓMO PODRÍA IMPULSAR COLOMBIA EL SECTOR ENERGÉTICO EN EL MARCO DE UN TLC?

A continuación se señalan las fuerzas jalonadoras que, según la metodología en la construcción de los escenarios, son las determinantes del rumbo de los mismos:

#### FUERZAS JALONADORAS

1. Conflicto armado.
2. Desarrollo de la economía colombiana (crecimiento del PIB).
3. Precios internacionales del energético (petróleo y gas natural).
4. Inversión extranjera en el sector.

---

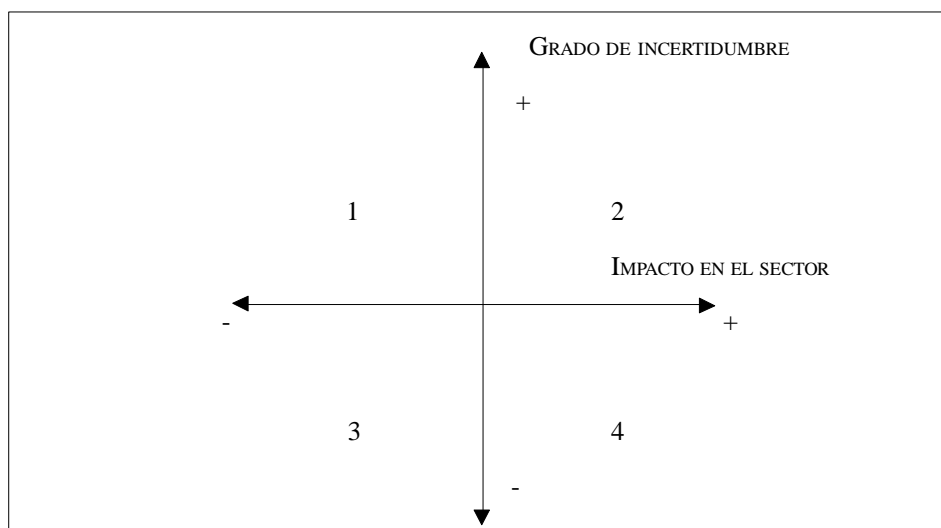
\* Agradecemos la colaboración de Juan Carlos Cárdenas, Edith Johana Rincón y María Fernanda Murcia.

5. Desempleo.
6. Concentración del ingreso.
7. Fuentes energéticas alternativas (solar, eólica, nuclear, hidrógeno, etcétera).
8. Creación de nuevos mercados energéticos internacionales.
9. Eficiencia energética (cambio de patrones de consumo).
10. Crecimiento demográfico.
11. Tasa de cambio.
12. Tasas de interés internacionales.
13. Nivel de infraestructura del sector.

Posteriormente, las variables se clasificaron según el grado de incertidumbre y el impacto que generan en el sector energético; se siguió una clasificación en cuadrantes como se muestra en la gráfica 1, determinando el comportamiento de las variables en cada cuadrante de la siguiente manera:

GRÁFICA 1

## CLASIFICACIÓN DE LAS FUERZAS JALONADORAS



Fuente: elaboración propia.

Cuadrante 1: alto grado de incertidumbre y bajo impacto en el sector.

Cuadrante 2: alto grado de incertidumbre y alto impacto en el sector.

Cuadrante 3: bajo grado de incertidumbre y bajo impacto en el sector.

Cuadrante 4: bajo grado de incertidumbre y alto impacto en el sector.

Las variables clasificadas en el cuadrante dos (alto grado de incertidumbre y alto impacto en el sector) son las determinadas como las fuerzas impulsoras:

Cuadrante 2:

- \* Conflicto armado.
- \* Desarrollo de la economía colombiana (crecimiento del PIB).
- \* Desempleo.
- \* Creación de nuevos mercados energéticos internacionales.
- \* Nivel de infraestructura del sector.

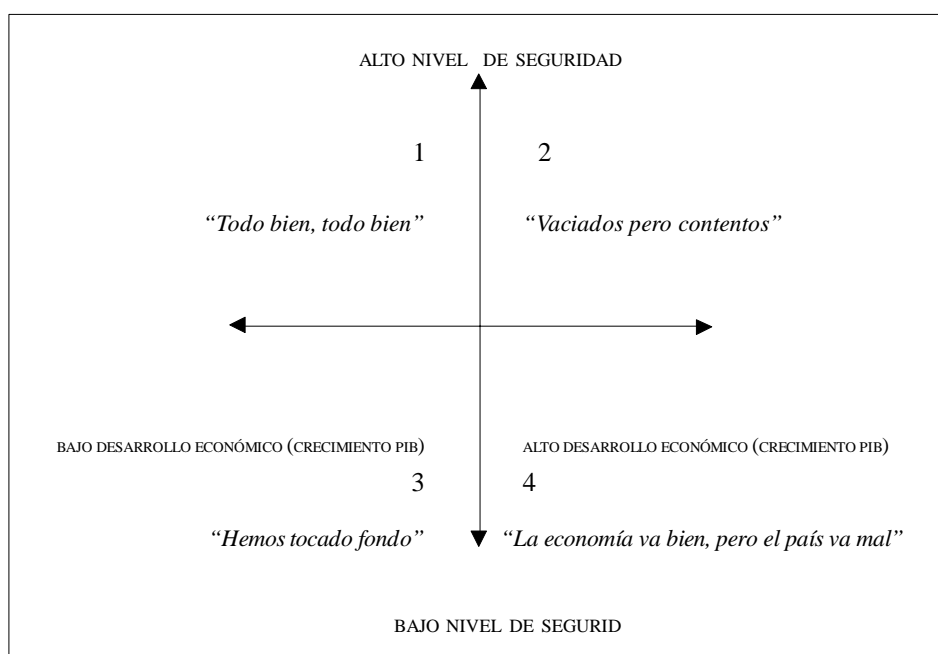
Estas variables se identifican como las fuerzas impulsoras o jalonadoras, y así se determinan las posibles combinaciones de parejas de variables. Al desarrollar este proceso, el paso siguiente fue escoger un par de variables que no estuvieran relacionadas y buscar que fueran relevantes. Así se determinó una primera aproximación para los escenarios, y se trabajó con distintos pares de variables en las que se siguió la siguiente metodología:

1. Se buscaron relaciones causales entre las variables.
2. Se hizo un diagrama sistémico en el cual se parte de una variable y se determina todo un ciclo de conexiones con las demás; el resultado final será cerrar el círculo logrando una interrelación entre todas las variables identificadas.
3. Se hizo un mapa que afectara todas las variables (diagrama circular que impacte todo).
4. Posteriormente se desarrolló el relato de la historia para cada escenario. En la historia se cuenta lo que va a pasar en cada escenario.
5. Después de desarrollar las cuatro historias se les puso un título “llamativo y fácilmente reconocible”.

Se escogieron dos variables que no estuvieran relacionadas, y se identificó que éstas fueran relevantes a la hora de hacer el análisis. A los escenarios propuestos se llegó utilizando diferentes herramientas sistémicas que permitieron organizar la información generada en los talleres de trabajo del proyecto, para llegar posteriormente a las dos fuerzas o tendencias “jalonadoras” a lo largo de las cuales se diferencian los escenarios.

Las dos fuerzas o tendencias que guían los escenarios son: nivel de seguridad<sup>1</sup> y desarrollo de la economía (crecimiento del PIB).

GRÁFICA 2



Fuente: elaboración propia.

- \* 1 es el cuadrante superior izquierdo.
- \* 2 es el cuadrante superior derecho.

1. Un nivel de seguridad alto implica un nivel de conflicto muy bajo.



- \* 3 es el cuadrante inferior izquierdo.
- \* 4 es el cuadrante inferior derecho.

Los ejes seleccionados fueron:

Eje horizontal: de bajo desarrollo económico (crecimiento PIB) a alto desarrollo económico (crecimiento PIB).

Eje vertical: de bajo nivel de seguridad a alto nivel de seguridad.

A partir de los ejes anteriores se definieron cuatro escenarios, a saber:

1. Escenario superior derecho: “Todo bien, todo bien”, nivel alto de seguridad y alto desarrollo económico (crecimiento PIB).
2. Escenario superior izquierdo: “Vaciados pero contentos”, nivel alto de seguridad y bajo desarrollo económico (crecimiento PIB).
3. Escenario inferior izquierdo: “Hemos tocado fondo”, nivel bajo de seguridad y bajo desarrollo económico (crecimiento PIB).
4. Escenario inferior derecho: “La economía va bien, pero el país va mal”, nivel bajo de seguridad y alto desarrollo económico (crecimiento PIB).

#### IDENTIFICACIÓN DE LOS ESCENARIOS

Se procedió posteriormente a buscar las relaciones causales entre las variables; para el par de variables identificadas se desarrolló un diagrama sistémico –mapa donde se observa qué las afecta–, a fin de llegar a un diagrama circular que muestra cómo se impacta todo.

Se hace el estudio del diagrama sistémico desarrollado, se analiza el sentido de las flechas y se buscan los corredores donde se retroalimentan las variables, tanto en sentido positivo como negativo.

Al hacer el análisis de las relaciones entre las variables se determina que existen ciertos impactos a los que es importante prestar atención:

Cuando aumenta la inversión aumenta el ingreso, pero ya no habrá mayor inversión en el futuro.



trata de ver nuevas perspectivas, lograr un lenguaje común, alinear modelos mentales, involucrar cosas fuera de nuestro control (lograr una visión periférica), iluminar puntos ciegos, generar preguntas difíciles y no ser sorprendidos con los cambios.

Los escenarios no son predicciones a futuro, sino más bien un conjunto de futuros diferentes, cualitativos y cuantitativos con igual probabilidad. Una cosa de la cual casi se puede estar seguro es que el futuro será diferente de los escenarios desarrollados (Upme, 2002).

Los escenarios son una herramienta para imaginar diferentes rumbos o alternativas futuras y así construir hipótesis, ver nuevas perspectivas, lograr un lenguaje común y alinear modelos mentales. Éstos son externos e involucran cosas fuera de nuestro control (para así lograr una visión periférica); generan preguntas difíciles y hacen posible que no nos sorprendan los cambios resultantes.

## METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS

### Condiciones

Los escenarios planteados deben:

- \* Ser máximo cuatro.
- \* Ser relevantes y consistentes.
- \* Hacerse sobre temas de actualidad.
- \* Ser novedosos y útiles.
- \* Mejorar el entendimiento futuro.
- \* Ir más allá de los eventos.
- \* Generar varias proyecciones.
- \* Todos los escenarios son igualmente posibles.

### Identificación de los escenarios

Después de tener el par de variables, y de elaborar el diagrama sistémico, se procedió a realizar una serie de supuestos en los que estarían enmarcados los escenarios. Igualmente, se hizo un análisis sobre la situación energética nacional.

Los supuestos que se deben tomar a la hora de construir los escenarios son:

- \* Acuerdo de TLC firmado entre Colombia y Estados Unidos.
- \* Precios altos del petróleo (por encima de US\$25 barril).
- \* Tendencia al crecimiento de la demanda de los energéticos –mayor en los países en vía de desarrollo–, y un crecimiento alto de la demanda de gas natural por parte de Estados Unidos.
- \* Prevalencia de los mecanismos de mercado (privatizaciones, regulación), y una regulación pro competitiva.
- \* Ambiente de globalización y apertura económica.
- \* Presencia de un conflicto armado en el territorio colombiano.

### TODO BIEN, TODO BIEN

#### EL ESTADO FINAL DEL ESCENARIO

A finales del año 2015, el sector energético colombiano se encuentra en un estado de desarrollo superior en muchos aspectos al registrado al final del siglo XX, sujeto esto al desarrollo de la infraestructura necesaria. El clima es propicio y ampliamente rentable para la exportación de hidrocarburos y para potenciar aún más el sector energético, principalmente el gas natural, que se exporta hacia Centroamérica vía Panamá, hacia la Comunidad Andina vía Ecuador, y hacia Norteamérica con buques que salen de las costas colombianas.

Se presentan tasas de crecimiento económico del PIB del orden de 5 a 6%. Hay abastecimiento pleno de todos los energéticos por disponibilidad interna. Los flujos de inversión, dada la alta tasa de rentabilidad, aumentan considerablemente; esto se explica por el alto nivel de seguridad que fomenta el desarrollo de la exploración y explotación en hidrocarburos, y el alto desarrollo económico que dan una gran posibilidad para inversión en estos sectores.

La demanda y el consumo interno han crecido gracias al mayor desarrollo de infraestructura en gas y en electricidad, y al alto nivel de crecimiento del PIB. Las características del mercado energético son propicias para la inversión extranjera de capital y la implementación de tecnología de punta para la exploración y

explotación de hidrocarburos; las compañías entran con un alto margen de inversión en el sector energético impulsado por el menor riesgo que se presenta en el país dado el alto grado de seguridad, que reduce los problemas presentados por atentados terroristas a la infraestructura, y secuestros al personal extranjero en Colombia, entre otros.

El mercado nacional se ve muy beneficiado en el futuro puesto que se establecen con claridad para la inversión los compromisos de desempeño de transferencia de tecnología hacia el país extranjero. Existe un excedente que se reinvierte en el territorio nacional que, a largo plazo, con el desarrollo de infraestructura en gas natural y electricidad, genera una baja en las tarifas, y se logra una mayor eficiencia por la entrada de nuevos competidores al escenario energético, factor que impulsa aún más el desarrollo económico del país.

Al final, las principales vías por las que se favorecen los consumidores son dos:

Por medio de la masificación (con la que se llegó a la mayoría de los usuarios, en un buen porcentaje de tipo rural), y con el incremento en los usos que favoreció a los consumidores de los lugares más apartados, llevando servicios públicos como el gas natural.

Con el incremento de la demanda –y en respuesta a ello de la infraestructura– se favoreció a los consumidores al lograr a largo plazo una disminución en las tarifas a través de un incremento en la eficiencia con que operan las empresas del sector.

Este escenario muestra un excelente futuro energético para Colombia.

Como estrategia, los negociadores colombianos para el sector energético en el marco de un TLC deben evitar entrar en negociaciones en el sector; la situación es favorable dadas las características del mercado interno y las posibilidades que brinda el mercado vecino.

#### Situación durante el periodo

La alta tasa de rentabilidad, dado el buen crecimiento económico en el país, favorece los proyectos de interconexión transfronterizos (caso Panamá y Ecuador); esto se ve reflejado en un mayor número de acuerdos comerciales que van a acrecentar la exportación de hidrocarburos (principalmente gas natural) a diferentes mercados fronterizos y a mercados como Estados Unidos, gracias a la implementación de una planta de licuefacción de gas natural en costas colombianas.

De las plantas salen buques hacia las costas estadounidenses y hacia el golfo de México, aprovechando las reservas de gas de La Guajira y nuevas reservas debidas al incremento en los niveles de exploración y explotación tanto de gas natural como de petróleo, que tuvieron como factor determinante la inversión de grandes conglomerados internacionales en diversas áreas del sector energético, que decidieron invertir en el país dado el nivel alto de seguridad.

El aumento de redes de gasoductos, poliductos y de kilómetros de redes eléctricas alimenta, aunque no significativamente, el uso y el volumen de consumo en gas y electricidad; con más infraestructura se piensa en la masificación del consumo interno de gas natural, lo que lleva a cubrir en mayor proporción las zonas rurales que faciliten la cercanía a las fronteras y la integración fronteriza. El margen de capacidad en suministro y generación de gas natural presenta un aumento considerable, gracias a los proyectos de infraestructura. Con algunos pozos exploratorios (contratos firmados a finales de los años noventa) se logran resultados positivos en exploración y explotación.

Se presenta una fuerte inyección de capital privado en la refinería de Cartagena, que se reactiva y sirve de impulso para el desarrollo de un mercado más consolidado de la industria petroquímica.

La legislación, respondiendo a presiones internacionales, empieza a implementar proyectos para la generación de energías alternativas, pero por presiones políticas la gran mayoría de éstos no son considerados prioritarios a corto plazo, puesto que el alto nivel de reservas en hidrocarburos, generado por la fuerte inversión en exploración y explotación, es prioritariamente para el abastecimiento de la demanda interna y además es viable económicamente, lo que no permite consolidar la generación de energías alternativas.

Los proyectos de generación de energías alternativas aumentan la cantidad de energías eólica, por biomasa, fotovoltaica, entre otras, propiciando así un pequeño cambio en los patrones de la matriz de consumo, aunque éste no es significativo puesto que la dependencia de energía, dados los niveles de reservas, es alta y no se ha presentado un desabastecimiento significativo en hidrocarburos.

En vista de la demanda potencial que se ha creado en el país como resultado de un crecimiento económico sostenido a mediano plazo, la inversión se hace atractiva en proyectos de infraestructura eléctrica que van desde la generación

hasta la comercialización. Con el desarrollo económico vino también la concreción de los proyectos de interconexión internacional establecidos anteriormente bajo el marco de integración de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y Colombia-Panamá, que dieron cabida a un gran desarrollo de infraestructura de transporte de electricidad generando a su vez dividendos significativos para Colombia fruto de las exportaciones de electricidad a los países vecinos. Estas exportaciones se hicieron viables gracias a que: 1) la inversión hecha en capacidad de generación permite atender mercados externos descartando la posibilidad de un desabastecimiento interno; y 2) el clima de seguridad nacional jalona la inversión en transmisión y disminuye la probabilidad de desabastecimiento a causa de voladura de torres. Con la expansión de la infraestructura se alcanzan a beneficiar algunas zonas no interconectadas del país, y otras son atendidas con energía proveniente de los países vecinos interconectados con Colombia. La entrada de diversos agentes al sistema estructura la competencia en el sector; los beneficios de ésta serán trasladados al consumidor final a través de tarifas cada vez más bajas o de mejor calidad del servicio, resultado de dicha competencia.

El alto y sostenido crecimiento del PIB, estimado en 5 ó 6%, ha permitido romper el círculo pobreza-desempleo que había caracterizado a la economía colombiana; la disminución de la tasa de desempleo contribuye con la eliminación de la pobreza en el país, situación que tiene tres efectos sobre el subsector del gas natural y en la dinámica positiva del crecimiento económico colombiano. Primero, el aumento de los ingresos de la población favorece el logro de uno de los objetivos de la política sectorial: mejorar la eficiencia energética mediante un cambio en los patrones de consumo favorable al uso de gas natural como sustituto de leña y otros derivados del petróleo de alto costo e impacto ambiental; es decir, los mayores niveles de ingreso de la población contribuyen con la diversificación de la matriz energética del país. En segundo lugar, la disminución de la pobreza hace más atractiva y viable la inversión sectorial en nuevos proyectos de explotación y exploración, especialmente en la cuenca del Caribe colombiano. La inversión en el sector de gas natural, considerado éste como un componente importante de las llamadas fuentes alternativas de energía, contribuye con el desarrollo de la infraestructura energética del país, situación que favorece el crecimiento de la economía al mejorar las condiciones de abastecimiento del mercado para los diferentes usos. En tercer lugar, también se incrementa la inversión en otros sectores de la economía. De otra parte, la reducción del desempleo y la eliminación de la pobreza contribuyen con la disminución de la

intensidad del conflicto armado al encontrar la población oportunidades de realización laboral distintas a las que ofrece la ilegalidad.

El ambiente de mayor seguridad tendrá efectos favorables para la integración de nuevos mercados energéticos, se habrán realizado las interconexiones gasíferas con Venezuela y Panamá, con efectos favorables sobre el desarrollo económico del país y la subregión; Colombia será incluida en el Plan Puebla-Panamá, consolidando su posición estratégica dentro de un mercado energético latinoamericano ampliado en el cual son determinantes las reservas existentes en Venezuela y sus posibilidades de suministro a Ecuador, Perú y Brasil.

Éste es, de lejos, el escenario ideal para el sector del gas natural en Colombia. Aquí están presentes condiciones de crecimiento económico y estabilidad social favorables para el desarrollo tanto del mercado interno como del mercado integrado regional. En él, por las razones enunciadas, resulta irrelevante para el subsector el tratado de libre comercio bilateral con Estados Unidos de América.

Los altos niveles de seguridad y desarrollo económico han permitido el renacimiento de la exploración y explotación de hidrocarburos en el país, el sistema de contratación petrolero implantado en el 2004 es un éxito, y las grandes compañías petroleras regresaron al país; además, se puede observar un amplio número de pequeñas compañías que explotan yacimientos marginales, este hecho ha provocado el desarrollo del sector de servicios petroleros que se había rezagado a finales del siglo xx.

Ecopetrol continúa siendo la empresa líder del sector; sin embargo, su propiedad ahora es mixta y ha sido escindida en varias empresas según su actividad (exploración, y explotación, transporte de combustibles y refinación), para permitir el desarrollo de una mejor regulación, siendo la empresa un *holding*. La refinería de Cartagena ha sido ampliada y permite la exportación de productos derivados hacia Estados Unidos y Centro América; ésta, junto con el complejo de Barrancabermeja, cumplen con todas las normas ambientales del momento y su gran rentabilidad les permite mantener tecnología de punta.

Sin embargo, a pesar de que en este momento el país sea un exportador neto de petróleo crudo y derivados, en el transcurso de los últimos diez años tuvo que importar petróleo de Venezuela para cargar sus refinerías mientras se desarrollaban los nuevos campos descubiertos. El oleoducto, que en un principio sirvió para abastecer de crudo al país, hoy cuenta con una nueva extensión y



terminal en el océano Pacífico que permiten la exportación de petróleo venezolano y colombiano hacia el continente asiático.

## VACIADOS PERO CONTENTOS

### EL ESTADO FINAL DEL ESCENARIO

Se presentan tasas de crecimiento económico del PIB del orden de 1 a 1,5%. Al término del año 2015, el sector energético colombiano se encuentra en un estado de desarrollo incierto e inferior al encontrado a finales del siglo XX. Colombia se vuelve importador de gas natural y petróleo de Venezuela, y la infraestructura que en un principio se pensó serviría para facilitar la exportación de gas natural hacia el vecino país, sirve hoy de puente para la importación de hidrocarburos. Se ha estancado la inversión de capital por parte de los grandes conglomerados económicos.

Se limitan las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en algunas zonas donde anteriormente, por los problemas de orden público y de seguridad, la realización de tales actividades no era viable. No obstante, la inversión extranjera toma la forma de economías de enclave sin favorecer el desarrollo del resto del país.

La empresa estatal mantiene su posición dominante en toda la cadena de hidrocarburos, desde la producción hasta el transporte y la distribución. Ecopetrol continúa teniendo el papel que desempeñaba en 2004, tratando de garantizar el suministro de combustible en condiciones cada vez más precarias.

Se presenta un desbordamiento del déficit fiscal por el bajo nivel de reservas exportables, esto no sólo deteriora las finanzas públicas, sino que agrava de manera significativa el desarrollo económico del país.

Hay abastecimiento medio de todos los energéticos por importación de gas y de petróleo de Venezuela, y por la generación hidroeléctrica, pero este recurso se va agotando más rápidamente de lo planeado, puesto que su uso se ha intensificado en los últimos años producto de la gran demanda que entra a suplir, ya que el desarrollo de termoeléctricas se ve estancado por la ausencia de reservas en gas natural. Los flujos de inversión, dada la baja tasa de rentabilidad, se presentan esporádicamente; esto se explica por el bajo nivel de reservas en gas.

No hay posibilidades de inversiones importantes en ningún subsector del mercado energético. En este sentido, no hay desarrollo de la industria petroquímica, ni la posibilidad de implementar una nueva refinería.

El déficit fiscal se hace prácticamente incontrolable puesto que se dejan de recibir casi por completo las divisas que recogía el país por concepto de la exportación de petróleo y de sus derivados.

Estamos en un clima de paz pero con un muy bajo desarrollo económico; se presenta estancamiento de las actividades productivas, y gran parte del capital humano se ha ido de Colombia, se presentó una fuga de cerebros.

Se produce una reinserción no productiva de los grupos armados a la sociedad; el nivel educativo es bajo dado que un gran porcentaje de los recursos económicos del país se destinó a la negociación del conflicto.

Como estrategia, los negociadores colombianos para el sector energético en el marco de un TLC deben estimular una negociación en procura de lograr una mayor nivel de inversión extranjera en exploración y explotación de hidrocarburos, utilizando como incentivo principal el alto nivel de seguridad que se presenta en las regiones donde posiblemente se encuentran cuencas y pozos con reservas; se debe tener en cuenta que este desarrollo en exploración y explotación debe ir acompañado del desarrollo de la infraestructura necesaria para transportar los hidrocarburos colombianos a las costas del país, y así tener posibilidad de exportar.

#### SITUACIÓN DURANTE EL PERIODO

La tasa de rentabilidad es baja dado el desarrollo económico presentado en el país, lo que lleva a la pérdida de suficiencia y de abastecimiento, puesto que no hay incentivos para la inversión en exploración y explotación, ni en el desarrollo de proyectos en el sector de los hidrocarburos y de generación térmica e hidroeléctrica con electricidad.

El crecimiento de la demanda de energía es lento; los proyectos de desarrollo de infraestructura energética son pocos y demorados, y no hay variaciones significativas en los patrones de consumo.

La balanza comercial energética se deteriora por la falta de exploración petrolera en las magnitudes requeridas para mantener la capacidad exportadora, y

queda clara la pérdida de autosuficiencia de hidrocarburos. Las actividades de exploración y producción se ven disminuidas a un mínimo, y el país importa gasolina durante gran parte del periodo. Se dan negociaciones con Venezuela para la importación de gas y gasolina.

Se desarrolla una regulación ambiental relacionada con el sector energético que obliga a la adecuada internacionalización de los costos ambientales.

La legislación, respondiendo a presiones internacionales, empieza a implementar una mayor cantidad de proyectos para la generación de energías verdes y alternativas; además, la crisis de abastecimiento en hidrocarburos y las altas tarifas en gas y en electricidad llevan al desarrollo e implementación de proyectos para la generación de biomasa; el porcentaje para la utilización de etanol como oxigenante en la gasolina sube hasta un 25%, y se genera también la producción de biodiesel a través de palma de aceite.

Se favorecen, aunque no de manera significativa por sus altos costos iniciales, los proyectos de generación de energías alternativas que aumentan la cantidad generada de energías eólica y fotovoltaica, entre otras, que sumado al reemplazo en la matriz de consumo de energía de gasolina y ACPM por bioetanol y por biodiesel, respectivamente, propician un cambio leve en los patrones de consumo de energéticos en el país.

Dos señales del mercado desfavorecen profundamente la inversión en el sector: la demanda se encuentra deprimida, resultado de una declinación en el producto interno bruto del país, y el esquema regulatorio, poco tendiente a la liberalización, desestimula la entrada de nuevos agentes.

Los planes de expansión establecidos para las zonas no interconectadas (ZNI) son frenados a causa de la escasa demanda y los módicos ingresos de los usuarios; las empresas distribuidoras se ven gravemente afectadas en muchas de las zonas rurales debido a la precaria infraestructura y al deterioro que ha presentado en los últimos años. Dada la coyuntura, el país está cada vez más lejos de ser un exportador de electricidad y se expone a futuros apagones por la escasa adición de capacidad al sistema interconectado nacional. Ecuador y Venezuela suministran electricidad a Colombia en las zonas de frontera.

Se presentan aumentos significativos en las tarifas de electricidad como consecuencia del desmonte de subsidios, el deterioro de las finanzas públicas, los costos más altos en generación y la capacidad de generación insuficiente.

En este escenario cobran importancia las inversiones en el sector y en otros sectores de la economía al estar afectadas positivamente por el alto nivel de seguridad y negativamente por el pobre desempeño económico. El ambiente de mayor seguridad tiene efectos favorables en la integración de nuevos mercados energéticos (interconexiones gasíferas con Venezuela y Panamá) con efectos positivos, aunque marginales, sobre la inversión en el sector de gas natural y en el resto de actividades económicas, lo cual contribuye a atenuar los efectos negativos que sobre el sector tiene el bajo crecimiento económico (tasa de crecimiento del PIB de 1-3%). De manera específica, la inversión en el sector del gas natural atenúa el bajo crecimiento del PIB y el efecto adverso que esto tiene sobre el desarrollo de otras fuentes alternativas de energía; así mismo, los flujos de inversión en sectores diferentes al energético también contribuyen a atenuar los efectos del bajo crecimiento económico. No obstante, éste repercute sobre la intensidad del conflicto armado el cual, por supuesto, no se ha resuelto definitivamente.

En relación con la dinámica negativa de crecimiento del PIB se debe resaltar, en primer lugar, el hecho de que ésta se retroalimenta vía el abastecimiento inadecuado de energéticos. En efecto, a pesar del ambiente positivo para la inversión derivado de los altos niveles de seguridad, el bajo crecimiento desfavorece el desarrollo de fuentes alternativas y trae como consecuencia un desarrollo también pobre de la infraestructura para la utilización del gas y, en consecuencia, una insuficiente cobertura o abastecimiento del mercado; es decir, el país no puede aprovechar las oportunidades que ofrece la interconexión y la participación en un mercado integrado de gas. En segundo lugar, el alto desempleo asociado con el pobre crecimiento económico tiene efectos negativos en la seguridad y, dado el aumento de la pobreza, sobre la inversión en el sector de gas natural y otros sectores. Es decir, el tamaño y las características sectoriales impiden que la inversión rompa con la dinámica negativa de bajo crecimiento del PIB. El sector de gas natural, sin un desarrollo adecuado de la infraestructura, se ve limitado en sus posibilidades exportadoras, razón por la cual resulta irrelevante la existencia del TLC con Estados Unidos.

A pesar de los altos niveles de seguridad del país, el bajo desarrollo y la inestabilidad económica no permitieron la llegada de nuevas empresas al sector de exploración y explotación de petróleo, el sistema de contratación petrolera establecido en el 2004 no tuvo el éxito esperado, y aunque fue modificado para aumentar la rentabilidad de los inversionistas, el país no ha logrado reponer sus

reservas y es un importador neto de petróleo crudo y derivados. Venezuela es nuestro principal abastecedor gracias a un oleoducto binacional que permite el abastecimiento de las refinerías nacionales y la exportación de crudo desde el vecino país hacia el continente asiático por una terminal ubicada en la costa pacífica colombiana.

Ecopetrol es una empresa estatal con una aguda crisis financiera, ya que el gobierno central la ha descapitalizado constantemente para cubrir el déficit fiscal; su actividad exploratoria es casi nula. Durante este periodo el segmento de transporte de derivados ha sido privatizado y se encuentra regulado; en cuanto a las refinerías, su capacidad se encuentra al límite, su tecnología es obsoleta y, a pesar de que existen planes para expandirlas, el pobre desempeño de la economía nacional hace que éstos no sean viables.

## HEMOS TOCADO FONDO

### EL ESTADO FINAL DEL ESCENARIO

Al término del año 2015, el sector energético colombiano se encuentra en un estado de desarrollo inferior al encontrado a finales del siglo veinte. Nos volvemos importadores de gas natural y petróleo de Venezuela; la poca infraestructura que se desarrolló para el transporte de hidrocarburos sirve hoy de puente para la importación de los mismos.

El crecimiento económico se estanca en tasas del 1 al 1,5% del PIB. Se presenta un desbordamiento del déficit fiscal por el bajo desarrollo de la economía y, en parte, por el bajo nivel de reservas exportables puesto que la actividad exploratoria desarrollada en los últimos diez años es nula. Esto trae como consecuencia el deterioro de las finanzas públicas, y agrava de una manera significativa el desarrollo del país.

Hay un estancamiento de los esquemas de mercado tales como la liberalización de las actividades de la cadena de hidrocarburos y la privatización de empresas energéticas colombianas, ya que la inversión de capital extranjero en las actividades del sector energético no es atractiva; a esto se suman los graves problemas de orden público y el alto nivel de conflicto que se presenta en el territorio colombiano. La regulación se vuelve flexible para atraer capitales que desarrollen nuevos proyectos en exploración y explotación de hidrocarburos.

El mercado nacional no se ve beneficiado hacia el futuro, puesto que en los acuerdos comerciales bilaterales no se logra establecer claridad en cuanto a compromisos de desempeño y a transferencias de tecnología hacia el país. No hay un excedente que se reinvierta en el territorio nacional a largo plazo, circunstancia que, sumada al poco desarrollo de infraestructura en gas natural y electricidad, genera un alza a largo plazo en las tarifas; se presenta así mismo una mayor ineficiencia a causa del desaprovechamiento de los recursos energéticos del país, factor que deteriora aún más el desarrollo económico colombiano.

Hay abastecimiento medio de todos los energéticos por importación de gas y de petróleo de Venezuela, y por generación eléctrica por medio de centrales hidroeléctricas, pero este último recurso se va agotando más rápidamente de lo planeado, puesto que su uso se ha intensificado en los últimos años producto de la demanda que entra a suplir, ya que el desarrollo de generadoras termoeléctricas se ve paralizado por la ausencia de reservas en gas natural y porque se presenta un estancamiento de la demanda al interior del país.

Existe un alto grado de inseguridad regulatoria y de riesgo político, que son factores que desmotivan la inversión en el sector energético colombiano.

En este escenario y bajo estas condiciones, el TLC con Estados Unidos se puede incentivar con la inversión en exploración y explotación de las reservas mar adentro de la costa Caribe, en donde la infraestructura no corre ningún riesgo de ser destruida. Sin embargo, la actividad tiene impacto marginal en el desarrollo del país.

#### Situación durante el periodo

La tasa de rentabilidad es baja dado el bajo crecimiento sostenido del PIB, lo que lleva a la pérdida de suficiencia y de abastecimiento puesto que no hay incentivos para la inversión en exploración y en desarrollo de proyectos en el sector de los hidrocarburos, esta condición se debe, además, al alto grado de inseguridad fomentada por el conflicto armado.

La legislación, respondiendo a presiones internacionales, empieza a implementar una mayor cantidad de proyectos para la generación de energías verdes y alternativas; de otro lado, la crisis de abastecimiento en hidrocarburos y el estancamiento de la demanda energética llevan al desarrollo e implementación

de proyectos para la generación de biomasa en las zonas no interconectadas del país; el porcentaje para la utilización de etanol como oxigenante en la gasolina sube hasta un 25%, y se genera también la producción de biodiesel a través de palma de aceite. Se estudia (y dada la grave situación es casi un hecho) la extensión obligatoria del uso de un 25% de etanol en las gasolinas de todo el territorio colombiano para afrontar en parte el desabastecimiento energético.

La situación de subsidios energéticos se vuelve complicada: por una parte, el gobierno necesita importantes sumas para responder a los requerimientos del país, sin poder entonces mantener un sistema de subsidios, pero por otro lado se presenta el problema de la grave situación económica de grandes masas de la población. El gobierno tiende a mantener y extender un sistema de subsidios cruzados, pero su éxito es relativo.

La demanda de energía crece a un ritmo muy bajo, no se presentan variaciones significativas en los patrones de consumo.

La capacidad de refinación se estanca debido a la falta de recursos para modernizar y adelantar un buen mantenimiento a la infraestructura de Barrancabermeja y Cartagena; se requiere importar combustibles para garantizar el suministro, aunque el crecimiento de la demanda permanece estancado durante una parte considerable del período.

La demanda se encuentra deprimida como resultado de una declinación en el producto interno bruto del país; el esquema regulatorio, poco tendiente a la liberalización, desestimula la entrada de nuevos agentes, y el bajo nivel de seguridad nacional trae consigo la voladura de torres de transmisión haciendo al sistema vulnerable a posibles apagones en ciertas regiones del país a la vez que le quita estímulos a la expansión de este eslabón de la cadena. Se disminuye la expansión hacia zonas rurales pues existe poca demanda y bajos ingresos para pagar las facturas; la infraestructura existente comienza a deteriorarse por la poca rentabilidad de transmitir electricidad hacia zonas no interconectadas; en este punto las empresas distribuidoras son las más afectadas. La poca adición de capacidad al sistema, y las pocas reservas de gas con las cuales generar electricidad, aumentan la posibilidad de fuertes apagones y a la vez impiden que Colombia sea un exportador neto del servicio, agravando aún más la balanza comercial. Con la infraestructura de interconexión internacional existente con Ecuador y Venezuela se atiende parte de la demanda nacional ubicada cerca de estas interconexiones.

Con la capacidad de generación insuficiente y las finanzas públicas en deterioro la situación se traduce en un mayor aumento en las tarifas de electricidad, pues cada vez es más costoso generarla y son muy pocos los fondos con los cuales subsidiar a los estratos más bajos.

El bajo crecimiento del PIB y los altos niveles de inseguridad alimentan el ciclo de estancamiento económico caracterizado por desempleo-pobreza-baja inversión. La inseguridad reinante y el mal desempeño económico no ofrecen condiciones para la consolidación del corredor Venezuela-Colombia-Panamá, truncando el proceso de integración energética del continente; de igual modo, la intensidad del conflicto desestimula la inversión en la economía, con repercusiones negativas sobre el crecimiento. El desarrollo de las fuentes alternativas de energía y de la infraestructura del sector se encuentra estancado, por lo cual ocurre el desabastecimiento del mercado. El país es importador del gas venezolano y, por tanto, enfrenta problemas fiscales que también afectan al crecimiento.

El desempleo y la consecuente pobreza también se constituyen en desestímulos para la inversión. Los patrones de consumo son altamente ineficientes, agravando los problemas de contaminación ambiental y de inversión en el sector de gas natural.

En este escenario el sector petrolero se encuentra estancado y muy por debajo del desarrollo que alcanzó en la década de los noventa; el país es un importador neto de petróleo crudo, el sistema de contratación establecido en 2004 fracasó, y a pesar de las modificaciones hechas para aumentar la rentabilidad de los inversionistas, éstos le huyen al país por sus altos niveles de inseguridad y el pobre desempeño económico. Además, la situación del sector es muy inestable institucionalmente, y la Agencia Nacional de Hidrocarburos se encuentra desacreditada y a punto de desaparecer debido a que ha sido incapaz de cumplir los objetivos que le fueron establecidos al momento de su creación, tales como garantizar el autoabastecimiento petrolero del país y generar reservas exportables de hidrocarburos.

Ecopetrol, por su parte, es una empresa en crisis financiera, ampliamente descapitalizada por el gobierno central, lo cual no le ha permitido desarrollar actividades de exploración; su balanza comercial es negativa y las actividades de transporte de combustibles y refinación de hidrocarburos, que eran un buen negocio para la empresa, hoy afrontan grandes problemas debido al constante hurto de combustibles y a las voladuras de polductos por una parte, y a que la



refinación tiene márgenes muy bajos debido a que el crudo utilizado para cargarlas ya no es de su propiedad, sino que es importado. Las refinerías se encuentran casi al límite de su producción y obsoletas por falta de inversión, y en las pobres condiciones de seguridad y desarrollo del país ningún inversionista se atreve a proponer proyectos para expandirlas y actualizarlas.

Venezuela es el principal abastecedor de petróleo crudo y derivados del país a través de un oleoducto binacional, del cual existen planes para expandir hacia la costa pacífica con el fin de exportar crudo a la región del este asiático; sin embargo, los planes se encuentran aplazados debido a la inseguridad presente en Colombia, y a que no existen capitales dispuestos a invertir en este proyecto.

### LA ECONOMÍA VA BIEN PERO EL PAÍS VA MAL

#### EL ESTADO FINAL DEL ESCENARIO

A finales del año 2015, el sector energético colombiano se encuentra en un estado de desarrollo superior en ciertos aspectos al registrado al final del siglo veinte, sujeto esto al avance de las obras necesarias, el cual se ha visto estancado por los atentados a la infraestructura energética del país. Las actividades de exploración y producción se incrementaron sustancialmente con capital privado dado que se tiene una baja necesidad de inversión estatal y que el desarrollo de integración comercial se encuentra en un punto medianamente alto.

El capital extranjero que invierte en el país recibe una mayor prima de riesgo por un mayor nivel de conflicto armado, lo que desestimula la inversión en zonas del territorio nacional donde se presentan problemas de orden público.

Los consumidores se benefician de la reducción de las tarifas por el mayor desarrollo de la infraestructura en ciertos segmentos de la cadena energética del país y los planes de expansión y cubrimiento en vista de los altos rendimientos que promete el sector; de la misma manera, los inversionistas se ven atraídos por la exploración *offshore* y los planes de expansión.

Tanto el crecimiento de las empresas dedicadas a la exploración como las comercializadoras y las distribuidoras, además del incremento en las obras de ingeniería, favorecen la economía y el progreso de los mercados de hidrocarburos y electricidad.

Hay abastecimiento pleno de todos los energéticos por disponibilidad interna e importación de petróleo. Debido a la tasa de rentabilidad los flujos de inversión aumentan, aunque no significativamente por el bajo nivel de seguridad en que se encuentra el país.

Se presenta un gran desarrollo y la capacidad de extensión y masificación del uso del gas natural aumenta. El crecimiento económico es jalonado sólo por unos focos de desarrollo sobre ciertos sectores específicos.

El país empieza a pensar en el impacto futuro que sobre la demanda de combustible tendrán la movilidad y la velocidad de desarrollo e implantación de nuevas tecnologías, como las celdas de combustible, los autos eléctricos y los autos a base de hidrógeno, y desarrolla estudios para una posible implementación en Colombia.

La demanda y el consumo interno han crecido como consecuencia del mayor desarrollo de infraestructura en gas y en electricidad; éste ha sido significativo, ya que se ha dado prioritariamente para aumentar las posibilidades de proyectos de exportación de hidrocarburos. El efecto total sobre la demanda es que se aumenta de manera significativa en gas y se mantiene un leve aumento en electricidad.

Ecopetrol lleva a cabo los desarrollos petroquímicos, y no se presenta inversión por parte de capital privado en su fase de consolidación.

En este escenario la negociación para el sector energético en el marco de un TLC con Estados Unidos es irrelevante, ya que las posibilidades visibles están en las interconexiones por realizar con los países de la Comunidad Andina.

#### SITUACIÓN DURANTE EL PERÍODO

La tasa de rentabilidad es alta dado el nivel de reservas de hidrocarburos desarrolladas por la mayor inversión en el sector hidrocarburífero, lo que favorece los proyectos transfronterizos de interconexión gasífera y eléctrica (caso Panamá y Ecuador), que se ven reflejados en un mayor número de acuerdos comerciales que van a acrecentar la exportación de hidrocarburos (principalmente gas natural) a diferentes mercados de frontera, en donde se intensifica el pie de fuerza para evitar los problemas de orden público.

Se presentan tasas de crecimiento económico del PIB por el orden de 5 a 6%, y se incrementan los excedentes exportables de hidrocarburos. Se reestructura la empresa estatal de petróleo, y el transporte de refinados se constituye en actividad monopólica regulada por el Estado.

El aumento de gasoductos, poliductos y de kilómetros de redes eléctricas alimenta de manera poco significativa el uso y el volumen de consumo en gas y electricidad, principalmente en las zonas aledañas a los centros urbanos, aunque la idea principal de esta infraestructura es la exportación. El margen de capacidad en suministro y generación térmica de electricidad presenta un aumento considerable, gracias a los proyectos de infraestructura.

La demanda de energía crece a un ritmo sostenido, con variaciones importantes en los patrones de consumo, donde el gas natural aumenta su participación en la matriz de consumo de manera significativa, sobre todo en dos frentes:

Primero, con el aumento de vehículos y del transporte, sobre todo público urbano, que funcionan a partir del gas natural vehicular (GNV); el gas se convierte en una alternativa interesante dados los incrementos en los precios de la gasolina y las presiones ambientales.

Segundo, con el aumento del gas natural en la participación de generación eléctrica, a través de la implementación de generadoras termoeléctricas.

La reactivación de la industria se refleja en el desarrollo de la petroquímica que aumenta su presencia en el sector, y la planta de refinación de Cartagena se vuelve soporte para la industria en el sector.

La legislación, respondiendo a presiones internacionales, empieza a implementar una mayor cantidad de proyectos para la generación con energías alternativas pero, por motivos de protección ambiental, la gran mayoría de éstos no son considerados prioritarios en el corto plazo, puesto que el alto nivel de reservas en hidrocarburos, debido a los grandes desarrollos en exploración y explotación es preeminente y muy viable económicamente, y los proyectos con energías renovables no son en un principio competitivos dado el alto costo de la inversión inicial y puesto que son proyectos de baja generación energética.

El bajo nivel de seguridad lleva al aumento en la importación de ciertos alimentos y de materias primas para seguir jalonando el desarrollo de la economía.

En vista de la demanda potencial que se ha creado en el país como resultado de un crecimiento económico sostenido en el mediano plazo, la inversión se hace atractiva en proyectos de infraestructura eléctrica que van desde la generación hasta la comercialización. Con el desarrollo económico vino también la concreción de los proyectos de interconexión internacional establecidos anteriormente bajo el marco de integración de la CAN y Colombia-Panamá, que dieron cabida a un gran desarrollo de infraestructura de transporte de electricidad generando a su vez dividendos significativos para Colombia fruto de las exportaciones de electricidad a los países vecinos. Estas exportaciones se hicieron viables gracias a que: 1) la inversión hecha en capacidad de generación permite atender mercados externos descartando la posibilidad de un desabastecimiento interno, y 2) el clima de seguridad nacional jalona la inversión en transmisión y disminuye la probabilidad de desabastecimiento a causa de la voladura de torres. Con la expansión de la infraestructura se alcanzan a beneficiar algunas zonas no interconectadas del país, además de que otras son atendidas con energía proveniente de los países vecinos interconectados con Colombia. La entrada de diversos agentes al sistema crea competencia en el sector, los beneficios de esta competencia serán trasladados al consumidor final a través de tarifas cada vez más bajas o de mejor calidad del servicio, resultado de esa misma competencia. Sin embargo, el bajo nivel de seguridad en algunas regiones las hace propensas a desabastecimientos eléctricos a causa de atentados a la infraestructura del transporte de la electricidad (básicamente atentados contra las torres eléctricas de interconexión).

El contraste de niveles bajos de seguridad con un buen desempeño económico delinea un panorama en el cual no se ha adelantado la integración gasífera con Venezuela y Panamá y, por tanto, no se participa en el mercado internacional de gas natural. Sin embargo, el alto nivel de crecimiento económico, aunque atenuado por la baja inversión en el sector y en toda la economía, estimula la utilización de fuentes alternativas de energía y, por esta vía, el desarrollo de la infraestructura y el adecuado abastecimiento del mercado de los energéticos, hecho que a su vez estimula el crecimiento. El crecimiento sostenido contribuye, mediante la reducción de las tasas de desempleo, en primer lugar, a disminuir la pobreza de la población y a mejorar la seguridad en el país que, sin embargo, continúa siendo muy baja, con efectos negativos sobre las posibilidades de creación de nuevos mercados internacionales de energéticos y de la inversión, como se ha señalado; y, en segundo lugar, la menor pobreza contribuye con un cambio

favorable en los patrones de consumo, redundando en una mayor eficiencia energética y, por esta vía, estimulando la inversión en el sector; de igual manera, la mayor disponibilidad de ingreso estimulará la inversión en general (en el sector de gas y otros sectores haciendo sostenible las tasas de crecimiento de 4 a 6%).

Este escenario, parecido a la situación colombiana actual, resulta propicio para el florecimiento de economías de enclave que, si bien jalonan una dinámica positiva de crecimiento, no logran transmitir estos efectos al conjunto de la economía por la inestabilidad que genera el conflicto armado y sus efectos negativos tanto en el desarrollo de nuevos mercados de exportación como en la inversión productiva.

En estas condiciones, el TLC Andino se constituye en el mecanismo que garantiza el acceso a nuevos mercados energéticos, especialmente aquellos que no requieran el desarrollo de infraestructura en el territorio continental, como será la producción de gas natural localizado mar adentro de la costa Caribe colombiana, cuya exploración fue iniciada diez años atrás.

El desarrollo de la economía nacional, y las favorables tasas de rentabilidad ofrecidas a los inversionistas en la exploración y explotación de hidrocarburos, son la combinación perfecta que le ha permitido a Colombia superar la crisis petrolera y ser hoy nuevamente un exportador neto de combustibles, con un sector de servicios petroleros desarrollado.

Sin embargo, el conflicto armado ha impedido que todas las regiones se beneficien por igual de esta pequeña bonanza petrolera, ya que los grupos al margen de la ley no permiten que las empresas privadas puedan entrar a explorar en aquellas zonas del territorio donde hacen presencia, lugares adonde sólo en algunos casos puede acceder la compañía estatal de petróleos. Esto no ha permitido desarrollar al 100% el potencial petrolero del país.

En cuanto al sector del *upstream*, el transporte de combustibles líquidos es una actividad privatizada que actúa como un monopolio natural regulado por el Estado; la refinación de combustibles es una actividad de capital mixto a la cual entraron los capitales privados para financiar la expansión de la refinería de Cartagena en la que el Estado posee aún participación por medio de Ecopetrol, que gracias a los recursos generados por los nuevos descubrimientos pudo en parte financiarla.

Ecopetrol es una empresa estatal con una pequeña participación de capital privado, y cumple un papel destacado dentro del sector, a pesar de que ya no es la gran compañía de finales del siglo anterior que estaba presente en casi todos los segmentos de la cadena; su orientación es la búsqueda de reservas que le permitan cargar sus refinerías y generar excedentes exportables.

Por otra parte, debido a la alta inseguridad presente en el país durante el período, el gobierno ha sido incapaz de contener los ilícitos en el sector de combustibles líquidos, en especial el hurto y el contrabando, incentivados por un alto nivel de precios de la gasolina especialmente durante el período en el que se importó petróleo crudo de Venezuela; luego de esto se estableció un acuerdo binacional mediante el cual la zona de frontera colombo-venezolana sería abastecida por la empresa estatal de petróleos venezolana, para así contener el contrabando dentro de esta región. El hurto es el principal escollo del sector, y a pesar de los esfuerzos realizados por contenerlo el gobierno colombiano es impotente en aquellos lugares donde la fuerza pública no tiene acceso a causa del conflicto.

En cuanto a las exportaciones del sector, éstas se dirigen principalmente a Estados Unidos y Centroamérica; no obstante, existe un oleoducto binacional colombo-venezolano que permite la exportación de crudo a la región de Asia Oriental, gracias a una terminal ubicada en la costa pacífica colombiana.

## BIBLIOGRAFÍA

UPME. Unidad de Plantación Minero Energética (2002). *Futuros energéticos*.

# Conclusiones finales

MARIO GARCÍA MOLINA

**D**e acuerdo con lo expuesto en los capítulos anteriores, es posible concluir que un tratado de libre comercio (TLC) con estados Unidos no representa grandes oportunidades para las negociaciones en el sector energético, puesto que tales oportunidades existen y lo que se debe hacer es aprovecharlas. En consecuencia, el TLC en el sector energético sirve, más bien, para obtener algunas ventajas adicionales. Como pudo observarse en este libro, las oportunidades para el desarrollo de los sectores de electricidad, gas y petróleo están dadas para cada uno de los sectores, se firme o no un tratado.

## ELECTRICIDAD

Las importaciones de electricidad no son reguladas por Estados Unidos, pero un nuevo oferente extranjero, además de que debe cumplir con los criterios establecidos por la Fossil Energy's Coal & Power Organization<sup>1</sup> en cuanto a la construcción, operación y mantenimiento de las redes de interconexión en las fronteras de los Estados Unidos a través de las cuales se exportaría la electricidad, debe actuar también de manera coherente y acorde al marco regulatorio de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) al momento de hacer las transacciones en el mercado mayorista en cuanto a precios y términos de las mismas. Las Public Utilities Commission (PUC) también tienen jurisdicción sobre la expansión de las redes de transmisión y sobre la necesidad y conveniencia de su construcción; por eso, el procedimiento especificado en el capítulo de electricidad en cuanto a la construcción y mantenimiento de las redes. Los respectivos

---

1 Los requerimientos para ofrecer la electricidad desde fuera de los Estados Unidos se encuentran en el capítulo "Electricidad", en la sección Regulación del comercio internacional de energía eléctrica en Estados Unidos.



permisos y procesos para presentarse como oferente extranjero expedidos por la Fossil Energy's Coal & Power Organization están sincronizados con los emitidos tanto por la FERC como por las PUC. En todos los estados, el segmento de generación, con el transcurso de la reestructuración del sector en el país, se encuentra en estatus de competitividad.

En los estados se identificaron las siguientes características:

- \* En Florida, la electricidad podría venderse únicamente a las cooperativas o pequeñas empresas privadas que no generen toda la electricidad que venden a sus usuarios. Como las compras públicas a extranjeros se encuentran restringidas, la venta de electricidad a las empresas municipales puede ser negociada en un tratado como el TLC.
- \* California es un importador de electricidad tanto del interior como del exterior del país. En consecuencia, en este estado existe experiencia en cuanto a transacciones internacionales, lo cual representaría una ventaja para cualquier nuevo oferente. Los altos precios de la electricidad que debe enfrentar representan también una oportunidad para que Colombia compita en ese mercado.
- \* En Virginia la energía se compra por medio de la interconexión PJM (la línea de transmisión más grande en los Estados Unidos). El gobierno federal y la SCC incentivan más las compras de electricidad de fuentes no convencionales que la construcción de nuevas plantas de energía, lo que indica que las restricciones a nuevos oferentes son pocas.
- \* La interconexión PJM tiene una característica muy importante: la confiabilidad. Dada la diversidad horaria de los picos del sistema, Pennsylvania, Nueva Jersey y Maryland adoptaron un criterio de nivel de reserva menor que el que cada uno debe enfrentar individualmente; por tanto, esos tres estados gozan de la suficiente generación para abastecerse, aun cuando esto no excluye nuevos oferentes a largo plazo. Para ello cualquier generadora nueva, antes de interconectarse u operar paralelamente a la red de transmisión de la PJM debe enviar una petición de interconexión y operación a la PJM.
- \* Como consecuencia del crecimiento económico y la falta de nuevas generadoras, Nueva York tiene dificultades para garantizar un margen de capacidad adecuado (18%) para la confiabilidad del sistema; esto representa

una oportunidad para Colombia como oferente de electricidad. No obstante, el problema de Nueva York radica también en la falta de capacidad de transmisión así como de la conformación de entes institucionales que aseguren un mejor funcionamiento del sistema.

- \* En Massachusetts, como ocurre en otros estados, las compañías privadas compran la electricidad a otras generadoras para atender su demanda. En principio, Colombia podría ser oferente de electricidad para estas empresas, y a largo plazo podría entrar a ser uno competitivo, pero esto obliga a que las transacciones sean permanentes dado que se crearían obligaciones contractuales directamente con el usuario final.

Con la reestructuración del sector eléctrico en Estados Unidos, el segmento de generación ahora es competitivo; por tanto, este mercado se encuentra abierto a cualquier oferente privado. En el caso de Colombia, aun sin TLC, se podría presentar como oferente de electricidad para los estados en estudio, pues las transacciones pueden establecerse con las compañías privadas y las cooperativas que compran la electricidad a otras generadoras. Un tratado de libre comercio para la venta de electricidad de Colombia a Estados Unidos serviría para: 1) minimizar los requerimientos de análisis ambiental establecidos por la Fossil Energy's Coal & Power Organization del Departamento de Energía en cuanto a los permisos presidenciales para la construcción de las líneas de transmisión en frontera, que en ocasiones puede demorar más de dos años; y, 2) negociar las compras estatales que permitieran ampliar el mercado potencial que representan los estados vulnerables para el país, en vista de que las compras públicas a extranjeros tienen restricciones. Por lo demás, la importación de electricidad no es regulada y las demás condiciones que están bajo jurisdicción federal y estatal son las mismas para todos los oferentes del servicio de generación.

## GAS NATURAL

El enorme mercado estadounidense no es monolítico y presenta diferencias locales (estatales) en las condiciones de disponibilidad, oferta y demanda de gas y en el desarrollo de los esquemas regulatorios en cada uno. Las características estatales de los mercados de gas natural ofrecen posibilidades diferenciadas de comercio del energético con ese país.

Desde el punto de vista del desarrollo regulatorio de los mercados analizados, en un nivel general, se identifica la tendencia común hacia la separación de actividades y desregulación de los segmentos de la cadena en los que se presentan las condiciones de competencia y de regulación donde persisten condiciones monopólicas. El mejoramiento de las condiciones de competencia a lo largo de la cadena o en algunos de sus segmentos facilitará el flujo entre los actores del mercado en ambos países.

- \* El mercado de la Florida resulta atractivo por la dinámica positiva de la demanda local y por las restricciones que se presentan en el suministro. Las condiciones de competencia en la producción y transporte en el ámbito federal convierten a este estado en un destino potencial de las eventuales exportaciones de gas colombiano a través de las instalaciones localizadas en el golfo de México y la costa sureste; no obstante, las autoridades estatales ejercen fuerte control ambiental en relación con el tendido de redes de transporte y distribución local. De hecho, la distribución a los usuarios de gas natural es una actividad regulada por la PSC Florida y en ella participan empresas municipales y distritos especiales de distribución.
- \* En Georgia existen condiciones de competencia en la comercialización de gas natural, que es una actividad independiente de la distribución; por su parte, la PSC Georgia regula los segmentos de transporte y distribución.
- \* En Virginia existe un mercado mayoritario estatal no regulado, en el que compiten los productores/proveedores de las *utilities* que finalmente se ocupan de la distribución local a los usuarios; éstos tienen la posibilidad de hacer compras conjuntas y de seleccionar los proveedores de las *utilities* que atienden sus demandas.

En el caso de los estados, otro aspecto que se identificó es el fortalecimiento de los entes regulatorios independientes y el desarrollo, cada vez más complejo, de las herramientas, mecanismos de regulación y relaciones interinstitucionales y con los usuarios de los servicios (participación ciudadana). Para la industria de gas natural colombiana son significativos los avances de los últimos años en el sentido de la separación de las actividades de la cadena como herramienta para la introducción de mayor competencia, la consolidación de la agencia regulatoria independiente garante de la transparencia en el mercado y el fortalecimiento de un marco regulatorio que, en líneas generales, avanza en la misma dirección de la

regulación de los estados estudiados, en el sentido de introducir mayores y mejores condiciones de competencia donde ésta es posible en beneficio de la ciudadanía.

Sin embargo, entre los dos países existen diferencias fundamentales con respecto, primero, al tamaño y características diferentes de los mercados; y, segundo, con la forma y el proceso de adecuación del marco regulatorio. Mientras en Estados Unidos la adecuación del esquema regulatorio obedece sobre todo al crecimiento económico y a los cambios tecnológicos, en un proceso de décadas en el que existe el compromiso y la participación de los diversos actores del mercado, en Colombia dicha adecuación se explica en gran medida por condiciones externas a los mercados, característica que afecta negativamente el compromiso y la credibilidad por parte de empresas, agentes e instituciones.

De cara a la negociación del TLC, el gas natural no tiene mucho que ganar, puesto que el reconocimiento de garantías que favorezcan la inversión y la estabilidad está dado por el nuevo sistema de contratación en hidrocarburos y no por el tratado. El tratado de libre comercio con Estados Unidos podría favorecer al sector de gas natural en Colombia a medida que ese país reduzca su actual arancel de 4,27% (según Energex) con el fin de favorecer la exportación del hidrocarburo en un futuro.

## PETRÓLEO

Estados Unidos representa para el sector petrolero colombiano su mercado más grande y, a la vez, su mayor inversionista. En la actualidad no existen normas que restrinjan el comercio de petróleo crudo y derivados entre los dos países y Colombia cuenta, incluso, con preferencias arancelarias para exportar al país del norte. Debido a esto, un tratado de libre comercio entre los dos países no implicará grandes transformaciones en el sector nacional; no obstante, el tratado es la oportunidad para que las preferencias arancelarias con que cuentan los productos petroleros colombianos en Estados Unidos se hagan permanentes.

La regulación ambiental estadounidense es un gran obstáculo para el comercio de productos derivados del petróleo, constituyéndose en una barrera a la entrada insalvable que es necesario negociar en el tratado, ya que Colombia no cuenta con los estándares exigidos para la comercialización y venta de gasolina

automotor. Es importante tener en cuenta, además, que la tendencia a endurecer los requerimientos ambientales puede disminuir la demanda de los productos colombianos, especialmente el *fuel oil*, que cuenta con un sustituto directo: el gas natural.

El buen desempeño de la industria luego de la firma del tratado depende del descubrimiento de nuevas reservas petroleras en el territorio colombiano, que permitan garantizar el autoabastecimiento del país y la generación de excedentes exportables. Al respecto es importante resaltar la necesidad de que Estados Unidos otorgue trato nacional a todos los productos obtenidos de la refinación de petróleo e inclusive a sus residuos (*fuel oil*) para que, en caso de la importación de petróleo los productos de Colombia puedan acceder al mercado estadounidense con preferencias, así la materia prima sea importada.

A pesar de contar con un nivel moderado de reservas, Colombia es un país estratégico para los Estados Unidos en su objetivo de disminuir su dependencia por el petróleo importado del Medio Oriente y, a su vez, Estados Unidos es estratégico para Colombia, ya que cuenta con los recursos financieros y tecnológicos necesarios para explorar y explotar nuestras probables reservas. Esto le otorga cierta flexibilidad al momento de negociar los puntos del tratado que afectan al sector petrolero en los dos países.

Por último, los recursos de inversión estadounidenses que en el futuro logren llegar al país gracias a la firma de un tratado pueden contribuir a financiar buena parte de los proyectos petroleros que se encuentran paralizados por la falta de capital nacional, en especial la ampliación de la refinería de Cartagena.



## SIGLAS

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANP	Agencia Nacional de Petróleo
ASCC	Alaska Systems Coordinating Council
Atpa	Andean Trade Preference Act
ATPDEA	Andean Trade Promotion and Drug Eradication Act
CAAA	Clean Air Amendments Act
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CAO	Control Area Operators
Cepal	Comisión Económica para América latina y el Caribe
CID	Centro de Investigaciones para el Desarrollo (Universidad Nacional de Colombia)
CND	centro nacional de despacho
Creg	Comisión Reguladora de Energía y Gas
Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleos
EEB	Empresa de Energía de Bogotá
EIA	Energy Information Administration
EOR	ente operador regional
EPA	Environmental Protection Agency
EPM	Empresas Públicas de Medellín
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FPA	Federal Power Act

FSSRI	fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos
Gatt	Acuerdo General sobre Aranceles y Comercio
GLP	gas licuado de petróleo
GNV	gas natural vehicular
Icel	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
ISA	Interconexión Eléctrica S. A.
ISO	Independent System Operator
MEM	mercado mayorista de electricidad
MER	mercado eléctrico regional
Mercosur	Mercado Común del Sur
NAAQS	Estándares nacionales de calidad del ambiente (por su nombre en inglés)
NAEWG	North America Energy Working Group
Nafta	North American Free Trade Agreement
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NEPA	National Environmental Policy Act
NERC	North American Electric Reliability Council
OCP	oleoducto de crudos pesados
Olade	Organización Latinoamericana de Energía
OMC	Organización Mundial del Comercio
PADD	Petroleum Administration for Defense Districts
PAMA	Federal Power Marketing Administrators
PSC	Public Service Commission
PUC	Public Utility Commission
RTO	Regional Transmission Organization
RVP	promedio de la presión de vapor (por su nombre en inglés)
SDL	sistemas de distribución local
SERC	Southeastern Electric Reliability Council
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	sistema de transmisión nacional
STR	sistema de transmisión regional

TIE	transacciones internacionales de electricidad
TLC	tratado de libre comercio
Upme	Unidad de Planeación Minero Energética
VOC	componentes orgánicos volátiles (por su nombre en inglés)
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos





Este libro, editado por el CID  
de la Facultad de Ciencias Económicas  
de la Universidad Nacional de Colombia, se  
terminó de imprimir y encuadernar en mayo de  
2006 en los talleres de Servigraphic Ltda, en Bogo-  
tá, D. C. En su composición se usaron tipos Times  
New Roman 12/15 y 9/10,8, y Geometr. Páginas  
interiores en papel bond beige de 70 gramos y cará-  
tula en propalmate de 240. Tiraje de 500 ejem-  
plares. La producción editorial estuvo a car-  
go de Juan Andrés Valderrama,  
de Tiza Orión Editores.

