

Transporte y distribución de gas natural en Colombia

Juan Felipe Neira C. ¹

El documento se ocupa de hacer un examen general sobre los algunos de los hitos más importantes de la industria de transporte y distribución de gas en Colombia. Analiza aspectos de política energética, precios y asuntos financieros de proyectos en particular. A su vez menciona los recientes pronunciamientos de las autoridades colombianas, respecto al futuro de la industria.

I. Abreviaturas:

DNP	:	Departamento Nacional de Planeación
Ecopetrol	:	Empresa Colombiana de Petróleos
GLP	:	Gas Licuado de Petróleo
Chevron	:	Chevron Corporation
MME	:	Ministerio de Minas y Energía
CREG	:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
UPME	:	Unidad de Planeación Minero Energética

II. Introducción

Estos tiempos, en los cuales los precios del gas natural se han comportado a la baja en algunas latitudes y donde nuevas fuentes no convencionales han impactado la industria, vale la pena analizar el desarrollo doméstico del mencionado hidrocarburo en nuestros países y evaluar cuál ha sido su penetración en el mercado local.

¹ Abogado de la Universidad Externado de Colombia. Especialista en asuntos corporativos, societarios y administrativos; quien, actualmente, es candidato al grado *LLM in Petroleum Law and Policy* por el *Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy* (CEPMLP) de la Universidad de Dundee, Escocia.

Así, los casos sudamericanos no solo se han encontrado con el inconveniente de hallar el recurso, sino a su vez, debido a su particular geografía, con el obstáculo de llevarlo a los consumidores finales a precios asequibles.

Para poder proveer de un suministro seguro y constante a los consumidores industriales y domésticos en nuestros países, la infraestructura de transporte y distribución se hace sumamente relevante, por lo que un análisis de su desarrollo es necesario.

En el caso colombiano, la ubicación de las reservas de gas ha determinado la infraestructura y el consumo masivo del hidrocarburo, creando mercados naturales para esa fuente de energía cerca de sus zonas de producción, mientras que su transporte y distribución en otras zonas del país han sido bastante tortuosas.

Estos retos han sido enfrentados por el gobierno nacional a lo largo de los últimos 30 años, con gran éxito en materia de cobertura, pero con desaciertos que nuestra industria continúa enfrentando.

Este documento menciona algunos de los hitos más importantes en el desarrollo de la industria de gas, respecto a su transporte y distribución, mencionando la estructura regulatoria, los aspectos financieros de algunos proyectos y la influencia del estado colombiano en el desarrollo del sector.

III. Primeros Antecedentes

El primer antecedente del gas natural libre se encuentra en la concesión Cicuco-Violó ubicada en el departamento de Bolívar, la cual fue otorgada a la Colombian Petroleum Company en 1956, y cuyas exploraciones y descubrimientos llevaron a constituir las primeras sociedades para el transporte y suministro de gas en el norte de Colombia a partir de 1960².

Posteriormente, en el año 1962, gracias a la construcción del gasoducto Cicuco-Barranquilla³, las primeras empresas de la costa atlántica empezaron a utilizar

2 ACOSTA, Amylkar. Del Gas Natural al Shale Gas. Congreso Naturgas. 2012.

3 Contraloría General de la República. Auditoría Ambiental a la Zona de Influencia del Campo Petrolero Cicuco-Boquete. 2001.

el gas natural producido en el departamento de Bolívar como combustible para la fabricación de cemento y aluminio.

A pesar de ese incipiente desarrollo comercial, fue solo hasta la década de los 70, cuando la industria del gas y su producción comercial a gran escala empezó a desarrollarse. La compañía Chevron (Texas Oil Company de la época) encontró uno de los mayores descubrimientos de gas en el país, en los campos de Ballenas, Chuchupa y Riohacha, ubicados en las costas del departamento de la Guajira, en la costa atlántica del país.

Los mencionados hallazgos permitieron que el suministro de gas incrementara su capacidad al doble entre 1978 y 1984⁴ con producciones de 500 MPCD.

Posteriormente en 1986 el ministro de minas, Guillermo Perry, propuso la política de “Gas para el Cambio”, a partir de la cual se buscaba la sustitución de fuentes de energía de alto costo, mediante el desarrollo de mercados en aquellas zonas donde había producción del gas natural y, a su vez, propiciar el consumo de GLP en las ciudades de mayor densidad poblacional, para introducir el gas natural, una vez la infraestructura para su distribución y comercialización ya estuviera presente⁵.

Finalmente, en la política de “Lineamientos para el Cambio” en 1990, se menciona la necesidad de aumentar la actividad exploratoria, debido a que las reservas no cubrían la totalidad de la demanda del territorio nacional⁶.

IV. Desarrollos posteriores a la nueva Constitución Política: Liberalización del Mercado

En 1991, Colombia promulgó una nueva constitución contemplada dentro de un marco económico de liberalización de mercados e ingreso de capital privado a las industrias de servicios públicos. A su vez, el Estado adquirió un papel de Director General de la economía, donde los privados pueden realizar actividades bajo un esquema de libertad vigilada.

4 BETANCOURT ADUEN, Félix. El Mercado del Gas Natural en Colombia. Junio de 2000.

5 FAINBOIM, Israel –RODRÍGUEZ, Carlos Jorge. El Desarrollo de la Infraestructura en Colombia en la Década de los Noventa. Parte II. 2000.

6 Ibid.

Bajo este contexto, en diciembre de 1991, el máximo organismo de coordinación de políticas sociales y económicas realizó una evaluación de la situación de la industria gasífera y determinó un programa para la masificación del consumo del hidrocarburo en el país.

Dentro de este documento se concluyó que la mayoría de las industrias colombianas obtenían su energía de derivados del petróleo, y los hogares utilizaban leña como fuente principal de energía. Por otro lado, la estructura de precios, demostraba que las fuentes de energía se vendían a un valor inferior al precio de producción, demostrando la influencia del Estado mediante subsidios para su producción, que en el caso del gas natural se encontraban por el orden de entre 40% y 50%⁷.

Bajo este panorama, el consumo se concentraba en la generación de electricidad (35.4%), el sector de refinación de crudo (21.8%), el sector industrial (24.4%) y, en una menor medida, en el sector residencial (12.9%)⁸.

Adicionalmente, la oferta de gas se encontraba limitada a ciertas regiones debido a su cercanía a los centros de producción -costa atlántica y el departamento de Santander- al oriente de Colombia. El resto del territorio nacional solamente tenía acceso al 1% de la oferta de gas natural⁹.

A su vez, la estructura regulatoria era bastante confusa en materia de comercialización y, en la gran mayoría de los casos, el transporte y la distribución se efectuaba a través de empresas en las cuales el Estado tenía una participación¹⁰.

En cuanto a los precios, la empresa nacional de petróleos -Ecopetrol- pagaba a los dueños del gasoducto por el transporte del hidrocarburo. En materia de distribución, una entidad reguladora de tarifas determinaba, de acuerdo a la clasificación socio-económica del consumidor y su nivel de consumo, el valor que podía ser cobrado por la empresa distribuidora¹¹.

7 Documento CONPES- 2571. Programa Para La Masificación Del Consumo De Gas' (Departamento Nacional de Planeación, 1991). Págs.3-4.

8 *Ibidem*. Pág. 5.

9 *Ibidem* Pág. 6.

10 *Ibidem*.

11 *Supra* Pág. 4. Documento CONPES- 2571.

Bajo este panorama, el gobierno nacional se planteó un ambicioso objetivo: cuadruplicar el consumo de gas residencial para el año 2005.

Este objetivo se pretendía alcanzar a través de estrategias determinadas en material de política energética, tales como:

- Aumentar la participación privada en el transporte y comercialización del gas natural;
- Aproximar los costos reales a los precios de consumo para aumentar el nivel de eficiencia energética de acuerdo a los recursos disponibles;
- Incrementar la red de ductos para el transporte de gas;
- Aumentar las redes de distribución e incrementar el consumo de gas en el centro del país;
- Conectar las zonas del centro del país con las reservas de Cusiana;
- Aumentar la interconexión de transporte entre la Costa Atlántica y el Departamento del Huila, conectando a regiones importantes como Antioquia, Valle del Cauca y la zona cafetera¹².

En materia regulatoria se tomarían medidas como:

- Clarificación de las entidades responsables de la política gasífera;
- Simplificación de la regulación;
- Liberación del acceso a la infraestructura de transporte de acuerdo al nivel de la oferta;
- Aumento de la actividad del sector privado en material de distribución en centros urbanos¹³.

Con respecto a la viabilidad financiera del programa de masificación del gas, se estableció que su costo total ascendería a US\$ 2235 millones, con una tasa de retorno del 28%, generando un ahorro en los costos energéticos al país de US\$ 555 millones¹⁴.

12 Zona ubicada en el centro-oriente de Colombia, compuesta por los departamentos de Caldas, Risaralda y Quindío. Se caracteriza, porque gran parte de su sustento económico se deriva de la producción de café.

13 Supra Pág. 4. Documento CONPES- 2571.Pág. 12.

14 Supra Pág. 4. Documento CONPES- 2571.Pág. 13.

En 1993 se consolidó el binomio Cusiana –Cupiagua, no solo como fuente de crudo, sino también de gas asociado como una de las zonas de mayor producción en todo el país, incrementando las reservas de 7.672 GPC en 1989 a 14.994 GPC en 1993.

Con posterioridad, ese mismo año, el gobierno central, mediante otro instrumento de política económica y social, empezó a implementar las estrategias esbozadas en el año 1991. De esta forma se determinó que los primeros pasos de la masificación del consumo de gas debían darse en la dirección de aumento de infraestructura para el transporte de gas al interior del país y en la modificación de los precios.

Asimismo, se planteó la importancia de la construcción de una troncal de gasoductos que comunicaran a la Costa Atlántica (zona de principal producción) con otros puntos de la geografía nacional donde también existían importantes reservas que podían ser utilizadas para suministrar el hidrocarburo al interior del país. Dicha construcción se realizó a partir de inversión privada y mecanismos de financiación BOMT¹⁵. A su vez, se empezó a plantear la construcción de las ramificaciones a zonas del interior del país como Bucaramanga, Bogotá, el Eje Cafetero e incluso el Valle del Cauca.

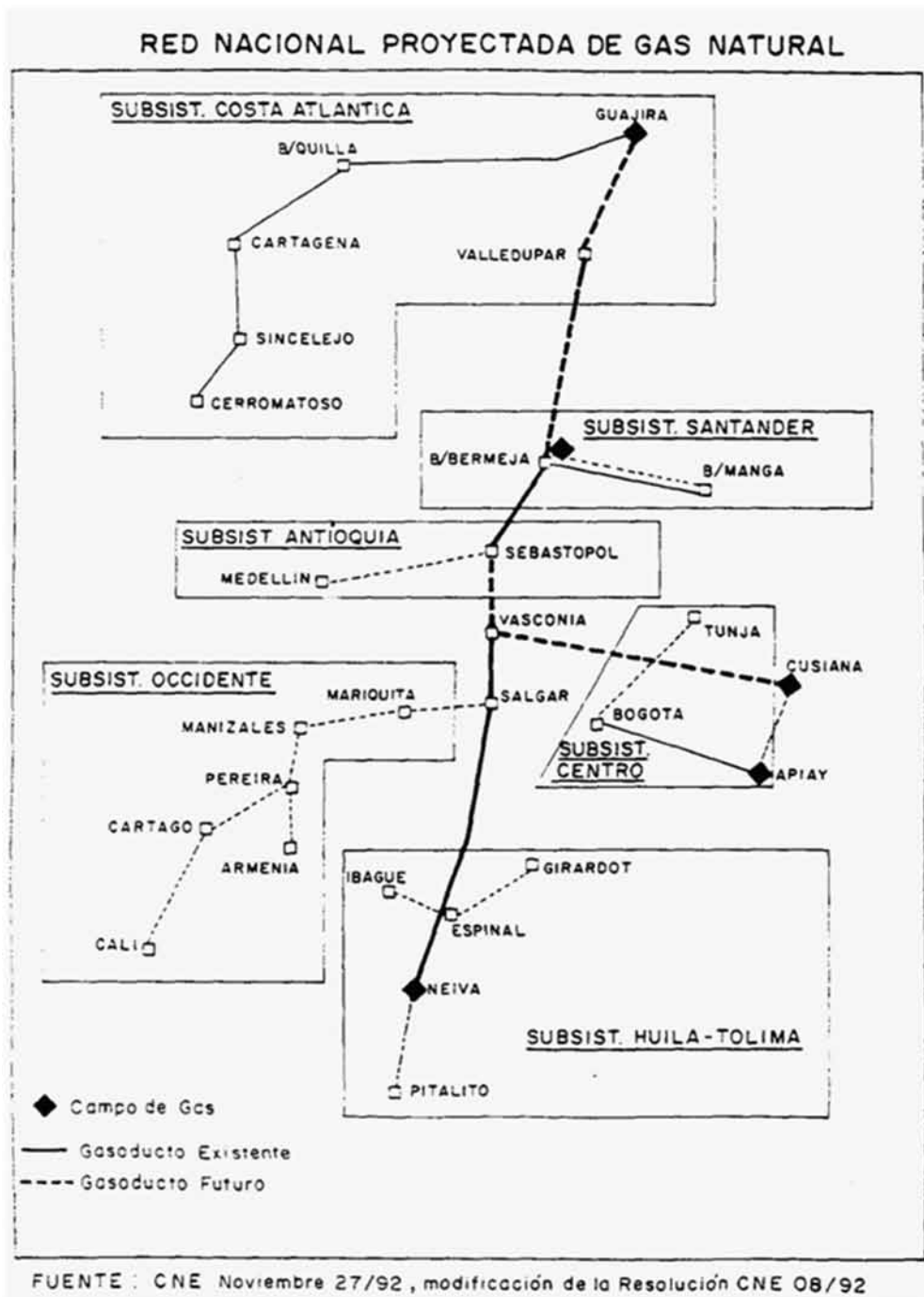
Los planes del gobierno en el sector gasífero eran bastante ambiciosos y requerían una modificación sustancial del sector, ello debido a que antes del año 1994 existía poca claridad jurídica y regulatoria, además de la presencia de un manejo económico y financiero ineficiente.

En materia de producción, el único propietario y agente de suministro de gas al mercado era la empresa Ecopetrol, con un sistema de precios atados, empleando el precio del *fuel oil*¹⁶. Con respecto al transporte, Ecopetrol también se encontraba presente, ya fuera como propietario total de la empresa o como simple accionista de la misma. A su vez, la tarifa era fija por metro cúbico sin importar la distancia recorrida¹⁷, similar a los cargos por estampilla, lo cual no

15 Build-Own Operate Maintenance and Transfer.

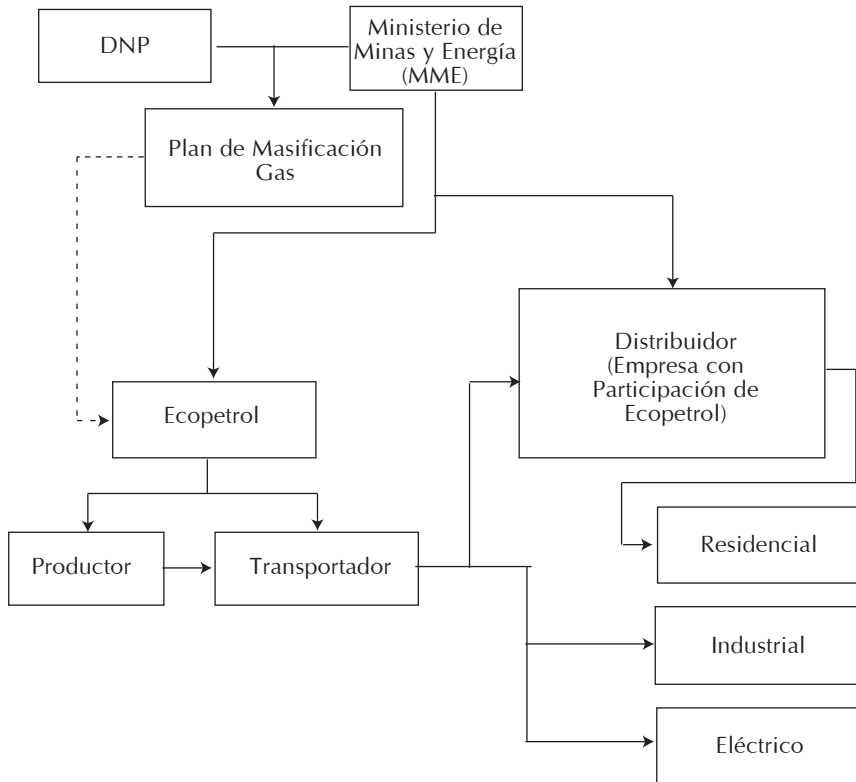
16 Harold Coronado and Uribe, Eduardo, “Evolución Del Servicio De Gas Domiciliario Durante La Última Década” (Universidad de Los Andes, Marzo de 2005).

17 Harold Coronado and Uribe, Eduardo, “Evolución Del Servicio De Gas Domiciliario Durante La Última Década” (Universidad de Los Andes, Marzo de 2005).



Fuente: Documento CONPES 2646 de 1993.

fomentaba el aumento de los puntos de entrada al sistema¹⁸. La distribución se hacía basada en contratos de concesión aprobados por el MME y a precios menores al costo de producción.



Fuente: Harold Coronado y Uribe Eduardo. "Evolución del Servicio de Gas Domiciliario Durante la Última Década. Universidad de Los Andes. 2005.

En 1994, mediante la Ley N° 142 promulgada en 1994, se modificó la estructura jurídica del sector de gas. Dicha modificación abarcó, principalmente, lo siguiente:

- El hidrocarburo se convirtió en un elemento esencial para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible. Principalmente, fueron las actividades de distribución las afectadas, no obstante, también afectó

¹⁸ Benavides, Juan. Recomendaciones para incentivar la Inversión en Gas Natural en Colombia. Superintendencia de Servicios Públicos. 2009.

las actividades de producción y transporte, las cuales fueron reguladas por el Estado¹⁹.

- La prestación del servicio público de gas domiciliario debía prestarse bajo el principio de calidad, la ampliación de la cobertura, la prestación eficiente, la libertad de competencia y la omisión del abuso de la posición dominante, así como la solidaridad empleada como criterio tarifario entre los distintos niveles socio-económicos de los consumidores finales²⁰.

En materia regulatoria, en el año 1994 se modificó la estructura y la competencia de algunos agentes. Asimismo, se sumaron adicionales como:

- Ministerio de Minas y Energía (MME): La entidad ya existía, pero dejaba de lado su actividad reguladora para convertirse únicamente en la estructura de la política energética.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Se le atribuye a la entidad el ejercicio como regulador independiente del sector. Asimismo, se establece que dicha regulación se hará con base en razones técnicas y económicas, más no políticas²¹.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: Entidad de supervisión del suministro de gas y de las compañías involucradas en esa actividad.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): Esta entidad se encarga de la evaluación integral y formulación de la planificación energética del país²².

Con respecto a la actividad de distribución, con la Ley N° 142 de 1994 se crearon mecanismos para el estímulo de la penetración del gas natural en zonas no exploradas. De ese modo, se llegó a la figura de las áreas de servicio exclusivo, en las cuales un solo distribuidor podía prestar el servicio de suministro de gas, tanto a hogares como a grandes consumidores, buscando una mayor penetración del servicio en zonas con menor población y menores recursos.

19 Ley 142 de 1994. Artículo 14.28.

20 *Ibíd.* Artículo 2.

21 *Ibíd.* Artículo 69.

22 Ley 143 de 1994.

Decreto 255 de 2004.

La mencionada CREG, empezó actuar como regulador independiente y emitió la Resolución CREG N° 057 de 1996, mediante la cual dividió a los actores del mercado ordinariamente entre productores, transportadores y distribuidores, pero agregó la figura del comercializador para armonizar las operaciones entre los actores del mercado y el consumidor final.

A su vez la norma estableció el libre acceso de los distintos actores a la infraestructura de transporte en las mismas condiciones de calidad seguridad. Cualquier actividad contraria a la libre competencia sería sancionada.

Por otro lado, la norma también estableció las condiciones y tipos contractuales que podrían ser utilizados dentro del sistema nacional de transporte como lo son los contratos firmes, los contratos pico o los contratos ininterrumpibles o combinaciones de las distintas modalidades. Asimismo, se estableció la necesidad de emitir un código único de transporte, donde se trataran las condiciones de conexión, operación y despacho.

Con el panorama regulatorio, normativo e institucional mencionado, la industria de gas enfrentaba un escenario un poco más claro, pero con grandes retos para su expansión y desarrollo. Sin embargo, el crecimiento de la infraestructura de transporte presentaba escenarios diferentes, dentro de las distintas zonas del país.

En el caso del inversionista interesado en el desarrollo de la infraestructura de transporte en la costa atlántica, contaba con riesgos reducidos en materia regulatoria y de mercado, ya que existía un solo transportador para el área y el mercado de gas había sido desarrollado desde la década de los 70²³.

Con respecto al centro del país y la infraestructura que debía desarrollarse para conectar a la zona norte con el resto del país, la evaluación era diferente. En materia de mercados, la penetración del gas natural al interior del país era menor y adicionalmente a esto, el Estado, a través de la CREG, había fijado precios muy bajos a este hidrocarburo, de modo de hacerlo competir con otras fuentes de energía, por lo que dicho valor no era suficiente para recuperar los costos directos del proyecto. Por lo tanto, Ecopetrol entró a suplir la diferencia entre el costo de inversión (mantenimiento, operación y rentabilidad mínima e inversión) y lo obtenido de acuerdo a las tarifas fijadas por la CREG²⁴.

23 Supra pág. 3.

24 Supra pág. 3.

Así, mediante un contrato BOMT, Ecopetrol encontró dos socios estratégicos para el desarrollo de este proyecto: Centragas (Filial de Enron en Colombia) -encargada de las labores de operación y mantenimiento- y Techint (empresa Argentina con experiencia en la construcción de oleoductos en Colombia) –encargada de la construcción y operación del gasoducto Ballena-Barrancabermeja. El proyecto tuvo un costo de US\$ 217 millones, de los cuales US\$ 45 millones fueron aportados como activos de Centragas y el resto de la inversión fue financiada mediante bonos emitidos en 1994 para el mercado internacional, con plazos de duración de hasta 10 años.

Estos bonos, fueron los primeros títulos latinoamericanos de financiación de proyecto en recibir una calificación por Standard and Poor, la cual fue de BBB. Dichos títulos se ampararon en los activos del gasoducto, la estructura tarifaria y el contrato suscrito entre la empresa operadora y Ecopetrol²⁵.

Otro ejemplo el desarrollo de los contratos BOMT suscritos por Ecopetrol es el Proyecto TransGas. En este caso se trató de un gasoducto de 345 kilómetros de extensión, entre la ciudad de Mariquita (en el centro de Colombia) y la ciudad de Cali (ubicada en el suroccidente del país). La inversión total sumaba US\$ 307 millones, de los cuales US\$ 240 millones fueron financiados por el mercado bursátil internacional, mientras que los US\$ 67 millones restantes fueron aportados por los distintos socios del proyecto, como Transcanada, British Petroleum y una filial de Schneider, entre otros²⁶.

Con base a estas medidas, en las cuales se integró el capital privado al sistema de transporte y se aclaró la función regulatoria del estado dentro del sistema, la participación de Ecopetrol dentro del sistema de transporte debía ser modificada. Adicionalmente, dicha empresa era la productora del alrededor del 50% del gas del país, generando conflictos de interés en contravía de las normas sobre integración empresarial.

En 1997, la situación de tener a Ecopetrol como jugador principal en la producción de gas no era compatible con las normas de 1994 que defendían la libre competencia en material de transporte. Por lo tanto, el gobierno

25 DAVIS, Henry A. Project Finance: practical Case Studies. Volume II. Resources and Infrastructure. EuromoneyBooks. 2003.

26 *Ibíd.*

colombiano tomó la decisión de crear una empresa independiente para el manejo de la infraestructura de transporte que era de propiedad del Estado. De ese modo, nació la empresa Ecogas como receptora de los activos de transporte que estaban a cargo de Ecopetrol, valorados en US\$ 430 millones aproximadamente. Dicha empresa generaba sus actividades y utilidades de los distintos contratos BOMT suscritos por Ecopetrol y se encargaba de cumplir las obligaciones adquiridas con esta en la etapa de transporte²⁷.

En 1999 la CREG emitió el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, el cual buscaba conseguir el libre acceso al sistema, definir las especificaciones técnicas y de calidad el gas transportado y determinar los instrumentos de operación del mismo.

El acceso al sistema es especial para esta norma, por lo cual establece la igualdad de condiciones y trato que deben tener los distintos agentes de la cadena, cuando soliciten a los transportadores el acceso al gasoducto. Es tal la determinación que, si no existe una comunicación rápida y efectiva por parte del transportador, la CREG podrá imponer por vía administrativa el uso de la red de transporte²⁸.

El libre acceso también juega un papel importante en la asignación de la capacidad disponible primaria, en la cual, se utiliza un sistema de negociación directa con los remitentes, pero en el caso en el que la demanda de capacidad primaria sea mayor que esa capacidad, la asignación de la capacidad disponible deberá establecerse a través de mecanismos de subasta.

La norma, a su vez, establece el marco general en el cual las partes podrán definir los términos contractuales entre las partes, siempre y cuando se encuentren dentro de elementos básicos de los contratos firmes e interrumpibles.

Por otro lado, se implementó la obligación para el transportador de emitir un boletín electrónico de operaciones, donde se informe a los distintos agentes sobre datos como el ciclo de nominación, volumen de gas transportado diariamente por gasoducto, ofertas de liberación de capacidad, solicitudes de servicio y la capacidad contratada.

27 Ley 401 de 1997.

Documento CONPES 2933 de 1997.

28 Resolución CREG 071 de 1999.

La resolución, a su vez, establece las condiciones en las cuales los actores del mercado utilizarán las nominaciones y las condiciones en las cuales estas deben hacerse para permitir el funcionamiento del sistema.

V. Los Efectos Positivos de la Liberalización y el Crecimiento Apresurado

En el año 2002, el Gobierno Colombiano hizo una evaluación del cumplimiento de las metas propuestas a comienzo de la década de los 90' y encontró lo siguiente:

- En 1991 el número de municipios conectados y atendidos era 31, mientras que en 2001 aumentó a 201.
- El número de usuarios tuvo un aumento aproximadamente en un 600%, es decir, de 400,000 a 2'492,010 usuarios.
- La modificación normativa e institucional a favor de la transparencia y el libre acceso a los mercados aumentó el número de las empresas transportadoras de 1 a 8, en un lapso de 10 años.
- El número de kilómetros de gasoductos pasó de 1810 a 5632²⁹.

Como se puede deducir de las cifras anteriores, el programa de masificación de gas fue bastante exitoso en la construcción de troncales de transporte y en el incremento de conexión de usuarios al servicio de gas natural.

VI. Efectos Adicionales del Acelerado Crecimiento de la Infraestructura

Sin embargo, a pesar del éxito de la política de masificación del gas, el acelerado crecimiento del sistema de transporte y distribución también trajo sus costos. La gran cantidad de dinero que debió ser invertida para desarrollar el sistema, terminó siendo reflejada en los cargos que pagaba el usuario final, haciendo al gas, menos competitivo frente a otros energéticos presentes³⁰.

29 Documento CONPES 3190 de 2002.

30 *Ibíd.*

Un ejemplo de este hecho, es la situación financiera de Ecogas, que, con solo 5 años de existencia, tenía un valor neto en su flujo de caja negativo de US\$ 114 millones. Esta situación causada por los compromisos que inicialmente había adquirido Ecopetrol con los inversionistas en el sistema de transporte, pero que, con la creación de Ecogas, fueron asumidos por esta³¹.

Adicionalmente a esto, la implementación de las reformas liberales de 1994 empezaba a demostrarse en el funcionamiento administrativo y político del Estado. Por una parte, la política de precios de los derivados del petróleo y de gas, no tenía mayor coordinación, por lo que en muchos casos los precios de los primeros, actuaban en contra de los costos que debían recuperarse a través de los segundos. Además, la estructura administrativa inicial que definía la política pública a cargo del ministerio, la regulación a cargo de la CREG y la supervisión a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos, no determinó las competencias específicas de cada uno, creando una complejidad institucional, similar a la de la parte inicial de la década de los 90', que en efecto era lo que se quería evitar³².

Buscando resolver los inconvenientes mencionados, el Gobierno adoptó distintas estrategias. En primera instancia, optó por acercar los precios de los derivados del petróleo con los precios internacionales, para eliminar las distorsiones a los precios y al mercado interno. Por ejemplo, el MME inició un plan para igualar los precios de Ingreso al Productor de ACPM y gasolina, con los precios internacionales.

Debido a ello, se tomó la decisión de homogenizar los precios de transporte de poliductos y gasoductos mediante la aplicación, en gran parte del territorio, de señales de distancia a cambio del cargo por estampilla³³. A su vez, el Estado Colombiano determinó que el acelerado crecimiento de la red de transporte no necesariamente reflejaba un aumento en el consumo, ello debido a que las tarifas del usuario final eran las que determinaban en Buena parte el aumento de los consumidores. Así, se planteó alguna estrategia para salvar a Ecogas, pero quedó claro que incluso con la disminución de los precios de transporte no se generaría el incremento de usuarios necesarios para recuperar la salud

31 *Ibíd.*

32 CONPES 3190 de 2002.

33 Resolución 180209 de 2003. MME.

financiera de dicha empresa. Por lo tanto se decidió encontrar un socio estratégico que comprará los activos de Ecogas.

En el año 2003, el Gobierno adelantó la conversión del poliducto Cusiana-El porvenir a gasoducto y a su vez instaló una planta de deshidratación en el mismo lugar para liberar la capacidad de transporte de gas, desde el norte del país hacia el interior³⁴.

Así, a finales de 2006, se llevó a cabo la subasta mediante la cual la Empresa de Energía de Bogotá, adquirió Ecogas por un valor de 3 billones 250 mil millones de pesos (Aproximadamente US\$ 1,425 millones). Este valor no solamente cubre la deuda de Ecogas con Ecopetrol, sino que a su vez le genera al gobierno colombiano, una utilidad de US\$ 300 millones³⁵.

En el 2009, el Gobierno Colombiano planteó la necesidad de incrementar la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Barrancabermeja de 190 MPCD a 260 MPCD a través del potenciamiento de las actuales estaciones de compresión y la construcción de nuevas estaciones. En ese mismo sentido, se planteó la expansión del gasoducto de Cusiana de 210 MCPD a 390 MCP, por un valor total de US\$ 425 millones³⁶.

Durante dicho periodo, la empresa Gases de Occidente, introdujo el concepto de gasoducto virtual, permitiendo el acceso del gas natural a distintas zonas donde no era tan fácil acceder.

Finalmente, en el año 2013, el Gobierno Colombiano presentó al sector la posibilidad de construir una planta de Regasificación en la zona norte del país, con la cual la importación puede convertirse en una estrategia para aprovechar los actuales precios del hidrocarburo.

34 CONPES 3244 de 2002.

35 Ministerio de Minas y Energía. Comunicado 6 de diciembre de 2006.

36 Superintendencia de Servicios Públicos. Estudio Sectorial Energía, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo: 2005-2009. Octubre de 2010.

VII. Conclusiones

Como se evidencia en el texto, el Estado Colombiano ha recorrido un largo camino desde una industria con un escaso uso del gas natural para suplir sus necesidades domésticas y productivas hasta el día de hoy.

Pero este recorrido no ha sido sencillo y sobretodo no ha sido de módico costo para la industria, el gobierno e incluso para el consumidor final.

Sin embargo, el proceso ha dejado algunas lecciones útiles, tales como la necesidad de una estructura regulatoria clara y con competencias definidas y establecidas que permita emitir conceptos y directrices políticas y regulatorias concretas y coordinadas. A su vez, se establece la necesidad de tener una política integral de precios para todos los energéticos, evitando así una distorsión en los precios, pero sobre todo un traslape de sustitutos que influyan de forma negativa en el precio de un energético en particular.

En este mismo sentido, el ejemplo colombiano demuestra que la liberalización del mercado es positiva, ya que el privado ingresa con inversiones importantes, generando infraestructura para transporte y distribución, pero debe establecerse desde un comienzo el esquema de costos, tarifas y recuperación de inversión, para que al final no sea el estado y el consumidor quien pague los platos rotos de una falta de planeación.

A futuro, vale la pena evaluar la posibilidad de acudir a mecanismos no tradicionales de transporte y distribución como lo son los gasoductos virtuales. Incluso es válido analizar hasta qué punto es económicamente más beneficioso importar el hidrocarburo a precios de hoy y sostener la producción nacional para escenarios más beneficiosos para países productores.

VIII. Bibliografía

FUENTES PRIMARIAS

- Documento CONPES 2571 de 1991.
- Documento CONPES 2933 de 1997.
- Documento CONPES 3190 de 2002.

- Documento CONPES 3244 de 2002.
- Ley 142 de 1994.
- Ley 143 de 1994.
- Ley 401 de 1997.
- Decreto 255 de 2004.
- Resolución CREG 056 de 1996.
- Resolución CREG 057 de 1996.
- Resolución CREG 071 de 1999.
- Resolución MME 180209 de 2003.
- MME. Comunicado 6 de diciembre de 2006.

FUENTES SECUNDARIAS

ACOSTA, Amylkar. Del Gas Natural al Shale Gas. Congreso Naturgas. 2012.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. Auditoría Ambiental a la Zona de Influencia del Campo Petrolero Cicuco-Boquete. 2001.

BETANCOURT ADUEN, Félix. El Mercado del Gas Natural en Colombia. Junio de 2000.

FAINBOIM, Israel –RODRÍGUEZ, Carlos Jorge. El Desarrollo de la Infraestructura en Colombia en la Década de los Noventa. Parte II. 2000.

CORONADO, Harold y URIBE, Eduardo. “Evolución Del Servicio De Gas Domiciliario Durante La Última Década” (Universidad de Los Andes, Marzo de 2005).

DAVIS, Henry A. Project Finance: practical Case Studies. Volume II. Resources and Infrastructure. EuromoneyBooks. 2003.

GUTIERREZ DE PIÑEREZ, Hernando. The Massive Use of Natural Gas in Colombia: A Successful Experience. 23rd World Gas Conference. Amsterdam. 2006.

CABALLERO A, Carlos y REINSTEIN, David. Obstáculos para el desarrollo del Gas Natural en Colombia. Documento de Trabajo. Fedesarrollo. 2004.

SANDOVAL, Ana María. Monografía del Sector de Electricidad y Gas Colombiano: Condiciones Actuales y Retos Futuros. DNP. 2004.

OTERO, Diego. Marcos Regulatorios y el Rol de las Empresas Estatales de Hidrocarburos. Estudio de Caso: Colombia. OLADE-ACDI-University of Calgary. 2007.

GARCÍA, Alfredo. La Industria de Gas en Colombia: Estructura y Competencia. BID. Washington. 2000.

PULIDO, Patricia. What are the Factors Affecting Natural Gas Security of Supply in Colombia. CEPMLP.

GUERRERO, Fernando y LLANO, Fernando. Gas Natural en Colombia. Universidad ICESI. 2003.

BETANCOURT, Felix. El Mercado de Gas Natural en Colombia. OLADE-GTZ-CEPAL. Quito. 2000.