

Trabajo 66

ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS LEGALES Y REGULATORIOS DE VENEZUELA Y COLOMBIA, EN EL MARCO DE UN PROYECTO DE INTERCONEXIÓN GASÍFERA

José Ysmael Da Silva

Armando Ferreira

INELECTRA, S.A.C.A

Abstract

En el marco de un proyecto de interconexión gasífera entre Venezuela y Colombia, se realizó un análisis detallado de las leyes de cada país que tienen relación con el negocio del gas natural. Durante el desarrollo del análisis se consideraron los temas más relevantes y se puede concluir que en Venezuela y Colombia no existen barreras legales que restrinjan la importación y exportación de gas natural. Sin embargo, existen algunos aspectos que deben ser armonizados por los organismos y entes reguladores de cada país, para facilitar la materialización de los proyectos de interconexión para la exportación/importación, tales como:

- Fortalecimiento de los entes reguladores de las actividades del Sector.
- Acuerdos para fijar los precios en boca de pozo y/o centro de despacho, y las tarifas de transporte aplicables al gas natural importado/exportado.
- Armonizar las especificaciones de calidad del gas natural para la importación/exportación de gas natural.

Los aspectos indicados deben ser abordados, ya que, pueden ser percibidos por los agentes del sector, en particular los inversionistas privados, como barreras financieras a su participación en las actividades relacionadas con la importación/exportación de gas natural.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo resume los aspectos más importantes de las normas vigentes (legales y regulatorias) en Venezuela y Colombia, teniendo como marco de referencia la posibilidad de un proyecto de interconexión gasífera promovido por agentes privados de uno u otro país. También presenta una serie de propuestas con la finalidad de armonizar y facilitar las transacciones binacionales en el ámbito del Gas Natural.

El análisis que se presenta en este trabajo parte del supuesto que el proyecto de interconexión gasífera es factible tanto desde el punto de vista técnico, como financiero. A modo de referencia se presenta un balance binacional de la oferta y demanda del gas natural, sin embargo, no se presentan análisis relacionados con los costos de producción, transporte y tratamiento del gas natural.

Los análisis y resultados presentados se basan en un trabajo desarrollado en el año 2002 para el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela y la Unidad de Planeamiento Minero Energético de Colombia [1], en el cual se realizó un estudio de factibilidad para la integración, desde el punto de vista del gas natural, de la subregión.

BALANCE BINACIONAL DE GAS NATURAL

Bajo el supuesto de que no existen restricciones en el transporte, el balance entre la oferta y la demanda de gas natural en Venezuela y Colombia, nos indica que, desde el punto de vista binacional, hay un superávit en el periodo 2001-2020. Sin embargo si se analiza la situación real de cada país por separado y en el caso de Venezuela, si se separan la región oriental de la occidental, se puede concluir que se requieren de inversiones importantes en ambos países para asegurar el abastecimiento de gas natural en el periodo indicado.

El mercado de gas natural en Venezuela ha presentado una serie de restricciones en la disponibilidad de gas natural durante los años 2001 a 2003, lo cual ha obligado a la utilización de combustibles líquidos en una mayor proporción que en años anteriores, particularmente en el occidente de Venezuela. Se estima que esta situación coyuntural, en mayor o menor grado, se mantendrá hasta el año 2005 [2], año en el cual se estima se dispondrá de excedentes que podrán ser utilizados en los mercados de exportación y en proyectos de industrialización (uso del gas natural como materia prima).

El Plan Nacional de Gas para Venezuela [3] contempla inversiones por el orden de los 8.000 Millones de US\$ en proyectos de producción y mejoras operativas, que permitirán satisfacer el crecimiento de la demanda del mercado interno de gas natural (3,6 % interanual, partiendo de la demanda neta de 2.130 MPCD del año 2001), así como los

potenciales mercados de exportación. Como complemento a estos proyectos, se requiere de inversiones en el sistema de transporte y de distribución del gas.

Se estima que Venezuela podrá disponer de los excedentes de gas indicados en el Balance de Gas (ver Figura 1), ya que técnica y financieramente es factible ejecutar los proyectos considerados en el Plan Nacional de Gas. En conclusión, de materializarse las oportunidades para incrementar la disponibilidad de gas natural, Venezuela se convertirá en un exportador nato, con una disponibilidad de aproximadamente 2.000 MPCD a partir del año 2010.

Colombia presenta un mercado de gas natural equilibrado, en el cual la producción de los campos de Ballena y Cusiana satisface los requerimientos del mercado interno, el cual crece en promedio un 4% interanual. El Plan de Masificación del Gas, el cual incentiva el uso del gas natural como energía primaria, permite esperar que el comportamiento de la demanda sea el indicado. Por otra parte, las expectativas de descubrimientos de nuevos yacimientos de gas son modestas por las características de las cuencas existentes en el territorio colombiano.

El análisis de las proyecciones indicadas en las referencias, concluye que el mercado colombiano dispone de excedentes moderados hasta el año 2010, lo cual le permite explorar algunos proyectos de exportación. Posteriormente, Colombia enfrentará una situación de déficit que será enfrentada mediante la importación de gas natural y la utilización de otras fuentes de energía primaria (ver Figura 2).

Como se puede observar en la Figura 3, la oferta y demanda combinada de Venezuela y Colombia indica que se puede esperar un superávit de gas natural, lo cual desde el punto de vista de los proyectos de transporte de gas natural asegura que el producto estará disponible para ser transado a los mercados donde sea requerido.

ANÁLISIS DEL MARCO LEGAL Y REGULATORIO DE VENEZUELA Y COLOMBIA

Considerando que los proyectos de transporte de gas natural podrán ser ejecutados por agentes del sector privado, se realizó el análisis de las leyes y regulaciones vigentes en Venezuela y Colombia, con el objeto de determinar si existe alguna restricción a la participación privada o a las transacciones de exportación/importación.

Se analizaron las leyes y regulaciones relacionadas con los siguientes temas:

- Exploración y explotación.
- Transporte por gasoductos.

- Comercialización.
- Precios.
- Calidad del gas y del servicio.
- Protección ambiental.
- Exportación.
- Importación.
- Libre Competencia.
- Impuestos y otros tributos.
- Configuración Institucional.

A continuación se presenta el resultado del análisis para cada país.

VENEZUELA

El Estado Venezolano es el propietario de todo tipo de fuentes de hidrocarburos existentes en: el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental. Son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

Las actividades relacionadas con el gas natural y sus componentes se rigen, principalmente, por la Ley de Hidrocarburos Gaseosos de 1999 con su respectivo reglamento del año 2000, y la Ley de Hidrocarburos de 2001.

El régimen aplicable a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos gaseosos varía dependiendo del tipo del gas natural, esto es, dependiendo si el gas es asociado o no asociado con petróleo. Sin embargo, todas las demás actividades de hidrocarburos gaseosos distintas a las actividades de exploración y producción (recolección, almacenamiento, procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior), bien sea de gas asociado como de gas no asociado, están sometidas a un mismo régimen.

La referencia 4 presenta un análisis detallado de la legislación venezolana en materia de hidrocarburos gaseosos e indica posibles obstáculos o barreras legales para la ejecución del proyecto de interconexión gasífera.

Exploración y Explotación

Las actividades de exploración y explotación de gas natural no asociado con petróleo, pueden ser realizadas por personas de naturaleza privada, nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. La realización de dichas actividades está normada principalmente por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (Ley de Gas) y su Reglamento (Reglamento de Gas) y está sujeta a la obtención de una licencia otorgada por el Ministerio de Energía y Minas.

Por otra parte, conforme a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, las actividades de exploración y explotación de gas natural asociado pueden ser realizadas por personas privadas, nacionales o extranjeras, sólo con la participación accionaria mayoritaria del Estado. La realización de dichas actividades está normada principalmente por la Ley Orgánica de Hidrocarburos y está sujeta a la autorización de la Asamblea Nacional y al otorgamiento de los derechos correspondientes mediante un decreto del Ejecutivo Nacional. Excepcionalmente, el Ministerio de Energía y Minas puede aplicarle el mismo régimen de la explotación de yacimientos de gas natural no asociado, a la explotación de yacimientos de gas natural asociado, cuando las reservas de crudo o condensados de ese yacimiento no permitan su explotación comercial.

Transporte por Gasoductos

La actividad de transporte del gas natural puede ser realizada por personas de naturaleza privada, nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. La realización de dicha actividad está normada principalmente por la Ley de Gas y su Reglamento y está sujeta a la obtención de un permiso otorgado por el Ministerio de Energía y Minas.

Los titulares de permisos de transporte están facultados para realizar todas las actividades referentes al diseño, construcción, operación (monitoreo y balanceo, entre otras), mantenimiento, y administración de los sistemas de transporte.

Conforme al Reglamento de Gas, los permisos de transporte comprenden la gestión comercial para “optimizar la capacidad y el uso” de los sistemas. Esta disposición debería interpretarse como la facultad que poseen los transportistas para comercializar sus servicios de transporte o de hacer cualquier otra gestión comercial (por ejemplo, contratación de otros servicios) distinta a la compra de gas, a fin de garantizar la adecuada utilización de su capacidad ociosa y el óptimo uso de sus sistemas.

Los transportistas de hidrocarburos gaseosos tendrán la obligación de permitir el uso de sus instalaciones a otros almacenadores, transportistas y distribuidores, cuando dichas instalaciones tengan capacidad disponible. El Ente Nacional de Gas (ENAGAS) tiene la

obligación de velar por el libre acceso de los sistemas de transporte de gas basado en la capacidad disponible, la cual será calculada a partir de las simulaciones de la red de transporte (durante la fase de planificación) y en función de la coordinación de la operación de la red de gasoductos.

Una misma empresa no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una misma región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

Los transportistas sólo pueden comprar gas para ser utilizado como combustible en sus operaciones o en el balanceo del sistema de transporte de gas. Sin embargo, es importante destacar que no existe una prohibición expresa en la Ley de Gas o en su Reglamento que impida que el transportista y una compañía comercializadora que compre el gas sean empresas vinculadas (por ejemplo, filiales).

El Reglamento de Gas prevé que en los permisos se establecerá un plan de oferta de capacidad y los transportistas están en la obligación de satisfacer toda la demanda de servicios considerada en dicho plan.

Por otra parte, el Reglamento de Gas establece que “la demanda adicional de servicio será satisfecha”. No obstante, no existe una disposición expresa indicando que transportistas pueden ser obligados a satisfacer una demanda adicional a la prevista en su plan de capacidad, lo que podría implicar la ampliación de la infraestructura existente o la construcción de infraestructura adicional.

El permiso de transporte confiere al transportista una exclusividad por un período de 5 años para prestar el servicio en “un sistema específico para la oferta de capacidad establecida en el permiso”. En este caso, la exclusividad está establecida en función de un sistema de transporte, definido como el conjunto de gasoductos, plantas compresoras e instalaciones necesarias para la transmisión de gas. De este modo, el “sistema de transporte” está definido en función de los activos tangibles que lo componen y no de la región en la cual está ubicado.

Comercialización

La actividad de comercialización del gas natural puede ser realizada por personas de naturaleza privada, nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. La realización de dicha actividad está normada principalmente por la Ley de Gas y su Reglamento y está sujeta a la obtención de un permiso otorgado por el Ministerio de Energía y Minas.

Las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas no se encuentran explícitamente diferenciadas. Así, las personas que desempeñen las actividades de transporte y distribución deben demostrar su capacidad de comercialización ante el Ministerio de Energía y Minas. Además, se define que la actividad de distribución incluye la comercialización a través de los sistemas de distribución.

Los comercializadores pueden celebrar acuerdos con los consumidores para el suministro, transporte, distribución o almacenamiento de gas, denominados Contratos de Servicio Agregado.

Precios para cada Actividad

Los precios de los hidrocarburos gaseosos en Venezuela son fijados por el Ministerio de Energía y Minas en función de la ubicación de los centros de producción y procesamiento. Los precios fijados aplican al gas producido en Venezuela, y por ende serían aplicables al gas que se exporte desde Venezuela pero no al gas que se importe a Venezuela.

Se ha establecido una regulación de precios que abarca un período de siete (7) años (a partir de 2001) y establece distintos precios mínimos para el gas metano según sea su uso doméstico, petroquímico o industrial. Se prevé un solo ajuste de precios al año para seguir la paridad cambiara acumulada y una revisión anual de los precios de la Resolución por parte del Ministerio de Energía y Minas.

Productores y comercializadores pueden solicitar al Ministerio de Energía y Minas la aprobación de convenios de precios distintos a los establecidos, para contratos específicos de suministro por tiempo determinado. También, se requiere la previa consideración y aprobación del Ministerio de Energía y Minas, por intermedio del Ente Nacional del Gas, para todos los contratos de suministro de gas a largo plazo. No queda claro si estas aprobaciones se requieren para contratos de importación o exportación de gas metano a largo plazo. Se considera que esto requiere un pronunciamiento expreso del Ministerio de Energía y Minas.

Por otra parte, corresponde al Ministerio de Energía y Minas y al Ministerio de Producción y Comercio fijar, conjuntamente, las tarifas de transporte y distribución y las tarifas que se aplicarán a los consumidores finales. Las tarifas se fijan con base en un monto máximo (límites máximos) a facturar por un período de cinco (5) años y deben ser revisadas cada cinco (5) años. No obstante, el Reglamento de Gas prevé que debe haber una metodología para ajustar las tarifas considerando la inflación y un factor de eficiencia. Dicha metodología de ajuste por inflación y factor de eficiencia aún no ha sido establecida.

La Resolución N° 034 del 12 de marzo de 2001 establece tarifas aplicables a los servicios de transporte y distribución y a los consumidores finales de gas metano desde los Centros de Despacho. Al igual que en la Resolución N° 032 sobre precios, se prevé un solo ajuste de las tarifas al año para seguir la paridad cambiara acumulada. La Resolución N° 034 hace referencia, pero no establece, una metodología para ajustar las tarifas considerando la inflación y un factor de eficiencia.

La Resolución N° 034 no sería aplicable a la importación de gas porque las tarifas en dicha resolución están calculadas desde los Centros de Despacho a determinadas regiones. En la Resolución N° 034 no se establece una metodología para el cálculo de una tarifa de transporte por distancia. En consecuencia, será necesario obtener del Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Producción y Comercio una resolución especial donde se establezca la tarifa aplicable para el gas importado.

Calidad del Gas y del Servicio

En relación con el proyecto de interconexión cabe resaltar dos normas COVENIN la norma N° 3568-2:2000 sobre características mínimas de calidad del gas de uso general para sistemas de transporte troncales de libre acceso; y la norma N° 3567:2000 sobre clasificación de áreas por las que atraviesan gasoductos, por densidad poblacional.

En particular la exportación de gas natural a Colombia como caso base nos permite presentar el siguiente análisis donde se compara las especificaciones técnicas de calidad del gas natural para el transporte en Colombia y Venezuela. Las especificaciones del gas se obtuvieron en los siguientes documentos:

- Reglamento Único de Transporte de Gas natural. Colombia
- Gas natural. Características Mínimas de Calidad. Parte 2. COVENIN 3568-2:2000. Venezuela.

El proyecto de exportación de gas natural desde un sistema con excedentes, a un sistema con un déficit, requiere que la calidad del gas en ambos sistemas sean similares y/o se evalúen técnica y financieramente las consecuencias de no realizar modificaciones en las especificaciones. Las especificaciones indicadas en cada uno de los documentos indicados se consolidan en la Tabla 1.

TABLA 1
COMPARACIÓN ENTRE LAS ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE GAS

ESPECIFICACIÓN	VENEZUELA	COLOMBIA
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	36,7 MJ/m ³ 986 BTU/ft ³	42,8 MJ/m ³ 1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)		35,4 MJ/m ³

Contenido líquido	Nota 1	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S	17,3 mg/m ³	6 mg/m ³
Contenido total de azufre máximo	Gas no olorizado 38 mg/m ³ Gas odorizado 49 mg/m ³	23 mg/m ³
Contenido de CO ₂ , máximo en % volumen	8,5 %	2,0 %
Contenido de N ₂ , en % volumen	1,0 %	3,0 %
Contenido de inertes máximo en % volumen	Nota 2	5,0 %
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1 %	0,1 %
Contenido máximo de agua	112 mg/m ³ 7,0 lb/MPCS	97 mg/m ³ 6,0 lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	50,0 °C	49,0 °C
Temperatura de entrega mínimo	2,0 °C	4,5 °C
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	Máximo tamaño de partículas 5 µm	1,6 mg/m ³ Máximo tamaño de partículas 15 µm

Nota 1: Temperatura de rocío de hidrocarburos.

La temperatura de rocío máxima (cricondentérmico) debe ser menor en 20 °C a la temperatura ambiente mínima de todo el sistema de transmisión, almacenamiento y distribución. Para su determinación a partir de la composición del gas, se debe realizar un análisis extendido (según GPA-2286 o ISO 6975).

Nota 2: Contenido máximo de inertes.

El contenido de inertes es la suma de CO₂, N₂ y O₂. Para Colombia el máximo es 5% para Venezuela no se define un máximo.

Las diferencias más importantes entre las dos especificaciones están en:

- Contenido de H₂S y CO₂. Las especificaciones de calidad del gas en Colombia son más exigentes que las de Venezuela en estos parámetros. Para cumplir con las especificaciones de Colombia se requeriría someter el gas de Venezuela a un proceso de reducción de los contenidos de H₂S y CO₂.
- Contenido de Partículas. La especificación con respecto a este contaminante en la norma venezolana no indica un valor máximo. Al comparar el tamaño máximo de partículas se aprecia que la especificación venezolana es más exigente.

Teniendo como objetivo el proyecto de exportación de gas de Venezuela a Colombia, se debe realizar un estudio técnico para evaluar las opciones que se presentan para solventar el problema entre las cuales se puede indicar:

- Cuantificación económica de no realizar ninguna modificación en las normas y aceptar las diferencias.
- Realizar un proceso de “endulzamiento” del gas venezolano en la frontera con Colombia
- Homologar las normas, con el consiguiente aumento de costos para los productores de Venezuela y el probable daño en los gasoductos colombianos.

Sobre la base de los resultados los entes reguladores deberán armonizar las normas vigentes en Colombia y Venezuela, y si es necesario también en los países que sean considerados como mercados potenciales. Lo anterior implica que se debe realizar la armonización a través de un comité técnico multinacional que pondere y evalúe las bondades de cada alternativa de armonización .

Protección Ambiental

La exploración y la explotación están permitidas sólo en áreas delimitadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Las actividades relacionadas con los hidrocarburos gaseosos deben realizarse conforme a las normas de seguridad, higiene y protección ambiental que les fueren aplicables, así como a las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles para el mejor aprovechamiento y uso racional del recurso.

Por otra parte, son actividades sujetas a la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental:

- Extracción, tratamiento y purificación de gas natural.
- Instalación de gasoductos, oleoductos y poliductos.

Exportación

La Ley de Gas no establece restricción alguna a la exportación de gas natural, ni la necesidad de obtener un permiso para realizar la exportación. Sin embargo, prevé que las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos estarán dirigidas primordialmente al desarrollo nacional y “eventualmente” para su exportación en cualquiera de sus fases. De manera que el Ministerio de Energía y Minas debe considerar primero el abastecimiento del mercado interno antes de aprobar proyectos de exportación.

Importación

El Reglamento de Gas prevé que las empresas industrializadoras podrán importar directamente, previa autorización del Ministerio de Energía y Minas, los hidrocarburos gaseosos requeridos para realizar las actividades de industrialización. Para ello deberán demostrar que no existe disponibilidad en el país de tales insumos, o que los existentes no cumplen con las especificaciones o características requeridas por las empresas industrializadoras, o que los precios no le resulten competitivos.

Es importante destacar que esta norma está ubicada en el Título V del Reglamento de Gas (referido a la Industrialización) y está dirigida expresamente a las empresas industrializadores. En consecuencia, puede interpretarse que la norma no aplica de manera genérica a todas las importaciones de gas natural sino sólo a las importaciones destinadas a procesos de industrialización; quedarían en consecuencia excluidas de esta regulación las importaciones de gas para fines de generación termoeléctrica, entre otras.

En general, no existe ninguna ley que trate explícitamente el tema de la importación de gas.

Libre Competencia

La Constitución Venezolana prohíbe la existencia de monopolios.

Es importante destacar que en relación con el proyecto de interconexión, esta prohibición no debería aplicar con respecto a un productor de gas en Colombia y a un transportista en Venezuela. En consecuencia, el productor colombiano podría ser el transportista en Venezuela. Bajo el escenario de exportación de gas desde Venezuela a Colombia, se aplicaría la prohibición y el transportista del gasoducto de interconexión no podría ser a su vez el productor ni el distribuidor del gas que exporte a través de su sistema.

No obstante, existe una excepción a la prohibición de integración vertical que permitiría al transportista ser a su vez productor y/o distribuidor. El Ministerio de Energía y Minas puede autorizar la realización de más de una de dichas actividades por una misma persona, cuando la viabilidad del proyecto así lo requiera. Para obtener dicha autorización el transportista debe demostrar al Ministerio de Energía y Minas que el proyecto solamente es viable con el ejercicio en una misma región de dos o más de las actividades mencionadas. De ser otorgada la excepción, es obligatorio llevar contabilidades separadas como unidades de negocio diferenciadas.

Impuestos y Otros Tributos

De los volúmenes de hidrocarburos gaseosos no asociados extraídos de cualquier yacimiento, y no reinyectados, el Estado tiene derecho a una participación de veinte por ciento (20%) como regalía, sin perjuicio de los montos adicionales resultantes de las contraprestaciones que se hubiesen establecido a favor de la República Venezolana con motivo del otorgamiento de la licencia. El valor de mercado del gas natural en el campo de producción será calculado en bolívares por unidad calorífica.

Para los efectos del cálculo de la regalía se considerará todo el gas producido y medido en el campo de producción. El gas sujeto al pago de regalía será el resultante de restar a la

producción total, el volumen reinyectado en los yacimientos dentro del área otorgada en la licencia.

Para el cálculo de la regalía, el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas, podrá establecer mediante resoluciones, metodologías en función de otros principios diferentes. En todo caso, dichos cambios no podrán afectar la viabilidad económica de los proyectos relativos a las licencias otorgadas con anterioridad a la fecha de las referidas resoluciones.

A los efectos del cálculo de la regalía por la explotación del gas natural no asociado, el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas, mediante resoluciones fijará el precio en los respectivos campos de producción en función de los siguiente principios:

- Para estimar el precio del gas metano en el campo de producción, se descontarán del precio del gas metano, fijado por el Ministerio de Energía y Minas en el correspondiente centro de despacho, los costos de recolección, compresión, tratamiento o procesamiento.
- Para estimar el precio de mercado de los componentes hidrocarburos más pesados contenidos en el gas natural en el campo de producción, se considerará la riqueza energética del gas natural adicional a la mínima requerida para el gas metano y referencias de precios de estos productos tanto en el mercado interno como en el mercado de exportación, así como los costos de extracción, fraccionamiento y almacenaje de los líquidos del gas natural.

Las empresas explotadoras de hidrocarburos gaseosos pagan por los volúmenes que consumen como combustible, los impuestos que se establezcan al respecto en las leyes aplicables.

Por otra parte, sobre el gas asociado extraído de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía.

Las empresas explotadoras de hidrocarburos gaseosos pagarán por los hidrocarburos gaseosos que consuman como combustible, un diez por ciento (10%) del valor de cada metro cúbico (m^3), calculado sobre el precio al que se venda al consumidor final. En el caso de que dicho producto no sea vendido en el mercado nacional, el Ministerio de Energía y Minas fijará su precio.

Además de los impuestos antes establecidos, los licenciarios deben pagar todos los impuestos generales, cualquiera que sea su índole.

Configuración Institucional

El Ministerio de Energía y Minas es la autoridad competente para planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos.

El Ente Nacional del Gas es un órgano desconcentrado adscrito al Ministerio de Energía y Minas, con autonomía funcional, administrativa, técnica y operativa, está encargado de “promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución”. Las funciones del Ente Nacional del Gas consisten principalmente en prestar apoyo técnico al Ministerio de Energía y Minas.

El Ministerio de Producción y Comercio tiene competencia, junto con el Ministerio de Energía y Minas, para determinar las tarifas de transporte y distribución y las tarifas que se cobrarán a los consumidores finales.

Además de las autoridades antes mencionadas, existen otras autoridades que tienen competencia bajo leyes especiales en materias ambiental, tributaria, de seguridad y defensa, entre otras.

COLOMBIA

Exploración y Explotación

La propiedad de todos los recursos naturales no renovables que estén en el subsuelo es del Estado, que no puede enajenarlos. La exploración y explotación puede hacerla una empresa oficial, por sí misma o con un particular, nacional o extranjero, mediante contrato de asociación.

Si hay asociación, el particular emprende la exploración a su riesgo hasta por 6 años. Si el yacimiento es comercialmente explotable, el particular actúa como operador de la explotación con recursos aportados conjuntamente por las dos partes, hasta por 30 años. El gas libre o asociado extraído es propiedad de las dos partes en proporciones que varían dependiendo del descubrimiento de petróleo y/o gas. Los porcentajes se fijan contractualmente dependiendo de la rentabilidad esperada del proyecto (“Factor R”). Para el Caso del Gas se tiene lo siguiente.

TABLA 2
PORCENTAJES FIJADOS CONTRACTUALMENTE DEPENDIENDO DE LA RENTABILIDAD
ESPERADA DEL PROYECTO

FACTOR “R”	DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DE REGALÍAS (%)	
	ASOCIADA	ECOPETROL
0,0 – 2,0	70	30
2,0 – 3,0	$70 / (R - 1,0)$	$100 - [70 / (R - 1,0)]$
3,0 – o más	35	65

Transporte por Gasoductos

Desde julio de 1994, cualquier empresario nacional o extranjero puede construir y operar gasoductos sin contratos o permisos, abiertos a todos los usuarios (propietarios de gas como productores o comercializadores; empresas que atienden usuarios, grandes usuarios).

Los construidos antes de esa fecha están amparados por contratos de concesión otorgados por el Ministerio de Minas y Energía o por ECOPETROL en algunos casos y mantendrán su vigencia contractual aproximadamente por unos 25 años más (según cada caso).

Los productores pueden construir gasoductos para atender exclusivamente sus propias necesidades o la de sus asociados empresarialmente, en cuyo caso se denominan regulatoriamente “dedicados”, pero tienen obligación de permitir la conexión a quien le solicite, si es técnica y económicamente viable. De no llegar a un acuerdo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) puede imponer la obligación de permitir el acceso y fijar la tarifa de conexión y uso.

Las relaciones entre los transportadores y sus usuarios se manejan por contratos de derecho privado (aunque alguna de las partes sea una empresa oficial) con las modalidades que acuerden las partes libremente, excepto en materia de precios como se indica más adelante en este documento.

Comercialización

Desde Boca de Pozo, el propietario del gas, definido como “productor”, está sujeto a las normas sobre Servicios Públicos Domiciliarios que incluye la regulación adoptada por la CREG y la vigilancia ejercida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Quien explota es propietario, de un porcentaje del gas extraído (del 50% al 70% después de regalías) y el resto pasa a ser propiedad de ECOPETROL. Desde Septiembre de 2000, la comercialización tiene que ser una actividad separada.

El gas de regalías es comercializado por ECOPETROL pero la CREG puede obligar a que se venda por separado en subastas públicas.

Cualquier empresario, nacional o extranjero, sin permiso o contrato, puede comercializar gas comprándolo a los productores en Boca de Pozo o en cualquier sitio de la cadena de transporte, organizándose como Empresa por acciones (con la denominación de Empresa de Servicios Públicos).

El suministro (venta de gas) puede hacerse a otras empresas que atienden usuarios o a otros comercializadores mayoristas.

Los usuarios que consumen más de 500.000 mil pies cúbicos diarios (PCD) se clasifican como “Grandes Usuarios” o “No Regulados”. El umbral disminuirá a 300.000 PCD el 01 de Enero de 2002 y a 100.000 PCD el 01 de Enero del 2005. Las condiciones de suministro en este caso son pactadas libremente por las dos partes, con un precio máximo.

El suministro a los demás usuarios está regulado por la CREG en lo relativo a las condiciones, calidad, continuidad y tarifas.

Precios para cada Actividad

El precio en Boca de Pozo está regulado por la CREG para los tres yacimientos más grandes en términos de volumen real o potencialmente extraído: Ballena en el Mar Caribe, Cusiana en el Interior y Opón. Para Ballena y Opón se mantienen los precios fijados por el Ministerio de Minas y Energía, antes de la creación de la CREG, así:

- Para Ballena, Resolución 39 de 1975, en agosto de 2001 es de 1.163US\$ por millón de BTU.
- Para Opón la 61 de 1983: 2US\$ por millón de BTU (por ser gas libre y estar localizado en el Valle del Río Magdalena).
- Para Cusiana, que no está en producción, lo actualmente vigente consiste en que el precio es libre si la capacidad de tratamiento es inferior a 180 MPCD; habrá precios techo si dicha capacidad se sitúa entre 110 y 180 MPCD, en cuyo caso el precio

estará referido al de 1,10US\$ por millón de BTU indexado por las variaciones del precio NYMEX y el índice de precios de EE.UU.; si la capacidad mencionada es inferior a 110 MPCD, el precio será el fijado por la Resolución 61 de 1983, en este caso sería (en agosto de 2001) de 1.595US\$ por millón de BTU, por ser gas asociado y estar localizado el yacimiento al oriente de la Cordillera Oriental. El precio se actualiza semestralmente con la variación en los doce meses anteriores, de los precios de exportación de Fuel Oil por ECOPETROL (FOB Cartagena).

El resto yacimientos no está sujeto a regulación de precios.

Las tarifas de transporte son fijadas entre las partes, dentro de unos límites fijados por la CREG que toma en cuenta costos eficientes de inversión, comparando entre empresas dentro y fuera del país, para remunerar por separado la recuperación de la inversión y los gastos de Operación, Administración y Mantenimiento (OA&M). En el año 2000 la CREG adoptó una nueva metodología y criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas mediante el Esquema General de Cargos del Sistema Nacional de Transporte, a través de las Resoluciones N° 001/2000, 085/2000, 007/2001 y 008/2001. Dependiendo de sí el precio pactado prioriza un costo fijo sobre el variable o al contrario, el costo del capital es del 9 o del 11%.

Las tarifas de distribución (uso de redes locales) son fijadas por la CREG con base en la comparación de costos para buscar el más eficiente, comparando entre empresas dentro y fuera del país. Las fórmulas pueden exigir programas de inversión para expandir el servicio.

Dentro de esos límites, las tarifas deben reflejar los costos incurridos según el tipo de servicio (ubicación, frecuencia, interrumpibilidad) pero sin discriminación entre usuarios que tengan características similares en cuanto a esos aspectos.

Para los usuarios regulados (residenciales y los no residenciales cuyos consumos sean inferiores a 500.000 PCD) la fórmula tarifaria es establecida por la CREG por separado para la actividad de transporte y distribución, con un margen de comercialización para quien los atiende.

Las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años, revisables solo en el caso de errores graves de cálculo que afecten severamente a los usuarios o a las empresas o cuando se presentan eventos de fuerza mayor que causen igualmente lesión grave.

Calidad del Gas y del Servicio

La CREG fija unas características mínimas del gas transportado y entregado a los distribuidores. En relación con la calidad de atención al usuario (oportunidad de conexiones, medición, facturación, recepción y respuesta a quejas), hay obligaciones provenientes de la Ley.

Protección Ambiental

Todas las actividades están sometidas a autorizaciones previas del Ministerio del Medio Ambiente o de una Corporación Ambiental en cada área del país, para lo cual están obligadas a presentar un Estudio de Impacto Ambiental y a juicio de la respectiva Autoridad, un Plan de Mitigación de los Riesgos que generen que puede tener que respaldarse con Pólizas de Compañías de Seguros.

En las regiones en donde habitan comunidades indígenas éstas pueden solicitar que se reformulen o prohíban proyectos y actividades que consideren que los afectan.

Exportación

En principio hay libertad de exportación sujeta a unas reglas fijadas por la CREG sobre la relación entre reservas y la demanda esperada.

Importación

La importación de gas natural es libre.

Libre Competencia

La Ley exige separación de las actividades de producción (explotación), transporte y distribución en forma que quien desarrolla una de esas actividades no puede desarrollar las demás ni por sí mismo ni a través de empresas subordinadas. Como se indicó, los productores asociados a ECOPETROL tienen que vender su gas por separado desde septiembre de 2000.

Ningún comercializador puede tener más del 25% del mercado total, aunque se excluyen de éste el volumen para la generación eléctrica (que representa más del 80% de los consumos totales) y las ventas para la industria petroquímica si el gas es utilizado como materia prima.

Después del año 2015, (cuando terminan los contratos mencionados de exclusividad), ningún distribuidor podrá tener más del 30% del mercado nacional.

Impuestos y Otros Tributos

Todas las empresas están sujetas a los impuestos nacionales de renta, IVA (a las ventas) y a los municipales (sobre la propiedad raíz y sobre los ingresos brutos-denominado de Industria y Comercio). Los remitentes pagan además un impuesto por el uso de los gasoductos a los municipios atravesados por ellos, con tarifas del 7% sobre el volumen efectivamente transportado; para los gasoductos que se localicen al oriente la cima de la Cordillera Oriental, la tarifa será del 4%.

Los productores pagan regalías a una tasa general del 20% en dinero o en especie a opción del Gobierno.

Configuración Institucional

Comisión de Regulación de Energía y Gas, integrada por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda, el Director del Departamento Nacional de Planeación, como funcionarios dependientes del Presidente y cinco expertos designados por el Presidente pero de período fijo de cuatro años, independientes del Gobierno. La CREG fija reglas generales o toma decisiones para empresas en particular

El Ministerio de Minas y Energía, al cual están vinculadas ECOPETROL y ECOGAS, fija la política en materia de exploración y explotación de gas natural y como integrante de la CREG participa en la expedición de la regulación para las actividades de Boca de Pozo hacia abajo.

Ministerio del Medio Ambiente, fija la política de protección ambiental, expide licencias ambientales para exploración y explotación de yacimientos, para construcción de gasoductos, exige planes de mitigación ambiental y puede exigir garantías de compañías aseguradoras para ese propósito.

Corporaciones Autónomas Regionales (para protección ambiental), que no son estrictamente dependientes del Ministerio del ramo, expiden licencias para construcción de redes locales, exige planes de mitigación ambiental y puede exigir garantías de compañías aseguradoras para ese propósito.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, encargada de la vigilancia y el control sobre todas las empresas prestadoras de estos servicios, exigiendo que cumplan con toda la Normatividad legal y regulatoria, puede sancionar incluyendo tomando posesión de una empresa que incumpla reiteradamente sus obligaciones o que ponga en peligro la prestación del servicio.

ECOPETROL, empresa oficial administradora en nombre del Estado de las reservas de petróleo y gas, explora y explota por sí mismo o mediante los contratos de asociación mencionados en el numeral 10.1.1 de este documento. Comercializa el gas de su propiedad bien porque la explotación es por su propia cuenta, bien porque le corresponde una proporción (como se señaló) en el gas que extrae la empresa asociada.

ECOGAS, empresa oficial transportadora de gas, recibió los gasoductos construidos por ECOPETROL o por contratistas que ahora lo son de ECOGAS con la modalidad de BOT o BOMT. Coordina el despacho de gas operando, a través de un contratista, el Centro de Operaciones de Gas en Barrancabermeja.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al comparar la información presentada previamente se encuentra diversidad en aspectos tan importantes como:

- Definición de las actividades existentes y separación entre ellas.
- Participación del Estado y entes privados.
- Requisitos e incentivos para la importación y exportación.
- Calidad del gas
- Formación de tarifas
- Protección ambiental

Esta situación tiene distintas causas, entre las que se pueden mencionar el rol de la industria del gas en la economía de cada país, las políticas energéticas que se aplican y la actitud o vocación que asumen los Estados en materia de regulación.

En base a lo anterior, proponer uniformizar las regulaciones y estructuras relacionadas con el gas natural en Venezuela y Colombia podría resultar demasiado ambicioso y limitaría las posibilidades de éxito del proyecto de interconexión. Es muy posible encontrar barreras insalvables del punto de visa técnico, legal ó político, ya que fundamentalmente, los Estados desean controlar la posibilidad de soluciones ineficientes o injustas asociadas al libre mercado.

En virtud de esto, las propuestas de reformas legales o regulatorias deben ser:

- Suficientemente generales, para que puedan ser aplicadas por igual en Venezuela o Colombia, independientemente de si existe libre mercado de gas o son regímenes centralizados por el Estado, y de si los agentes son estatales o privados.
- Suficientemente específicas, para que produzcan los efectos que de ellas se esperan.

El esfuerzo estaría orientado hacia coordinar las operaciones de cada país más que en regular. De este modo, se propone enfocar las reformas en las siguientes áreas:

- Lograr una interpretación precisa en aquellos aspectos donde se pueden presentar dudas, por ejemplo, las circunstancias en las cuales se puede importar gas en Venezuela.
- Fortalecimiento técnico, administrativo y legal de los entes reguladores en cada país.
- Acuerdos entre los Gobiernos y entre las Autoridades Regulatorias, según el caso, para establecer:
 - Los precios de gas en Boca de Pozo y las tarifas de transporte aplicables al gas importado/exportado.
 - Reglas sobre calidad del gas, procurando no aplicar normas distintas para el gas importado y para el gas producido localmente.
- Armonizar las especificaciones de calidad del gas natural para la actividad de importación/exportación de gas.

Por Acuerdo entre los Gobiernos se adoptarán lineamientos generales que faciliten el comercio de gas entre los dos países, con el compromiso de garantizar un tratamiento igual a todos los agentes en lo relativo a permisos, autorizaciones, contratos para el desarrollo de las distintas actividades y en el acceso a mecanismos para solución de conflictos entre los agentes involucrados

A continuación se presenta una Tabla con los aspectos que deben ser tratados con el fin de armonizar las legislaciones y regulaciones de cada país, y favorecer la ejecución del proyecto de interconexión gasífera.

TABLA 3

ASPECTOS A SER ESTUDIADOS

TEMA	VENEZUELA	COLOMBIA
Comercialización	Separar la comercialización de otras actividades. Incluir que los comercializadores tienen libre acceso a los sistemas de transporte y distribución.	Separar la comercialización de otras actividades.
Precios para cada Actividad	Debe definirse un mecanismo de fijación de tarifas para la importación y exportación de gas.	Debe definirse un mecanismo de fijación de tarifas para la importación y exportación de gas.
Protección Ambiental	Las reglas y penalidades sobre protección ambiental deben ser explícitas y claras para los agentes. Incluir la protección a comunidades indígenas.	Las reglas y penalidades sobre protección ambiental deben ser explícitas y claras para los agentes.
Calidad del Gas	Armonizar las normas sobre la calidad del gas natural para transporte y distribución Reglamentar los criterios para medir calidad de servicio.	Armonizar las normas sobre la calidad del gas natural para transporte y distribución Reglamentar los criterios para medir calidad de servicio.
Exportación		Liberar exportaciones si hay interconexiones internacionales

En resumen:

- El proyecto de interconexión gasífera de la subregión no presenta barreras legales en lo que respecta a importación y exportación de gas. Existen aspectos que deben ser reglamentados y/o aclarados pero los mismos pueden ser solventados por los entes reguladores o los organismos encargados de regular el Sector Gas.
- Existe una diferencia importante entre las especificaciones de calidad del gas natural para el transporte en Colombia y Venezuela, en particular en lo referente al contenido de CO₂ y H₂S. Estas diferencias pueden constituir una barrera para la ejecución del proyecto de interconexión.

Tomando en consideración las conclusiones arriba indicadas se presentan las siguientes recomendaciones:

- Iniciar un estudio técnico y financiero para determinar como armonizar de forma óptima las especificaciones de calidad del gas para el transporte entre Venezuela y Colombia.
- Con el objeto de minimizar los riesgos e incertidumbre relacionados con un proyecto de interconexión gasífera entre países, Venezuela y Colombia en este caso, los Gobiernos deben iniciar conversaciones que concluyan en acuerdos generales que permitan a los agentes del Sector Gas tomar decisiones tomando como bases las acordadas por los países.

AGRADECIMIENTOS

Los autores queremos agradecer a Félix Betancourt, Luis Ignacio Betancur, Carlos Julio Fernández, Ana María Trotta de Godoy y Camilo Torres por sus comentarios y observaciones sobre los aspectos tratados en el presente documento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Unión Temporal: Inelectra, S.A.C.A. – Econometría, “Estudio Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia-Venezuela”, Informe Final, Septiembre de 2002, Capítulo 10.
- [2] Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, “Balance Probabilístico de Gas, Julio 2001”.
- [3] Ente Nacional del Gas de Venezuela, “Plan Nacional del Gas”, Diciembre de 2001.
- [4] Macleod Dixon, “Análisis de la Legislación Aplicable en Venezuela en Materia de Hidrocarburos Gaseosos Barreras Legales para la Ejecución del Proyecto de Interconexión Gasífera”, Septiembre de 2002.
- [5] El Reglamento de la Ley de Hidrocarburos Gaseosos (publicado en la Gaceta Oficial N° 5.471 Extraordinario de fecha 05 de junio de 2000).
- [6] PDVSA, “Pronóstico de Demanda Mercado Interno Gas Metano 2002-2022”, Junio de 2001.

FIGURAS

FIGURA 1
BALANCE DE GAS NATURAL EN VENEZUELA
ESTIMACIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA TOTAL

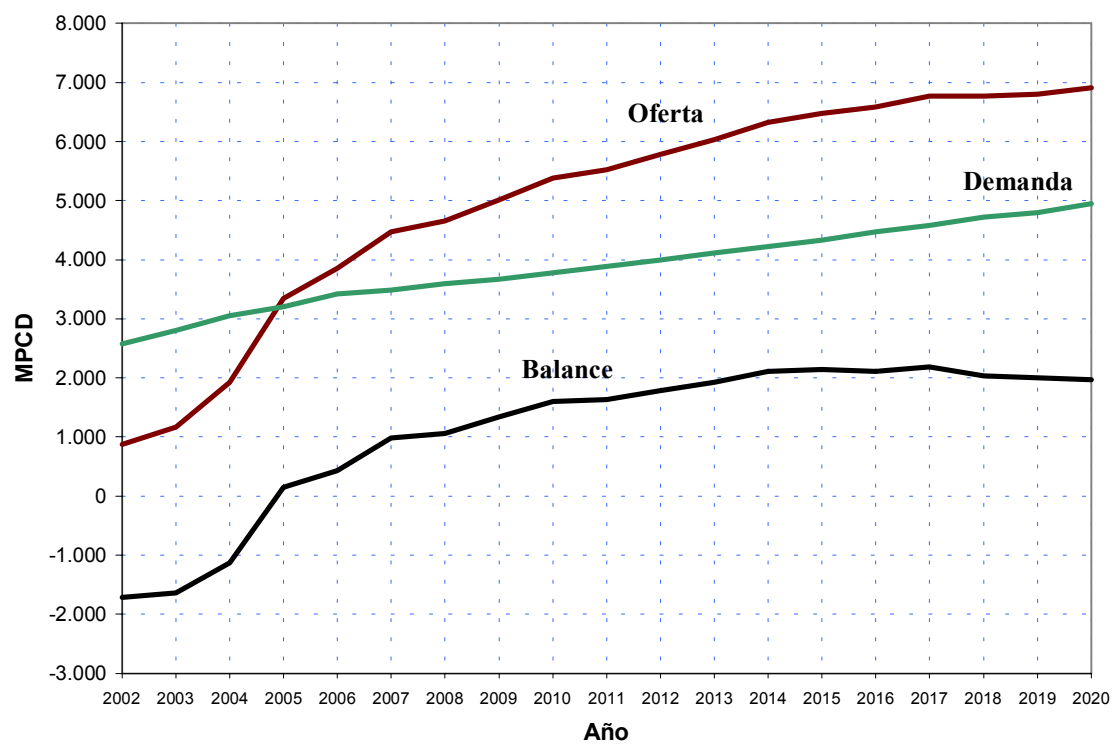


FIGURA 2
BALANCE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA
ESTIMACIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA TOTAL

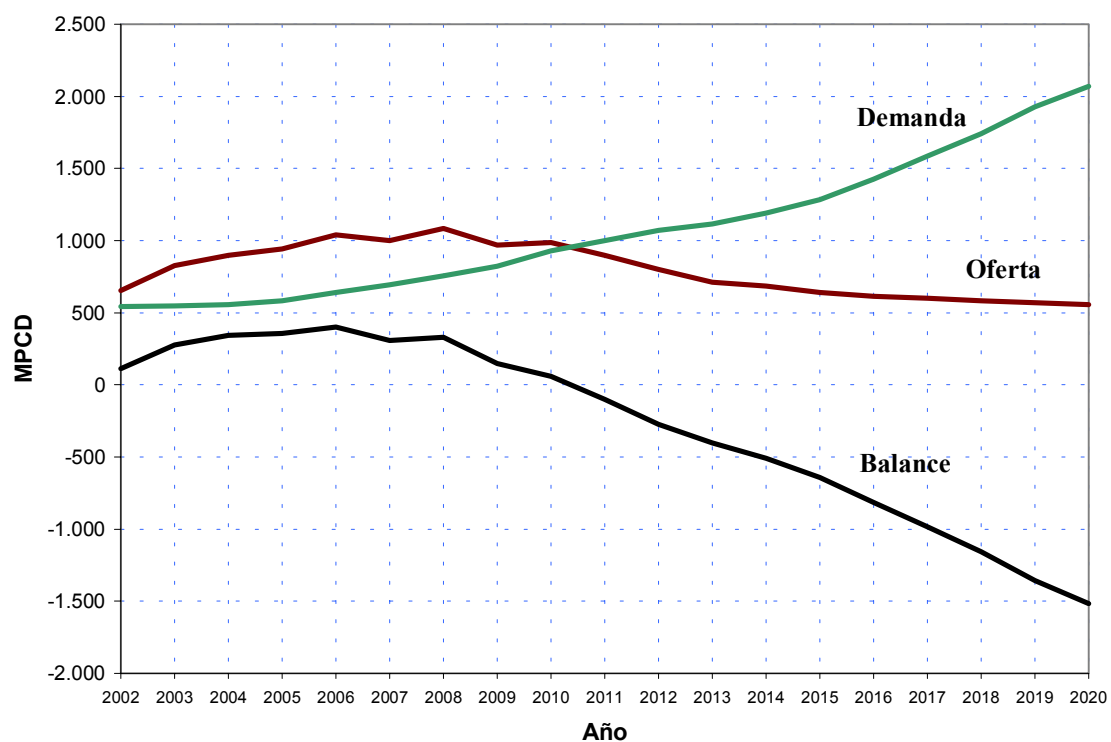
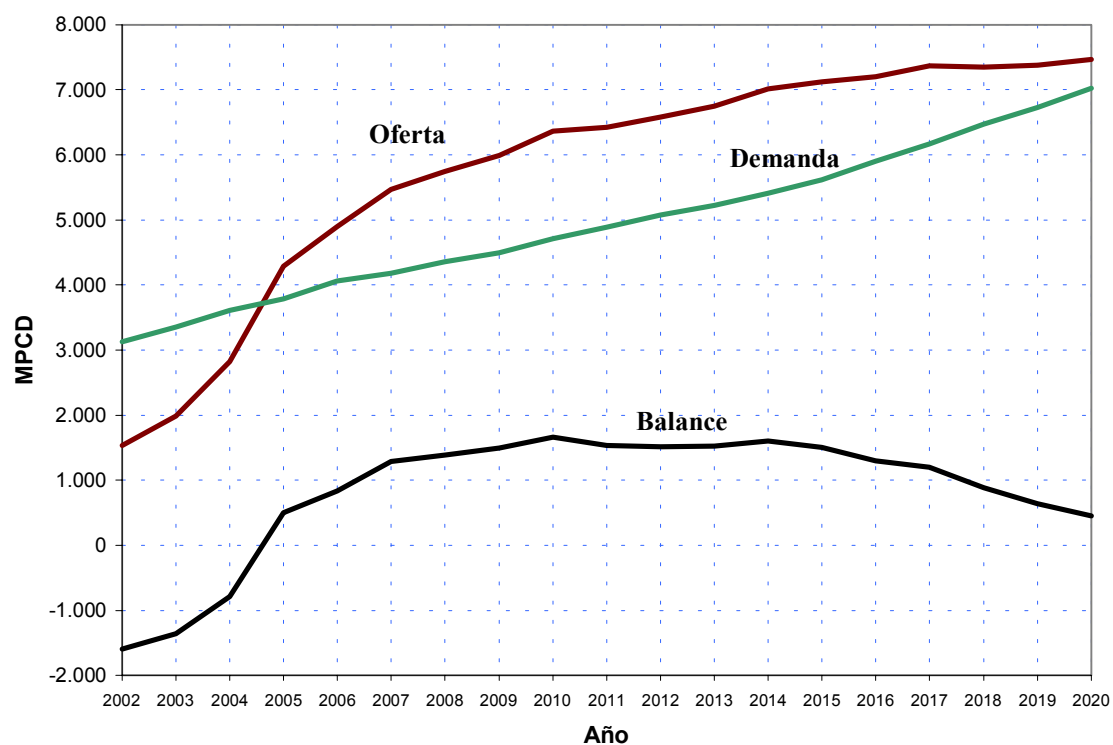


FIGURA 3
BALANCE DE GAS NATURAL BINACIONAL
ESTIMACIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA TOTAL



Nota: Los valores indicados corresponden a cálculos propios