



**PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO DE GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN
EL MERCADO DE ENERGÍA**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2013

PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO DE GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN
EL MERCADO DE ENERGÍA

LUISA FERNANDA RUBIO GUTIÉRREZ

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2013

PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO DE GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN
EL MERCADO DE ENERGÍA

LUISA FERNANDA RUBIO GUTIÉRREZ

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2013

PROPUESTA DE UN MODELO DE MERCADO DE GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN
EL MERCADO DE ENERGÍA

LUISA FERNANDA RUBIO GUTIÉRREZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesor

HUGO ALBERTO CARDONA RESTREPO

Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2013

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Medellin, Agosto de 2013

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mi familia por el apoyo que me ha brindado, las fuerzas que me han dado para continuar y llegar tan lejos en esta carrera de la vida. Gracias a mis profesores por educarme como una profesional integral. Gracias a mis compañeros y amigos por compartir conmigo estos años.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1. MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL Y NACIONAL ..	18
1.1 MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL EN SUR AMÉRICA.....	18
1.2 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	21
1.2.1 MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	23
1.2.2 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA.....	25
1.3 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN BRASIL	26
1.3.1 MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL EN BRASIL.....	33
1.3.2 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN BRASIL.....	36
1.4 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA.....	45
1.4.1 MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL EN ARGENTINA.....	46
1.4.2 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN ARGENTINA.....	51
1.5 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS	54
1.6 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN EUROPA.....	58
2. RED DE TRANSPORTE, INTERCONEXIONES NACIONALES E INTERNACIONALES	62
2.1 RED DE TRANSPORTE E INTERCONEXIONES EN AMERICA LATINA	62
2.2 RED DE TRANSPORTE E INTERCONEXIONES EN COLOMBIA.....	64
2.3 RED DE TRANSPORTE E INTERCONEXIONES EN BRASIL.....	68
2.4 RED DE TRANSPORTE E INTERCONEXIONES EN ESPAÑA.....	69
3. POLÍTICAS Y TARIFAS DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL Y NACIONAL	71
3.1 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN EUROPA Y ASIA.....	73
3.2 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN MÉXICO	74

3.3 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN ARGENTINA	75
3.4 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN BOLIVIA	78
3.4.1 PRECIOS Y TARIFAS DE GAS NATURAL EN BOLIVIA	79
3.5 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN BRASIL.....	80
3.5.1 PRECIOS DE GAS NACIONAL.....	83
3.5.2 TARIFAS FINALES.....	83
3.5.3 TARIFAS PARA TERMOELÉCTRICAS	84
3.6 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN COLOMBIA	84
3.7 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN CHILE	86
3.7.1 FORMACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL	87
3.7.2 TARIFAS PARA USUARIOS INDUSTRIALES Y ELÉCTRICOS	88
3.8 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN VENEZUELA.....	88
3.8.1 PRECIOS DE GAS NATURAL	90
3.8.2 TARIFAS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL.....	90
3.9 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN PERÚ.....	90
3.9.1. TARIFAS DE TRANSPORTE	94
3.9.2.TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN.....	94
3.9.3. LOS PRECIOS DEL GAS EN BOCA DE POZO.....	95
3.10 POLÍTICAS Y TARIFAS DE GAS NATURAL EN ESPAÑA.....	95
3.11 COMPARACIÓN DE PRECIOS DE LOS MODELOS DE GAS NATURAL Y LOS MERCADOS FUTUROS	96
3.11.1 MERCADO SPOT EN EUROPA.....	100
4. MODELOS DE EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA Y EL MUNDO.....	102
4.1 RESERVAS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	102

4.2 RESERVAS DE GAS NATURAL EN BRASIL.....	103
4.3 RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO	103
4.4 OFERTA MUNDIAL DE GAS NATURAL PARA EL 2015.....	106
5. NUEVA PROPUESTA DE METODOLOGÍA TARIFARIA.....	108
5.1 DETERMINACIÓN DE PRECIOS EN LOS PAÍSES	109
5.2. METODOLOGÍAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL	110
5.2.1 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS MÁXIMOS DE GAS NATURAL EN MÉXICO.....	110
5.2.2 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	116
5.2.3 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN EUROPA.....	119
5.2.4 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO	120
5.3. RESUMEN DE LAS METODOLOGÍAS IMPLEMENTADAS EN ALGUNOS PAISES PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL	121
5.3.1 LISTA DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN EUROPA, UK, US, CANADÁ Y COLOMBIA	124
5.4. NUEVA PROPUESTA METODOLÓGICA TARIFARIA EN COLOMBIA	127
CONCLUSIONES.....	133
BIBLIOGRAFÍA.....	137

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolución y Perspectivas de la Canasta Energética Mundial	18
Figura 2. Composición del abastecimiento de energía eléctrica en Sur América 2009....	20
Figura 3. Composición del aumento de potencia instalada 2009	20
Figura 4. Evolución de la demanda en Colombia 2011.	25
Figura 5. Integración Energética de Mercosur.....	34
Figura 6. Tendencia de la demanda de gas en el mercado argentino	47
Figura 7. Producción y consumo de gas en Argentina hasta el año 2025.	49
Figura 8. Producción de las tres principales zonas productoras de gas en Argentina	50
Figura 9. Reservas en Argentina, separados en exploración, reservas desarrolladas y en desarrollo.....	50
Figura 10. Proyecto Yamal desarrollado por las empresas Gazprom / BASF, sistema de tubería en Alemania.....	61
Figura 11. Principales campos gasíferos en Sudamérica.....	62
Figura 12. Sistema Nacional Colombiano de Transporte de Gas Natural.....	67
Figura 13. Infraestructura en Operación de España.....	70
Figura 14. Precios internacionales gas natural (Dólares por millón de BTU).....	71
Figura 15: Estructura del Mercado de Gas Natural en Brasil 2010.....	81
Figura 16. Estructura del Mercado de Gas Natural en Colombia	85
Figura 17. Estructura del Mercado de Gas Natural en Lima – Callao 2010.	92
Figura 18. Lista de Precios Gas Natural US Dollars per Million Btu.	126
Figura 19. Participación sectorial del consumo de gas natural.....	128
Figura 20. Exportaciones de gas natural - Mpcd.....	128
Figura 21. Comparación entre metodologías para el precio gas natural.....	131

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Agentes del sector de gas natural de Brasil antes de la reforma de 1990.	28
Tabla 2. Abastecimiento de Gas Natural en Brasil (m ³ /día).....	32
Tabla 3. Matriz de Energía de Brasil en los tres escenarios 1995-2010.....	38
Tabla 4. Tasa promedio de crecimiento de gas natural y la energía total en los tres escenarios	39
Tabla 5: Consumo PIB para los tres escenarios	41
Tabla 6. Características de la infraestructura de transporte y participación en el volumen de gas transportado.....	65
Tabla 7. Distribución de Gas de uso doméstico en Brasil	69
Tabla 8. Precio de gas natural de Henry Hub 2012 (Price per Million British Thermal Units (mmBtu).....	99
Tabla 9. Resumen de las metodologías Implementadas para la determinación del precio de gas natural.....	122
Tabla 10. Demanda de gas Natural en Colombia.....	127
Tabla 11. Distribución de reservas probadas de gas natural.....	129
Tabla 12. New York Harbor Residual Fuel Oil Spot Price	130
Tabla 13. Comparación entre metodologías para el precio gas natural.....	132

GLOSARIO

Gasoductos: Características del gasoducto principal y ramales, tales como diámetros, longitudes, propietario, fecha de puesta en gas.

Plantas de regasificación: Capacidades nominales de tanques, vaporizadores y cisternas, evolución de niveles de los tanques y de las producciones.

Passos: Oleoducto que atraviesa todas las capitales importantes del estado brasileño en el centro – oeste y las regiones del sur, incluyendo Sao Paulo.

Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano: Entidad que solo vincula los centros de producción de gas con los centros de consumo, excluye las conexiones y gasoductos dedicados, excluye a los sistemas de distribución, a los usuarios no regulados, a los sistemas de almacenamiento y las interconexiones internacionales.

Modelo Integrado de Planeamiento Energético (MIPE): Es un mecanismo de previsión técnico y económico que esquematiza las demandas de energía y los suministros disponibles en Brasil, con el fin de simular diversos escenarios para cada fuente de energía y sectores de consumo industrial, agrícola, residencial, comercial y servicios de transporte; este, consiste de cuatro módulos:

- ❖ Modulo Macro–Económico: Consta de la definición de variables de escenarios y distribución de productos entre los sectores de demanda.
- ❖ Modulo Demanda de Energía: Consta del análisis de variables para cada segmento de cada sector, con el fin de obtener la utilidad y la demanda final de energía.
- ❖ Modulo Consumo Final: Consta de la agrupación de los resultado del módulo 2 y los resultados del consumo de energía dados en el módulo 4.
- ❖ Módulo de Suministros: Consta del análisis de variables que define el suministro de energía, obtenidas de ambas cantidades de energía primaria y energía secundaria , así como también de la energía consumida del sector de energía.

Mercado Interrumpible: Es el pago a una retribución por estar disponibles para interrumpir su demanda de energía en caso de necesidad al operador del sistema, este beneficio se ofrece únicamente a los consumidores acogidos a tarifa, de modo que los grandes consumidores que compran su electricidad en el mercado libre no disfrutan de dicha retribución.

Chuchupa - Ballenas: Estación modular que está dividida en tres sistemas: compresión, tratamiento y medición, fue descubierta en 1973 por la empresa Texaco. El transporte se realiza con la empresa Promigas, quien recibe el gas de la asociación Chevron Texaco - Ecopetrol proveniente de los campos Ballena y Chuchupa.

Cusiana - Cupiagua: Se descubrió en 1990 se encuentra ubicado en el departamento del Casanare, en las estribaciones de los Llanos Orientales al noroeste de Bogotá. Este campo se encuentra dentro de los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamena; firmado por la compañía estatal Colombiana ECOPETROL con la asociada que fue conformada inicialmente por las compañías petroleras BP, TOTAL Y TRITON.

HUBS: Los hubs, también llamados cabeceras, son lugares físicos formados por varios gasoductos conectados a una instalación que permite trasvasar el gas de un gasoducto a otro. El hub puede tener también interconectadas instalaciones separadas de almacenamiento y tratamiento de gas. Los hubs suelen estar emplazados en zonas de suministro, donde se reciben los volúmenes de gas y se encauzan hacia los mercados, con poca o ninguna actividad bidireccional.

Linepack: Es la cantidad de gas a lo largo del gasoducto. Es función del tamaño del gasoducto: longitud y diámetro, de la presión, y de los márgenes de utilización: obligación de presión en la entrega, disponibilidad de compresión, y presión máxima de operación permitida.

SIGLAS

PEI: Planeamiento Energético Integrado

MME: Ministerio de Minas y Energía

CNPE: Consejo Nacional de Política Energética

ANP: Agencia Nacional del Petróleo

MEB: Matriz Energética Brasileira

ONG: Organizaciones no gubernamentales

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales

BEN: Balance Energético Nacional

MIPE: Modelo Integrado de Planeamiento Energético

BNDES: Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social

IPEA: instituto de Investigación Económica Aplicada

GPC: Giga Pies Cúbicos

GNV: Gas Natural Vehicular

MPCD: Millones de Pies Cúbicos al Día

BTU: (British Thermal Unit) Unidad de energía inglesa.

FERC: Comisión Federal Reguladora de Energía

RAE: Real Academia de Ingeniería

MIBEL: Mercado Ibérico de la electricidad

YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

PPT: Programa Prioritario Termoeléctrico

PDVSA: Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima

EFET: European Federation of Energy Traders

NBP: National Balancing Point

CILP: Costos Incrementales de largo plazo

GNL: Gas Natural Licuado

CNG: Gas Natural Comprimido

CRE: Regulatory Commission of Energy

GSA: Gas supply Agreement

NYMEX: New York Mercantile Exchange

SE: Secretaría de Energía

ASE: Áreas de Servicio Exclusivo

ASNE: Áreas de Servicio no Exclusivo

IPP: Índice de Precios al productor

FERC: Federal Energy Regulatory Commission

FOB: Free on Board

RESUMEN

El objetivo de este proyecto es la recopilación de información de gas natural en el mercado energético internacional y nacional. A través de este análisis, se estudiarán los métodos de tarifas, rutas de los principales gaseoductos, políticas internacionales y nacionales; eficiencia y beneficios en el mercado de energía. Por otro lado; se analizará el crecimiento de la matriz energética mundial y nacional con el apogeo del combustible en la generación de electricidad, pretendiendo obtener una nueva propuesta metodológica tarifaria para el país.

PALABRAS CLAVE: Generación de Energía, Gas Natural, Mercado de Gas, Eficiencia Energética, Emisión de gases.

INTRODUCCIÓN

El mercado de gas natural en el mundo es actualmente un mercado emergente, que tiene un gran desafío como recurso energético y mucho potencial aún por desarrollar. En la medida que el gas natural logre el reconocimiento como lo tiene el petróleo, este combustible tendrá impactos significativos en la economía mundial, con mayores oportunidades pero también mayores riesgos.

El mercado de gas natural en Colombia está presentando situaciones complicadas debido al aumento de demanda de este recurso y a la problemática de las diversas actividades como la exploración, producción, transporte, distribución, comercialización y e inversión en infraestructuras para mantener los niveles de crecimiento actuales para la producción. Esta situación ha provocado incertidumbre en cuanto al futuro de la oferta de gas, y especialmente generando preocupación en los sectores energéticos e industriales. Debido a estas situaciones, se ha provocado un cambio en la matriz energética colombiana, cambios en los combustibles utilizados en la industria, y cambios en cuanto al pensamiento futuro de abastecimiento para el sector energético. (SSPD, 2011)

El presente trabajo de grado es un estudio de la situación actual del sector de gas natural en Colombia, sus antecedentes tanto a nivel mundial como nacional, condiciones de abastecimiento para el desarrollo y la demanda por sectores de consumo, los aspectos más relevantes en el respaldo del sector eléctrico con toda su dinámica económica, la situación actual de oferta y la demanda, así como los cambios en el ámbito jurídico y regulatorio al que está sometido constantemente en los últimos años. Además, se analizan los factores de demanda, disponibilidad de suministro, niveles de inversión e interconexiones y capacidad de transporte de gas, tanto nacional como internacional. Finalmente, con los datos investigados y los análisis realizados, se pretende obtener una proyección a mediano plazo de las posibilidades que tiene el mercado de gas natural en el sector energético y una propuesta de metodología tarifaria para el país.

CAPÍTULO 1

1. MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL Y NACIONAL

1.1 MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL EN SUR AMÉRICA

El mercado de gas natural se está volviendo cada vez más importante en todo el mundo y la evolución de este recurso en el mercado energético tiene una gran importancia estratégica para muchos países. Por lo tanto es importante comprender la regulación y la intervención de gas, para tener un suministro seguro de este recurso.

El gas natural es considerado una fuente primaria de energía para la transición hacia una base energética descarbonizada en función del hidrógeno. La Figura 1 muestra la evolución y prospectiva de los sistemas energéticos de acuerdo con estudios de US Geological Survey, que como se observa, sitúan al gas natural durante las primeras cuatro décadas del siglo XXI como el principal energético de la economía mundial.

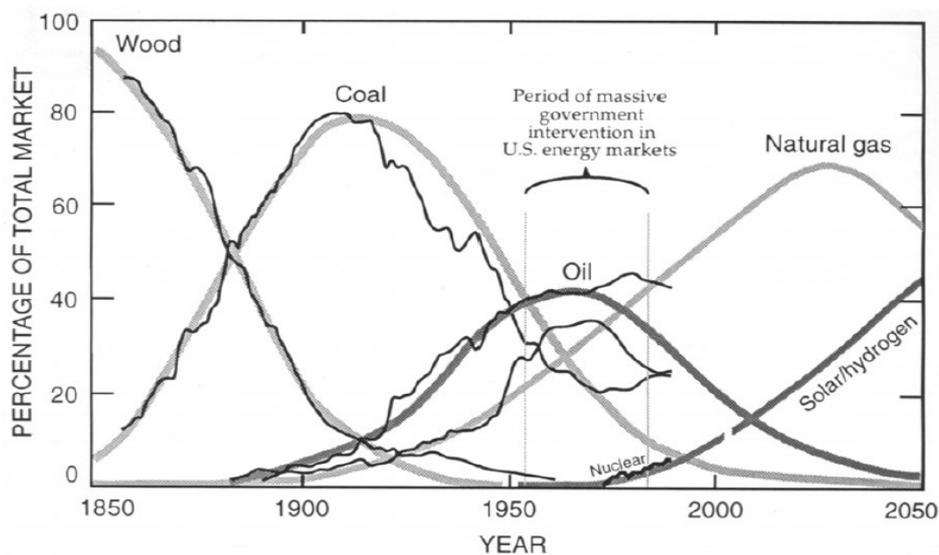


Figura 1. Evolución y Perspectivas de la Canasta Energética Mundial

Fuente: Energy Future Gas, US Geological Survey, www.usgs.gov.

Muchos países han aumentado el uso de gas natural en las últimas tres décadas. En algunos casos, este aumento es impulsado por un cambio en la tecnología debido a la popularidad de las centrales de generación térmica en ciclo combinado. En otros casos ha sido el resultado de políticas de Gobiernos, tal como en Dinamarca, que se ha ampliado la red de distribución interna de gas natural desde su introducción en los años setenta. Y por último algunos países tales como Asia Central, Colombia, Europa y Suiza, que han creado una variedad de diferentes incentivos para segmentos específicos de la economía para cambiar o aumentar el uso de gas natural. Además, ha existido una fuerte tendencia hacia la desregulación y la privatización de la exploración, producción, distribución y venta de gas en muchos países en lo que solía ser un monopolio nacional o regional propiedad privada o pública. Es importante entender las implicaciones a largo plazo para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural y otras peticiones de los reguladores. En este sentido el gas natural es casi igual al petróleo, donde su exploración es de gran inversión y es considerada una actividad de alto riesgo. El proceso de reservas probadas para producción es a menudo largo y costoso, mientras que la infraestructura 'tuberías' también es de gran inversión.

Sur América cuenta con muchos recursos naturales energéticos distribuidos en cada país (Ecuador, Colombia, Venezuela, Perú, Brasil, Chile, Bolivia y Argentina) sus niveles de explotación y producción son muy variables dependiendo del mercado eléctrico y de los mecanismos de incentivo que existan en cada país para el gas natural como combustible energético.

En general el recurso energético más utilizado en los países sudamericanos es el petróleo y sus derivados. El gas natural tiene una alta participación en los países de Venezuela y Bolivia, debido a que su consumo se vende a un precio muy bajo en comparación al nivel de precios internacional de este insumo.

Otro aspecto necesario de considerar cuando se estudia la complementariedad entre recursos energéticos, es el potencial hidroeléctrico de los países de la región. No es posible desarrollar todo el potencial hidroeléctrico debido a altos requerimientos de capital, altos costos de transmisión y requisitos ambientales cada vez más exigentes. Sin embargo, la energía hidroeléctrica continúa siendo con gran margen la principal fuente

primaria para la generación eléctrica en la región, como se aprecia en la siguiente Figura 2.

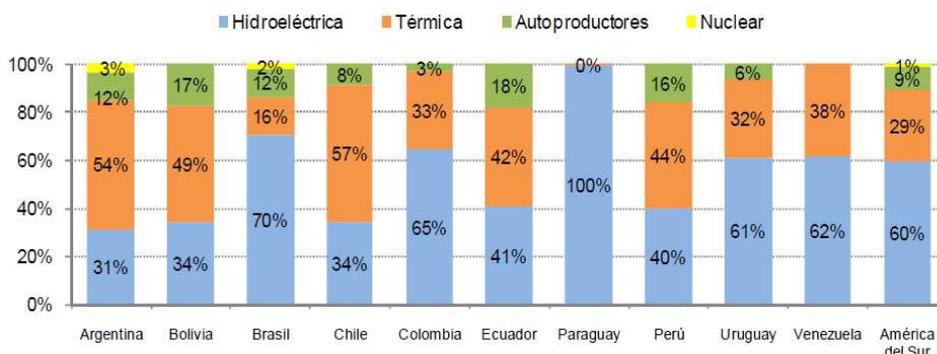


Figura 2. Composición del abastecimiento de energía eléctrica en Sur América 2009.

Fuente: Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe, Mayo 2011. Comisión de Integración Energética Regional www.cier.org.uy.

Sin embargo, en los últimos años, la aparición de los ciclos combinados a gas natural ha posibilitado un aumento de la capacidad de generación térmica en Sur América, debido a sus bajos costos de producción. En la Figura 3 se muestra la participación de la potencia instalada en los países sur americanos con una alta capacidad térmica.

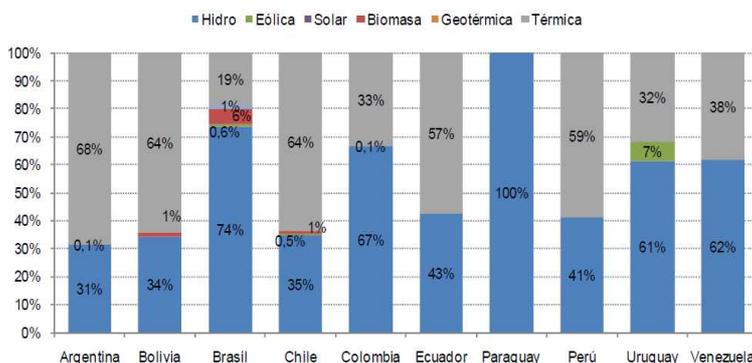


Figura 3. Composición del aumento de potencia instalada 2009

Fuente: Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe, Mayo 2011. Comisión de Integración Energética Regional www.cier.org.uy.

1.2 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

La reforma de gas natural en Colombia tiene dos periodos claramente definidos. El punto de inflexión se produce en el momento de la expedición de la Ley de Servicios Públicos, Ley 142 de 1994.

En Colombia antes de la ley 142 de 1994, estaba marcado por la existencia de un mercado de compradores, manejado siempre por Ecopetrol y bajo la regulación y control del MME, basada en el concepto de pague lo demandado para los contratos. Esta situación duró unos treinta años desde mediados de los 70's hasta la expedición de esta ley.

En este periodo el mercado de gas natural se desarrolló principalmente en la Costa Atlántica, donde se construyó el gasoducto de Promigas entre los campos de la Guajira (Ballena, Chuchupa) y las ciudades de Cartagena, Barranquilla y Santa Marta. También se desarrollaron los gasoductos en el interior de Villavicencio - Bogotá; Barrancabermeja - Bucaramanga y Neiva. El desarrollo de estas conexiones fue exitoso dentro de sus limitaciones, superando al millón de usuarios domésticos, y dando energía para el sector de la industria y para la generación eléctrica, sobre todo en las regiones de la Costa Atlántica, y para la refinería de Barrancabermeja.

A causa del apagón del año 1992-1993, el gobierno le dio un impulso adicional al sistema de gas, mediante la decisión de construir los gasoductos Ballena - Barrancabermeja, Mariquita - Cali y Cusiana - Vasconia. A partir de esto en 1994, se expidió la Ley de Servicios Públicos, Ley 142, que dio origen a la CREG.

A partir del apagón y de la ley 142 de 1994 se creó un mercado nacional de gas natural, donde se logró llegar a casi todas las capitales de departamento de Colombia. El número de usuarios sobrepasó los cuatro millones y medio, y el número de vehículos con gas natural llegó a más de trescientos mil. De tal manera que la situación del mercado de gas natural pasó de un mercado de compradores a un mercado de vendedores.

Con la gran cantidad de demanda se crearon ofertas para contratos ininterrumpible, es decir los contratos firmes para los generadores eléctricos fueron revendidos en el

mercado secundario. Esta metodología de venta en las épocas de clima normal funciono de buena forma; Sin embargo, al presentarse el fenómeno del niño esta situación ya no era tan manejable, puesto que los comercializadores y agentes que compran en el mercado secundario ininterrumpible, no estaban en condiciones de cortar el gas cuando se les solicita, por motivos de diferente índole. Como sucedió en el 2009-2010 que se presentó el niño, la mayoría de los agentes que estaban con gas ininterrumpible solicitaron el apoyo del gobierno ante la amenaza de corte. El gobierno intervino pues muchos de estos contratos ininterrumpible eran para usuarios regulados y para GNV.

En el 2010 el Ministerio de Minas y Energía intervino en el mercado de gas, mediante normas de racionamiento de gas natural. A esta falta de seguimiento por parte de un agente regulador, se vio común el hecho de que muchos contratos firmes tuvieran cláusulas que permitieran al vendedor pagar una indemnización en caso de falta de suministro. Contratos con este tipo de cláusulas no pueden ser aceptados como firmes, aunque las plantas térmicas puedan pasar a combustibles líquidos, la disponibilidad de este recurso tampoco es suficiente, tal como se vivió en el pasado Niño, a pesar de que en este caso, la CREG había tenido el cuidado de hacer auditorías a las plantas térmicas, pero no a los suministradores.

Así, para el sector de la generación eléctrica a gas, la CREG confió en el mercado el cual éste tuvo ciertas distorsiones, tanto contractuales como logísticas que impidieron que operaran los mecanismos como se esperaba y confió en el tiempo presupuestado para el desarrollo de la expansión del transporte (gasoducto Ballena – Barrancabermeja). Sin embargo estas obras no estuvieron listas a tiempo, y esto en gran parte debido a la falta de contratación por parte de los productores-comercializadores responsables de tener gas disponible para entrega en Barrancabermeja. Esta situación fue una realidad que fue enfrentada con medidas regulatorias y de infraestructura. Por ello se expidió el Decreto 2730, para llenar el vacío en ambos campos, con regulación y con infraestructura de transporte y de importación de gas natural.

La situación del pasado Niño, no abarca la mala situación que se tendrá hacia el futuro, debido que a medida que la demanda continua creciendo y al no producirse nuevos descubrimientos de fosos de gas natural, la oferta continuará disminuyendo.

El decrecimiento de la oferta en los próximos años futuros, requerirá de importaciones para poder atender adecuadamente el mercado, para esto será necesario desarrollar la regulación correspondiente que permita que se instale la infraestructura necesaria para poder importar gas natural y transportarlo hacia los centros de consumo, así como para remunerar estas inversiones.

1.2.1 MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

En el 2005, los principales campos Ballena y Chuchupa en La Guajira - Floreña, Cusiana y Cupiagua en el Piedemonte Llanero, son los responsables del 94.2% de la producción de gas natural en Colombia, tendencia que ha permanecido desde la década pasada.

La producción de gas natural de los Llanos Orientales representa el 81% de la producción nacional, Cusiana con el 40% y Cupiagua con el 41% siendo estos los mayores productores de gas natural en el país; Guajira representa el 13%, mientras que un 6% proviene de campos localizados a lo largo del país con aportes mínimos y que abarcan los campos del Valle Medio y Valle Inferior del Magdalena y Sinú.

En los últimos años la producción de todos los campos de producción de gas natural en el país descendió; en algunos por la declinación propia del yacimiento y en otros como Floreña por la disminución de la generación de electricidad (termoeléctricas con base en gas). La producción del campo Chuchupa bajo a una tasa mayor de la prevista, razón por la cual fue necesario adelantar con respecto a los compromisos contractuales la perforación de tres pozos de desarrollo.

En la Guajira, cuyos campos presentaron una disminución, se espera que su capacidad de producción se incremente un 34% llegando a 700 MPCD. Es importante señalar que la capacidad de producción de gas natural está por encima de la demanda media esperada y puede atender los consumos excepcionales del sector eléctrico durante ocurrencias de fenómenos climáticos.

El desarrollo del sector de gas natural en el país ha tenido un crecimiento constante, siendo un objetivo importante en la política energética; debido, al aumento de su participación porcentual en el consumo final de energía.

El aumento del consumo energético de gas natural, se ha obtenido por el comportamiento hidrológico; debido a que en los meses de pocas lluvias la generación eléctrica del país es apoyada por las centrales térmicas, principalmente las que las turbinas funcional a gas - ciclo combinado.

El consumo de gas natural en el país como un recurso energético lleva más de 15 años de historia en la Costa Atlántica, ciudad que ha generado electricidad en un 48%, para el sector de la industria participa en un 33% y para el sector doméstico usa el 9% de mercado de gas natural. Para el interior del país, el crecimiento del consumo de gas natural ha sido sostenido, con una tasa promedio anual del 10 %, resultado tanto del sector privado y de los usuarios, como del gobierno en la coordinación a promover el uso de este energético en todos los sectores de consumo. Los sectores industriales y las centrales termoeléctricas son los mayores demandantes de este recurso.

El sector industrial se destaca, principalmente a que el gas natural se ha convertido en un combustible competitivo debido a la alza de los precios del petróleo; esto también ha sobrellevado a la sustitución de combustibles para el sector del transporte utilizando el GNV, el cual su participación ha sido en aumento. La participación del consumo de gas natural en el sector termoeléctrico; ha sido creciente, debido al avance de la tecnología a ciclo combinado, el cual mejora la eficiencia para las centrales termoeléctricas. Esto refleja el hecho de que la mayoría de la nueva capacidad de generación instalada se efectuara con gas natural.

Para el sector doméstico el mercado de gas natural representa una porción mediana, mostrando altos crecimientos en la sustitución de energéticos particularmente en la cocción y calentamiento de agua. En el 2011 el gas natural, logró cubrir el 20,28 % de la demanda residencial, históricamente cubierta en más de la mitad por electricidad. El sector de gas natural ha presentado un crecimiento sostenido del 1,58 % frente a 2009, debido a la respuesta del crecimiento de la población que tiene acceso a los energéticos y deciden entre las ventajas de usar uno u otro. Ver Figura 4.

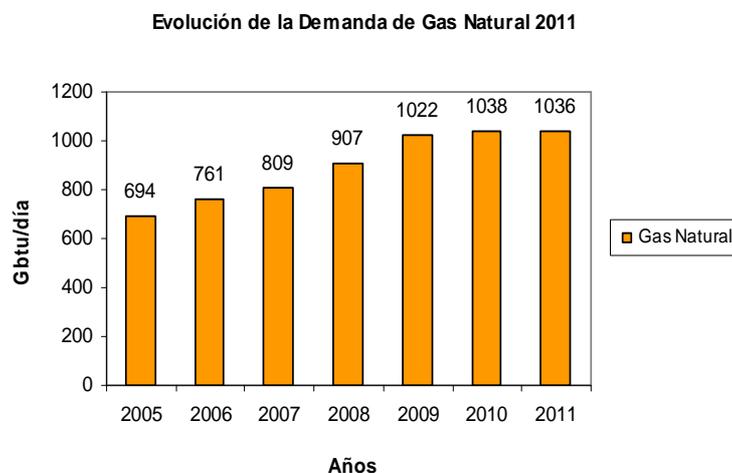


Figura 4. Evolución de la demanda en Colombia 2011.

Fuente: Producción de Gas Natural en Colombia, Naturgas, www.naturgas.com.co.

El sector de mayor dinamismo es el transporte, que ha duplicado sus consumo en los últimos años gracias a los programas en curso realizados por los agentes de esta cadena, y viene incursionando en las grandes ciudades como solución a problemas de contaminación y sobre todo, a una política de precios que reflejan escasez de recursos.

1.2.2 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

En los próximos años será de suma importancia para el país mantener y desarrollar acuerdos con el comercio internacional de gas natural, con el propósito de atender el crecimiento en el consumo, en caso de que no se puedan incorporar reservas suficientes para atender la demanda interna.

Se estima en el escenario base que la demanda crecerá a una tasa del 6.1% promedio anual hasta el 2015, al pasar de 628 MPCD en 2005 a 1,095 MPCD en 2015, la cual responde a factores tales como el crecimiento de la población, el consumo industrial, la sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte y el cierre de ciclos en las plantas de generación eléctrica. Para el sector de generación eléctrica el crecimiento del uso de gas natural tendrá el mayor crecimiento con una tasa promedio anual de 10.6%. El

sector de GNV absorberá el 7.5% del consumo en el mercado nacional al final del periodo.

La proyección de demanda de gas natural realizada por la UPME en marzo de 2006, considera el consumo nacional de gas natural en dos grandes regiones: Costa Atlántica e interior del país, con un horizonte que va desde 2006 hasta 2020.

La demanda para el sector residencial se valoró implementando modelos analíticos que proyectan consumos de cada uno de los municipios con servicio de gas natural a partir de la cobertura, el consumo promedio por usuario y la penetración estimada de gas natural en cada región. Una vez obtenida la demanda de cada municipio se agrega a nivel regional y nacional.

La demanda para el sector comercial se valoró también implementando modelos analíticos que proyecta la demanda en cada población por el número de usuarios a partir de la información entregada a la UPME por las empresas distribuidoras. Considerando que la actividad comercial está ligada al crecimiento del sector residencial, se utilizaron las mismas tasas de crecimiento obtenidas en el sector residencial.

1.3 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN BRASIL

El desarrollo de la industria de gas natural en Brasil se basa en la intensificación de los suministros a través de la integración con los países vecinos (Bolivia) y el establecimiento de un entorno competitivo mediante la reducción de las barreras que obstaculizan la llegada de nuevos inversores. El principal cuello de botella en la industria de gas natural en Brasil, son los pocos sistemas de transporte y de distribución.

La reforma del sector de gas natural en Brasil es importante teniendo en cuenta las características peculiares de su sistema de energía. A pesar de estas particularidades, el aumento del uso de gas natural y la reforma en el sector tienen algunos elementos que convergen con la experiencia internacional. Existen tres aspectos de la reforma brasileña (i) el uso de gas natural para la generación de electricidad, (ii) el proceso de integración regional de gas natural, y (iii) el uso de gas natural para sustituir a otros combustibles con mayor impacto ambiental.

El uso de gas natural para la generación de electricidad es el primer elemento para introducir al gas natural como una importante fuente de energía para generar electricidad. Siguiendo la tendencia mundial de atraer a los agentes privados para invertir en la generación de energía. La utilización de gas natural para plantas térmicas de ciclo combinado, está asociado a un menor desembolso de capital con corto horizonte de rentabilidad de las inversiones. Esta metodología ha provocado en algunos países a reestructurar sus sectores de energía, utilizando gas natural como una fuente de generación. La entrada de capital privado en el sector eléctrico brasileño, es también un reflejo de la menor capacidad de financiación pública de los servicios públicos para ampliar la generación.

Una de las importantes experiencias en Brasil, comenzó cuando se construyó el gasoducto Bolivia – Brasil, porque permitió el ingreso del mercado de gas natural a Brasil y se estimuló el crecimiento de la exploración y producción en Bolivia.

La introducción de gas natural en Brasil está en línea con el uso de este combustible en otros países, principalmente los industrializados, donde el gas sustituye al carbón y otros productos derivados del petróleo. Además de estos elementos, la reforma brasileña de gas natural es especialmente interesante porque cuando se inició el proceso, el país tenía una empresa estatal, Petrobras, con un monopolio virtual en el petróleo y las cadenas de gas. Además, mientras que los servicios de energía de Brasil se enfrentaron a fuertes restricciones, era complicado entrar a financiar nuevos proyectos de generación e infraestructuras de transmisión y distribución, durante la década de 1990.

La primera ley brasileña en relación con la industria del petróleo se promulgó en 1938 y declaró que los recursos de petróleo y gas que se encontraban en Brasil pertenecían al Gobierno Federal. Esta ley creó al Consejo Nacional de Petróleo, responsable para regular la exploración y producción de hidrocarburos, junto con la exportación, importación y distribución de petróleo y sus derivados.

En 1953, la Ley 2004/5315 creó a Petro Brasileiro SA (Petrobras) propiedad del gobierno federal, empresa de energía con operaciones de exploración y producción de petróleo y otras actividades relacionadas con el sector de petróleo, gas natural y derivados, excepto para la distribución para las empresas.

Durante la primera crisis del petróleo, el gobierno buscó en 1975 aumentar la exploración y producción de petróleo nacional a través de diversos ordenamientos jurídicos para atraer la inversión privada (nacional y extranjera). Este intento no tuvo éxito, principalmente debido a la baja calidad de petróleo del país, por el poco conocimiento geológico de sus cuencas sedimentarias y la incertidumbre económica general del país.

En 1988, la nueva Constitución estableció que era responsabilidad de los gobiernos estatales ofrecer el servicio de distribución local. Curiosamente, en ese momento, sólo los Estados de Rio de Janeiro y Sao Paulo tenían compañías de distribución local, pero no tenían agente regulador.

Tabla 1. Agentes del sector de gas natural de Brasil antes de la reforma de 1990.

Fuente: The National Fuels Department laced The National Petroleum Council in 1990.

Institutional framework of Brazil's natural gas sector before the reform process—first half of the 1990s	
Attribution	Institution
Establishment of policy	Ministry of Mines and Energy
Sector planning	Petrobras
Production	Petrobras
Imports	Petrobras
Transportation	Petrobras
Distribution	Local distribution companies owned by the State Governments (in the States of Rio de Janeiro and São Paulo) and direct delivery by Petrobras to large consumers (in other states)
Resale	Petrobras and local distribution companies in Rio de Janeiro and São Paulo States
Price determination	National Fuels Department ^a

Como se observó en la Tabla 1, están los nombres de los agentes del sector de gas natural de Brasil antes de la reforma de la década de 1990. Como es de notar, Petrobras tuvo un papel importante en este contexto, por su monopolio en todos los segmentos de la cadena (con excepción de la distribución).

Antes de la realización de las reformas industrial de gas natural de Brasil, Petrobras fue la única empresa, de acuerdo con la Constitución brasilera, con derecho a explorar y explotar las reservas de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos; y el encargado para la

importación y exportación de estos productos producidos en el país; a través de transporte marítimo y transporte de ductos de petróleo crudo y gas natural.

Esta situación comenzó a cambiar en 1995, cuando dos enmiendas constitucionales fueron aprobadas en el Congreso. Una enmienda establece que el Gobierno Federal, quien mantenía el monopolio de la industria del petróleo, podría contratar a empresas privadas (eliminando así la exclusividad con Petrobras) para las actividades de petróleo. Otra enmienda permitió a los gobiernos estatales otorgar concesiones a inversionistas públicos para la distribución de gas natural.

Posteriormente, en el 1997, la Ley 9478/97, estableció una nueva estructura para el petróleo y para el sector de gas natural, la cual consistió en separar las actividades de gas natural de las demás actividades. Con esta ley se crearon: La Política Energética Nacional Consejo (CNPE), cuya función consiste en proponer las políticas de energía nacional; y la Agencia Nacional del Petróleo (ANP). ANP es una agencia independiente vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya finalidad es regular el contrato y el seguimiento de las actividades económicas inherentes al petróleo, el gas natural y los biocombustibles.

La ley también estableció que Petrobras debía aportar un subsidio para construir y operar sus ductos, terminales marítimas y los buques para llevar los hidrocarburos y demás productos. En el cumplimiento de los requisitos legales, Petrobras creó Transpetro, una subsidiaria de propiedad total. Además, la ley estableció, en un artículo que las tuberías y las terminales marítimas, tanto existentes como en construcción, podrían ser utilizados por cualquier agente interesado, pagando una remuneración adecuada para este servicio.

Según la historia; El inicio de las reformas industrial de gas natural de Brasil se dividió en dos grandes fases; la primera fase se refiere a las modificaciones del gobierno del presidente Fernando Henrique Cardoso (1995- 2002), período en que los sectores de energía de Brasil se sometieron a una liberalización del mercado; por medio de la Ley 9.478/97, denominada por el mercado como "Ley del Petróleo" que se aprobó en 1997 y se liberalizó la producción de petróleo que pertenecía a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

La segunda fase se refiere a las modificaciones del gobierno del presidente Luiz Inácio Lula da Silva (2003 – 2011). Periodo donde se publicó una nueva legislación para la industria de gas, debido a las dificultades en aplicar la ley del Petróleo en algunas situaciones en la industria de gas natural. En 2005 se publicó la Ley 11.909/09 “Ley de Gas”. Este gobierno se concentró principalmente en la mejora de la eficiencia energética, en tanto residencial como sectores industriales y el aumento de energías renovables.

Como se puede interpretar, la reforma de la industria del petróleo y el gas de Brasil, siguió el modelo básico de las reformas institucionales implementadas en diversos países Europeos. Este significativo período de cambio en la industria de gas natural de Brasil coincidió con otros importantes cambios. El más importante cambio fue la conclusión del gasoducto Bolivia-Brasil (Gasbol), que permite la importación de gas desde el vecino país, contribuyendo a la consolidación efectiva de mercado de gas natural de Brasil. La construcción de este oleoducto fue parte importante de la estrategia para la energía y la integración de América de Sur.

El mercado brasilero de gas natural ha crecido a un ritmo acelerado en los últimos años, la oferta y la demanda de gas natural ha aumentado su participación nacional en el consumo de energía primaria del 3,7% al 9,4% entre 1998 y 2005. Este crecimiento ha sido posible gracias al aumento de la producción nacional y a las importaciones de Bolivia.

Por el lado de la demanda, el consumo ha sido impulsado por los segmentos industriales y de vehículos. La demanda de plantas de energía térmica también se convirtió importante, especialmente después de la crisis energética que enfrentó el país al inicio de la década. Sin embargo, la demanda de centrales térmica es baja debido a la importancia de la energía hidroeléctrica en Brasil.

En la realidad, las centrales térmicas deben tener un contrato de garantía de suministro de combustible, de acuerdo con las reglas del sector eléctrico brasileño. Creando la capacidad adicional en el suministro de gas natural, que idealmente debe ser negociado en un mercado ininterrumpible. Sin embargo, no existe mercado ininterrumpible en Brasil.

Por lo tanto, a diferencia de muchos países donde el crecimiento de la industria de gas natural se consolidó a la generación de electricidad, en Brasil el crecimiento inicial estuvo

vinculado a usos comerciales e industriales. Dado que la demanda industrial es relativamente estable y los volúmenes son enormes, este segmento se usó como ancla principal para proyectos de construcción de infraestructura de red, tanto para el transporte y la distribución. Es decir, la industria del automóvil, es entonces uno de los pilares principales para la expansión de los recursos naturales de redes de distribución de gas. La participación del mercado de gas natural en los sectores residenciales y comerciales es relativamente pequeña ya que no hay ninguna necesidad de calefacción ya que Brasil tiene un clima tropical y subtropical.

Por el lado de la oferta, los nuevos agentes que actualmente entran a través de licitaciones para la industria de la exploración. La Ley del Petróleo establece que la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural debe ser ejercida mediante la firma de los contratos de concesión, precedido por las subastas. A partir de 1999 la ANP ha realizado unas rondas de ofertas; en las cuales, cualquier agente puede participar en la búsqueda de obtener concesiones en el petróleo y el gas.

Estas rondas han permitido la entrada de varios agentes nacionales y extranjeros en el mercado de petróleo y el gas natural para sectores del país. Esta estrategia, refleja un interés en empresas extranjeras en tener un pie en Brasil. El crecimiento nacional de las reservas de hidrocarburos desde la apertura del mercado se refleja en la llegada de nuevos agentes en las actividades iniciales y en el aumento de las inversiones. Las reservas de petróleo creció en un 60% entre 1998 y 2006, y al final de 2008 alcanzó aproximadamente 11,8 mil millones barriles, mientras que las reservas probadas de gas natural alcanzó 306.395 billionm³, lo que representa un aumento del 36% de 1998.

A pesar de este aumento de reservas probadas de gas natural, todavía existe pronunciadas concentraciones geográficas, particularmente en las cuencas de Santo de Campos (en la región sureste del país, exactamente donde la demanda está concentrada) y en la cuenca del Solimo (en la región amazónica). Además, aproximadamente el 80% de las reservas probadas de gas están asociados con el petróleo. Esto somete a la producción de gas natural, al menos en el corto y mediano plazo.

Curiosamente, el país en los últimos años ha buscado la autosuficiencia en el petróleo, objetivo alcanzado en 2006. Esta creciente producción de petróleo ha significado también

un aumento de la producción de gas natural, pero sobre todo por las restricciones de la infraestructura en su salida. Ver

Tabla 2.

Tabla 2. Abastecimiento de Gas Natural en Brasil (m³/día).

Fuente: The National Fuels Department laced The National Petroleum Council in 1990

Natural gas supply in Brazil (thousand m³/day)

Specification	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Production	36,286	38,357	42,547	43,266	46,365	48,483	48,583
Own consumption ^a	4750	4752	5138	5610	6048	6768	7684
Flaring and loss ^b	6473	7195	5870	4458	4012	6777	5067
Reinjection ^c	7455	8293	9271	9015	9880	8186	8680
Net national output ^d	17,608	18,117	22,268	24,183	26,425	26,752	27,073
Imports	6034	12,609	14,442	16,281	22,096	24,640	26,819
Total supply ^e	23,642	30,726	36,710	40,464	48,521	51,392	53,892

Source: ANP (2006a).

^aRefers to Petrobras's own consumption in production areas.

^bRefers to flaring and losses of Petrobras in production areas.

^cThe portion referring to reinjection for the Urucu field was, on average, 79.9% in 2006, 73.2% in 2005, 80.2% in 2004, 74.2% in 2003, 66.0% in 2002, 65.0% in 2001 and 57.3% in 2000.

^dEquals production minus own consumption, flaring, losses and reinjection.

^eEqual to the apparent market (net national output+ imports), which encompasses natural gas liquids, condensate, own consumption at refineries, natural gas processing units and transfer and transportation systems, imports, sales and adjustments in national natural gas production.

Dado que la oferta interna de gas natural es insuficiente para satisfacer la demanda interna, el país tiene que importar de los países vecinos. Como se mencionó anteriormente. Brasil tiene conexiones de tubería con Bolivia un importante productor. Hay dos tuberías de gas que llevan el gas boliviano a Brasil. En 2006, las importaciones de gas de este país representaron aproximadamente 24 millionm³/día.

Los cambios recientes en la industria del gas natural en el mundo, apunta a nuevas perspectivas para la expansión del comercio de GNL. Petrobras ha cambiado su foco, a nuevas inversiones en el área de gas natural, reconsiderando la ampliación del gasoducto Bolivia-Brasil y la capacidad y desarrollo de una estrategia de adquisición de gas licuado en el mercado internacional para cubrir la demanda nacional, en particular para la generación termoeléctrica.

En un país con estas altas dimensiones, vale la pena tener una amplia red de transporte para llevar gas a los principales mercados de consumo. Para el desarrollo sostenido de la industria de gas natural en Brasil, gran parte depende de las inversiones y de

las actividades distintas de la cadena energética. Las actividades más destacadas son el transporte y la capacidad de distribución.

Sin embargo, al momento de recaudar fondos para construir los gasoductos de gas natural se presentan situaciones muy sensibles por las situaciones normativas e institucionales. El proceso de reforma de la industria brasileña de gas natural, aún está en curso, lo que significa que las incertidumbres de las inversiones no se resuelven aún.

1.3.1 MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL EN BRASIL

Algunos estudios prospectivos de energía realizados por los organismos de planificación del Ministerio de Minas y Energía (MME), asociado hacia los más probables escenarios para el crecimiento de la industria brasilera han contemplado: todas las fuentes y formas de energía: electricidad, petróleo, gas natural, carbón mineral, nuclear, biomasa, etc.; las diversas estructuras físicas de oferta, comercio externo, consumo final de energía y las directrices de política para cada área energética. Estos estudios muestran claramente la importancia de las reservas del gas natural como una alternativa rápida, como respuesta a la creciente demanda de energía, lo cual es necesario para la viabilidad del sustento desarrollo del país.

Para cumplir con lo establecido en dichos estudios, el Ministerio reafirmo en el año 2000, a través del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), el objetivo estratégico para la reconfiguración de la matriz energética de Brasil, de esta manera el gas natural será el responsable de un 12% para el crecimiento de la matriz hasta el año 2010.

El objetivo del gobierno tiene como meta principal la viabilidad y la aplicación de innumerables proyectos para el uso de gas natural, el más importante de estos son varias centrales termoeléctricas, la introducción de gas natural como combustible industrial, la expansión de las redes de abastecimiento interno y el uso de gas natural para vehículos.

Las razones principales para la introducción de gas natural en la matriz energética está relacionada con el excepcional abastecimiento de gas natural disponible en Brasil y en el país vecino Bolivia, para el uso de este abastecimiento se realizó la terminación del acueducto de gas de 3150 km entre Brasil y Bolivia en el año 2000 Ver Figura 5. Las

propias reservas brasileras ahora suman más del 7324.9 billones de pies cúbicos y más de eso está asociado al gas localizado en lo profundo del mar.

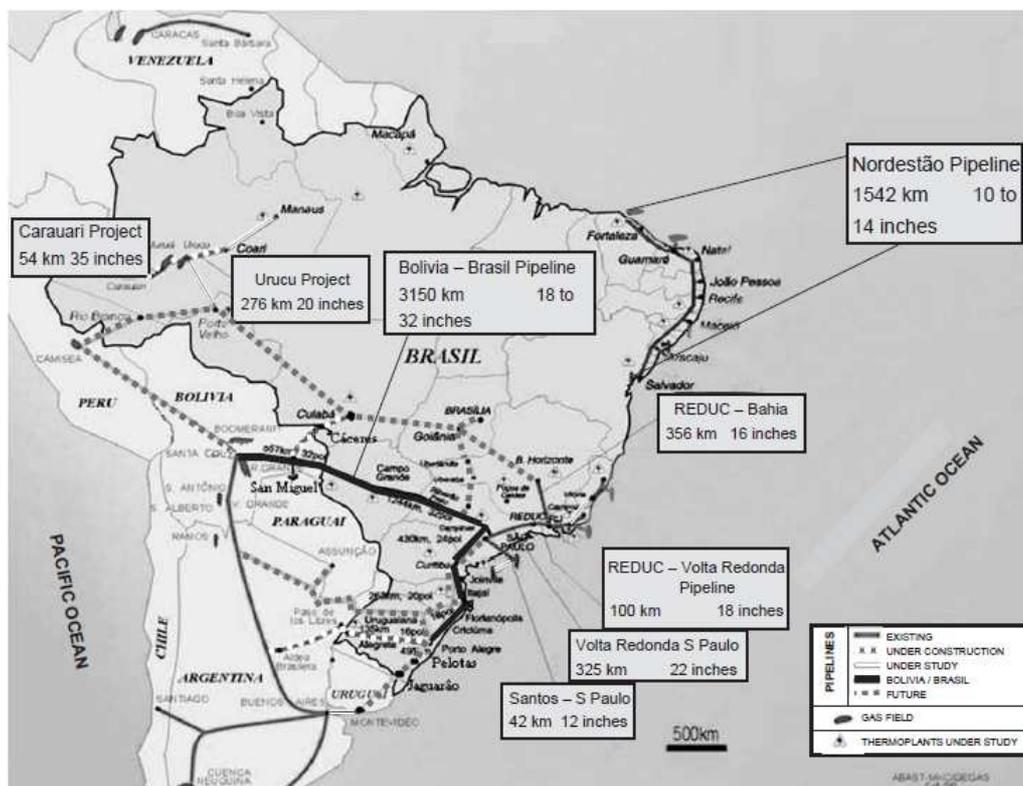


Figura 5. Integración Energética de Mercosur

Fuente: Elton Fernandes, Marcus Vinícius de A. Fonseca, Paulo Sergio R. Alonso, Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995–2010 and usage factors, Energy Policy 33 (2005) 365 386.

Por otro lado, está la construcción de las centrales termoeléctricas como alternativa a las fuertes inversiones necesarias para la construcción de centrales hidroeléctricas, que están muy lejos de los grandes centros urbanos en un país tan grande como lo es Brasil, implicando la construcción de costosos líneas largas de transmisión. Además, el 95% de la generación de energía de Brasil es la hidroelectricidad, generada por grandes plantas hidroeléctricas. Esto significa que la oferta nacional depende de un régimen de la probabilidad de precipitaciones, con base de las características climáticas en las diversas

regiones de Brasil. Sin embargo, los pronósticos pueden fallar debido a la gran variación en el clima del mundo, variando las lluvias en Brasil.

El Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT) pronóstico la construcción de 49 plantas de generación de electricidad en las zonas donde el diferencial entre la oferta de electricidad y demandas estaban acentuadas, la mayoría utilizan gas natural como combustible (Gazeta Mercantil, 2000). El total estimado para la inversión del Programa están alrededor los EE.UU. 4 mil millones de dólares. Estas plantas son grandes consumidores de gas natural con una base de 1000000 Nm³/día para cada 230MW de potencia generados por ciclo combinado, para los generadores de ciclo simple el consumo es del orden de 1.000.000 de Nm³/día para cada 150MW de potencia generada. Estas termoeléctricas son grandes consumidores de gas y deben actuar como actuantes, provocando una alteración notable a la matriz energética brasileña en la cual predominan las plantas hidroeléctricas.

Brasil para fomentar la entrada de gas natural en la matriz energética tuvo en cuenta que no existía una tradición en el uso de este combustible, no existían habilidades tecnológicas desarrolladas en el país para la conversión de instalaciones industriales o el desarrollo de nuevas aplicaciones.

La introducción de más plantas termoeléctricas en el sector eléctrico brasileiro era parte de un amplio plan, con la introducción de políticas de regulación que produciría un entorno competitivo para la generación y comercialización de la energía. El hecho de no cambiar el modelo energético vigente en Brasil fue por diferentes motivos y razones políticas e institucionales: debido a que el proceso de privatización de la mayoría de las empresas de generación y distribución no evolucionaron satisfactoriamente y se presentaron graves retrasos en las inversiones especialmente en las líneas de transmisión para los grandes centros de consumo.

Se presentó una buena perspectiva para la comercialización a corto plazo de energía termoeléctrica. Sin embargo se disminuyó considerablemente el atractivo de estos proyectos a los inversionistas extranjeros debido a la influencia de la fortaleza del dólar en el costo de la construcción de las plantas termoeléctricas, la tarifa del precio del gas y la recuperación de los niveles de los embalses de las plantas hidroeléctricas. Si no existe una política clara sobre los precios que favorezcan el uso de gas natural en las plantas

termoeléctricas la energía producida será cara en comparación con la energía producida por las plantas hidroeléctricas. La tendencia de las plantas termoeléctricas es para operar solo en situación de suministro de emergencia y en operación de las horas picos para complementar la demanda.

El consumo de gas natural para el sector residencial es del 3% y está claro que el aumentar el consumo dependerá de mediano y largo plazo debido a las pocas soluciones a los problemas relacionados con la logística de distribución. Básicamente el gas natural es utilizado para cocinar y es interesante notar que la aplicación de este mineral es sustituta de la leña para las regiones del norte, centro – oriental y parte de las regiones del sudeste preservando así al medio ambiente y una mejor calidad de vida de la población.

De manera similar, el consumo de gas natural para el sector de transporte es del 10% y tiene un alto impacto social significativo teniendo en cuenta las bajas tarifas en el uso del combustible y en los aspectos ambientales debido a que el gas natural es un combustible más limpio. Este sector también ofrece muchas oportunidades para el desarrollo de los productos y servicios de la industria, incluyendo la conversión de vehículos, adaptación de las estaciones de servicio e incluso la posibilidad en corto plazo que los vehículos vengan directamente de fábrica con alimentación para gas natural.

1.3.2 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN BRASIL

La planificación de la demanda de energía siempre ha sido llevada a cabo de manera poco satisfactoria en Brasil; debida, a la falta de un modelo de programación y la escasez de datos fiables que reflejen el rendimiento de los distintos usos de energía.

La primera experiencia de Planeamiento Energético Integrado - PEI, en Brasil, se dio a inicios de la década de los 70, cuando el MME, en conjunto con el Ministerio de Planeamiento, inició la ejecución del proyecto denominado "Matriz Energética Brasileira - MEB". Debido al nuevo "orden económico", impuesto por la primera crisis del petróleo en 1973, este proyecto fue archivado sin que se hayan publicado ningún resultado parcial. En los estudios concluidos consta la elaboración de la matriz consolidada de energía de 1970, demostrando un enorme esfuerzo de recolección de datos, que permitió identificar

las diversas relaciones físicas entre oferta, transformación y consumo por energético. Constan, también, en los estudios, las matrices proyectadas para los años de 1975, 1980 e 1985, que se tornaron obsoletas, delante de los nuevos condicionantes de futuro.

Otros estudios con visión energética global sucedieron con la institución oficial del Balance Energético Nacional - BEN, en 1975. El BEN fue elaborado presentando estadísticas de los últimos 10 años y las proyecciones fueron hechas con base en los planes de expansión de los subsectores eléctrico y de petróleo. Posteriormente, en 1979, con la segunda crisis del petróleo, fue instituido el Modelo Energético Brasileiro - MEB, con características diferentes a los estudios anteriores. El objetivo principal era la reducción de la dependencia energética del petróleo, que en la época era de 85% y pesaba mucho en la balanza comercial del país. Así, el MEB estableció una serie de metas para la producción de petróleo, demanda de derivados, producción de carbón mineral, alcohol, leña y carbón vegetal, además de metas en conservación y en electrotermia. En gran parte estas metas fueron alcanzadas lo que proporciono la reducción de la dependencia externa de petróleo que declinó al orden del 43% en la actualidad. Con la creación del MEB, el BEN dejó de publicar datos prospectivos de energía.

Otra experiencia en el área de PEI, se dio en 1990, con la institución del proyecto "Reexamen de la Matriz Energética Brasileira". Los resultados fueron publicados y divulgados en 1991. En 1998 el diseño de MIPE (Modelo Integrado de Planeamiento Energético) fue completado y el modelo fue el primero en correr para finales de año para el periodo 1998-2010, este Modelo está basado en tres escenarios económicos.

Escenario 1 Bajo Crecimiento: Es basado en un escenario externo realizado en 1997 por el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) donde suponen un crecimiento del PIB moderado y una tendencia al desarrollo de la estructura económica, sin choques, crisis o alteraciones significativas.

Escenario 2 Alto Crecimiento: Se basa en las proyecciones elaboradas en 1997 por el instituto de Investigación Económica Aplicada (IPEA) con un alto crecimiento del PIB y un desarrollo económico dinámico que sustenta esta expansión.

Escenario 3 Crecimiento Sostenible: Se utiliza la misma proyección del escenario anterior, pero introduce alteraciones significativas en la demanda de energía y en la estructura de la oferta.

Ahora se analizara los resultado del MIPE, obtenidos por la previsiones de demanda de energía en Brasil para 1995-2010 y centrar el análisis en las perspectiva de gas natural.

Ver Tabla 3, donde la demanda de gas natural se compara con otras fuentes para los tres escenarios.

Tabla 3. Matriz de Energía de Brasil en los tres escenarios 1995-2010

Fuente: Elton Fernandes, Marcus Vinícius de A. Fonseca, Paulo Sergio R. Alonso, Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995–2010 and usage factors, Energy Policy 33 (2005) 365 386.

Source	Scenario 1: low growth			Scenario 2: high growth			Scenario 3: sustainable development											
	1995	% Share 2003	% Share 2010	% Share 1995	% Share 2003	% Share 2010	% Share 1995	% Share 2003	% Share 2010	% Share								
Natural gas	2207.80	1.26	6359.90	2.77	11,879.80	4.14	2207.80	1.26	7318.50	3.04	17,125.40	4.82	2207.80	1.26	7551.90	3.20	17,831.80	5.24
Coal ^b	12,866.80	7.36	16,597.90	7.22	19,868.70	6.92	12,866.70	7.36	17,234.70	7.15	25,674.20	7.23	12,866.70	7.36	16,713.00	7.08	23,631.10	6.94
Oil products ^c	53,841.00	30.80	76,150.30	33.12	94,444.10	32.91	53,841.00	30.80	78,261.30	32.48	114,838.80	32.34	53,841.00	30.80	75,661.30	32.03	106,698.60	31.34
Sugar cane	7312.50	4.18	8963.40	3.90	11,730.00	4.09	7312.50	4.18	9432.30	3.91	15,356.70	4.32	7312.50	4.18	9618.60	4.07	16,172.40	4.75
Fuelwood	13,053.20	7.47	14,768.00	6.42	15,912.90	5.54	13,053.20	7.47	14,911.40	6.19	17,969.50	5.06	13,053.20	7.47	14,915.00	6.31	17,531.30	5.15
Electricity	74,660.90	42.71	98,131.30	42.68	122,683.90	42.75	74,660.90	42.71	104,674.50	43.44	151,413.10	42.64	74,660.90	42.71	102,041.00	43.20	145,952.60	42.87
Alcohol	7270.70	4.16	4627.40	2.01	5138.60	1.79	7270.70	4.16	4702.30	1.95	6506.80	1.83	7270.70	4.16	5312.00	2.25	6508.00	1.91
Others	3593.90	2.06	4350.60	1.89	5331.80	1.86	3593.90	2.06	4434.40	1.84	6220.10	1.75	3593.90	2.06	4373.10	1.85	6103.80	1.79
Total	174,806.80	100.00	229,948.80	100.00	286,989.80	100.00	174,806.70	100.00	240,969.40	100.00	355,104.60	100.00	174,806.70	100.00	236,185.90	100.00	340,429.60	100.00

Source: Tolmasquim et al. (1998a).

^aTep= tons equivalent petroleum.

^bIncludes steam coal, metallurgical coal, coke and charcoal.

^cIncludes diesel oil, gasoline, fuel oil, LPG, kerosene and fuel gas.

En el escenario 1, es importante señalar las tasas de crecimiento más bajas en la economía y la ausencia de importantes innovaciones tecnológicas en cuanto a productos o procesos para este escenario. Se puede ver que el mercado de gas natural se eleva desde 2.208.000 tep en 1995 a 11.88 millones de tep en 2010. Esta seguida por el sector residencial en un 25%. La demanda de productos derivados del petróleo se compone principalmente de diesel y la gasolina en torno al 20% de la demanda total de energía, debido que el perfil del sector de transporte es de gran parte basado en carretera.

La expansión del mercado de gas natural en la matriz energética brasilera se puede observar, dentro del plazo marco de la proyección de 1995 a 2010 el gas natural se eleva del 1.2 % al 4.14% pero en términos absolutos, la demanda se incrementa más del 400% con una tasa de crecimiento anual de 11.45% durante el periodo considerado. Ver Tabla 4.

Tabla 4. Tasa promedio de crecimiento de gas natural y la energía total en los tres escenarios

Fuente: Elton Fernandes, Marcus Vinícius de A. Fonseca, Paulo Sergio R. Alonso, Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995–2010 and usage factors, Energy Policy 33 (2005) 365 386.

Year	Scenario 1: low growth					Scenario 2: high growth					Scenario 3: sustainable development							
	Gas	% Delta	Average % delta	Total energy	% Delta	Average % delta	Gas	% Delta	Average % delta	Total energy	% Delta	Average % delta	Gas	% Delta	Average % delta	Total energy	% Delta	Average % delta
1995	2207.80			174,807.00			2207.80			174,807.00			2207.80			174,807.00		
1998	2775.90	7.92		194,405.60	3.60		2808.30	8.34		195,690.80	3.83		2868.50	9.11		194,310.00	3.58	
2000	3099.60	5.67		208,027.60	3.44		3794.90	16.25		210,427.10	3.70		3252.30	6.48		207,915.00	3.44	
2003	6359.90	27.04		229,948.80	3.39		7318.50	24.45	14.30	240,969.40	4.62		7551.90	32.38		236,186.00	4.34	
2006	8290.70	9.23	11.45	251,487.80	3.03	3.36	11,864.30	17.45		281,345.70	5.29	4.90	11,538.50	15.16	14.36	271,383.00	4.73	4.63
2008	9618.30	7.71		268,235.20	3.28		15,042.10	12.60		316,567.80	6.08		13,900.20	9.76		303,408.00	5.74	
2010	11,879.80	11.14		286,989.80	3.44		17,125.40	6.70		355,104.60	5.91		17,831.80	13.26		340,430.00	5.93	

^a Tons equivalent petroleum.

Sin embargo, incluso con la participación significativa de las plantas termoeléctricas esta cifra está por debajo del objetivo del 12 %, estrategia establecida por el gobierno.

La matriz energética para la demanda del gas natural en el escenario 2 se eleva alrededor de un 103%, este consumo es aproximadamente un 24% más alto que el consumo total de energía para el escenario 1, impulsado por el mayor crecimiento económico basado en el escenario 2, que requiere un mayor consumo de energía para alcanzar este crecimiento.

El comienzo de las proyecciones de gas natural para la demanda de los sectores de consumo de energía es bastante claro, con un alto crecimiento del 1,2 % al 4,8%. Su consumo aumenta 675% entre 1995 y 2010, con una tasa media anual del 14,30 % (Ver Tabla 4) más alta que el escenario 1. Este aumento es aprovechado por la presencia de las plantas térmicas y la sustitución de otras fuentes de energía. Aunque la participación

de gas natural en la matriz energética de Brasil en el año 2010 fue solo del 4.82% esta cifra muestra mejora notable en comparación con la cuota de 1.26 % celebrado en 1995.

La demanda de gas natural y la matriz energética para el escenario 3 da una misma tasa de crecimiento del PIB que en el escenario 2. Pero se nota los cambios tecnológicos, debido a las fuentes de energía y la contaminación de los procesos industriales que son reemplazados por alternativas más limpias y más eficientes. El consumo total de energía se incrementa al 95%, mientras que el PIB es el 109% como en el caso anterior. El consumo de energía es menor que en el escenario 2, debido a las innovaciones tecnológicas introducidas tanto en los productos y procesos del sector industrial.

Las cifras muestran que la participación del gas natural en la matriz energética se eleva del 1.2% al 5.2%, lo que demuestra el aumento en el consumo en algunos sectores como productos químicos. El gas natural es considerado como una fuente de energía limpia y eficiente una gran solución para la sustitución del petróleo y la quema de madera en hornos industriales. La sociedad es más consciente de los aspectos ambientales que favorecen el gas natural; sin embargo, su participación en la matriz energética brasileña alcanza solo 5.24%, lo que indica que la meta establecida por el gobierno puede ser ambiciosa.

El análisis del consumo de gas natural para plantas termoeléctricas es bastante diferente hoy en día, como se explicara más adelante, debido principalmente por las dificultades para traer inversionistas extranjeros para financiar los proyectos. El papel de las plantas termoeléctricas en Brasil ha sido revisado por el Gobierno y espera nuevas orientaciones de política.

Es interesante analizar brevemente el consumo PIB de las principales fuentes energéticas para los tres escenarios mencionados anteriormente. En la Tabla 5 se muestra que para los tres escenarios mencionados las cifras de gas natural son relevantes, lo que representa la entrada de gas natural en la matriz energética brasileña. El índice de la electricidad es menor de la unidad para todos los escenarios, lo que implica una ganancia de eficiencia en los procesos industriales y algunos sectores económicos. La madera como combustible muestra el menor índice en los tres escenarios lo que denota una tendencia a la disminución en el uso de esta fuente de energía.

Tabla 5: Consumo PIB para los tres escenarios

Fuente: Elton Fernandes, Marcus Vinícius de A. Fonseca, Paulo Sergio R. Alonso, Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995–2010 and usage factors, Energy Policy 33 (2005) 365–386.

Source	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Natural gas	6.267	6.206	6.206
Electricity	0.920	0.944	0.944
Oil products	1.070	1.040	1.040
Fuel wood	0.313	0.346	0.346
Total	0.918	0.947	0.947

Brasil es un país con características únicas en la generación de electricidad. Más del 95% de la generación de energía del país es basada en hidroelectricidad. Esto significa que la oferta nacional depende de la probabilidad de lluvias y las características climáticas en las diversas regiones de Brasil. Sin embargo las probabilidades pueden fallar debido a la gran variación del clima a nivel mundial. En el año 2000 el programa prioritario de Termoelectricidad (PPT) fue instituido con el objetivo de construcciones de plantas termoeléctricas en las zonas donde el suministro y demanda de electricidad sea acentuada.

Las plantas termoeléctricas tienen algunas ventajas con respecto a las centrales hidroeléctricas, algunas de ellas es que el tiempo de construcción es mucho más corto y la posibilidad de implantación en cerca de grandes centros de consumo. El programa prioritario de termoelectricidad pronóstico la construcción de 49 plantas generadoras de electricidad, la mayoría utilizando gas natural como combustible. Hay que mencionar que existen algunas dificultades para la implementación de las centrales termoeléctricas y más aun en un país inestable económicamente como lo es Brasil, donde el valor de la moneda puede fluctuar considerablemente en un día en relación con el dólar; debido que es necesario la constitución de consorcios los cuales deben cumplir con cuatro interesantes agentes: la planta de operación de energía, proveedores del gas natural, los proveedores de los principales equipos y la financiación de bancos. Para el país es muy difícil conciliar los intereses de las partes y en retornar el capital invertido. Otra dificultad para la implementación de las centrales termoeléctricas en Brasil es obtener la licencia

ambiental, debido que los estados del sur y en particular Sao Paulo donde las ONG (Organizaciones no gubernamentales) se movilizan.

En vista de las dificultades, una forma de estimular el aumento en la generación de electricidad y para evitar futuras crisis en el suministro; el gobierno estudio la adopción de algunas medidas y la introducción de un nuevo modelo en el sector eléctrico. Medidas que debieron considerar los siguientes puntos.

- ❖ Fuerte estímulo para la construcción de líneas de transmisión con el fin de minimizar los cuellos de botella en la transferencia de energía entre las distintas regiones del país.
- ❖ Renegociar el precio del gas natural importado de Bolivia para la generación termoeléctrica.
- ❖ Estimular a las empresas estatales a asumir un papel estratégico y decisivo en la capacidad de generar y transmitir energía eléctrica.

Brasil presenta unas características que ofrecen importantes lecciones a otros países, especialmente aquellos países en desarrollo con expectativas de promover el uso de gas natural, tales como búsqueda de la expansión de infraestructuras para el transporte de gas natural, el enlace directo entre el gas natural y electricidad, y la integración energética regional (Brasil, con otros países de América del Sur).

Las autoridades brasileñas intentaron primero para hacer frente a estos desafíos reformas en los sectores de energía. Básicamente se establecieron tres acciones para la separación de los segmentos y la posibilidad de inversiones privadas.

(i) La reforma del sector del gas natural de la década de 1990, fue al mismo tiempo de la reforma del sector eléctrico Brasileño. Este modelo de reforma de electricidad de Brasil dio entrada a las centrales termoeléctricas a gas para complementar la producción de electricidad, aunque en Brasil predomine la generación hidroeléctrica.

En 2001, Brasil enfrentó una crisis de electricidad y se presentó una alta presión para la demanda de gas natural para la generación de electricidad. Después de esta experiencia, y durante la nueva "reforma" del sector eléctrico, las autoridades del Brasil establecieron

que las centrales térmicas deben firmar contratos para garantizar el suministro de combustible y la creación de altas capacidades adicionales en los ductos de gas natural.

El uso de gas natural también debe ser validado y apoyado por varios argumentos, entre ellos los beneficios al medio ambiente, las ganancias de eficiencia energética, el acceso universal al servicio de energía y una mejor calidad del producto.

(ii) Otra lección importante se relaciona con la seguridad del suministro. Bolivia es el principal proveedor de gas natural para Brasil y cuenta con importantes reservas situado cerca de los mercados más importantes de este. Durante la década de 1990 en Brasil, se expandió la industria del gas y se basó en la idea de la integración energética de América del Sur, especialmente a través del ducto de gas natural "Gasbol", gasoducto que alcanzó su plena capacidad en el 2005 (30 millionm³/día), y la demanda de gas era casi el doble de las importaciones de Bolivia.

De hecho, Brasil ha sido perjudicado por el proceso de nacionalización boliviano de hidrocarburos, que también causó una revisión en la estrategia de la expansión del gasoducto Bolivia-Brasil y las inversiones realizadas por la empresa petrolera brasileña, Petrobras, en Bolivia.

A pesar de la importancia de gas natural, no se ha establecido la integración de gas natural a otros países, o de importaciones de gas natural licuado. En la actualidad, hay dos proyectos para creación de plantas de regasificación en Brasil. Estos proyectos con gas natural licuado ofrecen flexibilidad para el suministro del país, y también podría garantizar el combustible para la generación de energía térmica del país.

(iii) La reforma de gas natural se introdujo en un contexto en el que Brasil tenía una empresa de petróleo y gas, Petrobras. De acuerdo con la actual legislación, el acceso a los gasoductos de transporte, tanto existente como nuevo, se debe permitir que cualquier parte interesada pueda utilizarlos, a cambio de una compensación adecuada a los propietarios. El acceso es por lo tanto, negociado directamente entre las partes involucradas.

En general, los agentes privados que ya operan en el mercado nacional pidieron períodos cortos de espera, con el argumento de que el acceso sería introducir competencia real en

el sector de gas del país. Petrobras y sus filiales, a su vez, pidieron periodos largos de tiempo (de 10 a 20 años), explicando que esta vez era necesario permitir que se recupere la inversión. Después de varias discusiones ANP determinó, que el período de acceso exclusivo sería de 6 años desde el inicio de operación comercial.

De acuerdo con la agencia de regulación, este período es suficientemente largo para llegar a la capacidad de la tubería, por lo tanto, este no es el período que garantiza el retorno de las inversiones realizadas.

Las tarifas son otro tema importante relacionado con TPA en Brasil. Como se mencionó antes, de acuerdo con la legislación actual, el regulador no establece ni autoriza las tarifas (excepto en el caso de los impasses durante las negociaciones).

De hecho, ya que el acceso es negociado sin la participación del ente regulador, es posible que los agentes utilicen los mecanismos de discriminación en sus acuerdos de transporte. Esto garantiza que las acciones en el monopolio de la cadena no ponen en peligro aguas arriba y aguas abajo la competencia.

Con el objetivo de asegurar tarifas moderadas y fomentar un entorno más competitivo, las tarifas de transporte deben ser transparentes en su cálculo y no discriminatorio en su aplicación. Sin embargo, los proyectos de ley no determinan los criterios para el cálculo de estas tasas, dejando esto a un regulador mediante la emisión de edictos.

(iv) Cuando Brasil comenzó la reforma de la industria de gas natural, el país tenía poca capacidad de transporte de gas natural en comparación con su dimensión continental.

Desde que se aprobó la ley del Petróleo, sólo se concluyeron unas pocas pequeñas inversiones. La razón es que los inversionistas quieren reducir sus riesgos y garantizar su retorno de inversión. Este problema está relacionado con TPA (los inversionistas quieren tener la exclusividad en la capacidad del gasoducto), sino también la exclusividad del régimen de concesión de licencias de construcción y operación de tuberías.

La vigente legislación brasileña determina que solo la exploración y producción de hidrocarburos están sujetas a concesión, con las demás actividades sujetas a autorización por el organismo regulador. Compra y venta de gas natural no requieren la autorización del regulador de sector, son actividades gratuitas.

Después de la concesión, no hay un contrato firmado entre el proveedor del servicio y el gobierno, así que no hay derechos y deberes establecidos contractualmente entre estas dos partes. La autorización puede ser revocada en cualquier momento cuando el gobierno o el interés público sostienen que ya no es adecuado. Por el contrario, una concesión es un régimen jurídico regido por una ley específica, que determina que el gobierno y el partido de recibir una concesión (empresas privadas o estatales) deben entrar en un contrato de concesión donde se definen los derechos y deberes de cada parte. Este contrato debe contener cláusulas para garantizar el equilibrio financiero de la concesionaria y una cláusula pidiendo que se comprometan a un programa mínimo de inversiones.

Teniendo en cuenta las características intrínsecas de la concesión de los dos regímenes y la etapa de madurez de la industria de gas natural en Brasil, la concesión es más adecuado para proyectos de ductos para el gas en el país. La concesión establece un contexto normativo más estable y de mayor seguridad para el los inversionistas. La responsabilidad de supervisión de los cuerpos reguladores y los deberes de la concesionaria se determinan más claramente en un contrato de concesión. Los consumidores, a su vez, tienen más garantías con respecto al esquema de tarifas, al servicio, a la calidad y a la garantía del suministro.

1.4 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Argentina es un país que ha tenido un aumento significativo en el uso de gas y ha tenido la intervención reguladora y gubernamentales muy activas en los sectores del mercado energético durante los últimos años. El gobierno, la privatización y la regulación del mercado del gas argentino creó una industria que desarrolló y entregó un combustible de alta calidad a precios competitivos en beneficio para el país, sin embargo, la falta de visión a largo plazo y políticas de corto plazo, contribuyeron ambas a un deterioro de la industria en los últimos años.

1.4.1 MERCADO ENERGÉTICO DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

En Argentina el sector del gas era propiedad y control del estado hasta 1992. El mercado de gas en el país cambió cuando las partes del mercado se liberaron y se privatizaron a través de la ley 23.696. Este proceso comenzó en 1989, y terminó en 1993. Esta reforma consistió en dividir en cuatro sectores la industria de gas: producción, distribución local-regional de larga distancia de transporte, y comercialización. Para los sectores de producción y comercialización se introdujo la competencia y se logró la privatización mientras que los otros dos sectores permanecieron en monopolios regulados, dos empresas de transporte de larga distancia y ocho empresas de distribución regional. Para la supervisión de los monopolios y el mercado en general se creó un regulador 'ENARGAS'. El Gobierno vendió la mayor parte de sus acciones a la compañía de producción, YPF en 1999, sin embargo, se mantuvo lo suficiente como para tener fuertes decisiones en la empresa, en el consejo de administración y de ser capaz de tener la última palabra en las decisiones críticas, tales como adquisiciones, fusiones o una venta directa de la empresa. Por otro lado, en los años setenta ya se había comenzado a integrar el mercado de gas con los países vecinos, desde entonces Argentina ha continuado en aumentar la conexión con otros países del Cono Sur.

Argentina paso por una gran crisis financiera a finales de 2002, año que tuvo un impacto significativo en el sector energético. Esta crisis financiera se produjo en el 2001, donde la política para mantener la paridad del peso argentino con el dólar de EE.UU. (es decir, un peso argentino por un dólar de EE.UU.) condujo a una insostenible situación macroeconómica. Esta crisis aumento y el valor del peso argentino cayó de manera inesperada casi cuatro pesos / dólar a mediados de 2002, y desde entonces ha sido de aproximadamente tres pesos por dólar. Esto tuvo una gran influencia en el precio de la energía importada, que generalmente se negocian en dólares de EE.UU. Los precios de los combustibles producidos en el país, principalmente el de gas, se regulo y no se le permitió aumentar, ya que el Gobierno decidió mantener un precio bajo en todos los factores de la producción primaria con la meta de aumentar la competitividad internacional y las exportaciones.

Sin embargo, esta política condujo a un mayor uso de gas como combustible para la generación de energía. En la Figura 6, se muestra la tendencia de la demanda de gas en el mercado argentino, donde el consumo total de gas creció lentamente desde mediados de los noventa hasta el 2002. Después de la crisis económica de 2002 hubo un crecimiento explosivo en la demanda de gas aumentando aproximadamente un 50% en los próximos cinco años-el mismo crecimiento que antes tardaba 15 años. Este crecimiento produjo un aumento de la demanda de todos los sectores económicos que usaban el gas, incluyendo el sector industrial para automóviles.

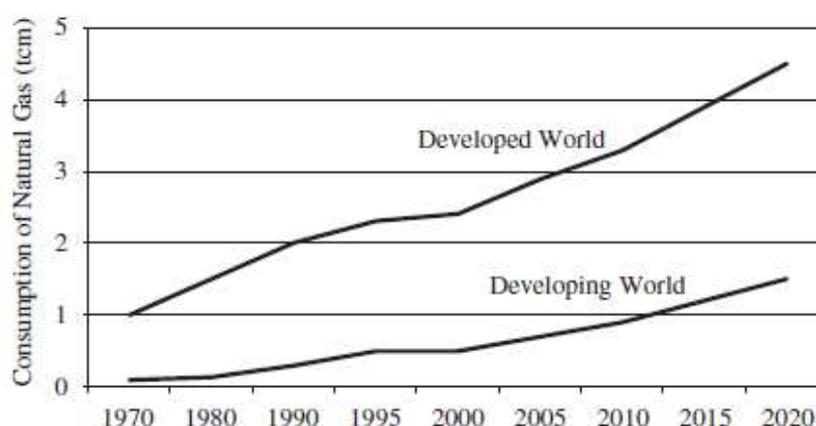


Figura 6. Tendencia de la demanda de gas en el mercado argentino

Fuente: Regulation and development of the Argentinean gas market Ricardo Ponzo, IsaacDyner, SantiagoArango, ErikR.Larsen. (IEA, 2003).

El precio de gas el cual es relativamente bajo ha hecho que sea menos atractivo para la exploración de gas en el país desde la crisis, debido que muchos de los costos asociados con la exploración y explotación se pagan en dólares de EE.UU, lo cual lo convierte aún menos atractiva y el alto precio del petróleo en el mismo período aumentó y más el precio del alquiler de los equipos para la exploración y explotación. El resultado es que casi no se ha encontrado ninguna reserva nueva, mientras que el consumo ha aumentado.

Para entender el corto y mediano plazo de las consecuencias de la regulación del mercado de gas natural en Argentina, el país optó por la dinámica del sistema, el cual consiste en la simulación de modelos arrojando soluciones hasta para modelos no

lineales; la dinámica del sistema también contiene ventajas relacionadas con los modelos de la economía, estas son:

- (I) Linealidad esencial en el sistema.
- (II) Necesidad de generar un modelo que capta los valores en el sistema real.
- (III) Posibilidad de capturar el efecto de retroalimentación entre la oferta y demanda.
- (IV) Período relativamente corto de la información disponible.

La dinámica del sistema fue desarrollado en los años sesenta y es ideal como herramienta para la investigación de la macro-evolución de los mercados. Es un método al que se le aplica una variante de la teoría de control a los problemas de gestión y diseño, es un método que puede ser participativo, es decir, un grupo de personas pueden participar en el desarrollo del modelo; esta característica fue importante, ya que se necesitaba el aporte de diferentes expertos para desarrollar un modelo creíble del mercado de gas en argentina; este método también abarca toda la gama de la exploración, desarrollo de los campos de gas para el comercio y la experiencia para la regulación.

Desde entonces, la dinámica del sistema, se ha utilizado con éxito para el modelamiento del sistema de energía, la desregulación de los mercados de electricidad y para los recursos de carbón y petróleo.

Para el sector del gas natural, la técnica de simulación tiene una larga tradición y el primer modelo para simular el ciclo de vida para la exploración de gas natural, mostró un modo de referencia de un período inicial de crecimiento seguida por un período de tránsito hacia un descenso de la oferta. Varios grandes modelos de la dinámica del sistema, que incluye gas, se construyeron para apoyar la política energética en los EE.UU y para lo más recientemente utilizado fue para el estudio y análisis de mercado de gas natural y para el mercado de los recursos relacionados con el gas natural, como el helio.

Como se observa en la Figura 7. La tendencia en el consumo de gas natural continuará si el precio se mantiene en el nivel de corriente regulada para el sector doméstico,

mientras que suba el nivel del precio de los sustitutos en los demás sectores. Mientras la producción de gas en Argentina poco a poco va cayendo, debido al precio bajo el cual no crea incentivos para aumentar la exploración y el desarrollo de las actuales reservas probadas. Como resultado de estas dos fuerzas opuestas se observa que el déficit de gas crecerá rápidamente a partir de 2009.

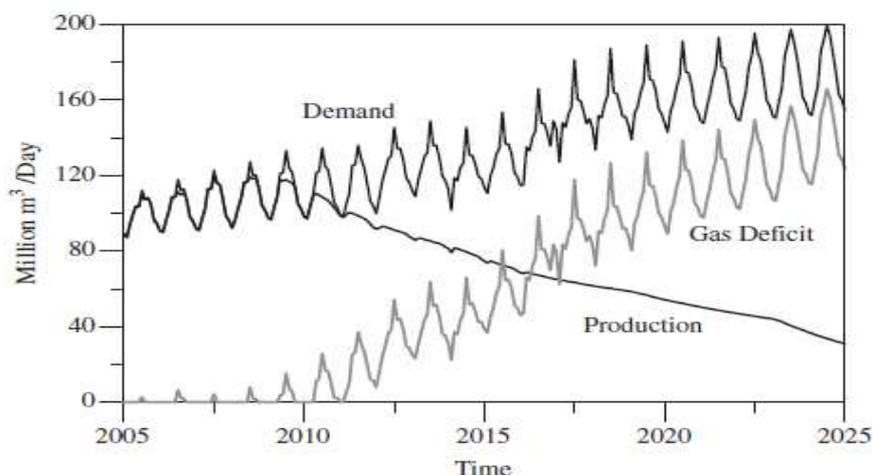


Figura 7. Producción y consumo de gas en Argentina hasta el año 2025.

Fuente: Regulation and development of the Argentinean gas market Ricardo Ponzo, IsaacDyner, SantiagoArango, ErikR.Larsen.

En la Figura 8, se muestra la producción de las tres principales zonas productoras de gas en Argentina. Como se observa, hay un aumento por un período después de 2010 en dos de las áreas (San Jorge -Austral), sin embargo, esto no es suficiente para compensar la disminución de las otras dos áreas.

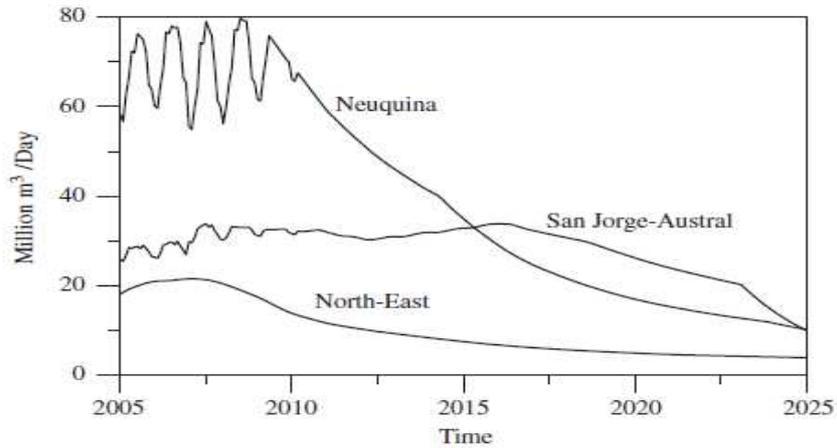


Figura 8. Producción de las tres principales zonas productoras de gas en Argentina

Fuente: Regulation and development of the Argentinean gas market Ricardo Ponzó, IsaacDyner, SantiagoArango, ErikR.Larsen.

Como se observa en la Figura 9, todavía hay una mayor exploración a partir de 2010, pero se detiene en el 2014. Sin embargo, esta exploración no es suficiente para compensar el agotamiento de las reservas no desarrolladas y en desarrollo, que siguen cayendo en todo el período.

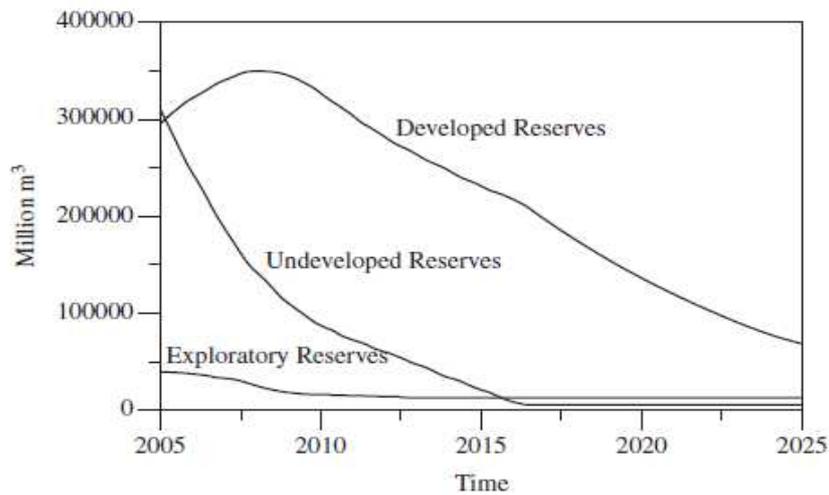


Figura 9. Reservas en Argentina, separados en exploración, reservas desarrolladas y en desarrollo.

Fuente: Regulation and development of the Argentinean gas market Ricardo Ponzó, IsaacDyner, SantiagoArango, ErikR.Larsen.

El déficit de las reservas para explorar parece ser una solución no sostenible y debe ser cubierto de alguna manera. Para ello, existen varias opciones, una de ellas es reducir la demanda de gas natural, mediante la promoción de otras fuentes de energía y el aumento del precio regulado. Un aumento en los precios será un incentivo para la exploración de nuevos yacimientos de gas, así como para desarrollar aún más los campos existentes. La otra opción, es la construcción de un gasoducto con Bolivia, lo que retrasará la escasez que se producirá en Argentina.

La política de trade-off, consiste por un lado: en el aumento del precio de las implicaciones sociales, y por el otro: tener cortes en la electricidad o cortes en el precio de gas si no se hace nada. Este difícil puede aliviarse si los cambios de precios se hace de una manera socialmente responsable.

Vamos a utilizar una medida para comparar el caso base con las opciones de política que vamos a explorar a continuación. Se calcula que el déficit acumulado en el período de 20 años y usar eso como una manera de comparar las diferentes opciones, mientras que hay otras maneras claramente muchos esto se podría hacer, esta es una buena indicación de que el déficit que nos preocupa especialmente en este caso. En el caso base, el déficit acumulado es 478,5 millones de metros cúbicos (BCM). Esta es la escasez de energía que tendrá que ser cubierta por otros medios, tales como las importaciones de GNL, el aumento de las importaciones de petróleo, energía alternativa, etc.

1.4.2 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN ARGENTINA

Las influencias económicas para reducir significativamente el déficit de gas natural en Argentina, disponibles para el Gobierno y la intervención de regulación; consiste en eliminar las exportaciones limitadas existentes con Chile. Debido que la mayor parte del gas que se vende en Argentina es a un precio regulado, con excepción del gas importado de Bolivia, debido que el precio de compra tiene que ser vendido a un precio más alto sólo para recuperar los costos. Sin embargo, si las compañías no pueden vender gas a Chile, el ingreso disminuye y habrá una mayor reducción de la inversión en exploración y explotación de yacimientos de gas natural. Aunque esta opción parecía una forma fácil de

posponer o reducir el déficit de gas natural, no va a funcionar debido a la retroalimentación entre los ingresos y los gastos de exploración y desarrollo.

Otra alternativa para reducir el déficit de gas natural en el país, habría sido el aumento de la cantidad importada del gas boliviano, ya sea por ampliación de la capacidad actual de 7 a 15 millones m³ / día. Asumiendo, que esta decisión se hubiera tomado en el 2007 se hubiera aumentando el mercado de gas natural en el país hasta el 2010. Pero como se mencionó anteriormente, la construcción de un nuevo gasoducto no es necesaria debido a la disminución prevista de la producción en el norte de Argentina. Hay que aclarar que incluso hoy en día el gasoducto de Bolivia, no se utiliza por completo ya que las importaciones son por lo general entre 3 y 5 millones de m³/día. Sin embargo, aunque esta expansión del gasoducto va a ayudar, no es algo que va a reducir el déficit del mercado de gas. Además, la situación del gobierno en Bolivia no tiene casi inversión extranjera en el sector y la exportación de gas.

Por último ¿Qué hubiera pasado si existiera un mercado libre?, es decir, los precios se basaran de la oferta y de la demanda del sector comercial e industrial sin dejar de ser regulados. Para este caso las empresas no tendrían posibilidades de explorar y desarrollar nuevos campos, pero para el crecimiento de la demanda que se presentó en el 2002 hasta 2006 habría tenido lugar, y no se hubiera presentado un estancamiento en la exploración y desarrollo en ese período de cinco años. Los precios de los sustitutos aumentarían, por ejemplo, el del GNL, lo que aumenta el precio del gas de manera significativamente, logrando que el sector sea más atractivo. Sin embargo, aun cuando las empresas creen en la continuidad del mecanismo de libre mercado, se necesitaría tiempo para desarrollar nuevos campos y exploración de yacimientos de gas nuevos.

Para Argentina como para otro país, es muy difícil ver que cualquier política será capaz de evitar un déficit de gas para un corto y mediano plazo como sucedió en el 2006. Para entonces, la sociedad argentina tuvo que aceptar esta nueva realidad y diseñar políticas que sustituyeran o redujeran significativa el uso de gas en el corto plazo, por ejemplo, en la generación de electricidad y la demanda de gas en el sector del transporte; entonces se aumentó el uso de gas natural licuado en el país, y se sustituyó el gas natural con otros combustibles. Sin embargo, esto no mejoro la crisis de manera significativa y partir de este punto, el gas se volvió cada vez más atractivo para el consumidor, tanto en el

sector doméstico e industrial; debido, que el precio de gas argentino es muy bajo en comparación con el precio internacional. Se obtuvo como resultado que la demanda creció rápidamente, mientras que la oferta se mantuvo estable, y la única solución posible para cubrir el creciente déficit era con importaciones procedentes de Bolivia, el cual no fue posible debido a los acontecimientos políticos en Bolivia. Después de cuatro años de este desarrollo resulta casi imposible volver a una política de gas sostenible.

Si Argentina aumenta el uso del mercado de gas natural en todos los sectores de la economía, tiene dos opciones. Una de ellas es aumentar las importaciones de los países vecinos, lo que puede ser problemático, debido que el único país del cono de sur con exceso de gas es Bolivia. La expansión del gasoducto entre Bolivia y los campos de gas del Norte argentino está prevista y el proyecto se encuentra todavía en la etapa inicial, pero es probable que se realice. Esta expansión tiene una serie de ventajas, ya que es un trayecto relativamente corto y se puede aprovechar la infraestructura existente que tiene el país; en particular, el gasoducto a Buenos Aires. También existe otra fuente para la utilización del gasoducto y podría ser la importación de los recientemente campos descubiertos en Brasil.

La segunda opción para Argentina es aumentar la capacidad de los terminales de GNL, así como la construcción de nuevos sistemas de gasificación de GNL. Esto permitirá que Argentina pueda comprar gas natural licuado en el mercado internacional. Sin embargo, estas opciones deben ser complementadas con fuentes de energía alternativas, como la eólica, y a la utilización de combustibles derivados del petróleo. Hay indicios de que Argentina seguirá este camino ya que ha aumentado considerablemente las importaciones de GNL. Hay que tener en cuenta que Argentina fue el primer país de América del Sur para importar GNL a través del nuevo puerto en Bahía Blanca, comenzando en mayo de 2008.

Una alternativa a las dos opciones anteriores es la de diversificar los recursos energéticos, con el fin de eliminar el déficit de gas natural. Si se mejora la eficiencia energética, se aumenta el uso de energías renovables y los precios de gas se cambiarán a los precios de mercado en lugar de los precios regulados este proceso se verá muy favorecido. Sin duda, el papel de las energías renovables es cada vez más importante para la demanda de gas natural pero la tendencia que muestra el sector de generación

con las energías renovables es reducida. Entonces, Argentina tendrá que romper esta tendencia decreciente para la generación de energía térmica si se desea acabar con el déficit energético creado por el desequilibrio de gas. Una serie de fuentes de energía son parte potencial de las energías renovables que podrían ayudar a acabar el poco suministro de gas pero lo más probable es que esta energía no será suficiente. Entre las energías renovables más importantes está la biomasa y los biocombustibles que tienen un gran potencial en Argentina, especialmente en el sector del transporte.

Existe una alternativa para mediano plazo y largo plazo, la cual depende de la evolución de los precios, para que las empresas vuelvan a comenzar a explorar gas. Sin embargo, esto no va a cambiar el problema a corto y mediano plazo que Argentina enfrenta actualmente.

1.5 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS

Los EE.UU. es el mayor productor de gas (526 millones de metros cúbicos), y el mayor consumidor de gas (634 millones de metros cúbicos) en el mundo. Este país posee unos 8000 importantes pozos de gas natural que representan el 86% de producción total y el resto es procedente de productos asociados al petróleo, siendo la producción nacional competitiva. En la actualidad, las reservas de gas natural tiene una relación de producción de unos 10 años; por lo cual, las importaciones son cada vez más importante. Como sucedió con las importaciones procedentes de Canadá que contribuyeron con el 13% del consumo (102 millones de metros cúbicos en el 2005), y con las importaciones de GNL del Caribe, África y el Medio Oriente que se triplicaron entre el 2002 y el 2005. Para el 2020, se espera que el GNL represente alrededor del 20% del consumo total (de un total de 760 millones de metros cúbicos).

El Reglamento de los EE.UU. sobre el gas natural se inició en la década de 1930 con el propósito de frenar el abuso de poder de las negociaciones de mercado del estado. Hoy en día, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) regula los asuntos interestatales, regula las comisiones estatales de servicios públicos y las 1.400 empresas locales de distribución.

En el año 1984, la FERC libera a 380 empresas locales de distribución de contratos a largo plazo take-or-pay. La desagregación vertical era el objetivo de la FERC en la Orden 436, esta orden también sugiere que las tuberías interestatales ofrezcan un acceso abierto a la infraestructura de transporte. Más adelante en 1992, la FERC saca la orden 636 " Reestructuración sencilla no discriminatoria" para el acceso de terceros y una separación fundamental vertical del transporte para la venta y creación de competencia entre los vendedores de gas natural.

La reestructuración ha tenido un impacto considerable, debido que la producción y la comercialización de gas natural está completamente des regulado. Los consumidores pueden comprar directamente a los productores, comercializadores o utilizar intermediarios. La mayoría de los clientes industriales y de las centrales eléctricas obtienen el gas directamente de los gasoductos interestatales e intraestatales, donde los mercados financieros han ayudado a garantizar el crecimiento y la seguridad del suministro. Para el futuro el mercado de gas natural ofrece una duración de los contratos de hasta siete años y para el gas natural licuado por lo menos durante un periodo de dos a tres años.

EE.UU. por ser un mercado competitivo utiliza índices de precios, como es el caso del precio Henry Hub, el cual es el mercado spot de gas natural más grande de los Estados Unidos y a nivel mundial es el más empleado como intermediario de gas natural para su punto de entrega física del contrato o su precio de comparación para sus transacciones spot de gas natural. Este Hub es un punto ideal para la entrega física de 16 caminos de tuberías de gas natural que interconecta nueve gasoductos interestatales y cuatro intraestatales, los cuales, dan acceso a los mercados de las regiones del Medio Oeste, Noreste, Sureste y Costa del Golfo; la entrega física cerca de la producción de campos; terminales de GNL y en instalaciones de almacenamiento de los Estados Unidos.

El índice de precio Henry Hub y el precio en la boca del pozo refleja condiciones de suministro y demanda para dos facetas distintas del mercado del gas natural. Este precio spot se refiere a las transacciones para entregas del día siguiente que ocurren en la planta de tratamiento de gas y está medido aguas abajo del pozo, después de que los líquidos del gas natural han sido eliminados y el costo del transporte ha sido incurrido. Es decir, el precio en la boca del pozo incluye el valor de los líquidos del gas natural y se

refiere a todas las transacciones que ocurren en los Estados Unidos, incluyendo por consiguiente los compromisos de compra de cualquier duración.

Para un país dependiente de las importaciones, como los EE.UU., el GNL se ha convertido en una fuente importante, más por encima de los suministros de tuberías tradicionales.

Hay un consenso general de que las importaciones de gas natural licuado aumentará a medida que en el hogar se estanca la producción y las importaciones procedentes de otras Fuentes como el gasoducto de Canadá. Al igual que muchos otros países, EE.UU. ha vuelto a abrir o ampliar terminales existentes, y ha comenzado la construcción de otras nuevas terminales. Como sucedió en la crisis del petróleo en la década de 1970, donde cuatro terminales de GNL se construyeron (Everett, MA; Cove Point, Maryland, Isla de Elba, GA, y Lake Charles, LA).

Después de la aplicación de la orden 636 en 1992, el sistema de gasoducto de gas natural sufrió un alza de inversiones en 2002 a 2004, con un gasto medio anual de \$ 3,5 mil millones para el desarrollo de gasoductos, que corresponde a aproximadamente 2.000 millas o 100 millones de metros cúbicos / año de capacidad de expansión del gasoducto añadido por año. Las propuestas de inversión para el año 2006 y 2007 fueron de \$ 2,7 mil millones y \$ 3.2 millones, respectivamente. Una lista de proyectos de ductos contiene más de 10.000 kilómetros de nuevas tuberías, o 500 millones de metros cúbicos / año sin cuellos de botella significativos.

Se estimó el costo promedio ponderado del capital para proyectos de gasoductos interestatales de Estados Unidos (nuevas construcciones y ampliaciones) entre 1996 y 2003 en el 11,6%, lo que es más alto de lo que se podría esperar. Los valores van a 12,64% para la Shell Gas Pipeline Co. (1996, capital del 82% financiado), con un límite inferior de alrededor de 8,4% para el Questar Southern Trails Pipeline (1999, la deuda del 70% financiado). Dado que el mercado de los EE.UU. de gas natural hoy en día es abierto y competitivo, las inversiones en infraestructura no se han impedido.

La estructura del mercado y la regulación de gas natural de los EE.UU., tiene cerca de 430 sitios de almacenamiento de gas natural (manejado alrededor por 120 empresas).

También existen grandes capacidades de almacenamiento en los estados productores de gas de Texas y Luisiana.

Los comerciantes de almacenamiento utilizan los sitios casi exclusivamente para servir a clientes de terceros, tales como los comercializadores y generadores de electricidad, que se pueden beneficiar al máximo de las instalaciones. La intensificación de las importaciones de GNL aumenta más el papel estratégico de almacenamiento en especial para las variables temporales. Al igual que el negocio de las tuberías, las opiniones están divididas en si las actividades de almacenamiento deben ser reguladas por la FERC, o queda expuesto a mercado basados en las tasas. (En el momento hay 14 las empresas más grandes de almacenamiento reguladas, de las cuales 12 están integrados con los operadores de gasoductos, y dos son independientes.

Las inversiones para el sector de gas natural en los EE.UU. están en auge, para los sitios de almacenamiento, ya que las tuberías grandes intraestatales, y los independientes operan en un régimen de acceso abierto.

En el "nuevo mundo" de los comerciales de almacenamiento, los jugadores son libres de perseguir la inversión. Desde el comienzo de 2000, la FERC ha aprobado 49 proyectos de almacenamiento y la mayor inversión de proyectos en los últimos años se han concentrado en el Suroeste / zona de la Costa del Golfo. El mercado de almacenamiento de EE.UU. está bien desarrollado y no hay evidencia de la escasez que podría poner en peligro la seguridad del suministro.

La reestructuración ha cambiado la percepción de almacenamiento por los agentes del mercado, y ha fomentado y orientado a independientes comerciantes a las empresas de almacenamiento. Aunque la propiedad de la capacidad de almacenamiento sigue siendo en gran medida con los gasoductos interestatales y los servicios públicos de gas, los comercializadores de gas natural ahora controlan una cuarta parte de la tierra disponible, controlan la capacidad de almacenamiento a través de contratos y el suministro de gas natural con acuerdos. Este mercado se ha vuelto transparente y favorece nuevas inversiones por parte de empresas independientes.

1.6 INTRODUCCIÓN DE LA REFORMA DE GAS NATURAL EN EUROPA

A principios de 2004, el 27 % del combustible utilizado por los europeos fue gas natural, el 31 % carbón, el 15 % nuclear, 21 % energías renovables y el 6% petróleo. De acuerdo con la encuesta global Price Waterhouse Coopers a las compañías de suministro energético Europeo 2007, el uso de gas natural aumentará en los próximos años, por lo que en 2014, la utilización de gas natural para la generación de energía estará alrededor del 36 %.

Durante 2011, la producción de gas natural de Europa disminuyó 9.4%. Son varios los factores que explican esta caída: la disminución de la demanda de productos energéticos, el aumento de precio de los combustibles, la falta de financiación en nuevas infraestructuras y el cambio climático. Como consecuencia de estas dificultades; en cada país de Europa, se puede ejercer presiones al alza sobre los precios que los consumidores finales pagan, esto dependiendo de la regulación y de los mecanismos de financiación escogidos; la poca capacidad de generación que se ha detectado en Francia y Reino Unido y la alta dependencia del gas ruso en Alemania e Italia.

Una de las grandes dificultades en la financiación de proyectos termoeléctricos, es el funcionamiento y los costos de mantenimiento de la regasificación; debido, que representa cerca de un mínimo del 5% y un máximo del 10% de los costos de generación total, mientras que los costos de capital puede variar entre 15% y 20% de los kWh. Sin embargo, el costo de combustible es el elemento más importante en los costos de generación, su peso es muy relativo dependiendo de los precios de mercado. Según la Real Academia de Ingeniería, RAE (2004), el combustible representa el 59% de los costos de las plantas termoeléctricas de gas natural de ciclo combinado en el Reino Unido, la operación y el mantenimiento representan el 5,5% y el 14% del capital.

En España, la situación actual del modelo energético es relativamente favorable. Posee las tasas más altas de capacidad de generación eléctrica de origen renovable; un margen de cobertura superior al 10%, al menos hasta 2016, en infraestructuras de importación de gas; una amplia diversificación de aprovisionamientos de gas natural y de puntos de entrada al sistema. El sistema energético español ha beneficiado la reducción de las emisiones de CO² en un 44% entre 2005 y 2011.

El consumo de gas natural en España representa el 10% del total de gas utilizado en la generación de energía (ciclo combinado). La primera central eléctrica de ciclo combinado comenzó en el mercado en 2002; debido a su gran crecimiento, que representaron el 11,9% de la energía total entregada a la red en 2004. La capacidad total instalada de generación en España 70.565 MW en 2004, de los cuales 11,7% (8259MW) vienen de ciclo combinado de plantas de gas natural. A principios de julio de 2007, el mercado de energía eléctrico español se encuentra integrado con el portugués, formando el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), mercado mayorista único de electricidad para la Península Ibérica, y está previsto que a corto-medio plazo se produzca el acoplamiento con el mercado europeo.

Otro país Europeo, que tiene un modelo energético favorable es Rusia. Este país es el cuarto mayor productor mundial de electricidad (después de EE.UU., China y Japón). Su capacidad total de producción eléctrica era de 215 GW en 2005. El sector eléctrico ruso cuenta con más de 440 centrales hidroeléctricas - térmicas (combustible utilizados petróleo, gas natural y carbón) y con 31 reactores nucleares. La energía térmica representa aproximadamente el 65% de la producción eléctrica de Rusia, seguida de la energía hidroeléctrica (19%) y la nuclear (16%). El gobierno ruso espera duplicar la producción de electricidad con las centrales del país y espera que la energía nuclear pase a representar el 25% (en lugar del 16%) de la producción total de energía de Rusia para 2030. Para alcanzar esta meta, se deberán construir otros 40 reactores nucleares.

Algunas de las principales e importantes empresas del sector de gas natural en Europa es Gazprom; compañía líder de mayor explotación de gas natural en el mundo y la más grande de Rusia, propietaria de la empresa de transporte de Rusia "Transgaz". Gazprom se rige por una lógica interna muy diferente a la cultura occidental. En 1993, un decreto presidencial cambia la situación jurídica de Gazprom para lograr la privatización de esta.

A pesar de la privatización, Gazprom se propone estabilizar los precios y la inflación de gas natural para mejoramiento de la economía rusa. Pero el Estado ruso ha retenido derechos importantes y por lo tanto conserva un alto grado de influencia sobre las actividades de Gazprom. Por ejemplo, la compañía no es libre para determinar sus

propios precios. Los precios internos en la actualidad deben ser aprobados por el ministerio de la economía.

De acuerdo con Gazprom, la demanda de gas ruso no sólo ha sido deprimida por la caída de la producción industrial, sino también por la falta de pago de las facturas de gas. Durante el año 1994 el 53% de gas suministrado a los consumidores rusos no ha sido pagado. Las cuotas de consumo se negocian entre Gazprom y sus clientes. Sin embargo, la variable clave para la determinación de la cuota no es el consumo realizado del cliente, sino la capacidad disponible de gasoducto de la red que le sirve, de acuerdo a la venta puede producirse cortes de suministro no previstos.

La mayoría de los análisis coinciden en que la demanda de gas natural europeo aumentará alrededor del 38% en los próximos 15 años. Una variable importante para las proyecciones de gas natural es la demanda de generación de energía eléctrica, la cual es difícil de predecir. La clave para tratar de determinar el costo y el precio de gas natural entregado a Rusia se realiza determinando las regiones o campos donde el gas en realidad se explota y las rutas de exportación elegidas.

Algunos costos de gas natural respecto a otros proveedores europeos:

- (1) Los costos de gas natural de Europa occidental están a 1,10 dólares EE.UU. por MBtu;
- (2) Los costos de gas natural argelino es altamente competitivo, el costo y entrega de gas natural al Consejo Europeo está alrededor de 1.20 dólares EE.UU. por MBtu.
- (3) Los costos de gas natural de Troll Noruega será entregado a Emden y Zeebrugge a un costo de alrededor de 2.10 dólares EE.UU. por MBtu.
- (4) Los costos de gas de Libia podría estar a 2.70 dólares EE.UU. por MBtu y para Nigeria las entregas de gas están alrededor de 2.97 dólares EE.UU. por MBtu.

En 1989, Wintershall, filial al 100% del gigante químico BASF, anunció que construiría un nuevo e importante sistema de tubería en Alemania junto con Gazprom, Ver Figura 10. Hoy en día el oleoducto ha sido ampliado e incluye la STEGAL Midal, Tuberías Wedal y Jagal así como el Rehden sitio de almacenamiento. Este movimiento estratégico de Gazprom le permitió comercializar el gas ruso directamente en Alemania, y

obtener un acceso más directo al mercado de importación de gas de otros países. El Gazprom / Wintershall sistema de tuberías se conecta directamente al Holanda, Bélgica, Francia, Suiza y las redes de gas de Austria y proporciona acceso a todos los demás países de mayor consumo de gas en Europa.

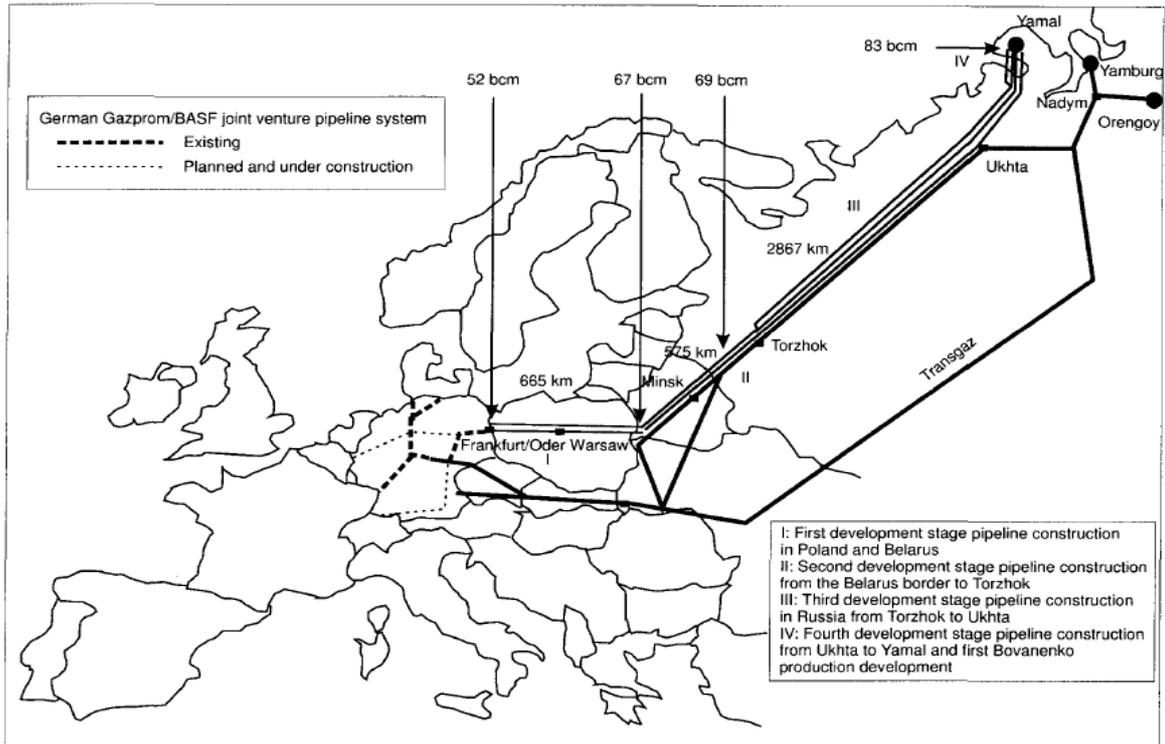


Figura 10. Proyecto Yamal desarrollado por las empresas Gazprom / BASF, sistema de tubería en Alemania.

Fuente: Viewpoint Russian natural gas policy and its possible effects on European gas markets Oliver Quast and Catherine Locatelli.

CAPÍTULO 2

2. RED DE TRANSPORTE, INTERCONEXIONES NACIONALES E INTERNACIONALES

2.1 RED DE TRANSPORTE E INTERCONEXIONES EN AMERICA LATINA

En la Figura 11, se observa los principales campos gasíferos de Sudamérica, los gasoductos existentes y futuros gasoductos.



Figura 11. Principales campos gasíferos en Sudamérica

Fuente: Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform Melissa Cristina Mathias, Alexandre Szklo.

En Sudamérica hay una gran demanda de gas natural; por lo cual, se puede desatar una crisis de producción y de reservas en los próximos años.

Los principales países proveedores de este energético son Perú y Bolivia; debido, a sus altas reservas. Venezuela es un país cuyas reservas le permite situarse como

exportadores de gas al resto de la región. Sin embargo, el 90% de las reservas venezolanas se considera "asociado", es decir es "reinyectado" en los campos petrolíferos para mantener la presión que necesitan los yacimientos para producir petróleo. Venezuela está importando gas para sus necesidades internas, en continuo crecimiento a causa de lo obsoleto de las instalaciones, y sus altos consumos residenciales e industriales.

La demanda de Brasil crece vertiginosamente, por lo que este país prevé importar LNG de otros continentes e instalar plantas de regasificación con el propósito; además, de proveerle el energético a Argentina.

Bolivia se ha convertido en un centro de distribución de gas hacia sus países vecinos y un motor energético de Brasil gracias a los dos gasoductos construidos que se conectando en la localidad de Reboré, hasta la ciudad de Cuiabá, capital del Estado de Mato Grosso del Sur, en Brasil.

Por otro lado, Bolivia y Argentina planean construir un gasoducto en el marco de la Cumbre del Mercosur. Este gasoducto que cruzará el noreste argentino y servirá para distribuir gas boliviano y argentino en esa zona. El proyecto está siendo desarrollado por la empresa Techint.

En Colombia existe un sistema de transporte de gas de 3,882 km que cubre la demanda de aproximadamente un 42% de los hogares colombianos. En la década de los 90 comenzó el desarrollo del plan de masificación de gas, en el cual se buscaba disminuir la dependencia de un sólo energético en el sector residencial y ampliar la canasta en los demás sectores de consumo.

Con la tendencia mundial hacia la integración de mercados energéticos y la realización de interconexiones eléctricas y gasíferas en la región suramericana. En Colombia se adelanta, el proceso de exportación de gas natural a Panamá y Venezuela. Un proyecto de ellos podría ser el gasoducto binacional Colombia-Venezuela, en el que van a participar compañías como ChevronTexaco por parte de Colombia y Pdvsa de Venezuela. El gasoducto tendrá unos 200 kilómetros y unirá a Ballenas con el Lago de Maracaibo y el gas colombiano.

Se presenta la posible interconexión con Venezuela que contempla inicialmente exportaciones de gas de Colombia hacia Venezuela de hasta por 150 MPCD por un período de cuatro años a la parte occidental del vecino país. Luego de revertirse el gasoducto, Colombia pasaría a importar gas de Venezuela. En el mejor de los escenarios planteados, Colombia dispondría de un excedente promedio del orden de 220 MMPCD entre los años 2008 y 2013, con lo cual se podrían garantizar las exportaciones hacia Venezuela. Sin embargo, si no se concretan nuevos desarrollos de campos en o nuevos descubrimientos, no se puede asegurar un volumen de gas para exportación.

Los países consumidores son Brasil, Argentina, Chile, Uruguay, Paraguay y Ecuador. Estos países consumidores de gas natural, están en la búsqueda de distintos proveedores y otras alternativas de energías, como la eólica, la geotérmica, la nuclear, el carbón y los biocombustibles.

2.2 RED DE TRANSPORTE E INTERCONEXIONES EN COLOMBIA

La Red Nacional de Gasoductos está conformada por tres sistemas de transporte de gas natural permitiendo conectar los campos productores con los centros de consumo. De un lado se encuentra el subsistema de la Costa Atlántica, que está compuesto por los gasoductos Ballena-Barranquilla-Cartagena, Jobo-Mamonal, y el Difícil-Barranquilla, que permiten la interconexión entre los principales campos productores de gas natural como son: Guajira, Guepajé y Jobo- Tablón, con las estaciones de puerta de ciudad localizadas en Riohacha, Santamarta, Barranquilla, Cartagena, Sincelejo y Montería.

Se encuentra el subsistema del centro que está compuesto por el Sistema troncal que vincula los campos de gas de la Guajira con la puerta de ciudad de Barrancabermeja.

Por otra parte el subsistema del Interior que está compuesto por el sistema troncal que vincula los campos productores del Casanare, Meta, Huila, Tolima y Santander con las puertas de Ciudad de los municipios de los departamentos de Santander, Cundinamarca, Antioquia, Valle del Cauca, Caldas, Quindío, Risaralda, Boyacá, Tolima, Huila, Casanare, y Meta.

La evolución del sistema de transporte de la Costa Atlántica, fue constituida con anterioridad al inicio del plan de gas en la década de los 90. A partir de esa fecha fue necesario realizar ampliaciones en cuanto a nuevos gasoductos regionales con el fin de ampliar la cobertura de población atendida, ya que los grandes mercados ya estaban cubiertos y desarrollados en ese momento por el sistema troncal de transporte. El sistema de transporte del interior del país se desarrolló como eje fundamental del Plan de Masificación de Gas. Sin embargo, antes del Plan, el interior del país contaba con pequeños gasoductos regionales que proveían gas a poblaciones cercanas a los campos de producción. Estos fueron: Gasoducto Apiay-Bogotá y Gasoducto Payoa Provincia-Bucaramanga. Ver Tabla 6.

Tabla 6. Características de la infraestructura de transporte y participación en el volumen de gas transportado.

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

GASODUCTO	LONGITUD (KM) 2011	CAPACIDAD (KPCD)	VOLUMEN TRANSPORTADO 2008 (MPCD)
Promigás	2,363	737	319.6
Ecogas	2,451	300	270.8
Transcogás	150	100	95,95
Transoccidente	11	68.7	23.15
Transmetano	199	72,5	67,67
Transoriente	333	33,95	16,37
Gasoducto del Tolima	46	5	3,97
Progasur	222	5	3,73

Los gasoductos de Transoccidente y Transcogás fueron construidos como parte de los sistemas de distribución de las ciudades de Cali y Bogotá respectivamente. Sin embargo, a raíz de la modificación en la regulación, y dado que estos tramos no hacen parte de un sistema de distribución exclusiva sino que atienden adicionalmente a otros municipios, debieron convertirse en sistema de transporte (empresa independiente) en aras de atender el principio de transparencia y libre acceso.

En la actualidad el transporte de gas natural juega un rol ante las condiciones existente; ya que el transporte de gas natural es una actividad de arbitraje que depende de los

recursos de gas que se utilizan en los diferentes mercados. Es decir, el gas de La Guajira es competitivo únicamente en la Costa Atlántica; mientras, que el gas natural de Cusiana es competitivo en el interior del país. Lo anterior indica que no importa el costo de los recursos, éstos se utilizan según si la señal de transporte facilita su penetración en los mercados.

Esta situación le ha impedido al gas de La Guajira competir con Cusiana al sur de Barrancabermeja y a su vez no le permitiría al gas de Cusiana llegar en condiciones de competencia para atender el mercado de la Costa Atlántica. Esto hace que el mercado colombiano se comporte como dos submercados segmentados e independientes el uno del otro.

El Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano se conforma, de ocho empresas transportadoras de gas natural que operan actualmente en el país; estas son las siguientes: Promigás, Ecogas, Transmetano, Transcogás, Transoccidente, Transoriente, Gasoducto del Tolima y Progasur. Este sistema de transporte colombiano cuenta con aproximadamente 3,882 kilómetros de gasoductos, fuera de las líneas de distribución. Ver Figura 12.

En los últimos años la distribución del Gas natural en Colombia, ha empezado a jugar un papel importante en el consumo energético, tanto en el sector Industrial como en el sector Residencial. Su consumo ha crecido fuertemente en el sector termoeléctrico y en el sector Residencial. La distribución domiciliaria de gas natural se desarrolla a través del mecanismo de concesiones y mediante mecanismo de áreas de servicio exclusivo. El Ministerio de Minas y Energía adjudicó en 1997 y 1998, 6 áreas de servicio exclusivo (Valle, Quindío, Caldas, Risaralda, Centro -Tolima, Altiplano Cundí boyacense) para la distribución de gas natural en 127 municipios del centro del país.

Existe una gran la incertidumbre de los volúmenes a transportar por parte de las empresas Promigás y Ecogas, debido en gran parte al consumo de gas para generación de electricidad, lo cual puede suscitar estrés en el sistema y por tanto pérdida eventual de presión y disminución de la capacidad de empaquetamiento, lo que a su vez puede originar dificultades para atender la demanda.

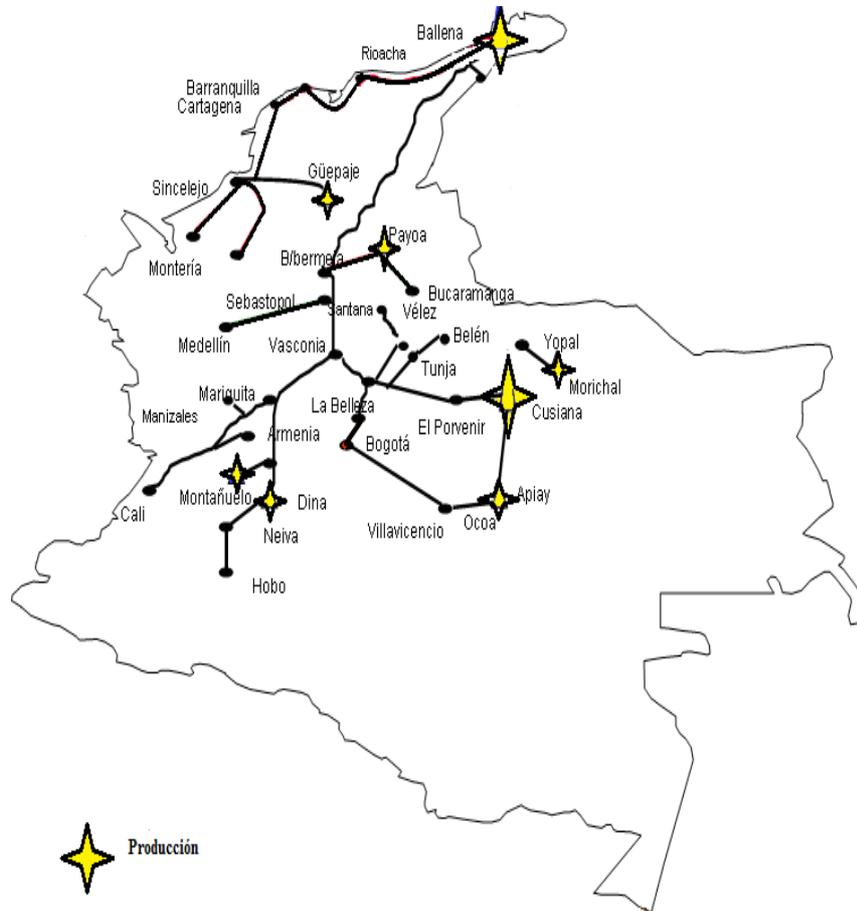


Figura 12. Sistema Nacional Colombiano de Transporte de Gas Natural

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Para atender los requerimientos del mercado de gas natural a futuro, es necesario permitir que la oferta y la demanda concurren para desarrollar el sector de gas natural. Para esto hay que asegurar; estabilidad en marco regulatorio, regulación que no incurra en excesos de intervención, precios y plazos contractuales que remunere en forma adecuada las inversiones.

2.3 RED DE TRANSPORTE E INTERCONEXIONES EN BRASIL

Las dos empresas locales de distribución en Brasil (CEG y COMGAS) tienen planes para la expansión, ampliación y modernización de la redes, especialmente para la sustitución de lo que se llama "Calle de gas" (las redes de GLP) por gas natural en las dos capitales. Sin embargo, se presentaron retrasos en los procesos de privatización, especialmente en el caso de Sao Paulo. Aunque la demanda residencial para el gas natural puede considerarse muy pequeña en comparación con la demanda industrial, se considera que esto no puede ser, teniendo en cuenta el potencial de la sustitución de leña y LPG por esta energía.

Las redes deben ponerse en marcha en primer lugar en la afueras de las grandes capitales que constituyen la primera red de distribución y evitar la perturbación a gran escala causados por las obras.

Sólo en los últimos 3 años ha habido un incentivo para la expansión de redes en algunas capitales brasileñas. En la Tabla 7 muestra la extensión de las redes de distribución de algunas ciudades de Brasil en el inicio del 2003.

El gran problema fue hacer las obras necesarias viables y los aspectos competitivos de gas natural en comparación con otras fuentes de energía tales como el GLP y en particular la leña en algunas regiones de Brasil.

Tabla 7. Distribución de Gas de uso doméstico en Brasil

Fuente: Distribution Management, Petrobras

Distributors	Network (km) in operation	State
ALGÁS	106	Alagoas
BAHIAGÁS	225	Bahia
BR-ES	37	Espírito Santo
CEGÁS	125	Ceará
CEG/CEG-RIO	2246	Rio de Janeiro
COMGÁS	3100	São Paulo
COMPAGÁS	250	Paraná
COPERGÁS	195	Pernambuco
EMSERGÁS	53	Sergipe
MSGÁS	58	Mato Grosso do Sul
PBGÁS	66	Paraíba
POTIGÁS	140	Rio Grande do Norte
SCGÁS	319	Santa Catarina
SULGÁS	311	Rio Grande do Sul

2.4 RED DE TRANSPORTE E INTERCONEXIONES EN ESPAÑA

Enagás es la única empresa transportista de la red troncal primaria de gas natural en España y está autorizada para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural, a partir del Real Decreto-Ley 6/2009, de abril 30. Cuenta cerca de 10.000 Km. de gasoductos por todo el territorio español, dos almacenamientos subterráneos (Serrablo - Huesca y Gaviota - Vizcaya) y tres plantas de regasificación en Cartagena, Huelva y Barcelona. Además, es propietaria del 40% de la Planta de Regasificación de Bilbao y el 40% de la terminal de Altamira, en México. Ver Figura 13.

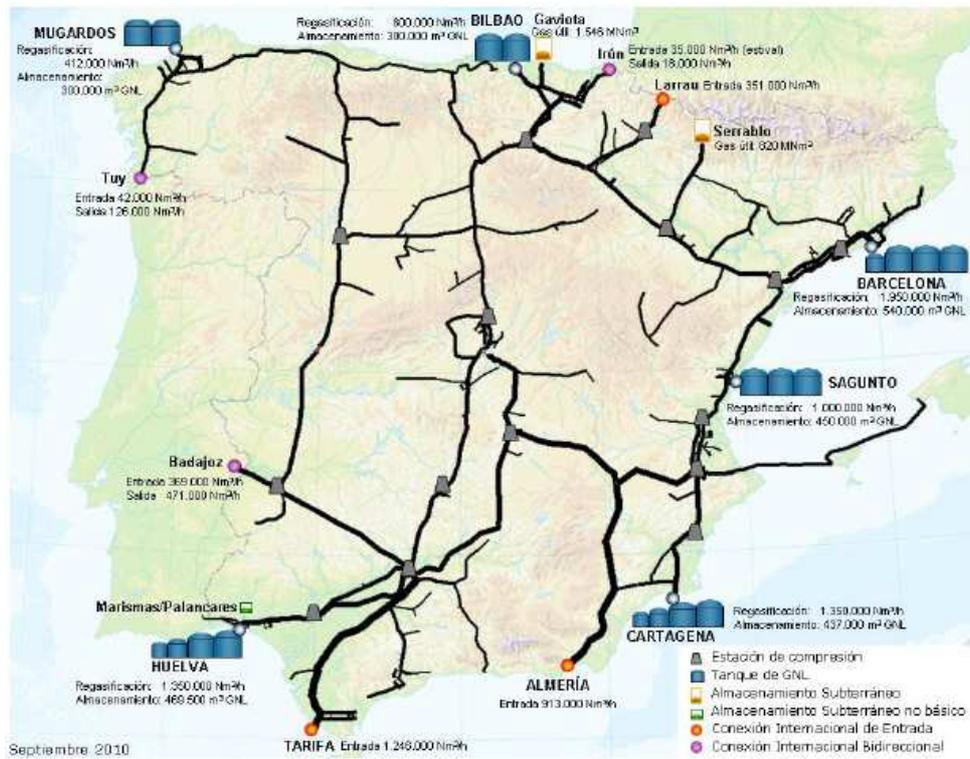


Figura 13. Infraestructura en Operación de España.

Fuente: Comisión Nacional de Energía Informe sobre el sector Energético Español, Introducción y Resumen Ejecutivo 7 de marzo de 2012.

CAPÍTULO 3

3. POLÍTICAS Y TARIFAS DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL Y NACIONAL

Actualmente el mercado de gas natural a nivel mundial se ha caracterizado por el elevado uso de este recurso natural como combustible para alimentar las plantas eléctricas de todos los países, debido que es un hidrocarburo eficiente, no contaminante y con una fuerte opción para modificar la matriz energética en los países, reduciendo con ello, la dependencia de otros hidrocarburos que no presentan iguales ventajas. Los 19 países con la mayor producción de gas natural representaron alrededor de 81.6% del total mundial en 2011. Las regiones de mayor consumo de gas natural en el mundo son Europa - Euroasia, Norteamérica y Asia Pacífico, éstos produjeron 63,014 MMpcd y 58,730 MMpcd, respectivamente.

El alza mundial de los precios del petróleo, ha llevado a que el precio de gas natural también se incremente, por el hecho de que estos dos energéticos se sustituyen entre sí, especialmente en el sector eléctrico, por lo tanto es difícil que se puede hablar independientemente entre los precios de estos dos combustibles. El precio de gas natural presenta alta volatilidad y es altamente complejo. En el 2011 en Estados Unidos, los precios del gas natural permanecieron bajos, debido a la oferta adicional derivada de la extracción incremental de shale gas; y en Europa éstos aumentaron 32.4%. Por otra parte, existe una variedad de precios spot de gas natural debido a la regionalización de los mercados. Ver Figura 14.



Figura 14. Precios internacionales gas natural (Dólares por millón de BTU).

Fuente: SENER con información de BP y CRE.

Los precios de gas natural son establecidos regionalmente considerando tanto las características de la oferta y la demanda, la oportunidad del mercado local y regional, ya que no existe un mercado mundial unificado de gas; los mecanismos actuales para fijar los precios de gas natural son los siguientes:

Competencia gas - gas: Precio adoptado, sobre todo en mercados locales, de una canasta de precios de gas natural, entre los que puede incluirse también un precio de importación.

Indexación por precio del petróleo: Precio variable según una fórmula que toma en cuenta una canasta de precios de referencia aceptados por vendedor y comprador, que se aplica en contratos a largo plazo de varios años de duración. Es muy utilizado en mercados internacionales y regionales.

Regulación debajo del costo: Precio para el consumidor doméstico, que necesariamente está complementado por un subsidio explícito a la cadena del gas natural (normalmente al distribuidor del gas).

Regulación político-social: Acción del Estado que regula los precios en función de las posibilidades de pago del consumidor, los costos del productor y las propias necesidades del Estado.

Regulación por costo del servicio: Precio fijado por el Estado de acuerdo a normas preestablecidas, que cubren el costo de abastecimiento incluyendo un retorno aceptado sobre las inversiones del productor/distribuidor.

Net back desde el producto final: Precio que paga el comprador del producto fijado debajo de otros combustibles competitivos, cuyo precio puede variar fuertemente. En la práctica, se usan tres precios net back promedio correspondientes a consumidores actuales – con o sin capacidad de cambiar a otros combustibles – y a nuevos consumidores, seleccionándose la alternativa más barata corregida por diferencias de eficiencia, y costos de transporte y almacenaje.

Monopolio bilateral: Precios dominantes en negocios entre estados de la ex Unión Soviética, en Europa Central y del Este, así como en mercados de gas no maduros con un proveedor dominante frente a uno o dos compradores importantes.

La determinación de precios de gas natural, en los mercados competitivos, como en el caso de los EEUU e Inglaterra, el comercio del gas presenta un precio “director” (price maker) el cual es definido por los precios de corto plazo (los precios spot, de Henry Hub o de NBP, Nacional Balancing Point) o por las cotizaciones estandarizadas de los mercados de la bolsa de derivados norteamericana “New York Mercantile Exchange Nymex (EEUU)” o IPE (Inglaterra). Estos precios, reflejan la oferta y la demanda del mercado.

NYMEX maneja dos listados de contratos de gas natural, uno de futuros y el otro de opciones sobre futuros. El contrato de futuros de gas natural cubre 10,000 millones de btu, en el cual existen contratos con vencimientos mensuales hasta 12 años hacia el futuro, y el precio del contrato fluctúa en incrementos mínimos de US\$10.00. Las opciones americanas pueden ser ejercidas en cualquier fecha y existen opciones de compra “calls” y opciones de venta “puts”, y el subyacente que se recibe o se vende es un contrato de futuro de gas.

Los precios de gas se cotizan de manera “spot” o de realización inmediata y por medio de contratos futuros. Los contratos de compra de gas a nivel industrial, son conocidos como contratos “take-or-pay”. Los cuales comprometen al comprador a adquirir un volumen total de gas predeterminado, este será entregado por el productor periódicamente durante el mes/año según el tiempo del contrato; y por el cual el comprador pagará precio de mercado en las fechas que reciba el gas.

El método utilizado para la fijación de precios para el caso de los monopolios como en Francia, Bélgica, Holanda, España e Italia; es el valor netback de mercado; es decir, que los costos de transporte y de distribución son deducidos del precio medio de las energías concurrentes en el mercado final.

3.1 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN EUROPA Y ASIA

A mediados de los años 50, se iniciaron los intercambios gasíferos a grandes distancias en particular en los EEUU y en Europa. Se desarrolló una red que permitió las importaciones provenientes desde Rusia, Argelia, Noruega y los Países Bajos.

Con todos estos intercambios de gas natural entre países, se necesitaban grandes inversiones sobre todo en el transporte. Por lo tanto fue necesario encontrar un

mecanismo que garantizará las transacciones tanto al vendedor como al comprador. Es así, que se implementaron los contratos a largo plazo. Las principales características de estos contratos, eran que tendrían un tiempo de duración entre 20 y 25 años, con obligaciones mínimas de pago por parte del comprador y el compromiso de entrega por parte del vendedor y un precio indexado a las energías concurrentes como el fuel oil o directamente al petróleo.

El objetivo de tener un precio indexado a combustibles concurrentes, es el de simular un mercado de gas natural, a falta de la existencia de un mercado dedicado exclusivamente a este energético. Con esta metodología, se asegura un precio más cercano al precio de los combustibles concurrentes; y las inversiones ligadas al transporte pueden ser amortizadas sin el riesgo de una disminución en los volúmenes despachados.

Estos tipos de contratos, son utilizados en los mercados europeos y asiáticos. Los contratos en Europa, están indexados en porcentajes 50% con el fuel oil doméstico, 30% con el fuel oil pesado, 5% con el precio spot del gas y el 15% restante con los precios de la electricidad incluso con las tasas de inflación.

3.2 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN MÉXICO

En México, la única entidad autorizada para vender gas natural directamente a la industria es Pemex, a través de su subsidiaria Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). El mercado interesado en adquirir gas natural, deben de firmar un Contrato de Compraventa de Gas Natural con PGPB, donde se establecen los volúmenes que se tendrán diariamente durante un año. El precio de gas natural al cual PGPB lo vende está formado por cinco componentes, la tarifa de transporte, la tarifa de combustible, el costo de servicio, el cargo de distribución y el precio base de referencia el cual esta conformado por el 95 % del valor de gas; el precio base de referencia es conocido como "Precio en Reynosa", el precio en Reynosa es el mismo precio que se conoce como "Tetco", que es el precio de referencia que se manejan en el mercado internacional del gas natural lo cual implica que Pemex vende su gas a los precios internacionales que cotizan en el NYMEX. El precio total del gas se cotiza en US\$ por gigacaloría (Gcal), y se paga a PGPB en pesos.

En estos contratos PGPB, tiene cláusulas de penalidades si el cliente consume menos gas del comprometido en el contrato de compraventa. PGPB clasifica a sus clientes industriales en dos tipos, los que consumen más de 2 millones de pcd (aproximadamente 504 Gcal por día), y los que consumen menos de este volumen.

3.3 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN ARGENTINA

En 2010 la energía generada en Argentina fue de 115735 GWh; el 57.4% origen térmico, 34.8% hidráulico, 5.8% nuclear y 2% procedió de la importación. El principal combustible para la generación térmica es el gas natural. Argentina presentó el mercado más grande de gas natural en Sudamérica, pasó en pocos años de ser exportadora de petróleo y gas a convertirse en importadora de estas fuentes de energía. La falta de previsión de largo plazo y de inversiones de magnitud hizo que en el 2011, el país pierda su autoabastecimiento energético. El país depende del gas natural en un 51% para sus necesidades básicas de energía, las reservas disminuyeron a la mitad y les quedan ocho años del actual consumo.

Las razones que explican el paso del autoabastecimiento a los umbrales de la crisis energética; fueron la máxima extracción de petróleo, la disminución de la producción aunque la exportación siguió fluyendo. Para profundizar sobre la disminución del abastecimiento de gas natural en Argentina, se va a explicar el comercio de este combustible en el país; el cual se debe, a tres grandes etapas.

a) Reformas de 1993 hasta finales de 2001

La formación de los precios finales de gas natural para los diferentes usuarios correspondió, desde 1992 hasta 2004 por una determinación muy simple cuyos ejes fueron delineados en la Ley 24076 que regula el transporte y la distribución de gas natural, junto a su decreto de reglamentación 1738/1992.

Mediante estos decretos de reglamentación se aprobó y se establecieron los criterios para la fijación y actualización de tarifas, la privatización total de Gas a la Sociedad del Estado, el nuevo marco regulatorio para la actividad de transporte y distribución de gas natural y la creación del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Los precios de gas en boca de pozo fueron libres desde 1994, tanto para el mercado interno como para la exportación. Entre los años 1993 y 2002 ENARGAS publicaba dos veces al año los precios de gas en boca de pozo como precios de referencia para las tres principales cuencas argentinas (Noroeste, Neuquina y Austral).

$$\text{PrecioAjustado} = \text{PrecioBase} \left[50\% \frac{WTI}{WTI_b} + 50\% \frac{GO}{GO_b} \right]$$

La fórmula de ajuste de precios resultaba de un promedio ponderado por partes iguales entre el precio del crudo WTI en el mercado internacional y el del Gas Oil.

La actividad de producción se rige, por la Ley 17319 y los “Decretos de desregulación petrolera”, aunque desde el inicio de las reformas en el mercado de gas la Secretaría de Energía y Enargas intervinieron de dos modos: 1) A través del previo permiso de la SE para la exportación de gas (que no rigió para las exportaciones de crudo que se atenían a la libre disponibilidad) y 2) a través de la aprobación por parte del Enargas del “passthrough” del precio del gas autorizado a ser traspasado a tarifas.

Los conceptos básicos para la formación de precios fueron:

1-Formación de Tarifas Finales

$$P = G + T + D$$

Donde P, es la tarifa sin impuestos

G, el precio del gas en boca de pozo pactado entre productores y distribuidoras libremente desde 1994.

T y D los cargos por transporte y distribución aprobados y diseñados por el ENARGAS.

Las tarifas para el transporte de gas natural se rigieron por un sistema de tarifas máximas (“price cap”) que se revisaba cada 5 años según la “Revisión Quinquenal de Tarifas”. El uso del criterio price cap incluía la aplicación del llamado “Factor X” (factor de eficiencia que permite transferir a los usuarios una parte de las eventuales reducciones de los costos reales de operación por efectos de mejoras tecnológicas y de productividad, entre revisiones quinquenales), el “Factor K” que reflejaría las nuevas inversiones y una

actualización semestral por índice de precios al consumidor en los Estados Unidos y la tarifa para la distribución, fue calculada sobre el valor estimado de acceso al negocio (Criterio Valor Actual Neto del Flujo de Caja estimado por ventas y tarifas predeterminadas).

Para asignar los cargos de transporte a los diferentes usuarios se utilizó un criterio de contribución para cada tipo de usuario. Por lo tanto, un usuario de cada categoría debía pagar un costo de transporte igual al costo de transporte firme dividido por el factor de carga correspondiente a esa categoría.

Se definieron los siguientes factores de carga para las distintas categorías de usuarios:

Usuarios Residenciales: 35 %

Usuarios Comerciales: 50 %

Usuarios Subdistribuidores SDB: 75 %

B) Reformas Desde 2002 hasta 2004

El sistema de la convertibilidad del peso argentino a una paridad fija de 1 peso por 1 dólar estadounidense colapsó en 2001, decretándose en 2002 la Ley de emergencia Económica acompañada por una severa devaluación del peso. En consecuencia las tarifas de gas quedaron "pesificadas" es decir en su valor previo vigente en pesos, mas no ya en dólares.

Durante el 2005, aparece una normativa que trata en su mayor parte de normas de administración del mercado de gas y de la vinculación a los nexos entre suministro de gas para generación eléctrica y prioridades de despacho. Sin embargo las Resoluciones SE752/2005 y SE 2020/2005 establecen una nueva disposición para la subdivisión en grupos de la categoría de usuarios del servicio general buscando incrementar el segmento de demanda liberada.

Se subdividió la categoría de usuarios del Servicio General "P", en los siguientes grupos:

a) Usuarios Servicio General P Grupo I: Usuarios de la categoría cuyo consumo anual previo hubiera sido 1000 m³/mes o más entre abril de 2003 y abril de 2004.

b) Usuarios Servicio General P Grupo II: Usuarios de la categoría cuyo consumo anual medio en el período abril de 2003-abril de 2004 se ubicaran en la franja de entre 365.000 m³/año, e igual o superior a 180.000/ m³.

c) Usuarios Servicio General P Grupo III: Usuarios con consumos inferiores a los 180000 m³/año, exceptuados hospitales, asociaciones sin fines de lucro, clubes, gremios y todo otro sector social.

En la normativa se determinó que los Usuarios Servicio General P Grupo I recibirían el gas natural directamente de los productores de gas natural desde el 1° de enero de 2006. Y para finales de 2005 se establecieron precios indicativos para el período enero diciembre de 2006.

En el año 2008 se generó una resolución que trata de la creación de un sistema de información de precios de referencia para las compras de gas de las distribuidoras a los productores según el destino (mercado regulado o demanda Prioritaria y el resto de los usuarios para los que las distribuidoras compran gas).

En mayo de 2011, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 202/2011; en la cual, se establecieron las pautas del gobierno nacional, sobre una misma política de precios diferenciales de la energía a usuarios finales, manteniendo sin variantes, la tarifa para los distintos tipos de usuarios de los Distribuidores. Por otra parte, la misma Resolución establece la aplicación de Precios de Referencia Estacionales de la Energía No Subsidiados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

3.4 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN BOLIVIA

Para finales del año 2011, La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional, alcanzó a 1,309.8 MW; de los cuales 476.0 MW (36.3%) corresponden a centrales hidroeléctricas, 833.8 MW (63.7%) corresponden a centrales termoeléctricas. La mayor parte de la generación térmica utiliza gas natural como combustible.

El abastecimiento de gas natural al mercado interno de Bolivia se incrementó de 3 a 10 millones de metros cúbicos por día (mmcd) de 2006 a 2012. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) abasteció con gas natural en forma prioritaria a la industria, al

transporte, al sector comercial y doméstico y luego se dedicó a exportar, principalmente a Brasil y Argentina.

Para lograr este objetivo se hicieron inversiones y se lograron la perforación de 17 pozos de desarrollo y 11 pozos que están en ejecución. Los niveles de producción tienen que ver con el incremento en la capacidad de procesamiento en plantas.

3.4.1 PRECIOS Y TARIFAS DE GAS NATURAL EN BOLIVIA

3.4.1.1 PRECIOS DE EXPORTACIÓN

En Bolivia los precios de exportación de gas sufrieron un fuerte aumento debido a las reformas de 2006, alineándose ligeramente por encima de las referencias del precio internacional (Henry Hub) en 2009-20011 para Argentina y en 2009 para Brasil.

3.4.1.2 PRECIOS EN EL MERCADO INTERNO

En Bolivia no se ha hallado un registro histórico para el período 2000-2010 de las tarifas para el consumidor final; Sin embargo, las estimaciones de precios se realizaron a partir de trabajos específicos que abarcan el análisis del costo de gas para los sectores industrial, comercial, generación eléctrica y GNV.

El método de aproximación para el valor de gas natural para los respectivos sectores ha sido a través de normas vigentes y recientes. Según la Resolución Administrativa SSDH No. 0207/2009, con fecha 19 de febrero de 2009 la estructura Tarifaria para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Redes en el departamento de Santa Cruz en el punto de medición para el usuario final es conforme al siguiente detalle:

1. Tarifa Máxima para la Categoría Industrial = 1.70 US\$/MPC
2. Tarifa Máxima para la Categoría Comercial = 5.31 US\$/MPC
3. Tarifa Máxima para la Categoría Doméstica = 5.37 US\$/MPC

Si bien no es posible interpretar esta estructura con certeza. Es presumible que el valor de gas natural para la generación de electricidad ronde 1.70 US\$ MBTU.

Para el GNV la regulación establece dos normas: a) margen de distribución próximo a 4.6 US\$ MBTU (0,28+0,90 Bs/m³), valor que se suma al precio del gas incluyendo transporte; b) el precio final no puede superar al 75% del precio de la gasolina motor común. Se estima el precio ronda US\$ 9 a 10 por MBTU¹².

3.5 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN BRASIL

El Ministerio de Minas y Energía, a lo largo de su existencia y de acuerdo con sus atribuciones, ha orientado el desarrollo energético brasileño en las diversas dimensiones: física, económica (precios y tarifas), ambiental, social, tecnológica, regulatoria e institucional.

Para la generación de la termoelectricidad está estipulado en un precio alrededor de US\$ 2,58 por millones de dólares BTU (Ministerio da Fazenda, Ministerio das Minas e Energia, 2002) en la entrada de las ciudades. Este costo, aplicado hacia las centrales termoeléctricas previsto para operar en Brasil como generadores de ciclo combinado, toma el precio final de venta de la energía producida a la gama de US \$ 38 a US\$ 42 /MWh. A pesar de estos precios se encuentran dentro del promedio internacional para la producción de termoelectricidad, que son muy altos para un país donde la energía hidroeléctrica se encuentra en el nivel de US\$ 14 a US\$ 17 /MWh.

Estos valores cubren los costos de combustible (gas natural), operación y mantenimiento. Sin embargo, el precio de gas natural puede tener un valor fijo en dólares para devolver las inversiones extranjeras siempre y cuando se haya comprado una gran parte en equipos (turbinas de gas y generadores) en el extranjero.

En 2010 alrededor del 45% de la oferta interna de gas natural correspondió a la producción local, un 45.7 % a gas importado de Bolivia y un 9.3 % a importaciones de GNL. El consumo de gas reportado por las distribuidoras fue alrededor de 46.9 MMm³/día sobre una oferta interna total del orden de los 57 MMm³/día¹⁴.

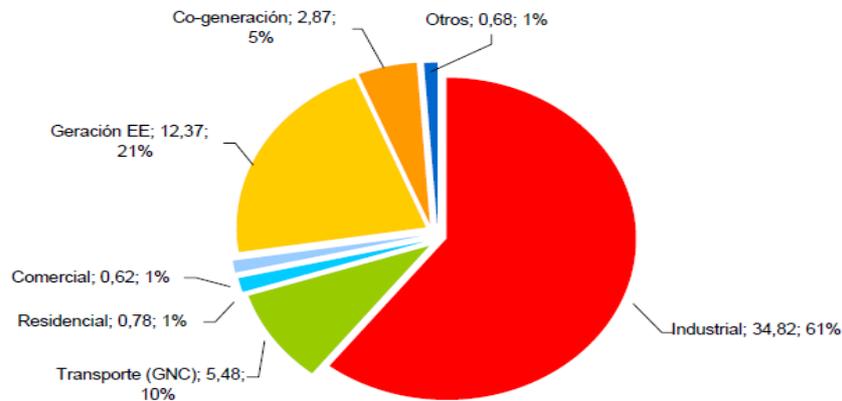


Figura 15: Estructura del Mercado de Gas Natural en Brasil 2010.

Fuente: Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur, Roberto Kozulj, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Como se observa en la Figura 15, el mercado está dominado por el consumo industrial 61%, por el de generación de electricidad 21% y por el de GNV 10% ó, 15 %. El mercado domiciliario es muy reducido, constituyendo el residencial un 1% y el comercial un porcentaje similar.

El mercado de gas en Brasil se componía por dos conceptos institucionales: el monopolio de la Unión para el área de producción y el transporte y el monopolio a nivel de distribución para los estados.

En 1997 se dicta la Ley de Petróleo creación de la ANP y del CNPE. En esta Ley se regiría una regulación para el precio del gas y del transporte, sin discriminar en sus componentes (Precio del gas (Pg) y precio de transporte (Pt).

En el año 2000 se definen las metodologías y tarifas para el gas como commodity de igual manera para las tarifas de transporte. Los instrumentos principales son:

a) La Portaria Interministerial 03 / 2000 máximos de venta de gas natural de producción nacional para las empresas concesionarias de distribución: Esta resolución contenía una fórmula de actualización del precio de venta de gas a las distribuidoras, regulado inicialmente en US\$ MBTU 1.6 para el precio del gas y de 0,28 US\$ MBTU el costo de transporte. Estos valores son los componentes básicos del precio de venta de gas a las

distribuidoras, hasta que se introdujera una mayor competencia en la oferta de gas, ya que era un mercado dominado por Petrobrás.

La fórmula de actualización del precio de gas contenía los siguientes factores: precios del Fuel Oil en el mercado internacional, según las publicaciones diarias en Platt's Oilgram Price Report, tabla Spot Price Assessments y el ajuste por tasa de cambio. En cambio el costo de transporte se fijaba con ese único valor medio para las entregas en cualquier parte del país.

b) La Portaria ANP 108/2000 son diferenciaciones parciales por factor de distancia entre puntos de recepción del gas y entrega.

Sin embargo los precios de venta regulados para la entrega a las distribuidoras contenían además una serie de contribuciones, alícuotas vigentes sujetos a la incidencia del Impuesto sobre operaciones relativas a la circulación de mercaderías y sobre prestaciones de servicio de transporte interestatal, Intermunicipal y de comunicaciones como a cualquier otro tributo que incida sobre la facturación del gas natural.

En el año 2002 se introduce en las tarifas de transporte una señal por distancia que reemplaza al anterior cargo tipo "estampilla". El Instrumento legal es la Portaria ANP 45 del 09-04-2002. La misma revoca las anteriores resoluciones de la ANP y fija una revisión anual de los cargos por transporte.

En el año 2005 se dictan una serie de normas relativas a los criterios de cálculo para tarifas de transporte de gas (Res. ANP 27 / 28 / 29, 14.10.05: Criterios para cálculo de tarifas de transporte por ductos; Res.27/art.6: formalización y creación de padrones de contratos de servicios de transporte de GN; Res. 29/art 11: que resuelve que las tarifas aplicables a cualquier tipo de servicio de transporte de GN deberán ser comunicadas a la ANP y divulgadas en el mercado).

Este esquema básico se mantuvo hasta el año 2007, año en el cual se presenta el proyecto de Ley de Gas PLC-90 hasta su promulgación como Ley 11.099 que da comienzo a la regulación del precio del gas por Decreto del MME.

En 2008 la ANP dicta la Resolución 16/2008 que establece la especificación del gas natural nacional o importado, a ser comercializado en todo el territorio nacional y, en 2009

por Resolución 40/2009, la ANP, establece los criterios de fijación del precio de referencia del gas natural.

En la actualidad se pierde una referencia precisa del costo de transporte en el gas nacional, el cual supuestamente se halla en parte con el precio de venta a las distribuidoras (Precio City gate) denominado como parcela fija, frente a la variable que es ajustada con criterios similares a los de la portaria interministerial. Sin embargo desde el año 2008 es Petrobrás quien determina ambas parcelas.

3.5.1 PRECIOS DE GAS NACIONAL

Para el período 2000-2001 se ha considerado una aproximación simplificada de la fórmula de precios establecida en la Portaria Interministerial 0/3 del 2000 para estimar la serie de precios de gas nacional, esta fórmula es la que aplica también Petrobras desde 2008 para el cálculo de la parcela variable.

El cálculo se efectuó sobre la base de un cálculo de: 1- la variación del precio del WTI promedio anual (como proxy de las variaciones de las tres referencias del Fuel Oil de dicha resolución); 2- una estimación del valor de la parcela fija como estimación del costo de transporte del valor del gas nacional hasta 2007.

En el período 2008-2010 los datos fueron tomados de estimaciones cuatrimestrales luego de ser comparadas con los datos de formación de tarifas que se publica en el informe mensual de gas (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural).

3.5.2 TARIFAS FINALES

En Brasil no existe ninguna fuente que centralice la información de tarifas ni tampoco ha sido posible obtener un relato de los distintos cuadros tarifarios vigentes entre el año 2000 y 2010 en las principales distribuidoras. La formación de precios se obtiene por la sumatoria del costo de gas nacional y desde el año 2008 la MME publica el precio de gas como commodity y costo de transporte para el gas importado. Sin embargo la publicación se refiere sólo a usuarios industriales. Para el caso de los demás sectores es posible obtener la serie de precios implícita entre la facturación por tipo de usuario y volúmenes

vendidos a partir de datos publicados por Agenera referidos a la CEG, con influencia en Río de Janeiro.

3.5.3 TARIFAS PARA TERMOELÉCTRICAS

La regulación de Brasil ha mantenido un régimen de regulación separado para la generación de las termoeléctricas a través del llamado PPT o Programa Prioritario Termoeléctrico. El precio original pautado en la Portaria MME/MF constituía un precio de gas para todo generador eléctrico de 2,581 US\$ MBTU. Por medio de esta regulación, se creó un mecanismo para alinear los reajustes del precio de gas natural con los reajustes de las tarifas de energía eléctrica, eliminando el riesgo de pérdidas cambiarias en el período entre los sucesivos reajustes.

El abastecimiento de gas natural en las condiciones instauradas en esa regulación fue restringido para las plantas que ingresaran en operación comercial hasta junio del año 2003 y hasta un volumen total de 40 MM de m³/día. A pesar que el precio fijado para el PPT es libre de impuestos, fijo para cualquier localización y libre del costo real del transporte, para el 2010 la demanda de gas por parte de las termoeléctricas ha sido de un orden medio de los 13 MM m³/día.

3.6 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN COLOMBIA

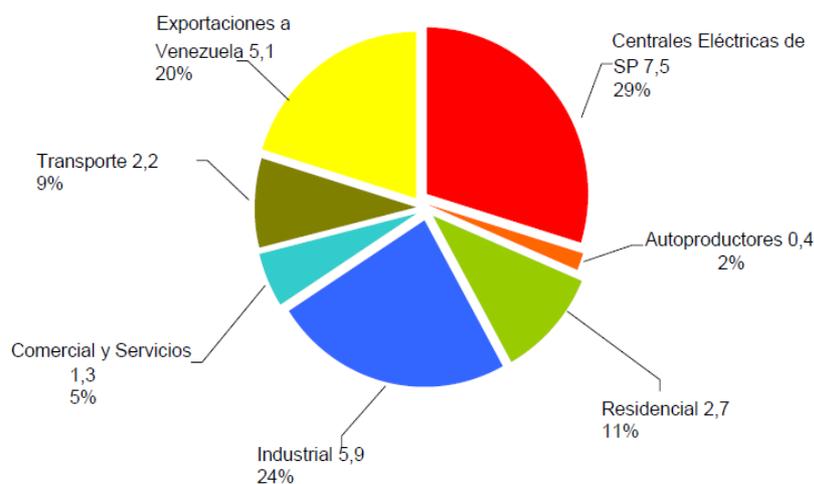


Figura 16. Estructura del Mercado de Gas Natural en Colombia

Fuente: Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur, Roberto Kozulj, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Como se observa en la Figura 16, el 29 % es para la generación de electricidad, el 24 % es para la industria, el 20 % es utilizado para las exportaciones a Venezuela, un 11 % es para el mercado domiciliario y constituyendo un 5 % para el sector comercial y servicios.

En Colombia debido a las disposiciones regulatorias, los precios de referencia para el gas natural en boca de pozo, depende de la fuente de suministro. Los campos de los cuales se extrae el gas se dividen en campos con precios regulados y no regulados. Según la Resolución CREG 119 de 2005 y la Resolución CREG 187 de 2010 los campos con precio regulado son: Gas Guajira y Gas Opón. En los demás campos, el precio se determina libremente por contratos. No obstante, la regulación se basa en la evolución de los precios del Fuel Oil en el mercado de Nueva York, fijando un precio de referencia para cada semestre calculado con base en la evolución de dicho mercado externo en el semestre anterior.

Las tarifas de transporte y distribución son reguladas por la Comisión de Regulación de Electricidad y GAS CREG (antes Comisión de Regulación de Tarifas o CRE) sobre la base de criterios de recuperación de los costos de inversión y capital declarados por los agentes y los costos de operación y mantenimiento que son objeto, junto a la fijación de la tasa de descuento, por parte de la GREG.

Por otra parte la existencia del cargo por confiabilidad para los generadores eléctricos implicaba la existencia de contratos de respaldo de combustibles por parte de los generadores térmicos. A pesar de no ser necesario despachar las cantidades de gas contratadas a lo largo de todo el año, estos contratos se hallaban dimensionados para satisfacer la mayor demanda térmica frente a escenarios de escasez hidrológica, presentándose la existencia de una importante cantidad de gas “retenido contractualmente”. La liberación de esas cantidades contractuales al mercado físico se presentó en un contexto de un mercado secundario dominado por los generadores eléctricos, con el efecto de que la señal de precios no fuera capturada por los

productores. En este complicado marco ni los consumidores industriales, ni siquiera a veces los de GNV podían obtener contratos en firme pagando un precio en el mercado secundario como un mercado libre de concurrencia entre oferentes y demandantes pero en condiciones de usuario ininterrumpible. La debilidad de este esquema condujo a mecanismos de subastas en complementación al de señales de precios reguladas.

3.7 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN CHILE

Chile es un país con limitada capacidad de recursos energéticos que depende principalmente de la hidrología y de la importación de hidrocarburos (petróleo y gas natural) para atender la mayor parte de sus necesidades. El gas natural es importado mediante seis gasoductos desde Argentina, aunque los volúmenes transados en los últimos años prácticamente han sido nulos, y actualmente se está en planeación dos terminales de regasificación de GNL.

En el año 2011 la generación total bruta fue de 62.438 GWh, de los cuales el 33,3% procede de generación hidráulica, 0,5% eólica y el 66,2% es térmica. La potencia instalada total fue de 17.438 MW.

El uso de gas natural en Chile se remonta a principios de los años 70, cuando la ENAP comenzó a distribuir el combustible en la Región de Magallanes. Luego, en el año 1981, Gasco Magallanes -una unidad de negocios de Gasco- comenzó a distribuir este combustible a las tres principales ciudades de la Región: Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. No obstante su mercado total era reducido. Años más tarde, en el año 1997, cuando se introdujo el gas natural a la zona central de Chile, después que Argentina desregulará y privatizara el sector energético, lo que permitió que ambos países suscribieran en el año 1995 el Protocolo de Integración Gasífera.

La distribución de gas natural en Chile se presenta en varias regiones, a través de las siguientes empresas distribuidoras: a) Metrogas (Santiago, zonal central y mayor mercado); b) GasValpo - Energas (Valparaíso) c) GasSur (VIII, Región, Concepción) , Intergas (IX Región, Temuco) y d) Gasco Magallanes (XII Región, Magallanes: Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir). De estas empresas Metrogas, Gas Valvo, Energas y GasSur dependían del gas importado desde Argentina.

Por lo tanto es considerado que el principal instrumento legal que rige el mercado de gas en Chile lo constituyó “El Protocolo del acuerdo de complementación económica entre los países de Chile y Argentina que regula la interconexión gasífera y el suministro de gas entre ambos”, firmado en el año 1995.

En el Artículo 2° del “Protocolo” se instauró que: “Ambas partes no pondrán restricciones a que los productores y otros disponentes de gas natural de la República de Argentina y de la República de Chile exporten gas natural al país vecino, sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades; que a tal fin comprometan los exportadores e importadores. Esta circunstancia permitirá a la Secretaría de Energía de la República de Argentina y al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de la República de Chile, según corresponda, considerar las solicitudes a fin de otorgar los respectivos permisos de exportación de gas natural en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento, si la legislación de las Partes así lo requiere”.

Las bases de este protocolo se conformaron luego con el “Decreto Supremo 263”, donde se estableció el Régimen de Concesión de acuerdo a lo normado en Chile por el D.F. N° 323, de 1931, del Ministerio del Interior y sus modificaciones y el artículo 32 N° 28 de la Constitución Política de la República de Chile, que en su artículo 6° establece que “los interesados en instalar nuevas empresas de gas harán llegar a la autoridad competente la solicitud de concesión acompañada de los datos y documentos necesarios para su otorgamiento, según lo indique el Reglamento”.

3.7.1 FORMACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL

Chile al no tener una regulación del mercado de gas natural distribuido, no tiene tampoco la forma de obtener los costos discriminados por componentes. Sólo se conocen los precios de gas pagados por Chile desde Argentina a partir de los valores normados por la Secretaría de Energía para el gas con destino al mercado externo.

3.7.2 TARIFAS PARA USUARIOS INDUSTRIALES Y ELÉCTRICOS

Debido a que los contratos fueron firmados entre ambas partes no ha sido posible constituir los valores de gas para este tipo de consumidores. Se infiere sin embargo- tanto de los valores de referencia de los costos de generación eléctrica y grandes usuarios hasta 2004, como de los valores de referencia del gas importado desde Argentina. Sin embargo; no se ha podido hallar referencias directas. Se sabe que tras la crisis de gas de Argentina la generación se realizó principalmente con gas oil hasta la entrada de GNLQ, del cual tampoco ha sido factible obtener valores de referencia recientes.

3.8 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN VENEZUELA

Desde 1999 hasta 2011, se incorporaron 6461 MW, de los cuales 4311 MW corresponden a generación térmica y 2150 MW a generación hidráulica.

Venezuela se encuentra en una posición privilegiada al ser el octavo país del mundo y el primero de América Latina en lo que a reservas probadas de gas natural se refiere, contando con cerca de 4,2 billones de metros cúbicos. Tal magnitud de reservas le permite a Venezuela en abastecerse con amplitud en el mercado doméstico y contar con excedentes para la exportación.

Sin embargo; la demanda interna es baja y el país enfrenta un déficit de gas natural. Las causas de esto, se deben a las ausencias y limitadas redes de transporte de gas dentro del país, Venezuela cuenta con dos redes separadas de transporte; una en el oriente y la otra en el occidente del país, y el hecho de que no estén conectadas impide que los recursos sean redistribuidos según la demanda regional; Otra causa, es que el gas natural producido ha sido gas asociado a la producción de petróleo. Para que la demanda interna aumente, se requiere el desarrollo de las reservas de gas no asociado del país que todavía se encuentran sin explotar, las cuales se estiman actualmente en 37 billones de p3; para lo cual, se requiere inversión privada.

En el año 2007 Venezuela realizó un contrato de importación de gas desde Colombia, que finalizó en 2012. Chevron Petroleum Company, una filial de Chevron Corporation, y Ecopetrol, S.A. firmaron con PDVSA Gas S.A. un contrato de ventas para comenzar a

enviar gas natural de Colombia a Venezuela a partir de 1º de enero de 2008, en el marco de un convenio firmado entre los gobiernos de Colombia y Venezuela para exportar/importar gas natural. El convenio entre ambas empresas estatales y Chevron incluyó la construcción, por parte de PDVSA, de un gasoducto de 225 kilómetros entre ambos países, el cual se estuvo operando a finales de 2007. Por su parte Chevron, invirtió en instalaciones adicionales de procesamiento en Colombia para producir hasta 150 MMPCD de gas. Este acuerdo también incluye un convenio separado entre PDVSA y ECOPETROL para un envío de gas, a futuro, desde Venezuela a Colombia. En 2009 Colombia dispuso la suspensión de las exportaciones debido a la escasez de gas en el mercado interno causadas por el fenómeno de El Niño 2009-2010.

El sector de gas natural en Venezuela se rige por el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicado en la Gaceta Oficial N° 5.471 Extraordinario de fecha 05 de junio de 2000, según Decreto N° 840 Caracas, 31 de mayo de 2000 de la Presidencia de la República.

Con esta Ley, se contempló la creación del Ente Nacional del Gas "Enagas" como un órgano embebido, con autonomía funcional, administrativa, técnica y operativa, adscrito al Ministerio de Energía y Minas, hoy Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

Entre las funciones asignadas a Enagas se establecieron tres consideraciones o principios metodológicos para la valorización de gas natural: a) Valor actual neto de proyectos industriales; b) costos de operación y c) costo de oportunidad por sustitución de energéticos. Esta nueva metodología debía considerar una evaluación amplia de la capacidad económica de cada tipo de demandante de gas, considerando que el precio de gas en Venezuela se encuentra por debajo del costo de oportunidad. La revisión y ajuste del esquema de precios vigente y su reorientación se efectuaría en función de alcanzar los objetivos de políticas públicas para el gas, tales políticas aún no han sido aplicadas.

3.8.1 PRECIOS DE GAS NATURAL

Para Venezuela no existe un desglose de tarifas por componentes, aún cuando se desconocen las reglas de fijación, más allá de las definiciones generales establecidas por el Ente Nacional del Gas Enagas.

La formación de Precios y Tarifas según Enagas se realiza en base a la sumatoria de: Precio de adquisición del gas; tarifa de transporte; tarifa de distribución industrial y tarifa de distribución doméstica, en caso de ser aplicable. Cada uno de estos elementos se correspondería respectivamente a la valoración del recurso y los servicios de transporte, distribución industrial y distribución doméstica, actividades necesarias para proporcionar el gas a disposición del usuario.

El valor de gas en los centros de despacho, son establecidos por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y son revisados anualmente. En el caso de las tarifas de transporte, distribución industrial y distribución doméstica se fijan entre el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y el Ministerio del Poder Popular para las Industrias Ligeras y Comercio, propuesta de Enagas.

3.8.2 TARIFAS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

El valor de gas es fijado de diferentes maneras según de donde provenga el gas si por el occidente o el oriente y su valor es superior al fijado para el sector residencial. El valor final para los usuarios industriales va de 0,33 a 0,51 US\$ por MBTU, lo que hace que sea el gas más barato de toda la región.

Aun cuando el uso para generación eléctrica es importante, no existe un valor de referencia por lo que debe asumirse es idéntico al industrial o aún menor.

3.9 EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN PERÚ

El mercado de gas natural en el Perú tuvo un fuerte impulso con el descubrimiento del yacimiento en la zona de Cusco. Su operación comercial inició en agosto de 2004, con la llegada de gas natural a Lima y Callao, el cual estaba antes limitado a pequeñas

dimensiones en Piura (Noroeste del Perú) y en la Selva Central donde se utilizaba gas a través de la producción petrolera. Según la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía del Perú, el 94% del mercado en el año 2009 se hallaba conformado por los desarrollos provenientes de gas de Camisea.

En los años 2000 y 2001 se iniciaron las regulaciones, contratos y acuerdos para el desarrollo, conformándose las formulaciones de metodología de tarifas en el año previo a la llegada de gas a Lima.

El consorcio Camisea se conformó por las compañías Pluspetrol (compañía encargada de la explotación el cual es el operador en el Upstream) de Argentina, con una participación de 27,2%; Hunt Oil de Estados Unidos, con 35,2%; SK Corporation de Corea, con 17,6 %; Tecpetrol de Argentina, con 10%; y Sonatrach de Argelia, con 10%.

Del transporte esta encargada la compañía Transportadora de Gas del Perú, propiedad de Techint. De la distribución está a cargo la empresa Cálidda (empresa peruana respaldada por el grupo AEI/PROMIGAS, este último el principal operador del sistema de la costa norte en Colombia).

Las proyecciones de consumo para demanda interna y exportación de gas, han despertado en el Perú una discusión en torno a la suficiencia de las reservas totales para abastecer ambos mercados, lo cual se convirtió en un importante tema durante el año 2009 debido a que la demanda de gas para generación de electricidad superó las proyecciones previstas.

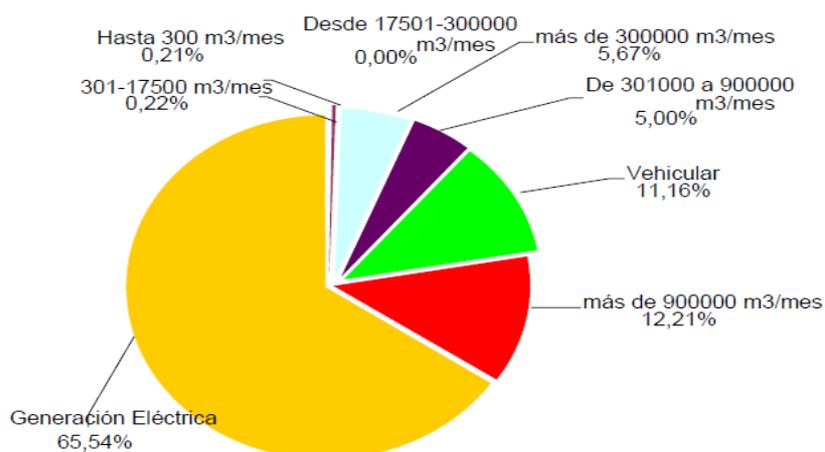


Figura 17. Estructura del Mercado de Gas Natural en Lima – Callao 2010.

Fuente: Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur, Roberto Kozulj, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Como se observa en la Figura 17, la demanda de gas para la generación de electricidad ocupa actualmente un 65 %, siguiéndole la demanda de grandes industrias y en tercer lugar la demanda para el sector transporte (GNV).

La fijación del precio de gas en Boca de Pozo se estableció en el documento de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en el año 2000.

En el punto 8.4.4.1 de dicho documento se detalla la forma en que se determinaría el Precio Realizado de Gas Natural para el mercado interno. El cual se menciona:

a) A la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial, el Precio Realizado máximo será de un Dólar y 00/100 (US \$1.00) por millón de BTU (MMBTU) para el generador eléctrico y un Dólar 80/100 (US \$ 1.80) por millón de BTU (MMBTU) para los demás usuarios.

b) El valor referido en el literal a) anterior se reajustará a partir del primer día de cada año calendario, de acuerdo con la aplicación de la siguiente fórmula: $P_t = P_a \times \text{Factor de ajuste}$.

donde,

Factor de ajuste = $(0.5 * F_{01j} / F_{01a} + 0.25 * F_{02j} / F_{02a} + 0.25 * F_{03j} / F_{03a})$.

P_t = Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción reajustado, aplicable para el nuevo año calendario.

P_a = Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción a la fecha de Suscripción.

F_{01} = Fuel Oil N° 6 US Gulf Coast Waterbone (1% de azufre)

F_{02} = Fuel Oil N° 6 Rotterdam (1% de azufre)

F_{03} = Fuel Oil N° 6 New York (3% de azufre)

FO1j, FO2j y FO3j son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", para los cuatro (4) años calendario anteriores al nuevo año calendario.

FO1a, FO2a y FO3a son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", para el período de ciento veinte (120) meses anteriores al mes de la Fecha de Suscripción.

En los casos en que el factor de ajuste resulte menor de uno, se considerará que el factor de ajuste es igual a uno (1).

El Precio Realizado sería el precio establecido en los respectivos contratos de compraventa, en el Punto de Fiscalización de la Producción.

En el numeral 8.4.4.2 se define el Precio Realizado del Gas Natural para la exportación, como el de los respectivos contratos de compra - venta internacional de Gas Natural.

De este modo inicialmente fueron fijados tres precios de referencia: a) el del gas para generadores a 1 US\$ MBTU; b) el de los restantes consumidores a 1,80 US\$ MBTU y c) el del gas para exportación a 0,53 US\$ MBTU. El precio medio esperado en ese entonces era aproximadamente el vigente en el mercado internacional entre 2000 y 2002.

Uno de los mayores desafíos para la extracción de gas de Camisea era la construcción del sistema de transporte troncal, obra altamente complicada dado que debía atravesar la selva, luego la zona de alta montaña y bajar a Lima-Callao pasando por la ciudad de ICA, con la previsión de otro gasoducto empalmado al de TGP y propiedad de Perú-LNG para la planta de liquefacción de Pampa Melchorita.

Sin embargo la llegada de gas a Lima y un nuevo escenario de precios internacionales provoco un aumento en la demanda de gas para generación de electricidad. El alza de los precios internacionales como consecuencia de la tendencia acelerada también sufrieron enmiendas. Por lo tanto se dispuso que entre enero de 2007 y por seis años los incrementos anuales en los precios de los contratos iniciales no podrían superar el 5% anual. Del mismo modo se dispuso que ningún precio podía superar al del contrato de Camisea, adicionalmente el precio del gas tendría un tope fijado por el 90% del precio del Fuel Oil.

3.9.1. TARIFAS DE TRANSPORTE

Por Resolución OSINERG N° 084-2003-OS/CD, para fijar los valores del periodo tarifario comprendido entre el 1° de mayo del 2004 y el 30 de abril del 2006 se propuso distinguir entre generadores eléctricos y otros usuarios.

La fórmula de ajuste de la tarifa de transporte es:

$$TA_{MN} = TM_{ME} \times FD \times FA1 \times FA2$$

donde,

TA_{MN}: Tarifa Aplicable en Moneda Nacional con el Factor de Descuento

TM_{ME}: Tarifa Máxima en Moneda Extranjera sin el Factor de Descuento.

FD : Factor de Descuento producto de los montos Adelantados de la Garantía por Red Principal (GRP).

FA1: Factor de Reajuste del Costo del Servicio de la respectiva Concesión (Ajuste del PPI en forma mensual).

FA2: Factor de Reajuste del Tipo de Cambio (Ajuste a Nuevos Soles según Tasa de Cambio Nominal).

Este mecanismo de pago de GRP y ajuste fueron diseñados para los primeros 7 años y las capacidades de referencia fueron 380 MPCD y 450 MPCD a partir del octavo año hasta la plena recuperación de la inversión total del gasoducto.

3.9.2. TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

La fijación de tarifas se dio con la Resolución OSINERG No.097-2004-OS-CD y la distribución fue conformada por la empresa GNLC, grupo operado por Suez Tractebel. Luego, la empresa fue tomada por el consorcio de Promigas.

La metodología inicial para fijar los márgenes de distribución fue el de una categorización de mercados por niveles de consumo. Categoría A: Hasta 300 m3/mes; Categoría B:

Desde 301 a 17500 m³/mes; Categoría C: Desde 17501-300000 m³/mes y Categoría D: más de 300000 m³/mes. Los consumidores independientes fueron definidos como aquellos con contratos de más de 30000 m³/día (900000 m³/mes) que tuvieran contratos directos con productores y transportistas por un período de mínimo de seis meses. En este último caso los clientes sólo pagan a la distribuidora el cargo MD.

3.9.3. LOS PRECIOS DEL GAS EN BOCA DE POZO

Las bases iniciales para la fijación del precio de gas en Boca de Pozo se establecieron en el documento de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en el año 2000, estableciéndose una diferencia entre el valor del gas para generación eléctrica y para otros usuarios, así como las fórmulas de actualización de los precios.

Para comprender las limitaciones de la aplicación de la fórmula se debe considerar que salvo para el caso de generadores y precio a la distribuidora para clientes regulados, dichas fórmulas se vieron afectadas por adendas al contrato que establecieron topes generales al incremento anual de los precios a partir de enero de 2007.

3.10 POLÍTICAS Y TARIFAS DE GAS NATURAL EN ESPAÑA

Prácticamente todo el gas natural que se consume en España es importado. Su precio es fijado por el gobierno y es publicado en el Boletín Oficial del Estado como un arancel.

Las importaciones de gas natural implican contratos efectivos en largo plazo, o contratos futuros en el corto plazo. El precio de gas natural negociado por España procede en su mayoría a largo plazo (contratos de servicios que normalmente duran 20 años, llamado "pay or take") indexados al precio del petróleo.

Estos contratos tienen una duración de mayor y de menor flexibilidad de los contratos petroleros. Sin embargo, existe una falta de información, para establecer el costo de compra futura de lo que necesitamos de gas natural. En la actualidad, los mercados de energía más importantes se encuentran en Nueva York (NYMEX) y Londres (IPE), el precio de mercado es similar en ambos, aunque el volumen de transacciones en el NYMEX fue diez veces mayor que la del IPE en 2005. Su precio varió entre 2 y 4

dólares / millón de BTU entre 1995 y de 1999. En noviembre de 2000, en enero de 2003, y de nuevo en octubre de 2005 el precio de este combustible alcanzó el máximo histórico, con picos de 10, 11 y 15 \$ / millón de BTU, el precio en el inicio de la temporada de invierno 2005 fue alrededor de 12 dólares.

Enagás y otras empresas están cerrando acuerdos para que España pueda convertirse en el centro de referencia del sur de Europa a la hora de sellar los pactos para el suministro a corto plazo de gas. Debido que la península Ibérica, cuenta con un mercado muy interconectado, ocho plantas de regasificación y otra en construcción, mientras que el resto de Europa tiene en total cinco. España, además, recibe el 68% del gas que consume a través de buques metaneros, frente al 10% de Europa y es diferente respecto de otras naciones europeas que dependen fundamentalmente de los abastecimientos de la compañía rusa Gazprom.

Enagás, para iniciar su mercado spot, necesita la autorización de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) para entrar en un negocio no regulado como el hub de gas; la cual, sería la primera empresa en España que inicia en este campo.

La viabilidad de este proyecto ya fue avalada hace más de cinco años y se ha reactivado una iniciativa que puede convertir a España en una zona donde, además de circular el gas hacia Europa, se pacten los precios de esta materia en los contratos a corto plazo. Empresas distribuidoras tales como Naturgas, Gas Natural, Iberdrola o Endesa, presentarán un hueco en el hub gasista que se está diseñando para la Península Ibérica. Los contactos con estas firmas se han intensificado los últimos meses con el objetivo de asegurar su inclusión, en una segunda fase, para que se sumen al número de agentes que participen en la oferta como en la demanda.

3.11 COMPARACIÓN DE PRECIOS DE LOS MODELOS DE GAS NATURAL Y LOS MERCADOS FUTUROS

Investigadores y responsables políticos utilizan previsiones para el precio de gas natural para poder informar con una amplia gama las opciones de políticas gubernamentales de energía. La continua relación costo-eficiencia de estos gobiernos se prevé en la

información exacta de los precios para asegurar que los beneficios de ahorro de energía sean superiores a los costos de los consumidores.

Las organizaciones privadas publican regularmente las previsiones de algunos precios y el centro analítico de estos modelos incluye ecuaciones de suministro de energía estimada a partir de históricos recursos minerales, exploración y datos de capital de inversión, y de las ecuaciones de demanda de energía estimada a partir de macroeconómicos. Los datos utilizados en tales ecuaciones pueden representar la mejor información disponible a investigadores en el momento, pero estos datos son por definición históricos.

Una de las estrategias implementadas para informar el precio de gas natural es el mercado spot Henry Hub, el mercado más grande de los Estados Unidos, el cual interconecta nueve gasoductos interestatales y cuatro intraestatales. El precio spot Henry Hub y el precio en la boca del pozo reflejan las condiciones de suministro y demanda de gas natural. Pero ambos precios presentan dos facetas distintas del mercado; es decir, El precio spot Henry Hub consta de las transacciones para entregas a realizar al día siguiente que ocurren en la planta y está medido aguas abajo del pozo, después de que los líquidos del gas natural han sido eliminados y el coste de transporte ha sido incurrido y el precio en la boca del pozo incluye el valor de los líquidos del gas natural y se refiere a todas las transacciones que ocurren en el país incluyendo los compromisos de compra de cualquier duración. El hub sirve como lugar donde el gas se traspasa del comprador al vendedor y los clientes se pueden conectar electrónicamente al hub para introducir sus nominaciones de gas, examinar las posiciones de su cuenta, o utilizar los servicios de correo electrónico, boletín de noticias, etc.

Este mercado spot consta también del trading hub, donde el operador ofrece una serie de servicios para facilitar la compra, la venta y el transporte del gas dentro de las instalaciones locales. El trading anónimo, el cual se realiza normalmente mediante una plataforma electrónica y se ofrece los servicios de transporte e información, etc. Algunos de estos trading hubs han ampliado sus servicios hasta convertirse en hubs virtuales que proporcionan servicios como el del equilibrado de gas, transferencias de gas intra-hub, etc. Los hubs virtuales funcionan casi independientemente de las instalaciones físicas, aunque por lo general están asociados y forman parte de la infraestructura física de una o

varias redes de transporte de gas para implementar sus operaciones y servicios. Los hubs virtuales facilitan el acceso del almacenamiento, o la formalización de acuerdos de transporte entre las zonas de suministro hasta los puntos de entrega especificados por los clientes. A su vez, los hubs virtuales pueden proporcionar servicios auxiliares que pueden necesitar los clientes y proporcionan también una localización de donde los transportistas puedan comprar y vender capacidad de transporte y el suministro de gas natural mismo.

Los tipos de servicios que pueden ofrecer los hubs virtuales son:

Transporte: Transferencia de gas entre dos gasoductos que se encuentran interconectados por un hub de cabecera).

Parking: Transacción a corto plazo en la que el hub virtual retiene el gas de un transportista para su re-entrega en fecha posterior. Normalmente se utilizan las instalaciones de almacenamiento, o se puede hacer también mediante desplazamientos de gas y variaciones del linepack.

Loaning: Adelanto de gas que hace el hub a un transportista; Storage similar al parking pero con tiempo de mayor duración.

Peaking: Ventas de gas que hace el hub a corto plazo, para atender aumentos imprevistos de la demanda o déficits que tiene el comprador.

Balancing: Acuerdo interrumpible a corto plazo para atender una situación de desequilibrio temporal.

Title Transfer: Servicio por el que el cambio de titularidad de un paquete de gas específico queda registrado por el hub. La titularidad se puede transferir varias veces antes de que el gas salga del hub.

Electronic Trading: Sistema trading electrónicamente que conecta a compradores y vendedores, o facilitan la negociación directa para la realización de transacciones legalmente vinculantes.

Administración: Ayuda a los transportistas en sus tareas administrativas relativas a las transferencias del gas, como son las nominaciones y confirmaciones. Una nominación es una petición de espacio para transportar gas. La confirmación es la verificación de espacio aguas abajo y de suministro de gas aguas arriba.

Risk Management: Servicios relacionados con la disminución del riesgo de los cambios de precio para los compradores y vendedores.

La experiencia de Norteamérica y el Reino Unido indica que el acceso de terceros a las redes conduce a la competencia gas-gas y a la creación de los centros donde se van a crear referencias de precios y mediante el aumento del volumen de transacciones, adquirir el status de precio del mercado "hub". El trading hub surgió en Norteamérica por un sistema de suministro que se desarrolló para atender las necesidades específicas de mercados regionales, cada uno de los cuales con sus propias características y dinámica de precios; también por el alto costo de transportar el gas en relación con el costo de producirlo en la boca de pozo.

El objetivo para las transacciones de gas es pasar a nuevas referencias que puedan reflejar correctamente la situación del suministro y la demanda. La prueba de credibilidad de los precios de un mercado *spot* será el reconocimiento por parte de los bancos e instituciones financieras de su aceptabilidad como una referencia para suscribir los créditos para el desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura.

Tabla 8. Precio de gas natural de Henry Hub 2012 (Price per Million British Thermal Units (mmBtu)).

Fuente: Official Nebraska Government Website, www.neo.ne.gov/statshtml/124.htm.

Day	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1		\$2.32	\$2.45		NA	NA		NA		NA	NA	
2	Holiday	\$2.30	\$2.38	\$1.89	NA		NA	NA		NA	NA	
3	\$2.96	\$2.40		\$1.95	NA		NA	NA	NA	NA		NA
4	\$2.96			\$2.06	NA	NA	Holiday		NA	NA		NA
5	\$2.91		\$2.31	\$1.98		NA	NA		Holiday	NA	NA	NA
6	\$2.85	\$2.47	\$2.30	Holiday		NA	NA	NA	NA		NA	NA
7		\$2.60	\$2.24		NA	NA		NA	NA		NA	NA
8		\$2.49	\$2.24		NA	NA		NA		NA	NA	
9	\$2.89	\$2.50	\$2.21	\$1.99	NA		NA	NA		NA	NA	
10	\$2.97	\$2.51		\$1.99	NA		NA	NA	NA	NA		NA
11	\$2.81			\$1.91	NA	NA	NA		NA	NA		NA
12	\$2.70		\$2.17	\$1.87		NA	NA		NA	NA	NA	NA
13	\$2.67	\$2.42	\$2.15	\$1.87		NA	NA	NA	NA		NA	NA
14		\$2.48	\$2.13		NA	NA		NA	NA		NA	NA
15		\$2.54	\$2.07		NA	NA		NA		NA	NA	

3.11.1 MERCADO SPOT EN EUROPA

El desarrollo del mercado de gas natural en Europa está ligado al descubrimiento del campo de Groningen en Holanda y a la construcción de los primeros gasoductos internacionales que conectaron a este campo con Bélgica, Alemania y Francia. Estos gasoductos sentaron las bases de una vasta red de interconexión a través de Europa, desde Eurasia hasta el corazón de Europa, desde Noruega hasta España, y desde Argelia otra vez hasta el corazón de Europa.

En Noviembre de 2001 la European Federation of Energy Traders (EFET) lanzó un contrato normalizado para el trading de gas en Europa. La existencia de un contrato normalizado constituye un requisito esencial para el desarrollo de un hub. De esta manera, el trading en hubs con contratos normalizados se inició hace ya unos años en Zeebrugge y en el Reino Unido - con el concepto de "national balancing point" (NBP). También en Noviembre de 2001, Statoil, la energética más grande de Noruega, y las compañías de gas alemanas Ruhrgas y BEB formaron la North West European hub Company (HubCo) para administrar un hub que comprendía los emplazamientos de Bunde-Oude y Emden, en el norte de Alemania.

El mercado británico de gas natural funciona como un mercado sobre el sistema; es decir un mercado spot, con un punto de entrega en el National Balancing Point "NBP", punto hipotético en la red. Transco, es el gestor del sistema de gas británico, el cual equilibra y restablece la red de alta presión. Debido al gran número de puntos de entrada y salida del gas en la red y a la relativamente reducida distancia entre ellos. Para tomar el gas del NBP hay que pagar un tanto de salida. De esta manera, todos los suministros de gas transportados por la red de alta presión de Transco pueden negociarse en el NBP.

Una transacción en el mercado sobre el sistema británico, involucra a transportistas que tienen contratos de transporte, compra o venta de gas natural. Los transportistas vendedores usan la capacidad que tienen reservada en la red para entregar gas en el NBP, donde se lo venden a los compradores que quieren gas; y estos a su vez, emplean su capacidad de transporte para llevar el gas que compran desde el NBP hasta los sitios de sus clientes. Las transacciones las facilita Transco, que registra los volúmenes de gas negociado y proporciona los servicios de transporte.

El NBP es el único hub en Europa con un "churn" del 15 %. El churn en un mercado de materias primas que describe el proceso mediante el que los participantes del mercado compran y venden repetidamente con el fin de "refinar" sus posiciones y asegurarse de que compran lo más barato posible. Sin embargo, su desarrollo futuro del NBP estará condicionado por el agotamiento de las reservas del Reino Unido disminuyendo la flexibilidad del suministro.

El primer hub que se creó en Europa continental, fue el hub de Zeebrugge, en Bélgica. El cual se beneficia de excelentes instalaciones de almacenamiento y de su proximidad a los grandes gasoductos procedentes del Reino Unido y de Noruega, está conectado por gasoductos de gran capacidad con Francia, Holanda y Alemania. Todos estos gasoductos y terminales están interconectados de manera que el gas se puede mover o intercambiar entre ellos.

El desarrollo de Zeebrugge como hub, fue la apertura del gasoducto Interconector entre Gran Bretaña y Bélgica en Octubre de 1998, lo que permitió el arbitraje entre el mercado spot británico y el mercado continental europeo donde virtualmente solo se negociaban contratos a largo plazo con precios indexados al precio del petróleo y por último el interés de la compañía belga Distrigas. Distrigas con la colaboración de otras 40 compañías de gas lanzó Zeebrugge como un trading hub. El hub está operado por Huberator, una filial de Distrigas, que tiene dos funciones: operar físicamente los flujos de gas entre los diferentes puntos de toma y entrega en Zeebrugge y actuar como un broker entre los socios que utilizan el hub de Zeebrugge.

Los precios de Zeebrugge están estrechamente relacionados con los del NBP británico y son sensibles a las averías o incidencias que ocurren en el Interconector. Sin embargo Huberator tiene ya más de 55 clientes, y la previsible disminución de la importancia de NBP probablemente acabará por convertir al Zeebrugge en el hub más importante de Europa.

CAPÍTULO 4

4. MODELOS DE EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA Y EL MUNDO

4.1 RESERVAS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

En Colombia aproximadamente el 85% de las reservas de gas natural se encuentran en dos regiones, la primera es el norte de la Costa Caribe en los campos de Ballena y Chuchupa, la segunda región es la que se encuentra en la región de los Llanos Orientales y Piedemonte llanero en los campos de Apiay, Cusiana y Cupiagua. En el 2011 la capacidad instalada de producción llegó a 1.220 millones de pies cúbicos día, lo que representó un incremento de 11 por ciento frente a 2010.

El 36% de las reservas probadas se encuentran en proceso de comercialización y además se cuenta con unas reservas no probadas de 1,779 GPC, las cuales no tienen definido un esquema de comercialización.

En términos generales la tasa de crecimiento de las reservas ha tenido un comportamiento similar al del crecimiento en el consumo, lo cual ha permitido reponer a los volúmenes crecientes de consumo.

Colombia tiene hoy reservas suficientes de gas hasta el año 2017 y se están adelantando nuevos trabajos de exploración que permitirán seguir garantizando el abastecimiento doméstico y mantener las exportaciones del combustible. En la actualidad Colombia exporta alrededor de 200 millones de pies cúbicos por día a Venezuela, lo que representa más del doble de lo contractualmente previsto.

En lo que va del Gobierno de Manuel Santos se han firmado 78 contratos de exploración y explotación, se inició la llamada Ronda Colombia 2012, a través de la cual se están ofreciendo 109 áreas de exploración a los inversionistas y Además, el Gobierno trabaja en un esquema que permitirá importar gas natural líquido para garantizar el abastecimiento interno y atender las demandas pico del sector eléctrico en épocas de fuerte sequía.

4.2 RESERVAS DE GAS NATURAL EN BRASIL

Las primeras reservas de gas natural en Brasil fueron descubiertas en 1940, en el Estado de Bahia, como resultado de investigaciones para encontrar petróleo. Fue, a partir de 1971, con el descubrimiento de reservas de petróleo y gas natural en Bahia de Campos (RJ), que se impulsó la industria de gas natural en Brasil como consecuencia de la realización, en la década de los ochenta, de elevadas inversiones en la exploración de aguas profundas y en la construcción de gasoductos, interconectado con los centros de consumo de Rio de Janeiro y de São Paulo.

La Agencia Nacional de Petróleo (ANP) en un estudio realizado, asegura que Brasil tiene reservas de gas natural en áreas terrestres suficientes para elevar la oferta en un 360% en la próxima década. Durante este estudio se identificaron cerca de 28 cuencas sedimentares en tierra con potencial para la producción de gas natural; entre tales cuencas, destaca la del Paranaíba, en el noreste del país, en donde la petrolera privada OGX descubrió en 2010 reservas que llegan a 15 billones de pies cúbicos de gas natural y de las que pueden ser extraídos cerca de 15 millones de metros cúbicos diarios del combustible. La oferta nacional de gas natural puede saltar de los actuales 65 millones de metros cúbicos por día a cerca de 300 millones de metros cúbicos entre 2025 y 2027.

4.3 RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

En Oriente Medio se concentra 38.4 % de los recursos gasíferos, y la relación promedio de reservas / producción actual es mayor a 100 años, lo cual habla de la riqueza y el potencial de esta región. Qatar e Irán contienen cerca de tres cuartas partes (37.9%) de las reservas en la región, ya que en conjunto alcanzan un nivel de 1,852.5 bpc. La cuarta región con mayor disponibilidad de recurso de gas natural es África 7 %, que cuenta con reservas de gas natural por un total de 486.5 bpc, la mayoría localizadas en Algeria y Nigeria. La mayor parte de estas reservas se dirigirán a los mercados externos, por lo que la región está desarrollando importantes proyectos de gasoductos y de terminales de GNL, para abastecer la creciente demanda de Europa 37.8% y Norteamérica 5,2%.

Australia 1.8 % y China 1.5 % son los países con mayores reservas de gas en la región de Asia Pacífico. Otro país importante es Malasia, cuyas reservas de gas alcanza los 84.9 bpc.

Gazprom, la compañía más grande del mundo en términos de producción de gas natural, produjo durante el año 2011 un volumen de 59,583 mmpcd, que representó 21.4 % de total mundial y 93.4% de Rusia. Y por último las reservas de gas natural en Sudamérica con un 3.6% a nivel mundial. Ver Tabla 9.

Tabla 9. Reservas probadas mundiales de gas natural año 2011

Fuente: BP statistical review of world energy full report 2012.

Natural gas: Proved reserves	at end 2001	at end 2010		at end 2011		
	(Trillion Cubic Metres)	(Trillion cubic Metres)	(Trillion cubic Feet)	(Trillion cubic Metres)	(Share of total)	(R/P Ratio)
US	5,2	8,2	299,8	8,5	0,041	13
Canada	1,7	1,8	70	2	0,01	12,4
México	0,8	0,3	12,5	0,4	0,002	6,7
Total North America	7,7	10,3	382,3	10,8	0,052	12,5
Argentina	0,8	0,4	12	0,3	0,002	8,8
Bolivia	0,8	0,3	9,9	0,3	0,001	18,3
Brazil	0,2	0,4	16	0,5	0,002	27,1
Colombia	0,1	0,2	5,8	0,2	0,001	14,9
Perú	0,2	0,4	12,5	0,4	0,002	31,1
Trinidad & Tobago	0,6	0,4	14,2	0,4	0,002	9,9
Venezuela	4,2	5,5	195,2	5,5	0,027	*
Other S. & Cent. America	0,1	0,1	2,2	0,1	w	23,7
Total S. & Cent. America	7	7,5	267,7	7,6	0,036	45,2
Azerbaijan	1,2	1,3	44,9	1,3	0,006	85,8
Denmark	0,1	0,1	1,6	^	w	6,5

Natural gas: Proved reserves	at end 2001	at end 2010		at end 2011		
	(Trillion Cubic Metres)	(Trillion cubic Metres)	(Trillion cubic Feet)	(Trillion cubic Metres)	(Share of total)	(R/P Ratio)
Germany	0,2	0,1	2,2	0,1	w	6,2
Italy	0,2	0,1	3,1	0,1	w	11,4
Kazakhstan	1,8	1,9	66,4	1,9	0,009	97,6
Netherlands	1,5	1,1	38,9	1,1	0,005	17,2
Norway	2,2	2	73,1	2,1	0,01	20,4
Poland	0,1	0,1	4,3	0,1	0,001	28,3
Romania	0,3	0,6	3,8	0,1	0,001	9,9
Russian Federation	42,4	44,4	1575	44,6	0,214	73,5
Turkmenistan	2,6	13,4	858,8	24,3	0,117	*
Ukraine	1	0,9	33	0,9	0,004	51,3
United Kingdom	1,1	0,2	7,1	0,2	0,001	4,5
Uzbekistan	1,7	1,6	56,6	1,6	0,008	28,1
Other Europe & Eurasia	0,5	0,3	10	0,3	0,001	29,4
Total Europe & Eurasia	56,8	68	2778,8	78,7	0,378	75,9
Bahrain	0,1	0,2	12,3	0,3	0,002	26,8
Iran	26,1	33,1	1168,6	33,1	0,159	*
Iraq	3,1	3,2	126,7	3,6	0,017	*
Kuwait	1,6	1,8	63	1,8	0,009	*
Oman	0,9	0,9	33,5	0,9	0,005	35,8
Qatar	25,8	25	884,5	25	0,12	*
Saudi Arabia	6,5	8	287,8	8,2	0,039	82,1
Syria	0,2	0,3	10,1	0,3	0,001	34,3
United Arab Emirates	6,1	6,1	215,1	6,1	0,029	*
Yemen	0,5	0,5	16,9	0,5	0,002	50,7
Other Middle East	0,1	0,2	7,8	0,2	0,001	49,3
Total Middle East	70,9	79,4	2826,3	80	0,384	*
Algeria	4,5	4,5	159,1	4,5	0,022	57,7
Egypt	1,6	2,2	77,3	2,2	0,011	35,7
Libya	1,3	1,5	52,8	1,5	0,007	*
Nigeria	4,6	5,1	180,5	5,1	0,025	*

Natural gas: Proved reserves	at end 2001	at end 2010		at end 2011		
	(Trillion Cubic Metres)	(Trillion cubic Metres)	(Trillion cubic Feet)	(Trillion cubic Metres)	(Share of total)	(R/P Ratio)
Other Africa	1,1	1,2	43,5	1,2	0,006	63,4
Total Africa	13,1	14,5	513,2	14,5	0,07	71,7
Australia	2,7	3,7	132,8	3,8	0,018	83,6
Bangladesh	0,3	0,4	12,5	0,4	0,002	17,8
Brunei	0,4	0,3	10,2	0,3	0,001	22,5
China	1,4	2,9	107,7	3,1	0,015	29,8
India	0,8	1,1	43,8	1,2	0,006	26,9
Indonesia	2,6	3	104,7	3	0,014	39,2
Malaysia	2,5	2,4	86	2,4	0,012	39,4
Myanmar	0,3	0,2	7,8	0,2	0,001	17,8
Pakistan	0,7	0,8	27,5	0,8	0,004	19,9
Papua New Guinea	0,4	0,4	15,6	0,4	0,002	*
Thailand	0,4	0,3	9,9	0,3	0,001	7,6
Vietnam	0,2	0,6	21,8	0,6	0,003	72,3
Other Asia Pacific	0,4	0,4	12,1	0,3	0,002	18,9
Total Asia Pacific	13,1	16,5	592,5	16,8	0,08	35
Total World	168,5	196,1	7360,9	208,4	1	63,6

4.4 OFERTA MUNDIAL DE GAS NATURAL PARA EL 2015

En el desarrollo del mercado mundial de gas natural al año 2015, la producción actual de Norteamérica produce un volumen casi similar al que consume, sin embargo, el consumo esperado en la región durante 2010 superará a la producción en 3,288 mmpcd. En Venezuela se está considerando exportar gas natural. PDVSA, Royal Dutch/ Shell y Mitsubishi firmaron un acuerdo para comenzar un estudio de factibilidad para la construcción de una planta de licuefacción, que procesaría gas natural en la Península de Paria, sin embargo el interés ha disminuido debido a la inestabilidad del régimen político del país. También Bolivia y Perú consideran exportar GNL, aunque en el caso de Bolivia,

lo tendría que hacer a través de Perú o Chile. Perú pretende exportar desde el campo Camisea hacia los Estados Unidos o México.

Los países industrializados de Europa Occidental seguirán dependiendo de importaciones que provendrán principalmente de Argelia y Rusia. Los más grandes productores de esta región son Reino Unido, Noruega y Holanda, mientras que Alemania, Italia y Francia son los grandes importadores. En Europa del Este y la Ex URSS ha sido notorio el avance en nuevos proyectos de gasoductos, y el aumento de acuerdos comerciales y de progreso en la expansión de varios proyectos de infraestructura para facilitar el comercio internacional.

CAPÍTULO 5

5. NUEVA PROPUESTA DE METODOLOGÍA TARIFARIA

La demanda mundial de energía primaria creció un 1,8% por año durante 1980-2005 y la demanda mundial de gas natural se proyecta a crecer en un 2,6% por año a partir de 2854 millones de metros cúbicos en 2005 a 3689 millones de metros cúbicos en 2015. El gas natural al igual que con la demanda del petróleo tiende a aumentar, más rápida en los países en desarrollo. El mayor aumento del gas natural en términos absolutos se produce en el Medio Oriente, donde el recurso del gas natural es amplio y de bajo precio.

Sin embargo América del Norte y Europa, son los principales consumidores de gas, representando alrededor del 40% del consumo del mundo. Con las nuevas construcciones de centrales termoeléctricas, sobre todo con la tecnología de las turbinas en ciclo combinado por medio de gas, se prevé que absorben más de la mitad del aumento de la demanda de gas natural sobre el periodo de proyección. En la mayoría de los países del mundo, el gas natural sigue siendo el combustible de generación más preferido por razones económicas y medioambientales. El gas natural también se ve favorecido por el carbón y el petróleo por sus emisiones más bajas, especialmente de dióxido de carbono. Sin embargo, la elección del combustible y la tecnología para plantas de energía nuevas dependerá del precio del gas en relación a otras opciones de generación.

Los recursos mundiales de gas natural son suficientes para satisfacer la demanda proyectada para 2015 y más allá, por supuesto con una inversión adecuada y oportuna. La producción de gas natural se prevé en aumento en todos los principales países, excepto Europa. El crecimiento de gas natural en América del Norte se espera a disminuir después del 2015; Al igual que con el Medio Oriente. La salida de gas natural aumenta notablemente en África y América Latina.

Sin embargo, a diferencia del petróleo, el transporte de gas natural para largas distancias es más costoso, ya que la producción debe estar vinculada a la proximidad a los principales mercados de consumo.

América del Norte, recientemente comenzó a importar gas natural licuado en cantidades significativas, se convierte en una de los principales países importadores. Una

parte significativa de las exportaciones proviene del Medio Oriente y África. El GNL representa cerca del 84% del aumento total del comercio inter-regional, las exportaciones crecieron de 192 millones de metros cúbicos en el 2005 aproximadamente 400 millones de metros cúbicos en 2015.

5.1 DETERMINACIÓN DE PRECIOS EN LOS PAÍSES

Actualmente el precio de gas entre Bolivia y Brasil se encuentra determinado por una fórmula en el contrato vigente GSA (Gas Supply Agreement), la cual indexa el precio del gas al precio del fuel oil, combustible al que el gas sustituye en Brasil para la producción de energía eléctrica.

El precio de gas natural entre Argentina y Chile, es a través de contratos privados. Los importadores de gas en Chile, son las generadoras termoeléctricas y sus precios se rigen por la competencia y por garantizar el ingreso en el despacho eléctrico chileno.

En Colombia, se determinaron los precios máximos regulados de gas con el método de indexación de precios, de acuerdo al promedio semestral del índice de precios diarios para el crudo standard NYMEXs cotizado en el mercado de Nueva York (New York Mercantile Exchange).

En Venezuela los precios en boca de pozo se han asociado a los costos incrementales de largo plazo (CILP) en las principales cuencas productivas. El precio de gas natural en el Perú es libre, menos el gas natural de Camisea cuyo precio ha ido fijado mediante el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos del lote, el mismo que se encuentra indexado a los fuels oils.

En México, se fijan los precios considerando el mercado spot internacional (Houston Ship Channel), de manera de reproducir un mercado de competencia.

5.2. METODOLOGÍAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL

5.2.1 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS MÁXIMOS DE GAS NATURAL EN MÉXICO

Formulación General

La metodología para determinar el precio máximo de vpm en Reynosa, Tamaulipas, incorpora los elementos siguientes:

- I. El precio de referencia en Henry Hub;
- II. El diferencial entre el precio de referencia de Henry Hub y las cotizaciones del gas en los mercados del sur de Texas.
- III. Los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas, que se agregan, descuentan o eliminan en función del balance de comercio exterior de gas natural.

Las fórmulas para establecer el precio máximo de VPM en Reynosa, en términos diarios o mensuales, se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

$$\text{Diario: } \text{VPMR}_i^d = \text{HH}_{i-1}^d - D_i + \text{TF}_i$$

$$\text{Mensual: } \text{VPMR}_i^m = \text{HH}_i^m - D_i + \text{TF}_i$$

donde,

VPMR_i^d : Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

VPMR_i^m : Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad);

HH_{i-1}^d : Es precio correspondiente al día inmediato anterior al día i, publicado en el renglón Henry Hub, encabezado Louisiana-Onshore South, de la publicación Gas Daily, "Daily Price Survey", columna "mid point", (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad);

HH_i^m : Es el mínimo de los valores siguientes:

1. El índice de South Louisiana, renglón Henry Hub, publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
2. El promedio de los precios correspondientes al renglón Henry Hub, encabezado Louisiana-Onshore South, de la publicación Gas Daily, "Daily Price Survey", columna "mid point", para los últimos cinco días de cotización del mes i-j-1 (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad);

D_i Es el diferencial histórico entre el índice mensual de referencia en el Henry Hub y la cotización promedio del gas en el sur de Texas, (dólares/unidad), calculado de conformidad con la disposición 4.12.

TF_i Es el costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del sur de Texas vigente en el periodo i (dólares/unidad).

El diferencial histórico, D_i , se calculará con base en el promedio de las diferencias entre las cotizaciones mensuales del gas en el Henry Hub y en el sur de Texas, registradas entre el mes vigente (i) y los n-1 meses previos. Por regla general, el diferencial histórico se determinará con base en el promedio trimestral de la diferencia señalada, de manera que n será igual a tres (3), salvo que por condiciones extraordinarias dicho promedio no permita reflejar adecuadamente las condiciones prevalecientes en el mercado de referencia, en cuyo caso la Comisión fundamentará y motivará debidamente el cambio de valor para n. La fórmula para calcular el diferencial histórico es la siguiente:

$$D_i = \sum_{j=0}^{n-1} \left[\frac{HH_{i-j}^m - ST_{i-j}^m}{n} \right]$$

donde,

n Es igual a tres (3);

HH_{i-j}^m Es el mínimo de los valores siguientes:

1. El índice de South Louisiana, renglón Henry Hub, publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
2. El promedio de los precios correspondientes al renglón Henry Hub, encabezado Louisiana-Onshore South, de la publicación Gas Daily, "Daily Price Survey", columna "mid point", para los últimos cinco días de cotización del mes $i-j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

ST_{i-j}^m es el promedio aritmético de los precios cotizados en los sistemas Texas Eastern Transmission Corp. y Tennessee Gas Pipeline Co., donde:

El precio de Texas Eastern Transmission Corp. es el valor mínimo que resulte entre:

1. El índice de Texas Eastern Transmission Corp., renglón South Texas zone, publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes $i-j$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
2. El promedio de los precios correspondientes al renglón Texas Eastern STX, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, "Daily Price Survey", columna "mid point", para los últimos cinco días de cotización del mes $i-j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

El precio de Tennessee Gas Pipeline Co. es el valor mínimo que resulte entre:

1. El índice de Tennessee Gas Pipeline Co., renglón Texas zone 0, publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes $i-j$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y
2. El promedio de los precios correspondientes al renglón Tennessee, zone 0, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, "Daily Price Survey", columna "mid point", para los últimos cinco días de cotización del mes $i-j-1$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

5.2.1.1 PROPUESTA MEXICANA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL

1. Propuesta para un periodo en el que la exportación es menor o igual a 50 % de producción y con restricciones en capacidad de exportación.

En mercados con restricciones hacia la exportación, la liberación de la oferta llevaría a una reducción de precios con un piso a nivel de zona productora, determinado por el costo de producción más el pago de los derechos y una utilidad que genere una rentabilidad razonable para la re-inversión.

Fórmula:

$$PG = PP \times \frac{\text{Prod}}{\text{Cons}} + PI \times \frac{\text{Imp}}{\text{Cons}}$$

donde,

PG: Precio de gas ponderado por origen puesto en Cárdenas, Tabasco.

PP: Precio de gas proveniente de producción nacional, ponderado por origen, puesto en Cárdenas.

PI: Precio de gas proveniente de importación, menos su netback a Cardenas.

Prod: Parte del consumo cubierta con producción nacional.

Imp: Parte del consumo cubierta con importaciones. Después de dos años de aplicación de la fórmula deberá tomarse igual a cero.

Cons: Consumo total (incluye autoconsumo de Pemex)

5.2.1.2 CÁLCULO DEL PRECIO DE GAS DE PRODUCCIÓN NACIONAL PP

$$PP = CP + D + Ut(\text{Estimado en } 1.5 - 1.75 \text{ dls/MMBTU})$$

donde,

PP: Precio de gas considerando producción ponderada de zonas Marina, Sur y Norte, entregado en Cárdenas. Tabasco.

CP: Costo de producción y recolección / procesamiento ponderado para zonas Marina, Sur y Norte. Se indican estimados.

$$CP = C_{\text{prod}} + C_{\text{rec}} / \text{Proc} = 0,59 \text{ dls} / \text{MM BTU}$$

$$C_{\text{prod}} = 0,2 \times 33 \% + 0,4 \times 40\% + 0,7 \times 27\% = 0,42 \text{ dls/MM BTU}$$

$$C_{\text{rec}}/\text{Proc} = 0,17 \text{ dls/MM BTU}$$

D: Pago de derechos, regalías o impuestos por producción. Se sugiere utilizar régimen similar al de Canadá, en donde varía por zona de producción y por precio, con porcentaje variable antes y después de recuperación de inversión.

Ut: utilidad para el productor, estimada de acuerdo a información de pozos típicos en Permian en 0,66 dls/MM BTU para una TIR sin impuestos de 98%.

Consideraciones Adicionales

Para precios entregados en los centros de consumo se aplazarían tarifas de transporte desde Cárdenas.

Este mecanismo podría afinarse para diferenciar por zona de producción / inyección. Manteniéndose en todos los puntos la proporción de importación nacional.

Al igual que en Canadá y Estados Unidos, los permisos de exportación deberán estar sujetos a aprobación de Presidencia, Secretaría de Energía (SE) y CRE, con la finalidad de garantizar que en ningún caso se exportará si no se han cubierto las necesidades actuales y futuras del mercado nacional.

5.2.1.3 PROPUESTA PARA EL PERIODO EN QUE LA EXPORTACIÓN ES SUPERIOR A 50 % DE LA PRODUCCIÓN Y SIN RESTRICCIONES EN CAPACIDAD DE EXPORTACIÓN

Cuando se eliminan las restricciones para exportar y se logren niveles de exportación similares a los de Canadá (más del 50 % de producción), el precio se fijaría mediante

mecanismos de netbank desde los mercados en los que se participa, habiendo además una reducción en el precio de dichos mercados y teniendo como techo natural el costo del gas natural comprimido o licuado.

Fórmula:

PG: Mínimo entre techo y fórmula de exportación

Fórmula de Exportación = PMD –RPE – TST – NBRC

= Precio de Henry Hub – 1.71 dls/MM BTU

donde,

PG = Precio de gas en Cárdenas, Tabasco.

PMD = Precio de gas en el mercado destino de exportación (Henry Hub).

RPE*: Disminución en precio de mercado destino por aumento de oferta (estimado en 0,75 dls/MM BTU, equivalente a 0,15 dls/MM btu por cada 10 9 pies3/día exportados).

TST: Gastos y costo de transporte de sur a norte de frontera mexicana al mercado destino (estimado en 0,385 – 0,455 dls/MM BTU).

NBRC: Netback de Reynosa a Cardenas, Tabasco (0,5 dls/MM BTU).

Cálculo del techo

El techo en cárdenas será determinado por el precio de gas natural licuado (LNG) o comprimido (CNG), entregado en Altamira, Tamaulipas/ Tuxpan, Veracruz menos su netback a Cárdenas, Tabasco (0.3 dls/MM BTU).

Para un gas licuado o comprimido de 3.00 dls/MM BTU, el techo para el precio en cárdenas sería de 2,70 dls/MM BTU.

Consideraciones adicionales

Para precios entregados en los centros de consumo se aplazarían tarifas de transporte desde Cárdenas.

Al igual que en Canadá y Estados Unidos, los permisos de exportación deberán estar sujetos a aprobación de Presidencia, Secretaria de Energía (SE) y CRE, con la finalidad de garantizar que en ningún caso se exportará si no se han cubierto las necesidades actuales y futuras del mercado nacional.

Al aplicar la fórmula de exportación, se establecería un piso en Cárdenas de 1.20 dls/MM BTU.

Beneficios por cambio de la política Energética.

Una mayor producción de gas y una política de precios competitiva generarían importantes beneficios.

Mayor inversión nacional y extranjera y ahorro de divisas

Mayores ingresos fiscales

Desarrollo de cadenas productivas y nuevas actividades.

5.2.2 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Las tarifas de gas natural se definen de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 057 de 1996, para el caso de las empresas de Áreas de Servicio Exclusivo (ASE); y de la Resolución CREG 011 de 2003, para las empresas que operan en Áreas de Servicio no Exclusivo (ASNE). La tarifa al usuario final agrupa a los diferentes agentes involucrados en la cadena de prestación del servicio: productor, comercializador, transportador y distribuidor, a través de los componentes G, C ó S, T y D respectivamente.

El precio de gas natural extraído en la Guajira se calculaba según lo dispuesto en la Resolución 039 de 1975, expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y de Gas Natural, la cual establece una actualización del precio en febrero y agosto de cada año y el índice utilizado para el precio era el FOB del Fuel Oil de exportación. Pero a partir de febrero de 2006, entró en vigencia la Resolución CREG 119 de 2005, resolución que modificó el índice con el cual se actualiza el precio y determinó que el índice a aplicar es

el “New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price” publicado por el departamento de energía de Estados Unidos en www.eia.doe.gov.

El costo de transporte de gas natural para el usuario final, es remunerado mediante el componente T, que se calcula de acuerdo con la metodología definida en la Resolución CREG 001 de 2000. Dicha metodología establece, para cada gasoducto, un cargo fijo para remunerar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, parejas de cargos fijos y variables para remunerar los costos de inversión.

El costo de los componentes de distribución y comercialización del gas natural se calculan siguiendo las metodologías de la Resolución CREG 057 de 1996 para las empresas que operan en ASE y la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 para las empresas que operan en ASNE. La actualización de los cargos se hace con base en el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor) de Colombia.

Para el costo de gas natural en los mercados energéticos, se ha implementado y desarrollado instrumentos para revelar y difundir la información de precios de mercado a través de índices creados y publicados por las agencias de prensa especializadas. Estos índices son precios de referencia para la mayoría de las transacciones físicas y financieras entre los diferentes agentes de los mercados, así como para la toma de decisiones de inversión en el sector.

El índice de precios debe tener ciertas características para que sea reconocido y aceptado por el mercado. Por ejemplo en Estados Unidos, Federal Energy Regulatory Commission – FERC, ente regulador; ha identificado que la credibilidad en la determinación del índice de precios está relacionada con el volumen de transacciones que es utilizado para su cálculo, y la calidad de la información involucrada. En Colombia uno de los inconvenientes que más afecta la credibilidad en el índice de precios es el Fuel oil de exportación de ECOPELROL; debido que el cálculo se hace por parte del mismo agente que provee la información, lo cual no garantiza la calidad de la información suministrada ya que no existe una metodología independiente para realizar una auditoría de los datos reportados.

5.2.2.1 METODOLOGÍA VIGENTE PARA LA DETERMINACIÓN DE GAS NATURAL

Según la metodología vigente para la determinación del valor de gas natural, el precio regulado de los campos productores de la Guajira se calcula con una periodicidad semestral (febrero y agosto de cada año), con base en un promedio de la variación del precio del fuel oil de exportación de ECOPETROL durante el semestre anterior a la determinación del precio regulado.

El índice que se utiliza para actualizar el precio regulado de gas natural producido en los campos de la guajira presenta problemas de liquidez, porque solo representa las transacciones de un solo agente en el mercado internacional del fuel oil.

La fuente de la información de precios del fuel oil que se utiliza para calcular el índice para actualizar el precio regulado de gas natural, proviene del mismo productor-comercializador de gas natural, lo cual genera un problema de liquidez y asimetría de información.

Varios agentes del sector han recomendado la actualización del precio regulado de gas natural tomando como referencia el precio internacional del fuel oil. Continuar con la metodología actualmente implementada es decir calculando el precio cada seis meses, y que sea el resultado de multiplicar el precio vigente por un coeficiente de variación que estaría definido como la relación entre los promedios aritméticos del precio spot del Residual Fuel Oil.

Fórmula para determinar el Precio Regulado

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE_{t-1}}}{\overline{INDICE_{t-2}}}$$

donde,

PMR_t : Precio máximo regulado que regirá durante el semestre actual

PMR_{t-1} : Precio máximo regulado del semestre anterior

$\overline{\text{INDICE}}_{t-1}$: Promedio aritmético del índice en el semestre anterior

$\overline{\text{INDICE}}_{t-2}$: Promedio aritmético del índice en el semestre anterior al anterior

$\overline{\text{INDICE}}$: New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price, publicado por el departamento de Energía de Estados Unidos (Energy Information Administration – [www-eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)).

El precio inicial para realizar el primer cálculo, sería el último precio vigente durante el semestre en el que entre en vigencia la resolución respectiva por la cual se adopte la metodología de actualización.

$$P_t = \frac{0,8 \times \text{FO}_{t-1}}{11,9098}$$

donde,

P_t : Precio (US\$/KPC), que será definido para el semestre

FO_{t-1} : Promedio del precio de exportación ponderado por volumen de exportación de fuel – oil (FOB) Cartagena durante el precedente de seis (6) meses³

11,9098: Es el promedio del precio del fuel oil de exportación de Ecopetrol para el semestre anterior al semestre en que se inició su aplicación.

5.2.3 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN EUROPA

En el mercado de gas natural Europeo y Asiático, el principio de cálculo es definido sobre la base llamada “netback”: es decir que los costos de transporte y de distribución son deducidos del precio medio de las energías concurrentes en el mercado final. El resultado corresponde al precio máximo de compra que el distribuidor gasífero está dispuesto a pagar al productor.

La indexación clásica permite mantener en el tiempo una relación entre el gas natural y los combustibles concurrentes, como se muestran en las siguientes fórmulas:

Europa

$$P = P_o + A * (G - G_o) + B * (F - F_o)$$

Asia

$$P = P_o + A * (B - B_o)$$

donde,

P_o = Precio mensual de compra del gas al productor. Índice o = fecha de inicio del contrato

A / B = Coeficientes de equivalencia energética

$G / F / B$ = Promedio del precio de 3, 6 o 9 meses dependiendo del contrato, del G = fuel oil doméstico,

F = fuel oil pesado y B = petróleo, el promedio permite atenuar las alzas o las bajas del mercado petrolero.

Europa en el invierno tiene un mayor consumo de fuel oil doméstico y en verano de fuel oil pesado, ya que este es el combustible que se usa para generar energía eléctrica (en verano para climatización).

En conclusión, el precio del gas en el mercado europeo permanecerá todavía ligado al precio del petróleo, tradicionalmente indexados a los productos derivados del petróleo.

5.2.4 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO

De acuerdo con el marco regulatorio, el costo final del gas natural es la suma de:

El precio del gas natural en boca de pozo no es regulado, pero posee topes máximos establecidos en el contrato de licencia. Este valor es establecido por el productor, o la empresa autorizada por el concesionario a trasladar el gas a los consumidores regulados.

La tarifa de transporte es regulada y comprende el servicio de transporte de gas natural desde el ducto de Camisea hasta el City Gate en Lurín, al sur de Lima.

La tarifa única de distribución es regulada por Osinergmin y comprende la Red Principal de distribución (servicio transporte de gas natural desde el City Gate hasta las plantas de los clientes iniciales); y las otras redes de distribución (construcciones adicionales que se requieran para brindar el servicio a los consumidores industriales, comerciales y residenciales). En este rubro se encuentran las obras del plan de crecimiento, que es parte del compromiso de la empresa concesionaria.

Los cargos máximos por acometida (incluye la regulación de presión, válvulas y medidor, y está ubicada dentro o en el límite del predio), la cual tiene topes máximos para el caso de los usuarios residenciales.

La instalación interna no es regulada por OSINERGMIN ni es un monopolio del concesionario, ya que puede ser efectuada por un instalador registrado en el organismo regulador.

Este esquema tarifario se muestra con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}\text{Precio Final}_{\text{LIBRE}} &= \text{GAS} \\ \text{Precio Final}_{\text{REGULADO}} &= T + \text{DAP} + \text{DOR}\end{aligned}$$

donde,

T: Red Principal de Transporte

DAP – DOR: Tárifa Única de Distribución Contratos BOOT.

5.3. RESUMEN DE LAS METODOLOGÍAS IMPLEMENTADAS EN ALGUNOS PAISES PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL

Como se observó en la sección anterior, se puede resumir las metodologías implementadas en los países de México, Colombia, Perú, Europa – Asia, Bolivia - Brasil y Argentina - Chile; Con la siguiente Tabla 9 resumen.

Tabla 9. Resumen de las metodologías Implementadas para la determinación del precio de gas natural.

Fuente: Elaboración propia.

PAÍS	METODOLOGÍA	FÓRMULA	DESCRIPCIÓN
MÉXICO	Diferencial entre el precio de referencia Henry Hub y las cotizaciones del gas en los mercados del sur de Texas.	$VPMR_i^m = HH_i^m - D_i + TF_i$	<p>VPMR_i^m: Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en el mes i (dólares/unidad).</p> <p>HH_i^m: Precio correspondiente al día inmediato anterior al día i, publicado en el renglón Henry Hub, (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).</p> <p>D_i: diferencial histórico entre el índice mensual de referencia en el Henry Hub y la cotización promedio del gas.</p> <p>TF_i: costo de transporte entre la frontera en el periodo i (dólares/unidad).</p>

PAÍS	METODOLOGÍA	FÓRMULA	DESCRIPCIÓN
COLOMBIA	Método de indexación de precios, de acuerdo al promedio semestral del índice de precios diarios para el crudo standard NYMEXs	$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE_{t-1}}}{\overline{INDICE_{t-2}}}$	<p>PMR_t: Precio máximo regulado que registrará durante el semestre actual.</p> <p>PMR_{t-1}: Precio máximo regulado del semestre anterior.</p> <p>INDICE_{t-1}: Promedio aritmético del índice en el semestre anterior.</p> <p>INDICE_{t-2}: Promedio aritmético del índice en el semestre anterior al anterior.</p> <p>INDICE: New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price,</p>
PERÚ	La tarifa única de distribución es regulada por Osinergmin y comprende la Red Principal de distribución y las otras redes de distribución.	<p>PrecioFinal_{LIBRE} = GAS</p> <p>PrecioFinal_{REGULADO} = T + DAP + DOR</p>	<p>T: Red Principal de Transporte</p> <p>DAP – DOR: Tárifa Única de Distribución Contratos BOOT</p>
EUROPA Y ASIA	El principio de cálculo es definido sobre la base llamada "netback":	<p>Europa</p> $P = P_o + A * (G - G_o) + B * (F - F_o)$	<p>P_o: Precio mensual de compra del gas al productor. Índice o = fecha de inicio</p>

PAÍS	METODOLOGÍA	FÓRMULA	DESCRIPCIÓN
		Asia $P = P_o + A * (B - B_o)$	del contrato A / B: Coeficientes de equivalencia energética G / F / B: Promedio del precio de 3, 6 o 9 meses dependiendo del contrato G: fuel oil doméstico, F: fuel oil pesado y B: Petróleo, el promedio permite atenuar las alzas o las bajas del mercado petrolero.

5.3.1 LISTA DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN EUROPA, UK, US, CANADÁ Y COLOMBIA

Como se observa, el precio de gas natural en Colombia, presento incrementos durante el año 2006. En agosto de 2008 el precio regulado de gas alcanzó los 4,98 US\$/MBTU, lo que representa un incremento de 34,6 % respecto al semestre anterior, que es el más alto desde el año 2006. Este incremento se debe principalmente por el fuerte incremento que presentó el precio del Fuel Oil durante los periodos agosto de 2007 - febrero de 2008 y febrero - agosto de 2008. Ver

	EUROPEAN	UK	US	COLOMBIA	CANADÁ
	Union cif †	(Heren NBP Index)*	Henry Hub †	US Gulf Coast Residual Fuel	(Alberta) ‡
1984	4	-	-	-	-
1985	4,25	-	-	-	-
1986	3,93	-	-	-	-
1987	2,55	-	-	-	-
1988	2,22	-	-	-	-
1989	2	-	1,7	-	-
1990	2,78	-	1,64	-	1,05
1991	3,19	-	1,49	-	0,89
1992	2,69	-	1,77	-	0,98
1993	2,5	-	2,12	-	1,69
1994	2,35	-	1,92	-	1,45
1995	2,39	-	1,69	-	0,89
1996	2,46	1,87	2,76	-	1,12
1997	2,64	1,96	2,53	-	1,36
1998	2,32	1,86	2,08	-	1,42
1999	1,88	1,58	2,27	-	2
2000	2,89	2,71	4,23	-	3,75
2001	3,66	3,17	4,07	-	3,61
2002	3,23	2,37	3,33	1,31	2,57
2003	4,06	3,33	5,63	1,62	4,83
2004	4,32	4,46	5,85	1,53	5,03
2005	5,88	7,38	8,79	1,57	7,25
2006	7,85	7,87	6,76	2,73	5,83
2007	8,03	6,01	6,95	2,77	6,17
2008	11,56	10,79	8,85	4,98	7,99
2009	8,52	4,85	3,89	2,77	3,38
2010	8,01	6,56	4,39	4	3,69
2011	10,61	9,03	4,01	5,81	3,47

Figura 18.

	EUROPEAN	UK	US	COLOMBIA	CANADÁ
	Union cif †	(Heren NBP Index)*	Henry Hub †	US Gulf Coast Residual Fuel	(Alberta) ‡
1984	4	-	-	-	-
1985	4,25	-	-	-	-
1986	3,93	-	-	-	-
1987	2,55	-	-	-	-
1988	2,22	-	-	-	-
1989	2	-	1,7	-	-
1990	2,78	-	1,64	-	1,05
1991	3,19	-	1,49	-	0,89
1992	2,69	-	1,77	-	0,98
1993	2,5	-	2,12	-	1,69
1994	2,35	-	1,92	-	1,45
1995	2,39	-	1,69	-	0,89
1996	2,46	1,87	2,76	-	1,12
1997	2,64	1,96	2,53	-	1,36
1998	2,32	1,86	2,08	-	1,42
1999	1,88	1,58	2,27	-	2
2000	2,89	2,71	4,23	-	3,75
2001	3,66	3,17	4,07	-	3,61
2002	3,23	2,37	3,33	1,31	2,57
2003	4,06	3,33	5,63	1,62	4,83
2004	4,32	4,46	5,85	1,53	5,03
2005	5,88	7,38	8,79	1,57	7,25
2006	7,85	7,87	6,76	2,73	5,83
2007	8,03	6,01	6,95	2,77	6,17
2008	11,56	10,79	8,85	4,98	7,99
2009	8,52	4,85	3,89	2,77	3,38
2010	8,01	6,56	4,39	4	3,69
2011	10,61	9,03	4,01	5,81	3,47

Figura 18. Lista de Precios Gas Natural US Dollars per Million Btu.

Fuente: Statistical review of world energy full report 2012 – BP; Informe del sector Gas Natural 2011 - Promigas.

5.4. NUEVA PROPUESTA METODOLÓGICA TARIFARIA EN COLOMBIA

En el análisis de los precios se concluye que en Colombia se ha presentado valores superiores a los proyectados. El procedimiento para la obtención del precio de gas natural en La Guajira presentó fluctuaciones, debido a las variaciones del Fuel Oil, parámetro internacional al que desde 1975 ha estado indexado.

En esta sección se evalúan las cifras de demanda de gas natural del periodo 2007 – 2011. En 2010 la demanda de gas natural en Colombia presentó un máximo histórico 861 Mpcd; debido, al gran consumo del sector termoeléctrico, ocasionado por el fenómeno de el niño que afectó al país entre agosto de 2009 y junio de 2010. En 2011 la demanda de gas natural para la costa fue 343 Mpcd y para el interior del país fue de 440 Mpcd. Ver Tabla 10.

Tabla 10. Demanda de gas Natural en Colombia.

Fuente: Informe del sector Gas Natural 2011 – Promigas S.A. E.S.P.
<http://www.promigas.com>

Demanda de gas natural - Mpcd						
SECTOR		2007	2008	2009	2010	2011
COSTA CARIBE		304	294	359	390	343
Eléctrico		127	120	203	230	182
Otros sectores		177	174	157	160	161
Industrial y comercial		117	113	93	97	92
Residencial		19	20	24	24	27
Petroquímico		10	10	10	11	12
Refinerías		14	13	12	12	14
GNV		19	18	18	16	16
INTERIOR DEL PAÍS		427	429	451	471	440
Eléctrico		30	14	64	65	32
Otros sectores		397	415	387	406	408
Industrial y comercial		174	188	166	177	176
Residencial		80	86	85	85	91
Petroquímico		3	2	1	1	1
Refinerías		84	79	76	87	91
GNV		56	60	59	56	49
Demanda Nacional	Mpcd	731	723	810	861	783
	Mm³	7,555	7,473	8,374	8,899	8,093
Exportaciones - Mpcd		0	147	180	156	205
Total Demanda	Mpcd	731	870	990	1,017	988
	Mm³	7,555	8,990	10,231	10,506	10,208
Variación anual		5%	19%	14%	3%	(3%)
Variación periodo						42%

Con el fin de medir la participación de gas natural en los sectores durante el periodo 2007 - 2011. El sector industrial y comercial reflejó cifras menores a la proyección del PEN, mientras que los sectores: transporte, residencia y termoeléctrico, presentaron cifras de demanda superiores a las proyectadas. Ver Figura 19.

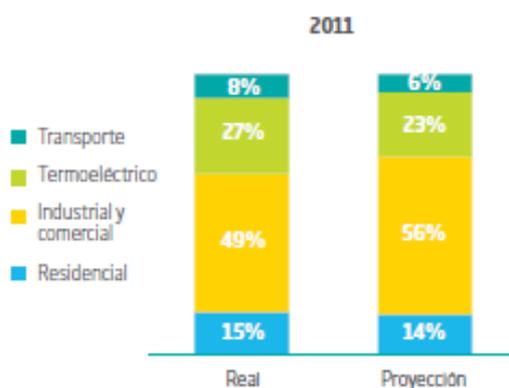


Figura 19. Participación sectorial del consumo de gas natural

Fuente: Informe del sector Gas Natural 2011 – Promigas S.A. E.S.P.
<http://www.promigas.com>

Las exportaciones de gas natural a Venezuela alcanzaron los 205 Mpcd, obteniendo un crecimiento del 31% con respecto al año anterior. Con estas cifras las exportaciones pasan a representar un 21% de la totalidad de la demanda de gas natural del país. Ver Figura 20Tabla 10.



Figura 20. Exportaciones de gas natural - Mpcd

Fuente: Informe del sector Gas Natural 2011 – Promigas S.A. E.S.P.
<http://www.promigas.com>.

En cuanto a la composición de las reservas totales, actualmente el 82 % corresponden a reservas probadas de gas natural, las cuales aumentaron en el periodo 2007 – 2011. En 2009 hubo un descenso en las cifras de reservas probables y posibles debido a la poca incorporación de nuevas reservas. Ver Tabla 11.

Tabla 11. Distribución de reservas probadas de gas natural.

Fuente: Informe del sector Gas Natural 2011 – Promigas S.A. E.S.P.
<http://www.promigas.com>

Distribución de reservas probadas de gas natural - Gpc						
CAMPO / CUENCA		2007	2008	2009	2010	2011
La Guajira		2,375	2,129	2,170	1,949	2,050
Llanos Orientales		1,029	1,365	1,799	2,734	2,620
La Creciente		0	427	433	415	470
Gibraltar		164	141	199	198	120
Otros		177	322	136	109	200
Total reservas	Gpc	3,746	4,384	4,737	5,405	5,460
	Tpc	3.75	4.38	4.74	5.41	5.46
Variación anual		(14%)	17%	8%	14%	1%
Variación periodo						46%

Fuente: Ecopetrol, UPME.

De los resultados de demanda y las reservas de gas natural en Colombia se puede observar que en el 2011 la capacidad de este energético en el país es de 4,472 Gpc. En conclusión Colombia puede ser un país exportador de gas natural; siempre y cuando cumpla con la demanda interna del país y con inversiones para el estudio de exploraciones y explotaciones del combustible.

La nueva propuesta metodológica tarifaria para el sector energético, que se plantea es para un tiempo a mediano plazo; lo cual, consiste en el valor promedio de gas natural de los últimos 5 años anteriores. La actualización del precio de gas natural se continúa realizando en febrero y agosto de cada año. El índice con el cual se actualiza el precio es

el “New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price” publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos. En la Tabla 12, se observa los precios promedios por semestre publicados en New York Harbor Residual Fuel Oil.

Tabla 12. New York Harbor Residual Fuel Oil Spot Price

Fuente: U.S. Energy Information Administration, www.eia.doe.gov.

Año	Primer Semestre	Segundo Semestre
2002	3,075	4,168
2003	5,781	5,368
2004	5,911	6,447
2005	6,945	11,541
2006	6,790	6,795
2007	7,353	7,083
2008	10,631	6,680
2009	3,894	4,520
2010	4,522	4,090
2011	4,264	3,495

1. Desarrollo Matemático:

$$PMR : \overline{PMR}_{t-5} \times \frac{\overline{INDICE}_{t-1}}{\overline{INDICE}_{t-2}}$$

donde,

PMR: Precio máximo regulado que regirá durante el semestre actual.

\overline{PMR}_{t-5} : Promedio aritmético del índice en los 5 años anteriores.

$\overline{\text{INDICE}}_{t-1}$: Promedio aritmético del índice en el semestre anterior.

$\overline{\text{INDICE}}_{t-2}$: Promedio aritmético del índice en el semestre anterior al anterior.

INDICE: New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price.

La fórmula de cálculo de la nueva propuesta, implementaría la flexibilización del precio máximo regulado en Colombia, obteniendo un valor del precio de gas natural en el país menor al precio spot Henry Hub y al precio de otros países exportadores.

En la siguiente grafica se analiza la metodología propuesta para el precio de gas natural entre la metodología actual implementada en Colombia y la mercado spot de Henry Hub.

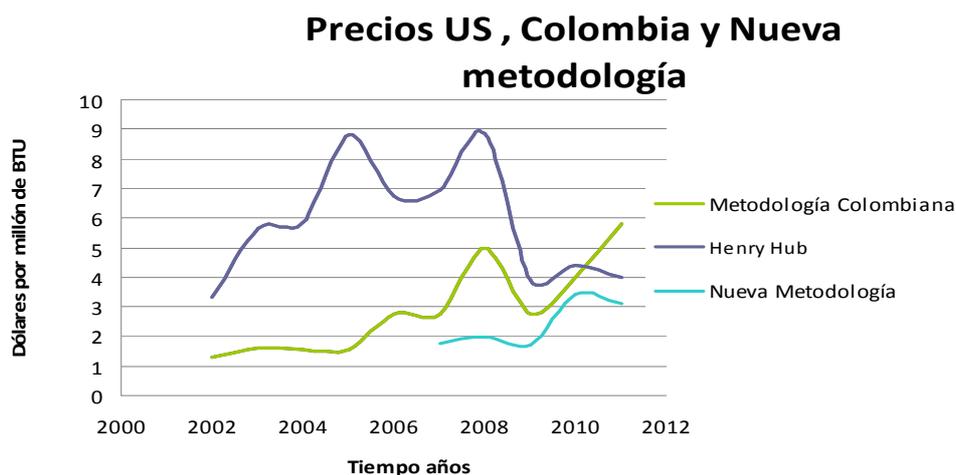


Figura 21. Comparación entre metodologías para el precio gas natural.

Fuente: Elaboración Propia.

Los resultados del precio máximo regulado de gas natural de la nueva metodología fueron, calculados con el promedio del precio de gas natural en Colombia de los 5 años anteriores para el año vigente; multiplicado por la división del promedio aritmético del semestre anterior y el promedio aritmético del semestre anterior al anterior publicado por U.S. Energy Information Administration. Ver Tabla 13.

Tabla 13. Comparación entre metodologías para el precio gas natural

Fuente: Statistical review of world energy full report 2012 – BP; Informe del sector Gas Natural 2011 – Promigas; Elaboración propia.

Año	Henry Hub	Metodología Colombiana	Nueva Propuesta
2002	3,330	1,310	
2003	5,63	1,620	
2004	5,85	1,530	
2005	8,790	1,570	
2006	6,760	2,730	
2007	6,950	2,770	1,753
2008	8,850	4,980	1,968
2009	3,890	2,770	1,706
2010	4,390	4,000	3,440
2011	4,010	5,810	3,120

Las estimaciones de datos que se presentan muestran que la nueva propuesta se encuentra por debajo del Henry Hub y de la metodología actual colombiana. Como criterio se buscó que la propuesta tarifaria esté orientada por criterios neutrales, transparentes y simples.

Estas nuevas cifras se aproximen a los precios de un mercado competitivo que limiten una eventual volatilidad de los mismos, posibilitando a los distribuidores de asegurarse del suministro de gas con contratos de mediano y largo plazo.

Con la nueva metodología tarifaria Colombia logrará mayor producción de gas y una política de precios competitiva logrando importantes beneficios. Tales como mayor inversión nacional y extranjera, ahorro de divisas y desarrollo de cadenas productivas.

CONCLUSIONES

La tendencia del uso de gas natural aumenta a nivel mundial, gracias a sus atributos de menor contaminación que el petróleo (-29%) y el carbón (-44%) y a su mayor eficiencia, fácil y limpia manipulación; lo que posicionan al gas natural como el combustible capaz de balancear el mayor incremento de la demanda de energía.

Es importante entender que la demanda de gas natural reacciona rápidamente y en forma conjunta con el aumento de los índices de crecimiento económico; tanto en el incremento de la demanda en la generación eléctrica global, favoreciendo la generación de turbinas de gas y la demanda industrial desde el 35 % en 2006 al 39% en 2030. Esta demanda estaría cubierta por las reservas convencionales de gas natural, que mantienen el ratio producción/reservas entre los 60 - 65 años, y por el desarrollo de las reservas no tradicionales, cuyas estimaciones para el 2030 superarían a las tradicionales en un 138%.

Existen retos del nuevo marco legal para fomentar las inversiones en redes y garantía de la oferta, para que la industria de gas natural madure y se consolide, en un contexto de cambios rápidos en el mercado mundial.

Con respecto a la información presentada no resulta fácil hablar de un solo valor del costo de gas natural en boca de pozo. Esto debido a la ausencia en algunos casos de desglose de tarifas de gas y el transporte de forma nítida ó bien porque el precio de gas en boca de pozo puede encontrarse regulado para distintos mercados de consumo.

Los precios de gas natural son establecidos regionalmente considerando tanto las características de la oferta y la demanda, la oportunidad del mercado local y regional, ya que no existe un mercado mundial unificado de gas; Sin embargo, la tendencia a que sea considerado un bien transable está a punto de llegar gracias al transporte de Gas Natural Licuado (GNL) en el mundo, el cual actualmente presenta un porcentaje de crecimiento del 7 % y el cual se espera se duplique en los próximos años, determinando que los precios deberá tomar en cuenta el desarrollo de esta tecnología. En el 2011, solo el 23% del comercio de gas natural se realiza a través de GNL, el resto se hace por gasoductos.

El tener un precio indexado para el gas natural, a falta de la existencia de un ente regulador en Colombia dedicado exclusivamente a este combustible. Se pretende obtener

con la metodología planteada, un precio más accesible para suplir la demanda de este combustible en el mercado colombiano y conseguir una menor tarifa a las tarifas de otros países no exportadores de gas natural.

Argentina importa gas de Bolivia vía GNL desde 2009 pero estas importaciones representan aún cerca del 10% del mercado. Colombia por su parte exporta a Venezuela pero se trata de cantidades marginales. Perú es exportador de GNL a partir del año 2011, con cerca del 40% de sus reservas destinadas a tal fin.

Argentina, Bolivia, Perú y Venezuela han sido países autoabastecidos que han aplicado durante la mayor parte del período 2000-2010 políticas de precios administradas con diferenciación importante en el precio de sus tarifas y diferentes mercados. A pesar de las diferencias entre ellos, se presentan algunas apariencias comunes como el hecho de fijar precios internos sin referencia a los del mercado internacional o a los propios valores regionales de exportación.

El desarrollo del mercado interno en Bolivia no era considerado como prioritario hasta las nuevas definiciones de política del año 2006 y, aún hoy, el énfasis en el mercado externo es una necesidad por su impacto global sobre la economía.

En Brasil, teniendo en cuenta la necesidad de ampliar la infraestructura de gas natural en el país, se propusieron cambios en el ordenamiento jurídico, a través de dos proyectos de ley. Ambos se centran en la idea de que es necesario desarrollar el mercado, atrayendo inversionistas y haciendo el uso de gas natural competitivo con otros combustibles y sobre todo en el sector de la electricidad.

Por su parte Brasil presenta una situación mixta, es un país productor e importador, pero los precios internos guardan referencia a los del mercado internacional o aún son superiores cuando se incluye el transporte.

Chile y Uruguay son países importadores que desarrollaron sus mercados sobre supuestos de abastecimiento de gas de Argentina vía gasoductos y que deberán desarrollar sus mercados vía GNL, pero con magnitudes extensas entre ellos. Lo que ha generado que Argentina se convierta en un importador marginal.

Colombia es un país autoabastecido, con un desarrollo de un sistema antiguo y otro más reciente y que ha aplicado en el sector, de modo progresivo una política de precios internos vinculada a precios internacionales.

Cada uno de estos países representa el gas natural en una proporción muy diferente en la matriz de energía. Si a ello se suman los cambios en la regulación del sector en cada país, se vuelve comprensible hallar tal multiplicidad de valores para las tarifas aplicadas en cada caso por lo tanto no puede establecerse una regla uniforme.

En países como Canadá, EE.U., Italia y el gas natural de los países bajos, donde tiene una gran importancia el gas en la matriz energética y ha sido una realidad por más de 50 años, existe un constante flujo de investigación aplicada a proyectos descubriendo constantemente nuevos usos y mejorando su competitividad en comparación con otras fuentes de energía.

Los EE.UU. tiene un 4,1 % de las reservas mundiales y su consumo es el más grande del mundo (25,6 % apx. de la total). Teniendo en cuenta el nivel de reservas y de producción, la expectativa de vida de las reservas es solo de 9 años los cuales pueden ser mayores por los nuevos descubrimientos. Así, los EE.UU. van a competir para la importación de gas natural con Japón, Corea del Sur y China, que podría convertirse en un gran comprador de esta fuente de energía. Europa también será un competidor, como lo es prácticamente en la actualidad dependiendo de las importaciones, actualmente tiene una demanda del 19,5 % mundial, acercándose a la de América del Norte.

En los últimos años están aflorando nuevos retos y problemas en los modelos regulatorios que se establecieron al comienzo de la liberalización de los mercados energéticos europeos. Los factores desencadenantes son mucho. Tales como la caída de la demanda de productos energéticos, la dificultad de financiación de nuevas infraestructuras, asociadas a la crisis económica, el incremento del precio de los combustibles fósiles así como la introducción de medidas contra el cambio climático.

Para el sector eléctrico, la existencia de un mercado spot colombiano organizado, con precios transparentes y un grado de liquidez elevado, facilita la entrada de nuevos competidores y el desarrollo de la contratación a largos plazos.

Con la nueva metodología tarifaria, el país impulsará el desarrollo del mercado, aumentando la competitividad y el consumo interno; logrando un mayor dinamismo en la economía.

Esta metodología logrará mayor producción de gas y una tarifa competitiva logrando importantes beneficios. Tales como mayor inversión nacional y extranjera, ahorro de divisas, desarrollo de cadenas productivas y mejora en la canasta de combustibles nacional.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Abastecimiento de Gas Natural; Pontificia Universidad Católica de Chile; Departamento de Ingeniería Eléctrica; IEE3372 Mercado Eléctricos.
- [2] Adelman, M.A., Blitzer, C., Cox, L., Lynch, M., Parsons, J., White, D., Wright, A., 1986. International Natural Gas Trade Project. Center for Energy Policy Research, MIT.
- [3] Averch, H., Johnson, L.L., 1962. Behavior of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review* 52, 1052e1062.
- [4] Baumol, W.J., Klevorick, A.K., 1970. Input Choices and rate of return regulation: an overview of the discussion. *Bell Journal of Economics and Management Science* 1 (2), 169e190.
- [5] Balance Nacional de Energía 2011, www.energia.gob.mx
- [6] Bergmann, B. (1996). Ruhrgas, Russian gas in Western Europe: the potential for growth; *Petroleum Economist* May. Dispenza, D. (1995) SNAM: Europe's need for gas imports destined to grow. *Oil and Gas Journal* March.
- [7] BP Statistical Review of World Energy June 2012 bp.com/statisticalreview
- [8] Christian von Hirschhausen, Infrastructure, regulation, investment and security of supply: A case study of the restructured US natural gas market Chair of Energy Economics and Public Sector Management, Dresden University of Technology and DIW Berlin, D-01062 Dresden, Germany Received 17 April 2007; accepted 24 August 2007.
- [9] Court, S.J., 2006. Changing Paradigms in World Gas Markets and Energy Policy.
- [10] Diagnóstico del Sector Energético; Resumen ejecutivo; Trabajo para UPME. Contrato 042410312 2009 Unión Temporal Universidad nacional y fundación Bariloche Política Energética.
- [11] Edgard Ramírez Cadenillas Formación de Precios del Gas Natural; Reflejos de la Oscilación de Precio del Petróleo; Mayo 2010

[12] Elton Fernandes, Marcus Vincius de A. Fonseca, Paulo Sergio R. Alonso; Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995–2010 and usage factors; Graduate Engineering Programs Coordination Unit, Rio de Janeiro Federal University (COPPE/UFRJ), Ilha do Fundao, Rio de Janeiro, Brazil.

[13] Energía y eficiencia Un clima cambiante en el mercado eléctrico, Club Español de la Energía, Price Waterhouse Coopers.

[14] Fernando Guerrero Suárez, Fernando Llano Camacho; Gas Natural en Colombia – Gas E.S.P, Estudios Gerenciales, abril- junio, numero 087; Universidad ICESI Cali, Colombia 2003.

[15] Informe Ejecutivo de Gestión Promigas S.A. E.S.P; Superintendencia Delegada Dirección Técnica Bogotá, julio de 2010.

[16] Informe Sobre el sector Energético Español Introducción y Resumen Ejecutivo; Comisión Nacional de Energía; 7 de marzo de 2012.

[17] Informe del sector Gas Natural 2011 – Promigas S.A. E.S.P. <http://www.promigas.com>.

[18] Informe de Tendencias del Sector Energético Argentino; Instituto Argentino de la Energía “General Moconi”; Abril 2012.

[19] Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe, Mayo 2011. Comisión de Integración Energética Regional.

[20] Mauricio Tolmasquim Tiomno del programa de planificación energética; D.,Petrecolla, D.,2004. Argentina from growth to crisis. In: Beato, P., Benavides, J.(Eds.).

[21] Makhholm, J., 2006. The Theory of Relationship-Specific Investments, Long- Term Contracts and Gas Pipeline Development in the United States. Paper presented at the ENERDAY, Dresden University of Technology (April 21).

[22] Melissa Cristina Mathias, Alexandre Szklo, Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform Energy Planning Program, COPPE/UFRJ, Centro de Tecnologia, C-211,

Cidade Universitária, Ilha do Fundão, C.P. 68565, 21 945-970 Rio de Janeiro, RJ, Brazil
Received 17 April 2007; accepted 21 August 2007.

[23] Panorama Energético mundial El gas natural, un puente hacia 2030 para frenar el cambio climático, Petrotecnia, Febrero, 2011.

[24] Presentation at the IEA/IGU/EP High-Level Conference on Regulation of Natural Gas Markets. IEA, Paris.

[25] Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012 – 2026

[26] Proyecciones de Precios de Gas Natural y Combustibles Líquidos para Generación Eléctrica; Febrero de 2012 República de Colombia; Ministerio de Minas y Energía Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. www.upme.gov.co

[27] Regulación Sector Eléctrico, 2012 CIER.

[28] Ricardo Ponzo, IsaacDyner, Santiago Arango, Erik R. Larsen, Regulation and development of the Argentinean gas market YPF, Buenos Aires Argentina, Energy Institute and CeiBA, National University of Colombia, Colombia University of Lugano.

[29] Ricardo Gorini de Oliveira, Juliana de Moraes Marreco; Natural gas power generation in Brazil: New window of opportunity? Energy Planning Program, COPPE/UFRJ, Centro de Tecnologia, C-211, Cidade Universitária, Ilha do Fundão. C.P 68565. 1 945-970, Rio de Janeiro RJ, Brazil Available online 21 June 2005.

[30] SSPD, A. Y. (2011). XIII Congreso Nacional y IV Internacional de Servicios Públicos y TIC. Medellín: ANDESCO Y SSPD.

