

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONOMICAS, A. C.**



**IMPACTO DE LA IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO  
SOBRE EL PRECIO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO**

**TESINA**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**LICENCIADO EN ECONOMIA**

**PRESENTA**

**NADIA GABRIELA GARCÍA JIMÉNEZ**

**DIRECTOR DE TESINA: JUAN DE DIOS ENRIQUE ROSELLÓN DÍAZ**

**MÉXICO, D.F.**

**JUNIO 2007**

*A mi madre*

## *Agradecimientos*

A Dios por darme esta gran oportunidad que es la vida.

A mi madre por su amor incondicional, dedicación, ternura, entereza y apoyo. Por confiar en mí cuando incluso yo dejé de hacerlo.

A mi hermana por todo su cariño y su amistad.

Agradecimientos especiales a mi asesor el Dr. Juan Rosellón por permitirme trabajar a su lado. Por su paciencia y gran conocimiento. Gracias por ayudarme a realizar este pequeño gran proyecto.

Gracias al Dr. Ángel Salinas, a la Dra. Sonia Di Giannatale y al Dr. Víctor Carreón por sus valiosos comentarios y por ayudarme a terminar este ciclo.

A mis profesores por mostrarme el mundo a través de esta gran ventana que es la Economía. Gracias por ayudar a convertirme en lo que soy. Porque lo importante no es la recompensa sino en lo que te has convertido al alcanzarla.

A mis amigos por su cariño, paciencia y apoyo durante todo este tiempo. A Indrani, Jovan y Lucia. A Mabel y Karina. A Luisito, Hilda, Kenichi, Linh y Ximena. A Rosy, Azucena y Mónica. Por permitirme estudiar y soñar a su lado... gracias.

## INDICE

|   |    |
|---|----|
| 1. Introducción.....  | 3  |
| 2. Revisión Bibliográfica.....  | 6  |
| 3. Características del mercado global de gas natural.....               | 9  |
| 3.1 Mercado de gas natural en México.....                               | 12 |
| 3.2 El papel de México en el mercado mundial de gas natural.....        | 14 |
| 3.3 Descripción de nuevos proyectos de GNL en México.....               | 15 |
| 4. El sistema de gasoductos en México.....                              | 17 |
| 4.1 Impacto del gas natural licuado sobre el sistema de gasoductos..... | 18 |
| 4.2 Modelo del sistema de gasoductos en México.....                     | 18 |
| 4.3 Ubicación de nuevos nodos y el impacto en precios.....              | 20 |
| 4.4 Planteamiento de la Maximización y Restricciones.....               | 23 |
| 4.4.1 Condiciones de primer orden.....                                  | 25 |
| 4.4.2 Resultado de una variación en los puntos de arbitraje.....        | 26 |
| 5. Modelo Econométrico de Cointegración y Convergencia.....             | 28 |
| 5.1 Caracterización de las series .....                                 | 29 |
| 5.1.1 Estacionaridad, tendencias, pruebas de raíces unitarias.....      | 30 |
| 5.2 Correlaciones y Causalidad de Granger.....                          | 31 |
| 5.3 Convergencia y estabilidad.....                                     | 34 |
| 5.3.1 Comparación con el mercado South Texas en diferencias.....        | 37 |
| 6. Conclusiones.....  | 39 |
| Anexos.....   | 41 |
| Referencias.....  | 44 |

## 1. INTRODUCCIÓN

Ante la necesidad de abastecer los requerimientos energéticos en México, principalmente por cubrir la creciente demanda de electricidad, se ha generado un exceso de demanda que obliga a aumentar la producción o la importación de combustibles hasta encontrar un equilibrio. Al buscar alternativas, se plantea la posibilidad de trabajar con el gas natural licuado (GNL) el cual es un bien sustituto en la generación de insumos para producir fuentes de energía, como la electricidad.

Este trabajo tiene como objetivo analizar el impacto de las importaciones de gas natural licuado en la determinación del precio de gas natural en México, ya que la existencia de dos nuevas terminales regasificadoras producirá más de un punto de arbitraje y se analizará la importancia de movilizar el gas natural de otras regiones hacia este país.

Esta alternativa se plantea al enfrentarse a la dificultad de extraer hidrocarburos del subsuelo mexicano, causada principalmente por la falta de tecnología, lo cual complica la explotación de yacimientos en los que se encuentra mezclado el gas natural y el petróleo. Por esta razón, fue necesario atribuirle un costo a la extracción del gas ligándolo al mercado de los Estados Unidos.

De tal forma, ante la escasez del insumo y el contrato previo realizado con la Houston Ship Channel, el precio fijado del gas natural se encuentra<sup>1</sup> muy por arriba de su costo de oportunidad y de producción<sup>2</sup>, en un rango de \$6 a \$8 dólares por millones de pies cúbicos (mpc)<sup>3</sup>; ahora se plantea la posibilidad de satisfacer la demanda a través del gas natural licuado a un precio más estable y menor a largo plazo.

---

<sup>1</sup> Se refiere al mes de febrero de 2005.

<sup>2</sup> Brito, D. y J. Rosellón. (2002) "Pricing Natural gas in Mexico: An Application of the Little-Mirrlees Rule". The Energy Journal 23, No. 3. International Association for Energy Economics.

<sup>3</sup> Traducción del inglés million cubic feet (mcf), millones de pies cúbicos.

El gas natural licuado sería importado de otras regiones del mundo. Países como Singapur, Rusia, Omán Argelia o Trinidad y Tobago, cuyas reservas y tecnologías son mayores a las disponibles por el gobierno mexicano en este momento. Con las importaciones de gas natural licuado a través de los puertos en Altamira y Lázaro Cárdenas se espera que el precio de este insumo fluctúe por arriba de los \$4.5 dólares por mpc, lo que incentiva a los oferentes para invertir en esta industria y como consecuencia que converja a largo plazo alrededor de los \$8 dólares mpc. Lo anterior esta sujeto lo a la cantidad de proyectos que se desarrollen en el país y de la integración que puedan tener los mercados en todo el mundo y a las restricciones de capacidad y almacenamiento.

Para mostrar lo anterior, primero es necesario analizar el impacto en el sistema mexicano de gasoductos, a través de una evaluación detallada de cómo se distribuiría en gas a lo largo de los ductos ante variaciones de oferta y demanda y encontrando los posibles puntos de arbitraje; proceso a partir del cual se determina el precio. Segundo, elaborar un análisis con fundamentos microeconómicos minimizando los costos y sujeto a las restricciones de capacidad para maximizar el bienestar social. Por último, observar el comportamiento de las series de precios para determinar los mercados de gas en Canadá, México y Estados Unidos presentan algún tipo de convergencia; a través de pruebas de cointegración, causalidad y estacionariedad. La hipótesis de convergencia que se plantea estará justificada debido a la movilidad del combustible a través del mundo, es decir, con la capacidad de movilizar el gas natural en su forma líquida en barcos tipo buque. De tal forma, los precios se ajustarán en cada mercado dependiendo de la disposición a pagar de los consumidores y la eficiencia de los productores para bajar sus costos; a largo plazo los precios de diversos mercados alcanzarán la convergencia.

Es necesario resaltar que los precios en Norteamérica están ligados a un *benchmark* o punto de referencia, con el cual se relaciona el comportamiento de los mercados y que evita que los precios sean determinados a través del mercado libre. Con esto, no se pretende valorar la producción de Pemex ni compararla en términos económicos con la de nuestro vecino país del norte ni diluir la implementación de los contratos; únicamente establecer tendencias y mostrar que la volatilidad de los precios del gas en Norteamérica será suavizada con el funcionamiento de estas terminales de gas natural licuado en cada región.

El trabajo está organizado de la siguiente forma. En la sección dos se reúne una breve revisión bibliográfica de los documentos que se han realizado recientemente y que han aportado información sobre el sistema nacional de gasoductos y los puntos de arbitraje en México. En la tercera sección, se presenta el modelo microeconómico de minimización de costos sujeto a restricciones de capacidad y costos en cada nodo. Es decir, en cada uno de los puntos donde se importa o se produce gas natural. Además se incluyen los diagramas de los posibles escenarios para determinar el o los puntos de arbitraje. En la cuarta sección, se recurre a técnicas econométricas para comprobar la hipótesis de que ante la importación de GNL los precios de gas en Norteamérica presentarán relaciones de cointegración y no serán divergentes.

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La revisión de documentos seminales, presentada en los siguientes párrafos, tiene como objetivo recopilar información de las aportaciones más significativas que se han hecho en los últimos años, en lo que a mercado de gas natural en México se refiere.

Uno de los principales análisis es el de **Brito y Rosellón** (2002) en el que se estudian las consecuencias de que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que utiliza la regla *Netback*<sup>4</sup> basada en los precios de la Houston Ship Channel (HSC) para ligar el mercado de gas natural en México con el de Norteamérica. Esta es una aplicación de la regla *Little-Mirrlees* para fijar el precio y comerciar el gas. Los autores argumentan que el precio del gas en México no es sensitivo a los cambios en la demanda y por lo tanto, lo que determina el precio del gas es el movimiento del fluido en los ductos al encontrar un punto de arbitraje, condicionado a la existencia de una adecuada capacidad en ductos para evitar los cuellos de botella.

**Brito, Littlejohn y Rosellón** (2000) afirman que a través de la regla *Netback* los precios en México pueden ser ligados a los mercados en Estados Unidos. Sin embargo, esta regla puede generar incentivos para incrementar el consumo del gas licuado de petróleo (GLP) nacional desviando la producción del mercado regulado.

Los autores muestran que de establecerse el punto de arbitraje utilizando el precio del gas en la frontera y a través del volumen que proporciona éste a los mercados no regulados, existirá un incentivo para que Pemex reduzca la oferta de insumos desviándola a mercados no regulados. Si no hay un precio máximo explícito este podría generar un precio base por encima del precio de mercado de las importaciones.

---

<sup>4</sup> La fórmula *Netback* es un precio máximo del gas natural; se define como el precio en el Sur de Texas más el costo de transportación desde Texas hasta el punto de arbitraje menos el costo de transportación desde Ciudad Pemex hasta el punto de arbitraje.



**Brito y Rosellón** (2004) mencionan que cambiando el precio base del punto de compra se reduciría el precio del gas en México por dos veces el costo del transporte. Afirman que la demanda de gas en Estados Unidos ha aumentado al grado donde, actualmente la opción es el gas natural licuado (GNL). En este momento existen cuellos de botella en la importación de GNL y el precio del gas natural (GN) refleja las cuasirentas asociadas con las restricciones de capacidad en la importación de GNL.

En este documento se muestra que, de existir distorsiones causadas por la implementación de impuestos generales al precio del gas natural, la regla *Netback* puede no ser la metodología apropiada para la determinación del precio del gas natural en México.

En contra parte, **Adrián Lajous** en un texto presentado en el seminario sobre Las Alternativas energéticas en México-Estados Unidos para el siglo XXI afirma que la CRE no ha realizado los ajustes correspondientes al balance nacional de gas por lo que la estructura de precios regulados dejó de reflejar el costo de oportunidad del mismo.

Afirma que Norteamérica enfrenta un fuerte déficit estructural de gas, que a su vez se traducirá en crecientes importaciones de GNL proveniente de otras regiones y que el aumento de la producción llegará a finales de la década estimulada por altos precios de gas \$8 dólares mcf.

Plantea que la ubicación del punto de arbitraje se desplazó al sur al aumentar los requerimientos de importación. Dadas las crecientes diferencias de precios entre combustibles líquidos (combustóleo y gasóleo), el intervalo de ajuste ha crecido por lo que la incertidumbre y la volatilidad del precio del gas han aumentado ocasionado por una oferta restringida.

Al igual que Adrián Lajous, **Berstein Research Call** (2005) afirman que a largo plazo el precio del petróleo será de \$50.6 dólares por barril un equivalente a precio mínimo del gas de \$7.5 mcf en Henry Hub que sería requerido para traer oferentes de GNL. El incremento en la oferta de gas de Estados Unidos está siendo controlado por el precio del petróleo y la capacidad de los productores de GNL de mover la carga del gas líquido hacia lugares en los que exista un precio de gas mayor. Mencionan que un incremento en la oferta de LNG no traerá la caída del precio tal como lo requiera la evolución del mercado global para llegar a ser competitivo ante los mercados de Asia y Europa.

### **3. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO GLOBAL DE GAS NATURAL**

Con la entrada al mercado mexicano de exportaciones de gas natural en su forma líquida (GNL) provenientes de diferentes regiones del mundo, es necesario evaluar el desarrollo y la interacción de los mercados globales de gas. Describir la actividad de países como Rusia y Japón, que respectivamente son el principal productor y consumidor de gas natural en el mundo<sup>5</sup>, nos permitirá conocer los alcances y las limitaciones a las que se enfrentará el mercado mexicano de gas natural.

La alternativa del GN y GNL está incentivada por el gobierno de cada país con el claro objetivo de diversificar las fuentes de recursos que proveen fuentes primarias de recursos para producir electricidad, sustituyendo la energía nuclear y disminuyendo la proporción de consumo del carbón.

Según Hartley y Medlock III, la demanda de gas mundial ha aumentado en los últimos años. En 1980 la demanda de fuente primaria fue de 19% para llegar a 23% en 2002. Actualmente, el gas natural es producido y consumido en 43 países en el mundo. La International Energy Agency (IEA, 2004) pronostica que la demanda de gas será 90% más alta en 2030; y que la fuente de recursos primarios será de 25% en 2030 la cual llegará a convertirse en la segunda fuente de energía en el mundo. Sin embargo, la EIA predice que el sector electricidad registrará un incremento de 60% en la demanda gas natural.<sup>6</sup>

Rusia cuenta actualmente con un cuarto de la producción mundial de gas, seguido sólo de Estados Unidos. Se espera que esta proporción se incremente, ya que Rusia es uno de los países mejor clasificado en potencial de yacimientos no explorados. Al probar la existencia de reservas y con la tecnología necesaria las exportaciones en todo el mundo comenzarán a incrementarse. A Norteamérica le corresponde 4.2% de la

---

<sup>5</sup> Sener. Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013. Secretaria de Energía 2004.

<sup>6</sup> Hartley y Medlock III (2005).

producción mundial comparado con el 40% que se produce en Medio Oriente. En este contexto México ocupa la posición catorce a escala mundial.<sup>7</sup>

La demanda europea de gas natural ha sido estimada en más de 18 trillones de pies cúbicos (tpc) por año, y dado que la producción de gas en Reino Unido está disminuyendo, la participación del mercado ruso podría pasar de 28% en 2005 a 40% en 2015.<sup>8</sup>

Incluso Estados Unidos está importando gas natural en su forma líquida a plantas regasificadoras con una capacidad de 250 miles de millones de pies cúbicos por día (mmpcd). Esto es importante, toda vez que los mercados de gas de México y Estados Unidos están ligados físicamente por los gasoductos de ambos países.

Las limitaciones en cuanto a la construcción de plantas regasificadoras, capacidad de licuefacción y altos costos hundidos han limitado la exploración de depósitos y disminuido la tendencia de comercializar GNL de una región del mundo a otra. Sin embargo, en los últimos años se han reducido los costos de transportación y licuefacción.<sup>9</sup> Por esta razón, es viable replantear la distribución de gas de un continente a otro; además de que la demanda de gas ha sido estimulada por el sector eléctrico de cada país. El consumo de energía primaria ha crecido en todo el mundo.

Los mercados pueden estar ligados al expandir el comercio de GNL. Esto producirá que los precios de todas las regiones conectadas converjan hacia uno o más estados estacionarios. Las cantidades y los precios una vez establecidos proporcionarán información de la comercialización en todo el mundo de GNL. Las cantidades y los precios, una vez establecidos, proporcionarán información del comercio de GNL en todo el mundo. Es decir, el mercado podría estar abasteciendo las necesidades de

---

<sup>7</sup>Sener. Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013. Secretaría de Energía 2004.

<sup>8</sup> The Strategic and Geopolitical Implications of Russian Energy Supply, Security and Pricing, junio, 2003. [www.bakerinstitute.org](http://www.bakerinstitute.org)

<sup>9</sup> Agencia Internacional de Energía. (International Energy Agency). [www.iea.org](http://www.iea.org)

recursos primarios a un precio eficiente debido a la movilidad del factor que buscará un mercado que le reditúe ganancias; por el lado de la oferta, el productor de gas llevará su producto hasta mercados que le paguen el precio que por lo menos cubra sus costos y así satisfacer la demanda. Sin embargo, la distancia entre productor y consumidor será un factor clave de las oportunidades de arbitraje. De esta forma el mercado será más líquido y los contratos a largo plazo más flexibles.

El crecimiento económico, el aumento de requerimientos de electricidad y las consideraciones ambientales son las principales explicaciones del incremento en la demanda de gas natural. De acuerdo con la *International Energy Agency* (IEA, 2004) el consumo de gas natural en Europa aumentará 2% cada año en las próximas décadas, al sustituir al carbón y al petróleo. En Norteamérica se espera que el incremento sea 1.4% por año. En Asia, la demanda crecerá 3.5% al año hasta 2025 con China e India que tienen un crecimiento de demanda de 6.9 y 4.8% anuales.

### **3.1 Mercado de gas natural en México**

Los recursos energéticos en México comienzan a escasear, las reservas probadas y no exploradas se están agotando<sup>10</sup> y en estas circunstancias es necesario incentivar y promover la inversión en este sector, el cual requiere grandes movilizaciones de capital para asegurar el abastecimiento de la producción de fuentes primarias en la generación de energía.

La industria del gas natural en México es compleja ya que conjunta características de monopolio natural con otras que son potencialmente competitivas. El mercado de gas

---

<sup>10</sup> Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013. Secretaria de Energía 2004. [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)

<sup>10</sup> Rosellón y Halpern (2002).

en México es contestable, pero existen barreras a la entrada que en ocasiones disminuyen la eficiencia del mercado<sup>11</sup>.

El análisis de una empresa como Pemex en lo que a gas natural se refiere, es difícil debido a que el precio está regulado. Es decir, no se determina por el costo de producción, sino por el costo de oportunidad de México respecto a Estados Unidos.<sup>12</sup> Pemex está verticalmente integrado entre producción, transportación y actividades de venta en la industria de gas natural. Esto potencialmente le permite mantener cierta estrategia tanto para preservar la integración vertical del monopolio como para controlar la capacidad de los gasoductos y aplicar la fórmula *Netback*<sup>13</sup>, que puede o no modificar la estructura de incentivos. Con tal poder de mercado, pequeños cambios en la distribución del gas podrían causar alteraciones en el precio; es decir, una variación en el punto de arbitraje que cambie la asignación de las rentas de congestión.

La utilización de un precio *benchmark* se establece como referencia del costo de oportunidad del gas, el cual es el precio del gas en Texas debido a que los gasoductos están físicamente interconectados. Sin embargo, esto introduce volatilidad al mercado mexicano, lo que convierte a los consumidores en tomadores de precios, los cuales le exigen al gobierno que cree subsidios para abaratar el precio.

La demanda de gas natural en México está aumentando. Actualmente es el décimo mayor consumidor de gas natural en el mundo (Sener), debido a que es una fuente de energía menos contaminante que otras. Ésta permite mayor eficiencia con las nuevas tecnologías de Ciclo Combinado (CC) las cuales presentan una eficiencia térmica

---

<sup>12</sup> Esto originado porque la extracción de gas y petróleo se efectúa conjuntamente por lo tanto es difícil asignar costos de producción específicos durante la extracción; y los bienes producidos son sustitutos en la generación de poder.

<sup>13</sup> Para una explicación más detallada ver Brito-Rosellón 2002.

superior a las convencionales<sup>14</sup>; ya que la inversión por unidad es más baja y porque el diferencial de precios es mayor. Es decir, los costos sociales son menores que con otras tecnologías. Por lo tanto, un importador de gas como México debe tomar las medidas necesarias para cubrir este creciente requerimiento de consumidores industriales, comerciales y de los hogares. Dado el incremento en la demanda, se crea un déficit de oferta, por lo que se recurre a importaciones de gas natural y gas natural licuado en México.

En lo que a gas natural se refiere, la CFE estima que el consumo de combustible pasará de 42.3% en 2004 a 58.8% en el 2013 y disminuyendo la demanda de combustóleo de 39.3% a 24%<sup>15</sup>. Elaborando un balance de gas natural para este periodo se observa que es el sector eléctrico quien aumenta su participación, teniendo un crecimiento en las importaciones y un avance significativo en las exportaciones que aumentarán hasta el año 2009; no así después de este momento en el que caen dramáticamente. Sin embargo, existe un déficit que se verá controlado hasta el 2010, momento en el que caen las exportaciones<sup>16</sup>.

La razón por la que las importaciones, específicamente provenientes de Estados Unidos se vuelven necesarias es esta disparidad entre la oferta y la demanda viéndose agravada por la escasa infraestructura existente en el país y trae como consecuencia la volatilidad en el precio. Por lo que resulta necesario incrementar la producción o la importación de gas nacional y diversificar las fuentes de suministro con GNL.

---

<sup>14</sup> Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbogas, los gases desechados con una alta temperatura, se utilizan para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional. La combinación de estos dos tipos de generación, permiten el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica. Fuente: CFE.

<sup>15</sup> Comisión Federal de Electricidad CFE 2005.

<sup>16</sup> La visión del gas natural de la Comisión Federal de Electricidad. CFE. Ing. Alberto Ramos Elorduy W. el 24 de Febrero de 2005.

Una forma de cubrir el déficit de gas es promover la creación de infraestructura, aumentar la producción interna y planear medidas que aseguren el suministro de gas para los próximos años, siendo una de ellas el GNL<sup>17</sup>. La importación de gas a través de terminales regasificadoras, cumple con dos de los objetivos fundamentales del sector energético; garantizar el abasto para el sector eléctrico y conseguir las mejores condiciones de precio para la generación de energía.

### **3.2 El papel de México en el mercado mundial de gas natural**

Contrario a lo que se piensa México no es un país que cuente con suficientes recursos naturales; es decir, no es capaz de cubrir las necesidades de demanda de gas natural que el país necesita. A pesar de que México es el tercer país en América con mayores reservas, cuenta con menos del 4 % de las reservas probadas a escala mundial. Esto lo condiciona a una situación en la que se requiere aumentar la producción o comenzar a planear la importación de gas natural de otras regiones. De hecho, de no implementarse una reforma energética que promueva la inversión en dichos proyectos se corre el riesgo de agotar las reservas en los próximos 11 años<sup>18</sup>.

Por otra parte, la demanda mexicana se espera que aumente en un 3.9% por año hasta el 2025 debido a la intención del gobierno de reemplazar carbón y petróleo en la generación de electricidad por GN. Sin embargo, lo anterior no solo involucra la generación de electricidad también los sectores residencial y comercial tendrán un crecimiento.

---

<sup>17</sup> Existen países que cuentan con enormes cantidades de gas natural, para moverlo a través de grandes distancias necesita ser convertido, al enfriar a 196 grados centígrados, en su estado líquido ocupando 600 veces menos espacio. Esta eficiente reducción abre la posibilidad de transportarlo en barcos especializados para movilizar este fluido. Una vez llegado a su destino es calentado para transportarlo a través de los gasoductos existentes en su forma gaseosa.

<sup>18</sup> Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013. Secretaría de Energía 2004. [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)



### **3.3 Descripción de nuevos proyectos de GNL en México**

El traslado de GNL no es reciente. Se ha realizado durante 40 años y existen alrededor de 45 terminales regasificadoras en el mundo, 25 de las cuales se encuentran en Japón. Esta es una respuesta a la gran necesidad de abastecer los requerimientos energéticos y aprovechar la alternativa que se presenta bajo esta modalidad.

En México las fuentes potenciales de abastecimiento se ubicarían en Baja California, Sonora, el Oriente en San Luis Potosí, el Occidente en Guanajuato y Guadalajara con una infraestructura para la importación de GNL Altamira, GNL Lázaro Cárdenas, GNL Ensenada, GNL Topolobampo, GNL Libertad, y GNL Manzanillo. Se requiere de una fuente de suministro como lo es el GNL para satisfacer el déficit que se presenta en el escenario de planeación. Para este estudio, nos centraremos en puntos geográficos que ya cuentan con los permisos correspondientes para comenzar a construir plantas regasificadoras de GNL, como lo son Altamira en el Golfo de México y Lázaro Cárdenas en el estado de Michoacán la cual será abastecida vía Pacífico.

*Lázaro Cárdenas: Repsol-YPF:* En Febrero de 2004, Repsol-YPF promovió a Tractebel a ganar la concesión para construir una terminal en el puerto de Lázaro Cárdenas en la costa del Pacífico. La planta inicialmente tendrá una capacidad de 141 billones de pies cúbicos (bpc) por año a partir del 2008 y que eventualmente aumentará a 3 bpc por año. Esta es la única terminal en la costa del Pacífico equipada con las facilidades para acceder al sistema nacional de ductos.

*Costa Este: Altamira Royal Dutch/Shell:* La terminal de regasificación en Altamira, originalmente desarrollada entre Royal Dutch y Grupo Shell, es la única terminal disponible en la costa este de México dentro de un gran puerto industrial. Altamira comenzará a entrar en operación en el 2006 con una capacidad anual de 177 bpc por

año; con la finalidad de abastecer nuevos proyectos independientes en esta región. Tendrá una capacidad de 500 millones de pies cúbicos por día (mpcd) y la fuente de suministro sería Nigeria contando también con fuentes probables como Trinidad y Tobago, Venezuela y Australia.

La reforma regulatoria<sup>19</sup> provee a las empresas los incentivos para invertir y operar eficientemente, soportar buena parte del riesgo asociado con los nuevos proyectos. Como primera fase de la movilización en inversión y competencia para el mercado en los proyectos de distribución en México concluye teniendo desafíos como la implementación regulatoria, coordinando tareas entre dependencias de gobierno y asegurando la expansión de los servicios de transporte y producción doméstica. De tal forma, el desafío clave en el corto plazo de los reguladores será promover la competencia en el mercado, es decir, desarrollar y regular el poder de mercado y promover la competencia.

---

<sup>19</sup> Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 1995.

#### 4. EL SISTEMA DE GASODUCTOS EN MÉXICO

El precio del gas en Houston Ship Channel (HSC) fue establecido no por los costos directos, sino a través del costo de oportunidad del gas. Esto se debió a la dificultad de estimar los costos de la extracción directos del gas y del petróleo por separado y por lo tanto, se ligó con los mercados del sur de Estados Unidos porque las características de estos mercados son muy similares y se encuentran conectados físicamente a través de los gasoductos.

Durante la primera implementación de la regla *Little-Mirrlees*<sup>20</sup> el precio del gas en Estados Unidos se ubicó en el orden de los \$2.00 a \$.2.50 dólares por mpc. Por lo tanto, usar esta regla, con un *benchmark* respecto a la HSC la metodología de la determinación del precio del gas fue razonable. Sin embargo, las condiciones han cambiado y el precio del gas se ha ubicado sobre los \$6.00. En Noviembre de 2004 se fijó sobre \$8.00 aunque el costo marginal del gas del gas natural licuado se encontraba muy por debajo a \$3.50<sup>21</sup>.

Esta diferencia se debió a que en la actualidad no existe una capacidad suficiente para la importación de GNL y como resultado, el mercado de los Estados Unidos esta recibiendo las ganancias<sup>22</sup>. Ante la eliminación de las restricciones de capacidad, recientes estudios<sup>23</sup> sugieren que en un horizonte de 5 a 10 años, como los cuellos de botella serán disminuidos, el precio de gas en Texas deberá situarse en un rango de entre

---

<sup>20</sup> Little-Mirrlees es una propuesta que refleja los términos comerciales bajo los cuales un país puede comerciar y utiliza los precios mundiales de bienes comerciables.

<sup>21</sup> Brito, D. y J. Rosellón,. (2002) "Pricing Natural gas in Mexico: An Application of the Little-Mirrlees Rule". The Energy Journal 23, No. 3. International Association for Energy Economics.

<sup>22</sup> El racionamiento de capacidad es implementado mediante dos o más precios nodales, que resultan del equilibrio en ambos mercados. La diferencia, igual, constituye el precio sombra de la capacidad de transmisión (o renta de congestión).

<sup>23</sup> EIA. International Energy Agency. [www.eia.doe.org](http://www.eia.doe.org)

\$3.50 a \$4.50. Esto es muy importante ya que ante la existencia de los cuellos de botellas la regla *Netback*, basada en HSC, puede no ser la mejor implementación.

#### **4.1 Impacto del gas natural licuado sobre el sistema de gasoductos**

Con la construcción de estas dos nuevas terminales del sistema nacional de gasoductos, se planea tener cubierta las necesidades de demanda de regiones que no se beneficiaban al no incorporarse a este sistema, al eliminar los cuellos de botella y al desaparecer las restricciones de capacidad de transportación del gas. Estas centrales se conectarán al sistema ya existente de gasoductos en el occidente mexicano a través de Lázaro Cárdenas y vía Golfo de México con Altamira permitiendo que ambos se conviertan en centros de alto desarrollo regional.

Bajo este esquema, se asume que el gobierno capturará las rentas asociadas con las terminales de GNL, la regla *Netback* será óptima y así, la venta de gas trasladará las rentas a los propietarios de las plantas regasificadoras de GNL y no transferirlas a los Estados Unidos como está ocurriendo hasta el momento. De tal forma, el precio del gas reflejaría las rentas de los cuellos de botella en las importaciones de GNL. Por lo tanto, podemos afirmar que el gas natural licuado es una tecnología probada que traerá un aumento en el bienestar de consumidores y productores de gas natural. Introducir al mercado nuevas plantas regasificadoras tendrá un impacto directo en el sistema nacional de gasoductos debido a la movilidad del gas y a las variaciones de oferta y demanda que puedan presentarse.

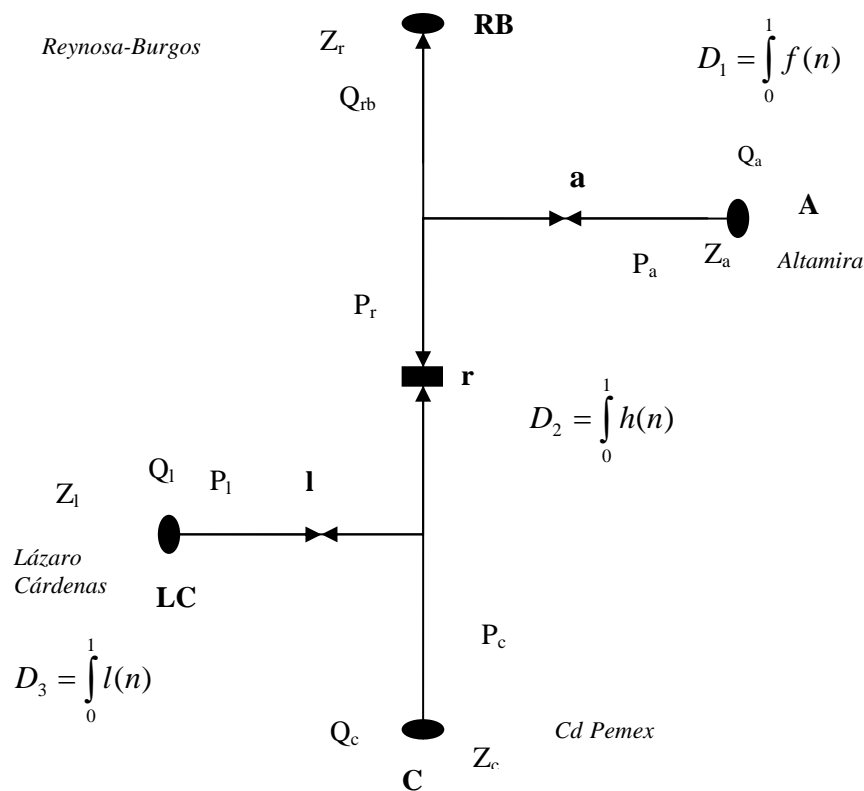
#### **4.2 Modelo del Sistema de Gasoductos en México**

A través de un sistema de precios nodales se opera en un mercado con equilibrio en tiempo real administrando la congestión con el objetivo de encontrar el costo mínimo con precio de equilibrio entre oferta y demanda en cada nodo de generación y consumo. De tal forma, estos precios nodales reflejan costos de congestión y pérdidas marginales.

En la figura 1 se presentan las características esenciales del sistema nacional de ductos. Los puntos de acumulación de demanda como C. Juárez, Ensenada y México-Guadalajara no serán analizados en este esquema.

La solución de este caso, en el que las demandas en los segmentos que van de Altamira y hasta el sistema principal de gasoductos son mayores a la producción y a las importaciones de gas natural licuado, son supuestos que ayudan a determinar el precio del gas en el sistema de gasoductos.

**Figura 1: Sistema Nacional de Ductos**



Denotamos  $Z_r$  como las importaciones a Reynosa-Burgos (**RB**),  $Z_a$  como las importaciones de GNL a Altamira (**A**),  $Z_r$  como las importaciones a Burgos y las importaciones de Lázaro Cárdenas (**LC**) serán denotadas como  $Z_l$  y la producción de Ciudad Pemex (**C**) será representada por  $Q_c$ . Existirán tres posibles puntos de arbitraje, **a** ubicado en el segmento cercano a al puerto de Altamira, **l** localizado en la parte sur

del sistema cercano a Lázaro Cárdenas y  $t$  como el punto de arbitraje en el segmento principal.

Las demandas están distribuidas en los segmentos que van de Altamira al ducto principal, de Reynosa-Burgos a Ciudad Pemex y de Lázaro Cárdenas al sistema de gasoductos central.  $Y_b$  son las exportaciones de Burgos,  $Y_l$  y  $Y_a$  serán las exportaciones de Lázaro Cárdenas y Altamira respectivamente. El gas es ofrecido en RB, A, LC, y C en las cantidades  $Q_r$ ,  $Q_a$ ,  $Q_l$ ,  $Q_c$ . El precio en RB esta dado por  $p_r$ , en A por  $p_a$ , en Lázaro Cárdenas por  $p_l$  y en C por  $p_c$ , en  $t$  por  $p_t$ .

Existe la posibilidad de que existan varios puntos de arbitraje. Específicamente en los tres segmentos, uno que va de la intersección del sistema principal al Altamira, otro a Lázaro de Cárdenas y el tercero sobre el sistema principal de norte a sur. Los precios en los puntos de arbitraje están denotados por  $p_l$ ,  $p_r$ , y  $p_a$ . El costo de transportar el gas es  $c$ .

La regla *Netback* se deriva de la minimización de costos<sup>24</sup>. Los precios sombra en el óptimo asociado con la producción de gas en México son los precios óptimos. De esta forma marginalmente Pemex estaría indiferente entre vender gas en cualquier lugar o comerciarlo con el mercado en Houston. Sin embargo, éstas condiciones no se mantienen debido a que el beneficio marginal es menor al precio.

### **4.3 Ubicación de nuevos nodos y el impacto en precios**

En este apartado se analizará detalladamente, el posible movimiento del gas a través del sistema de gasoductos que como explicamos antes, no incorpora los centros de acumulación de demanda de Cd. Juárez, Ensenada y México-Guadalajara con el objetivo de simplificar el análisis. Seguido se tomarán fragmentos o regiones del

---

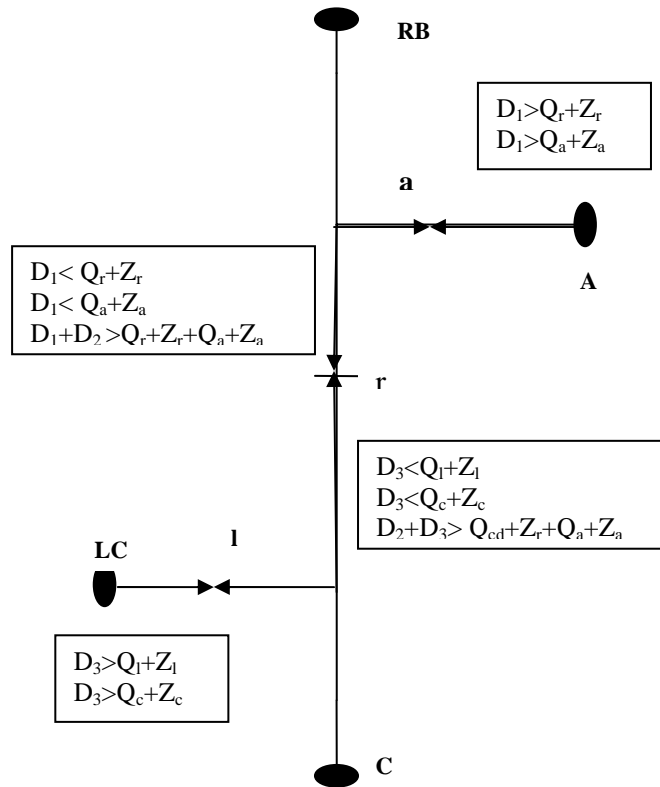
<sup>24</sup> Una minimización de costos sería una forma de maximizar el bienestar social no solo a la empresa sino a toda la industria y un sector importante de la población.

sistema nacional de ductos para analizar los casos en los que la demanda y la oferta de gas natural no son iguales. El precio en Lázaro Cárdenas será determinado a través de un acuerdo con los productores de gas en otras regiones del mundo y con la CRE y no necesariamente por la liberalización.

Asumimos que las demandas en los segmentos que van de Altamira y de Lázaro Cárdenas al sistema principal son mayores a la producción o importación de gas natural, y que el gas de LC y A puede rebasar los puntos de encuentro con el sistema principal. De forma tal, que habría tres segmentos donde se ubicarían los puntos de arbitraje con las demandas de estos segmentos constantes.

En la figura 2 se analiza de manera general cada uno de los posibles escenarios en los que se ubicaría el punto de arbitraje dependiendo de la oferta y la demanda del gas natural. Nos referimos a  $n-1$  puntos de arbitraje; al tomar en cuenta que son cuatro terminales, encontraríamos 3 puntos; estos se ubicarían entre los segmentos indicados en los diagramas con flechas encontradas.

**Figura 2: Características de la demanda, producción e importación de gas**



Un punto de arbitraje se encontrará en el segmento que va de Altamira al sistema principal, si la demanda por gas en la región es mayor a la capacidad de producción o importación que tenga la planta en Altamira, es decir, si la demanda  $D_1$  en este segmento es mayor que  $Q_a + Z_a$ .

Si la demanda cercana a Lázaro Cárdenas es mayor que  $Q_c + Z_c$ , entonces el punto de arbitraje se ubicaría en este segmento. En el segmento que va de Lázaro Cárdenas al sistema principal se ubicará el punto de arbitraje si  $D_2 > Q_l + Z_l$  por lo que estaría siendo abastecida por la producción de C.

Existe otro punto de arbitraje en el segmento principal. Este se ubicaría en  $t$  si las demandas en los segmentos perpendiculares fueran proporcionalmente iguales entre



ellas y menores respecto a la producción o importación. Por lo que  $t$  ya no sería el único punto en donde se encontrarían el gas del norte con el del sur. Tendría que incorporarse las nuevas dos ramificaciones de las terminales de Altamira y Lázaro Cárdenas y que producirían los 3 posibles puntos de arbitraje que ya mencionamos anteriormente.

De tal forma, el actual punto de arbitraje al norte del país, los Ramones, ya no reflejará el verdadero movimiento del gas por lo que se espera que existan un par de puntos de arbitraje más; esto sujeto a la capacidad de las nuevas terminales de regasificación, a la capacidad de los gasoductos y a la variación constante de la oferta y la demanda en cada región.

#### **4.4 Planteamiento de la maximización y restricciones**

El bienestar social a maximizar será la utilidad que proporciona el gas en una región<sup>25</sup>  $n$ ; el costo de mover gas natural de Ciudad Pemex al punto  $n$  será  $cn$ <sup>26</sup>.

Se trata de minimizar costos de transportación del gas para aumentar el bienestar de consumidores y productores mediante funciones de producción de cada uno de los nodos de producción o importación según sea el caso. Las funciones de costos están sujetas a restricciones de capacidad de cada una de los nodos a través de costos de transportación del fluido hacia el punto o los puntos de arbitraje. Las importaciones  $Z_b$  y las exportaciones  $Y_b$  están dadas, al igual que la distribución del consumo.

La función objetivo a resolver será

---

<sup>25</sup> El rango de integración va de  $[0,1]$  ya que se está tomando a los gasoductos mexicanos como un sistema unitario que será fragmentado para su estudio en diversas zonas geográficas.

<sup>26</sup> Los costos  $c_c, c_b, c_t$  representan los costos de cada una de las regiones en Ciudad Pemex, en Lázaro Cárdenas y el punto de arbitraje ubicado en el sistema central y son iguales.

$$\begin{aligned} \text{Min} \int_0^a f(n)c_a ndn + \int_a^1 f(n)[c_r + c_a(1-n)]dn + \int_0^l l(n)c_l ndn + \int_l^1 l(n)[c_r + c_l(1-n)]dn + \int_0^r h(n)c_r ndn \\ \int_r^1 h(n)c_r(1-n) + p_a Z_a - p_a Y_a + p_l Z_l - p_l Y_l - p_r Y_r + p_r Z_r \end{aligned} \quad (1)$$

El término  $\int_0^a f(n)c_a ndn$  es el costo de transportar gas importado de Altamira hacia el

punto de arbitraje en el segmento que va de Altamira al sistema principal. El

término  $\int_a^1 f(n)[c_r + c_a(1-n)]dn$  es el costo de entregar el gas desde Reynosa-Burgos y

hasta el punto de arbitraje cercano a Altamira.

$\int_0^l l(n)c_l ndn$  es el costo de entregar el gas de Lázaro Cárdenas hasta el punto de arbitraje

cercano a LC ubicado en el segmento que va de Lázaro Cárdenas al sistema principal.

$\int_l^1 l(n)[c_r + c_l(1-n)]dn$  es el costo de trasportar el gas desde Ciudad Pemex hasta el punto

de arbitraje  $l$ , cercano a Lázaro Cárdenas.  $\int_0^r h(n)c_r ndn$  es el costo de entregar el gas

desde Burgos hacia el punto de arbitraje  $r$ , en el segmento principal. Por ultimo, el

término  $\int_r^1 h(n)c_r(1-n)$  es el costo de entregar el gas desde Ciudad Pemex y hasta el

punto de arbitraje. Sujeto a cuatro restricciones de producción o importación de las

terminales de gas natural

Las restricciones son

$$\int_a^1 f(n)dn + \int_r^1 h(n)dn + Y_r - Z_r - Q_r = 0 \quad \text{Reynosa-Burgos} \quad (2)$$

$$\int_0^a f(n)dn + Y_a - Z_a = 0 \quad \text{Altamira} \quad (3)$$

$$\int_0^l l(n)dn + Y_l - Z_l = 0 \quad \text{Lázaro Cárdenas} \quad (4)$$

$$\int_0^r h(n)dn - \int_l^1 l(n)dn - Q_c = 0 \quad \text{Cd. Pemex} \quad (5)$$

Las restricciones del problema incorporan las importaciones y las exportaciones que se hacen de Burgos a los Estados Unidos y viceversa y la producción de gas en el país en Reynosa-Burgos; además toma en cuenta los costos en los que incurre cada una de las terminales regasificadoras en el país representadas cada uno por el subíndice correspondiente. Por otro lado, las restricciones toman en cuenta la producción de Ciudad Pemex y la de Lázaro Cárdenas, y agregan el costo de las terminales. El lagrangiano es construido a continuación

$$\begin{aligned} L = & \int_0^a f(n)c_a ndn + \int_a^1 f(n)[c_r + c_a(1-n)]dn + \int_0^l l(n)c_l ndn + \int_l^1 l(n)[c_r + c_l(1-n)]dn + \int_0^r h(n)c_r(n)dn \\ & + \int_r^1 h(n)c_r(1-n) + p_a Z_a - p_a Y_a + p_l Z_l - p_l Y_l - p_r Y_r + p_r Z_r + \\ & \lambda \left[ \int_a^1 f(n)dn + \int_r^1 h(n)dn + Y_r - Z_r - Q_r \right] + \delta \left[ \int_0^a f(n)dn + Y_a - Z_a \right] + \\ & \gamma \left[ \int_0^l l(n)dn + Y_l - Z_l \right] - \xi \left[ Q_c - \int_0^r h(n)dn + \int_l^1 l(n)dn \right] \end{aligned} \quad (6)$$

donde  $\lambda$  es el dual asociado con el valor del gas natural en Burgos,  $\delta$  es el asociado con las importaciones en Altamira,  $\gamma$  es el asociado con las importaciones de Lázaro Cárdenas y  $\xi$  es el cual asociado con la producción de Ciudad Pemex.

#### 4.4.1 Condiciones de primer orden

Las condiciones de primer orden se obtienen para cada una de las importaciones y exportaciones en Reynosa, Lázaro Cárdenas y en Altamira.

$$\frac{\partial L}{\partial Y_a} = -p_a + \delta < 0 \quad Y_a(-p_a + \delta) = 0 \quad (7)$$

$$\frac{\partial L}{\partial Y_{lc}} = -p_{lc} + \gamma < 0 \quad Y_{lc}(-p_{lc} + \delta) = 0 \quad (8)$$

$$\frac{\partial L}{\partial Y_{rb}} = -p_{rb} + \lambda < 0 \quad Y_{lc}(-p_{lc} + \delta) = 0 \quad (9)$$

Por lo tanto, se obtiene que  $\delta = p_a$ ,  $\gamma = p_{lc}$  y que  $\lambda = p_{rb}$ . Las ecuaciones (7), (8) y (9) determinan el precio del gas en Altamira, Lázaro Cárdenas y en Reynosa-Burgos.

#### **4.4.2 Resultado de una variación en el punto de Arbitraje**

Una vez analizada la sección anterior, en la cual se mostró la incorporación de dos nuevos puntos de arbitraje, en este apartado, se pretende analizar la variación de los costos marginales ante la presencia de más de un punto de arbitraje.

Suponiendo  $r = 1$

Las condiciones de primer orden con respecto a  $l$ ,  $r$  y  $a$  y bajo el supuesto de

$0 < r < 1$ ,  $0 < l < 1$  y  $0 < a < 1$  se pueden expresar como

$$c_r + c_r(1-r) + \lambda + \xi = 0 \quad (10)$$

$$c_l + c_r + c_l(1-l) + \lambda + \gamma = 0 \quad (11)$$

$$c_a + c_r + c_a(1-a) + \lambda + \delta = 0 \quad (12)$$

Sustituyendo (7), (8) y (9) en el precio del gas en Ciudad Pemex en (10) obtenemos

$$\xi = p_r - 2c_r - c_r\gamma \quad (13)$$

Sustituyen (7), (8) y (9) en (10)-(12)

Despejo  $r$ , para obtener el punto de arbitraje en el segmento Reynosa Burgos-Ciudad Pemex

$$r = \frac{p_r - \xi - 2c_r}{c_r} \quad (15)$$

Despejo  $l$ , para obtener el punto de arbitraje entre Lázaro Cárdenas y el sistema principal de gasoductos

$$l = \frac{p_l - c_r + p_r}{c_l} \quad (16)$$

Y para el segmento de Altamira al sistema principal

$$a = \frac{p_a - p_r - c_r + 2c_a}{c_a} \quad (17)$$

Después de resolver el sistema con restricciones de igualdad en cada una de las terminales, se obtiene que ante la importación de gas natural licuado se producirá más de un punto de arbitraje y existirán variaciones en la ubicación de cada uno de estos. Lo anterior ocurrirá ante cambios en la producción o variaciones en la demanda, ante choques exógenos o restricciones de capacidad de los ductos.

Se estimaba que los costos cambian en un factor de 2 ante variaciones en el punto de arbitraje; lo que no necesariamente implica pérdida de bienestar, pues este modelo incorpora que sin cuellos de botella, la demanda quedará cubierta y esto impactará directamente en el bienestar toda vez que cada región no presente problemas de escasez.

El precio del gas en México está ligado al mercado del sur de Texas y cualquier variación afectará la determinación del precio. Con la incorporación de dos nuevos nodos al sistema, cuando las plantas regasificadoras comiencen a operar, el punto de arbitraje sufrirá cambios, incluso al aumentar el número de éstos a causa del movimiento del gas en lo que seguramente impactará en el precio de este bien sustituto en la generación de la electricidad. Sin embargo, vale la pena que conjuntamente el gobierno y la iniciativa privada planteen proyectos que aumenten el bienestar de todos los individuos y no solo de un sector en específico. Con este tipo de inversiones se crean

oportunidades de empleo, se construye infraestructura necesaria para modernizar al país, se movilizan capitales tanto nacionales como extranjeros y crea certidumbre en otras inversiones de gran tamaño que benefician a todos.

## 5. MODELO ECONOMÉTRICO DE COINTEGRACIÓN Y CONVERGENCIA

Un modelo econométrico nos permitirá complementar el análisis del impacto en precios de gas natural al tomar los mercados de gas en Norteamérica y observar el comportamiento de los precios al transcurrir el tiempo. A través de pruebas de causalidad de Granger sabremos si un mercado está determinando otra serie de precios. Las correlaciones entre las variables nos permitirá analizar el impacto de las variaciones de un mercado respecto a otro y que tan similar es el comportamiento de los mercados. Las pruebas de Cointegración de Johansen aceptarán o no la existencia de relaciones de largo y corto plazo entre las variables, que complementará el análisis gráfico de convergencia. Lo anterior, con la intención de afirmar que ante la movilidad de los factores, en este caso el gas transportado en barcos, los precios en los mercados de Norteamérica convergirán a largo plazo. Los consumidores elegirán el gas al precio que más les convenga y los productores podrán ofrecer el gas al mercado que mayor disposición a pagar tenga.

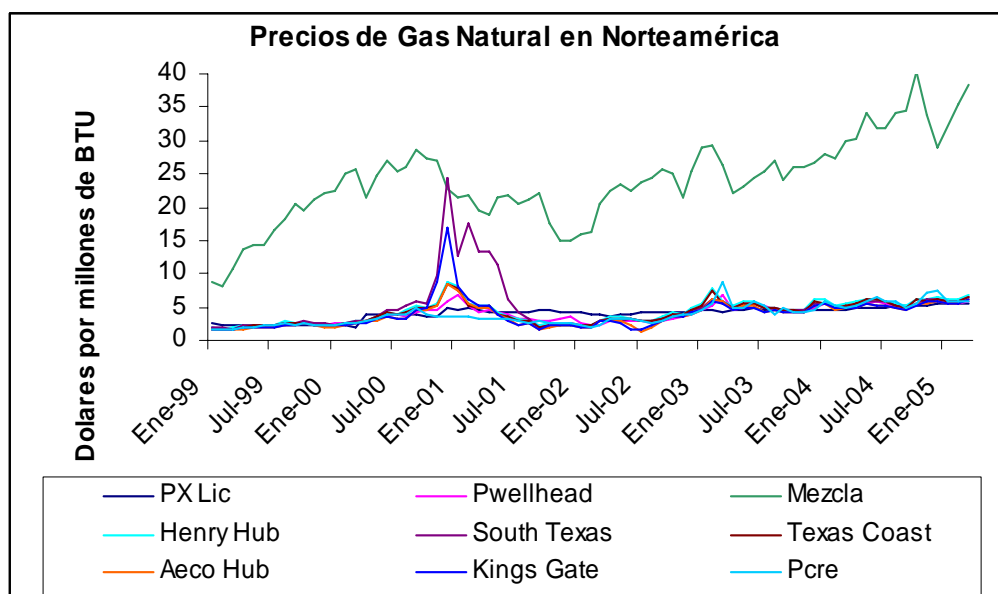
Es importante señalar que los precios en México y Estados Unidos están ligados a través de un *benchmark*, a partir del cual se relaciona el comportamiento de los mercados y que evita que los precios sean determinados libremente. Con esto, no se pretende valorar la producción de Pemex ni compararla económicamente con la estadounidense. Tampoco diluir la implementación de los contratos; únicamente establecer tendencias y mostrar que la volatilidad de los precios del gas en Norteamérica será suavizada con el funcionamiento de estas terminales de gas natural licuado en cada región.

## 5.1 Descripción de las Series

Las series del gas natural serán analizadas en un periodo relativamente corto, de enero de 1999 a Agosto de 2005. Los precios fueron obtenidos de diversas fuentes. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) que reporta el precio de gas para México una vez aplicada la regla *Netback*, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) el cual reporta los precios de gas natural en el mercado de Henry Hub y los precios de diferentes tipos de petróleo como el WTI, Istmo, Maya, Olmeca, Mezcla, etcétera; por conveniencia se tomará la serie Mezcla como un patrón estándar. Los precios de los mercados en Estados Unidos son reportados por la Energy Information Administración (EIA) en importaciones, exportaciones y precios *wellhead* o de extracción de pozo.

El objetivo es analizar las series y a través de pruebas econométricas, determinar su tendencia, si son estacionarias e integradas de qué orden. Un análisis econométrico de convergencia nos ayudará a reforzar la idea de que el precio del gas se comporta como una serie integrada de orden uno  $I(1)$  y haciendo pruebas en primeras diferencias corroboraremos si existe o no convergencia y si esta es condicional.

Gráfica 1: Precios en dólares en Mercados de Canadá, Estados Unidos y México en Unidades Térmicas Británicas.



Fuente: Los datos fueron obtenidos de Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Comisión Reguladora de Energía (CRE), Energy Information Administration (EIA).



Observamos un salto en los precios en enero de 2001, ocasionado por un conflicto laboral en este sector en los Estados Unidos. Sin embargo, la variable regresa a su nivel y a la misma tendencia una vez pasado este choque; por lo que se descarta la posibilidad de modelar a través la técnica de cambio estructural.

La gráfica describe el comportamiento de los precios de gas en los mercados de Canadá, Estados Unidos y México. Como se observa los precios de gas están muy ligados y presentan un comportamiento similar. Los mercados de Estados Unidos son Texas Coast, South Texas, Henry Hub, el precio de exportación de gas natural licuado (PXLic) y el precio reportado de extracción de pozo (Pwellhead). Los mercados de Canadá son Aeco Hub y kinas Gate; por su parte México reporta sus precios a través de los precios que la CRE estima utilizando los costos reportados por Pemex y la serie de precios de petróleo Mezcla, la cual resultó ser una serie intermedia entre calidad de refinación y entre el rango de precios.

### ***5.1.1 Estacionariedad, tendencias y pruebas de raíces unitarias***

Un análisis de series de tiempo arroja que los índices de precios son integrados de orden uno  $I(1)$ , y que los términos de error se correlacionan en cada periodo bajo un comportamiento  $AR(1)$  y  $AR(2)$ . Bajo pruebas de raíces unitarias Dickey-Fuller Aumentada (DFA) y Phillips-Perron (PP)<sup>27</sup> encontramos que para todas las series, los interceptos y la tendencia son significativos.

Si todas las series son integradas de orden  $I(1)$  tendremos que existirán relaciones de cointegración de orden  $I(0)$  por lo que se espera que las series de precios sean estacionarias en diferencias.

---

<sup>27</sup>ADF y Phillips-Perron al 1 % de significancia.

Tabla 1: Prueba de Raíces Unitarias, Integración y Estacionalidad.

| <b>SERIE</b>       | <b>I(D)</b> | <b>AR(P)</b> | <b>Comp. Deter.</b> |
|--------------------|-------------|--------------|---------------------|
| <b>AECO_HUB</b>    | I(1)        | AR(1)        | c @                 |
| <b>HENRY_HUB</b>   | I(1)        | AR(2)        | c @                 |
| <b>KINGSGATE</b>   | I(1)        | AR(1)        | c @                 |
| <b>MEZCLA</b>      | I(1)        | AR(2)        | c @                 |
| <b>PCRE</b>        | I(1)        | AR(2)        | c @                 |
| <b>PM_LNG</b>      | I(1)        | AR(1)        | c @                 |
| <b>PW</b>          | I(1)        | AR(2)        | c @                 |
| <b>PX_LNG</b>      | I(1)        | AR(1)        | c @                 |
| <b>SOUTH_TEXAS</b> | I(1)        | AR(1)        | c @                 |
| <b>TEXAS_COAST</b> | I(1)        | AR(1)        | c @                 |
| <b>WTI</b>         | I(1)        | AR(1)        | c @                 |

Tabla obtenida al elaborar pruebas de raíces unitarias Dickey-Fuller Aumentada (ADF), Dickey-Fuller GLS (Detrended Residuals) y Phillips Perron.

## 5.2 Correlaciones y Causalidad de Granger

### *Correlaciones*

Medir la correlación existente entre las variables nos arroja qué tan relacionados están los mercados y cuál es el impacto de un mercado sobre otro; sin embargo, no distingue entre cual variable causa o determina otra. En el caso de la CRE, si bien estima el precio a través de la regla *Netback*, esta regla se basa en los mercados del sur de los Estados Unidos específicamente en los del *South Texas* y *Texas Coast*. Como lo comenta Rosellón y Brito (2002) un choque en estos mercados tiene repercusión en la determinación del precio en México.

De la tabla 2 podemos observar que el mercado Henry Hub tiene altos valores de correlación con los otros mercados a excepción del precio de exportación de gas licuado, esto se explica por la importancia del mercado en todo Norteamérica. El precio de la CRE presenta un valor de correlación de 0.81 con el Henry Hub y de 0.86 con el mercado del sur de Texas, representado por la variable *South Texas*.

**Tabla 2: Matriz de Correlaciones**

|             | AECO HUB | HENRY HUB | KINGS ATE | MEZCLA | PCRE | PW   | PX_LNG | SOUTH TEXAS | TEXAS COAST |
|-------------|----------|-----------|-----------|--------|------|------|--------|-------------|-------------|
| AECO_HUB    | 1        | 0.98      | 0.9       | 0.66   | 0.77 | 0.93 | 0.69   | 0.74        | 0.98        |
| HENRY_HUB   | 0.98     | 1         | 0.87      | 0.71   | 0.81 | 0.93 | 0.73   | 0.68        | 1           |
| KINGS_GATE  | 0.9      | 0.87      | 1         | 0.46   | 0.53 | 0.75 | 0.54   | 0.85        | 0.87        |
| MEZCLA      | 0.66     | 0.71      | 0.46      | 1      | 0.78 | 0.73 | 0.64   | 0.21        | 0.71        |
| PCRE        | 0.77     | 0.81      | 0.53      | 0.78   | 1    | 0.89 | 0.7    | 0.86        | 0.79        |
| PW          | 0.93     | 0.93      | 0.75      | 0.73   | 0.89 | 1    | 0.79   | 0.58        | 0.93        |
| PX_LNG      | 0.69     | 0.73      | 0.54      | 0.64   | 0.7  | 0.79 | 1      | 0.43        | 0.73        |
| SOUTH_TEXAS | 0.74     | 0.68      | 0.85      | 0.21   | 0.86 | 0.58 | 0.43   | 1           | 0.69        |
| TEXAS_COAST | 0.98     | 1         | 0.87      | 0.71   | 0.79 | 0.93 | 0.73   | 0.69        | 1           |

Al igual que la gráfica, la matriz de correlaciones muestra la alta y positiva relación que presentan los precios de los mercados entre sí. El precio de la CRE está altamente correlacionado con el mercado *South Texas* y con el de *Henry Hub* lo que es lógico si recordamos que los mercados están interconectados físicamente a través del sistema de gasoductos. Resalta que el precio del petróleo, Mezcla, presenta las más bajas correlaciones de la tabla; lo que nos habla de que la determinación del precios de gas no esta ligada directamente con las variaciones en los precios del petróleo.

### ***Causalidad de Granger***

La causalidad de Granger prueba si un mercado puede causar a otros o si la genera. Según la prueba de Granger los mercados de Kings Gate y Aeco Hub, los mercados canadienses, se están causando uno al otro; por otro lado se corrobora que mercados como Aeco Hub, Henry Hub, South Texas y Texas Coast rechazan la hipótesis nula de no causalidad, es decir, están influyendo en el comportamiento del precio de la CRE que es determinado a través de la regla *Netback*.

Por otra parte, resalta que la serie Mezcla y la de precios CRE no se puede rechazar la hipótesis nula de no causalidad, con lo que aunque de forma débil, podemos decir, que la los precios de la Mezcla no están causando a los precios de la CRE.

La serie Mezcla reporta ser causal de la serie precios *Wellhead*; esto en parte podría deberse a que al extraer estos hidrocarburos del yacimiento se encuentran mezclados y aquí es difícil determinar cuales son sus costos de extraer el petróleo y qué proporción de eso son los costos del gas. La tabla de resultados de la Causalidad de Granger puede apreciarse en el anexo.

**Tabla3: Resumen de Cointegración de Johansen.**

| No tendencia determinística (constante restringida)                     |            |             |               |         |
|---|------------|-------------|---------------|---------|
| Series: AECO HENRY KINGS MEZCLA PCRE PWELL PXLIC STEXAS TEXASC          |            |             |               |         |
| Intervalo de rezagos (primeras diferencias): 1 to 2                     |            |             |               |         |
| Rango Irrestringido de Cointegración Prueba (Traza)                     |            |             |               |         |
| Hipótesis   |            | Traza       | 0.05          |         |
| No. de CE(s)  | Eigenvalor | Estadístico | Valor Crítico | Prob.** |
| Ninguna *   | 0.66       | 323.26      | 208.44        | 0       |
| A lo más 1 *  | 0.59       | 244.58      | 169.60        | 0       |
| A lo más 2 *  | 0.52       | 180.93      | 134.68        | 0       |
| A lo más 3 *  | 0.50       | 127.90      | 103.85        | 0.00    |
| A lo más 4 *  | 0.35       | 77.86       | 76.97         | 0.04    |
| A lo más 5  | 0.22       | 46.82       | 54.08         | 0.19    |
| A lo más 6  | 0.17       | 28.93       | 35.19         | 0.20    |
| A lo más 7  | 0.13       | 15.31       | 20.26         | 0.21    |
| A lo más 8  | 0.08       | 5.67        | 9.16          | 0.22    |
| Prueba de Traza indica 5 ec. cointegración eqn(s) al 0.05 significancia |            |             |               |         |
| * denota rechazo de hipótesis al 0.05 level                             |            |             |               |         |
| **MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values                               |            |             |               |         |
| Rango Irrestringido de Cointegración Prueba (Maximo Eigenvalor)         |            |             |               |         |
| Hipotesis   |            | Max-        | 0.05          |         |
| No. De CE(s)  | Eigenvalor | Estadístico | Valor Crítico | Prob.** |
| Ninguna*  | 0.665      | 78.686      | 59.240        | 0.000   |
| A lo más 1 *  | 0.587      | 63.645      | 53.188        | 0.003   |
| A lo más 2 *  | 0.521      | 53.027      | 47.079        | 0.010   |
| A lo más 3 *  | 0.501      | 50.047      | 40.957        | 0.004   |
| A lo más 4  | 0.350      | 31.039      | 34.806        | 0.132   |
| A lo más 5  | 0.220      | 17.883      | 28.588        | 0.586   |
| A lo más 6  | 0.172      | 13.619      | 22.300        | 0.497   |
| A lo más 7  | 0.125      | 9.647       | 15.892        | 0.368   |
| A lo más 8  | 0.076      | 5.667       | 9.165         | 0.218   |
| Prueba de Eigenvalor indica 4 ec. cointegración al 0.05 level           |            |             |               |         |
| * denota rechazo de la hipótesis al 0.05 level                          |            |             |               |         |
| **MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values                               |            |             |               |         |

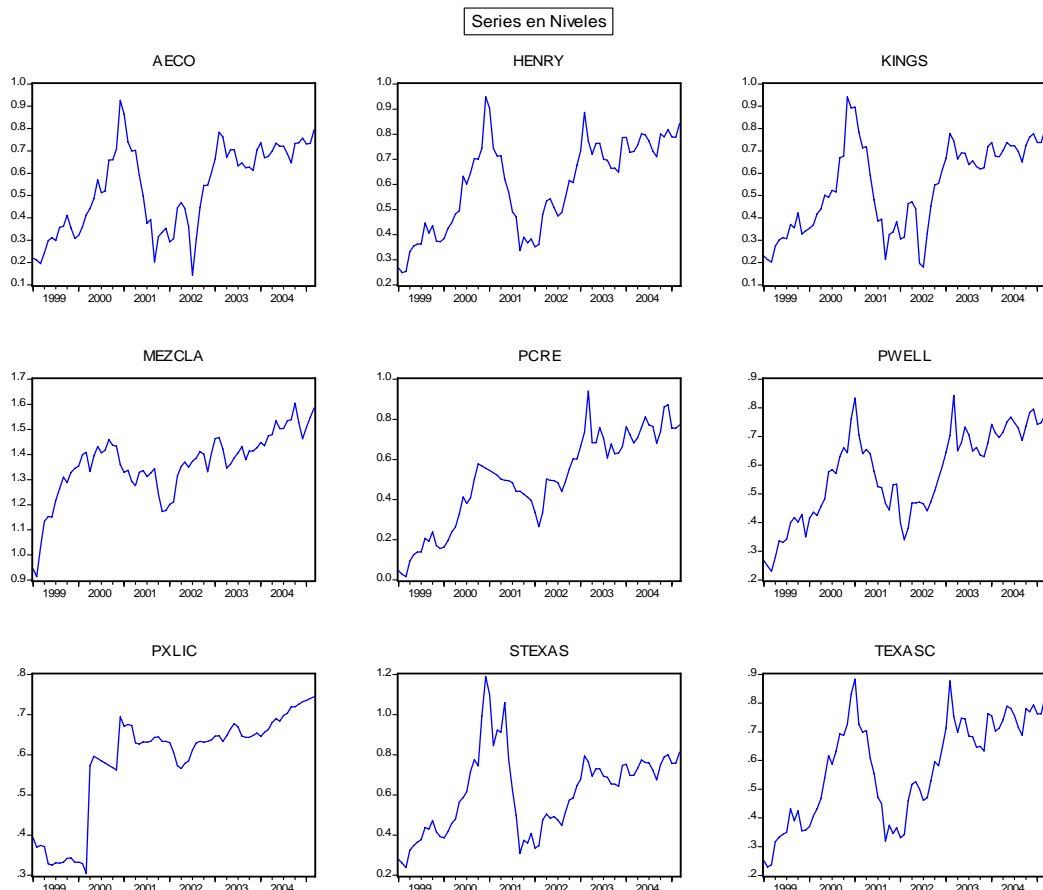
De la tabla 3 por las pruebas del *Eigenvalor* y de la *Traza*, observamos que existe más de una relación de cointegración entre las variables, de tal forma no existirá divergencia entre estas y a largo plazo se espera por al menos un tipo de convergencia.

A través de pruebas de cointegración tipo Johansen, podemos afirmar que las series de precios no divergirán en el tiempo, pues como lo muestra la tabla 3 existen cuatro y a lo más cuatro relaciones de cointegración entre los mercados de Norteamérica en la pruebas del *Eigenvalor* y de la *Traza* respectivamente.

### 5.3 Convergencia y Estabilidad

En las siguientes gráficas se observa la evolución en el tiempo de cada una de las variables en niveles, todas ellas en logaritmos y en su primera diferencia para observar si son estacionarias en diferencias, lo que indicaría que existe convergencia entre las series y que por lo tanto se distribuyen con media cero.

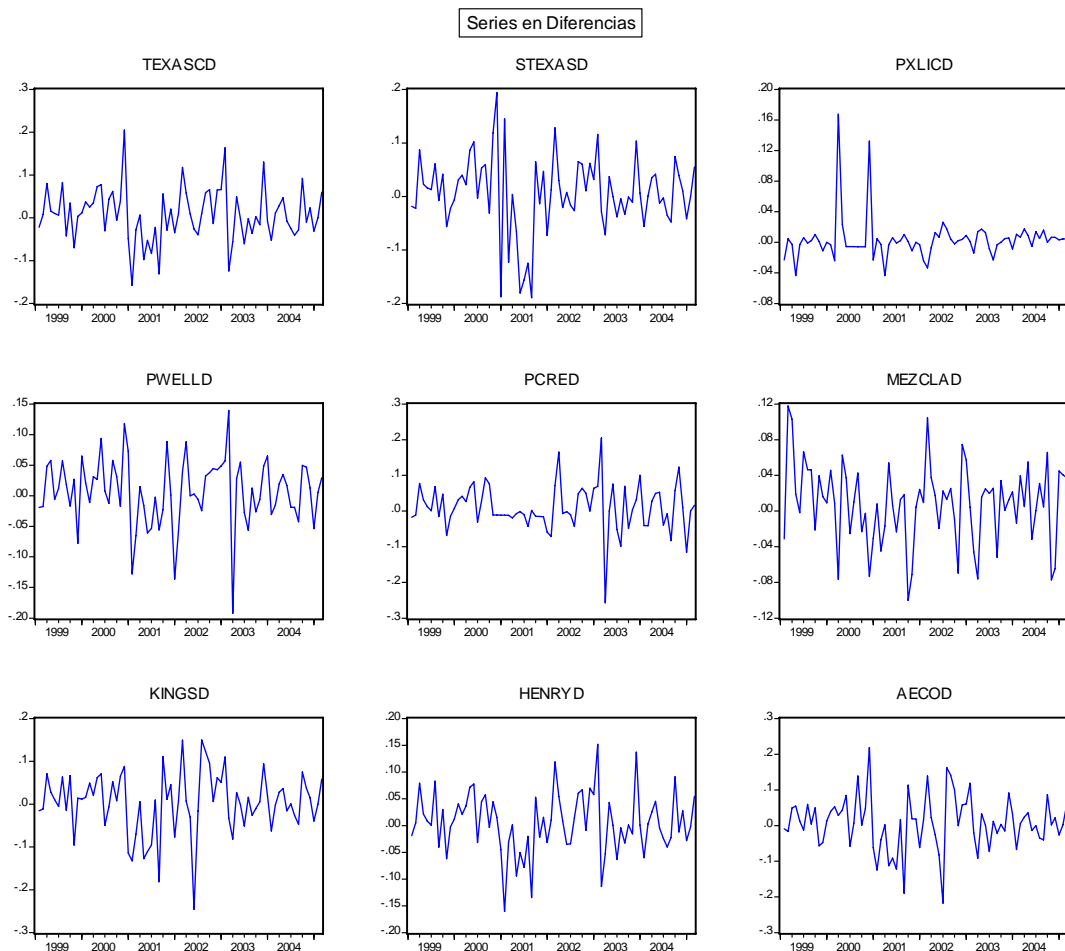
**Gráfica 2: Series de Precios de todos los mercados de Norteamérica en Niveles.**



En niveles las series se ajustan a los movimientos de los otros mercados y observamos que un choque exógeno en el año 2000 hace que los precios de los mercados de gas se disparen no así el del petróleo mexicano mezcla. De tal forma, no podemos afirmar que variaciones en los precios de petróleo tengan un impacto directo sobre los de los mercados de gas natural; tal como se corroboró con la prueba de Granger.

Las diferencias son obtenidas para saber si son estacionarias y observar cómo se distribuyen. Como lo muestran las graficas individuales de los mercados todas se distribuyen respecto al origen y ante cualquier choque regresan a su nivel original. El intercepto no es significativo.

**Gráfica 3: Series de precios de los mercados de Norteamérica en diferencias**



Si las series en diferencias presentan un intercepto igual a cero, podemos afirmar que las series además de estacionarias presentan convergencia a largo plazo. De no ser así, la convergencia sería condicional y cada una llegaría a un estado estacionario diferente en el largo plazo. Para probarlo, podemos observar la tabla 4, y la tabla que reporta la prueba de hipótesis en el anexo que nos muestran que efectivamente el intercepto, denotado como  $c$ , es muy pequeño y estadísticamente significativo igual a cero.

Se tomo el mercado del sur de Texas como variable dependiente por ser el mercado estadounidense más cercano físicamente a México y por adoptar las propiedades y características de Henry Hub el cual tiene un impacto mayor sobre todos los mercados, pero que también contagia su volatilidad.

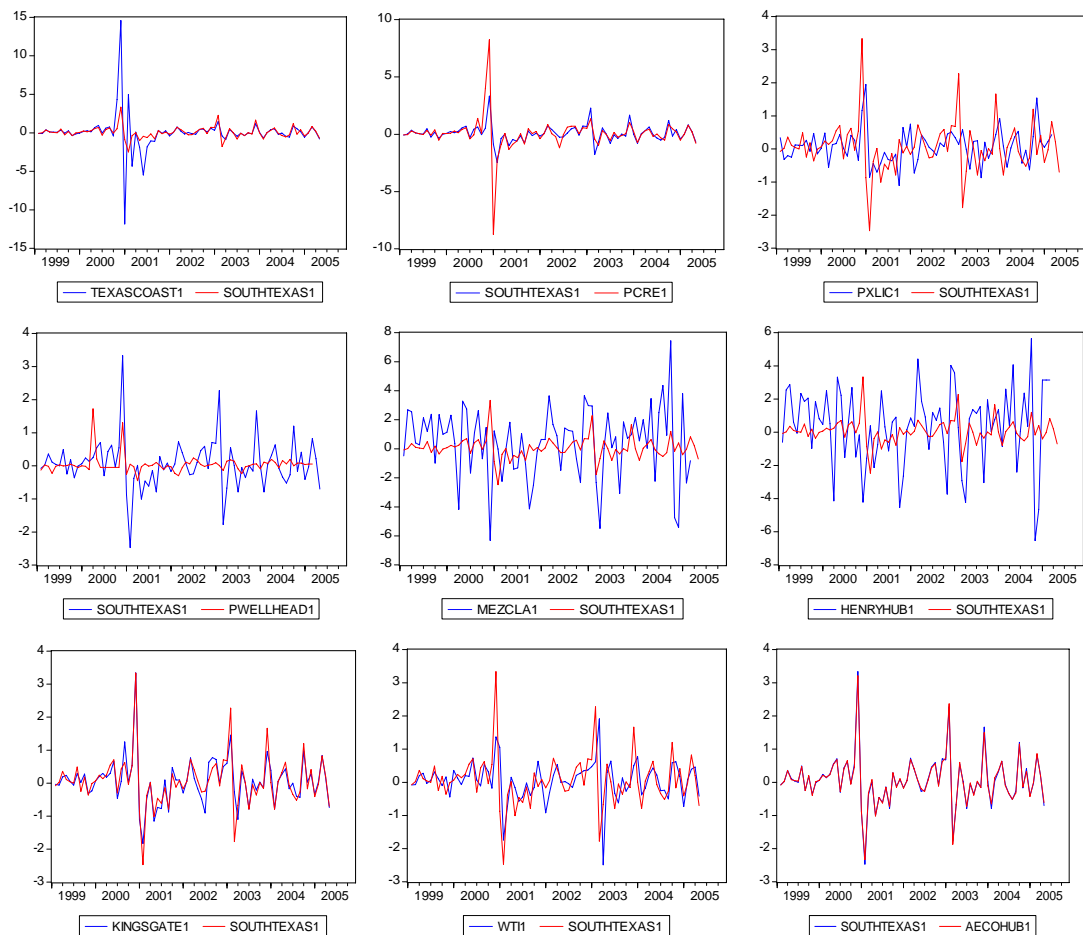
**Tabla 4: Prueba del intercepto igual a cero**

| Variable                       | Coficiente | Std. Error             | t-Statistic | Prob.   |
|--------------------------------|------------|------------------------|-------------|---------|
| TEXASCD                        | 0.9168     | 0.3622                 | 2.5314      | 0.0138  |
| PXLICD                         | 0.0560     | 0.2555                 | 0.2192      | 0.8272  |
| PWELLD                         | -0.2061    | 0.1774                 | -1.1617     | 0.2497  |
| PCRED                          | 0.2650     | 0.1401                 | 1.8915      | 0.0631  |
| MEZCLAD                        | 0.1068     | 0.1458                 | 0.7323      | 0.4667  |
| KINGS                          | 0.2745     | 0.1834                 | 1.4967      | 0.1394  |
| HENRYD                         | -0.5531    | 0.3678                 | -1.5036     | 0.1376  |
| AECOD                          | 0.1144     | 0.1910                 | 0.5992      | 0.5511  |
| C                              | -0.0034    | 0.0123                 | -0.2747     | 0.7844  |
| @TREND                         | 0.0000     | 0.0003                 | 0.0433      | 0.9656  |
| R-cuadrada                     | 0.5789     | Media Var. Dependiente |             | 0.0055  |
| R-cuadrada ajustada            | 0.5197     | Desv. Estan. Var Dep.  |             | 0.0721  |
| S.E. of regression             | 0.0500     | criterio Akaike info   |             | -3.0304 |
| Suma de residuales al cuadrado | 0.1597     | criterio Schwarz       |             | -2.7191 |
| Log likelihood                 | 122.1252   | Estadíst- F            |             | 9.7769  |
| Durbin-Watson stad             | 2.2655     | Prob(F-statistic)      |             | 0       |

### 5.3.1 Comparación con el mercado del sur de Texas en diferencias

Elaborando una comparación individual con un mercado representativo se escogió el mercado de gas natural del sur de Texas<sup>28</sup>. Debido a que es con esta zona que se tiene el mayor intercambio de gas vía exportaciones e importaciones. Es con el mercado del sur de Texas que se implementa la regla *Netback* y a partir de la cual la CRE fija los precios para el mercado mexicano. Al comparar el precio del mercado mexicano con el del sur de Texas, observamos que llevan un comportamiento muy similar, a excepción de que la el mercado mexicano absorbe más sensiblemente las variaciones en los precios.

**Gráfica 4: Comparación del mercado del Sur de Texas con todos los mercados.**



<sup>28</sup> Por intereses específicos del análisis, no se tomó el mercado de Henry Hub porque las series de los precios reportaba una mayor volatilidad y se requería de una serie comparativa estable; incluso pudo haber sido aleatoria la decisión de tomar otra serie de precios en Estados Unidos.



Comparando con el precio del petróleo, serie Mezcla, se observa que a pesar de variar alrededor del origen la inestabilidad del precio del petróleo es mayor que la del mercado de gas y las variaciones no llevan el mismo sentido.

## 6. CONCLUSIONES

Al analizar el sistema de gasoductos en el caso general, y más interesante, cuando la oferta y la demanda no necesariamente son iguales en cada región, se observa que el volumen de almacenamiento de las plantas regasificadoras y la capacidad en los gasoductos es fundamental. De esta forma, se eliminarían los cuellos de botellas y la oferta podrá satisfacer las necesidades de los consumidores, manteniendo estable la producción de gas natural en Ciudad Pemex y fijando el punto de arbitraje, el cual liga el precio del gas del norte con el del sur.

El análisis con micro fundamentos, donde se maximiza la función de bienestar bajo restricciones de igualdad en cada una de las terminales, nos arroja que ante la importación de gas natural licuado existirán variaciones en la ubicación del punto de arbitraje. Se muestra que se generan tres puntos de arbitraje en los segmentos que van de Altamira al sistema principal, otro de Lázaro Cárdenas al sistema principal y el tercero ubicado en el segmento principal; con lo que los costos marginales permanecen constantes. Es decir, se estima que ante variaciones en la producción o en la demanda, choques exógenos o restricciones de capacidad de los ductos, los costos marginales del gas permanecerían en un factor de dos.

El resultado de este trabajo no necesariamente implica pérdida de bienestar, pues el modelo aquí planteado asume que sin la existencia de cuellos de botella, la demanda quedará cubierta y esto impactará directamente en el bienestar toda vez que cada región no presente problemas de escasez.

Si bien los costos marginales al incorporar las nuevas dos terminales no disminuyen, por el contrario, con la demanda cubierta a través de importaciones de gas licuado y sin

restricciones de capacidad, el precio traerá beneficios a productores y consumidores. El objetivo para productores será precios que cubran sus costos y para consumidores precios estables y preferentemente bajos a los que puedan comprar este insumo sin escasez.

Los precios estables dependerán de la capacidad de los gasoductos, pero también de los mercados internacionales de gas. Los precios se ajustarán en cada mercado dependiendo de la disposición a pagar de los consumidores y la eficiencia de los productores para bajar sus costos; a largo plazo los precios de diversos mercados alcanzarán la convergencia. Esto puede corroborarse con la prueba de Johansen la cual revela que existen cuatro relaciones de cointegración entre las series de precios, lo cual muestra indicios que el comportamiento de las series no divergirá.

De igual forma, se descarta el impacto directo del petróleo mexicano sobre la series de precios. La serie Mezcla reporta bajas correlaciones con todos los mercados de gas natural, por lo menos en lo que respecta al precio reportado por la CRE. Por lo tanto, las pruebas de causalidad de Granger no reportan ser significativas sobre las variables. Podemos afirmar que en la serie Mezcla no tiene un impacto directo sobre los precios de gas. Si bien la serie Mezcla reporta ser causal de la serie precios *Wellhead* es por que al extraer estos hidrocarburos del yacimiento se encuentran mezclados y aquí es difícil determinar cuales son sus costos exactos. Por otra parte, la existencia de al menos 4 relaciones de cointegración nos habla de la relación de cada una de estas variables en el largo y corto plazo, es decir de la existencia de convergencia en precios.

Un análisis posterior, podría incorporar las capacidades netas de cada terminal y las restricciones a las que se enfrenta en los gasoductos, así como una diferenciación en los costos de transportación a través del país para determinar con precisión los puntos de arbitraje.

## ANEXOS

**Tabla 1. Causalidad de Granger**

| <b>Prueba de Causalidad de Granger por pares</b> |                      |                     |
|--|----------------------|---------------------|
| <b>Rezagos:3</b>                                 |                      |                     |
| <b>Hipótesis Nula:</b>                           | <b>Estadístico-F</b> | <b>Probabilidad</b> |
| HENRY_HUB does not Granger Cause AECO_HUB        | 2.569                | 0.062               |
| AECO_HUB does not Granger Cause HENRY_HUB        | 0.762                | 0.525               |
| KINGSGATE does not Granger Cause AECO_HUB        | 3.156                | 0.031               |
| AECO_HUB does not Granger Cause KINGSGATE        | 2.894                | 0.042               |
| MEZCLA does not Granger Cause AECO_HUB           | 3.118                | 0.032               |
| AECO_HUB does not Granger Cause MEZCLA           | 0.567                | 0.639               |
| PCRE does not Granger Cause AECO_HUB             | 3.273                | 0.027               |
| AECO_HUB does not Granger Cause PCRE             | 3.674                | 0.017               |
| PW does not Granger Cause AECO_HUB               | 2.381                | 0.078               |
| AECO_HUB does not Granger Cause PW               | 24.393               | 0.001               |
| PX_LNG does not Granger Cause AECO_HUB           | 0.123                | 0.946               |
| AECO_HUB does not Granger Cause PX_LNG           | 0.666                | 0.576               |
| SOUTH_TEXAS does not Granger Cause AECO_HUB      | 3.422                | 0.022               |
| AECO_HUB does not Granger Cause SOUTH_TEXAS      | 0.971                | 0.412               |
| TEXAS_COAST does not Granger Cause AECO_HUB      | 2.343                | 0.081               |
| AECO_HUB does not Granger Cause TEXAS_COAST      | 0.795                | 0.501               |
| KINGSGATE does not Granger Cause HENRY_HUB       | 4.14                 | 0.01                |
| HENRY_HUB does not Granger Cause KINGSGATE       | 1.956                | 0.129               |
| MEZCLA does not Granger Cause HENRY_HUB          | 3.313                | 0.025               |
| HENRY_HUB does not Granger Cause MEZCLA          | 0.355                | 0.786               |
| PCRE does not Granger Cause HENRY_HUB            | 2.569                | 0.062               |
| HENRY_HUB does not Granger Cause PCRE            | 10.511               | 0.001               |
| PW does not Granger Cause HENRY_HUB              | 0.359                | 0.783               |
| HENRY_HUB does not Granger Cause PW              | 48.971               | 0.001               |
| PX_LNG does not Granger Cause HENRY_HUB          | 0.317                | 0.813               |
| HENRY_HUB does not Granger Cause PX_LNG          | 0.933                | 0.43                |
| SOUTH_TEXAS does not Granger Cause HENRY_HUB     | 4.449                | 0.007               |
| HENRY_HUB does not Granger Cause SOUTH_TEXAS     | 0.732                | 0.537               |
| TEXAS_COAST does not Granger Cause HENRY_HUB     | 1.123                | 0.346               |
| HENRY_HUB does not Granger Cause TEXAS_COAST     | 1.322                | 0.275               |
| MEZCLA does not Granger Cause KINGSGATE          | 2.621                | 0.058               |
| KINGSGATE does not Granger Cause MEZCLA          | 0.905                | 0.444               |
| PCRE does not Granger Cause KINGSGATE            | 2.559                | 0.063               |
| KINGSGATE does not Granger Cause PCRE            | 0.447                | 0.72                |
| PW does not Granger Cause KINGSGATE              | 1.707                | 0.174               |
| KINGSGATE does not Granger Cause PW              | 13.06                | 0.001               |
| PX_LNG does not Granger Cause KINGSGATE          | 1.55                 | 0.21                |
| KINGSGATE does not Granger Cause PX_LNG          | 0.505                | 0.68                |
| SOUTH_TEXAS does not Granger Cause KINGSGATE     | 6.27                 | 0.001               |
| KINGSGATE does not Granger Cause SOUTH_TEXAS     | 3.222                | 0.028               |
| TEXAS_COAST does not Granger Cause KINGSGATE     | 2.015                | 0.127               |
| KINGSGATE does not Granger Cause TEXAS_COAST     | 3.77                 | 0.015               |
| PCRE does not Granger Cause MEZCLA               | 1.849                | 0.147               |
| MEZCLA does not Granger Cause PCRE               | 1.909                | 0.061               |
| PW does not Granger Cause MEZCLA                 | 0.677                | 0.579               |
| MEZCLA does not Granger Cause PW                 | 5.315                | 0.002               |
| PX_LNG does not Granger Cause MEZCLA             | 0.506                | 0.679               |
| MEZCLA does not Granger Cause PX_LNG             | 5.539                | 0.002               |
| SOUTH_TEXAS does not Granger Cause MEZCLA        | 1.014                | 0.392               |
| MEZCLA does not Granger Cause SOUTH_TEXAS        | 1.018                | 0.39                |
| TEXAS_COAST does not Granger Cause MEZCLA        | 0.397                | 0.756               |

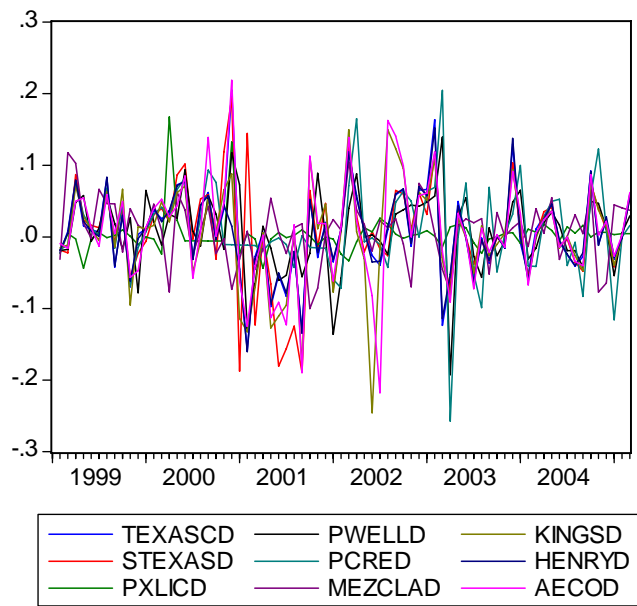
**Tabla 2: Resumen de componentes significativos**

| SERIE              | Constante | Tendencia | Rezagos Significativos |          |
|--------------------|-----------|-----------|------------------------|----------|
|                    |           |           | Rezago 1               | Rezago 2 |
| <i>AECO_HUB</i>    |           |           | **                     |          |
| <i>HENRY_HUB</i>   | **        |           | **                     |          |
| <i>KINGSGATE</i>   | **        |           | **                     |          |
| <i>MEZCLA</i>      | **        | **        | **                     |          |
| <i>PCRE</i>        | **        | **        | **                     |          |
| <i>PM_LNG</i>      | **        | **        | **                     |          |
| <i>PW</i>          | **        |           | **                     |          |
| <i>PX_LNG</i>      | **        |           | **                     |          |
| <i>SOUTH_TEXAS</i> |           |           | **                     |          |
| <i>TEXAS_COAST</i> | **        |           | **                     |          |
| <i>WTI</i>         | **        |           | **                     |          |

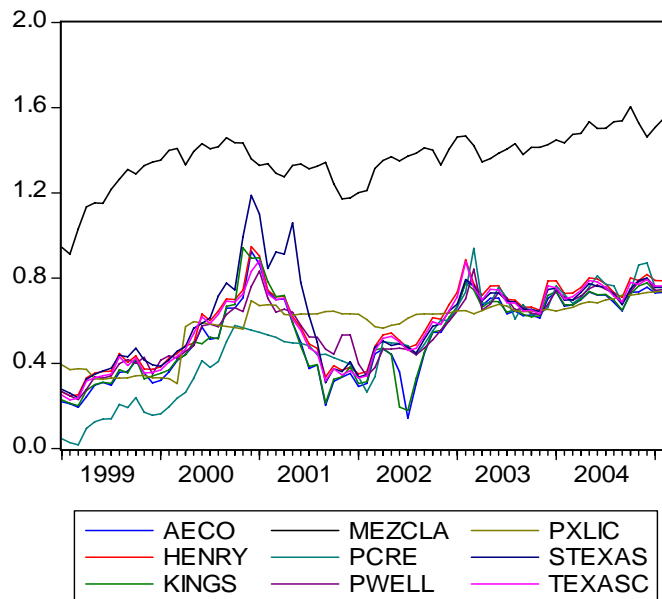
**Tabla 3. Resumen de componentes de las series de precios**

| SERIE              | Constante | Tendencia | Rezagos Significativos |          |
|--------------------|-----------|-----------|------------------------|----------|
|                    |           |           | Rezago 1               | Rezago 2 |
| <i>AECO_HUB</i>    |           |           | **                     |          |
| <i>HENRY_HUB</i>   | **        |           | **                     |          |
| <i>KINGSGATE</i>   | **        |           | **                     |          |
| <i>MEZCLA</i>      | **        | **        | **                     |          |
| <i>PCRE</i>        | **        | **        | **                     |          |
| <i>PM_LNG</i>      | **        | **        | **                     |          |
| <i>PW</i>          | **        |           | **                     |          |
| <i>PX_LNG</i>      | **        |           | **                     |          |
| <i>SOUTH_TEXAS</i> |           |           | **                     |          |
| <i>TEXAS_COAST</i> | **        |           | **                     |          |
| <i>WTI</i>         | **        |           | **                     |          |

**Grafica 2: Series de precios en diferencias**  
Series estacionarias en diferencias



**Grafica 3: Series de precios en Norteamérica en niveles**



**Tabla 4. Prueba estadística de significancia**

| Prueba de Wald:                          |          |           |             |
|--|----------|-----------|-------------|
| Ecuación: SOUTHTEXAS OLS                 |          |           |             |
| Test Statistic                           | Valor    | df        | Probability |
| F-statistic                              | 6.407817 | (1, 64)   | 0.0138      |
| Chi-square                               | 6.407817 | 1         | 0.0114      |
| Null Hypothesis Summary:                 |          |           |             |
| Normalized Restriction (= 0)             | Value    | Std. Err. |             |
| C(1)                                     | 0.916817 | 0.362183  |             |
| Restrictions are linear in coefficients. |          |           |             |

## BIBLIOGRAFÍA

- Barro, R. y X. Sala i Martin (1999) “Economic Growth and Convergence Across the United States.” *National Bureau of Economic Research*. 3419.
- Brito, D. y J. Rosellón, J (2005). “Gas natural líquido y una nueva política de precios del gas en México”. *Por publicar*.
- Brito, D. y J. Rosellón, (2005). “Price Regulation in a Vertically Integrated Natural gas Industry: The Case of Mexico.” *The Review of Network Economics*, 4.
- Brito, D. y J. Rosellón,. (2002) “Pricing Natural gas in Mexico: An Application of the Little-Mirrlees Rule”. *The Energy Journal* 23, No. 3. *International Association for Energy Economics*.
- Brito, D. y J. Rosellón (2005). “Un Modelo de Equilibrio General para la Fijación de Precios del gas Natural en México”. *El Trimestre Económico*, vol. LXXII (2), No. 286, (abril-junio).
- Brito, D., J. Rosellón Laney y W. Littlejohn. (2000). “Determinación de los precios del gas licuado de Petróleo en México.” *Southern Economic Journal*. (por publicar).
- Hartley, P. y K. Medlock III (2005). *Russian Natural Gas Supply: Some Implications for Japan*. (por publicar)
- Lajous, A. (2005). “El mercado de gas natural y su regulación” Texto presentado en el seminario sobre Las Alternativas energéticas en México-Estados Unidos para el siglo XXI organizado por el Centro de Investigaciones sobre América del Norte de la UNAM, 12 de mayo de 2005.
- Lajous, A. “Las Reservas del gas natural en México.” Latin America Business Conference, Harvard Business School, Abril 2 2004.
- Lajous, A. (2004) “Natural gas Developments in the Americas.” Latin America Business Conference, Harvard Business School, April 2, 2004.

López-Calva, L. F. y J. Rosellón (2000). “The Reform of the Mexican Natural gas Market Effects on Production and Distribution.” CIDE. DTE. 198.

Meritet, S., J. Rosellón. A Elizalde,. (2005). “LNG in the Northwestern Coast of Mexico: Impact on Prices of Natural gas in Both Sides of the US-Mexico Border” (version preliminar). 25<sup>th</sup> USAEE/IAEE North American Conference

Ramirez, J. y J. Rosellón. (2002) “Pricing Natural gas Distribution in México.” *Energy Economics*, 24. No. 3 : 231-248.

Rosellón, J. y J. Halpern (2001). “Designing Natural gas Distribution Concessions in a Megacity: Tradeoffs between Scale Economies and Information Disclosure in México City”. *World Bank Latin America and the Caribbean Region, Finance, Private Sector, and Infrastructure Sector Unit*. (CIDE 121)

Rosellón, J. y Halpern, J (2001). “Regulatory Reform in Mexico’s Natural gas Industry. Liberalization Upstream Incumbent.” *World Bank Latin America and the Caribbean Region, Finance, Private Sector, and Infrastructure Sector Unit*.

Sonora, R. J. y Cecchetti, S G. y Mark, N. C. (2000) “Price Level Convergence Among United States Cities: Lessons for the European Central Bank.” *National Bureau of Economic Research*. 7681 May.

**Ley de Obras Públicas y Servicios.** De la Unidad de Normatividad de Adquisiciones, Obras Públicas, Servicios y Patrimonio Federal Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2000. En el Sitio

[www.secodam.gob.mx/unaopspf/unaop1.htm](http://www.secodam.gob.mx/unaopspf/unaop1.htm)

**Ley de la Comisión Reguladora de Energía**

Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 1995.

[http://www.lfc.gob.mx/marco\\_juridico/lcre/ley\\_cre.htm](http://www.lfc.gob.mx/marco_juridico/lcre/ley_cre.htm)



Bernstein Research Call [www.bernstein.com](http://www.bernstein.com)

Comisión Reguladora de Energía. [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)

Energy Information Administration. [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)

International Energy Agency. [www.eia.doe.org](http://www.eia.doe.org)

Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013. Secretaria de Energía 2004.

[www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)

### **Normas Oficiales Mexicanas: Fuente CRE.**

Normas Oficiales Mexicanas Publicadas en 2003 Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos (cancela y sustituye a la NOM- 003-SECRE-1997, Distribución de gas natural)  
Fecha publicación 12-Mar-03.

Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2003, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de dicho combustible. Fecha de publicación 19-Sep-03.

Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2003, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural (cancela y sustituye a la NOM-002-SECRE-1997, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural) Fecha de publicación 8-Dic-03.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2004, Características y especificaciones del gas natural Fecha de publicación 29-Mar-04.

**Ley de Obras Públicas y Servicios.** De la Unidad de Normatividad de Adquisiciones,

Obras Públicas, Servicios y Patrimonio Federal Publicado en el Diario Oficial de

la Federación el 4 de enero de 2000. En el Sitio

[www.secodam.gob.mx/unaopspf/unaop1.htm](http://www.secodam.gob.mx/unaopspf/unaop1.htm)

**Ley de la Comisión Reguladora de Energía**

Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 1995.

[http://www.lfc.gob.mx/marco\\_juridico/lcre/ley\\_cre.htm](http://www.lfc.gob.mx/marco_juridico/lcre/ley_cre.htm)