



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE POSGRADO EN ECONOMÍA
MAESTRÍA EN ECONOMÍA
FACULTAD DE ECONOMÍA

“LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO,
Y SU IMPACTO EN LA EFICIENCIA DE LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN ECONOMIA
P R E S E N T A :
JAIME RAMIREZ VILLEGAS.

DIRECTOR DE TESIS:
DR. ANGEL DE LA VEGA NAVARRO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., MARZO 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS.

A mis padres por sus consejos y apoyo constante. Les estaré eternamente agradecido.

A mis hermanas Paty y Diana.

A los miembros del Jurado: Dr Robert Bruce Wallace Hall, Dr Fidel Aroche Reyes, Dr Juan de Dios Enrique Rosellón Díaz, Mtro Javier Estrada Estrada y al Dr Angel de la Vega Navarro. Por sus comentarios, que han sido de gran utilidad para mejorar la presente investigación.

Al Dr. Angel de la Vega Navarro, por su ayuda para dirigir la presente investigación. Por sus enseñanzas, por permitirme trabajar a su lado y por su amistad, muchas gracias.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por el apoyo económico que me brindo para poder realizar mis estudios académicos de Maestría en Economía. Así como para la realización de este trabajo de investigación.

La maravilla se produce cuando, en una situación como la de la escasez de la materia prima a que nos referíamos, contando sólo con un pequeño grupo de personas al corriente de las causas, se consigue que miles de personas utilicen esa materia prima o sus derivados con mayor moderación; es decir, que se muevan en la dirección correcta.

HAYEK FRIEDRICH A, *El uso del conocimiento en la sociedad.*

*Time may change me
But I can't trace time
I said that time may change me
But I can't trace time*

DAVID BOWIE, *Changes*

RESUMEN

Se analiza la eficiencia de las tarifas eléctricas para los distintos usuarios (agrícola, comercial, servicios, doméstico, mediana y gran industria), tomando como referencia un modelo de equilibrio general. El cuál exige que las tarifas eléctricas respondan ante la variación en los precios de los insumos necesarios para generarla, así como de que los precios de estos, sean eficientes en términos económicos. Únicamente cuando se cumplen estas dos condiciones, es posible alcanzar un esquema tarifario eficiente, el cual además de reflejar las condiciones bajo las cuales fue generada la energía consumida, promueve el uso racional de esta.

Respecto a los insumos necesarios para la generación, se utiliza únicamente el precio del gas natural por dos razones: a) por la relevancia que tiene en el parque de generación y b) el precio de dicho insumo es eficiente en términos económicos.

Se presentan también las ventajas y desventajas de que las tarifas eléctricas se diseñen bajo criterios de eficiencia económica, al tiempo que se realiza un comparativo de este enfoque, con el contable.

ÍNDICE

Introducción.....	8
-------------------	---

Capítulo 1. La industria del gas natural y el sector eléctrico en México

1.1 La industria del gas natural en México.....	12
1.1.1 La cadena de valor del gas natural.....	12
1.1.2 Principios para la determinación del precio del Gas Natural.....	15
1.1.2.1 <i>Ventas de primera mano.....</i>	<i>19</i>
1.1.2.1 <i>Implicaciones político-económicas del mecanismo de precios de gas natural.....</i>	<i>20</i>
1.2 La industria eléctrica en México.....	22
1.2.1 Características generales del Sistema Eléctrico Nacional.....	22
1.2.2 La estructura tarifaria en el sector eléctrico.....	27
1.2.2.1 <i>Comportamiento de la demanda.....</i>	<i>27</i>
1.2.2.2 <i>Comportamiento de la oferta.....</i>	<i>28</i>
1.2.2.3 <i>El enfoque marginal y las tarifas eléctricas.....</i>	<i>29</i>
1.2.2.4 <i>Variables que determinan las tarifas en el sector eléctrico</i>	<i>31</i>

Capítulo 2 . Análisis de la sensibilidad de las tarifas eléctricas, ante variaciones del precio del gas natural

2.1 Marco Teórico: eficiencia y maximización del bienestar social en la industria eléctrica	33
2.2 Modelo econométrico.....	36
2.2.1 Tarifa eléctrica del sector agrícola.....	39

2.2.2	Tarifa eléctrica del sector comercial	41
2.2.3	Tarifa eléctrica del sector doméstico.....	43
2.2.4	Tarifa eléctrica del sector servicios.....	45
2.2.5	Tarifa eléctrica de la mediana industria.....	47
2.2.6	Tarifa eléctrica de la gran industria.....	49
2.3	Análisis general de la eficiencia de las tarifas eléctricas.	51

Capítulo 3 Evaluación de la eficiencia de los precios del gas natural y de la electricidad

3.1	Enfoque Económico v.s Enfoque Contable.....	53
3.2	Desventajas de un esquema tarifario basado en principios marginales.....	55
	Conclusiones.....	59
	Anexo	62
	Bibliografía.....	65

Introducción

La generación de energía eléctrica con base en gas natural, muestra una tendencia creciente. Al respecto la última *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016*, señala que en el periodo 1996-2006, la tasa media de crecimiento anual del consumo nacional de gas natural, en el sector eléctrico es de 14.9%. Mientras que sectores como el Petrolero y el Residencial presentan tasas de media de crecimiento anual de 3.9%, y 3.5% respectivamente.

En el año 2006, la proporción de uso de combustibles para el sector eléctrico es la siguiente: 52.0% gas natural, 29.1% combustóleo, 16.0% carbón, 1.9% coque de petróleo y 1.0% diesel. La participación de gas natural en el mismo ha sido dinámico en la última década, sobre todo si se compara con otros hidrocarburos necesarios para la generación eléctrica. En el periodo 1996-2006 la tasa media de crecimiento, de la demanda nacional de combustibles en el sector eléctrico público ha sido: 15.4% gas natural, -3.6% combustóleo, 5.1% carbón, y 4.9 por ciento diesel.¹

Dicho incremento en la utilización de gas natural se refleja en el aumento de centrales de generación eléctrica, que de alguna manera utilizan este hidrocarburo para su operación, tal es el caso de las centrales de ciclo combinado. Algunos de los beneficios de generación con base a este tipo de centrales son: mayor eficiencia térmica, menores emisiones, costos de capital más bajos, plazos de construcción y arranque más cortos, y requerimientos de espacios menores; beneficios que no poseen las centrales que utilizan combustóleo o carbón.

Sin embargo, la viabilidad de continuar con la expansión del parque de generación en la industria eléctrica, con base en gas natural depende de dos factores: En primer lugar de la capacidad que tenga el gobierno mexicano para garantizar el

¹ Los datos presentados hasta el momento, han sido tomados de: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016*, publicado por la Secretaria de Energía.

abasto de gas natural.² Es necesario tener presente que las reservas probadas del mismo a finales de 2007 son de 8 años.³ El segundo aspecto se refiere a la necesidad de considerar la volatilidad que presentan los precios de éste, donde la industria eléctrica debe incorporar estas variaciones al diseño de sus tarifas, en la búsqueda de fijar un esquema tarifario eficiente, que responda a los costos marginales de generación. Por lo tanto, no basta con asegurar el abasto de gas natural, es necesario que las tarifas de la industria eléctrica se ajusten ante las variaciones en el precio de este hidrocarburo. En este contexto, continuar con la expansión de la industria eléctrica con base en gas natural, depende de que las tarifas eléctricas se ajusten ante las variaciones en el precio de dicho hidrocarburo, de no ser así, la generación eléctrica podría verse deteriorada al no recuperar los costos de generación.

Esta investigación gira en torno a las implicaciones económicas que tiene el segundo aspecto (él relacionado a los precios) sobre la industria eléctrica, tomando como referencia un modelo de equilibrio general.⁴ En términos del mismo, las tarifas eléctricas son eficientes en el ámbito de la generación si cumplen dos condiciones: a) *que los precios de los insumos necesarios para la generación sean eficientes (precio del gas natural)*, y b) *que las tarifas que fije la industria eléctrica respondan ante las variaciones en el precio del gas natural*.

² El abasto de gas natural se puede satisfacer mediante la producción nacional, o bien con importaciones a través de la red de gasoductos existente. Otra opción para diversificar el suministro, es la importación de Gas Natural Licuado (GNL), el traslado de GNL (a través de barcos llamados “metaneros”) permite que los cargamentos de gas natural puedan ser llevados y entregados donde se presenta la demanda.

³ Dato tomado de la publicación: *BP Statistical Review of World Energy*, junio de 2008.

⁴ La teoría económica convencional señala que el equilibrio se alcanza en todo el sistema, cuando en cada mercado las cantidades ofrecidas son iguales a las demandadas a un precio dado. Si todos los mercados excepto uno están en equilibrio, el ajuste en precios y cantidades en este único mercado distorsionará el equilibrio en los otros mercados.

Recapitulando, el modelo equilibrio general planteado, exige que tanto el precio de tarifas eléctricas responda a los costos de generación (al menos ante el precio del gas natural), así como de que el precio del hidrocarburo en cuestión sea eficiente.

Para determinar la medida en que se encuentran presentes estas dos condiciones en la industria eléctrica en México, se plantean tres capítulos:

Primero *La industria del gas natural y el sector eléctrico en México*. Se muestra que la industria del gas natural en México está altamente regulada, donde la oferta y la demanda no determinan los precios. Sin embargo el principio económico que rige los precios de dicho hidrocarburo (costo de oportunidad), nos permite concluir que los precios están basados bajo principios de eficiencia económica. Con dicha exposición queda cubierta la primera parte de nuestro modelo de equilibrio general, que señala que el precio del insumo debe fijarse bajo criterios de eficiencia. También se presenta la relación entre la industria del gas natural, y el sector eléctrico en dos ámbitos. En primera instancia se exhibe la importancia que ha cobrado el gas natural en el parque de generación eléctrica, y se describe el impacto de las variaciones en el precio de éste, sobre los costos de generación.

Segundo *Análisis de la sensibilidad de las tarifas eléctricas, ante variaciones del precio del gas natural*, se presenta un modelo econométrico para evaluar la sensibilidad que experimentan, cada una de las tarifas del servicio eléctrico (agrícola, comercial, doméstico, servicios, mediana y gran industria) ante cambios en el precio del hidrocarburo en cuestión.

Con base en los resultados del modelo econométrico, es posible determinar aquellas tarifas del sector eléctrico, que cumplen con la segunda condición del modelo de equilibrio general, que establece que dichas tarifas deben responder ante los cambios del precio del gas natural.

Y tercero, *Evaluación de la eficiencia de los precios del gas natural y de la electricidad*, se explican las ventajas de que el sistema de precios de la industria eléctrica esté regido bajo criterios de eficiencia económica. También se expone una limitante de este enfoque, en el sentido de que una tarifa eficiente no garantiza que esta sea equitativa.

Capítulo 1 La industria del gas natural y el sector eléctrico en México

1.1 La industria del gas natural en México

1.1.1 La cadena de valor del gas natural

La industria del gas natural puede ser dividida en tres segmentos:

El segmento *upstream* comprende la etapa inicial de producción, y el descubrimiento del gas natural.

Para el caso de México, la exploración y producción de gas natural esta a cargo de Pemex Exploración y Producción (PEP). Las actividades vinculadas a la exploración y explotación son llevadas a cabo por esta, o bien por miembros del sector privado, los cuales han sido contratados por la misma, y están bajo su supervisión y sujetos a leyes gubernamentales.

El segmento *midstream* constituye el procesamiento del gas natural, que se realiza en instalaciones de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

La proporción de componentes gaseosos presentes en el gas natural, a la hora de su extracción del pozo varía, por ende su calidad y contenido energético también. Esto representa una problemática para su uso como combustible o materia prima. Por ejemplo, para la generación de energía eléctrica la variabilidad del contenido energético, implica constantes ajustes en la operación de las plantas generadoras.

La variabilidad en la calidad del gas natural se soluciona mediante su procesamiento, el cual implica separar la variedad de los hidrocarburos y fluidos del metano, con la finalidad de producir gas natural seco. Este se define como:

Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano.¹

Por último, el segmento *downstream* incluye el transporte y uso de los productos de gas natural comerciables.

El mayor gasoducto que transporta gas natural en México, es operado y propiedad de Pemex. Existen también sistemas aislados en la región noreste del país. La mayor parte de los sistemas de distribución y transporte se encuentra interconectados con la red de gasoductos de PGPB.

La red de gasoductos de Pemex se encuentra diseñada para transportar gas natural seco, de tal manera que el gas natural que se extrae se envía a las plantas para su procesamiento, y posteriormente se inyecta a la red de gasoductos. El siguiente mapa muestra la red de gasoductos en México. A lo largo de dicha red se encuentran distribuidas distintas centrales eléctricas, que utilizan de alguna manera gas natural para la generación.

¹ El procesamiento del gas natural para transformarlo en gas natural seco, soluciona el problema de las distintas calidades del gas natural, y también el problema que se presenta al ser transportado. Es decir, para que el gas natural pueda ser transportado a través de la red de gasoductos; es necesario que este tenga la calidad necesaria para ser inyectado a dicha red.

MAPA 1

RED DE DUCTOS Y CENTROS PROCESADORES DE GAS



FUENTE: Secretaría de Energía, en *Prospectiva del mercado del mercado de Gas Natural 2007-2016*.

El esquema 1 presenta la estructura de la cadena de valor del gas natural. Se muestra que tanto la exploración, distribución y procesamiento del gas, están a cargo exclusivamente de Pemex. El transporte y la comercialización competen a Pemex, y a los de particulares. Por último, la distribución está a cargo únicamente de los particulares. Es decir los segmentos *upstream* y *midstream*, son controlados por él por gobierno. Por consiguiente, es posible señalar que la industria del gas natural en México, se encuentra altamente regulada. Donde no es posible que una diversidad de oferentes y demandantes, determinen el precio del hidrocarburo en cuestión.

ESQUEMA 1
CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN MÉXICO



FUENTE: Secretaría de Energía, en *Prospectiva del mercado del mercado de Gas Natural 2006-2015*.

1.1.2 Principios para la determinación del precio del gas natural

En 1995 se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Un argumento que avalaba dichas reformas (por parte del gobierno), es que estas fomentan la competitividad y la eficiencia, logrando así aumentar el bienestar de los usuarios.

“El nuevo marco regulador tiene como objetivo propiciar una estructura industrial eficiente a partir de combinar la promoción de la competencia económica en ramas y sectores potencialmente competitivos y la regulación de los monopolios naturales y legales.”²

Las transformaciones en materia de gas natural en la búsqueda de crear un mercado competitivo y eficiente, no se limitó con ampliar la participación del sector privado en áreas específicas (véase esquema 1), se modificó también el mecanismo de precios. Como se expone a continuación:

La búsqueda de crear un entorno competitivo al interior de la industria del gas natural, no inició con las modificaciones al marco jurídico en 1995. Desde comienzos de la década de 1990, los precios mexicanos del gas natural, han

² “La regulación de gas natural en México 2”, en *Comisión Reguladora de Energía*, p.p 4.

seguido el de desarrollo del precio del gas estadounidense. En 1991, el Comité de Precios de Gas Natural y Petrolíferos, fijó una metodología para determinar los precios de éste con base en un mecanismo *netback*. Dicho mecanismo se emplea para determinar el precio del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa, o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución. Este método refleja el costo de oportunidad del gas natural.

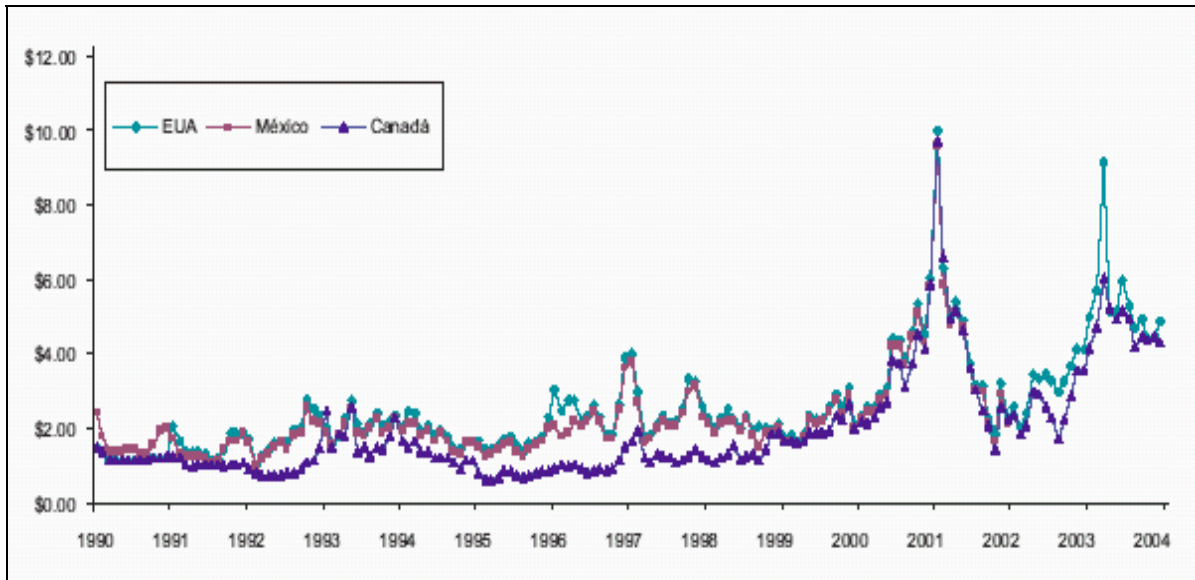
Tal mecanismo toma como referencia el precio del gas natural en el sureste de Texas, EU, para fijar el precio del gas al interior del país, y añade los costos netos de transporte desde este Estado, hasta Ciudad Pemex, Tabasco, en el Sureste del país.

Bajo el mecanismo de *netback*, el punto donde el flujo del gas natural importado del Norte, y el gas producido en el sureste del país coinciden, es llamado punto de arbitraje. El precio del gas natural en México es: la suma del precio de referencia en Texas, más el costo de transporte desde la frontera hasta el punto de arbitraje, menos el costo de transporte desde este punto hasta Ciudad Pemex.

Los precios del gas natural en Canadá, Estados Unidos y México, empezaron a converger en 1999, gracias a la creciente integración del mercado del mismo. La gráfica 1 ilustra dicho fenómeno, donde el comportamiento de los precios en el periodo 1990-1995, fue relativamente estable. Pero la integración de los mercados no ha logrado disminuir la volatilidad de los precios a partir de 1995. La inestabilidad en los precios a partir de dicho año, fue causada por una serie de factores que limitaron la oferta y con ello, su capacidad de satisfacer a la creciente demanda, que dio lugar a la elevación de los precios hasta 10USD/MMBtu en el 2001, para luego disminuir por debajo de los 2USD/MMBtu al año siguiente.

GRÁFICA 1

PRECIOS DEL GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL NORTE, USD/MMBtu



FUENTE: Publicación de la Secretaría de energía: *Visión del mercado de gas natural en América del Norte*.

El considerable aumento de los precios a partir del año 2000, fue producto de una combinación de factores como: un lento crecimiento de la oferta del gas natural, una demanda sostenida a causa de condiciones climáticas, elevados precios del crudo, y falta de gas natural para almacenamiento.

El alza de los precios indujo a los productores a perforar más pozos, y que los consumidores buscaran diversificar los combustibles empleados para satisfacer sus necesidades. Este fenómeno en su conjunto causó un aumento en la oferta, y una disminución en la demanda de gas natural, que dio origen a una caída en los precios para el año 2002. Sin embargo, para el 2003 los precios aumentaron gracias a la combinación de diversos factores como un crecimiento sostenido de la demanda, un lento aumento de la oferta, y de los altos precios mundiales del crudo.

Durante el periodo 1990-2000, el precio del gas natural en promedio no superó los 3.8USD/MMBtu. Para el año 2001, los precios llegaron a niveles muy elevados. A mediados de ese año el gobierno en México decidió implementar un mecanismo

de cobertura denominado 4x3, que consistía en fijar el precio del gas en 4.0USD/MMBtu durante tres años. De tal manera que las compañías de transporte y distribución compraron el gas natural a dicho precio, logrando así evadir la volatilidad que ocurría en el mercado del gas en Estados Unidos.

Para diciembre de 2003, el mecanismo de cobertura 4x3 llegó a su fin. Y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), permitió a los distribuidores de gas natural incorporar dentro de su precio máximo de adquisición, los ajustes derivados de la utilización de instrumentos financieros de cobertura. Dichos mecanismos de ajustes tienen vigencia hasta diciembre de 2006.

Actualmente el precio del gas natural al público, se calcula mensualmente para cada una de las zonas de transporte definidas por la CRE. Los conceptos que lo integran son:

- El precio de referencia (como gas combustible)
- La tarifa de transporte de la zona donde se ubica el cliente
- El costo del servicio de acuerdo al tipo de contrato firmado con PGPB
- El impuesto al valor agregado (IVA) de 15%, o de 10% si se trata de la franja fronteriza.

De dicha estructura, el componente que cobra mayor importancia para la presente investigación es el precio de referencia. Éste para el gas natural en México, se determina en tres puntos de interconexión fronterizos: Reynosa, Cd. Juárez, y Naco, con base en los índices de precios de las principales cuencas productoras de gas natural como Permian y San Juan, e índices de ductos estadounidenses como EP&G y TETCO.

El precio de referencia en Ciudad Pemex, Tabasco, se calcula mediante el mecanismo de *netback*, que como fue señalado permite reflejar el costo de oportunidad del gas seco, respecto al mercado del sur de Texas. El mapa 2 muestra dicha estructura.

MAPA 2

ESCENARIO DE EQUILIBRIO DEL MECANISMO DE NETBACK.



Nota: El punto de arbitraje es el lugar donde coinciden los flujos de gas del norte y sur del país; actualmente ese punto se ubica en Los Ramones.

Precio en Reynosa = Precio en el Sur de Texas.

Precio en Cd Pemex = Precio en Reynosa + Transporte de Reynosa a los Ramones – Transporte de Cd Pemex a los Ramones.

FUENTE: Secretaría de Energía.

1.1.2.1 Ventas de primera mano

La fijación de los precios se determina con base a la metodología que expide la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Donde para la fijación del precio máximo de las Ventas de Primera Mano (VPM),³ se toma en consideración las condiciones del mercado internacional, el lugar donde se realice la venta, y las alternativas de suministro de los usuarios. Un objetivo que se persigue con el establecimiento de este precio máximo, es limitar el poder de Pemex como único productor nacional de gas.

³ Es la primera enajenación de gas natural de origen nacional que realice Pemex a un tercero, para su entrega en territorio nacional.

Según la CRE el propósito de la regulación de las ventas de primera mano, es asegurar la equidad en el mercado de gas natural, promoviendo condiciones de competencia y diversificación de las operaciones para los consumidores de este producto.

1.1.2.2 Implicaciones político-económicas del mecanismo de precios de gas natural.

Con base en lo señalado existe una tendencia del gobierno mexicano a fomentar al interior del país, medidas que contribuyan a crear un entorno más competitivo y eficiente en la industria del gas natural, sobre todo en el ámbito de los precios.

La competitividad y la eficiencia son conceptos interrelacionados. Para la teoría neoclásica, sólo en los mercados competitivos es posible alcanzar ambos objetivos. En dichos mercados la oferta y la demanda actúan libremente formando un vector de precios, a partir del cual quedan igualadas la oferta y la demanda. En estos mercados las empresas son tomadoras de precios.

La competencia conduce a la eficiencia, debido a que los consumidores cuando deciden que cantidad han de comprar, igualan la utilidad marginal del consumo de una unidad adicional, con el costo marginal de producirla, que es exactamente el precio que tienen que pagar.

Dadas las características de la industria del gas natural en México; donde la competencia esta ausente en la exploración, producción y procesamiento, resulta fundamental preguntarse, sí al aplicar el método de netback, es posible que los precios al interior del país sean considerados eficientes desde el punto de vista económico.

Al respecto, en estudio publicado por Rosellón, (2005) se analiza el carácter óptimo de la regla de enlace hacia atrás *netback*, mediante la cual se fijan los precios del gas natural en México. En dicho estudio se concluye que: si el mercado del gas natural no está segmentado (el mercado mexicano no lo está, a medida que el gas de C.d Pemex, Tabasco, llega a los Ramones, Nuevo León), la regla de *netback* es óptima en el sentido de Pareto.⁴

Esta regla de enlace hacia atrás implica que el precio del gas natural en México, es insensible ante las variaciones de la demanda al interior del país, de tal manera que los consumidores se enfrentan a una curva de oferta plana. Esto es coherente con las características de la industria del gas natural en México; donde el precio es una variable dada (tomada de un mercado competitivo), y donde las variaciones de la demanda no afectan al precio. Bajo este escenario, si se violan algunos de estos supuestos, la regla de enlace hacia atrás dejaría de ser óptima en el sentido de Pareto.

Recapitulando, la teoría económica convencional exige que los precios respondan a los costos marginales de generación para que estos sean considerados eficientes. Sin embargo otra vía para alcanzar la eficiencia, es hacer que los precios respondan ante el principio del costo de oportunidad, logrando así establecer precios eficientes en el sentido económico, tal es el caso del gas natural en México.

En este contexto debemos tener presente que la eficiencia, implica que el gobierno renuncia a su capacidad de influir en el diseño de los precios del gas natural. El método de *netback*, no toma en consideración las condiciones internas de producción, ni tampoco la escasez o abundancia del recurso.

⁴ Una asignación es eficiente en el sentido de Pareto, si no existe alguna otra asignación que permita mejorar el bienestar de algún agente sin empeorar al mismo tiempo el de algún otro. En el ámbito de la producción implicaría que el precio que se cobra por un bien, es igual al costo marginal de producirlo.

De tal manera que el mecanismo de precios actual, es poco sensible ante las condiciones internas de producción, pero altamente sensible a las condiciones externas. De tal manera que los factores que provocan precios altos, reflejando condiciones de escasez en el mercado de Estados Unidos, se reflejan en precios altos en el mercado mexicano.

1.2 La industria eléctrica en México

1.2.1 Características generales del Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es el conjunto de instalaciones destinadas a la Generación, Transmisión, Distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas. Describiré a continuación lo que comprende cada una de estas etapas:

Generación

La generación de energía eléctrica se realiza mediante la utilización de distintas centrales, cuyo nombre esta asociado al energético primario utilizado.

1. **Central hidroeléctrica:** produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía potencial y cinética del agua.

2. **Central termoeléctrica:** produce energía eléctrica utilizando turbinas, que aprovechan la energía calorífica del vapor de agua producido en calderas.

3. **Central carboeléctrica:** no difiere en cuanto a su concepción básica se refiere, a las plantas termoeléctricas, el principal cambio es la utilización de carbón como combustible primario.

4. **Central núcleoelétrica.** En una central nuclear como en una térmica, la energía calorífica liberada por el combustible se transforma en energía mecánica, y posteriormente en energía eléctrica. En una central nuclear, el calor proviene de la ruptura de núcleos de uranio dentro de un reactor nuclear.

5. **Central geotérmica:** produce energía eléctrica utilizando turbinas, que aprovechan la energía calorífica del vapor de agua; producido en las entrañas de la Tierra.

6. **Central eólica:** produce energía eléctrica utilizando turbinas, que aprovechan la energía cinética del viento.

Las plantas generadoras que utilizan hidrocarburos como insumos, pueden clasificarse de la siguiente manera:

Planta Generadora	Hidrocarburo
Ciclo Combinado	Gas natural
Turbotas	Gas natural o Diesel
Termoeléctrica	Combustóleo y/o gas natural
Dual	Carbón y combustóleo
Combustión Interna	Diesel

El cuadro 1 muestra en términos porcentuales la generación total de energía eléctrica por tipo de planta, en el periodo 1995-2005. Es posible observar la creciente evolución de la generación con base en hidrocarburos, de un orden de 10% (60.57 en 1995 y 70.93% en 2005), y una disminución en la misma proporción con base en fuentes alternativas.

Para el año 2005, las tres principales centrales en la generación son: ciclo combinado 33.5%, termoeléctrica 29.7% e hidroeléctrica 12.6%. Esto contrasta con el año 1995, donde la aportación de las principales centrales fue: termoeléctrica 48.4%, hidroeléctrica 19.3% y Carboeléctrica 10.1 por ciento.

CUADRO 1
GENERACIÓN TOTAL DEL SERVICIO PÚBLICO NACIONAL SIN IMPORTACIONES
ESTRUCTURA PORCENTUAL

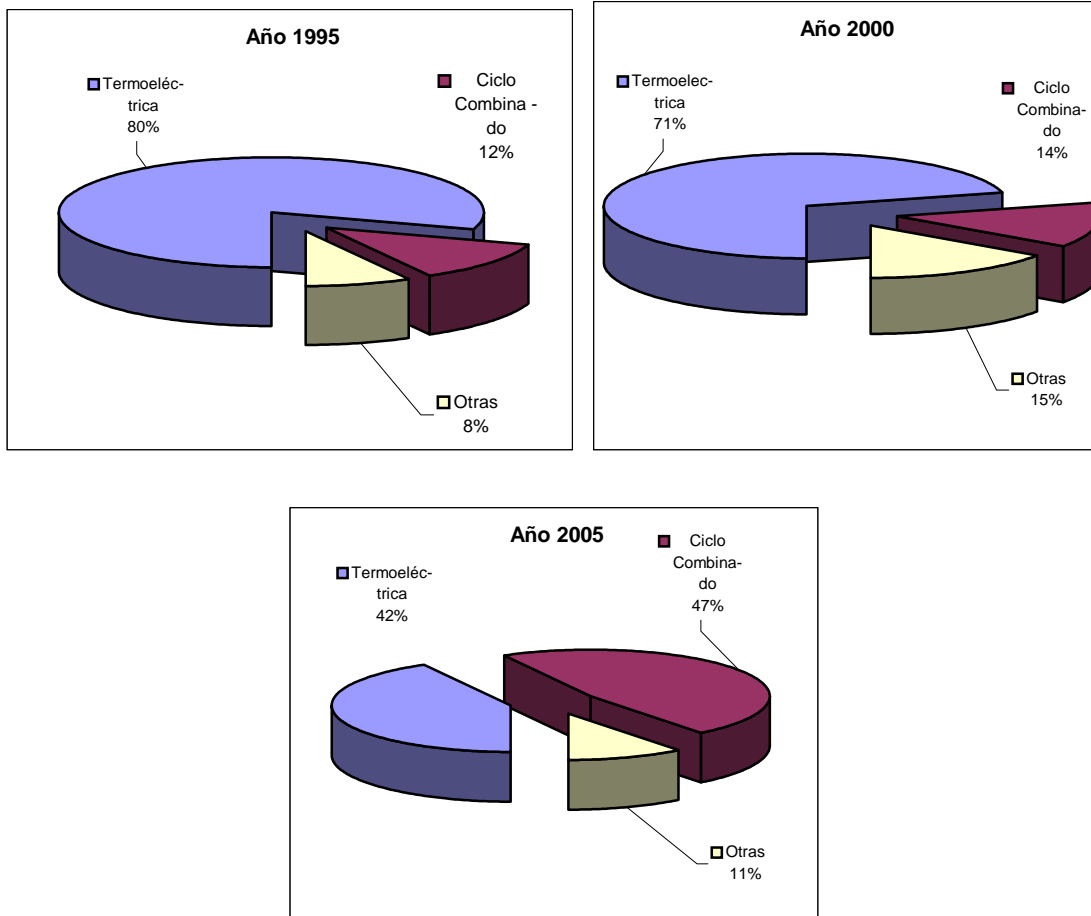
Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Termoeléctrica	48.44	49.25	50.87	50.42	47.04	46.63	45.86	39.44	36.23	31.79	29.72
Dual	4.25	1.83	4.34	7.42	6.21	7.04	7.16	6.90	6.81	3.79	6.52
Ciclo combinado	7.31	7.02	6.96	7.71	8.58	9.21	12.87	22.26	27.04	34.64	33.51
Turbogás	0.32	0.29	0.41	0.64	1.15	2.71	2.77	3.18	3.41	1.33	0.62
Combustión interna	0.26	0.28	0.29	0.18	0.21	0.22	0.24	0.28	0.37	0.29	0.36
Total Hidrocarburos	60.57	58.66	62.86	66.37	63.19	65.81	68.90	72.06	73.85	71.85	70.73
Hidroeléctrica	19.34	20.70	16.38	14.40	18.08	17.16	14.43	12.37	9.70	12.02	12.61
Carboeléctrica	10.17	11.68	10.89	10.50	10.09	9.70	9.42	8.03	8.19	8.57	8.39
Nucleoeléctrica	5.93	5.19	6.48	5.42	5.53	4.26	4.43	4.85	5.16	4.41	4.93
Geotermoeléctrica	3.98	3.77	3.39	3.31	3.11	3.06	2.82	2.68	3.09	3.15	3.33
Eoloeléctrica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Fuentes Alternativas	39.43	41.34	37.14	33.63	36.81	34.19	31.10	27.94	26.15	28.15	29.27

FUENTE: Elaboración propia con datos de: *Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015*.

Respecto a la generación con base en hidrocarburos, la participación en la generación eléctrica ha sido estable en las centrales duales, turbogas y de combustión interna. No obstante las centrales de ciclo combinado y termoeléctricas, han sufrido cambios drásticos. Sobre todo al observar el aumento creciente de las centrales de ciclo combinado, aunado a la disminución de centrales termoeléctricas. Esta tendencia se muestra en la gráfica 2.

GRÁFICA 2

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TIPO DE CENTRAL, CON BASE EN HIDROCARBUROS



NOTA: En "Otras", se encuentran las centrales de: Turbogas, Dual y Combustión Interna.
FUENTE: Elaboración propia con datos de: *Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015*.

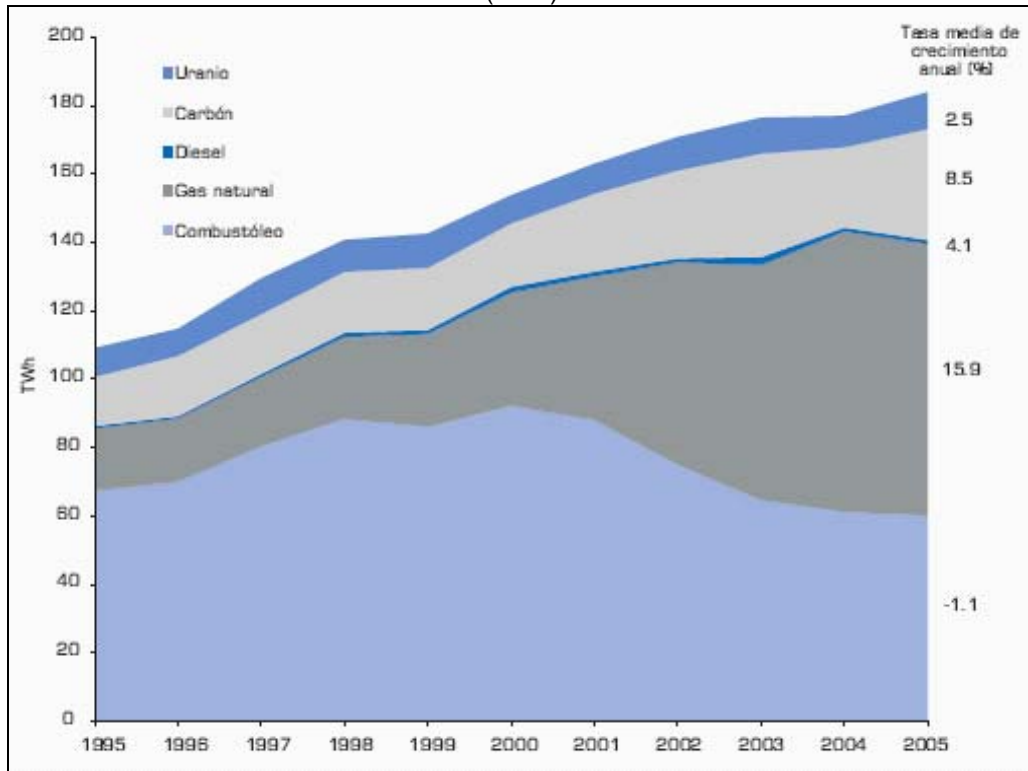
La tendencia a emplear de forma creciente tecnología de ciclo combinado en el proceso de generación, aunado a la caída en la participación de centrales termoeléctricas, tiene implícito un cambio sustancial respecto al insumo primario utilizado para la generación, que se manifiesta en un aumento en la utilización de gas natural y una disminución en la demanda de combustóleo.

La gráfica 3 ilustra dicha situación. Donde la tasa media de crecimiento del combustóleo (insumo empleado en centrales termoeléctricas), durante el periodo 1995-2005, fue de -1.1% . Mientras que la del gas natural (empleado

principalmente en centrales de ciclo combinado), presenta un aumento significativo de 15.9 por ciento.

GRAFICA 3

GENERACIÓN BRUTA EN EL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE ENERGÉTICO UTILIZADO, 1995-2005 (TWh)



FUENTE: *Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015.*

Si las centrales de generación obtienen su energía primaria de distintas fuentes como: viento, diesel, gas natural, combustóleo, carbón, escurrimientos de agua, etc. Es de esperar que dadas las características de cada una de estas plantas, existan costos de generación diferentes para cada una de ellas dependiendo el insumo utilizado.

Transmisión

La transmisión de energía eléctrica se realiza a través de líneas y subestaciones; que conducen la energía desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo, y por último distribuirla a los usuarios finales.

Distribución

Como fue señalado, el sistema de distribución se encarga de conducir la energía eléctrica desde el sistema de transmisión hasta los usuarios.

1.2.2 La estructura tarifaria en el sector eléctrico

Para comprender la dinámica de las tarifas del sector eléctrico; así como los elementos que influyen para su determinación, es necesario realizar una breve exposición del comportamiento de la oferta y la demanda de electricidad.

1.2.2.1 Comportamiento de la demanda

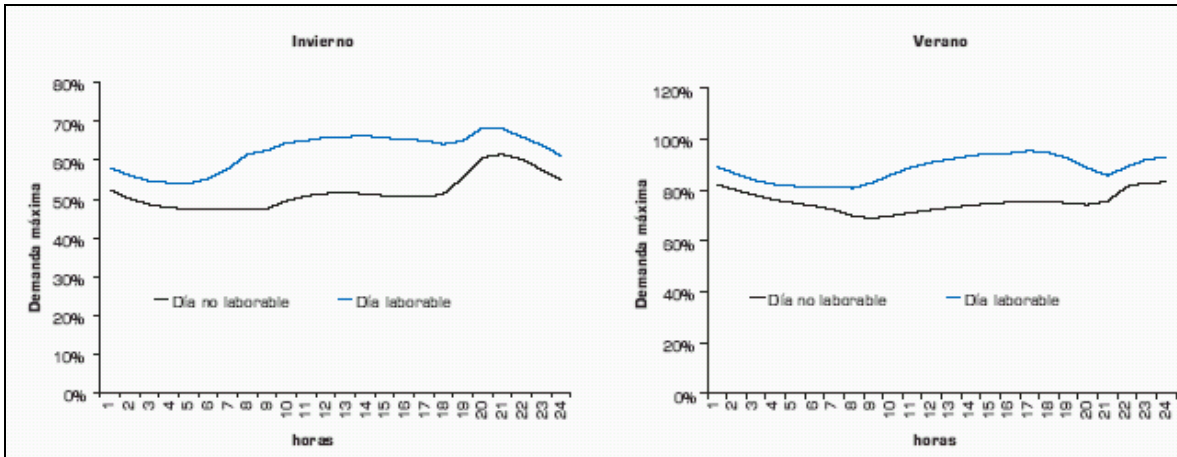
La demanda de electricidad, está en función de las actividades de la sociedad. Presenta fluctuaciones horarias diarias, semanales y anuales. Es impactada por los cambios estacionales, esto es, fluctuaciones en ciertas épocas del año.

En el caso del sistema eléctrico, la demanda, o bien carga⁵ de un sistema, es generalmente más alta durante el día y al atardecer, cuando las cargas individuales son altas y la iluminación es encendida. La demanda es más baja de la media noche hasta el amanecer del día siguiente. El uso de la corriente eléctrica tiene variaciones semanales, siendo la carga más baja en los fines de semana que en los días laborales. La gráfica 4 ilustra lo señalado.

⁵ Carga: Cantidad de potencia que debe ser entregada en un punto dado del sistema eléctrico.

GRÁFICA 4

CURVAS TÍPICAS DE CARGA HORARIA RESPECTO A LA DEMANDA MÁXIMA,
ÁREAS OPERATIVAS DEL SUR, 2005
(PROMEDIO DE LAS ÁREAS OCCIDENTAL, ORIENTAL, CENTRAL Y PENINSULAR)



FUENTE: *Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015*.

1.2.2.2 Comportamiento de la oferta

La energía eléctrica no puede almacenarse económicamente en cantidades significativas, por lo que la oferta o bien la potencia eléctrica generada,⁶ debe ser igual en cada instante a la demanda, más las pérdidas del sistema. Lo que implica un ajuste instantáneo de la oferta a la demanda.

Para satisfacer la creciente demanda de electricidad a lo largo del día se utilizan plantas más eficientes. Las plantas de menor costo (usualmente las carboeléctricas, nucleares e hidroeléctricas) operan para satisfacer la base de la carga. Durante las horas pico se emplean plantas con bajos costos de capital, pero altos costos en los combustibles, es decir, aquellas que utilizan como insumo gas natural. De tal manera que durante los periodos pico, los costos variables se incrementan a medida que se genera más electricidad.

⁶ Potencia: Es trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watts (W).

El dinamismo que presenta el gas natural en el parque de generación (ya mencionado respecto a otros combustibles fósiles), se explica por ser menos contaminante, tener una eficiencia de combustión elevada, es más atractivo por sus características para utilizarse en plantas con costos de inversión más bajos, y plazos de construcción cortos. Es importante destacar que las plantas basadas en gas natural, son altamente dependientes tanto del precio de dicho insumo, como de la disponibilidad del mismo. De tal manera que cuando el precio de gas natural se incrementa considerablemente, se opta por satisfacer la demanda con aquella tecnología que poseen costos de generación más bajos. Al respecto la Secretaría de Energía señala:

A pesar de presentar el crecimiento más elevado para un combustible utilizado en el sector eléctrico público en la última década, la utilización del gas natural disminuyó 3.4% en el último año, debido a los incrementos en su precio, por lo que se diversificó la generación y se optó por centrales hidroeléctricas hacia el final del año, cuyos costos de generación eran menores que en los ciclos combinados, además de que el nivel en las presas de las hidroeléctricas fue favorable durante 2005. Así, la CFE disminuyó los consumos de gas natural en sus ciclos combinados, y mantuvo la base contratada de generación eléctrica con los PIE's.⁷

1.2.2.3 *El enfoque marginal y las tarifas eléctricas*

Puesto que la oferta y la demanda de electricidad deben ser iguales en cada instante. Si la demanda (potencia) aumenta en ciertas horas del día, se necesita una mayor generación para satisfacerla, que da lugar a incrementos en los costos de generación. Luego entonces, la tarifa eléctrica debe reflejar estos incrementos en los costos de generación.

De tal manera que los costos de generación no son los mismos a lo largo del día, por consiguiente resulta fundamental que los precios indiquen a los consumidores los cambios en sus consumos. Por ejemplo, cuando el consumo se reduce durante las horas de máxima demanda, son ahorrados costos adicionales en la

⁷ Secretaría de Energía, en *Prospectiva del mercado de gas natural, 2006-2015*, p.p 60.

generación. Estos ahorros deben ser reflejados en las facturas de los consumidores. De tal suerte que los ahorros en las facturas de los consumidores; deben ser iguales a los recursos ahorrados, por la empresa prestadora del servicio eléctrico. Es así como los precios deben enviar señales a los consumidores; reflejando las variaciones en los costos de generación, originados por cambios en el consumo.

En este contexto decimos que los precios son eficientes, en la medida que estos se encuentran relacionados con los costos de los recursos necesarios para generarla, los cuales aumentan o disminuyen gracias a cambios en el consumo. De tal manera que la fijación de precios, debe realizarse de acuerdo con el costo marginal.

Para la empresa prestadora del servicio eléctrico el aumento en el consumo, o la integración de un nuevo consumidor, genera costos adicionales, del mismo modo que una reducción en el consumo los disminuye. Estas variaciones en los costos deben ser reflejadas en las tarifas.

Únicamente las tarifas que se relacionan con los costos de generación, son capaces de enviar las señales apropiadas a los consumidores, acerca de cuando su consumo es caro y cuando es barato.

La presente investigación utiliza el precio de kWh para el usuario final, entendiendo este como la suma de los costos de generación, transmisión y distribución. Se asume que el precio del kWh para el usuario final representa un “aproximado”, de los costos de generación de aquellas centrales que utilizan gas natural para la generación eléctrica. Este supuesto es válido, dada la relevancia que tiene el gas natural en el parque de generación (ver apartado 1.2).

1.2.2.4 Variables que determinan las tarifas en el sector eléctrico

Las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica se clasifican de acuerdo a su uso, y nivel de tensión en:

Servicio doméstico: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC.

Servicio comercial: Generales en baja tensión: 2 y 3.

Servicio para alumbrado público: 5, 5A, 6 y 7.

Servicio agrícola: 9, 9M, 9CU, y 9N.

Servicio industrial: Generales en media tensión: OM, HM y HMC.

Generales en alta tensión: HS, HSL, HT y HTL.

Respaldo en media tensión: HM-R, HM-RF y HM-RM.

Respaldo en alta tensión: HS-R, HS-RF, HS-RM, HTR, HT-RF y HT-RM.

Servicio interrumpible: I-15 e I-30.

El servicio en media tensión (MT) y alta tensión (AT) en uso general y respaldo, así como de la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC), están sujetas a los costos marginales. Éstas se ajustan mensualmente considerando las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación. Asimismo, tienen cargos por consumo y por demanda con diferencias regionales, horarias y estacionales. El resto de las tarifas poseen estructuras más sencillas, al no considerar factores horarios en los que se realiza el consumo.

Todas las tarifas eléctricas se encuentran sujetas a ajustes mensuales, con excepción de las tarifas agrícolas de estímulo 9-CU y 9-N, que se ajustan anualmente. Las tarifas residenciales (sin incluir la DAC), las agrícolas 9 y 9-M y las de servicios públicos, se ajustan mediante factores fijos. El resto (DAC, comerciales e industriales) se ajustan mediante una fórmula de ajuste automático que incorpora las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación.

Los factores fijos se autorizan generalmente en forma anual, mediante acuerdos específicos y se relacionan con las estimaciones de la evolución esperada de la

inflación. Por otra parte, el ajuste automático mensual representa incrementos o decrementos derivados de los movimientos del costo total, considerando tanto los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad, como el resto de los factores de costo. Los cambios en el costo de combustibles se estiman con base en dos elementos:

- 1) Las variaciones en el precio de los combustibles.
- 2) Los cambios en la proporción en que los combustibles fósiles participan en la generación total.

Capítulo 2 . Análisis de la sensibilidad de las tarifas eléctricas, ante variaciones del precio del gas natural

2.1 Marco Teórico: eficiencia y maximización del bienestar social en la industria eléctrica

En el apartado *1.2.2.3 El enfoque marginal y las tarifas eléctricas*, se sostiene que las tarifas son eficientes en la medida que su diseño toma en consideración los costos marginales de generación. Es decir, estas son sensibles ante las variaciones de los precios los hidrocarburos necesarios para generarla (gas natural, diesel, combustóleo y carbón). Donde el gas natural ha cobrado una mayor relevancia en el parque de generación (ver apartado 1.2.1 y 1.2.2.2).

El precio de la electricidad es producto de una serie de factores, entre ellos el precio de los hidrocarburos necesarios para generarla. Dada la relevancia que tiene el gas natural en la generación eléctrica, es congruente sostener que el precio de la electricidad, debe ser sensible ante las variaciones en el precio de este insumo.

Si las tarifas eléctricas son sensibles a las variaciones en el precio de los insumos necesarios para generarla (principalmente para el caso del gas natural), podríamos sostener que dichas tarifas son eficientes. Sin embargo, en términos de un modelo de equilibrio general la exigencia es mayor, se necesita que cumplan dos condiciones para sostener que las tarifas eléctricas son eficientes:¹

- a) Que las tarifas que determina la industria eléctrica respondan a los costos de generación y,
- b) que los precios de los insumos para generarla sean eficientes.

¹ El equilibrio denota una situación en la cual, en términos agregados, compradores y vendedores están satisfechos con la combinación corriente de precios y cantidades compradas o vendidas, además de que no hay algún incentivo para cambiar su acción actual.

Respecto a la segunda condición, en el apartado 1.1 La industria del gas natural en México, se muestra que a pesar de contar con una industria del gas natural altamente regulada, donde la oferta y la demanda no determinan los precios, es posible disponer de un nivel *eficiente* basado en el costo de oportunidad. Con esto queda cubierta la segunda condición de nuestro modelo de equilibrio general.

Para verificar el cumplimiento de la primera condición, es necesario realizar un modelo econométrico que determine la sensibilidad de las tarifas eléctricas ante las variaciones en el precio del gas natural. Esto es objeto de estudio en el apartado 2.2.

Una estructura tarifaria que refleje únicamente la estructura de costos de la industria eléctrica, puede no conducirnos a una asignación eficiente de los recursos. Esto se explica por los economistas como el problema del “segundo mejor”, es decir, la elección de los consumidores puede verse influenciada no únicamente por los precios de la electricidad, sino también por los precios de los combustibles necesarios para generarla. De tal manera que los precios cobrados por la industria eléctrica, pueden no reflejar el valor que para la economía tienen los recursos utilizados para generarla.

Por ejemplo, en un escenario donde el gobierno interviene para disminuir la volatilidad en el precio del gas natural, y con ello estabilizar el precio de la electricidad, es un caso de “segundo mejor”. Donde efectivamente los precios de la electricidad siguen reflejando los costos de generación (ahora controlados), pero esto no garantiza que los precios sean eficientes.

Esto obedece a que el usuario de electricidad recibe una señal errónea vía precios, que le indica que los costos de generación, de la energía que demanda no varían, por lo tanto, los consumidores no tomarán medidas encaminadas a racionar su consumo de electricidad.

Es así como la tarifa eléctrica eficiente, es aquella que refleja las variaciones ocurridas en los precios de los insumos necesarios para generarla, a fin de promover el uso racional de energía. Sólo así el usuario será capaz de racionar su consumo, o bien podrá seguir consumiendo, pero pagando tarifas más elevadas.

Una posible respuesta al problema del “segundo mejor”, es ignorar las distorsiones que pudieran existir en el sistema de precios de los insumos necesarios para la generación eléctrica. La razón para sugerir esto radica en que la función asignada a la empresa eléctrica, es suministrar electricidad y no conducir a la economía en su totalidad. Otra razón para ignorar dicho problema, es que las distorsiones de precios en cualquier sector de la economía deben ser atacadas directamente.

La otra respuesta, consiste en tratar de practicar un ajuste de las tarifas eléctricas, ante la distorsión que imponen los precios de insumos necesarios para la generación, mediante la utilización de precios sombra.

Por otro lado tenemos una situación de “primer mejor”, esta describe un caso donde el precio del insumo para la generación es eficiente (precio del gas natural), y al mismo tiempo, sus variaciones impactan a tarifas eléctricas de manera más significativa, que aquellas variables que puedan distorsionar el esquema de precios.

Recapitulando, un modelo de equilibrio general aplicado a la industria eléctrica, exige que tanto el precio del insumo para la generación (gas natural), como el de la tarifa eléctrica, estén fijados bajo criterios de eficiencia económica. Sólo así se alcanza una situación de “primer mejor”, de tal suerte que se utilizan de forma eficiente los recursos. Cuando los precios no se fijan bajo criterios de eficiencia económica, el seguir las señales que estos proporcionan puede conducirnos a resultados no deseados, caracterizados por pérdida de eficiencia en ámbito de

generación, y por una deficiente utilización de la energía eléctrica por parte de los usuarios (esto se expone en el tercer capítulo).

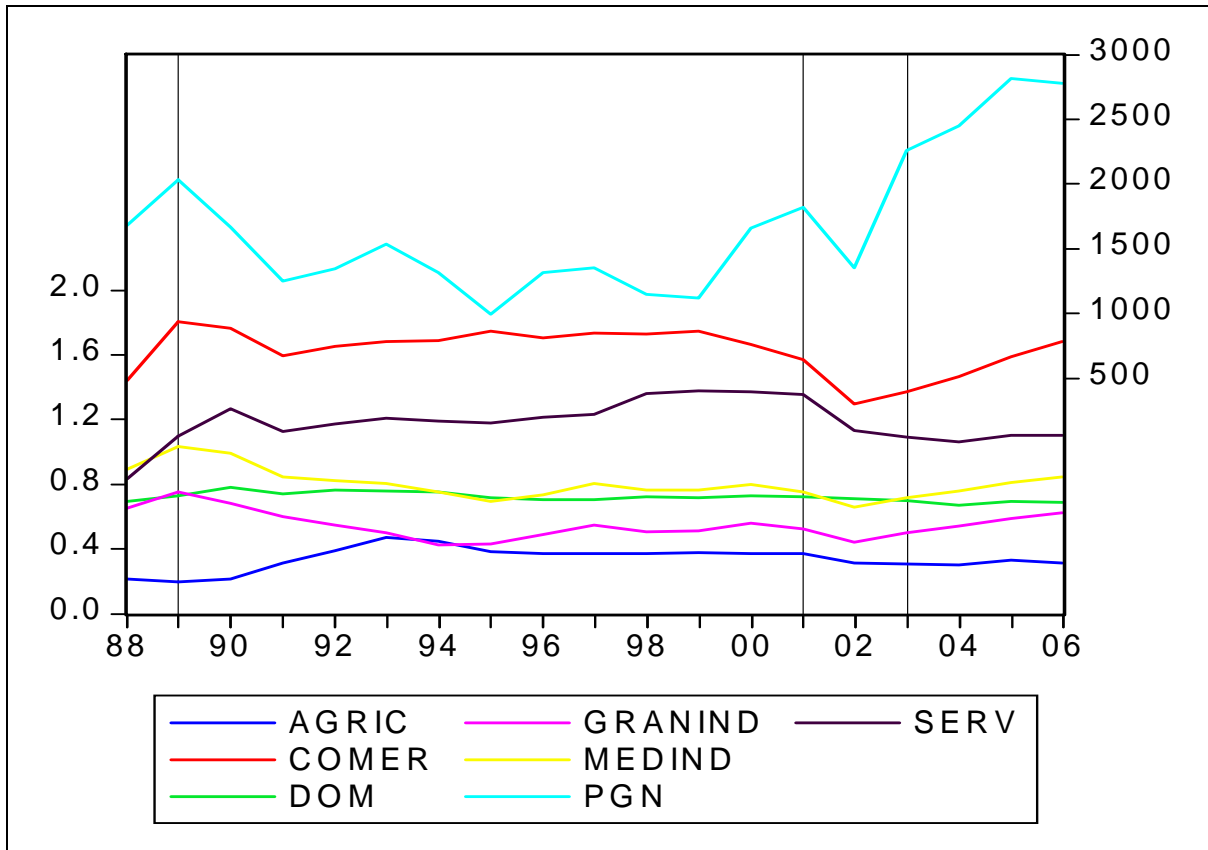
2.2 Modelo econométrico

Como ha sido planteado, en la búsqueda de encontrar aquellas tarifas que cumplan las condiciones de “primer mejor” (que garantizan la utilización eficiente de la energía eléctrica), se diseñó el siguiente modelo econométrico. Este busca medir la sensibilidad de las tarifas del sector eléctrico (agrícola, comercial, doméstico, servicios, mediana y gran industria), ante las variaciones en el precio del gas natural destinado para la generación eléctrica y del índice de precios al consumidor.

El periodo analizado comprende de 1988 a 2006. La gráfica 5 ilustra el comportamiento de los precios del sector eléctrico, así como del gas natural, caracterizado por variaciones drásticas de este último principalmente en los años 1989, 2001 y 2003. Se espera que dada la relevancia que tiene el gas natural en el parque de generación, las variaciones en el precio de este insumo, se reflejará en las tarifas eléctricas.

GRÁFICA 1

PRECIO DEL GAS NATURAL (\$/1000 M³) Y DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS (\$/KWH)
(BASE 2003)



FUENTE: Elaboración propia con datos de: International Energy Agency. Natural Gas Information 2007 with 2006 data y de la Comisión Federal de Electricidad.

DONDE: PGN: Precio del Gas Natural.

AGRIC: Tarifa de la electricidad para el sector agrícola.

COMER: Tarifa de la electricidad para el sector comercial.

DOM: Tarifa de la electricidad para el sector doméstico.

GRAN IND: Tarifa de la electricidad para la gran industria.

MED IND: Tarifa de la electricidad para la mediana industria.

SERV: Tarifa de la electricidad para el sector servicios.

En síntesis, el modelo econométrico tiene como objetivo medir la sensibilidad que experimentan las tarifas del sector eléctrico, ante las variaciones de: a) el precio del gas natural destinado para la generación eléctrica y b) el índice de precios al consumidor. Que según la Secretaría de Energía (Sener) influye en la fijación de las tarifas eléctricas (ver apartado 1.2.2.4). Donde se espera una relación positiva entre las variables independientes (precio del gas natural e índice de precios al consumidor), y la variable explicada (precio de la electricidad).

Las variables empleadas fueron transformadas a logaritmos, de tal manera que resultado obtenido por la regresión, pueda ser interpretado en términos de elasticidades. El modelo está representado de la siguiente forma funcional:

$$\ln(Pelec) = \ln(PGN) + \ln(IPC) + u_i$$

Donde: $\ln(Pelec)$: Logaritmo natural del precio de la electricidad.

$\ln(PGN)$: Logaritmo natural del precio del gas natural.

$\ln(IPC)$: Logaritmo natural del índice de precios al consumidor.

u_i : Perturbación aleatoria o término de error.

Dicha forma funcional se aplicó para cada una de las tarifas eléctricas de los sectores: agrícola, comercial, domestico, servicios, mediana y gran industria.

A continuación se presentan algunos resultados relevantes de la regresión, para cada una de las tarifas del sector eléctrico. Las abreviaturas empleadas son las siguientes:

Abreviatura	Significado
LNAGRIC	Logaritmo natural de la tarifa eléctrica del sector agrícola
LNCOMER	Logaritmo natural de la tarifa eléctrica del sector comercial
LNDOM	Logaritmo natural de la tarifa eléctrica del sector doméstico
LNSERV	Logaritmo natural de la tarifa eléctrica del sector servicios
LNMEDIND	Logaritmo natural de la tarifa eléctrica de la mediana industria
LNGRANIND	Logaritmo natural de la tarifa eléctrica de la gran industria
LNPGN	Logaritmo natural del precio del gas natural
LNIPC	Logaritmo natural del índice de precios al consumidor
ee	error estandar
T	Estadístico t
P	Probabilidad
R ²	Bondad de Ajuste

2.2.1 Tarifa eléctrica del sector agrícola

El resultado de la regresión para el sector agrícola es:

$$\text{LNAGRIC} = -0.436259 \cdot \text{LNPGN} + 0.170067 \cdot \text{LNIPC} + 1.452838$$

ee =	(0.1535)	(0.0585)	(1.0852)	R ² =0.4406
t =	(-2.8410)	(2.9054)	(1.3386)	
p =	(0.0118)	(0.0103)	(0.1994)	

La probabilidad de las variables explicativas o regresores son consideradas aceptables, tanto para el LNPGN como para LNIPC, no así para el término de error donde su probabilidad es muy elevada (0.1994), siendo superior a 0.05, que es la probabilidad considerada aceptable.

La probabilidad asociada a los coeficientes del LNPGN y del LNIPC, es considerada aceptable, pero el valor del coeficiente para el LNPGN es negativo (-0.4362), esto indica ausencia de sensibilidad entre las variaciones del precio del gas natural y el precio de la tarifa eléctrica. Esto se verifica con la matriz de Correlaciones del sector agrícola. En la tabla 1 se muestra una correlación lineal negativa entre el LNAGRIC y el LNPGN de -0.3815, mientras que la correlación entre el LNAGRIC y el LNIPC es positiva, aunque débil, de un orden de 0.3981.

TABLA 1
MATRIZ DE CORRELACIONES
DEL SECTOR AGRÍCOLA

	LNAGRIC	LNPGN	LNIPC
LNAGRIC	1.0000	-0.3815	0.3981
LNPGN	-0.3815	1.0000	0.3102
LNIPC	0.3981	0.3102	1.0000

El resultado de la regresión nos da una bondad de ajuste baja (0.4406), que es coherente al observar el comportamiento del modelo real y el ajustador, en la gráfica 6, donde se aprecian trayectorias distintas.

El comportamiento de los residuales muestra grandes variaciones, soliendo de las bandas de aceptación en el periodo 1992-1994. El comportamiento de los residuales, puede tener su explicación en la existencia de un cambio estructural. Para verificar la estabilidad estructural del modelo apliqué el contraste de Chow para el año 1991. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 2. Donde el valor del estadístico F y su probabilidad indican el rechazo de la hipótesis nula de estabilidad estructural, puesto que la probabilidad de rechazar dicha hipótesis siendo cierta no supera el 0.05. Por lo tanto, concluimos que se produce un cambio estructural en año 1991, como se puede ver en la gráfica 6.

TABLA 2
TARIFA ELÉCTRICA DEL SECTOR AGRÍCOLA

Chow Breakpoint Test: 1991

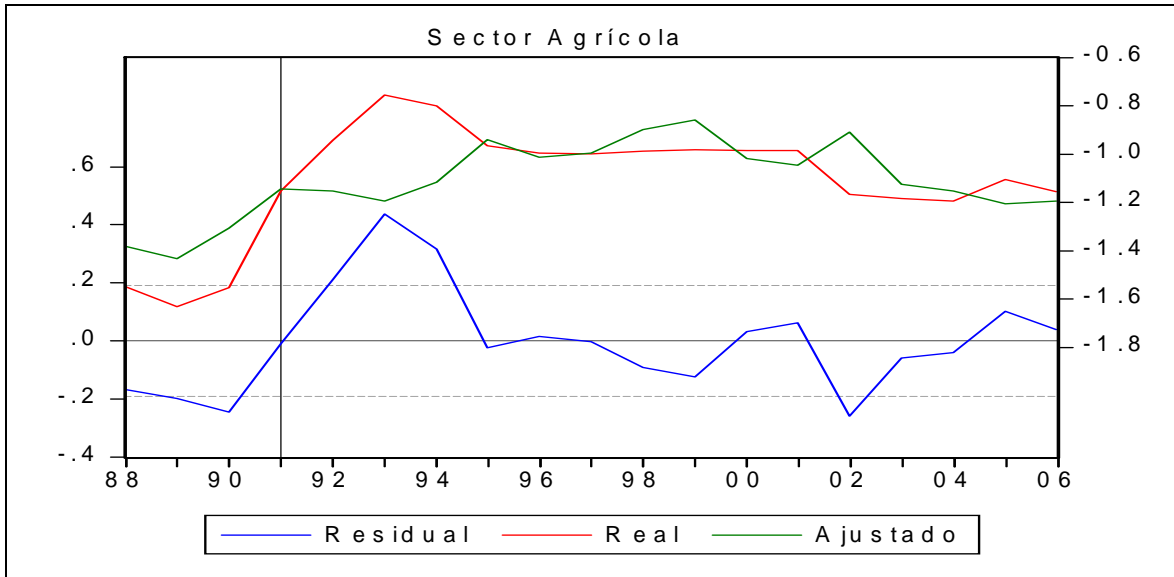
F-statistic	11.38523	Probabilidad	0.000611
Log likelihood ratio	24.4816	Probabilidad	0.00002

Las implicaciones de este cambio estructural se reflejan en la inestabilidad del modelo, que puede observarse en el comportamiento del estadístico CUSUM. El estadístico CUSUM que mide la estabilidad de modelo, es presentado en el anexo.

Por consiguiente el modelo presenta grandes deficiencias, de tal manera que no permite medir la sensibilidad de los precios de la electricidad del sector agrícola, ante las variaciones en el precio del gas natural.

Las posibles soluciones al modelo son diversas, entre ellas la omisión de variables relevantes. Donde probablemente se tenga que incluir en la regresión el precio de otros insumos (carbón, combustóleo y diesel), que afectan el precio de la electricidad para el sector agrícola. Sin embargo no es la intención de la presente investigación, detectar las variables que influyen el precio de la electricidad para los distintos usuarios, sino únicamente detectar la sensibilidad de las tarifas eléctricas, ante los cambios en el precio del gas natural.

GRÁFICA 2



2.2.2 Tarifa eléctrica del sector comercial

El resultado de la regresión para el sector comercial es:

$$\text{LNCOMER} = -0.064206 \cdot \text{LNPGN} - 0.026850 \cdot \text{LNIPC} + 1.060784$$

ee =	(0.0728)	(0.0277)	(0.5147)	$R^2 = 0.1342$
t =	(-0.8816)	(-0.9671)	(2.0608)	
p =	(0.3910)	(0.3479)	(0.0560)	

En este caso, la probabilidad asociada a las variables del LNPGN y del LNIPC no es considerada aceptable. En ambos casos superan la probabilidad considerada como aceptable (0.05).

El valor del coeficiente para el LNPGN, muestra una relación negativa entre esta variable y el precio de la electricidad para el sector comercial de -0.0642 . Al respecto la Matriz de Correlaciones exhibe la correlación lineal negativa entre el LNCOMER y el LNPGN de -0.2891 . Se presenta también una correlación negativa entre el LNCOMER y el LNIPC de -0.3036 .

TABLA 3
MATRIZ DE CORRELACIONES
DEL SECTOR COMERCIAL

	LNCOMER	LNPGN	LNIPC
LNCOMER	1.0000	-0.2891	-0.3036
LNPGN	-0.2891	1.0000	0.3102
LNIPC	-0.3036	0.3102	1.0000

La bondad de ajuste del modelo es muy baja (0.1342). Esto se refleja en el comportamiento de las variables expuesto en la gráfica 7, donde se observan trayectorias distintas entre el modelo real y el ajustado. Dicha situación se hace evidente en el periodo 1989–1992, y 1991–2006. Para detectar la presencia de un cambio estructural, se aplicó el contraste de Chow en el año 2002, los resultados se presentan en la tabla 4. El valor estadístico de F y su probabilidad indican el rechazo de la hipótesis nula de estabilidad estructural, ya que la probabilidad de rechazar dicha hipótesis siendo cierta no supera el 0.05. Concluimos que se produce un cambio estructural en año 2002, marcado por una línea en la gráfica 7.

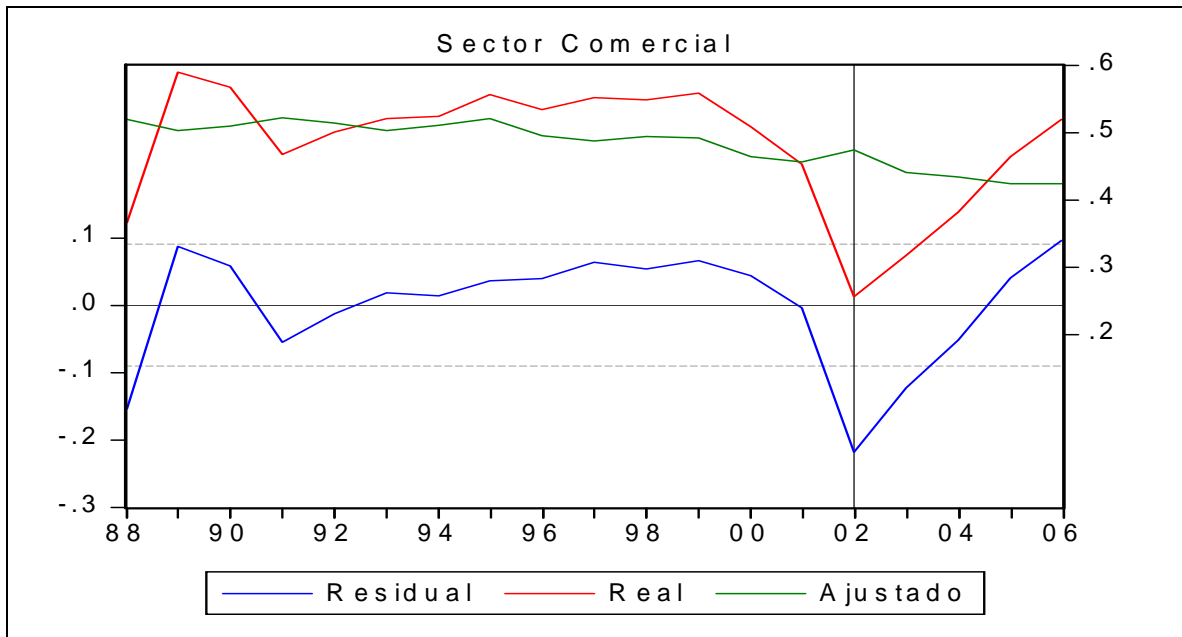
TABLA 4
TARIFA ELÉCTRICA DEL SECTOR COMERCIAL

Chow Breakpoint Test: 2002

F-statistic	9.657571	Probability	0.001277
Log likelihood ratio	22.26934	Probability	0.000057

El modelo planteado para medir la sensibilidad de la tarifa eléctrica del sector comercial, ante las variaciones en el precio del gas natural es deficiente, en cuanto a la bondad de ajuste, nivel de aceptación de los coeficientes y estabilidad de modelo (véase apéndice). Por tanto no es posible hacer una interpretación con los coeficientes que arroja la regresión.

GRÁFICA 3



2.2.3 Tarifa eléctrica del sector doméstico

$$\text{LNDOM} = -0.038897 \cdot \text{LNPGN} - 0.023744 \cdot \text{LNIPC} + 0.050069$$

ee =	(0.0264)	(0.0100)	(0.1870)	$R^2=0.4051$
t =	(-1.4701)	(-2.3541)	(0.2677)	
p =	(0.1609)	(0.0317)	(0.7923)	

Para el caso del sector doméstico, la probabilidad asociada a los coeficientes únicamente es aceptable para el caso del LNIPC (0.0317), no así para el caso del LNPGN (0.1609), y del término error (0.7923).

Aunado al hecho de que las probabilidades de los coeficientes son elevadas, el valor del coeficiente para el LNPGN es negativo (-0.0388). Nuevamente se presenta la ausencia de sensibilidad entre las variaciones en el precio del gas natural, y el precio de la tarifa eléctrica para el servicio doméstico. La Matriz de correlaciones del sector doméstico confirma lo anterior, esta muestra una correlación lineal negativa entre el LNDOM y el LNPGN de -0.4463 , se presenta la misma entre el LNDOM y el LNIPC de -0.5699 .

TABLA 5
MATRIZ DE CORRELACIONES
DEL SECTOR DOMÉSTICO

	LNDOM	LNPGN	LNIPC
LNDOM	1.0000	-0.4463	-0.5699
LNPGN	-0.4463	1.0000	0.3102
LNIPC	-0.5699	0.3102	1.0000

El resultado de la regresión posee una bondad de ajuste baja (0.4051). Esto se refleja en el alto valor de las probabilidades asociadas a los coeficientes, y en el comportamiento del modelo real y ajustado que puede apreciarse en la gráfica 8.

Se aplicó nuevamente el contraste de Chow en el año 1991, para verificar la existencia de algún cambio estructural que pueda explicar el comportamiento de los residuales en ese año. El resultado de dicho contraste se muestra en la tabla 6. Donde dado el valor de estadístico F y su probabilidad, es posible el rechazo de la hipótesis nula de estabilidad estructural, puesto que la probabilidad de rechazar dicha hipótesis siendo cierta, no supera el 0.05. Se concluye así la existencia de un cambio estructural en el año 1991, año señalado en la gráfica 8.

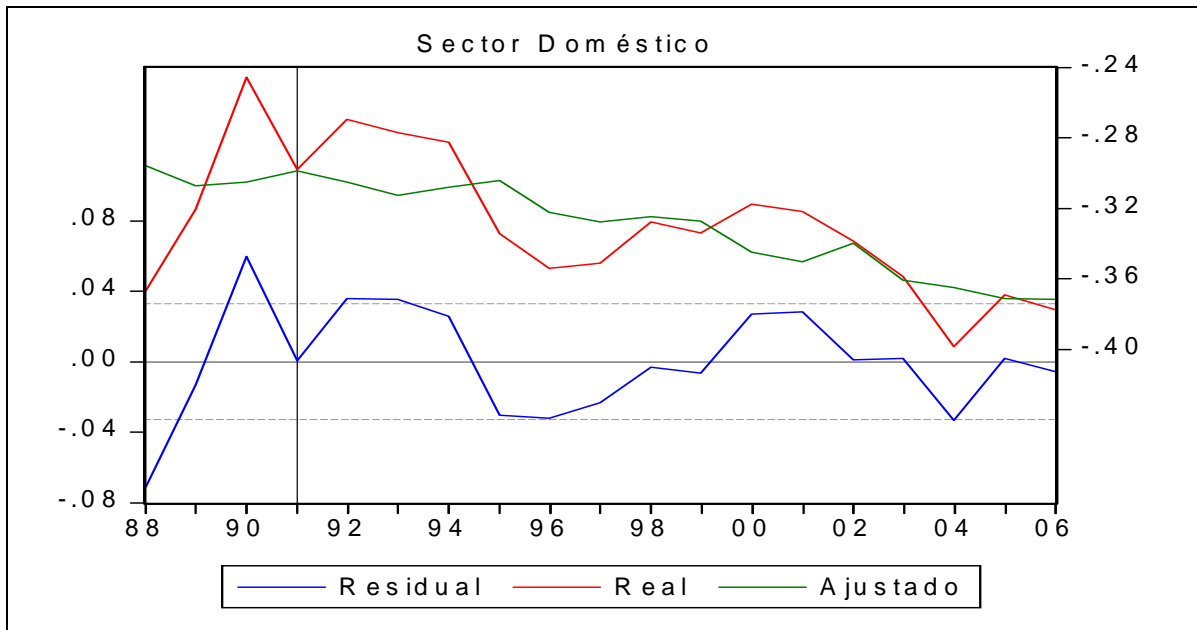
TABLA 6
TARIFA ELÉCTRICA DEL SECTOR DOMÉSTICO

Chow Breakpoint Test: 1991

F-statistic	6.151937	Probabilidad	0.007794
Log likelihood ratio	16.78905	Probabilidad	0.000781

La presencia de este cambio estructural se refleja en la inestabilidad del modelo, presentada en el anexo de la investigación. Con base a las deficiencias que presenta el modelo antes señaladas, no es posible hacer una interpretación de los coeficientes arrojados por la regresión. De tal manera que la forma en que fue especificado el modelo del sector doméstico, no permite medir la sensibilidad que experimenta la tarifa de dicho sector, ante los cambios en el precio del gas natural.

GRÁFICA 4



2.2.4 Tarifa eléctrica del sector servicios

$$\text{LNSERV} = -0.209418 \cdot \text{LNPGN} + 0.076390 \cdot \text{LNIPC} + 1.411218$$

ee =	(0.0785)	(0.0299)	(0.5554)	$R^2 = 0.3936$
t =	(-2.6647)	(2.5499)	(2.5406)	
p =	(0.0170)	(0.0214)	(0.0218)	

Para el sector servicios la probabilidad asociada a los coeficientes, es aceptable para cada una de las variables explicativas (menor a 0.05). No obstante los coeficientes pudieran considerarse significativos, el valor del regresor para el LNPGN es negativo (-0.2094), así que este sector es insensible ante las variaciones en el precio del gas natural. La matriz de correlaciones del sector servicios, nos ayuda a confirmar este hecho. La tabla 7 muestra una correlación lineal negativa entre el LNSERV y el LNPGN de -0.3837, y la correlación entre el LNSERV y el LNIPC es positiva (0.3529) pero débil.

TABLA 7
MATRIZ DE CORRELACIONES
DEL SECTOR SERVICIOS

	LNSERV	LNPGN	LNIPC
LNSERV	1.0000	-0.3837	0.3529
LNPGN	-0.3837	1.0000	0.3102
LNIPC	0.3529	0.3102	1.0000

Respecto a la bondad de ajuste, al igual que los modelos anteriores esta es baja (0.3936), que se manifiesta al observar el comportamiento del modelo real y el ajustado en la gráfica 9, donde existe poca similitud entre ambos.

Los residuales se salen de las bandas de aceptación a inicios de 1990. Se aplicó nuevamente el contraste de Chow para el año 1991, para detectar la existencia de algún cambio estructural. Los resultados de dicho contraste se presentan en la tabla 8. Donde dado el valor del estadístico F, y una probabilidad que no supera el 0.05, concluyó la existencia de un cambio estructural en 1991, año marcado por una línea en la gráfica 9.

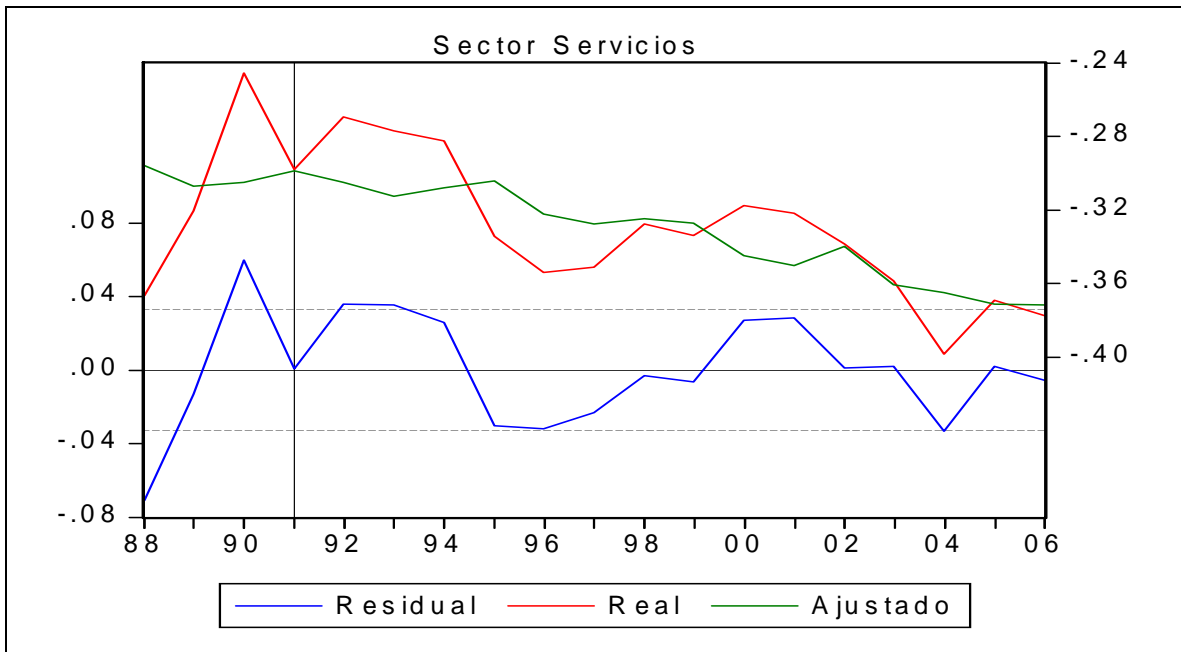
TABLA 8
TARIFA ELECTRICA DEL SECTOR SERVICIOS

Chow Breakpoint Test: 1991

F-statistic	5.121045	Probabilidad	0.014796
Log likelihood ratio	14.82268	Probabilidad	0.001975

Para determinar la estabilidad del modelo se aplicó el estadístico CUSUM (ver anexo), el cual muestra la existencia de problemas de estabilidad. En conclusión, al igual que en los sectores anteriores, dadas las características del modelo antes descritas, no es posible determinar el grado de sensibilidad entre las variaciones del precio del gas natural y el precio de electricidad para el sector servicios.

GRÁFICA 5



2.2.5 Tarifa eléctrica de la mediana industria

$$\text{LNMEDIND} = 0.204148 \cdot \text{LNPGN} - 0.111400 \cdot \text{LNIPC} - 1.303307$$

ee =	(0.0549)	(0.0209)	(0.3886)	$R^2=0.6731$
t =	(3.7122)	(-5.3140)	(-3.3531)	
p =	(0.0019)	(0.0001)	(0.0040)	

Para el caso de la tarifa eléctrica de la mediana industria, la probabilidad asociada a los coeficientes es aceptable (menor a 0.05), que hace posible que estos sean considerados significativos. El valor del coeficiente del LNPGN (a diferencia de los modelos anteriores) es positivo (0.2041), lo que exhibe la sensibilidad de la tarifa eléctrica de la mediana industria, ante las variaciones en el precio del gas natural. Esta sensibilidad puede confirmarse con la matriz de correlaciones de la mediana industria. Se observa una correlación lineal positiva, entre el LNMEDIND y el LNPGN de 0.3103, al mismo tiempo la correlación entre el LNMEDIND y el LNIPC es negativa -0.6258 .

TABLA 9
MATRIZ DE CORRELACIONES
DE LA MEDIANA INDUSTRIA

	LNMEDIND	LNPGN	LNIPC
LNMEDIND	1.0000	0.3103	-0.6258
LNPGN	0.3103	1.0000	0.3102
LNIPC	-0.6258	0.3102	1.0000

La bondad de ajuste se considera aceptable (0.6731), véase la gráfica 10, donde el modelo real y el ajustado presentan trayectorias similares. No obstante, se observan años donde los residuales salen de las bandas de aceptación. Para detectar la presencia de un cambio estructural que explique el comportamiento de los residuales en dicho años, es necesario aplicar el contraste de Chow, en el año 1991 y 2002. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 10, donde la probabilidad asociada al estadístico F (para ambos años) supera el valor de 0.05. Se concluye que en dichos años no se produce un cambio estructural.

TABLA 10
TARIFA ELECTRICA DE LA MEDIANA INDUSTRIA

Chow Breakpoint Test: 1991

F-statistic	2.092118	Probabilidad	0.150743
Log likelihood ratio	7.484668	Probabilidad	0.057954

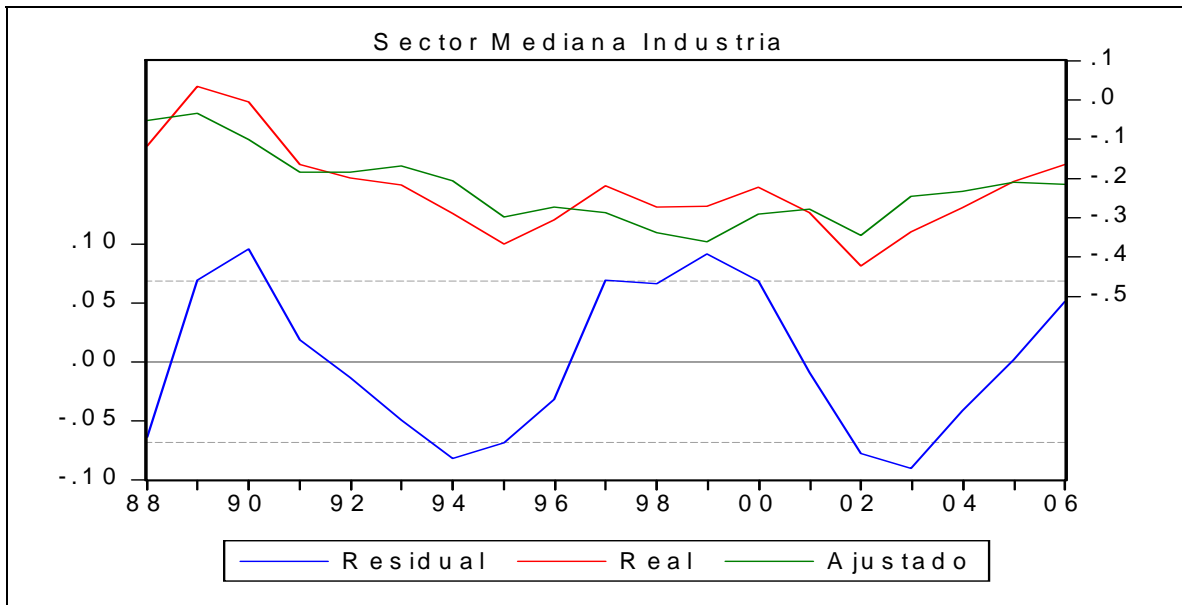
Chow Breakpoint Test: 2002

F-statistic	2.557134	Probabilidad	0.100269
Log likelihood ratio	8.812237	Probabilidad	0.031894

Resumiendo, el modelo planteado para la mediana industria presenta: coeficientes estadísticamente significativos, un nivel de ajuste aceptable, no existe la presencia de algún cambio estructural y es dinámicamente estable (ver anexo).

Podemos concluir (con base a los valores obtenidos por la regresión), que la elasticidad del LNMEDIND con respecto al LNPGN es 0.2041. Donde una variación de 10% en el precio del gas natural, produce una variación de igual signo y en una cuantía de 2.041%, en el precio de la electricidad para la mediana industria.

GRÁFICA 6



2.2.6 Tarifa eléctrica de la gran industria

$$\text{LN GRANIND} = 0.342398 \cdot \text{LNPGN} - 0.116352 \cdot \text{LNIPC} - 2.689028$$

ee =	(0.0549)	(0.0209)	(0.3886)	$R^2 = 0.5922$
t =	(3.7122)	(-5.3140)	(-3.3531)	
p =	(0.0008)	(0.0021)	(0.0003)	

Para la tarifa eléctrica de la gran industria, la probabilidad asociada a los coeficientes es menor a 0.05, podemos considerar a estos estadísticamente significativos. Para este modelo el valor del coeficiente del LNPGN (al igual que el la mediana industria), es un valor positivo. Mostrando así la sensibilidad que experimenta el precio de la electricidad de la mediana industria, ante los cambios en el precio del gas natural. La relación existente entre las variables se puede observar en la matriz de correlaciones de la gran industria. Esta muestra una correlación lineal positiva entre el LN GRANIND y el LNPGN de 0.4997, no así entre el LN GRANIND y el LNIPC, que exhibe una correlación negativa de -0.4014.

TABLA 11
MATRIZ DE CORRELACIONES
DE LA GRAN INDUSTRIA

	LNGRANIND	LNPGN	LNIPC
LNGRANIND	1.0000	0.4997	-0.4014
LNPGN	0.4997	1.0000	0.3102
LNIPC	-0.4014	0.3102	1.0000

Para el caso de la gran industria la bondad de ajuste es aceptable (0.5922), se observa en la gráfica 11 que el modelo real y el ajustado siguen trayectorias similares, al igual que en el modelo de la mediana industria. Para detectar la presencia de algún cambio estructural, se aplicó nuevamente el contraste de Chow, para los años 1991 y 2002. Los resultados son presentados en la tabla 12, donde se aprecia que la probabilidad asociada al estadístico F, supera el valor de 0.05 descartando así la posibilidad de la existencia de algún cambio estructural.

TABLA 12
TARIFA ELECTRICA DE LA GRAN INDUSTRIA

Chow Breakpoint Test: 1991

F-statistic	1.534407	Probabilidad	0.252556
Log likelihood ratio	5.759521	Probabilidad	0.123915

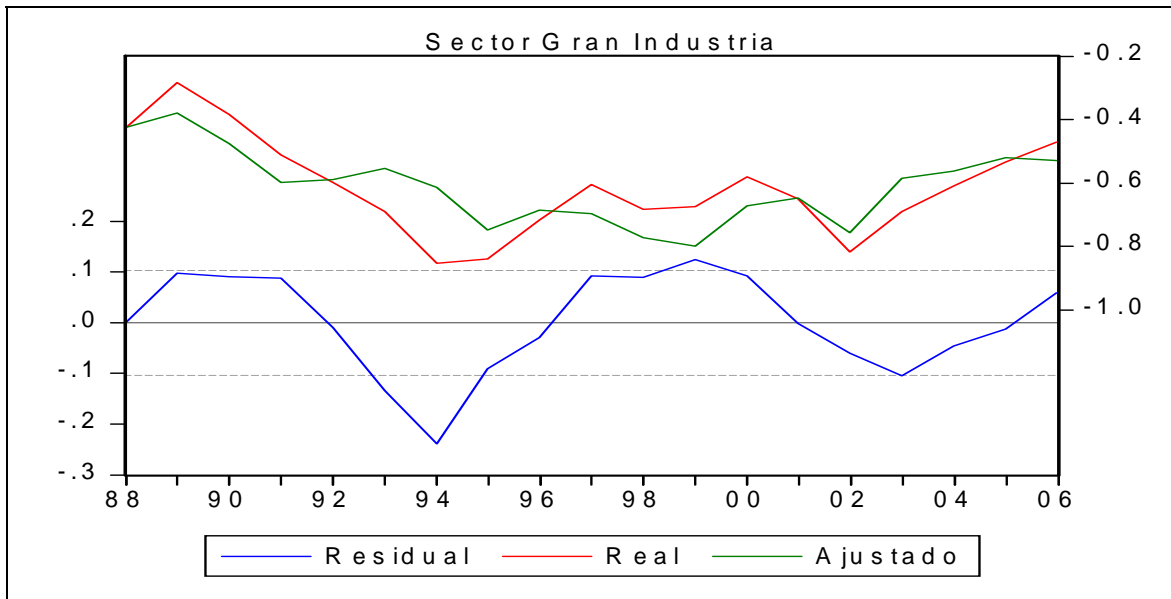
Chow Breakpoint Test: 2002

F-statistic	1.045142	Probabilidad	0.405449
Log likelihood ratio	4.105291	Probabilidad	0.250317

En consecuencia el modelo planteado para este sector presenta: coeficientes estadísticamente significativos, un nivel de ajuste aceptable, no existe un cambio estructural que afecte el comportamiento de la tarifa eléctrica bajo estudio, además de que es un modelo dinámicamente estable (ver anexo).

Con base a la regresión es posible señalar, que la elasticidad del LNGRANIND con respecto al LNPGN es igual a 0.3423, donde una variación de 10% en el precio del gas natural, genera un cambio de igual signo y en una cuantía de un 3.423%, en el precio de la electricidad para la gran industria.

GRÁFICA 7



2.3 Análisis general de la eficiencia de las tarifas eléctricas

Los resultados obtenidos en los modelos econométricos planteados, muestran que únicamente las tarifas eléctricas de la mediana y gran industria, son sensibles ante las variaciones en el precio del gas natural, es decir que son tarifas eficientes. Esto es congruente con lo señalado por la Sener (ver apartado 1.2.2.4), en el sentido de que estas tarifas están sujetas a los costos marginales, las cuales se ajustan mensualmente considerando los cambios en los precios de los combustibles y la inflación. El hecho que únicamente las tarifas industriales de la mediana y gran industria, respondan ante los cambios en los precios del gas natural y la inflación, obedecen a que el diseño de estas contempla cargos por consumo y por demanda con diferencias regionales, horarias y estacionales.

Respecto al resto de las tarifas, no es posible realizar inferencias a partir de los resultados obtenidos de sus correspondientes regresiones. El hecho de que la tarifa agrícola no responda ante los costos de generación, puede tener su origen a que esta se ajusta anualmente. La posible explicación de que las tarifas residenciales y de servicios, tampoco muestren sensibilidad ante los cambios en

precio del gas natural, es que estas se ajustan de acuerdo a factores fijos. Estos se autorizan generalmente en forma anual, mediante acuerdos específicos y se relacionan con las estimaciones de la evolución esperada de la inflación.

En suma, las tarifas de la mediana y gran industria presentan un esquema de precios más acorde con el enfoque marginal, donde estas se ajustan de manera inmediata ante los cambios de los precios, de insumos necesarios para generarla. No así con el resto de las tarifas, donde los factores fijos influyen más en el diseño de las mismas.

De tal manera que los costos de generación son relevantes en el diseño de las tarifas eléctricas de la mediana y gran industria, dando lugar así a un esquema tarifario eficiente. El caso contrario ocurre con el resto de las tarifas, donde existen variables de otra índole (subsidios, tarifas basadas en el costo medio, eso será objeto de estudio en el tercer capítulo) que tienen un mayor peso en el diseño de las tarifas, que impide que estas reflejen los costos de generación.

Capítulo 3 Evaluación de la eficiencia de los precios del gas natural y de la electricidad

3.1 Enfoque Económico v.s Enfoque Contable

Las tarifas eléctricas generalmente se diseñan bajo dos enfoques: el económico y el contable. El primero exige que las tarifas respondan de manera inmediata a los costos marginales de generación, mientras que el enfoque contable se basa en el costo promedio de generación.

En el capítulo anterior se concluye que únicamente las tarifas eléctricas de la mediana y gran industria, son eficientes en el sentido económico, puesto que estas se actualizan de manera inmediata en función de la variación de los costos de generación (al menos para el caso del gas natural). Fenómeno que no ocurre con las tarifas del servicio doméstico, agrícola, comercial y de servicios, donde su comportamiento obedece más al costo promedio de generación (enfoque contable).

La formulación de una tarifa basada bajo principios contables se fija básicamente a partir de los siguientes pasos:

El enfoque contable comienza realizando un inventario y valoración de todos los activos tanto viejos como nuevos. A partir de los cuales mediante la aplicación de determinadas reglas de depreciación, se obtienen los costos anuales relativos a “capacidad” o “kilovatio”.

Posteriormente se evalúan los diversos costos de operación, combustible u otros costos relativos a “energía” o “kilovatio-hora”. Algunos costos como los de mantenimiento tienen componentes fijos (los cuales serán asignados a los costos de capacidad), y variables (que será asignados a los costos de energía).

Por último, existen otros costos como los de medición y facturación, estos son relativos al cliente. Dichos costos no se ven impactados con la demanda de capacidad de energía. El procedimiento continua con la asignación de estos costos; de la forma más equitativa posible entre los consumidores, a través de la estructura tarifaria. Bajo este esquema la noción de equidad; consiste en que los consumidores son los responsables de cubrir aquellos costos contables, que se considera hicieron incurrir a la empresa.

Limitaciones del enfoque contable

La *primera limitación*, es que los costos contables difieren de lo que corresponde a una asignación eficiente de los recursos. Esto se debe a que el interés de los contadores radica en recuperar los costos pasados, mientras que para una asignación eficiente, lo realmente importante son los recursos usados o ahorrados como resultado de las decisiones de los consumidores.

En consecuencia, es fundamental que los precios indiquen a los consumidores los cambios en sus consumos. Por ejemplo; cuando los usuarios reducen su consumo, se ahorran costos adicionales en la generación. Estos ahorros deben ser reflejados en las facturas de los consumidores. De tal manera que los ahorros en las facturas de los consumidores, deben ser iguales a los ahorros de los recursos de la empresa prestadora del servicio eléctrico. Es así como los precios deben enviar señales a los consumidores; reflejando las variaciones en los costos de generación, originados por cambios en el consumo.

Otra razón por la cual los costos contables difieren de una asignación eficiente de recursos, es que este esquema se basa en la distribución de los costos contables totales, entre los consumidores. Esto da lugar a un esquema tarifario relacionado más con los costos promedio que con los marginales. Para lograr una asignación eficiente de los recursos, es necesario que los precios estén relacionados con los costos de dichos recursos, los cuales aumentan o disminuyen debido a cambios

en el consumo. De tal manera que la fijación de precios debe realizarse de acuerdo con el costo marginal, y no con el promedio.

Para la empresa prestadora del servicio eléctrico, el aumento en el consumo o la integración de un nuevo consumidor genera costos adicionales, del mismo modo que una reducción en el consumo los disminuye. Estas variaciones en los costos deben ser reflejadas en las tarifas.

La *segunda limitación*, se refiere al hecho de que las tarifas basadas en principios contables; dan lugar a un esquema tarifario fundado en términos de equidad poco amplios. Bajo este enfoque, los consumidores deben pagar por la parte del costo que les es asignada por la empresa prestadora del servicio. Pero éste puede no ser el correspondiente al costo que los consumidores le están causando a la empresa. El hecho de que el consumidor tenga que pagar por la parte del costo que les es asignada, implica determinado grado de apreciación que puede ser arbitrario.

La *tercera limitante* de este enfoque, es no considerar los factores incentivantes que pueden desempeñar las tarifas sobre la demanda de energía. Únicamente las tarifas que se relacionan con los costos de generación, son capaces de enviar las señales apropiadas a los consumidores, acerca de cuando su consumo es caro y cuando es barato.

3.2 Desventajas de un esquema tarifario basado en principios marginales.

La Comisión Federal de Electricidad, empresa pública a cargo de la prestación del servicio público de energía eléctrica, se enfrenta al reto de satisfacer la demanda al menor costo posible de producción. Esto equivale a satisfacer las cargas (demanda), al costo mínimo, cumpliendo con los requisitos de confiabilidad y calidad.

Para lograr dicho reto es necesario conocer el comportamiento de la oferta y la demanda de energía eléctrica, donde el precio la electricidad juega un papel mediador entre ambas variables. El nivel de precios constituye un factor fundamental en las decisiones de los consumidores. Un nivel de precios adecuado (basado en el costo marginal), incentiva a los consumidores a emplear de forma racional los recursos, mientras que uno inadecuado (basado en el costo medio) contribuye a dilapidarlos.

Hasta el momento se han señalado los beneficios de un mecanismo de precios guiado bajo criterios económicos (enfoque marginal). Bajo este mecanismo, el principio que debe guiar la actividad económica es búsqueda de la eficiencia, la cual permite la utilización óptima de los recursos.

El hecho de emplear el enfoque marginal como mecanismo para promover la utilización óptima de los recursos en la industria eléctrica, es una condición necesaria en la búsqueda del diseño de una política tarifaria óptima, pero no suficiente. Es necesario que las tarifas eléctricas además de promover el uso eficiente de recursos, se diseñen bajo criterios de equidad. Una tarifa es “equitativa” cuando su diseño toma en consideración el nivel de ingreso de los consumidores. Formular tarifas que promuevan la equidad, implica considerar las desigualdades existentes entre los consumidores, a fin de que cada consumidor pague dependiendo su nivel de ingresos.

La teoría económica convencional, nos ayuda a identificar cuándo una tarifa es eficiente, pero no nos dice mucho acerca de sí esta es equitativa. Bajo dicho enfoque, el único criterio que debe guiar la fijación de las tarifas es la eficiencia, y cualquier otro criterio que influya en el diseño de las mismas (por ejemplo, subsidios a los consumidores de menores ingresos), origina una pérdida de eficiencia.

Para profundizar respecto al argumento anterior debemos tener presente lo que la teoría económica convencional, define como una asignación es eficiente en el sentido de Pareto (en el ámbito de la distribución): si no es posible mejorar el bienestar de una persona o grupo de personas sin deteriorar el de alguna otra.

Los economistas buscan constantemente mejoras en el sentido de Pareto. Pero el hecho de implementar medidas que beneficien a un segmento de la población, sin empeorar el de algún otro, no resulta fácil de realizar en la práctica. Generalmente cuando el gobierno diseña alguna política para mejorar el bienestar de un sector de la población, de alguna forma puede deteriorar el bienestar de otro segmento de la sociedad.

Por ejemplo consideremos una situación en la que el gobierno logra focalizar los subsidios a los usuarios del sector eléctrico, donde los beneficiarios son exclusivamente los consumidores de menores ingresos. Se puede pensar que estamos ante una mejora en el sentido de Pareto, donde los consumidores de menores ingresos están en una mejor situación, y los de mayores ingresos siguen igual.

Sin embargo, sí los recursos para financiar dichos subsidios provienen de consumidores de altos y bajos ingresos, puede bien ocurrir que los consumidores de mayores ingresos, al no sentirse beneficiados con la asignación de subsidios, sea más renuente a pagar sus impuestos, de tal manera que el gobierno dispondrá de menos recursos para ayudar a la población de menores ingresos. Es así como una medida que en primera instancia resulta una mejora en el sentido de Pareto, después de un breve análisis resulta que no lo es.

Esta situación donde a medida que deseamos crear una sociedad más equitativa, nos alejamos de la eficiencia, es planteada como una disyuntiva: entre equidad y eficiencia, muestra que para evaluar un programa público, es necesario

contemplar las implicaciones sobre estos dos aspectos. Si deseamos una distribución más equitativa, tenemos que renunciar a ciertos grados de eficiencia.

Para la teoría económica, no está justificado bajo ninguna circunstancia la asignación de subsidios, puesto que impiden alcanzar la eficiencia económica. Al ser la eficiencia y la equidad, elementos fundamentales en el diseño de las tarifas del sector eléctrico, resulta complejo priorizar alguna. Sin embargo, un esquema tarifario que refleje a fidelidad los costos marginales de generación (es decir que privilegie la eficiencia), pero que imposibilite el acceso a la energía a los sectores de menores ingresos, sería incongruente en una sociedad que busca mejorar las condiciones de vida de sus habitantes.

Para mejorar las condiciones de vida, se debe otorgar subsidios a los sectores más vulnerables, a fin de *suavizar* las variaciones en el precio de los insumos necesarios para generar la energía. Esto no quiere decir que algunos sectores no deban recibir la señal vía precio; de que los costos de generación están aumentando, de hecho, todos los consumidores sin importar el nivel de ingreso tendría que recibir dicho impacto. Lo que señalo es que los consumidores de menores ingresos deben recibir un impacto menor. El impedir que los precios envíen las señales apropiadas a los consumidores, independiente del nivel de ingresos de estos, ocasiona la utilización irracional de la energía eléctrica.

Conclusiones

Parte importante en el diseño de un esquema tarifario eficiente para el sector eléctrico, es que se tome en consideración los cambios ocurridos en los precios de los insumos, necesarios para generar la energía eléctrica demandada. Cuando esto no ocurre, se provoca una deficiente utilización de la electricidad, ocasionando que los usuarios empleen de manera irracional la energía consumida, al tiempo que la industria eléctrica opera de forma ineficiente, al tener que ampliar su parque de generación ante una demanda que crece de manera desmedida.

En consecuencia es importante que las tarifas eléctricas se fijen bajo el criterio del costo marginal, de tal manera que sea la oferta la que responda a una demanda controlada, y no de manera contraria, donde la demanda se tenga que ajustar a una oferta en constante crisis.

Sin embargo, el que las tarifas eléctricas respondan a los costos marginales de generación, no garantiza que estas sean eficientes. Es necesario que los precios de insumos necesarios para generarla, sean también eficientes. Cuando el precio de los insumos están controlados, los costos de generación no aumentan, y los precios de la electricidad no sufren cambio alguno. De tal suerte que los consumidores no perciben la señal vía precios, de las condiciones bajo las cuales fue generada la energía consumida, por lo que no se ven incentivados emplear de forma racional la energía.

Bajo este contexto resulta fundamental que el precio del gas natural destinado para la generación eléctrica, sea un precio eficiente. Al no existir en México las condiciones para que oferta y demanda determine el precio del gas natural, se optó por fijar el precio de dicho hidrocarburo bajo el criterio económico del costo de oportunidad. Donde el precio refleja las condiciones de oferta y demanda del mercado de referencia (sureste de Texas, E.U.), logrando así que el precio del gas natural se fije bajo criterios de eficiencia económica.

Las objeciones al mecanismo mediante el cual se fija el precio del gas natural son diversas. Una de ellas señala que dicho mecanismo interioriza las condiciones de escasez o abundancia del gas natural en el mercado de referencia, y que estas no corresponden a las prevalecientes al interior del país. Sin embargo, el criterio del costo de oportunidad se impuso a este argumento, señalando que un entorno competitivo, y bajo un escenario donde las reservas probadas no se incrementan, se tendría que importar volúmenes cada vez mayores de gas natural, y pagar por este el precio que fije el mercado internacional.

Otra distorsión (que es la que caracteriza a la industria eléctrica en México), surge cuando a pesar de que el precio de los insumos es eficiente (al menos para el caso del gas natural), el mecanismo que utiliza la industria eléctrica para fijar sus tarifas, no permite que estas se ajusten de manera inmediata ante las variaciones en los costos de generación. La investigación encontró que únicamente las tarifas eléctricas de la mediana y gran industria, se ajustan ante los cambios en el precio del gas natural, dando lugar así a un esquema tarifario eficiente.

En suma, la teoría económica convencional es de gran utilidad en el diseño de tarifas eléctricas que respondan a criterios de eficiencia. Pero no basta que la industria eléctrica fije tarifas basadas en el costo marginal, para asegurar la eficiencia de estas, es necesario que los precios de los insumos necesarios para generarla sean competitivos. Únicamente si el precio de los insumos necesarios para generarla se traslada a los usuarios de energía eléctrica, es posible garantizar la utilización racional de la energía eléctrica. Es decir, si la industria eléctrica no es capaz de ajustar su esquema tarifario ante las variaciones en el precio del gas natural, será necesario optar por la utilización de otras fuentes de generación, que a pesar de no tener las ventajas de éste hidrocarburo, sean más estables en su precio. Sin embargo la industria eléctrica no cuenta con alternativas de generación (al menos no en el corto plazo), que puedan sustituir los beneficios que proporcionan las centrales de ciclo combinado.

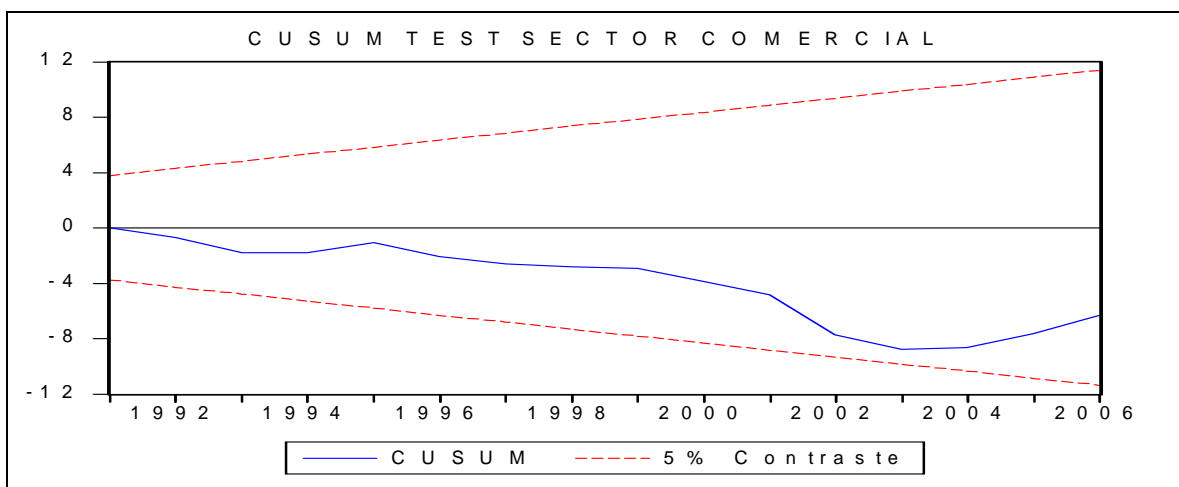
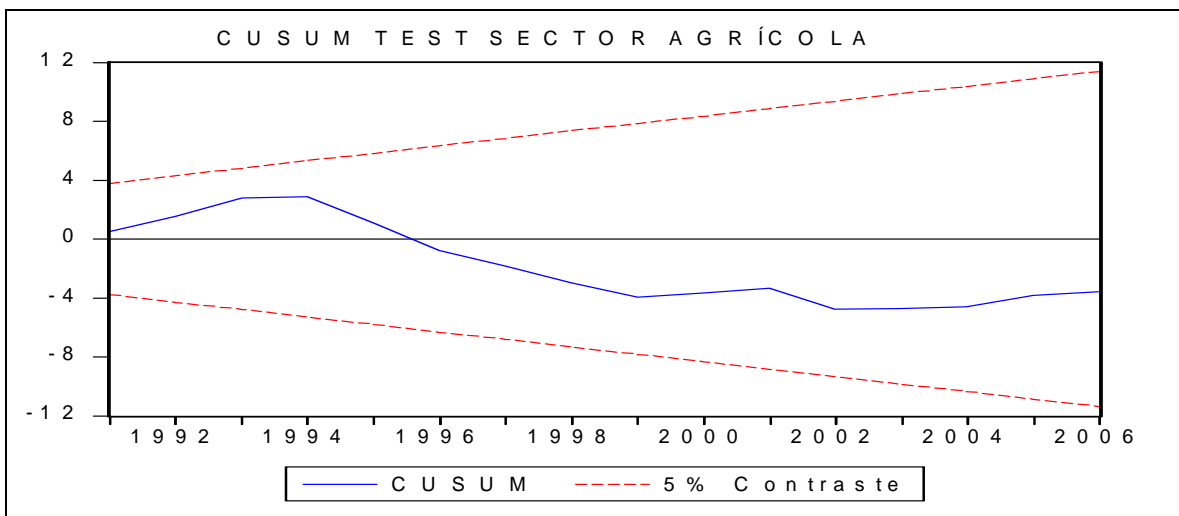
Las tarifas eléctricas independientemente del tipo de usuario (comercial, agrícola, servicio, doméstico, mediana y gran industria), deben fijarse bajo criterios de eficiencia económica. Pero este criterio no es el único deseable en las tarifas eléctricas. La equidad es un criterio que debe considerarse al momento de su diseño, sobre todo en una sociedad caracterizada por una gran desigualdad en la distribución de la riqueza. Por ejemplo un incremento de las tarifas eléctricas, no impacta con la misma magnitud a distintos usuarios, algunos podrán absorber el impacto, mientras que para otros resultará impagable dicha energía.

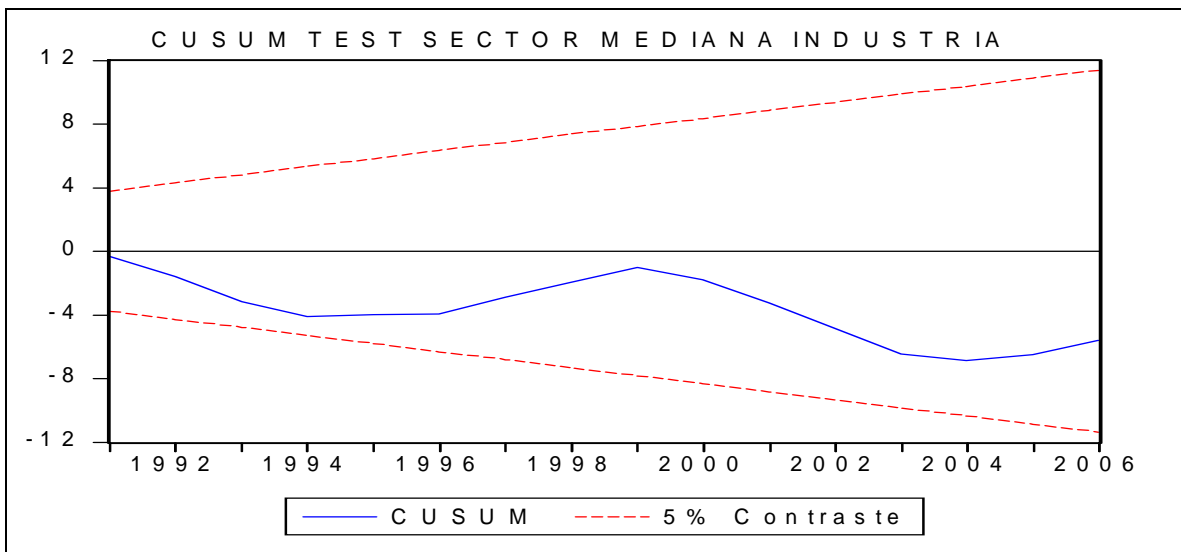
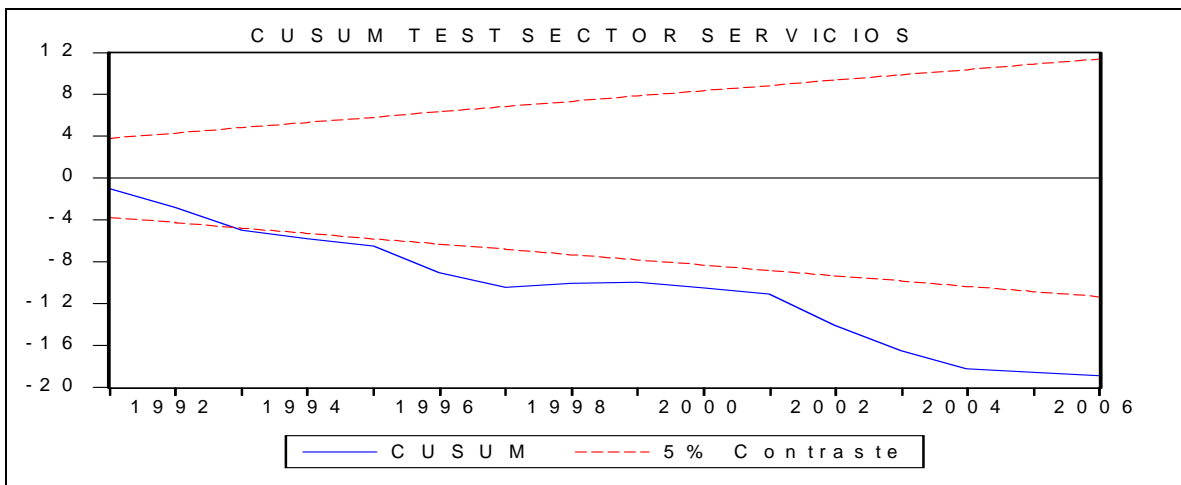
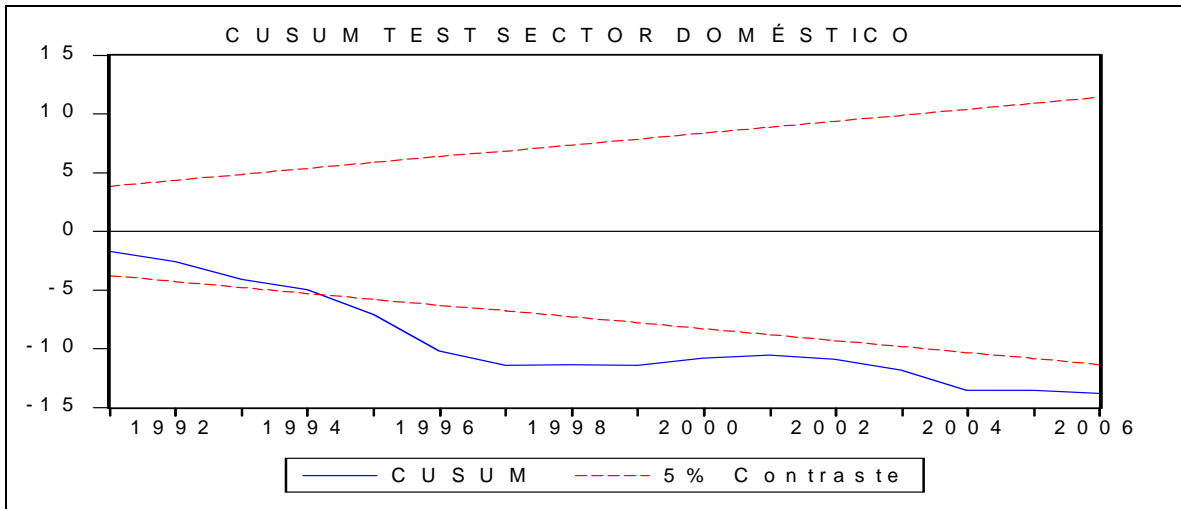
Considero que la equidad bajo este contexto, consiste en que dependiendo el tipo de usuario y su nivel de ingreso, se debe otorgar algún subsidio a los sectores más vulnerables. Estos subsidios deben disminuir el impacto, del alza de los precios de insumos necesarios para la generación. De tal manera que no obstante las tarifas eléctricas están controladas, estas continúen enviando las señales indicadas a los consumidores para ahorrar energía.

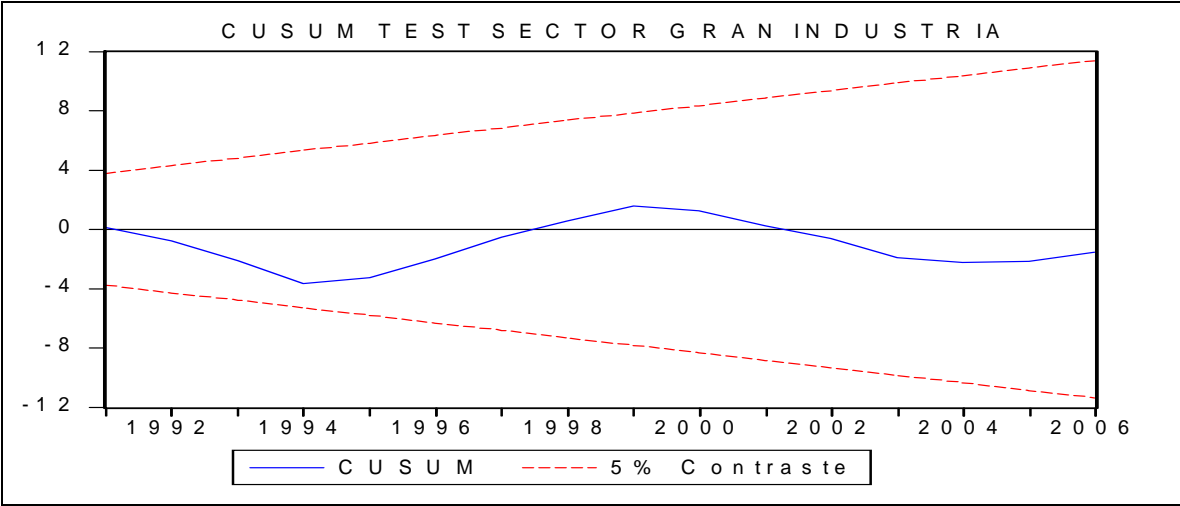
No basta con que los subsidios estén canalizados a los sectores más vulnerables de la economía: es necesario que estos promuevan también el uso racional de la energía.

Anexo

Bajo la hipótesis de estabilidad estructural, el estadístico CUSUM tiene media cero, por lo que su suma acumulada que se alejan de dicho valor indican existencia de inestabilidad. Los sectores que presentan problemas de estabilidad son: agrícola, comercial, doméstico y de servicios. Por otro lado el comportamiento del estadístico CUSUM, para la mediana y gran industria se mantiene dentro de las bandas de aceptación, y fluctúa alrededor de la media de cero.







Bibliografía

Agencia Internacional de Energía (2007), *Natural Gas Information, 2007 with 2006 data*, Francia.

Arteaga, J. (2002), “Una nota sobre la regulación del precio del gas en México.” en *El trimestre económico*, vol. LXIX, núm. 273.

Ayala Espino J, *Economía Pública. Una guía para entender al Estado. Diccionario y guía de estudio*. UNAM – Fac Economía. 1997.

Bachmeier, J. y Griffin, J (2006), “Testing for Market Integration Crude Oil, Coal, and Natural Gas”, *The Energy Journal*, vol 27.

British Petroleum (BP), (2008), *Statistical review of world energy*, Londres-GB junio.

Brito, D. y Hartley, P (2007), “Expectations and Evolving World Gas Market”, en *The Energy Journal*, vol 28.

Comisión Reguladora de Energía, “La regulación de gas natural en México 2”. en www.cre.gob.mx

Comisión Reguladora de Energía, (2006), “Precio del gas natural en México”, en *Foro de Integración Energética Regional 2006 – OLADE*, 7 de septiembre.

Dahl, A. (2004), *International Energy Markets, Understanding Pricing, Politics and Profits*, Ed PennWell.

Departamento de Energía, (2008), “U.S. Natural Gas Imports and Exports: 2006”.

De la Garza, T. E, (1994), *Historia de la industria eléctrica en México*, Tomo II, México, UAM–Iztapalapa.

Giordano, G (1994), *La modernización del sector eléctrico, 1988-1994*, Centro de Investigación y Docencia Económicas y Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal, México.

Guzmán, O (1985), *Uso eficiente y conservación de la energía en México: diagnóstico y perspectivas*, El Colegio de México, México.

Jardón U, J (1995), *Planeación energética y empresa pública reestructuraciones internacionales, estrategias y políticas nacionales*, México, UNAM.

-----,(1997), *Los procesos de regulación en energía y medio ambiente: experiencias nacionales e internacionales*, México, ed. Porrúa.

“Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, (1975), Publicada en el *Diario Oficial de la Federación*, 22 de diciembre.

Muñoz, L, C. (1954), *El monopolio en la industria eléctrica*, Madrid, ed. Aguilar.

Palacios, J. L, y Quintanilla M. (1992), *Introducción al costo marginal de producción en sistemas eléctricos: Consideraciones sobre planeación, optimización y tarifación*, México, PUE. UNAM, Programa Universitario de Energía.

Reséndiz, D, N. (1994), *El sector eléctrico de México*, México, CFE.

Rosellón, J. y Halpern, J. (2001), “Regulatory Reform in Mexico’s Natural Gas Industry. Liberalization in the Context of Dominant Upstream Incumbent”, El Banco Mundial.

Rosellón, J, y Brito, D. (2005) “Un modelo de equilibrio general para la fijación de precios del gas natural en México”, en *El trimestre económico* , vol. LXXII (2) núm. 26.

Secretaría de Energía (2006), *Prospectiva del mercado de gas natural, 2006-2015*, México.

Secretaría de Energía (2007), *Prospectiva del mercado de gas natural, 2007-2016*, México.

Secretaría de Energía (2007), *Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016*, México.

Secretaría de Energía (2007), *Prospectiva del Mercado de Gas LP, 2007-2016*, México.

Secretaría de Energía (2005), *Visión del mercado de gas natural en América del Norte. Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte*, Grupo de Expertos en Materia de Comercio e Interconexiones de Gas Natural, México.

Secretaría de Gobernación (2002), “Oficio con el que remite iniciativa de decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos”, oficio núm. SEL/041/02 México, D.F., 16 de agosto.

Stiglitz, E, J. (1997), *La economía del sector público*, Barcelona, Ed. A. Bosch.

Thomas, S. (1987), *El uso de energía en la industria mexicana*, México, Ed. El Colegio de México.

Turvey, R. (1972), *Empresa pública*, Madrid, Ed. Tecnos.

-----, (1979), *Electricidad y Economía: Ensayos y estudios de casos*, Madrid Ed. Tecnos.

Varian, H, R. (1992), *Análisis microeconómico*, Barcelona, Ed. A. Bosch.

-----, (1996), *Microeconomía Intermedia, Un enfoque actual*, Barcelona Ed. A. Bosch.