

**ELASTICIDAD PRECIO - DEMANDA DE LOS USUARIOS NO REGULADOS EN  
COLOMBIA**

ALEJANDRO GUTIÉRREZ GÓMEZ

Monografía para optar al título de  
Magister en Economía en la modalidad de Profundización

Asesor: Dr. Theodore Richard Breton

Universidad EAFIT  
Medellín - Colombia  
2011

### **AGRADECIMIENTOS**

A Dianita y a Tomás, que con su amor y paciencia, me dieron fuerza para dar este nuevo paso.

A los profesores, especialmente a Theodore por su dedicación y sus consejos.

A mis compañeros de XM que me ayudaron de una u otra forma a lograr este objetivo.

# **ELASTICIDAD PRECIO - DEMANDA DE LOS USUARIOS NO REGULADOS EN COLOMBIA**

ALEJANDRO GUTIÉRREZ GÓMEZ

Universidad EAFIT

2011

## **Introducción**

Uno de los aspectos más importantes en un mercado es la elasticidad al precio de la demanda. En los mercados eléctricos no es menos importante a la hora de definir políticas de abastecimiento futuro o determinar mecanismos para hacer más eficiente la asignación de los recursos energéticos.

Conocer la elasticidad al precio de la demanda de electricidad tiene beneficios tangibles tales como la posibilidad de evaluar mecanismos regulatorios de respuesta de la demanda (Zarnikau & Hallet, 2007), establecer políticas para el mercado eléctrico, con el fin de controlar el poder de mercado de los comercializadores-distribuidores con mercados cautivos (Hosoe & Akiyama, 2009), incluir los valores aproximados de elasticidad en el planeamiento del sistema en el largo plazo, a fin de evitar déficit de potencia futuros (Galetovic, Alexander, Cristian, 2009), determinar cómo se afecta el pico de consumo en un período de tiempo, y el diseño de mecanismos regulatorios a ser aplicados a la demanda para mejorar su respuesta a los precios y mejorar el planeamiento del sistema, reduciendo la probabilidad de déficit de potencia en los picos.

En Colombia, donde el mercado de energía está definido con base en las ofertas de precios de los generadores y los contratos de largo plazo entre éstos y los comercializadores, el consumidor final no es tenido en cuenta en la fijación de precios del

mercado ni en el largo ni en el corto plazo. Esto explica en parte la poca literatura sobre la elasticidad precio de la demanda y se puede observar que ésta se ha limitado a documentos realizados por la autoridad encargada de la vigilancia<sup>1</sup> y en algunos casos a estudios realizados por los gremios<sup>2</sup>.

Sin embargo, para que el mercado de electricidad colombiano se dinamice realmente, se requiere del concurso de los consumidores como actores en la formación del precio del mercado. Con su participación se puede mejorar la planeación de la expansión y evitar tal vez, déficit de potencia o energía por la subestimación del crecimiento de la demanda<sup>3</sup>, la mejora de la eficiencia en la asignación energética durante los períodos de escasez y en general, se facilita la aplicación de mecanismos de respuesta de demanda que permitan la mejor asignación de los recursos energéticos.

En particular, para Colombia, se hace necesario conocer la elasticidad precio de los consumidores, a fin de determinar mecanismos, hoy inexistentes, de participación de la demanda en la formación de precio<sup>3</sup> y evaluar la disposición de los consumidores de participar en esquemas de respuesta de demanda (*Demand Response*). Sobre este particular, cabe destacar que en Colombia existen dos tipos de consumidores<sup>4</sup>:

- i) Los usuarios regulados, cuya tarifa está determinada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG –, y
- ii) los usuarios no regulados, quienes pueden adquirir la energía a precios acordados libremente con el comercializador de energía de su elección. Actualmente, se clasifican dentro de esta última categoría aquellos

---

<sup>1</sup> La Superintendencia de Servicios Públicos presenta algunos indicadores sobre consumo y realiza anualmente una encuesta de satisfacción del servicio que de alguna manera, tienen en cuenta la respuesta de los consumidores a las características del producto (servicios adicionales, precio, disponibilidad, etc.)

<sup>2</sup> Como ejemplo, podemos citar el documento: “El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores”, realizado por FEDESARROLLO en el 2007.

<sup>3</sup> Actualmente se encuentra vigente una disposición denominada “Demanda Desconectable Voluntaria” como parte del esquema del Cargo por Confiabilidad colombiano. Sin embargo, el objetivo de este no está relacionado con la asignación eficiente del recurso energético sino como una herramienta para que los generadores puedan cumplir sus obligaciones en el mencionado Cargo por Confiabilidad.

<sup>4</sup> Denominados usuarios en la regulación eléctrica, por su naturaleza de servicio público.

consumidores que presentan una demanda máxima superior a 0.1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh<sup>5</sup>.

Aunque es importante conocer tanto la elasticidad precio-demanda de los usuarios regulados como de los no regulados, éstos últimos, en parte por la magnitud de su consumo, cuentan hoy con más posibilidad de acceder al mercado mayorista a través de su capacidad de negociar su tarifa y por tanto, desde el punto de vista meramente teórico, se esperaría que sean ellos quienes reaccionen en mayor medida a la tarifa. Sin embargo, usualmente se considera que esta demanda es inelástica y que no se está aprovechando el potencial que ésta representa en la dinamización del mercado y en el incremento de eficiencia desde el punto de vista de asignación de recursos energéticos, teniendo en cuenta además que el consumo de los usuarios no regulados representaba en junio de 2010, el 32% de la demanda total colombiana.

Como ya se anotó, en Colombia no existe actualmente un estudio que determine la elasticidad precio-demanda de los usuarios no regulados ni que confirme la baja elasticidad de éstos a los precios. El presente trabajo tiene como objetivo comprobar la hipótesis de la baja elasticidad de los usuarios no regulados en el mercado colombiano.

Para la estimación se utiliza la técnica de Panel de Datos Dinámico, utilizando una muestra de 60 de los 100 usuarios no regulados con mayores consumos, en un período de tiempo que va desde el primer trimestre del año 2005 hasta el primer trimestre del año 2010 (21 trimestres)<sup>6</sup>. Como resultado se obtiene que para la muestra considerada, la elasticidad precio-demanda de corto plazo (un trimestre) es de -0.067% y la elasticidad de largo plazo es de -0.1107.

El trabajo está desarrollado de la siguiente manera: se presenta inicialmente la revisión de la literatura más relevante sobre el tema, para pasar a explicar el papel de los usuarios no regulados en el mercado colombiano y una reflexión sobre la respuesta al precio de los mismos, la cual sirve de base para el desarrollo del modelo propuesto. Posteriormente, se presenta un análisis de los datos y el modelo de regresión, el cual corresponde a un

---

<sup>5</sup> Resolución CREG 131 de 1998

<sup>6</sup> La estimación de la elasticidad precio – demanda de los usuarios regulados no es objeto del presente estudio.

modelo de panel de datos dinámico, para finalmente presentar los resultados y las conclusiones.

## 1. Revisión de la literatura

Un factor común a tener en cuenta en la literatura sobre elasticidad precio-demanda del consumo de electricidad es la diferenciación clara de los usuarios residenciales y comerciales e industriales (estas dos últimas clasificaciones, para el caso colombiano, corresponderían a los usuarios no regulados<sup>7</sup>) a la hora de determinar su respuesta a los cambios de precios.

Así mismo, resulta relevante diferenciar si se desea determinar la elasticidad en el muy corto plazo -es decir, ante la variación del precio en períodos muy cortos de tiempo, tales como períodos de una hora e incluso de media hora<sup>8</sup> - o en el largo plazo o si lo que se pretende es determinar la diferencia entre usuarios con diferencias idiosincráticas o regionales.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el estudio de Nobuhiro Hosoe y Shu-ichi Akiyama (2008), *Regional electric power demand elasticities of Japan's industrial and comercial sectors*, los autores resaltan la necesidad de conocer mejor el mercado japonés para diseñar políticas que beneficien la competencia y disminuyan el ejercicio de poder de mercado de los generadores. En su trabajo, estiman la elasticidad precio-demanda en 9 áreas de Japón<sup>9</sup>, justificando el cálculo por regiones en la diferencia que hay entre una y otra, principalmente debido a que en cada una hay una compañía incumbente que atiende la mayor parte del consumo. Para la estimación se usaron datos anuales a 31 de diciembre, desde 1976 a 2006.

---

<sup>7</sup> Dado el límite de consumo para ser usuario regulado y las condiciones regulatoriamente establecidas para ello, no es preciso decir que los usuarios industriales y comerciales son todos no regulados o que todos los usuarios regulados no son comerciales o industriales. Sin embargo, no es espera que un usuario residencial sea no regulado, dados sus niveles de consumo.

<sup>8</sup> No en todos los países se define el programa de generación de electricidad (despacho) de manera horaria. En algunos casos se utilizan períodos de 15 o 30 minutos o se establecen, negociaciones intra-horarias que cambian esta resolución.

<sup>9</sup> En Japón, cerca del 70% del consumo corresponde al sector industrial y comercial

Para estimar la elasticidad, calcularon la función de demanda para cada región, controlando por factores específicos de cada una de ellas. La función utilizada corresponde a una log – log, así:

$$\log(Q_{i,t}) = \alpha_i + \beta_i \log(p_{i,t}) + \lambda'_i \log(X_{i,t}) + \delta_i \log(Q_{i,t-1})$$

Donde:

Q: índice de demanda en la región i en el año t

p: precio promedio

X: las otras variables explicativas

Incluyendo como variables de control, las siguientes:

- El producto regional bruto ( $GRP_{i,t}$ ) para controlar por el nivel de actividad económica en cada región.
- Días de frío y de calor para controlar por los efectos del clima
- Índice de precios al productor de productos de petróleo, para controlar por el precio de los sustitutos.
- Variables dummies para cambios regulatorios relacionados con el nivel para participar del mercado no regulado.
- Se incluye un retardo de un período (1 año) en la variable dependiente para considerar un proceso de ajuste dinámico.

Como resultado de su análisis, encontraron que en el sector rural la industria es más elástica al precio, debido a la facilidad de instalar plantas de autoproducción. Los valores encontrados de elasticidad fueron: para la elasticidad de corto plazo de 0.09 a 0.30 y para el largo plazo de 0.12 a 0.56.

En relación a la diferenciación entre regiones, se encuentra también el estudio de Mark A. Bernstein y James Griffin (2005) - *Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand For Energy* - en el cual estudian la diferencia en la elasticidad de la demanda entre regiones para la demanda eléctrica total, y la demanda de gas natural residencial y

eléctrica comercial, encontrando que existe una diferencia entre regiones para la primera y menos para la demanda eléctrica comercial y de gas residencial.

Un referente a considerar en cuanto a los factores que pueden afectar el consumo de la industria es el trabajo de Jay Zarnikau, Ian Hallett: *Aggregate industrial energy consumer response to wholesale prices in the restructured Texas electricity market* (2007), en el cual, los autores realizan análisis estadísticos para estimar la respuesta promedio de la demanda a los cambios de precios, indicando que ésta puede verse afectada por los siguientes factores:

- Flexibilidad del usuario para modificar su producción, si el consumidor se ha comprometido con el sistema para reducir su consumo (servicio suplementario en algunos esquemas eléctricos).
- La importancia relativa de la electricidad para el consumidor (peso en su canasta de materias primas).
- Las otras opciones (sustituibilidad) para obtener energía para sus procesos.
- Compromisos laborales
- La magnitud de los cambios de precio y,
- Los objetivos diarios de producción de la industria

Es de anotar la gran similitud de los usuarios no regulados en Colombia y en Texas, en cuanto al modelo de acceso a tarifas de mercado; ya que en este último los consumidores también pueden negociar su tarifa con los comercializadores minoristas a través de contratos bilaterales. Sin embargo, la gran diferencia es que éstos tienen acceso a ciertos tipos de contratos que les permiten acceder a los precios del mercado spot. Así mismo, y citando a los autores: *“...la asignación directa de los costos de transmisión a los consumidores industriales, basada en su contribución mensual al pico de demanda del sistema en los cuatro (4) meses del verano provee una fuerte señal de precios...”*, por lo cual, *“...todos los consumidores industriales en este mercado tienen un incentivo económico a reducir su consumo durante los períodos pico, durante los cuales son definidos los precios de transmisión”*. Se parte entonces de la base de la existencia de una elasticidad precio-demanda importante, derivada en parte de los incentivos regulatorios presentes en el mercado de Texas.

El modelo utilizado para hallar la elasticidad precio-demanda para los usuarios industriales de Texas conectados a tensión de transmisión, es un modelo de función de costos simétrico generalizado McFadden. En su modelo, consideran el consumo total diario para representar, como variable proxy, la producción diaria de cada consumidor, ya que no se cuenta con tal información.

Con base en la determinación de la función de demanda (Marshalliana) de la energía, determinan la función de elasticidad precio-demanda del período  $i$  por el cambio en el precio del período  $j$ . Usando datos para períodos de 15 minutos, desde enero 2 de 2002 hasta abril 7 de 2005, obtienen las elasticidades en los valores medios de cada vector de insumos. Los resultados obtenidos corresponden a una elasticidad precio-demanda de los consumidores industriales del Estado de Texas, de  $-0.000008$ , lo cual claramente no era lo esperado, por lo cual concluyen que con esta respuesta tan limitada de la demanda a los precios, el regulador seguramente enfrentará dificultades para tomar decisiones en cuanto a políticas en este sentido.

Dada la naturaleza de este estudio, es un referente a tener en cuenta en el presente trabajo, particularmente en cuanto a los determinantes del consumo; sin embargo, el modelo propuesto es una mezcla de varias metodologías y presenta una dificultad enorme desde el punto de vista computacional, además de exigir demasiados supuestos. Es de anotar que el modelo empleado en este artículo exigió la determinación de 1368 parámetros.

Así mismo, el *Professor Shu Fan (2008)*, en su estudio: *Prices elasticity of electricity in Australia*, además de presentar un resumen de la literatura existente, determina la elasticidad precio de los consumidores de South Australia y Victoria. Para su análisis utilizó información de consumos con una resolución de media hora, de tal manera que cada día cuenta con 48 períodos.

El modelo utilizado corresponde a una función de demanda que contiene tanto los efectos de los cambios en el precio en el largo plazo (anual) como en el muy corto plazo (intradivisional, con períodos de media hora), resultando en un modelo lineal del tipo log-log. En el modelo de largo plazo se introducen variables demográficas y económicas, y en el modelo de corto plazo, los precios y consumos cada media hora. La elasticidad precio-

demanda es hallada a partir de su definición microeconómica. Como aspectos a resaltar en su modelo es la utilización del precio promedio anual de la energía del año t-1 para modelar la demanda del año t y la corrección por temperatura para modelar las estaciones, incluyendo variables de frío y calor.

Los resultados de estos cálculos son presentados teniendo en cuenta los percentiles de demanda y los períodos horarios.

Como conclusión relevante para el presente trabajo se encuentra que para South Australia y Victoria, el “precio de la electricidad puede jugar un (pequeño) papel en la decisión de inversión en la industria en un contexto de largo plazo”<sup>10</sup>. Así mismo, concluye que las grandes cargas industriales no son generalmente sensibles al precio de la electricidad a los niveles presentes en 2008 en estos países y por tanto, no la tiene en cuenta en su investigación.

De otro lado, en su trabajo el *Professor Shu Fan* presenta un valioso aporte al incluir un resumen de la literatura existente hasta el año 2005 sobre la elasticidad precio para la demanda eléctrica. El Cuadro 1, tomado de su trabajo presenta los principales resultados sobre el tema:

**Cuadro 1**

**Resumen de literatura sobre elasticidad precio-demanda para la demanda eléctrica<sup>11</sup>**

Investigador	Año	Region	Sector	Elasticidad	Comentarios
<b>Bohi &amp; Zimmerman</b>	1984	EE.UU. (varias empresas de servicios públicos)	Residencial, industrial y comercial	Sector residencial Corto plazo: -0.2 Largo plazo: -0.7	Dificultad para reportar la elasticidad al precio tanto para el sector comercial como para el industrial.

<sup>10</sup> “... On the other hand, the electricity prices may play a (small) role in the decision of investment in the industry in a long term context (e.g. the owners might not re-invest in expansion or even shut down the factories if it potentially become unprofitable due to very high levels of the electricity prices). But for the underlying major industrial loads, they are generally not sensitive to the electricity price at current levels. Therefore, we subtract this major industrial loads from the entire electricity demand in the following investigation.”...

<sup>11</sup> Original en inglés. Traducción libre.

Investigador	Año	Region	Sector	Elasticidad	Comentarios
<b>Filippini</b>	1999	Suiza (40 ciudades)	Agregación	-0.3	Se sugiere <i>TOU pricing</i> para lograr conservación de electricidad, en lugar de incrementos de índices de precio de electricidad.
<b>Beenstock et al.</b>	1999	Israel	Residencial e industrial	Residencial -0.21 a -0.58 Industrial -0.002 a -0.44	Se comparó el modelo dinámico de regresión y MCO y el método de máxima verosimilitud para estimar la demanda.
<b>NIEIR</b>	2007	Australia	Residencial, industrial y comercial	Residencial: 0.25 Industrial: 0.38 Comercial: 0.35	También fue estimada la elasticidad al precio de largo plazo, de la demanda de electricidad para cada Estado de Australia.
<b>King &amp; Shatrawka</b>	1994	Inglaterra	Residencial e industrial	Elasticidad de sustitución Inter-día: 0.1 a 0.2 Intra-día: 0.01 a 0.02	Entre el 33 y el 50% de los consumidores participantes, respondieron a la variación de los precios.
<b>Patrick &amp; Wolak</b>	1997	Inglaterra y Gales	Industrial y comercial	Industria de suministro de agua: -0.142 a -0.27	La elasticidad al precio varió a través de las industrias, la industria con mayor elasticidad al precio fue la de suministro de agua.
<b>King &amp; Catterjee</b>	2003	California	Residencial y comercial	-0.1 a -0.4	Fue reportada una elasticidad propia al precio promedio, de 0.3.
<b>Reiss</b>	2005	California	Residencial	-0.39	Se desarrolló un modelo para evaluar los efectos de diseños alternativos tarifarios para el consumo de electricidad.
<b>Faruqi &amp; George</b>	2005	California	Residencial, industrial y comercial	Elasticidad de sustitución 0.09	Los consumidores residenciales, comerciales e industriales, sin duda, redujeron el uso de la energía en períodos pico, en respuesta a precios variables en el tiempo.

Investigador	Año	Region	Sector	Elasticidad	Comentarios
Taylor et al.	2005	Reino Unido	Industrial	-0.05 a -0.26	Se investigaron programas de RTP en el Reino Unido. Se observaron grandes reducciones de demanda en horas de precios altos, así como que los clientes industriales ganaron experiencia con la determinación de precios horarios.

Ahora bien, en su trabajo *Estimating deficit probabilities with price-responsive demand in contract-based electricity markets*, Alexander Galetovic y Cristian Muñoz, llaman la atención acerca de las consecuencias que puede traer el ignorar la respuesta de la demanda a los precios, en el sentido de que ante esta situación, se puede sobre o sub estimar las probabilidades de déficit en mercados basados en contratos.

Los autores concluyen que aún una aparentemente pequeña elasticidad de la demanda hace una gran diferencia cuando los precios cambian sustancialmente. Debido a que los precios tienden a subir cuando se está cercano a la capacidad límite, ignorar la respuesta de la demanda al incremento de precios tiende a exagerar la probabilidad de déficit.

El objetivo de su trabajo no es hallar la elasticidad precio de los consumidores sino determinar el efecto de la misma en la planeación de la expansión de los sistemas eléctricos; sin embargo, el modelo utilizado para la estimación de la demanda futura es un referente para el presente trabajo, pues, como ya vimos, el modelo de demanda es la base para la determinación de la elasticidad precio del consumo. El siguiente es el modelo utilizado por los autores para la estimación de demanda:

$$\ln(Q_t) = \alpha + \beta_1 \ln(Q_{t-1}) + \beta_2 \ln(Q_{t-2}) - \beta_3 \ln(P_{t-1})$$

Donde:

Q: demanda

P: Precio

T: mes

Con su trabajo logran demostrar que ignorar el efecto de la elasticidad de demanda en la planeación del sistema puede llevar a sobre o subestimar las probabilidades de déficit, los costos marginales de largo plazo y los costos operativos de atención de la demanda.

Como complemento a lo anterior, en 2007, FEDESARROLLO<sup>12</sup> realizó el estudio: *El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores*, en el cual analiza la composición de la canasta de insumos del sector de los usuarios no regulados en Colombia para el período 2000-2006, encontrando que el consumo de energía eléctrica fluctúa alrededor del 3% (en promedio) del total de materias primas. Así mismo, concluye que “*Los cuatro sectores más electro-intensivos en Colombia son, en orden descendente: (i) fabricación de productos minerales no metálicos; (ii) fabricación de productos metalúrgicos básicos; (iii) fabricación de productos textiles; y (iv) fabricación de papel y cartón y sus productos.*”

Así mismo, cabe resaltar aquí la encuesta realizada por la ANDI, ASOCODIS, el Comité Asesor de Comercialización y la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro de la cual se encontró que de una muestra de 79 usuarios no regulados, sólo siete (7) – el 8.86% - reportan haber utilizado sus procesos de autogeneración como consecuencia de los altos precios de la energía eléctrica. Los resultados de la encuesta se muestran en el cuadro 2<sup>13</sup>:

**Cuadro 2: Resultados de la encuesta a usuarios no regulados.**  
**Motivos para generar con plantas de emergencia.**

<i>Motivo para generar</i>	<i>No. De usuarios</i>	<i>%</i>
<i>Otros</i>	43	54.43%
<i>Mantenimiento acometida</i>	21	26.58%
<i>Calidad</i>	8	10.13%
<i>Precio</i>	7	8.86

*“Nota: dentro del motivo “otros”, resaltan los cortes de energía y las fallas en el suministro”*

De acuerdo con estos resultados, se espera confirmar que los usuarios no regulados en Colombia presentan demandas con baja elasticidad al precio.

<sup>12</sup> Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo

<sup>13</sup> Tomado textualmente de los resultados del estudio

Con base en lo encontrado en la literatura sobre el tema, un modelo apropiado para determinar la elasticidad al precio de los usuarios no regulados (correspondientes a los sectores comercial e industrial) debe incluir variables tales como la flexibilidad del usuario para modificar su producción, el peso de la electricidad en la canasta de insumos, los posibles sustitutos de la electricidad, los programas de producción de la industria y si es del caso, una diferenciación por regiones o por variables climáticas o demográficas. Para el presente trabajo, no se tendrá en cuenta la diferenciación por regiones ni las variables climáticas, dejando ésta diferenciación como un trabajo posterior a ser desarrollado. El objetivo es entonces verificar que la demanda de los usuarios no regulados en Colombia no responde en mayor medida al precio, en otras palabras, presenta una elasticidad precio baja.

Otra conclusión importante de la literatura, es el hecho de que para estimar la elasticidad al precio de la demanda, es pertinente utilizar un modelo de demanda del tipo log – log, en el cual los coeficientes encontrados corresponderán a la elasticidad buscada. Así mismo, se tendrá en cuenta que el proceso de demanda es un proceso dinámico que incluye uno o más retardos de la variable dependiente. Lo anterior, debido a la inercia que presenta el consumo de electricidad, que para nuestro caso, puede ser producida por la existencia de tecnologías (equipos o formas de hacer el producto) difícilmente modificables en el corto plazo, la contratación de mano de obra o alquiler de equipos para la producción, u otras, como la dificultad de modificar el programación de producción ante la demanda del producto (pedidos).

### **Enfoque del Estudio**

Acorde con la revisión de la literatura encontrada, se pretende encontrar la elasticidad precio-demanda de los usuarios no regulados de mayor consumo de Colombia, teniendo en cuenta que la tarifa de los mismos es contratada con anterioridad entre el consumidor y un comercializador, para períodos de uno a dos años (típicamente). Para ello se utilizará entonces un modelo trimestral de panel de datos dinámico, en el cual se incluirán las que se han considerado las variables más relevantes para explicarlo tales como el programa de producción (representado por el Producto Interno Bruto de la actividad realizada por el usuario), el costo de las restricciones del sistema, el cual modifica la tarifa contratada una

vez es conocido por el comercializador y el consumo de gas natural, considerado sustituto natural de la electricidad. Las variables omitidas se asumen constantes o aleatorias en el tiempo. Dentro de estas últimas se considera la temperatura, la ubicación, el equipamiento instalado, entre otros.

La ecuación a utilizar corresponde a la ecuación de demanda del tipo log-log, de tal manera que obtendremos las elasticidades en los coeficientes encontrados.

A continuación veremos cómo funciona el mercado de la energía eléctrica para los usuarios no regulados en Colombia y posteriormente, entraremos a revisar los datos disponibles para realizar el trabajo, para culminar con la presentación del modelo y sus resultados.

## **2. Los usuarios no regulados en el mercado eléctrico colombiano**

El Mercado de Energía Mayorista en Colombia se define como el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el que generadores y comercializadores venden y compran energía, ya sea en el mercado de largo plazo (mercado de contratos) o en el mercado de corto plazo (Bolsa de Energía). En el mercado de corto plazo los agentes generadores diariamente y con resolución horaria realizan ofertas de precio por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. La demanda, representada por los agentes comercializadores, es tomadora de precios con respecto al precio de corto plazo de la energía (Precio de Bolsa). En el mercado de largo plazo, los agentes comercializadores suscriben con los generadores y otros comercializadores, contratos de compra-venta de energía a fin de atender sus compromisos con los usuarios finales u obtener utilidades fruto de la intermediación.

En este esquema los usuarios finales del servicio deben acudir a los comercializadores para adquirir la energía eléctrica y, al menos en principio, no se les permite adquirir la energía directamente en la bolsa, ni negociar contratos de compra con los generadores<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> No obstante, un usuario puede crear una comercializadora de energía y por tanto, al menos conceptualmente, de esta forma podría acceder a los beneficios del mercado mayorista. Hasta ahora, no parecen existir los incentivos suficientes para ello.

En este esquema, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – establece el costo unitario de prestación del servicio, el cual es aplicado por los comercializadores a los usuarios regulados, según su estrato socio económico. De otra parte, los usuarios cuyos consumos superen el umbral de consumo de 55 MWh o una demanda máxima mensual de 100 kW<sup>15</sup>, pueden adquirir la energía a precios acordados libremente con cualquier comercializador de energía.

En la actualidad existen en Colombia aproximadamente 5.000 usuarios atendidos bajo la modalidad de no regulados; es decir, cuyas tarifas son acordadas mediante contratos bilaterales con algún comercializador de su preferencia. Estos usuarios consiguen tarifas menores a las que tienen que pagar los demás consumidores, en parte por sus altos consumos, en parte por su capacidad de pago.

En este punto, es importante tener en cuenta la diferencia en las tarifas de unos y otros: la tarifa del usuario regulado presenta poca variabilidad, debido a que la regulación prevé que no debe ser modificada bruscamente, en aras de proteger al usuario. En contraste, la tarifa de los usuarios no regulados es generalmente horaria y puede presentar variaciones, tanto en el día como en el largo plazo, fruto de la negociación bilateral entre comercializador y usuario.

Sin embargo, y no obstante que la tarifa de los usuarios no regulados es horaria, se ha encontrado que ésta presenta perfiles diarios (similares a la curva de carga del sistema) que permanecen constantes durante todo el período contratado. Es decir, únicamente se presentan cambios ante la firma de nuevos contratos. Esto se verá más adelante cuando se presente el análisis de los datos utilizados en este trabajo.

Por su parte, los comercializadores tienen obligaciones con otros actores de la industria, tales como los transportadores y los distribuidores y deben asumir los costos propios de su actividad. En general, las componentes de la tarifa de la electricidad en Colombia son:

- Costo de compra de energía, el cual consiste en el precio al cual el comercializador compra la energía en el mercado mayorista (contratos de largo plazo y bolsa de energía). Depende la gestión del comercializador.

---

<sup>15</sup> Durante los últimos seis (6) meses

- Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional, el cual es un cargo estampilla por kWh consumido que está destinado a pagar el servicio de transmisión (mayor a 220 kV).
- Costo por uso de Sistemas de Distribución. Cargo por nivel de tensión por kWh consumido que está destinado a pagar el servicio de distribución (menor a 220 kV).
- Costo de pérdidas
- Costo de restricciones. Estos corresponden al valor de los costos asociados a los problemas que se presentan en la red de transmisión. La casi totalidad de los mismos son asumidas por la demanda y recaudada por los comercializadores.
- Costos asociados con el servicio de operación del sistema y administración del mercado mayorista.
- Costos de comercialización, correspondientes a los costos en los que incurre el comercializador para prestar el servicio a sus usuarios finales.
- Contribución de Solidaridad, cuya tarifa es del 20%. Este valor está destinado al subsidio de los estratos socioeconómicos de menores ingresos (1, 2 y 3).

De acuerdo con lo anterior, el acceso de los usuarios no regulados a tarifas competitivas depende en gran parte de la gestión de los comercializadores en cuanto a la compra de la energía a los generadores y a la eficiencia en sus propios costos de comercialización, ya que los demás conceptos son fijados por la normatividad y corresponden a traslados a otros eslabones de la cadena o al gobierno (en el caso de la contribución de solidaridad).

En este orden de ideas, la negociación de los precios de la energía entre los comercializadores y los usuarios no regulados, se basa principalmente en el comportamiento de los fundamentales del mercado, los cuales son: el Precio de Bolsa y el precio promedio de contratación en el mercado mayorista entre los comercializadores y los generadores y entre comercializadores con destino a atender usuarios no regulados. Esta dependencia explica la forma de la tarifa ofrecida a los usuarios no regulados, la cual corresponde en casi todos los casos a la distribución histórica de los precios diarios de la bolsa, la cual se relaciona fuertemente con la curva de demanda diaria del sistema. No obstante, no puede afirmarse que los usuarios no regulados se encuentren expuestos al precio de bolsa del mercado o al promedio de contratos, ya que los contratos bilaterales firmados entre éstos y sus comercializadores son por precios determinados con anticipación y por períodos fijos que van desde un año hasta dos años, generalmente.

No obstante lo anterior, la tarifa finalmente aplicada a los usuarios no regulados no es exactamente la pactada en los contratos de largo plazo, ya que el costo de atender las restricciones propias del sistema interconectado les es adicionado a la misma con un rezago de un período tarifario. Cabe anotar que este valor no es muy alto, pero claramente puede afectar la forma cómo el usuario responde a la tarifa pactada, debido a que este valor adicional es observado mensualmente por el consumidor, pudiendo generar en él expectativas de aumento o disminución de la tarifa, diferentes de las pactadas previamente y que están fuera de su control. En relación con la contribución de solidaridad anteriormente enunciada, ésta es un valor constante por kWh consumido y por tanto, solo representa un cambio de nivel de la tarifa.

### 3. Los usuarios no regulados y su respuesta al precio

En Colombia, la demanda de los usuarios no regulados representaba en junio de 2010, el 32% (aproximadamente 18 TWh) del consumo total del Sistema Interconectado Nacional<sup>16</sup> (ver gráfica 1). De ahí la importancia de determinar la elasticidad al precio de los mismos: la gestión de la demanda depende en gran parte del conocimiento que tengamos de ella y por tanto, la asignación energética y la expansión en generación agradecerán todos los esfuerzos que se hagan en este sentido. Cabe resaltar también la importancia de conocer la elasticidad precio – demanda del consumo de electricidad en el corto plazo a fin de establecer políticas de respuesta de demanda tales como:

- *Time-of-use (TOU) pricing*: en el cual se determina una tarifa con diferentes precios unitarios para ser tomada durante diferentes bloques de tiempo para un período de 24 horas. Estas tarifas reflejan el costo promedio de generar y transportar la energía durante los períodos definidos<sup>17</sup>.
- *Real-time pricing (RTP)*: a través de este mecanismo la tarifa varía horariamente, reflejando los cambios en el precio del Mercado mayorista (en Colombia correspondería al Precio de Bolsa de la demanda nacional). En este esquema,

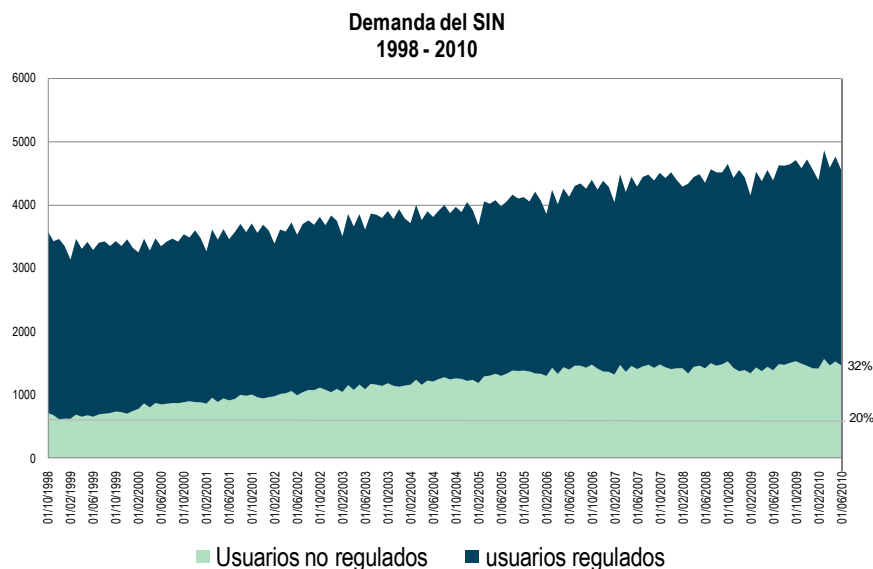
<sup>16</sup> En el año 2010, el consumo total nacional ascendió a 56.89 TWh

<sup>17</sup> Como se verá en el análisis posterior, este esquema es similar al que en la práctica opera actualmente en Colombia, ya que los consumidores se enfrentan a perfiles diarios de tarifas.

generalmente los consumidores conocen la tarifa el día anterior al del consumo o un período antes del mismo.

- *Critical peak pricing (CPP)*: Este mecanismo es una mezcla de los dos anteriores. La estructura parte del esquema Time-Of-Use; sin embargo, la tarifa en periodos de punta es mucho más alta de acuerdo con una condición específica, como por ejemplo una situación de escasez o de confiabilidad de suministro.

**Grafica 1. Evolución demanda de usuarios no regulados en Colombia**



Fuente: XM S.A. E.S.P.

En cierta medida, se corrobora la existencia de elasticidad al precio de los usuarios no regulados en Colombia, dada la evolución del número de usuarios, los cuales son actualmente, alrededor de 5.000. Se resalta también el incremento en la participación en la demanda total, pasando de un 20% en 1998 a un 32% en 2010. No obstante, la medida de la elasticidad para efectos de este trabajo es aquella que nos indica cuánto es el cambio de la demanda de estos usuarios, ante el cambio en su tarifa.

Como resultado de esta averiguación, se espera encontrar valores de elasticidad muy pequeños, principalmente por los siguientes aspectos:

1. La importancia relativa de la electricidad para el consumidor (peso en su canasta de materias primas), es ya un indicio de que el precio de la electricidad, si bien

incrementa sus costos de producción, no es un factor crítico de su gestión y más bien puede inclinarse a trasladar el costo a su producto, antes que disminuir su producción.

2. En este mismo sentido, el sector industrial requiere cumplir sus compromisos y por tanto, el planeamiento de su producción no necesariamente consulta la oferta energética, teniendo en cuenta que es una materia prima que es obtenida “en sitio” y por tanto, podría ser que únicamente se limita la planeación a la determinación de las necesidades de consumo y su costo.
3. Otro punto a considerar es la forma de negociación que se observa entre los comercializadores y los usuarios no regulados, en la cual los primeros ofrecen tarifas a los segundos y éstos las toman o las dejan, sin participar en la mayoría de los casos, en el diseño de los perfiles diarios de tarifas o en el diseño de esquemas más apropiados a los planes de producción particular de cada industria. Esto puede evidenciarse al revisar la información de tarifas, la cuales como factor común, presentan formas similares, siguiendo casi siempre el patrón de consumo de la demanda nacional.
4. Los resultados de encuestas tales como la reseñada en este trabajo, dan cuenta de la poca utilización de plantas de producción de electricidad propias (autogeneración y cogeneración) para sustituir consumos de la red pública, debido a precios altos. Sin embargo, no puede perderse de vista el uso del gas natural como sustituto en algunas industrias.
5. La elasticidad al precio puede corresponder a la parte de consumos que no son críticos para la producción.
6. Limitaciones del usuario para modificar su consumo, debido a compromisos previos con el operador del sistema, a través de esquemas de respuesta demanda como los descritos anteriormente. Debido a que en el período de estudio no existían mecanismos que comprometieran a los usuarios con el sistema a reducciones de consumo, no se considera en este trabajo esta limitante.

Como puede verse, existen razones para pensar que la elasticidad al precio de los usuarios no regulados en Colombia es baja. Este trabajo busca conocer la elasticidad de los usuarios no regulados con mayores consumos. Debido a que éstos no experimentan tarifas en tiempo real sino negociaciones bilaterales de largo plazo, la elasticidad aquí encontrada será entonces aquella correspondiente a la elasticidad precio-demanda de corto plazo (trimestral) y de largo plazo, que experimentan los usuarios ante la negociación previa de sus tarifas de electricidad.

En este punto se hace necesario aclarar que dadas las condiciones del mercado, que como ya se anotó, no tiene un mecanismo que permita a los usuarios reaccionar horariamente al precio de corto plazo, para la realización de este trabajo se optó por el uso de las tarifas previamente contratadas y por tanto, se obtendrá la elasticidad en las condiciones anteriormente citadas. Esta aclaración es importante, teniendo en cuenta que pueden existir otros aspectos pactados previamente en los contratos, que permitan variaciones en las tarifas finalmente facturadas, pero para las cuales no se cuenta con suficiente información. Se reitera entonces que en este trabajo se utilizarán las tarifas contratadas, asumiendo que éstas no cambian durante el período de ejecución del contrato.

#### 4. Modelo conceptual

La elasticidad precio-demanda se define como la variación porcentual de la demanda ante la variación porcentual en el precio. Matemáticamente:

$$\epsilon = \frac{\frac{\partial Q}{Q}}{\frac{\partial P}{P}} \quad (1)$$

Donde:

$\epsilon$ : elasticidad precio-demanda

Q: demanda del bien

P: precio del bien

En principio, podría pensarse que la elasticidad precio-demanda podría hallarse partiendo de la ecuación de la elasticidad, aplicando logaritmos a las variaciones porcentuales de la demanda y el precio. Obtenemos entonces la siguiente ecuación de demanda<sup>18</sup>, en la cual las variaciones de demanda dependen de las variaciones en el precio:

$$\ln Q = \beta_1 + \beta_2 \ln P + \mu \quad (2)$$

Sin embargo, de adoptar este modelo, dejaríamos por fuera otras variables que pueden ocasionar que la demanda de electricidad de los usuarios no regulados varíe.

De acuerdo con el análisis de la literatura presentado anteriormente, se hace necesario incluir en el modelo las siguientes variables explicativas:

### **Precio de la electricidad (tarifa)**

De acuerdo con la teoría económica, el precio condiciona el consumo y no al revés. Carece de lógica pensar que el consumo condiciona el precio pactado previamente, pues el consumo es posterior al conocimiento del precio y no viceversa. De allí que la dirección de la relación de causalidad entre esta variable y la variable dependiente está claramente definida.

### **Costo de las restricciones asignado a la demanda**

El costo de las restricciones adicionadas a la tarifa ha de tenerse en cuenta, ya que finalmente hace parte del precio que percibe el usuario. Dada la naturaleza de la asignación de este costo, el cual se hace a posteriori del consumo, necesariamente se concluye que la relación de causalidad entre esta variable y el consumo va en la dirección costo de restricciones – consumo y no en sentido contrario. Como ya se explicó anteriormente, el consumidor percibe este sobrecosto con un rezago de dos períodos (se calcula el mes siguiente al de consumo y le es facturado posteriormente), y por tanto, se espera encontrar un valor de elasticidad derivado de la observación de este precio y la posterior reacción del usuario al percibir un aumento o decremento del mismo.

---

<sup>18</sup> Como puede verse, el modelo propuesto corresponde a la ecuación de demanda, utilizada por varios autores para determinar la elasticidad

### Programa de producción del usuario

Como se vio anteriormente, el programa de producción condiciona el consumo de electricidad y por tanto, debe incluirse como variable explicativa. Es bien conocido que la demanda para energía es una demanda “derivada” en que el consumidor utiliza la energía como insumo al proceso de producción, tal que la relación de causalidad con el consumo va en la vía plan de producción – consumo y no en sentido contrario. No es dable pensar en un consumidor que primero establezca su consumo de electricidad para diseñar sus planes de producción.

### Consumo de sustitutos

Se considera necesario incluir el consumo de gas natural, dada la penetración que éste ha tenido en los últimos años como sustituto natural de la electricidad. En este caso, puede presentarse que la causalidad vaya en cualquiera de los dos sentidos, ya que tanto el consumo de gas puede condicionar el consumo de electricidad como lo contrario, dadas las particularidades presentes en cada usuario, tales como la presencia de equipos que funcionan con base en gas natural, los cuales, ante situaciones de desabastecimiento, puedan funcionar con electricidad y viceversa.

Aplicamos el test de causalidad de Granger, el cual verifica causalidad fuerte, para corroborar nuestro análisis anterior: los resultados se presentan en el Cuadro 3.

**Cuadro 3: Resultados del test de causalidad de Granger**

#### Pairwise Granger Causality Tests

Date: 04/24/11 Time: 20:43

Sample: 2005Q1 2010Q1

Lags: 5

Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Probability
LNCONSUMOGAS does not Granger Cause LNCONSUMO	960	1.16004	0.32702
LNCONSUMO does not Granger Cause LNCONSUMOGAS		2.95348	0.01184

LNPIBACTIVIDAD does not Granger Cause LNCONSUMO	960	1.48220	0.19296
LNCONSUMO does not Granger Cause LNPIBACTIVIDAD		0.76637	0.57412
LNRESTIPP does not Granger Cause LNCONSUMO	960	1.13741	0.33871
LNCONSUMO does not Granger Cause LNRESTIPP		2.10464	0.06268
LNTARIFAIPP does not Granger Cause LNCONSUMO	960	0.83037	0.52812
LNCONSUMO does not Granger Cause LNTARIFAIPP		1.31276	0.25619

De los resultados del test de causalidad de Granger, puede corroborarse la teoría económica, determinando que no existe relación de causalidad entre el consumo de electricidad y las variables utilizadas para explicarlo; es decir, el consumo de electricidad de estos usuarios no regulados no causa la producción (representada en el PIB de cada actividad), ni la tarifa contratada, ni el costo de las restricciones. No obstante, la relación de causalidad del consumo de gas natural y el consumo de electricidad puede ir en cualquiera de los dos sentidos, dado que, dependiendo, entre otros, del equipamiento utilizado, una reducción en el consumo de electricidad puede originar un aumento en el consumo de gas natural o viceversa.

Con base en lo anterior, el modelo propuesto consiste en la ecuación de demanda, la cual depende de la tarifa a la que se enfrenta en consumidor en el período  $t$ , la producción del mismo período, el consumo del sustituto (en este caso el gas natural) en el período  $t$  y el costo de restricciones del sistema, el cual es adicionado a la tarifa en el trimestre  $t - 1$  (debido a que el consumidor observa este valor con un rezago de dos meses, se considera adecuado incluirlo en el trimestre anterior). Así mismo, debe considerarse que el consumo de electricidad presenta una inercia que debe ser tomada en cuenta en el modelo y por tanto, se debe incluir al menos un rezago del mismo. Así las cosas, el modelo conceptual es un modelo de consumo de ajuste parcial con la forma:

$$\log(Q_{i,t}) = \alpha_i + \beta_1 \ln(Q_{i,t-1}) + \beta_2 \ln(P_{i,t}) + \beta_3 \ln(R_{t-1}) + \beta_4 \ln(\text{PIB}_t) + \beta_5 \ln(\text{Cg}_t) \quad (3)$$

Donde:

Q: demanda promedio horaria en el período

- P: Precio promedio horario en el período  
 Cg: Consumo de gas natural en el período  
 R: Costo promedio de restricciones del sistema aplicado en el período  
 PIB: Producto Interno Bruto de la actividad industrial (subsector de la economía) del consumidor.

En este modelo  $\beta_2$  mide la elasticidad precio-demanda de corto plazo, y  $\beta_2/(1-\beta_1)$  mide la elasticidad precio-demanda de largo plazo.

No se considerarán otras variables, dado que no se cuenta con información para el período considerado o no se consideró necesario incluirlas dada su poca variabilidad en el período considerado. Dentro de las variables omitidas se encuentran el ingreso de cada industria, los equipos instalados, la ubicación del consumidor y la temperatura, lo cual puede inducir un sesgo en el resultado en el sentido de presentar un valor más alto para la elasticidad al precio. De otra parte, se considera un modelo de efectos fijos ya que se sabe que existe correlación entre las variables omitidas y el consumo, pero se asumirá que éstas no cambian mucho en el período considerado.

## 5. Los datos

Para desarrollar el trabajo se cuenta con información desde enero de 2005 hasta marzo de 2010. En el cuadro 4 se presenta la descripción de los datos obtenidos:

**Cuadro 4. Descripción de los datos**

Nombre	Descripción	Unidad	Resolución	Fuente
Consumo	Consumo de cada usuario no regulado.	kWh	Horaria	XM S.A. E.S.P.
Tarifa	Tarifa promedio horaria de cada usuario no regulado.	\$/kWh	Horaria	XM S.A. E.S.P.
Consumo gas natural	Consumo de gas natural de la industria.	M <sup>3</sup>	Mensual	<a href="http://www.sui.gov.co">www.sui.gov.co</a> <sup>19</sup>

<sup>19</sup> Sistema Único de Información, administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos

Costo restricciones	Costo promedio de restricciones del sistema interconectado nacional.	\$/kWh	Mensual	XM S.A. E.S.P.
PIB de cada actividad	Producto Interno Bruto en pesos constantes por clasificación industrial. Se considerará como variable proxy de la producción de cada consumidor, asumiendo que ésta se comporta como lo hace el subsector al cual pertenece.	Miles de millones \$	Trimestral	<a href="http://www.dane.gov.co">www.dane.gov.co</a> 20
Código CIUU	Clasificación industrial de cada usuario no regulado. Usado para determinar el PIB del subsector industrial al que pertenece el usuario.	N/A	N/A	XM S.A. E.S.P.
IPP nacional	Índice de Precios al Productor Nacional	N/A	Mensual	<a href="http://www.dane.gov.co">www.dane.gov.co</a>

Nota: la información de los usuarios no regulados no incluye el nombre del usuario ni el comercializador con quien ha contratado el suministro, ya que se violaría la reserva de la misma.

No obstante contar con la información anterior para aproximadamente 5.000 usuarios no regulados, se seleccionaron los 100 de mayores consumos totales en el período considerado. Al eliminar aquéllos que presentaban información incompleta para el período considerado, se cuenta con datos para 60 consumidores de los 100 de mayores consumos del país.

Según puede apreciarse, se cuenta entonces con información de corte transversal para 60 consumidores y de serie de tiempo para 63 períodos mensuales; sin embargo, dada la resolución de la información de Producto Interno Bruto, la cual únicamente se puede obtener en forma trimestral, se decide utilizar períodos trimestrales, con lo cual la información de serie de tiempo disminuye a 21 períodos, correspondientes a los trimestres 2005-1 a 2010-1.

Para normalizar la información se utilizó el siguiente procedimiento:

<sup>20</sup> Departamento Nacional de Estadística

- Todos los datos numéricos se tomaron en logaritmo natural
- La tarifa y el costo de restricciones fueron indexados con el IPP para convertirlos a valores constantes. La fecha base es diciembre de 2004.

En el cuadro 5 se presenta la forma cómo se considerará la información en el modelo:

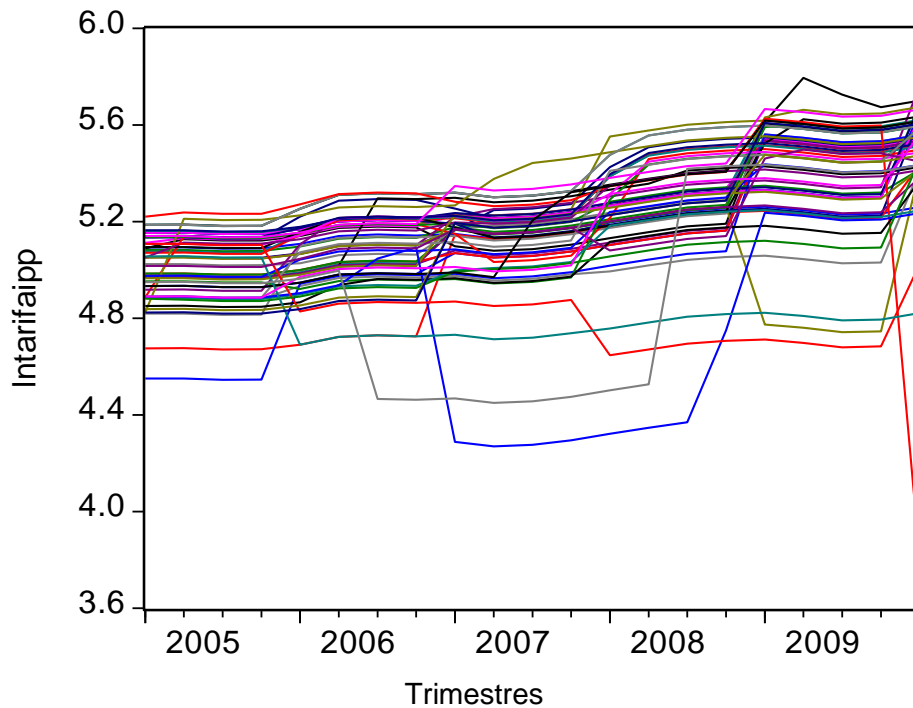
**Cuadro 5. Información para el modelo**

Nombre	Descripción
LnConsumo	Logaritmo natural del promedio horario del consumo de cada usuario no regulado para cada trimestre.
LnTarifaipp	Logaritmo natural del promedio horario de la tarifa de cada usuario no regulado para cada trimestre.
LnConsumogas	Logaritmo del consumo de gas natural de la industria para el trimestre.
Lnrestipp	Logaritmo natural del costo promedio de restricciones del sistema interconectado nacional aplicado durante el trimestre.
LnPIBactividad	Logaritmo natural del Producto Interno Bruto en pesos constantes por clasificación industrial para el trimestre.

En adelante, se presentará la información de acuerdo con la normalización efectuada.

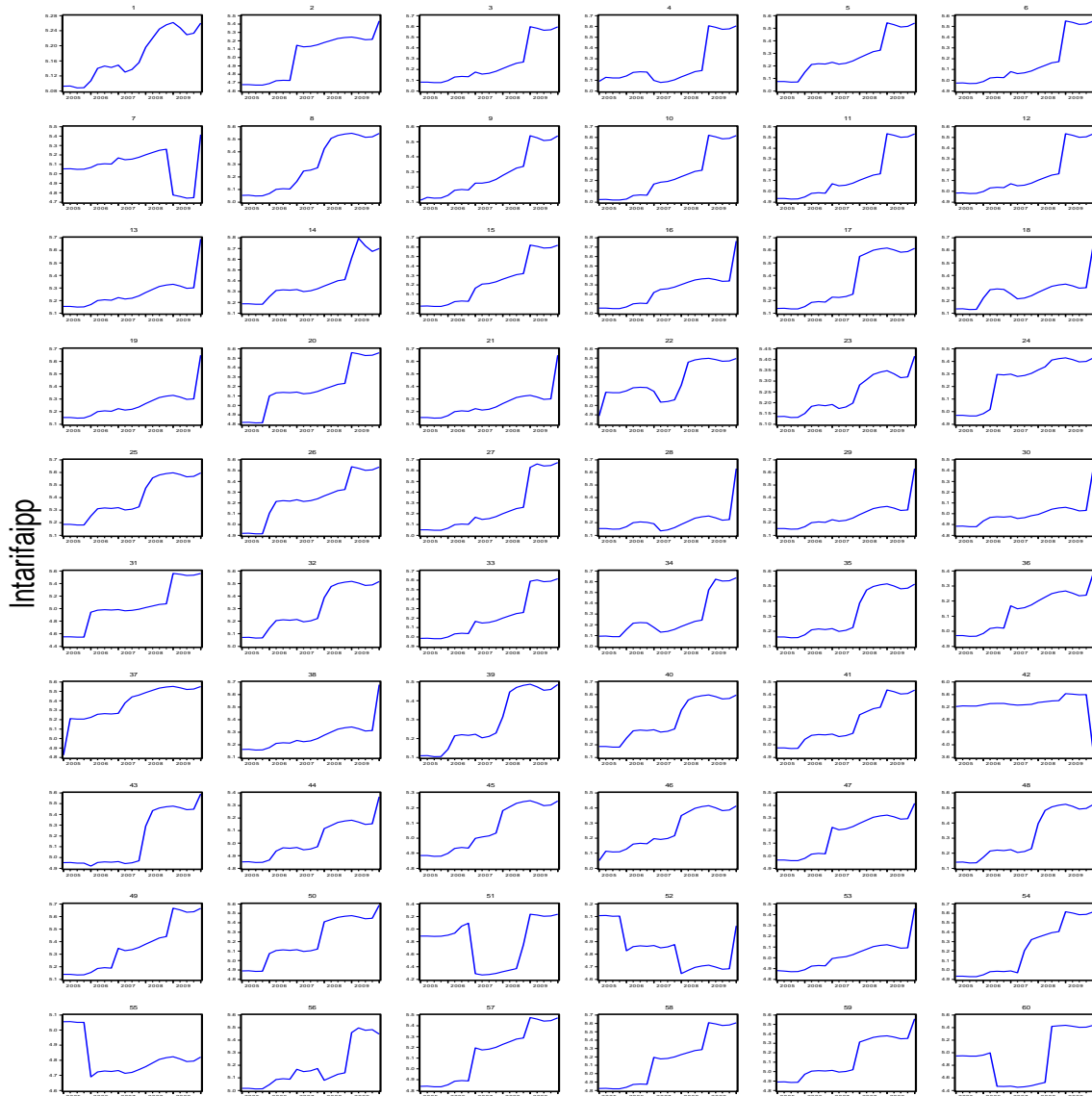
### 5.1 Gráficas de la serie Intarifaipp

En la gráfica 2 se presentan los precios trimestrales considerados:

**Gráfica 2: Intarifaipp en el período 2005-1 – 2010-1**

Como puede verse, la tarifa presenta cambios de nivel al momento de que los usuarios individualmente firman nuevos contratos con su comercializador. En general, se observa para el período considerado, un incremento de los precios en cada contratación. Solo en algunos casos se encuentran consumidores que obtuvieron disminución en sus precios, pero al final del período presentaron incrementos. Veamos en la gráfica 3, las gráficas de los precios de contrato para cada uno de los consumidores, con el fin de dar una idea cualitativa del comportamiento de los mismos durante el período de tiempo considerado (trimestres):

**Gráfica 3. Precios contratados durante el período de estudio (Intarifaipp)**

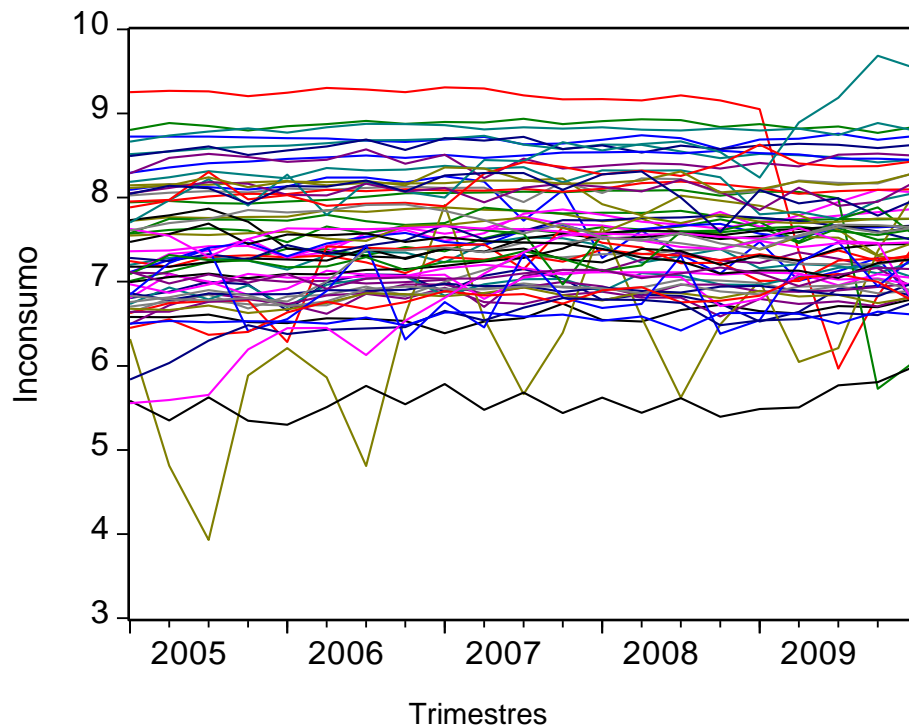


Eje X: período de tiempo (2005-I a 2010-I)

Es de anotar que la variación entre un período de negociación y otro (valores “llanos” de la serie” es dada por la indexación con el IPP, utilizada para incluir el efecto de la pérdida de poder adquisitivo de los consumidores.

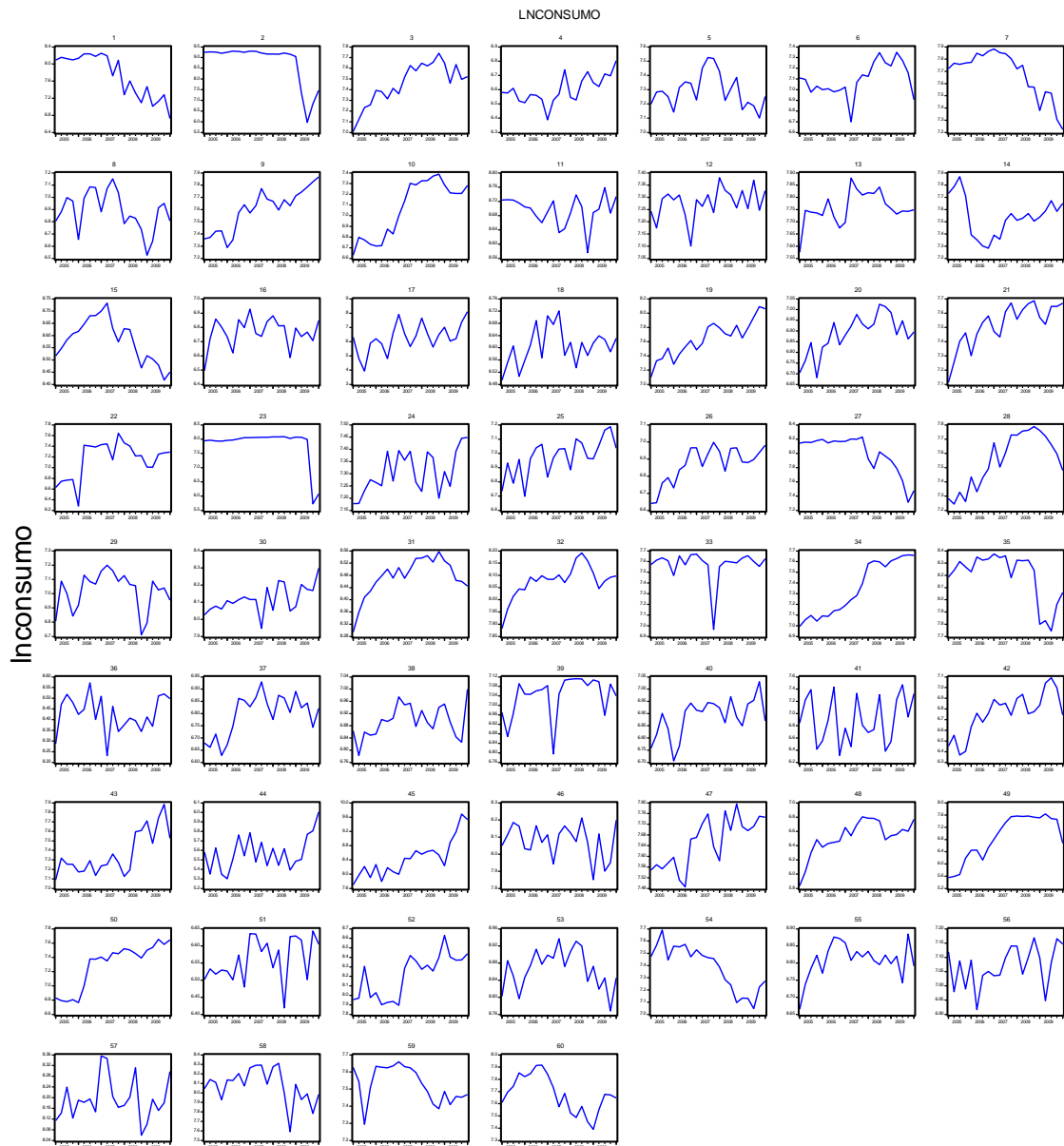
## 5.2 Gráficas de la serie Inconsumo

Gráfica 4: Inconsumo en el período 2005-1 – 2010-1



Puede apreciarse que los consumos varían poco en el tiempo considerado. Veamos las gráficas de los usuarios individualmente, con el fin de dar una idea cualitativa del comportamiento de los mismos durante el período de tiempo considerado (trimestres):

**Gráfica 5. Consumos de cada usuario durante el período de estudio (Inconsumo)**



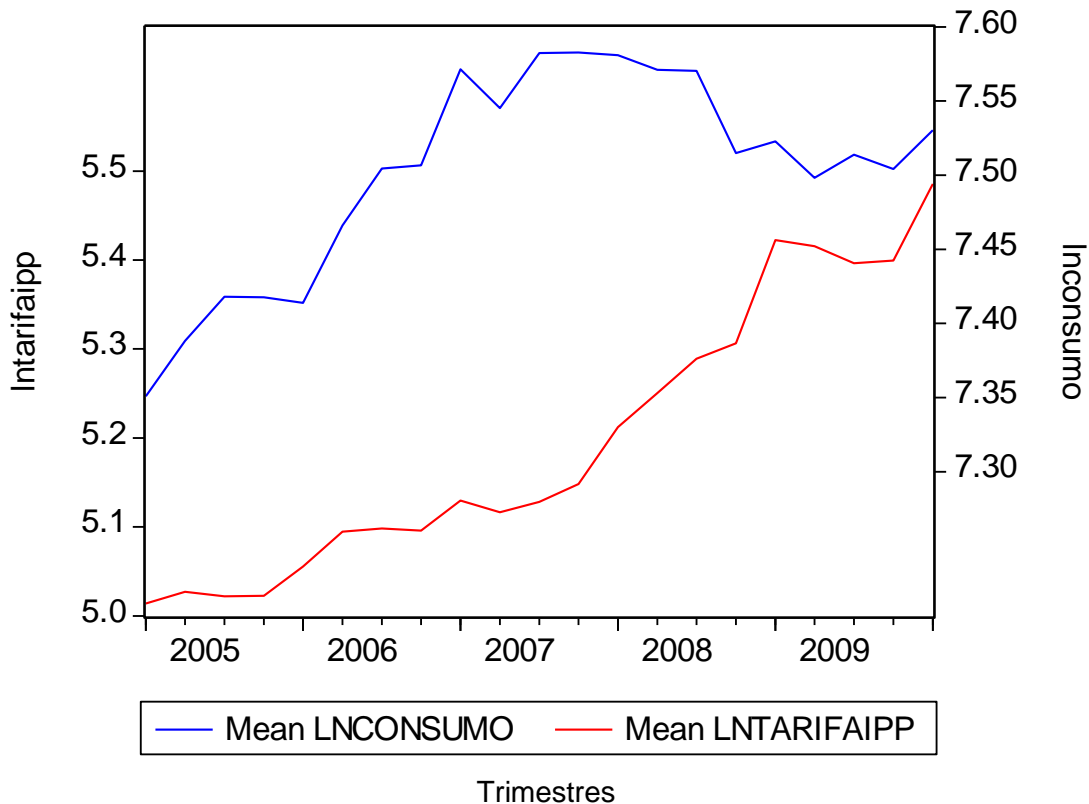
Eje X: período de tiempo (2005-I a 2010-I)

Como puede apreciarse, el consumo de los usuarios presenta variaciones significativas en el período considerado.

### 5.3 Gráficas de las series Inconsumo y Intarifas en comparación

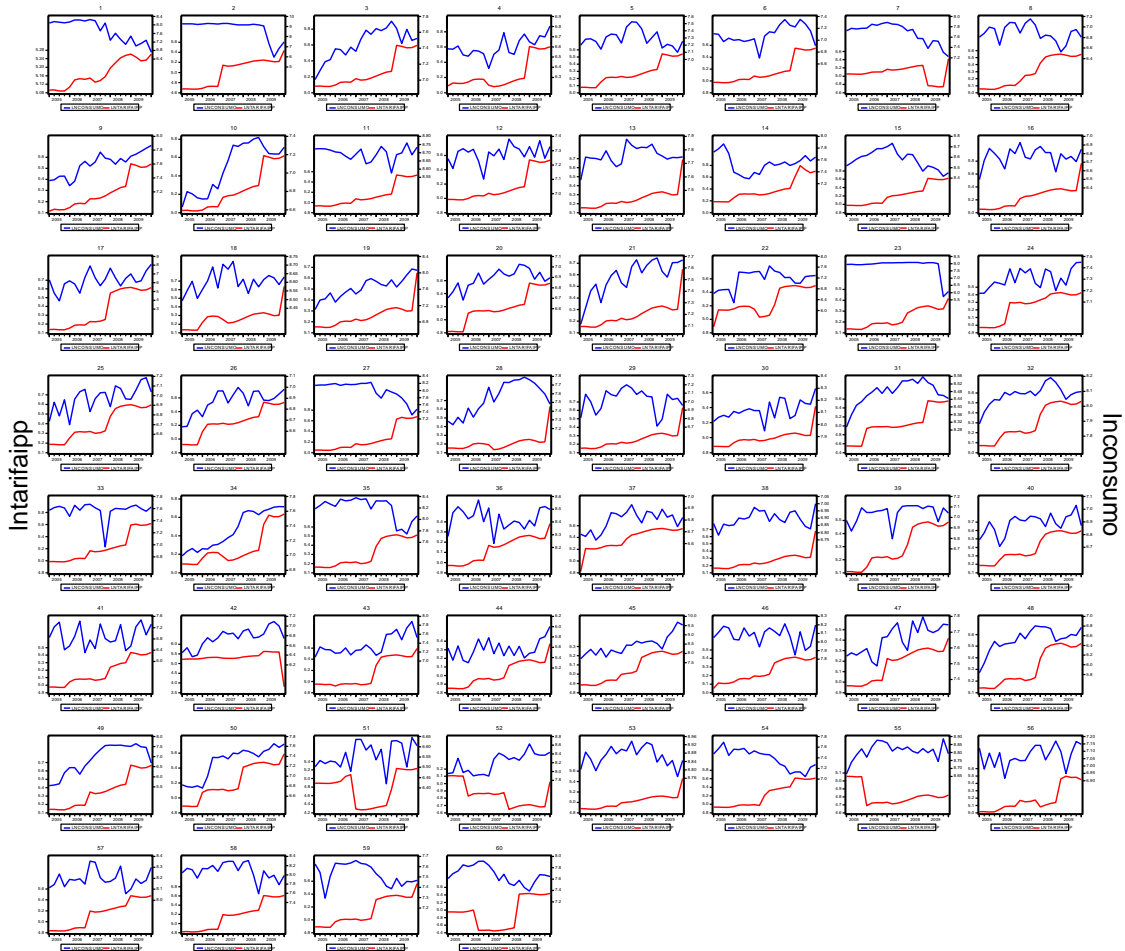
Con el fin de dar una idea de la relación entre el consumo y las tarifas, veamos ahora las gráficas de ambas series para cada usuario:

**Gráfica 6. Media de los Consumos y la tarifa - (Inconsumo - Intarifaipp)**



Se puede apreciar que se presentan variaciones en la media del consumo en relación con una variación de la media de la tarifa, representadas en una ligera disminución del consumo ante el aumento de la tarifa, aunque no parece consistente. Veamos ahora, las gráficas individuales para cada consumidor, con el fin de dar una idea cualitativa del comportamiento comparativo de los consumos y los precios, durante el período de tiempo considerado (trimestres):

**Gráfica 7. Consumos y tarifa - (Inconsumo - Intarifaipp), para cada consumidor**

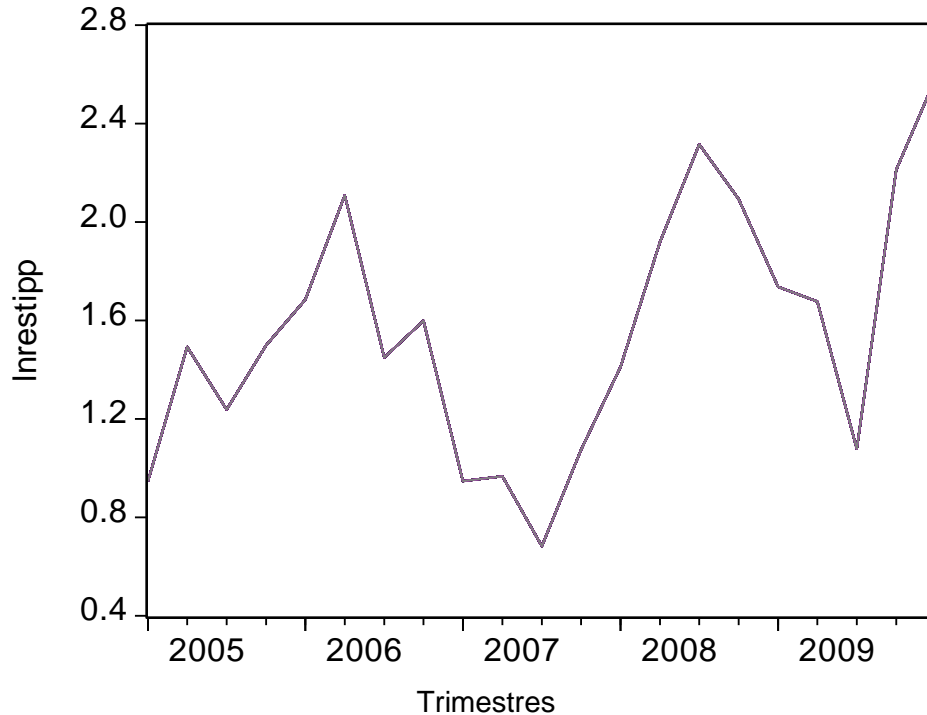


Tarifa: (línea roja) y consumo (línea azul)  
 Eje X: período de tiempo (2005-I a 2010-I)

En las gráficas individuales, no se aprecia claramente una relación inversa entre la tarifa y el consumo.

#### 5.4 Gráfica de la serie Inrestipp

Como ya se anotó, esta serie es calculada por el Administrador del mercado y depende de las restricciones de la red nacional de interconexión.

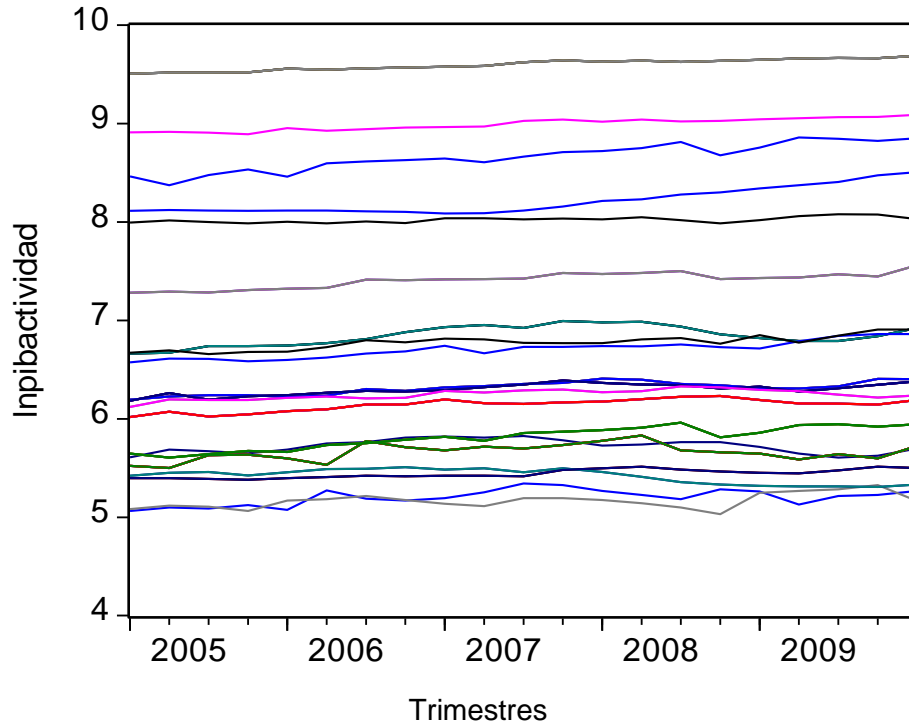
**Gráfica 8. Lnrestipp (restricciones del sistema)**

Estos valores dependen en gran medida de la topología del sistema eléctrico, dado por mantenimientos de red, atentados a la infraestructura eléctrica, indisponibilidad de generadores y otros relacionados con la calidad del servicio, como los requerimientos de estabilidad de la red de transmisión, entre otros. Así mismo, depende de decisiones del regulador que en ocasiones determina que algunos conceptos que alivian la carga de los usuarios, se incluya en este concepto<sup>21</sup>. Como puede verse, las restricciones presentan valores que en algunos períodos son consistentemente ascendentes y otros descendentes, lo cual puede condicionar el comportamiento del consumidor acerca de su demanda.

### 5.5 Gráfica de la serie Inpibactividad

Como ya se anotó, estas series originalmente están desestacionalizadas y en pesos constantes, por lo cual no se sometieron al proceso de indexación con el IPP.

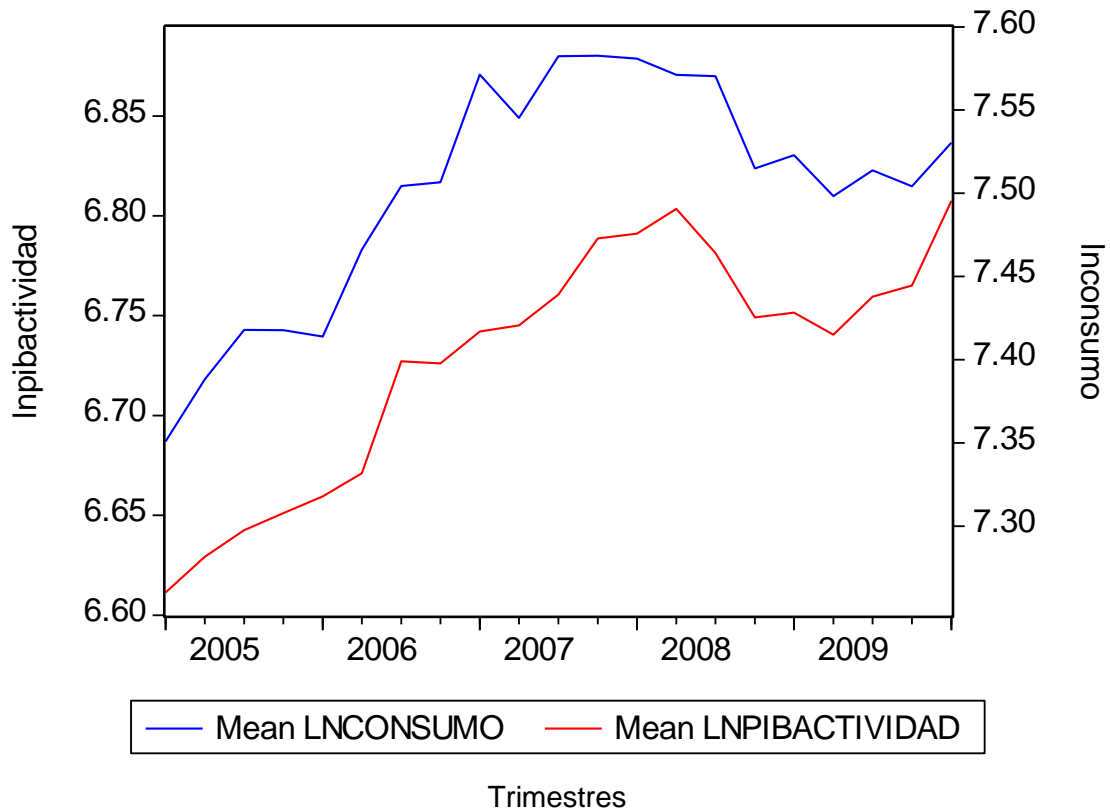
<sup>21</sup> Por ejemplo, las rentas de congestión resultantes de esquema de intercambio de energía con Ecuador.

**Gráfica 9. Lnpibactividad**

Se aprecia que el PIB de cada actividad productiva tiene una pequeña tendencia ascendente, pero en general, no presenta mucha variación. El PIB de cada subsector industrial se considera como variable proxy de la producción.

### 5.6 Gráfica de los valores medios de las series Inpibactividad y Inconsumo

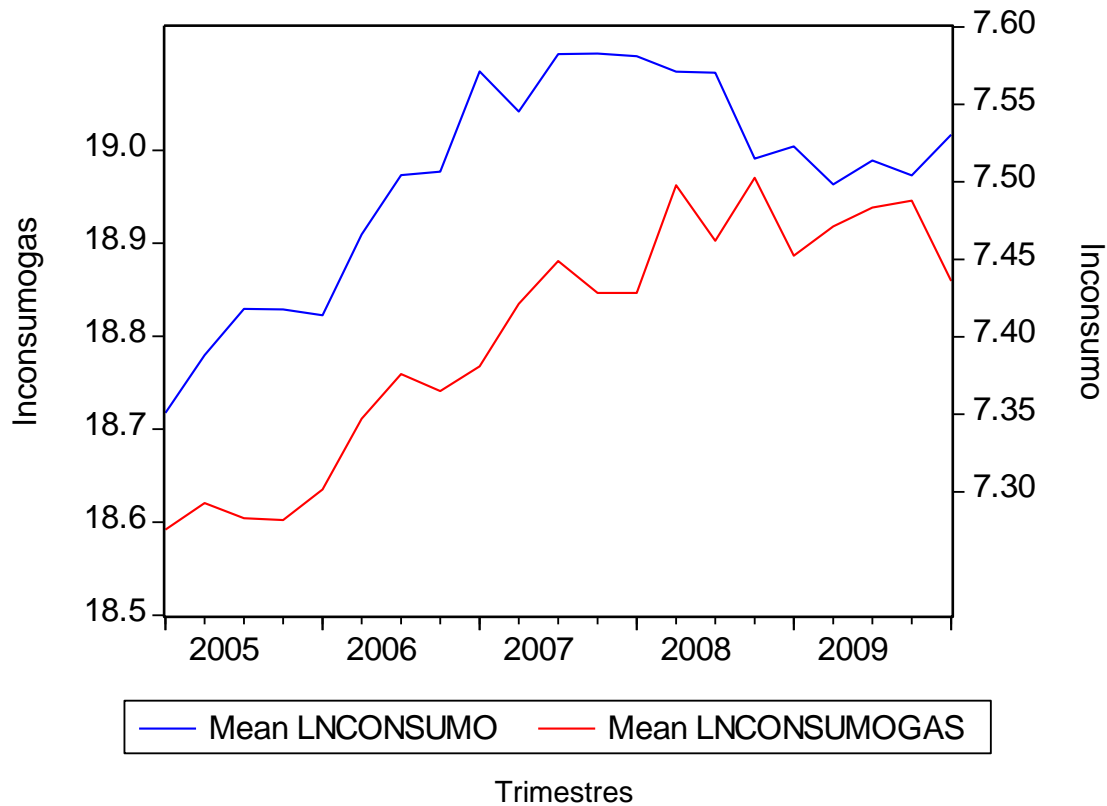
Veamos gráficamente, la relación del promedio de esta variable con el consumo promedio de todos los consumidores:

**Gráfica 10. Promedio Inpibactividad - Inconsumo**

Como puede verse, la producción y el consumo parecen estar correlacionadas fuertemente, como se esperaba. Esta relación deberá comprobarse en el resultado de la regresión.

### 5.7 Gráfica de la serie Inconsumogas

El consumo de gas natural, como sustituto del consumo de electricidad es importante para la determinación de la elasticidad. Se presenta entonces la gráfica de ambas series, considerando para el consumo la media de los mismos:

**Gráfica 11. Promedio Inconsumogas – Inconsumo**

De la gráfica, no es notoria la relación de elasticidad cruzada entre el consumo de gas natural y el de electricidad para estos usuarios. Esto será determinado por el resultado de la regresión.

Debe anotarse que en la serie Inconsumogas se presenta un valor atípico explicado por el mantenimiento de un campo de producción de gas natural. Sin embargo, la magnitud del cambio no es alta. No obstante lo anterior, se modificó el valor para el primer trimestre del año 2008, considerando el mismo valor del último trimestre del 2007, a fin de no afectar los resultados por este valor atípico. Lo anterior, sustentado en el hecho de que tal cambio en el suministro de gas natural al sector industrial en el primer trimestre de 2008 no afectó en promedio a los usuarios considerados en este trabajo.

### 5.8 Algunas consideraciones especiales en cuanto a la información:

La tarifa de los usuarios no regulados es informada por los Comercializadores al Administrador del Mercado<sup>22</sup> al momento de la firma del contrato con el usuario. Esta tarifa tiene resolución horaria. Así mismo, los comercializadores tienen la obligación de suministrar mensualmente, las tarifas aplicadas finalmente al usuario de forma horaria. Sin embargo, de la observación de la información se encontró que las tarifas mensuales reportadas en muchos casos no se asemejan a las inicialmente enviadas. Particularmente, se observa que en algunos casos se realiza el promedio del valor facturado entre las horas del mes, a fin de enviar datos horarios y en otros casos se incluye o no el factor de contribución o el costo de restricciones aplicado. Se encontró también que algunos comercializadores reportan únicamente en esta instancia, el costo de compra de energía, por considerar constante el resto de componentes.

Esta dificultad en cuanto a la uniformidad de la información enviada y la imposibilidad de detectar los casos para llegar a una correcta normalización de los datos, conllevó a la decisión de utilizar las tarifas inicialmente informadas, las cuales corresponden a las contratadas. Éstas no tienen incorporada la contribución de solidaridad (20% adicional sobre el consumo) ni el costo de las restricciones, el cual es calculado por el administrador del sistema el mes siguiente al del consumo, y cobrado a los comercializadores, para pago con vencimiento el primer día hábil del segundo mes siguiente al del consumo.

Así mismo, del análisis de la información obtenida, se encontró que las tarifas contratadas, si bien son valores horarios, éstas no cambian día a día para ningún consumidor, incluso en los días especiales (sábados, domingos y festivos). De acuerdo con lo anterior, se considera más acertado utilizar el promedio horario de tarifas y consumos para un período de tiempo trimestral.

La información de consumo de los usuarios no regulados corresponde a aquélla reportada por los comercializadores al Administrador del Mercado, para la liquidación de las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista. Estos datos son obtenidos por lectura de los contadores de energía y son objeto de revisión por parte del comercializador que

---

<sup>22</sup> XM S.A. E.S.P.

representa al usuario, así como del distribuidor, quien recibe el pago por uso de su red, y por el propio usuario, quien cuenta con la información de primera mano en sus instalaciones. Por tanto, se considera que estos datos son confiables y fueron obtenidos a través de un proceso en el cual no interviene manipulación humana.

Del análisis de los datos se encontró que la industria en general, consume electricidad todos los días del mes, sin importar que sea sábado, domingo o festivo. No obstante, en el modelo a considerar para este trabajo se utilizarán valores promedio horario.

En relación con el costo de las restricciones éste es calculado por el Administrador del Mercado como un valor unitario (\$/kWh) asignado a la demanda. Estos datos fueron tomados del sistema Neón<sup>23</sup> de XM S.A. E.S.P. y corresponde al valor promedio mensual del costo de la generación adicional necesaria para mantener las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad en el sistema eléctrico nacional.

La información de clasificación industrial y ubicación de los usuarios es suministrada por cada comercializador al momento de registro del usuario en el mercado. No obstante ésta no es necesaria para la liquidación de las transacciones, se considera confiable.

La información restante fue obtenida de las fuentes indicadas, las cuales son las oficiales para el suministro de la misma.

## **6. Modelo de regresión**

De acuerdo con la teoría expuesta y los datos con que se cuenta para acometer el trabajo, se utilizará un modelo de panel de datos con 60 individuos y 21 períodos trimestrales.

Se considera que el modelo de panel de datos con efectos fijos para cada consumidores el más adecuado, teniendo en cuenta:

---

<sup>23</sup> Sistema de información puesto a disposición del público por XM S.A. E.S.P. para acceder a la información del Mercado de Energía Mayorista.

- La heterogeneidad de los consumidores considerados y que la muestra escogida corresponde a 60 de los 100 mayores consumidores; es decir, no es una muestra aleatoria.
- Se espera que haya correlación entre las variables omitidas y la variable dependiente.
- No se cuenta con todas las variables explicativas del consumo y puede asumirse que las variables faltantes permanecen constantes en el tiempo, ya que son características propias de cada usuario. Dentro de estas características se encuentran la capacidad instalada de producción, la ubicación (se cuenta con la ciudad, pero una vez que existen variables no incluidas constantes en el tiempo, la estimación del efecto de otras variables constantes en el tiempo no es consistente), y el clima (en Colombia, el clima en cada región es aproximadamente constante y las variaciones no necesariamente influyen en la producción; se asume que el clima es una variable que influye de forma constante en el comportamiento del consumo de cada individuo.

Sin embargo, dada la naturaleza dinámica del modelo, puede ser necesario utilizar un modelo de panel dinámico, para el cual Arellano-bond (1991) propone que éste se estime, utilizando como variables instrumentales, las series en diferencias de la variable para la cual se requiere la variable instrumental, la cual en nuestro caso es el consumo.

Otra alternativa es utilizar Mínimos Cuadrados Ordinarios, incluyendo un rezago de la tarifa para un período correspondiente a la firma de un nuevo contrato. En nuestro caso, y del análisis de los datos, este período de tiempo es en promedio un año y por tanto, se incluiría un cuarto rezago de la tarifa. Así las cosas, este modelo sería así:

$$\ln(Q_{i,t}) = \alpha_i + \beta_1 \ln(P_{i,t}) + \beta_2 \ln(P_{i,t-4}) + \beta_3 \ln(\text{PIB}_t) + \beta_4 \ln(R_{t-1}) + \beta_5 \ln(\text{Cg}_t) \quad (4)$$

Donde:

Q: consumo promedio horario en el período

P: Precio promedio horario en el período

Cg: Consumo de gas natural en el período

R: Costo promedio de restricciones del sistema aplicado en el período

PIB: Producto Interno Bruto de la actividad industrial del consumidor

$\beta_i$ : Coeficientes de cada una de las variables en el modelo

t: período de tiempo correspondiente a un trimestre

Los signos esperados para cada una de las variables se muestran en el cuadro 6:

**Cuadro 6: Signos esperados de los coeficientes. Regresión MCO.**

Nombre	Signo del Coeficiente	Razón
LnTarifaipp	Negativo	A mayor tarifa menor consumo. Este coeficiente corresponde a la elasticidad precio-demanda de corto plazo (un trimestre) del consumo de electricidad.
Lntarifaipp <sub>t-4</sub>	Negativo	A mayor tarifa menor consumo. Este coeficiente corresponde a la elasticidad precio-demanda de largo plazo (un año) del consumo de electricidad.
LnConsumogas	Negativo	El gas natural es un sustituto de la electricidad. Por tanto, se espera que a mayor consumo de gas natural, se disminuya el consumo de electricidad. Este coeficiente corresponde a la elasticidad cruzada entre la electricidad y el gas natural.
Lnrestipp <sub>t-1</sub>	Negativo	El costo de restricciones es asumido por la demanda. Por tanto, el incremento de este costo puede condicionar la reducción del consumo.
LnPIBactividad	Positivo	Esta variable se incluye como proxy de la producción. Se espera entonces que a mayor producción mayor consumo.

Con base en lo anterior y con el programa E-views se realiza la regresión propuesta. El resultado se presenta en el cuadro 7:

**Cuadro 7: Resultados regresión 1. MCO**

Dependent Variable: LNCONSUMO

Method: Panel Least Squares

Date: 05/15/11 Time: 11:37

Sample (adjusted): 2006Q1 2010Q1

Cross-sections included: 60

Total panel (balanced) observations: 1020

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
----------	-------------	------------	-------------	-------

C	1.964879	1.942658	1.011438	0.3121
LNTARIFAIPP	-0.007057	0.062090	-0.113659	0.9095
LNTARIFAIPP(-4)	-0.053741	0.066923	-0.803033	0.4222
LNPIBACTIVIDAD	0.409283	0.156433	2.616350	0.0090
LNCONSUMOGAS	0.167400	0.117925	1.419550	0.1561
LNRESTIPP(-1)	-0.026677	0.019268	-1.384474	0.1665

## Effects Specification

## Cross-section fixed (dummy variables)

R-squared	0.870810	Mean dependent var	7.528201
Adjusted R-squared	0.862152	S.D. dependent var	0.725177
S.E. of regression	0.269243	Akaike info criterion	0.275197
Sum squared resid	69.22951	Schwarz criterion	0.589208
Log likelihood	-75.35067	F-statistic	100.5814
Durbin-Watson stat	0.783933	Prob(F-statistic)	0.000000

Como puede verse, en este modelo, los signos de los coeficientes relacionados con el precio de la energía están acordes a la teoría económica; sin embargo, no resultan significativos. El coeficiente de la variable proxy de la producción (lnpibactividad), resulta con alta significancia, lo cual corrobora la relación con el consumo; y el signo del coeficiente del consumo de gas natural resulta contrario, además de no resultar significativo. Este modelo presenta además autocorrelación ( $DW = 0.78$ ). Por lo tanto, no se consideran adecuados estos resultados.

Teniendo en cuenta que no es posible incluir más variables al modelo y que la literatura sugiere que este es un proceso dinámico, en el cual debe incluirse al menos un rezago del consumo, se estimará un modelo dinámico. La dinámica del proceso puede explicarse por la dificultad de la industria de reaccionar inmediatamente a cambios en la tarifa, dado que esto supone inversiones en maquinaria y equipo y en modificaciones a los procedimientos de producción,

Ahora bien, se sabe que el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) produce estimadores inconsistentes (Hsiao, 1996, p. 71-72; Green, 2003, p. 554), siendo esta

inconsistencia del orden  $1/T$  ( $T$ : tamaño de la muestra). Lo anterior debido a la inclusión de rezagos de la variable dependiente como variables explicativas, lo cual introduce autocorrelación entre la variable dependiente desfasada y los errores.

De acuerdo con lo presentado anteriormente, se estimará la siguiente ecuación:

$$\ln(Q_{i,t}) = \alpha_i + \beta_1 \ln(P_{i,t}) + \beta_2 \ln(\text{PIB}_t) + \beta_3 \ln(R_{t-1}) + \beta_4 \ln(Q_{i,t-1}) + \beta_5 \ln(\text{Cg}_i) \quad (5)$$

Donde:

Q: consumo promedio horario en el período

P: Precio promedio horario en el período

Cg: Consumo de gas natural en el período

R: Costo promedio de restricciones del sistema aplicado en el período

PIB: Producto Interno Bruto de la actividad industrial del consumidor

$\beta_j$ : Coeficientes de cada una de las variables en el modelo

t: período de tiempo correspondiente a un trimestre

En este modelo, la elasticidad de corto plazo estará dada por el coeficiente de la tarifa ( $\beta_1$ ) y la elasticidad de largo plazo por la siguiente relación:  $\beta_1/(1-\beta_4)$ .

Los signos esperados para cada una de las variables se muestran en la siguiente tabla:

**Cuadro 8: Signos esperados de los coeficientes. Regresión Modelo Dinámico.**

Nombre	Signo del Coeficiente	Razón
LnTarifaipp	Negativo	A mayor tarifa menor consumo. Este coeficiente corresponde a la elasticidad precio-demanda de corto plazo (un trimestre) del consumo de electricidad.
LnConsumogas	Negativo	El gas natural es un sustituto de la electricidad. Por tanto, se espera que a mayor consumo de gas natural, se disminuya el consumo de electricidad. Este coeficiente corresponde a la elasticidad cruzada entre la electricidad y el gas natural.

Lnrestipp <sub>t-1</sub>	Negativo	El costo de restricciones es asumido por la demanda. Por tanto, el incremento de este costo puede condicionar la reducción del consumo.
LnPIBactividad	Positivo	Esta variable se incluye como proxy de la producción. Se espera entonces que a mayor producción mayor consumo.
Lnconsumo <sub>t-1</sub>	Positivo	Dada su correlación con el consumo en el trimestre t

Así las cosas, este modelo debe estimarse por el Método de los Momentos, el cual consiste en estimar el vector de parámetros ( $\hat{\theta}$ ) utilizando los momentos de la variable aleatoria  $Y_t$ , igualando los momentos muestrales a los poblacionales. Es decir, en el método de los momentos, se obtiene el vector de parámetros  $\hat{\theta}$ , para el cual se cumple que:

$$E[y_t^i - \mu_i(\theta)] = 0^{24} \quad (6)$$

Para que esta ecuación sea válida, el valor de  $\theta$  debe ser el valor verdadero.

Teniendo en cuenta que el estimador  $\hat{\theta}$  en el método de los momentos cumple la condición de que:

$$\left(\frac{1}{T}\right) \sum_{t=1}^T [y_t^i - \mu_i(\hat{\theta})] = 0 \quad (7)$$

Tenemos que  $\mu_i(\theta)$  tiende a  $\mu_i(\hat{\theta})$  para un tamaño de muestra (T) suficientemente grande.

Sin embargo, cuando no se cumple la condición de que el número de momentos sea igual al número de parámetros a estimar, el sistema se encuentra sobre-determinado. En estos casos, el método de los momentos no es eficiente, y se hace necesario recurrir al Método Generalizado de los Momentos – MGM – (Arellano & Bond, 1991). En este método, se usan variables instrumentales.

Arellano y Bond (1991) proponen usar como variables instrumentales, los valores retardados de las variables endógenas. Esto elimina la correlación de la variable dependiente con sus retardos. El método de Arellano-Bond está diseñado para ser usado

<sup>24</sup> Condición de momento

con muestras grandes y períodos de tiempo pequeño, como la que se requiere estimar en este trabajo.

Para nuestro caso, consideramos como variables endógenas, además de los retardos del consumo, el consumo de gas natural puesto que el consumo de electricidad puede condicionar el consumo de gas y viceversa. Consideraremos como variables exógenas: la tarifa, el PIB de la actividad (variable proxy de la producción) y el costo de las restricciones. Este último, por cuanto depende de las restricciones de la red de transporte de energía eléctrica y claramente no está relacionada con el consumo de los usuarios industriales.

Debe tenerse en cuenta que en la regresión considerada faltan otras variables determinantes del consumo, tales como el ingreso de cada industria, los cambios tecnológicos, cambio de políticas de producción particulares de cada una de ellas, etc., que no son controlados con el modelo de efectos fijos, los cuales influirán seguramente en el resultado. De allí que el resultado obtenido seguramente tendrá un sesgo en este sentido. Incluso, ha de tenerse en cuenta que el modelo obtenido cuenta con información suministrada por los comercializadores y por tanto, puede tener un sesgo determinado por el deseo de no revelar los costos reales de su actividad.

Para la estimación se utilizará el programa Eviews, el cual contiene una rutina específica para MGM utilizando el estimador recursivo Arellano-Bond.

Como primera aproximación, se estima la ecuación (5) con los siguientes ajustes:

**Cuadro 9: Parámetros de la regresión dinámica**

Instrumentos	Inconsumo en diferencias, desde el retardo 2 hasta el último
Transformación <sup>25</sup>	Primeras diferencias.
Matriz de covarianzas	White period. Se permite variación entre secciones cruzadas de la correlación serial.

Los resultados de la primera corrida se presentan en el cuadro 10:

<sup>25</sup> Esta transformación elimina los efectos de sección cruzada de los datos.

**Cuadro 10: Resultados regresión Modelo Dinámico**

Dependent Variable: LNCONSUMO  
 Method: Panel Generalized Method of Moments  
 Transformation: First Differences  
 Date: 05/15/11 Time: 12:11  
 Sample (adjusted): 2005Q3 2010Q1  
 Cross-sections included: 60  
 Total panel (balanced) observations: 1140  
 White period instrument weighting matrix  
 White period standard errors & covariance (d.f. corrected)  
 Instrument list: @DYN(LNCONSUMO,-2)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNCONSUMO(-1)	0.392281	0.001169	335.5399	0.0000
LNARIFAIPP	-0.067868	0.008481	-8.002837	0.0000
LNRESTIPP(-1)	-0.003957	0.000691	-5.729666	0.0000
LNPIBACTIVIDAD	0.395762	0.010566	37.45603	0.0000
LNCONSUMOGAS	0.050338	0.006685	7.530277	0.0000

## Effects Specification

Cross-section fixed (first differences)

R-squared	-0.246848	Mean dependent var	0.007482
Adjusted R-squared	-0.251242	S.D. dependent var	0.227496
S.E. of regression	0.254475	Sum squared resid	73.49982
J-statistic	58.65863	Instrument rank	61.00000

Vemos que los signos de los coeficientes coinciden con los esperados para las regresoras:  $\ln\text{consumo}_{t-1}$ ,  $\ln\text{tarifaipp}_t$ ,  $\ln\text{restipp}_{t-1}$ ,  $\ln\text{pibactividad}_t$ . El signo del coeficiente del consumo del gas natural ( $\ln\text{consumogas}$ ) no corresponde con la teoría económica. Adicionalmente, todas las variables resultan significativas.

Es de anotar que el estadístico J corresponde al estadístico del test de Sargan de sobre-identificación de restricciones, el cual bajo la hipótesis nula de sobre identificación de

restricciones, es distribuido como una chi-cuadrado de  $k - p$ , donde  $k$  es el número de coeficientes estimados y  $p$  es el número de instrumentos; es decir, la hipótesis nula es que todos los instrumentos son válidos. El p-value puede ser estimado en Eviews a través del comando `pval = @chisq(estadístico j, Rango de los Instrumentos - # coeficientes estimados)`. Para esta primera regresión,  $p\text{-value}=0.343$ , lo que indica que los instrumentos utilizados son válidos.

No obstante lo anterior, vemos que en el resultado del programa se presenta un valor de  $R^2$  negativo, el cual, según el manual del programa Eviews, puede ser ocasionado por la ausencia de término independiente (al transformar las series se elimina el efecto individual).

Con el fin de corroborar los resultados anteriores, principalmente frente al valor  $R^2$ , emplearemos correcciones ortogonales (Arellano, 1988), en lugar de primeras diferencias, para eliminar los efectos fijos. Esta transformación considera las variables expresadas como desviaciones ortogonales, utilizando cada valor de la variable menos los valores adelantados de la misma. Es decir, considera las variables como diferencias con respecto a su valor medio. Este método ofrece además la ventaja de garantizar la homogeneidad en varianza.

Con esta modificación se hace una nueva corrida. Los resultados se presentan en el cuadro 11:

**Cuadro 11: Resultados regresión Modelo Dinámico – segunda corrida**

Dependent Variable: LNCONSUMO  
 Method: Panel Generalized Method of Moments  
 Transformation: Orthogonal Deviations  
 Date: 05/15/11 Time: 12:23  
 Sample (adjusted): 2005Q3 2010Q1  
 Cross-sections included: 60  
 Total panel (balanced) observations: 1140  
 White period instrument weighting matrix  
 White period standard errors & covariance (d.f. corrected)  
 Instrument list: @DYN(LNCONSUMO,-2)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNCONSUMO(-1)	0.392876	0.000725	542.0345	0.0000
LNTARIFAIPP	-0.067203	0.002128	-31.57876	0.0000
LNRESTIPP(-1)	-0.003985	0.000984	-4.048440	0.0001
LNPIBACTIVIDAD	0.394266	0.011815	33.36907	0.0000
LNCONSUMOGAS	0.055434	0.004186	13.24109	0.0000

## Effects Specification

Cross-section fixed (orthogonal deviations)

R-squared	0.359087	Mean dependent var	-0.018867
Adjusted R-squared	0.356828	S.D. dependent var	0.285029
S.E. of regression	0.228588	Sum squared resid	59.30645
J-statistic	58.81534	Instrument Rank	61.00000

Como puede verse, exceptuando el signo del coeficiente del consumo de gas, el cual no resulta significativo, los demás signos corresponden con la teoría y el ajuste resulta bueno ( $R^2=0.36$ ). Así mismo, el valor del p-value para ser contrastado en el test de Sargan, es 0.3376, con lo cual no se rechaza la hipótesis nula de que los instrumentos utilizados son válidos. Esta regresión comprueba el resultado obtenido anteriormente a través del modelo en diferencias y despeja las dudas sobre el valor negativo del  $R^2$  obtenido antes.

En el cuadro 12 se presentan los resultados de las regresiones realizadas:

**Cuadro 12: Resumen de resultados**

Método	Coeficientes						R <sup>2</sup>
	Inconsumo <sub>t-1</sub>	Intarifaip <sub>p</sub>	Intarifaipp <sub>t-4</sub>	Inrestipp <sub>t-1</sub>	Inpibactividad	Inconsumog <sub>as</sub>	
MCO	NA	-0.0070	-0.0537	-0.0267	0.4092	0.1600	0.87
GMM (diferencias)	0.3923	-0.0678	NA	-0.0039	0.3957	0.0503	-
GMM (desv. Ortogonales)	0.3923	-0.0672	NA	-0.0040	0.3942	0.0554	0.36

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, en el cuadro siguiente se presenta el resumen de los valores de las elasticidades al precio de la demanda, encontradas:

**Cuadro 13: Resumen de las elasticidades encontradas**

Concepto	Valor
Elasticidad precio de corto plazo	-0.0672
Elasticidad precio de largo plazo	-0.1107
Elasticidad de corto plazo (dos trimestres) relacionada con las restricciones del sistema	-0.0040
Relación de la producción (proxy) con el consumo en el período t	0.3942

Se puede concluir, además, que de la muestra considerada, no se ve una relación de elasticidad cruzada entre el consumo de gas natural y el de electricidad.

## 7. Análisis de los resultados

Hemos encontrado que para la muestra considerada, la cual corresponde a 60 de los 100 usuarios no regulados que presentaron mayor consumo total en el período comprendido entre enero de 2005 y marzo de 2010, ante una variación trimestral de 1% en la tarifa horaria contratada, éstos presentan una disminución de 0.067% en su consumo horario promedio. Lo anterior, con una desviación estándar de 0.0007%; es decir, que un incremento promedio horario de \$1/kWh en un trimestre, el consumo disminuye en 0.067 kWh  $\pm$  0.0007 kWh en promedio hora. La elasticidad de largo plazo hallada es de 0.1107.

Otra conclusión importante es la elasticidad de corto plazo (dos trimestres) que presentan los consumidores en cuanto al costo de las restricciones del sistema, la cual presenta un valor de -0.004.

Es de anotar que estas estimaciones de las elasticidades de corto y largo plazo corresponde a la forma cómo los usuarios no regulados analizados han manejado sus consumos, con base en las tarifas contratadas con sus correspondientes comercializadores y no puede considerarse como la elasticidad del usuario ante observación inmediata de su tarifa, lo cual no ocurre en el problema planteado. No obstante, aunque las tarifas son previamente contratadas, es de esperar que el consumidor las observe en los primeros períodos de contrato como esperadas y al transcurrir el tiempo, se adapte a las facturas recibidas. Lo anterior teniendo en cuenta además la separación entre el área de compras y de producción.

Como resultados adicionales, no se pudo evidenciar la elasticidad cruzada entre el gas natural y la energía eléctrica. Esto es explicado en parte por la imposibilidad de convertir a gas natural todos los equipos eléctricos y por los costos que ello supone para la industria, así como a la complementariedad en cuanto al equipamiento eléctrico y de gas.

Se puede evidenciar que la elección del PIB de la actividad como variable proxy de la producción de cada individuo resultó adecuada, ya que la magnitud del coeficiente indica afinidad con el consumo de electricidad. Sin embargo, se esperaba que este coeficiente resultara mayor.

De otra parte, se observa que la elasticidad hallada puede tener un sesgo determinado por el efecto del consumo en el período anterior, el cual explica un 39% el consumo en el período  $t$ . Esto ha de ser considerado para próximos estudios sobre el tema, a efectos de no sobreestimar la elasticidad precio de los consumidores.

Por otro lado, el coeficiente del costo de las restricciones del trimestre anterior no resulta en magnitud importante, lo cual refuerza la hipótesis de inelasticidad al precio de los usuarios no regulados, en cuanto no reaccionan al incremento observado de los precios; en este caso, representado por el costo de restricciones asignado en el trimestre anterior.

En general, se ha obtenido una regresión coherente con la teoría económica y que da cuenta de la baja elasticidad de demanda al precio que presentan estos 60 consumidores considerados y, como ya se dijo, no puede inferirse que todos los usuarios no regulados presenten este mismo comportamiento. Para llegar a esta conclusión han de acometerse estudios con mayor información, particularmente con variables de capacidad instalada, cambios tecnológicos, ingresos de cada industria, peso de la electricidad en la canasta de insumos y en todo caso, información que pueda caracterizar a cada individuo, a fin de que la regresión sea más ajustada.

### **Conclusiones**

Con base en la información obtenida para 60 de los 100 mayores consumidores industriales y comerciales colombianos, para el período enero de 2005 a marzo de 2010, se ha comprobado la hipótesis de baja elasticidad de estos usuarios a los precios pactados en los contratos de largo plazo entre éstos y sus comercializadores.

No obstante el resultado obtenido, debe tenerse en cuenta que en la regresión considerada faltan otras variables determinantes del consumo, tales como el ingreso real de cada industria (el PIB del subsector económico si bien es una variable aproximada de la producción y por tanto, del ingreso, no representa el ingreso real de cada industria), el peso relativo de la electricidad en la canasta de insumos de cada una de ellas, la capacidad y el tipo de equipos instalados, etc., los cuales influirán seguramente en el resultado. De allí que el resultado seguramente tendrá un sesgo en este sentido. Se deja planteado entonces un trabajo posterior, en el cual se tomen en cuenta más variables que individualicen a los consumidores considerados.

Estos resultados podrán servir para la toma de decisiones de política encaminadas a incluir a los usuarios no regulados en la dinámica del mercado de energía mayorista y así lograr una asignación más eficiente de los recursos energéticos y un beneficio para el mercado de la electricidad.

Así mismo, el conocer el comportamiento de los usuarios no regulados considerados en este trabajo, puede ofrecer una base para evaluar mecanismos regulatorios de respuesta de la demanda, planear la expansión de la red y generación del sistema.

## Referencias y bibliografía

Albadi, M.H.; El-Saadany, E.F. (2007). *Demand response in electricity markets: an overview*. IEEE Power Engineering Society General Meeting.

Cheng Hsiao. (1996). *Analysis of Panel Data*. New York, US: Cambridge University Press.

FEDESARROLLO. (2007). *El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*.

Galetovic, Alexander Munoz, Cristian M. (2009). *Estimating deficit probabilities with price-responsive demand in contract-based electricity markets*. Energy Policy. Volumen 37, (2), páginas: 560-569.

Hopper, N.; Goldman, C.; Bharvirkar, R.; Neenan, B. (2001). *Customer response to day-ahead market hourly pricing: Choices and performance*. Utilities Policy. Volumen 14 (2), páginas: 126-34.

Jefrey M. Wooldrige. (2002). *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts. London, England.

Manual del programa E-views

Manuel Arellano. (1992). (Revisado, 2009). *Generalized Method of Moments and Optimal Instruments*. Class Notes.

Mark A. Bernstein, James Griffin. (2005). *Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand For Energy*. RAND Technical report.

Nobuhiro Hosoe, Shu-ichi Akiyama. (2009). *Regional electric power demand elasticities of Japan's industrial and commercial sectors*. Energy Policy. Volumen 37 (11), páginas 4313-4319.

Rahul Walawalkara, Seth Blumsackb, Jay Apta & Stephen Fernands. (2008). *An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity market*. Energy Policy. Volumen 36 (10), páginas 3692-3702.

Regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG –. [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co).

Seung-Hoon Yoo; Joo Suk Lee; Seung-Jun Kwak. (2007). *Estimation of residential electricity demand function in Seoul by correction for sample selection bias*. Energy Policy. Volumen 35 (11), páginas: 5702-7

Shu Fan Rob J. Hyndman. (2008). *Prices elasticity of electricity in Australia*. Business & Economic Forecasting Unit. Monash University.

Zarnikau, Jay Hallett, Ian. (2008). *Aggregate industrial energy consumer response to wholesale prices in the restructured Texas electricity market*. Energy Economics. Volumen 30 (4), páginas: 1798-1808

US Department Energy. (2006). *Benefit of demand response on electricity markets and recomendations for achieveng them*.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A E.S.P. *Informes del Mercado de Energía Mayorista*. [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co).