

No. 11-08

2011

REGULACIÓN Y BIENESTAR ECONÓMICO: EVALUACIÓN DE LA REGULACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE ACUEDUCTO Y ELECTRICIDAD EN COLOMBIA EN LA DÉCADA DE LOS NOVENTA. CASO EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN.

Andrés Ramírez Hassan - Luis Guillermo Vélez Álvarez - Liz Jeanneth Londoño Sierra

Yudy Elena Giraldo Pérez - Daniel Londoño Cano

Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (CIEF)



UNIVERSIDAD
EAFIT
Abierta al mundo

REGULACIÓN Y BIENESTAR ECONÓMICO: Evaluación de la regulación de Servicios Públicos Domiciliarios de acueducto y electricidad en Colombia en la década de los noventa. Caso Empresas Públicas de Medellín

Luis Guillermo Vélez Álvarez¹, Andrés Ramírez Hassan², Liz Jeanneth Londoño Sierra³, Yudy Elena Giraldo Pérez⁴, Daniel Londoño Cano⁵

Abstract (Resumen) — Las reformas de mediados de los noventa, basadas en las leyes 142 y 143 de 1994, introdujeron cambios institucionales y metodológicos en la regulación tarifaria para los servicios de electricidad y acueducto en Colombia. Este artículo, además de reseñar dichos cambios, evalúa a través de un contrafactual cómo hubiese sido la evolución tarifaria si no se hubiese presentado la reforma de los 90's. Así mismo, estima las elasticidades precio y gasto para dichos servicios mediante el Sistema Casi Ideal de Demanda (AIDS) y con el cálculo de la variación equivalente establece si la regulación generó una mejora en el bienestar de los consumidores.

Palabras claves: Regulación, Servicios públicos, Contrafactual, Elasticidades, Variación equivalente.

JEL: L51, L97, C1, D12

¹ Docente del Departamento de Economía de la Universidad Eafit. lveleza2@eafit.edu.co

² Docente del Departamento de Economía de la Universidad Eafit. aramir21@eafit.edu.co

³ Docente del Departamento de Economía de la Universidad Eafit. llondo11@eafit.edu.co

⁴ Docente del Instituto Tecnológico Metropolitano. yudygiraldo@itm.edu.co

⁵ Estudiante de Economía de la Universidad Eafit. dlondoko@eafit.edu.co

**REGULACIÓN Y BIENESTAR ECONÓMICO: Evaluación de la regulación de Servicios
Públicos Domiciliarios de acueducto y electricidad en Colombia en la década de los noventa.
Caso Empresas Públicas de Medellín**

**Introducción. - I. Regulación tarifaria antes y después de la reforma de los 90. II. Análisis
contrafactual . III. Elasticidades precio y gasto. IV. Análisis de bienestar. – Conclusiones –
Anexos.- Bibliografía.**

INTRODUCCIÓN

En Colombia, las reformas de mediados de los noventa, basadas en las leyes 142 y 143 de 1994, introdujeron cambios institucionales y metodológicos en la regulación tarifaria. El esquema previo, basado en el suministro de dichos servicios en forma de monopolios, fue sustituido por una estructura abierta y competitiva, que permitió a su vez la participación del sector privado dentro del margen que le otorga la regulación específica de cada sector. No obstante, quedan inquietudes con respecto a los impactos que tuvo la reforma de los 90, ¿La regulación de servicios públicos domiciliarios ha establecido tarifas menores a las que se hubiesen obtenido en un ambiente desregulado? O por el contrario ¿Los niveles establecidos por la regulación están generando una pérdida de bienestar?

El objetivo de este artículo es evaluar a través de un contrafactual cómo hubiese sido la evolución tarifaria si no se hubiese presentado la reforma de los 90's en los servicios de acueducto y electricidad. Así mismo, establecer si la regulación generó una mejora en el bienestar de los consumidores. Para lograr estos objetivos, en la sección uno se describe la evolución de la regulación tarifaria antes y después de la reforma de los 90's señalando aspectos tanto institucionales como técnicos; en la sección dos, mediante estimaciones econométricas se construye el contrafactual de tarifas; en la sección tres, se utiliza el Sistema Casi Ideal de Demanda para establecer elasticidades precio y gasto de los servicios de acueducto y electricidad. Posteriormente, se calcula el bienestar de los consumidores a través de la variación equivalente, y finalmente se presentan las conclusiones generales.

I. REGULACIÓN TARIFARIA ANTES Y DESPUÉS DE LA REFORMA DE LOS 90.

A. Aspectos institucionales antes de la reforma

A principios de los años 90, la regulación de las tarifas de los servicios públicos domiciliarios estaba a cargo de la Junta Nacional de Tarifas, entidad creada en 1968 mediante el decreto-ley 3069, expedido en el marco de la reforma administrativa adelantada por el gobierno de Carlos Lleras Restrepo. La JNT asumió parte de las funciones de la Superintendencia de Regulación Económica, entidad que había sido creada por el Decreto 1653 de 1960 con objeto de “*estudiar y aprobar* con criterio económico y técnico las tarifas y reglamentos de los servicios públicos de energía eléctrica, acueductos y alcantarillados...”

y de “hacer estudios de costos de producción y fijar, de acuerdo con ellos, los precios de los de primera necesidad que por la legislación vigente debe controlar el gobierno”⁶. El control de precios de los bienes y servicios de primera necesidad fue asignado a la Superintendencia Nacional de Precios creada por el decreto-ley 2562 de 1968.

Inicialmente, de acuerdo con el artículo 5 del decreto 3069, las tarifas eran fijadas por las empresas, no obstante la JNT debía aprobarlas para empezar a regir⁷. En 1976, el Decreto 149, que suprime la Superintendencia Nacional de Producción y Precios, fortalece la capacidad de intervención de la JNT al asignarle, en su artículo 2, la función de *fijar* tarifas de agua, energía eléctrica, alcantarillado, recolección domiciliar de basuras, teléfonos urbanos, larga distancia, telégrafos y correos.

A mediados de los años ochenta, la JNT empieza a jugar un papel destacado con ocasión de la crisis financiera del sector eléctrico⁸. En 1984, bajo el gobierno de Belisario Betancur, se expide el decreto 2545 por medio del cual se establece una estructura tarifaria unificada a nivel nacional para el servicio de energía eléctrica. Se definen las categorías de usuarios que después serán familiares, y para el sector residencial se adopta la clasificación de estratos socio-económicos vigente hasta el presente en todos los servicios⁹. En 1986, bajo el gobierno de Virgilio Barco, la JNT expide la Resolución 86. Se trata de una norma de gran importancia en la historia de la regulación tarifaria en Colombia puesto que vincularán las tarifas eléctricas de todo el país al Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) asociado al plan de expansión en generación y transmisión vigente. Establece tres bloques de consumo – subsistencia, básico y superior - para el sector residencial con tarifas crecientes. Fija metas, como porcentaje del CIPLP, para cada bloque de consumo y para los consumos no residenciales. Unifica el cargo fijo a nivel nacional, diferenciado por estrato, convirtiéndolo en el principal instrumento del subsidio cruzado¹⁰. Dispone ajuste reales anuales de 4% en el residencial y 5% en el no-residencial para alcanzar las metas. Indexa las tarifas residenciales con el salario mínimo y las no-residenciales con el índice de costos del sector eléctrico¹¹. Con base en esta resolución marco, la JNT expedirá las resoluciones particulares de todas las empresas de distribución de electricidad del país, unas 27. En 1990

⁶ Legislación Económica. Tomo XVII, No 193, páginas 166-168. Legis, Bogotá, agosto de 1960.

⁷ Departamento Nacional de Planeación. Las tarifas de los servicios públicos: normas y doctrinas. Bogotá, DNP, 1986. Páginas 4 – 17.

⁸ Word Bank. (1990). Colombia. The Power Sector and the World Bank. 1970-1987. Report No 8893

⁹ Alzate, M.C (2006). La estratificación socioeconómica para el cobro de los servicios públicos domiciliarios en Colombia: ¿Solidaridad o focalización? CEPAL, Serie Estudios y Perspectivas No 14.

¹⁰ Las tarifas de consumo no estaban diferenciadas por estratos. En el bloque de subsistencia la meta se fijó entre 20% y 30% del CIPLP; en el de consumo básico entre 50% y 80%; en el superior y el no residencial entre 100% y 125%. Tomado como base el valor de cargo fijo (= 1) para el estrato bajo-bajo, los valores relativos para los demás estratos eran 3, 7, 14, 29 y 46.

¹¹ Gaceta DNP. Resoluciones del DNP y la JNT de Servicios Públicos. No 8. Noviembre de 1986. Páginas 8-13.

se expiden el decreto 1555 y la resolución 90 que reemplazan, respectivamente, al decreto 2545 de 1984 y a la resolución 86 de 1986.

La JNT continúa con la tarea de unificar la estructura tarifaria de los demás servicios públicos y de implantar la estratificación. En febrero de 1987, el gobierno expide el decreto 394 por medio del cual “se establece para todo el territorio nacional una estructura única de tarifas para los servicios de acueducto y alcantarillado”. Los usuarios son clasificados en no residenciales y residenciales, y éstos últimos se agrupan en seis estratos. Se definen tres rangos de consumo – básico, complementario y suntuario – con tarifas crecientes¹². Posteriormente, la JNT emprenderá la tarea de expedir resoluciones específicas para todos los municipios del país¹³. Entre 1987 y 1993, la JNT expidió resoluciones de unificación tarifaria para 661 sistemas de acueducto y alcantarillado. También se expidieron decretos marco y centenares de resoluciones de unificación de estructuras tarifarias para los servicios de aseo, gas y telecomunicaciones.

B. Aspectos institucionales después de la reforma

Las reformas de mediados de los noventa, basadas en las leyes 142 y 143 de 1994, introdujeron cambios institucionales y metodológicos en la regulación tarifaria. En lo institucional, la transformación más significativa fue la desaparición de la Junta Nacional de Tarifas y la creación de tres comisiones que asumieron sus funciones de regulación tarifaria en los sectores de energía, aguas y telecomunicaciones.

Las comisiones fueron creadas por el artículo 69 de la ley 142 de 1994. Se optó por un cuerpo colegiado integrado por tres expertos y varios ministros, según el sector de actividad. La Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico – CRA- adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico quedó integrada, además de los expertos, por el Ministro de Desarrollo, el de Salud y el director del DNP. En la Comisión de Regulación de Energía y Gas, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, además del ministro sectorial en ella tenían asiento el ministro de hacienda y el director del DNP. Finalmente, la comisión de regulación de telecomunicaciones quedó adscrita al ministerio sectorial y era presidida por éste. Normas posteriores han introducido cambios en el número de expertos de las comisiones y en los ministerios en ellas representados.

A las comisiones de regulación se les asignó la función básica de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no fuera de hecho posible, y de promover la competencia para que las operaciones de la empresas fuesen eficientes, produjeran servicios de calidad y no implicaran abuso de posición dominante. La regulación de los monopolios debía hacerse en el marco del régimen tarifario establecido en el Título IV de la ley 142.

¹² Gaceta DNP. Resoluciones del DNP y la JNT de Servicios Públicos. No 10. Febrero de 1987. Páginas 7-14.

¹³ En 1987 la JNT expide 102 resoluciones específicas que cubren 255 municipios; en 1988 las cifras son 36 y 66, respectivamente; 27 y 59 en 1989; 12 y 44 en 1990; 65 y 104 en 1991; 67 y 68 en 1992 y, 1993, el año de su desaparición, 65 resoluciones para otros tantos municipios.

Según lo dispuesto en el artículo 86, el régimen tarifario comprendía los siguientes aspectos:

- Reglas para establecer los casos en que las tarifas se fijarían libremente por las empresas o estarían sometidas a regulación.
- Reglas sobre prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia y de abuso de posición dominante.
- Régimen de subsidios que se otorgaría a los consumidores de menores ingresos.
- Reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas.

El artículo 88 define el marco general de la regulación tarifaria. Se establecieron tres modalidades de regulación: libertad regulada, libertad vigilada y libre fijación de las tarifas¹⁴. Las empresas pueden fijar libremente sus tarifas cuando no tengan posición dominante en el mercado, según análisis de la respectiva comisión de regulación. En caso contrario serán sometidas a regulación, lo cual implica que al fijar sus tarifas deben ceñirse a *fórmulas tarifarias* definidas periódicamente por la comisión de regulación sectorial.

La esencia del régimen de regulación de tarifas de la ley 142 es la noción de *fórmula tarifaria*. Las comisiones de regulación no fijan las tarifas, como en el régimen de control directo de precios. En lugar de ello, en el marco del régimen de libertad regulada, establecen las *fórmulas* que deben emplear las empresas para calcular sus tarifas. Aunque existen diferencias entre los sectores, la regulación mediante fórmulas comprende los siguientes aspectos:

- Definición del tipo de cargos que se trasladan al consumidor, es decir, definición de la estructura tarifaria propiamente dicha.
- La separación de procesos y actividades para cada uno de los cuales deben determinarse los costos unitarios de cuya sumatoria resulta la tarifa al consumidor final.
- La definición del tipo de costos (medios, marginales, incrementales) que pueden trasladarse a las tarifas.
- La definición de los activos reconocidos y sus formas de valoración; los gastos de administración, operación y mantenimiento; la tasa de descuento aplicable; los factores de productividad, eficiencia y calidad, y las fórmulas de indexación.

C. Regulación tarifaria del sector eléctrico antes de la reforma

El marco regulatorio de las tarifas de energía eléctrica establecido en el decreto 1555 y la resolución 90 de 1990¹⁵ puede resumirse en los siguientes puntos:

¹⁴ Para una discusión sobre los regímenes de regulación véase Vélez (2006)

¹⁵ Gaceta DNP. Resoluciones de la JNT de Servicios Públicos. No 50. Septiembre 12 de 1990. Páginas 12-14.

- Los niveles tarifarios se fijan con base en la estructura económica de costos del sector eléctrico calculada utilizando la metodología del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo – CIPLP. El CIPLP es calculado por Interconexión Eléctrica S.A. y aprobado por la Junta Nacional de Tarifas.
- El CIPLP es el cociente entre el valor presente de los incrementos del costo total requerido para satisfacer la demanda - la suma de los costos de inversión más los gastos de administración, operación y mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución - y el valor presente de los correspondientes incrementos de la demanda. Los valores eran descontados a una tasa de 12% anual.
- Los consumidores o usuarios se clasifican en dos categorías: residenciales y no residenciales. Los usuarios residenciales están clasificados en seis estratos y sus consumos en cuatro categorías o bloques a los cuales se aplican tarifas crecientes. Para los no-residenciales no existe diferenciación por bloques de consumo.
- Los rangos de consumo para el sector residencial eran los siguientes:
 - Subsistencia: hasta 200 kwh/mes;
 - Básico: entre 201 y 400 kwh/mes;
 - Intermedio: entre 401 y 600 kwh/mes
 - Superior: más de 600 kwh/mes.
- Para las diferentes categorías de usuarios y los distintos rangos de consumo se fijan metas tarifarias en función del CIPLP. Para cada empresa se establece un programa de ajuste en función de los rezagos entre las tarifas vigentes y las metas establecidas.
- Los niveles tarifarios están indexados mensualmente con el índice de precios al consumidor.

La estructura tarifaria básica del sector eléctrico colombiano a principios de los 90 se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. Estructura tarifaria del sector eléctrico. Resolución 90 de 1990.

Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico				
Resolución de 90 de 1990				
Metas Tarifarias % del CIPLP				
	Rangos de Consumo			
Residencial	Subsistencia	Básico	Intermedio	Superior
Bajo - Bajo	20	70	110	125
Bajo	30	70	110	125
Medio - Bajo	40	80	110	125
Medio	50	80	110	125
Medio - Alto	60	90	110	125
Alto	70	90	110	125
No Residencial	110			

Fuente: Resolución 90 de 1990.

D. Regulación tarifaria de energía eléctrica después de la reforma

Uno de los aspectos más importantes de las reformas del sector eléctrico fue la eliminación de la integración vertical separando la actividad en cuatro negocios: generación, transmisión, distribución y comercialización. Esta separación se refleja en la fórmula tarifaria a la cual se trasladan los costos de cada una de ellas.

El precio de la generación (G) se determina en el Mercado de Energía Mayorista – MEM- en el que participan los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados, que son aquellos con una potencia mayor o igual a 0,1 MW o un consumo superior a 55 MWh/mes. El MEM tiene dos componentes: la bolsa, donde participan generadores y comercializadores, y el mercado de contratos donde además concurren los usuarios no regulados. En la bolsa, los generadores compiten por el despacho con ofertas de precio y disponibilidad. En el mercado de contratos bilaterales se negocian libremente los precios y demás condiciones.

La transmisión es el transporte de energía a niveles de tensión superiores 220 Kv. Se trata como monopolio natural y tiene una regulación de ingreso máximo. Bajo esta modalidad de regulación, los transmisores no tiene el riesgo de la demanda. El ingreso que remunera toda la red se divide entre la totalidad de la demanda nacional y de allí resulta el cargo de transmisión (T) que se traslada a la fórmula tarifaria.

La distribución, transporte de energía a niveles de tensión inferiores 200 kv, es también tratada como monopolio natural. Tiene hasta el nivel de 110 kv una regulación de ingreso máximo y a niveles inferiores se regula por cargos máximos. En este último caso los agentes distribuidores enfrentan el riesgo de la demandada pues el cargo se determina con la demanda proyectada. El cargo total (D) que se traslada a la fórmula tarifaria resulta de la suma de los dos anteriores.

Finalmente, la comercialización, que comprende la compra de energía en el MEM y su venta al detal a los usuarios, así como la gestión del ciclo comercial, tiene un cargo regulado (C) en el caso de los usuarios regulados y un margen libremente fijado para los no regulados.

Además de los anteriores, la fórmula tarifaria incluye el componente “Otros” en el que se recauda la remuneración del operador del sistema y los costos de restricciones. De acuerdo con lo anterior, la fórmula tarifaria es la siguiente¹⁶:

$$CU = \frac{G + T}{1 - Pr} + D + C + O$$

Donde:

¹⁶ La fórmula tarifaria definida en la resolución 31 de 1997 es mucho más compleja. La expresión simple aquí adoptada basta para los propósitos de este artículo. Para un análisis detallado véase: Dyner, Franco y Arango (2008).

CU: Costo Unitario de prestación del servicio, sin subsidios ni contribuciones. La ley 142 estableció un sistema de subsidios y contribuciones donde los usuarios industriales, comerciales y residenciales de estratos 5 y 6 pagan un sobre precio de 20% por encima del *CU* con el cual se cubren los subsidios que reciben los estratos 1, 2 y 3. El estrato 4 paga una tarifa igual al *CU*.

G: costo de generación. Este componente se determina como un promedio ponderado los costos propios de compra del comercializador (*P*) y los costos promedio de todos los comercializadores del mercado (*M*). Los factores de ponderación varían para cada comercializador. Esta circunstancia, y las diferencias en los precios de compra de cada comercializador, hacen que los valores del *G* varíen de un comercializador a otro.

T: costo de transmisión. Es un cargo único nacional pues se asume que los activos de transmisión sirven a toda la demanda comercial del país en la misma proporción.

D: costo de distribución. Existen tantos cargos como operadores de red participan en el mercado.

C: costo de comercialización. Los costos de comercialización reconocidos se determinan mediante modelos de eficiencia para mercados comparables. Se calculan como un costo por usuario que después se transforma en un costo unitario por *kwh*. Pueden existir tantos costos de comercialización como agentes de esta clase participen en el mercado.

O: costos de administración del mercado y de restricciones. Este es también un cargo único a nivel nacional.

Pr: porcentaje de pérdidas reconocidas por la regulación a nivel de transmisión.

De acuerdo con lo expuesto, el *CU* puede variar sustancialmente tanto en su estructura como en su nivel de una empresa a otra. En general, para los usuarios de baja tensión los costos de generación y distribución representan entre un 75% y 80% del *CU*. Los otros componentes se distribuyen el porcentaje restante de forma similar.

Debe anotarse, finalmente, que las fórmulas tarifarias incluyen factores de actualización por inflación. En algunos casos se emplea el Índice de Precios al Productor (*IPP*); en otros el Índice de Precios al Consumidor (*IPC*).

E. Regulación tarifaria del sector de acueducto y alcantarillado antes de la reforma

En acueducto y alcantarillado el marco regulatorio de las tarifas lo constituía el decreto 394 de 1987. Sus elementos básicos eran los siguientes:

- Clasificación de los usuarios en dos categorías: residenciales y no residenciales. Estos últimos se clasificaban a su turno en comercial, industrial, oficial y otros. Los usuarios residenciales agrupados en seis estratos socio-económicos: bajo-bajo, bajo, medio-bajo, medio, medio-alto y alto.

- Para el servicio residencial se establece cargo fijo mensual y cargo por consumo. El cargo fijo era independiente del nivel de consumo y su valor se fijaba de acuerdo con el estrato socio-económico. En el sector no residencial, el cargo fijo depende del diámetro de la acometida.
- Para el sector residencial existían tres rangos de consumo: básico, complementario y suntuario. El consumo básico hasta 20 o 30 metros cúbicos mensuales, dependiendo “del tamaño de las familias, los hábitos de consumo y las condiciones climáticas”. El complementario entre una y dos veces el básico y el suntuario más de dos veces el básico. Las tarifas eran diferenciadas por estrato en los rangos de consumo básico y complementario.
- Las tarifas se fijaban según la estructura de costos económicos de la entidad prestadora y debían ser crecientes por rangos de consumo.
- El cobro por el servicio de alcantarillado se fijaba como un porcentaje del valor del servicio de acueducto.

A diferencia del sector eléctrico, no existía en el sector de acueducto y alcantarillado un referente de costos nacional como el CIPLP al que pudieran ligarse las tarifas. En consecuencia, los niveles tarifarios dependían de los costos de las empresas prestadoras, sin embargo, se había logrado la unificación de las estructuras tarifarias. La Tabla 2 muestra la que puede considerarse como una estructura tarifaria típica del sector de acueducto y alcantarillado a principio de los noventa. Llama la atención la magnitud del subsidio cruzado implícito y el empleo del cargo fijo como principal mecanismo para hacer las transferencias entre categorías de consumidores.

Tabla 2. Estructura tarifaria acueducto y alcantarillado 1988. Sector residencial.

Empresas Públicas de Medellín				
Estructura Tarifaria Acueducto y alcantarillado 1988				
Sector Residencial				
Estrato	Cargo Fijo \$/usuario	Tarifa por consumo (\$/M3)		
		Básico	Complementario	Suntuario
Bajo-bajo	5	3	48	100
Bajo	9	8	54	100
Medio-bajo	18	22	65	100
Medio	33	42	74	100
Medio-alto	56	45	80	100
Alto	100	48	85	100
Sector Industrial y Comercial				
Diámetro de acometida	Cargo Fijo \$/usuario	Tarifa consumo \$/M3		
1/2 pulgada	11	100		
3/4 - 1 pulgada	37	100		
1. 1/2 - 2 pulgadas	67	100		
Más de 2 pulgadas	100	100		
Servicio de alcantarillado	50% del valor del servicio de acueducto			

F. Regulación tarifaria de acueducto y alcantarillado después de la reforma

La estructura tarifaria del sector de acueducto y alcantarillado comprende un cargo fijo y un cargo por consumo. Para los estratos uno, dos y tres existen dos bloques de consumo: el básico o subsidiado, hasta 20 M³, y el complementario, de 20 M³ en adelante. La regulación dispone la separación de los costos de acueducto y alcantarillado, y el cálculo de tarifas con base en los costos propios de cada actividad.

Las tarifas se regulan con una metodología de costo medio, ajustados por factores de eficiencia. El cargo fijo es igual al costo medio de administración (CMA); mientras que el cargo por consumo es la suma del costo medio de operación (CMO), el costo medio de inversión (CMI) y el costo medio por tasas ambientales (CMT).

Ahora bien, en la regulación de acueducto y alcantarillado es necesario distinguir dos etapas. En la primera, que va desde 1995 hasta 2004, los costos medios se calcularon con información reportada por las empresas y sin ninguna clase de ajuste de eficiencia o productividad. En la práctica, los costos reportados por los prestadores se llevaron directamente a la tarifa. En la regulación vigente desde 2004, los costos medios se calcularon con base en los costos contables de 2002 y 2003 y parte de ellos se ajustaron con parámetros de eficiencia determinados por la regulación y parte se trasladaron directamente a la tarifa. En lo que sigue se expone la regulación vigente de la cual la anterior es un caso particular¹⁷.

El CMA incluye los costos de comercialización o de clientela que, en principio, son independientes del nivel de consumo. La lectura de medidores, la facturación, la distribución de facturas, la atención de quejas y reclamos son las actividades incluidas en esa categoría. También se incluyen seguros y ciertos impuestos locales, y las contribuciones para la financiación de la regulación. Los gastos propios de las empresas son corregidos por parámetros de eficiencia definidos por la CRA. La regulación ordena excluir los pagos pensionales y se aplica un modelo de eficiencia comparativa. Este modelo tiene como insumos variables tales como número de suscriptores, número de suscriptores con micromedición, suscriptores de estratos bajos, densidad, suscriptores industriales y comerciales, etc.

Cuando la empresa presta conjuntamente los servicios de acueducto y alcantarillado, lo cual ocurre en la mayoría de casos, los costos totales de administración se distribuyen entre estos servicios con las proporciones asignadas por las empresas en su plan único de cuentas, PUC. Para cada servicio, el CMA se calcula con las siguientes fórmulas:

$$\text{CMA} = (\text{CTADEA} + \text{ICTA})/N$$

$$\text{CTADEA} = \text{CAP} * \text{E}$$

Donde:

¹⁷ La Resolución marco es la 287 de 2004.

CMA: costo medio de administración de acueducto o alcantarillado.

CTADEA: costo total de administración ajustado.

CAP: costo total de administración propio de cada empresa.

E: factor de ajuste calculado con el modelo DEA.

N: número de suscriptores.

ICTA: Impuestos, contribuciones y tasas asociados a los gastos administrativos.

El costo medio de operación – CMO – tiene dos componentes: el CMO “propio” y el CMO “comparado”. El primero incluye las compras de insumos – químicos, electricidad, agua en bloque, etc. – y los impuestos asociados a la operación. Se traslada directamente al precio de compra, pero se introducen parámetros de eficiencia para las cantidades. El segundo toma los demás costos de operación de las empresas y los ajusta por un factor de eficiencia comparativa determinado por el regulador. El modelo incluye variables como volumen de agua potabilizada, volumen de vertimientos, calidad del agua cruda, longitud de la red, etc. El CMO se calcula de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$CMO = (CTOp + CTOc)/V$$

$$CTOc = CO * E$$

Donde:

CMO: costo medio de operación.

CTOp: costo total de operación propio o particular.

CTOc: costo total de operación comparado.

CO: costos operacionales no incluidos en el CTOp.

E: factor de ajuste determinado con modelo de DEA.

V: volumen de agua en metros cúbicos.

El costo medio de inversión – CMI – se calcula con la siguiente fórmula:

$$CMI = \sum_J \frac{VPI_{RER_J} + VA_J}{VPD_J} + CMIT$$

Donde:

CMI: costo medio de inversión.

VPI: valor presente del plan de reposición, expansión y rehabilitación.

VA: valor de los activos existentes depreciados económicamente.

VPD: valor presente de la demanda.

CMIT: rentabilidad de los terrenos.

Las empresas de acueducto y alcantarillado pagan dos tasas ambientales: la tasa de uso del agua y la tasa retributiva. La primera se paga por metro cúbico de agua concedida, la segunda por metro cúbico de vertimientos. Ambas tasas se trasladan a la tarifa en el componente CMT o costo medio de tasas ambientales.

II. Análisis contrafactual

Dado el objetivo de construir el escenario contrafactual para los servicios de acueducto y electricidad en cada uno de los estratos del sector residencial que se encuentran ubicados en el Valle de Aburrá, se realizaron doce modelos de series de tiempo con el propósito de encontrar el proceso generador de datos de las tarifas de los servicios en cuestión, antes de evidenciarse los efectos de las reformas asociadas a la ley 142 de 1994.

La fuente de las series estadísticas es Empresas Públicas de Medellín, y el período en consideración es 1985 a 1994 con frecuencia mensual. Inicialmente, se realizaron las pruebas de raíces unitarias para la tarifa promedio de los servicios de electricidad y acueducto en los diferentes estratos socioeconómicos ubicados en el Valle de Aburrá; las pruebas son fundamentadas en el test KPSS (Kwiatkowski et al., 1992) tomando en consideración los cambios estructurales evidenciados. En general, las series son integradas de orden cero, $I(0)$, salvo contadas excepciones en el servicio de acueducto (ver Anexo 1, Tabla 1A). Luego, se estimaron los diversos modelos de series de tiempo con efectos estacionales y heterocedasticidad condicional por el método de Máxima Verosimilitud. Los modelos estimados para el servicio de acueducto se encuentran en la Tabla 3 y para el servicio de electricidad se encuentran en la Tabla 4, en general los modelos cumplen el supuesto de independencia de los residuales (ver Anexo 1, Tabla 2A), y además, los parámetros son estadísticamente significativos a niveles convencionales.

Tabla 3. Servicio de acueducto: modelos, intervalos de predicción y serie observada. Sector residencial (Valle de Aburrá), diciembre de 1996.⁺

Modelo*	Pronóstico			Real
	Media	Máximo	Mínimo	
$(1 - \underset{(0.91)}{0.31L^1} - \underset{(0.12)}{0.26L^{36}})(1 - \underset{(0.11)}{0.16L^{12}})P_{a1,t} = \underset{(2.69)}{56.41} + \underset{(1.92)}{36.42}D91 + (\underset{(0.05)}{1 - 0.13L^1} + \underset{(0.02)}{0.78L^{36}})e_{a1,t}$ $e_{a1,t} = \sigma_{a1,t}\mathcal{E}_{a1,t}$ $\sigma_{a1,t}^2 = \underset{(0.85)}{3.92} - \underset{(0.11)}{0.19}e_{a1,t}^2$	95.00	98.95	91.06	87.94
$(1 - \underset{(0.06)}{0.83L^1})(1 - \underset{(0.07)}{0.86L^{12}})P_{a2,t} = \underset{(0.09)}{87.83} + \underset{(1.29)}{15.46}D88 + \underset{(4.57)}{31.85}D90 + \underset{(5.38)}{42.32}D91 + (\underset{(0.09)}{1 + 0.43L^6} + \underset{(0.07)}{0.19L^{11}})(\underset{(0.04)}{1 - 0.77L^{12}})e_{a2,t}$ $e_{a2,t} = \sigma_{a2,t}\mathcal{E}_{a2,t}$ $\sigma_{a2,t}^2 = \underset{(0.04)}{-0.039} - \underset{(0.18)}{0.10}e_{a2,t}^2 + \underset{(0)}{0.23}\sigma_{a2,t-1}^2 + \underset{(0.01)}{0.92}\sigma_{a2,t-2}^2$	142.58	158.32	126.85	129.22
$(1 - \underset{(0.08)}{0.25L^{23}})(1 + \underset{(0.05)}{0.56L^{12}})\Delta P_{a3,t} = \underset{(0.10)}{0.20} + (\underset{(0.09)}{1 - 0.15L^8} + \underset{(0.07)}{0.21L^{25}})(\underset{(0.03)}{1 - 0.87L^{12}})e_{a3,t}$ $e_{a3,t} = \sigma_{a3,t}\mathcal{E}_{a3,t}$ $\sigma_{a3,t}^2 = \underset{(2.85)}{11.75} + \underset{(0.10)}{0.39}e_{a3,t}^2 - \underset{(0.05)}{0.01}e_{a3,t-1}^2$	232.15	277.71	186.59	228.59
$(1 - \underset{(0.09)}{0.25L^1} + \underset{(0.07)}{0.61L^{18}})\Delta P_{a4,t} = \underset{(0.84)}{1.84} + (\underset{(0.01)}{1 - 0.24L^1} + \underset{(0.06)}{0.58L^{18}} + \underset{(0.06)}{0.24L^{25}})e_{a4,t}$ $e_{a4,t} = \sigma_{a4,t}\mathcal{E}_{a4,t}$ $\sigma_{a4,t}^2 = \underset{(5.46)}{21.35} + \underset{(0.29)}{0.58}e_{a4,t}^2$	423.82	500.26	347.38	368.18

$(1 - 0.01L^1)(1 - 0.15L^2 + 0.18L^4 - 0.88L^{12})P_{a5,t} = 341.49^* + 31.50D88 + 32.29D91 + (1 - 0.83L^{12})(1 - 0.21L^8)e_{a5,t}$ $e_{a5,t} = \sigma_{a5,t} \varepsilon_{a5,t}$ $\sigma_{a5,t}^2 = 11.53 + 0.60e_{a5,t}^2$					
	463.08	538.41	387.66	523.87	
$(1 - 0.01L^1)\Delta P_{a6,t} = 644.64^* + (1 + 0.20L^2 + 0.22L^3 - 0.20L^{12} - 0.19L^{13} - 0.36L^{36})e_{a6,t}$ $e_{a6,t} = \sigma_{a6,t} \varepsilon_{a6,t}$ $\ln(\sigma_{a6,t}^2) = 1.84 + 0.60 \left \frac{e_{a6,t-1}}{\sigma_{a6,t}} \right + 0.45 \ln(\sigma_{a6,t-1}^2)$					
	510.49	560.14	460.84	639.53	

⁺Desviaciones estándar entre paréntesis.

*Las variables que inician con una *D* en la especificación de los modelos hacen alusión a dummies en algún mes del año señalado (dos siguientes números después de la *D*). Además, *L* hace alusión al operador de rezagos.

(*) No significativo al 5%.

Fuente: Cálculos propios

Tabla 4. Servicio de electricidad: modelos, intervalos de predicción y serie observada. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1996. ⁺

Modelo*	Pronóstico			
	Media	Máximo	Mínimo	Real
Electricidad $(1 - 0.85L^1 + 0.08L^7 - 0.14L^{11} + 0.16L^{26})P_{e1,t} = 19.13 - 3.71D87 - 1.10D92 + 1.53D93 + (1 - 0.14L^8)e_{e1,t}$ $e_{e1,t} = \sigma_{e1,t} \varepsilon_{e1,t}$ $\ln(\sigma_{e1,t}^2) = -2.09 + 1.07 \left \frac{e_{e1,t-1}}{\sigma_{e1,t}} \right + 0.45 \ln(\sigma_{e1,t-1}^2)$	19.02	21.22	16.83	25.41

$(1 - \underset{(0.09)}{0.96L^1} + \underset{(0.07)}{0.16L^2} + \underset{(0.05)}{0.21L^{30}})P_{e2,t} = \underset{(0.05)}{21.59} - \underset{(0.16)}{0.97D_RAC} + e_{e2,t}$ $e_{e2,t} = \sigma_{e2,t} \mathcal{E}_{e2,t}$ $\ln(\sigma_{e2,t}^2) = -\underset{(0.18)}{1.50} - \underset{(0.20)}{0.64} \left \frac{e_{e2,t-1}}{\sigma_{e2,t}} \right $	21.22	22.53	19.90	29.81
$(1 - \underset{(0.07)}{0.83L^1} - \underset{(0.07)}{0.18L^2} + \underset{(0.04)}{0.07L^6})P_{e3,t} = \underset{(0.57)}{24.35} - \underset{(0.28)}{2.11D92} + (\underset{(0.06)}{1} + \underset{(0.05)}{0.40L^{12}} - \underset{(0.05)}{0.54L^{31}})e_{e3,t}$ $e_{e3,t} = \sigma_{e3,t} \mathcal{E}_{e3,t}$ $\ln(\sigma_{e3,t}^2) = -\underset{(0.93)}{5.18} - \underset{(0.10)}{0.36} \left \frac{e_{e3,t-1}}{\sigma_{e3,t}} \right - \underset{(0.18)}{1.16} \ln(\sigma_{e3,t-1}^2) - \underset{(0.32)}{0.65} \ln(\sigma_{e3,t-2}^2)$	24.45	25.94	22.95	33.50
$(1 - \underset{(0.08)}{0.89L^1} + \underset{(0.06)}{0.09L^4})(1 - \underset{(0.09)}{0.19L^{12}})P_{e4,t} = \underset{(0.27)}{26.19} + (\underset{(0.06)}{1} - \underset{(0.06)}{0.42L^{17}})e_{e4,t}$ $e_{e4,t} = \sigma_{e4,t} \mathcal{E}_{e4,t}$ $\sigma_{e4,t}^2 = \underset{(0.04)}{14.88} - \underset{(0.13)}{0.36}e_{e2,t}^2 + \underset{(0.18)}{0.73}\sigma_{e2,t-1}^2 - \underset{(0.08)}{0.33}\sigma_{e2,t-2}^2$	25.89	29.32	22.46	67.02
$(1 - \underset{(0.04)}{0.89L^1})(1 - \underset{(0.04)}{0.91L^{12}})P_{e5,t} = \underset{(12.38)}{63.13} + \underset{(1.35)}{14.68D90} + (\underset{(0.03)}{1} - \underset{(0.03)}{0.94L^{12}})e_{e5,t}$	64.76	72.04	57.48	80.39
$(1 - \underset{(0.07)}{0.64L^1} + \underset{(0.08)}{0.31L^{24}})(1 - \underset{(0.12)}{0.26L^{12}})P_{e6,t} = \underset{(47.31)}{72.38^*} + \underset{(1.04)}{16.14D91} + (\underset{(0.11)}{1} + \underset{(0.11)}{0.45L^3})e_{e1,t}$ $e_{e6,t} = \sigma_{e6,t} \mathcal{E}_{e6,t}$ $\ln(\sigma_{e6,t}^2) = \underset{(0.34)}{1.07} - \underset{(0.36)}{0.44} \left \frac{e_{e6,t-1}}{\sigma_{e6,t}} \right + \underset{(0.21)}{0.37} \frac{e_{e6,t-1}}{\sigma_{e6,t}}^*$	74.69	79.90	69.47	79.93

⁺Desviaciones estándar entre paréntesis.

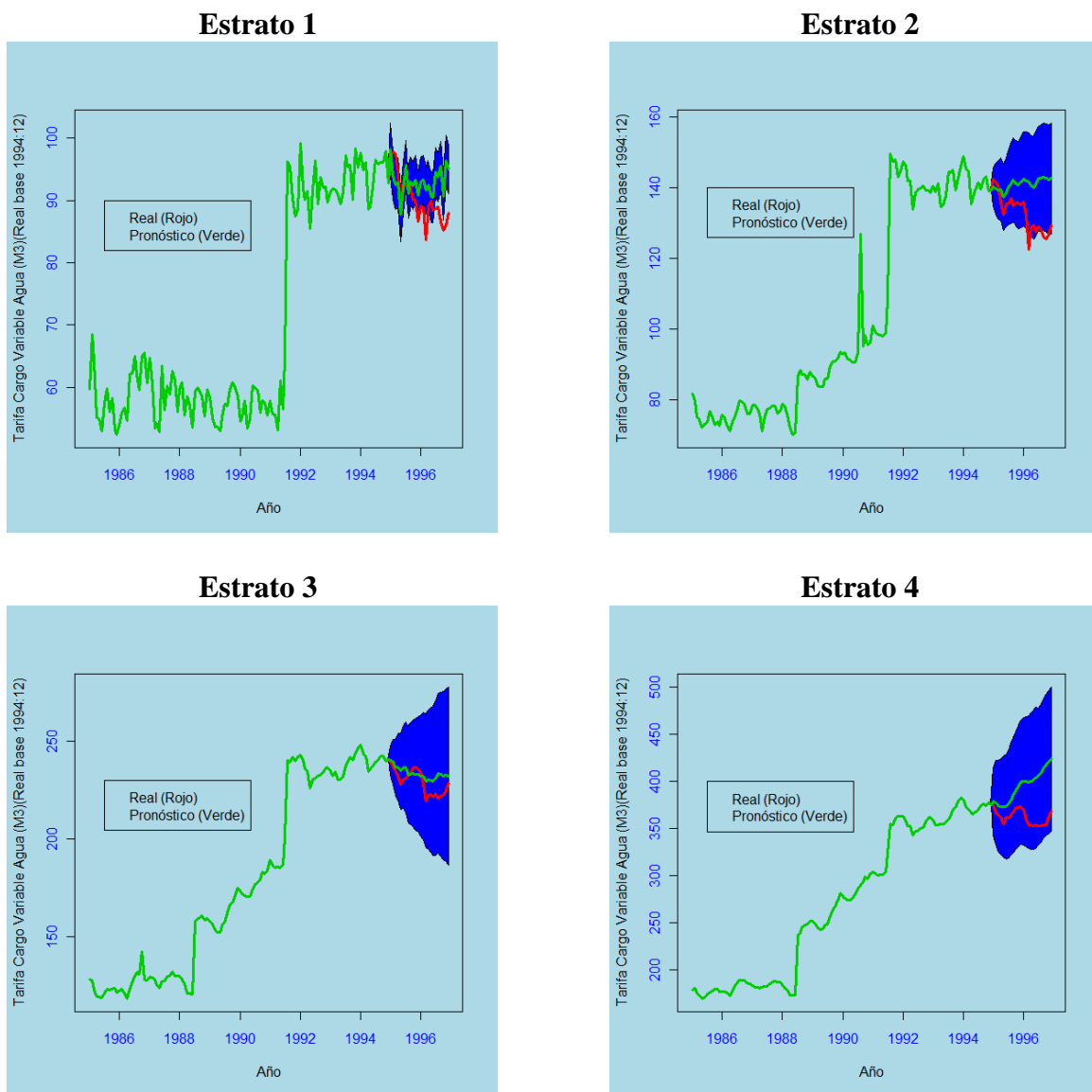
^{*}Las variables que inician con una *D* en la especificación de los modelos hacen alusión a dummies en algún mes del año señalado (dos siguientes números después de la *D*) y *D_RAC* es una dummy de racionamiento. Además, *L* hace alusión al operador de rezagos.

(*) No significativo al 5%.

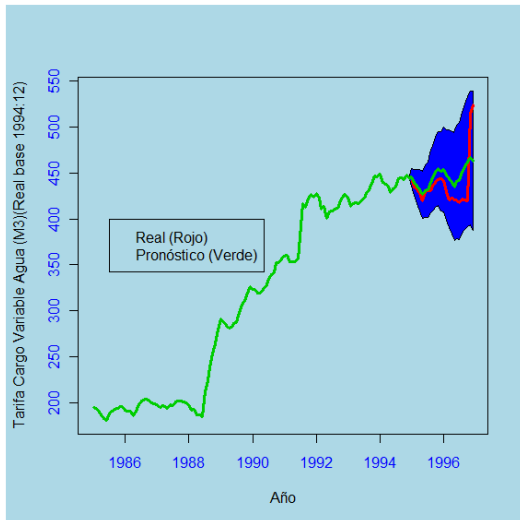
Fuente: Cálculos propios

A partir de las diversas especificaciones se pronosticaron las tarifas medias para los servicios en consideración en los seis estratos entre enero de 1995 y diciembre de 1996. En teoría las series pronosticadas se fundamentan en el proceso generador de datos que no toma en consideración el cambio estructural asociado a las reformas tarifarias, luego éste pronóstico constituye el contrafactual que se hubiese presentado en ausencia de cambios regulatorios, *ceteris paribus*. Los Gráficos 1 y 2, muestran la comparación entre la serie real y las series pronosticadas por los modelos para el servicio de acueducto y electricidad, respectivamente. Los intervalos de predicción al 95% de confianza se obtienen para el mes de septiembre de 1996.

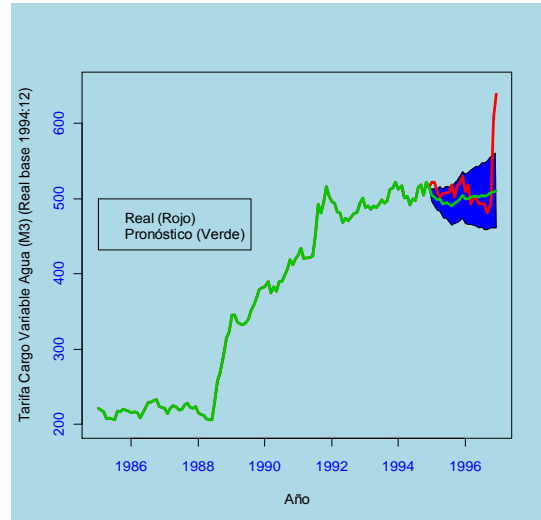
Grafico 1. Tarifa variable media real a precios de 1994: serie observada servicio de acueducto, media e intervalo de predicción al 95% de confianza del modelo seleccionado, sector residencial por estratos (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1996-12.



Estrato 5



Estrato 6

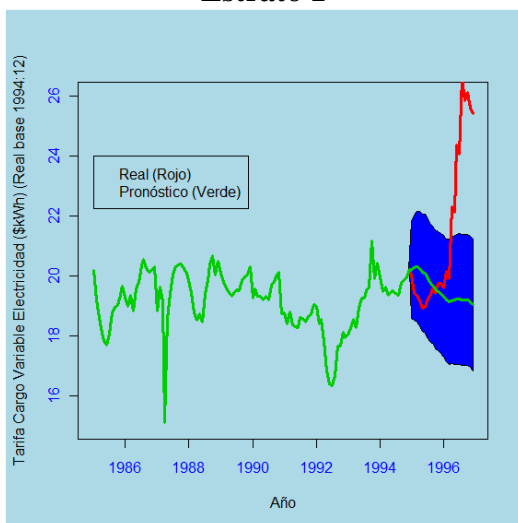


Fuente: Cálculos propios

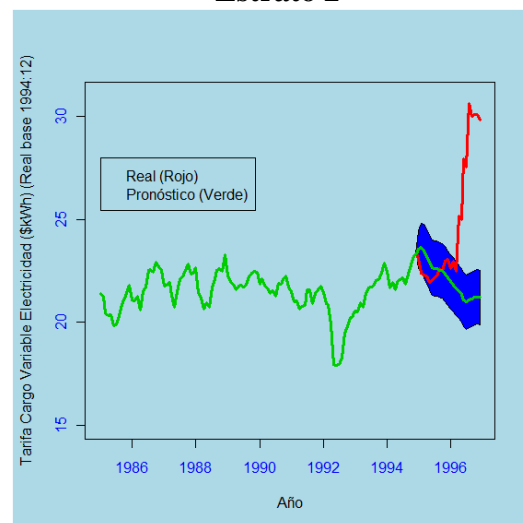
Como se observa en el Gráfico 1, las reformas tarifarias implicaron una reducción de la tarifa media para el servicio de acueducto de los estratos bajos y medios ubicados en el Valle de Aburrá, mientras que para los estratos altos se evidencia un incremento en la tarifa. Por su parte en el Grafico 2, para el servicio de electricidad en el sector residencial se encuentra que, en general, las reformas tarifarias implicaron un incremento de la tarifa variable media real con respecto al contrafactual propuesto.

Gráfico 2. Tarifa variable media real a precios de 1994: serie observada servicio de electricidad, media e intervalo de predicción al 95% de confianza del modelo seleccionado, sector residencial para cada uno de los estratos (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1996-12.

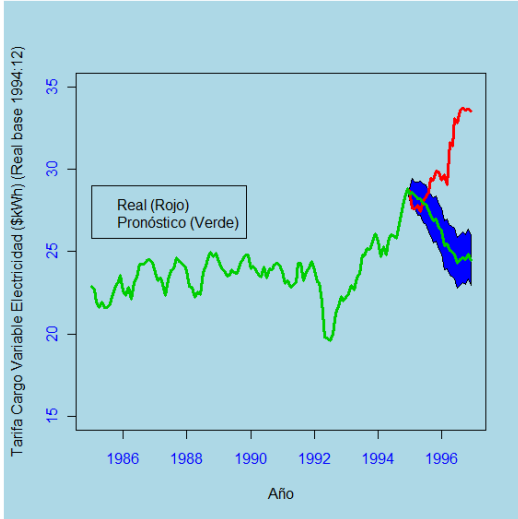
Estrato 1



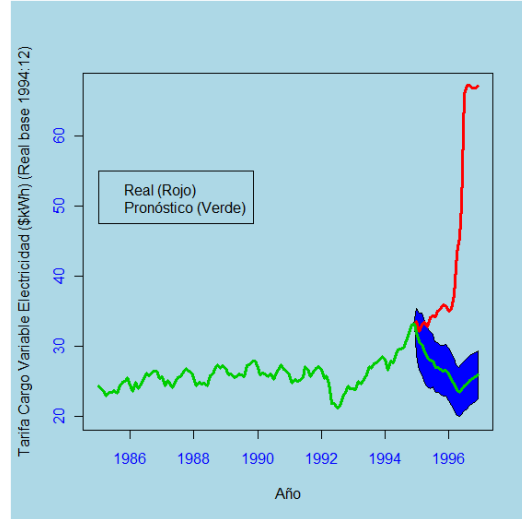
Estrato 2



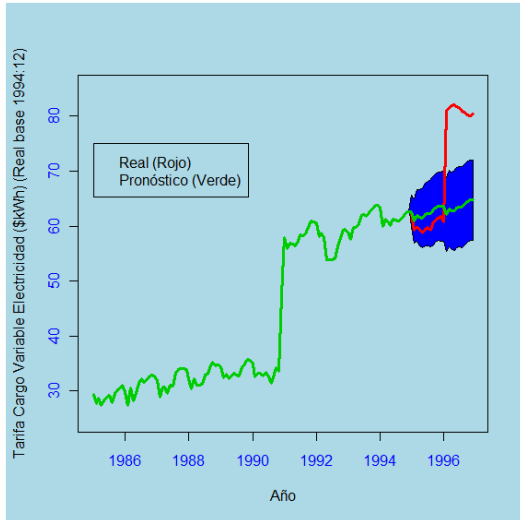
Estrato 3



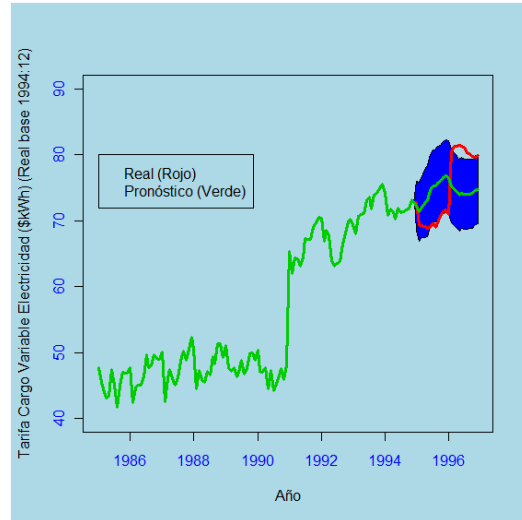
Estrato 4



Estrato 5



Estrato 6



Fuente: Cálculos propios

III. Elasticidades precio y gasto

Las elasticidades precio y gasto de los servicios de electricidad y acueducto, para el período de referencia en el sector residencial del Valle de Aburrá, son necesarias para el cálculo de las implicaciones de bienestar de la reforma regulatoria. El cálculo de éstas, se fundamenta en el Sistema Casi Ideal de Demanda (Deaton y Mullbauer, 1980), el cual brinda una forma funcional bastante flexible para modelar las preferencias de los agentes, además de permitir agregación de éstos bajo condiciones bastante generales.

El Sistema Casi Ideal de Demanda (SCID) está dado por la siguiente especificación:

$$w_{it} = \alpha_i + \sum_{j=1}^N \gamma_{ij} \ln p_{jt} + \beta_i \ln \left(\frac{X_t}{P_t} \right) + e_{it} \quad (1)$$

$$i = 1, 2, \dots, N$$

$$t = 1, 2, \dots, T$$

Donde (N) es el número de bienes, (T) es el horizonte temporal máximo, la participación del gasto de bien i-ésimo (w_{it}) en función de los precios de los diversos bienes (p_{jt}) y el gasto real destinado a éstos (X_t / P_t). Además se introduce la perturbación estocástica ruido blanco (e_{it}).

El índice general de precios tiene la siguiente representación:

$$\ln P_t = \alpha_0 + \sum_{j=1}^N a_j \ln p_j + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N b_{ij} \ln p_i \ln p_j \quad (2)$$

Dada la configuración no lineal de este índice se suele reemplazar por el índice de precios de Stone:

$$\ln P_t^S = \sum_{i=1}^N w_{it} \ln P_{it} \quad (3)$$

Desafortunadamente para muchos estudios realizados, Moschini (1995) demostró que las estimaciones de los parámetros que se obtienen a partir de la utilización del índice de Stone son sesgadas, puesto que éste no es invariante a las unidades de medida. Para solucionar este inconveniente fue necesario acudir al mecanismo de estimación por mínimos cuadrados en tres etapas; en el cual se instrumentó el índice de precios de Stone con el índice de precios de Laspeyres.

Se debe tener presente que la teoría microeconómica impone una serie de restricciones sobre los parámetros del modelo. Estas restricciones obedecen a los criterios de aditividad, homogeneidad y simetría, las cuales se muestran a continuación en su orden respectivo.

$$\sum_{i=1}^N \alpha_i = 1, \sum_{i=1}^N \gamma_{ij} = 0 \quad \text{y} \quad \sum_{i=1}^N \beta_i = 0$$

$$\sum_{j=1}^N \gamma_{ij} = 0$$

$$\gamma_{ij} = \gamma_{ji}$$

Para :

$$i = 1, 2, \dots, N$$

$$j = 1, 2, \dots, N$$

Por otra parte, la presencia de tendencias estocásticas en el análisis debe ser tratado aplicando el procedimiento de cointegración (Engle y Granger, 1987). Puesto que de lo contrario se puede incurrir en el problema de regresiones espurias. Es así que se estimó el siguiente sistema; el cual es la versión en corrección de errores asociada a la ecuación de largo plazo dado por (1).

$$\Delta w_{it} = \sum_{j=1}^N \delta_{ij} \Delta w_{jt-1} + \sum_{j=1}^N \gamma_{ij} \ln p_{jt} + \beta_i \Delta \ln \left(\frac{X_t}{P_t} \right) + \lambda \hat{e}_{it-1} + \mu_{it} \quad (4)$$

Para :

$$i = 1, 2, \dots, N$$

$$j = 1, 2, \dots, N$$

$$t = 1, 2, \dots, T$$

Donde Δ establece las diferencias de orden uno de las respectivas variables, lo cual implica que se ha asumido que las series en consideración son integradas de orden uno I(1), lo cual se evidenció en el presente artículo (ver Anexo 1, Tabla 3A). Además, \hat{e}_{it-1} son los residuos obtenidos en la estimación del sistema (1) y μ_{it} es una perturbación estocástica ruido blanco.

Por construcción se tiene que la sumatoria de las diferencias de las participaciones es cero, lo cual implica que el modelo es singular, luego una de las columnas de la matriz de estas diferencias debe ser borrada para efectos de estimación. Además, Anderson y Blundell (1983) establecen que para obtener consistencia intertemporal es necesario que:

$$\sum_{i=1}^N \delta_{ij} = 0$$

En general, las restricciones necesarias para el SCID co-integrado, sistema (1), son las mismas que las del modelo simple.

A partir de la especificación propuesta se pueden obtener las diversas elasticidades de la demanda.

- La elasticidad gasto de la demanda es

$$\eta_{it} = 1 + \frac{\beta_i}{w_{it}} \quad (5)$$

- Las elasticidades precio de la demanda marshallianas (no compensadas) son

$$\varepsilon_{ijt}^M = -I_A + \frac{\gamma_{ij}}{w_{it}} - \beta_i \frac{w_{jt}}{w_{it}} \quad (6)$$

- Las elasticidades precio de la demanda hicksianas (compensadas) son

$$\delta_{ijt}^H = -I_A + \frac{\gamma_{ij}}{w_{it}} + w_{jt} \quad (7)$$

Donde I_A es una función indicadora, la cual es igual a 1, si $i = j$, o igual a 0, si $i \neq j$.

. Para calcular las desviaciones estándar de las elasticidades se utilizó el método delta, el cual establece la varianza de funciones de parámetros a partir del valor esperado de expansiones de Taylor de primer orden. (Casella y Merger, 2002)

En el ejercicio la unidad objeto de análisis será el hogar representativo clasificado por estrato ubicado en el Valle de Aburrá, y se tomaron en consideración tres gastos que aparecen en la estructura de la factura de servicios públicos en la región: electricidad, acueducto y telefonía básica. Una cuestión que debe tomarse en cuenta es el supuesto de separabilidad que estará implícito en el esquema de estimación; éste no podrá ser contrastado empíricamente debido a la falta de información.

Se procedió, entonces, a realizar las pruebas de raíces unitarias en cada una de las series que entra en el análisis. La evidencia encontrada indica que las series son integradas de orden uno, $I(1)$ (ver Anexo, Tabla 3A). Bajo este contexto se estimó el Sistema Casi Ideal de Demanda con las variables en niveles, imponiendo las restricciones de índole teórico que entraña dicho modelo (Ver Anexo 1, Tabla 4A). Se encontró que las series en consideración se encuentran cointegradas (ver Anexo 1, Tabla 5A), por lo tanto, las elasticidades que se obtienen a partir de dicho sistema se deben interpretar como elasticidades de largo plazo (ver Tabla 5).

Tabla 5. Elasticidades precio, elasticidades gasto y velocidades de ajuste: servicios de acueducto y electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), promedio 1985-1994.

Variable	Servicio	Estrato					
		Uno	Dos	Tres	Cuatro	Cinco	Seis
Elasticidad Precio	Acueducto	-0.098 (0.033)	-0.130 (0.019)	-0.090 (0.031)	-0.289 (0.022)	-0.326 (0.023)	-0.174 (0.034)
	Electricidad	-0.044 (0.065)*	-0.119 (0.049)	-1.064 (0.055)	-0.284 (0.049)	-0.698 (0.020)	-0.831 (0.025)
Elasticidad Gasto	Acueducto	1.031 (0.014)	0.940 (0.009)	0.988 (0.021)	0.939 (0.012)	1.051 (0.017)	0.874 (0.017)
	Electricidad	0.870 (0.008)	0.975 (0.007)	1.287 (0.017)	1.030 (0.013)	1.072 (0.011)	1.068 (0.008)
Velocidad de Ajuste	Acueducto	-0.469 (0.082)	-0.326 (0.067)	-0.063 (0.046)*	-0.245 (0.058)	-0.456 (0.100)	-0.262 (0.059)
	Electricidad	-0.326 (0.066)	-0.443 (0.077)	-0.155 (0.054)	-0.191 (0.053)	-0.278 (0.127)	-0.540 (0.135)

Desviaciones estándar entre paréntesis.

* No estadísticamente significativo al 5%.

Fuente: Cálculos propios

En la Tabla 5 se puede observar que tanto la demanda de acueducto como de electricidad son servicios necesarios, puesto que la elasticidad precio es bastante baja y la elasticidad gasto es cercana a la unidad. Adicionalmente, se encuentra que en general las elasticidades precio son, en valor absoluto, menores en los estratos bajos que en los estratos altos.

Para determinar la dinámica de corto plazo del modelo se procedió a estimar el sistema 4 (ver Anexo 1, Tabla 6A), se encontró que los residuales de estos modelos son estacionarios (ver Anexo 1, Tabla 7A). A partir de estos sistemas se pueden establecer las velocidades de ajuste subyacentes, las cuales indican si la dinámica de corto plazo converge a la situación de estado estacionario, es decir, a la posición de largo plazo. Como se puede apreciar las velocidades estimadas son negativas, lo cual implica que los sistemas convergen (ver Tabla 5). Por lo tanto, la evidencia sugiere que los estratos medios presentan una menor velocidad de ajuste, particularmente, el estrato tres presenta una corrección mensual del 6.3% en el servicio de acueducto y 15.5% en el servicio de electricidad. En los estratos bajos y altos las velocidades de ajuste son más elevadas, el servicio de electricidad enseña velocidades de ajuste entre el 27.8% y 54% mientras que, el servicio de acueducto está entre 26.2% y 46.9%.

4. Análisis de Bienestar

El análisis de bienestar es una herramienta fundamental para evaluar cuál es el impacto sobre los consumidores de un cambio de política del gobierno como por ejemplo, la variación de los precios. Por lo tanto, con el fin de establecer si el cambio del esquema tarifario de los años 90 en los servicios de acueducto y energía está generando una pérdida

de bienestar sobre los consumidores, se calcula la variación equivalente¹⁸. A diferencia de los cálculos tradicionales de esta medida de bienestar, el análisis se realizó en un instante del tiempo, marzo de 1995, entre la tarifa promedio observada con la nueva reglamentación (p) y la tarifa promedio pronosticada (contrafactual, p') que incluye subsidios y contribuciones. En este caso, ante un aumento de los precios si la variación equivalente es negativa, esto implica que los hogares aceptarían que estarían peor si no se hubiese presentado el esquema de subsidios y contribuciones. Por su parte, una variación equivalente positiva, implica que los hogares mejorarían su bienestar sin la reforma regulatoria

Como puede observarse en las Tablas 6 y 7, para el servicio de energía eléctrica en los estratos uno, dos y tres, la presencia de la reforma les genera una mejora en el bienestar como porcentaje de sus ingresos del 1.6%, 5.5% y 9.2%, respectivamente. Los estratos cinco y seis presentan una pérdida de bienestar ante la presencia del cambio regulatorio dado que esta le impone a la tarifa un sobre costo para subsidiar los estratos más bajos. Por su parte, en el servicio de acueducto se evidencia una mejora en el bienestar para los estratos uno, tres, cuatro y seis.

Tabla 6. Implicaciones de bienestar en el sector eléctrico para marzo de 1995. Valle de Aburrá.

Estrato	Ingreso promedio (1994 = 100) Situación inicial	Ingreso promedio estimado. Situación final	Consumo promedio	Tarifa kwh observada. Situación inicial	Tarifa kwh pronosticada. Situación final	Variación % de la tarifa	Variación equivalente	Variación del bienestar como % de los ingresos
1	211,071	211,229	167.10	19.40	20.30	4.90	-3,380	-1.60
2	277,849	278,143	255.40	22.30	23.50	5.20	-15,389	-5.50
3	377,164	377,422	302.10	27.60	28.40	3.10	-34,590	-9.20
4	570,715	569,813	341.80	33.00	30.30	-8.00	89,619	15.70
5	1,035,783	1,036,714	418.50	59.80	62.00	3.70	33,918	3.30
6	1,360,507	1,361,208	701.40	69.30	72.00	3.90	24,179	1.80

Fuente: Cálculos propios

¹⁸ La variación equivalente determina el cambio en el ingreso monetario equivalente al cambio en los precios, de tal manera que el consumidor se encuentre indiferente entre pagar la cantidad de la variación equivalente o enfrentar el cambio en los precios (Mas-Collel, Whinston y Green, 1995). Para observar la forma funcional de la variación equivalente y función de utilidad métrica monetaria véase Varian, 1992 y Mas-Collel, Whinston y Green (1995).

Tabla 7. Implicaciones de bienestar en el sector de acueducto para marzo de 1995. Valle de Aburrá.

Estrato	Ingreso promedio (1994 = 100) Situación inicial	Ingreso promedio estimado. Situación final	Consumo promedio	Tarifa M3 observada. Situación inicial	Tarifa M3 pronosticada. Situación final	Variación % de la tarifa	Variación equivalente	Variación del bienestar como % de los ingresos
1	211,071	210.970,10	19.92	97.53	92.49	-5.20	-82,864	-39.30
2	277,849	277.867,899	22.64	140.13	139.28	-0.60	5,922	2.10
3	377,164	377.206,057	23.04	234.79	236.61	0.80	-34,264	-9.10
4	570,715	570.944,15	24.59	364.44	373.78	2.60	-81,148	-14.20
5	1,035,783	1.035.875,91	28.86	432.24	435.44	0.70	44,915	4.30
6	1,360,507	1.360.040,28	42.29	509.21	498.18	-2.20	-83,857	-6.20

Fuente: Cálculos propios.

Conclusiones

- Las reformas de mediados de los noventa, basadas en las leyes 142 y 143 de 1994, introdujeron cambios institucionales y metodológicos en la regulación tarifaria. En lo institucional la transformación más significativa fue la desaparición de la Junta Nacional de Tarifas y la creación de tres comisiones que asumieron sus funciones de regulación tarifaria en los sectores de energía, acueducto y telecomunicaciones. En lo metodológico, la regulación tarifaria se estableció bajo tres modalidades: libertad regulada, libertad vigilada y libre fijación de las tarifas. La esencia del régimen de regulación de tarifas de la ley 142 es la noción de *fórmula tarifaria*. Las comisiones de regulación no fijan las tarifas, como en el régimen de control directo de precios. En lugar de ello, en el marco del régimen de libertad regulada, establecen las *fórmulas* que deben emplear las empresas para calcular sus tarifas.
- El contrafactual estimado para los servicios de acueducto y alcantarillado en estratos socioeconómicos del sector residencial del Valle de Aburrá, muestra que la reforma tarifaria de los noventa generó una reducción de la tarifa media del servicio de acueducto en los estratos bajos, y a su vez, un incremento en la tarifa media de los estratos altos. Por su parte, en el servicio de electricidad se estima que el cambio regulatorio, en general, indujo a un incremento de la tarifa variable media real con respecto al contrafactual propuesto. Por lo tanto, esta evidencia se encuentra a favor de la idea que la desregulación mejora el bienestar de los consumidores por la posibilidad que existe de que el regulador sea capturado.
- Las elasticidades precio y gasto de los servicios de acueducto y electricidad se calcularon para el periodo 1985 – 1994 en el sector residencial del Valle de Aburrá, en el marco del Sistema Casi Ideal de Demanda, donde se muestra que tanto el servicio de acueducto como de electricidad son necesarios al interior de la canasta de consumo de los hogares del Valle de Aburrá. Adicionalmente, se encuentra que en general las elasticidades precio son, en valor absoluto, menores en los estratos bajos que en los estratos altos.

- A partir del análisis de bienestar, en 1995 se evidencia que la variación tarifaria determinada por la reforma generó un aumento del bienestar de los consumidores de estratos bajos y una pérdida de bienestar a los estratos altos.

BIBLIOGRAFÍA

ANDERSON, G. y BLUNDELL, R, 1983, Estimation and hypothesis testing in dynamic singular equations systems. *Econometrica*, 50: 1559-1571.

ALZATE, M.C, 2006, La estratificación socioeconómica para el cobro de los servicios públicos domiciliarios en Colombia: Solidaridad o focalización? CEPAL, Serie Estudios y Perspectivas No 14.

BACON, Robert. Measurement of welfare changes caused by large price shifts. An issue in the power sector. World Bank. Discussion paper No. 273

BRANSTON, Robert, 2000, A Counterfactual Price Analysis of Electricity Privatisation in England and Wales. Industrial Development Policy Discussion Paper 7.

CASELLA, G. y BERGER, R., 2002. *Statistical Inference*. Thomson Learning, Estados Unidos.

CHIPMAN, J., & Moore, J., 1980, Compensating variation, consumer's surplus, and welfare. En: *American Economic Review* No. 70, pp. 933-949

Consultores CONCOL, 2007, Impacto del marco regulatorio en su conjunto, teniendo en cuenta la sostenibilidad, viabilidad y dinámica de los sectores de acueducto y alcantarillado y aseo, en los términos del inciso 2 del artículo 13 del decreto 2696 de 2004.

DEATON, Angus y MULLBAUER, John, 1980, *The American Economic Review*, Vol. 70, No. 3. (Jun., 1980), pp. 312-326.

Departamento Nacional de Planeación. Las tarifas de los servicios públicos: normas y doctrinas. Bogotá, DNP, 1986. Páginas 4 – 17

ENGLE, R. y GRANGER, C., 1987,. Co-integration and error correction: Representation, estimation and testing. *Econometrica*, 55: 251-276.

Gaceta DNP. Resoluciones del DNP y la JNT de Servicios Públicos. No 8. Noviembre de 1986. Páginas 8-13

Gaceta DNP. Resoluciones del DNP y la JNT de Servicios Públicos. No 10. Febrero de 1987. Páginas 7-14.

Gaceta DNP. Resoluciones de la JNT de Servicios Públicos. No 50. Septiembre 12 de 1990. Páginas 12-14.

GEORGE R.G. Clarke, Claude MENARD & Ana Maria ZULUAGA, 2002, Measuring the Welfare Effects of Reform: Urban Water Supply in Guinea. *World development*

KWIATKOWSKI, D., PHILLIPS, P., SCHMIDT, P. y SHIN, Y., 1992, Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of unit root. *Journal of econometrics*, 54: 159-178.

Legislación Económica. Tomo XVII, No 193, páginas 166-168. Legis, Bogotá, agosto de 1960.

MANSUR, Erin, 2007, Measuring Welfare in Restructured Electricity Markets. Nber Working Paper Series 13509

MAS-COLELL, A., WHINSTON, M., & GREEN, J., 1995, *Microeconomic Theory*. Oxford University Press.

MOSHINI, G., 1995, Units of measurement and the Stone index in demand system estimation. *American Journal of Agricultural Economic*, 77: 63-68

SAAVEDRA, Eduardo, 2005, Marco Regulatorio de los Servicios Básicos en Chile. Ilades.

SHIRLEY, Colin Xu y ZULUAGA (2002). Reforming Urban Water Supply: the Case of Chile.

VARIAN, Hal., 1992, *Microeconomics Analysis*. Third Edition. International Student Edition.

World Bank. (1990). Colombia. The Power Sector and the World Bank. 1970-1987. Report No 8893

Anexos

Anexo 1

Tabla 1. Pruebas de raíces unitarias: tarifas a precios base de diciembre de 1994 en los servicios de acueducto y electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12.

Serie	Valor estadístico KPSS	Valor crítico KPSS (5%)
Estrato uno tarifa de acueducto (p_{a1})	0.43	0.46
Estrato dos acueducto (p_{a2})	0.14	0.46
Estrato tres acueducto (p_{a3})	1.24	0.46
Diferencia estrato tres acueducto (Δp_{a3})	0.09	0.46
Estrato cuatro acueducto (p_{a4})	1.26	0.46
Diferencia estrato cuatro acueducto (Δp_{a4})	0.10	0.46
Estrato cinco acueducto (p_{a5})	0.25	0.46
Estrato seis acueducto (p_{a6})	0.14	0.15
Estrato uno electricidad (p_{e1})	0.18	0.46
Estrato dos electricidad (p_{e2})	0.13	0.46
Estrato tres electricidad (p_{e3})	0.10	0.46
Estrato cuatro electricidad (p_{e4})	0.42	0.46
Estrato cinco electricidad (p_{e5})	0.13	0.46
Estrato seis electricidad (p_{e6})	0.38	0.46

Hipótesis nula estacionariedad.

Fuente. Cálculos propios

Tabla 2. Prueba de independencia serial: residuales de los modelos de series de tiempo de las tarifas de los servicios de acueducto y electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12.

Modelo Acueducto (p_a)				
Estrato 1				
Rezago	Residuales		Residuales al cuadrado	
	Estadístico Q	probabilidad	Estadístico Q	probabilidad
7	2.78	0.24	4.82	0.08
13	4.57	0.80	11.29	0.18
Estrato 2				
7	3.54	0.17	4.53	0.10
13	5.08	0.74	10.00	0.26
Estrato 3				
7	1.77	0.41	1.37	0.50
13	4.87	0.77	2.00	0.98
Estrato 4				
7	4.49	0.10	0.33	0.84
13	10.10	0.25	0.55	1.00
Estrato 5				
7	3.76	0.05	5.28	0.02
13	8.75	0.27	10.21	0.17
Estrato 6				
7	2.74	0.43	4.06	0.25
13	5.36	0.80	6.56	0.68
Modelo Electricidad (p_e)				

Estrato 1				
Rezago	Residuales		Residuales al cuadrado	
	Estadístico Q	probabilidad	Estadístico Q	probabilidad
7	4.54	0.10	3.63	0.16
13	7.43	0.49	8.64	0.37
Estrato 2				
7	4.28	0.36	1.65	0.80
13	7.83	0.64	6.42	0.77
Estrato 3				
7	2.98	0.22	6.33	0.04
13	6.70	0.56	13.75	0.18
Estrato 4				
7	6.22	0.10	3.44	0.32
13	9.24	0.41	14.42	0.10
Estrato 5				
7	1.31	0.85	0.27	0.99
13	3.28	0.97	0.62	1.00
Estrato 6				
7	7.70	0.05	2.52	0.47
13	13.38	0.20	9.83	0.36

Hipótesis nula no autocorrelación.

Fuente. Cálculos propios

Tabla 3. Pruebas de raíces unitarias: series estadísticas que entran en los modelos del sistema casi ideal de demanda. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12.

Serie	Valor estadístico KPSS	Valor crítico KPSS (5%)
Estrato uno participación acueducto (w_{a1})	0.95	0.46
Diferencia estrato uno participación acueducto (Δw_{a1})	0.10	0.46
Estrato dos participación acueducto (w_{a2})	1.06	0.46
Diferencia estrato dos participación acueducto (Δw_{a2})	0.14	0.46
Estrato tres participación acueducto (w_{a3})	1.16	0.46
Diferencia estrato tres participación acueducto (Δw_{a3})	0.17	0.46
Estrato cuatro participación acueducto (w_{a4})	1.08	0.46
Diferencia estrato cuatro participación acueducto (Δw_{a4})	0.26	0.46
Estrato cinco participación acueducto (w_{a5})	0.19	0.15
Diferencia estrato cinco participación acueducto (Δw_{a5})	0.04	0.15
Estrato seis participación acueducto (w_{a6})	0.52	0.46
Diferencia estrato seis participación acueducto (Δw_{a6})	0.18	0.46
Estrato uno participación electricidad (w_{e1})	1.15	0.46
Diferencia estrato uno participación electricidad (Δw_{e1})	0.43	0.46
Estrato dos participación electricidad (w_{e2})	1.09	0.46
Diferencia estrato dos participación electricidad (Δw_{e2})	0.33	0.46
Estrato tres participación electricidad (w_{e3})	0.49	0.46

Diferencia estrato tres participación electricidad (Δw_{e3})	0.23	0.46
Estrato cuatro participación electricidad (w_{e4})	0.99	0.46
Diferencia estrato cuatro participación electricidad (Δw_{e4})	0.16	0.46
Estrato cinco participación electricidad (w_{e5})	0.16	0.15
Diferencia estrato cinco participación electricidad (Δw_{e5})	0.12	0.15
Estrato seis participación electricidad (w_{e6})	0.16	0.15
Diferencia estrato seis participación electricidad (Δw_{e6})	0.05	0.15
Estrato uno logaritmo del gasto real (LXP_1)	1.30	0.46
Diferencia estrato uno logaritmo del gasto real (ΔLXP_1)	0.11	0.46
Estrato dos logaritmo del gasto real (LXP_2)	1.30	0.46
Diferencia estrato dos logaritmo del gasto real (ΔLXP_2)	0.07	0.46
Estrato tres logaritmo del gasto real (LXP_3)	1.24	0.46
Diferencia estrato tres logaritmo del gasto real (ΔLXP_3)	0.14	0.46
Estrato cuatro logaritmo del gasto real (LXP_4)	1.29	0.46
Diferencia estrato cuatro logaritmo del gasto real (ΔLXP_4)	0.30	0.46
Estrato cinco logaritmo del gasto real (LXP_5)	0.20	0.15
Diferencia estrato cinco logaritmo del gasto real (ΔLXP_5)	0.11	0.15
Estrato seis logaritmo del gasto real (LXP_6)	1.27	0.46
Diferencia estrato uno logaritmo del gasto real (ΔLXP_6)	0.33	0.46
Estrato uno relación precio agua-telecomunicación	0.90	0.46

$Ln(pa_1 / pt_1)$		
Diferencia estrato uno relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_1 / pt_1)$	0.15	0.46
Estrato dos relación precio agua-telecomunicación $Ln(pa_2 / pt_2)$	1.11	0.46
Diferencia estrato dos relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_2 / pt_2)$	0.22	0.46
Estrato tres relación precio agua-telecomunicación $Ln(pa_3 / pt_3)$	1.22	0.46
Diferencia estrato tres relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_3 / pt_3)$	0.18	0.46
Estrato cuatro relación precio agua-telecomunicación $Ln(pa_4 / pt_4)$	1.18	0.46
Diferencia estrato cuatro relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_4 / pt_4)$	0.12	0.46
Estrato cinco relación precio agua-telecomunicación $Ln(pa_5 / pt_5)$	1.18	0.46
Diferencia estrato cinco relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_5 / pt_5)$	0.26	0.46
Estrato seis relación precio agua-telecomunicación $Ln(pa_6 / pt_6)$	1.18	0.46
Diferencia estrato seis relación precio agua-telecomunicación $\Delta Ln(pa_6 / pt_6)$	0.16	0.46
Estrato uno relación precio electricidad-telecomunicación $Ln(pe_1 / pt_1)$	0.78	0.46
Diferencia estrato uno relación precio electricidad -telecomunicación $\Delta Ln(pe_1 / pt_1)$	0.36	0.46
Estrato dos relación precio electricidad -telecomunicación	0.49	0.46

$Ln(pe_2 / pt_2)$		
Diferencia estrato dos relación precio electricidad - telecomunicación $\Delta Ln(pe_2 / pt_2)$	0.04	0.46
Estrato tres relación precio electricidad -telecomunicación $Ln(pe_3 / pt_3)$	0.54	0.46
Diferencia estrato tres relación precio electricidad - telecomunicación $\Delta Ln(pe_3 / pt_3)$	0.32	0.46
Estrato cuatro relación precio electricidad - telecomunicación $Ln(pe_4 / pt_4)$	0.62	0.46
Diferencia estrato cuatro relación precio electricidad - telecomunicación $\Delta Ln(pe_4 / pt_4)$	0.28	0.46
Estrato cinco relación precio electricidad-telecomunicación $Ln(pe_5 / pt_5)$	1.11	0.46
Diferencia estrato cinco relación precio electricidad - telecomunicación $\Delta Ln(pe_5 / pt_5)$	0.14	0.46
Estrato seis relación precio electricidad -telecomunicación $Ln(pe_6 / pt_6)$	1.02	0.46
Diferencia estrato seis relación precio electricidad - telecomunicación $\Delta Ln(pe_6 / pt_6)$	0.17	0.46

Hipótesis nula estacionariedad.

Tabla 4. Sistema Casi Ideal de Demanda parámetros estimados ecuación de largo plazo: servicio de acueducto, servicio de electricidad y servicio de telefonía básica. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12.

estrato	demanda	C	$Ln(Pa/pt)$	$Ln(Pa/pt)$	$Ln(X/P)$	R^2
1	Agua	-0.076 (0.011)	0.164 (0.006)	-0.135 (0.008)	0.006 (0.003)	0.93
1	Electricidad	0.741 (0.024)	-0.135 (0.008)	0.416 0.030	-0.06 (0.004)	0.92
2	Agua	0.008 (0.004)	0.179 (0.004)	-0.191 (0.007)	-0.012 0.002	0.98
2	Electricidad	0.671 (0.021)	-0.191 (0.007)	0.457 (0.026)	-0.013 0.004	0.95
3	Agua	-0.254 (0.017)	0.288 (0.008)	-0.268 (0.010)	-0.004 (0.007)	0.97
3	Electricidad	0.500 (0.023)	-0.268 (0.010)	-0.600 (0.029)	0.167 (0.010)	0.80
4	Agua	-0.930 (0.009)	0.220 (0.007)	-0.022 (0.008)	-0.019 (0.004)	0.98
4	Electricidad	0.772 (0.016)	-0.022 (0.008)	0.340 (0.021)	0.014 (0.006)	0.92
5	Agua	-0.148 (0.011)	0.164 (0.005)	-0.157 (0.004)	0.013 (0.004)	0.96
5	Electricidad	0.061 (0.022)	-0.157 (0.004)	0.192 (0.009)	0.041 (0.006)	0.87

6	Agua	0.054 (0.012)	0.174 (0.007)	-0.170 (0.009)	-0.027 (0.004)	0.81
6	Electricidad	0.076 (0.018)	-0.170 (0.009)	0.146 (0.016)	0.467 (0.006)	0.70

Desviación estándar entre paréntesis.

Fuente. Cálculos propios

Tabla 5. Prueba de cointegración de Engle y Granger: residuales de los modelos de largo plazo, servicio de acueducto y servicio de electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12.

Serie	Valor estadístico Dickey-Fuller Aumentado	Valor crítico Dickey-Fuller Aumentado (5%)
Estrato uno residuales ecuación acueducto largo plazo	-5.80	-1.94
Estrato dos residuales ecuación acueducto largo plazo	-5.43	-1.94
Estrato tres residuales ecuación acueducto largo plazo	-4.03	-1.94
Estrato cuatro residuales ecuación acueducto largo plazo	-4.75	-1.94
Estrato cinco residuales ecuación acueducto largo plazo	-6.74	-1.94
Estrato seis residuales ecuación acueducto largo plazo	-4.64	-1.94
Estrato uno residuales ecuación electricidad largo plazo	-6.01	-1.94
Estrato dos residuales ecuación electricidad largo plazo	-6.50	-1.94
Estrato tres residuales ecuación electricidad largo plazo	-3.95	-1.94
Estrato cuatro residuales ecuación electricidad largo plazo	-2.83	-1.94
Estrato cinco residuales ecuación electricidad largo plazo	-3.65	-1.94
Estrato seis residuales ecuación electricidad largo plazo	-3.76	-1.94

Hipótesis nula no cointegración.

Tabla 6. Sistema Casi Ideal de Demanda parámetros estimados ecuación de corto plazo: servicio de acueducto, servicio de electricidad y servicio de telefonía básica. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12.

estrato	demanda	C	$\Delta \ln(P_a/P_t)$	$\Delta \ln(P_e/P_t)$	$\Delta \ln(X/P)$	e	R^2
1	Agua	0.001 (0.001)	-0.154 (0.014)	-0.157 (0.014)	-0.011 (0.018)	-0.469 (0.082)	0.67
1	Electricidad	0.002 (0.001)	-0.160 (0.010)	0.300 (0.030)	0.170 (0.020)	-0.032 (0.066)	0.64
2	Agua	0.001 (0.001)	0.189 (0.009)	-0.219 (0.015)	-0.043 0.011	-0.326 (0.068)	0.85
2	Electricidad	0.002 (0.001)	-0.219 (0.015)	0.043 (0.045)	-0.139 (0.029)	-0.443 (0.079)	0.62
3	Agua	0.002 (0.001)	0.149 (0.020)	-0.161 (0.029)	-0.100 (0.022)	-0.063 (0.046)	0.77
3	Electricidad	-0.001 (0.001)	-0.161 (0.029)	0.198 0.065	0.140 (0.038)	-0.155 (0.054)	0.55
4	Agua	0.001 (0.001)	0.197 (0.015)	-0.221 (0.016)	-0.044 (0.008)	-0.246 (0.059)	0.82
4	Electricidad	0.001 (0.001)	-0.2214 (0.016)	0.332 (0.031)	-0.036 (0.013)	-0.019 (0.053)	0.58
5	Agua	0.001 (0.001)	0.141 (0.018)	-0.163 (0.010)	-0.017 (0.008)	-0.456 (0.100)	0.87
5	Electricidad	0.001 (0.001)	-0.163 (0.010)	0.236 (0.018)	-0.035 (0.130)	-0.278 (0.127)	0.77

6	Agua	-0.001 (0.001)	0.133 (0.028)	-0.164 (0.018)	0.008 (0.009)	-0.262 (0.059)	0.49
6	Electricidad	0.002 (0.001)	-0.164 (0.018)	0.204 (0.034)	-0.072 (0.016)	-0.541 (0.1356)	0.11

Desviación estándar entre paréntesis.

Fuente. Cálculos propios

Tabla 7. Prueba de cointegración de Engle y Granger: residuales de los modelos de corto plazo, servicio de acueducto y servicio de electricidad. Sector residencial (Valle de Aburrá), 1985-01 a 1994-12.

Serie	Valor estadístico Dickey-Fuller Aumentado	Valor crítico Dickey-Fuller Aumentado (5%)
Estrato uno residuales ecuación acueducto corto plazo	-11.15	-1.94
Estrato dos residuales ecuación acueducto corto plazo	-11.09	-1.94
Estrato tres residuales ecuación acueducto corto plazo	-12.15	-1.94
Estrato cuatro residuales ecuación acueducto corto plazo	-10.62	-1.94
Estrato cinco residuales ecuación acueducto corto plazo	-8.87	-1.94
Estrato seis residuales ecuación acueducto corto plazo	-9.28	-1.94
Estrato uno residuales ecuación electricidad corto plazo	-8.96	-1.94
Estrato dos residuales ecuación electricidad corto plazo	-10.63	-1.94
Estrato tres residuales ecuación electricidad corto plazo	-13.25	-1.94
Estrato cuatro residuales ecuación electricidad corto plazo	-10.56	-1.94
Estrato cinco residuales ecuación electricidad corto plazo	-9.06	-1.94
Estrato seis residuales ecuación electricidad corto plazo	-4.52	-1.94

Hipótesis nula no cointegración.