

# MODELO DE INCENTIVOS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA \*

DENICE JEANNETH ROMERO-LÓPEZ\*\*  
ANDRÉS VARGAS-ROJAS\*\*\*

## RESUMEN

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución colombiano han representado históricamente un alto costo a los usuarios y a las empresas prestadoras del servicio. Por esta razón el Ministerio de Minas y Energía (MME), mediante el Decreto MME 387 de 2007, estableció nuevos criterios para la asignación de los costos que se derivan de este problema, de manera tal que cada agente (distribuidor-comercializador) debe presentar un plan de reducción de pérdidas para aprobación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), cuyo costo será trasladado a los usuarios. En el presente artículo se propone un modelo de incentivos basado en la Teoría de Contratos que le da herramientas al regulador para diseñar contratos óptimos a través de los cuales los agentes tengan incentivos a revelar la situación inicial real de su sistema y realizar un esfuerzo que les permita llegar a niveles eficientes de pérdidas, maximizando el bienestar social. Para este fin, mediante una regresión de datos panel, se determina la función de costo del esfuerzo de reducción de pérdidas, con base en la información histórica de las principales empresas de distribución del país y se plantea un mecanismo de remuneración de las pérdidas que pueda ser aplicado para la situación particular de cada agente.

**Palabras clave autor:** teoría de contratos, menú de contratos, pérdidas de energía eléctrica, regulación por incentivos.

**Palabras clave descriptor:** servicios públicos domiciliarios, distribución de energía eléctrica, costos, riesgo moral.

**Clasificación JEL:** D86, L51, L94, Q48.

Fecha de recepción: 26 de octubre de 2010  
Fecha de aceptación: 13 de noviembre de 2010

\* Artículo de investigación que los autores elaboran en materia de regulación económica y servicios públicos domiciliarios, producto de su tesis de grado para optar al título de Magister en Economía, de conformidad con los lineamientos del Grupo de Investigación de Política Económica de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas de la Pontificia Universidad Javeriana

\*\* Magister en Economía de la Pontificia Universidad Javeriana e Ingeniera Electricista de la Universidad de La Salle. Asesora de Regulación y Políticas de Competencia de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Contacto: djromero@creg.gov.co

\*\*\* Magister en Economía de la Pontificia Universidad Javeriana e Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia. Asesor de Regulación y Políticas de Competencia de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Contacto: avargas@creg.gov.co

## INCENTIVE MODEL TO REDUCE ELECTRIC POWER LOSSES IN COLOMBIA

### ABSTRACT

Electric power losses in the Colombian distribution system have historically represented a high cost for its consumers, as well as for the companies that provide this service. For this reason, the Ministerio de Minas y Energía (MME) in Decree 387 of 2007, the branch of government that regulates the power system in Colombia, listed new criteria to assign costs that result from energy power losses, forcing both distributors and commercial agents to submit a to reduction plan for power losses that must be approved by the Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), which costs will be transferred and assumed by consumers. The purpose of this study is to propose an incentive model based on contract theory which will allow regulators to design efficient contracts which will motivate agents to disclose the real situations and facts of their system and formulate plans to achieve efficient loss levels to maximize social benefit. To this end, by using a panel data regression, the cost function of the effort to reduce loss is determined based on historical information provided by the largest companies of energy distribution in the country, offering a recovery mechanism for energy power losses that can be applied to the particular situation of each agent.

**Key words author:** Contract Theory, Menu of Contracts, Loos of Electric Power, Incentive Regulation.

**Key words plus:** Public Utilities, Electric Power Distribution, Costs, Moral Hazard.

**JEL Classification:** D86, L51, L94, Q48.

## MODÈLE DE MESURES INCITATIVES POUR LA RÉDUCTION DES PERTES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE EN COLOMBIE

### RÉSUMÉ

Les pertes d'énergie électrique dans le système de distribution colombien ont historiquement représenté un coût élevé pour les utilisateurs et les entreprises prestataires de ce service. Pour cette raison le Ministère des Mines et de l'Énergie (MME), par le Décret MME 387 de 2007, a établi de nouveaux critères de répartition des coûts dérivés de ce problème, de telle sorte que chaque agent (distributeur-vendeur) doit présenter un plan de réduction des pertes à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Énergie et du Gaz (CREG), dont le coût sera transféré aux utilisateurs. Le présent article propose un modèle de facteurs d'incitations basé sur la Théorie des Contrats qui donne des outils à l'entité de régulation pour concevoir des contrats optimaux au travers desquels les agents sont incités à révéler la situation initiale réelle de leur système et à effectuer un effort leur permettant d'atteindre des niveaux efficients de pertes, maximisant ainsi le bien-être social. A cette fin, par une régression de données de panel, la fonction de coût de l'effort de réduction de pertes est déterminée, sur la base de l'information historique des principales entreprises de distribution du pays. Un mécanisme de rémunération des pertes, qui peut être appliqué à la situation particulière de chaque agent, est proposé.

**Mots clés auteur:** théorie des contrats, menu de contrats, perte d'énergie électrique, régulation par les incitations.

**Mots clés descripteur:** services publics à domicile, distribution de l'énergie électrique, coût, aléa moral.

**Classification JEL:** D86, L51, L94, Q48.

**Sumario:** Introducción. 1. Antecedentes. 2. Teoría e hipótesis. 3. Aplicación del modelo de incentivos. Conclusiones y recomendaciones. Bibliografía.

## INTRODUCCIÓN

El Decreto MME 387 de 2007 establece políticas relacionadas con la asignación de las pérdidas de energía entre los diferentes agentes y usuarios, ordena trasladar a los usuarios el pago de los costos eficientes de los planes de reducción de pérdidas no técnicas, y establece que el regulador debe crear mecanismos para incentivar el desarrollo de estos planes. Por lo anterior se hace necesario realizar modificaciones a la regulación actual sobre estos temas<sup>1</sup>.

Teniendo la actividad de distribución de energía eléctrica características de monopolio natural se presentan problemas de asimetrías de información entre el regulador y las empresas. Por lo anterior, se requieren mecanismos que incentiven a las empresas a revelar información con el objetivo de evitar las rentas adicionales que pueden presentarse en la implementación de los planes de reducción de pérdidas en mención.

Acorde con lo expuesto, el objetivo de este artículo es proponer un esquema de incentivos que permita minimizar las rentas asociadas con las asimetrías de información derivadas de la implementación de los planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica, en cumplimiento de lo definido por el Decreto MME 387 de 2007 y en la normatividad vigente. Es importante aclarar que el presente documento no busca evaluar la conveniencia de la política definida en el Decreto mencionado.

En la sección primera se presentan los principales aspectos de la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia y las actividades que la conforman, así como la descripción de las características de las pérdidas de energía eléctrica, su naturaleza, esquema regulatorio y una estimación de los impactos que generan a los usuarios y a las empresas. Adicionalmente, se muestran las diferencias entre la metodología actual de asignación de pérdidas, y la establecida en el Decreto MME 387 de 2007. Finalmente, se efectúa una revisión de la literatura relacionada con los esquemas de incentivos para la reducción de pérdidas empleados a nivel internacional y la aplicación de esquemas de Menú de Contratos (MC) en actividades relacionadas con la prestación de servicios públicos.

---

1 El Decreto señaló que la CREG debería implementar estas políticas en la regulación a más tardar en diciembre de 2007. La CREG incorporó estos lineamientos en las Resoluciones CREG 119 y 121 de diciembre de 2007. No obstante, la Resolución CREG 119 de 2007 señala que posteriormente se definirán los aspectos relacionados con la implementación de los planes de reducción de pérdidas.

En la sección segunda se revisa el fundamento teórico asociado con la regulación de monopolios naturales y la utilización de la Teoría de Contratos (TC) ante la existencia de asimetrías de información. Para esto se realiza una comparación de esquemas de incentivos totales, tipo Precio Techo (PT), esquemas sin incentivos, tipo Tasa de Retorno (TR) y esquema de extracción de rentas, tipo MC. Posteriormente, se describe el modelo utilizado en este artículo, que corresponde al de reembolso de costos de Laffont y Tirole (1993), se describe la metodología de remuneración propuesta y la aplicación del modelo seleccionado para la determinación del componente de costo variable del MC.

En la sección tercera se muestran los resultados de la aplicación del modelo de incentivos para una empresa que conoce su nivel inicial de pérdidas, y el nivel de éstas que puede alcanzar con la implementación del plan. En este ejercicio se obtienen los pagos y el costo no reembolsado dependiendo de que la empresa declare o no su información privada.

Se finaliza con las conclusiones y recomendaciones que se derivan del presente artículo.

## 1. ANTECEDENTES

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia está segmentada en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada una de estas actividades tienen las siguientes finalidades: 1) la generación corresponde a la producción de energía mediante el uso de diferentes tecnologías; 2) la transmisión se encarga del transporte de energía a altos niveles de tensión<sup>2</sup> en el Sistema de Transmisión Nacional (STN); 3) la distribución comprende el transporte de energía hasta los usuarios finales a niveles de tensión inferiores a 220 kV, y 4) la comercialización hace referencia a la compra y venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y la venta de ésta a los usuarios finales. Es de anotar que la transmisión y la distribución tienen características de monopolio natural, mientras que la generación y la comercialización pueden operar bajo esquemas de competencia.

En la actualidad se tienen empresas que desarrollan las diferentes actividades, así:

- 1) Generador.
- 2) Generador-comercializador.
- 3) Transportador.
- 4) Distribuidor u Operador de Red (OR).
- 5) Comercializador – Distribuidor (CD).

---

2 En Colombia el transporte opera a niveles de tensión entre 220 kV y 500 kV.

6) Comercializador.

7) Generador - transportador - distribuidor - comercializador<sup>3</sup>.

La regulación actual permite que los generadores y transportadores no enfrenten riesgos con relación a las pérdidas de energía eléctrica, ya que al generador se le paga el total de energía entregada al sistema, y al transportador se le reconoce la totalidad de energía transportada independientemente de su facturación y recaudo.

El comercializador, al ser el agente que interactúa con la oferta y la demanda de energía, es el responsable de la gestión de las compras de energía, de la facturación y del recaudo de los pagos efectuados por los usuarios, actividades en las cuales se presenta la mayor parte de las pérdidas no técnicas ocurridas en el sistema.

De otra parte, el OR es el responsable de planear la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de los sistemas de distribución, lo cual hace que pueda gestionar las pérdidas técnicas y parte de las pérdidas no técnicas del sistema.

En cuanto a los usuarios finales, se dispuso la separación entre grandes usuarios (usuarios no regulados) y pequeños usuarios (usuarios regulados), estableciendo la libertad de escogencia del prestador del servicio (comercializador). Vale la pena anotar que la mayor parte de las pérdidas no técnicas son ocasionadas por acciones de algunos usuarios, regulados o no regulados, como fraude en los medidores o conexiones ilegales.

## 1.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El suministro de energía eléctrica a los hogares, industria y comercio es el resultado de un proceso de producción, transporte y venta del que hacen parte diferentes actores. La producción de la energía es labor de las empresas de generación, y su función es tomar recursos como agua, carbón, gas, energía solar, etc., para convertirlos en energía eléctrica. Para llevar la energía producida hasta los diferentes puntos de consumo se utilizan grandes y largas autopistas que conforman la red de transmisión, de la que posteriormente se derivan ramales más pequeños, similares a calles, que componen la red de distribución, y allí es donde se transforma la energía a los niveles adecuados para la comercialización o venta de la energía necesaria para el uso de los aparatos electrodomésticos, maquinarias de producción industrial o simplemente iluminación.

Como en toda cadena de transporte de un bien, se pueden presentar pérdidas desde el punto de producción hasta la entrega a los usuarios finales.

---

3 En la actualidad existen cuatro empresas integradas verticalmente: Empresas Públicas de Medellín (EPM), Electricidad de Santander (ESSA), Empresa de Energía del Pacífico (EPSA) y Empresa de Energía de Boyacá (EBSA).

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifican en dos categorías en función de su naturaleza: 1) pérdidas técnicas, asociadas a características propias de las redes<sup>4</sup>, producidas en los transformadores, conductores y equipos eléctricos, que corresponden a la diferencia entre la energía que se entrega a un sistema y la que es utilizada por el usuario final (independiente del pago de ésta), y 2) pérdidas no técnicas asociadas con ineficiencias administrativas y comerciales como facturación y gestión deficientes, o por prácticas de los usuarios como fraude o conexiones ilegales.

Los OR tienen capacidad de gestión sobre las pérdidas técnicas, ya que son los encargados de la planeación y operación del sistema. Igualmente pueden gestionar parte de las pérdidas no técnicas asociadas con conexiones ilegales, mientras que los comercializadores pueden gestionar la reducción de pérdidas no técnicas asociadas con la gestión comercial, facturación, etc.

## **1.2. ESQUEMA REGULATORIO**

A continuación se describe, de manera general, la regulación relacionada con el reconocimiento de las pérdidas de energía eléctrica en las tarifas aplicadas a los usuarios.

### **1.2.1. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN**

Mediante la Resolución CREG 099 de 1997<sup>5</sup> se determinaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos de distribución, reconociendo el mismo nivel de pérdidas para todos los OR. La Resolución CREG 082 de 2002<sup>6</sup> estableció niveles de pérdidas para cada empresa en función de la composición de su mercado (urbano-rural). Posteriormente, la Resolución CREG 097 de 2008 definió la utilización de pérdidas para cada empresa estimadas a partir de simulaciones del sistema de cada OR.

El valor correspondiente a las pérdidas reconocidas a cada OR se incluye en el cargo por uso de los sistemas de distribución, por lo cual el comercializador dentro de la tarifa recauda el valor de las pérdidas reconocidas y lo transfiere al OR.

### **1.2.2. PÉRDIDAS DE COMERCIALIZACIÓN**

La Resolución CREG 031 de 1997<sup>7</sup> definió la fórmula para establecer el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) a usuarios regulados finales. Así mismo, estableció el procedimiento para trasladar a éstos los costos asociados con las pérdidas de energía

4 Características como impedancia, voltaje, longitud de las redes, topología, planeación y operación, entre otros.

5 Vigente para el periodo tarifario 1998-2002.

6 Resolución que estableció el régimen tarifario para la actividad de distribución, vigente para el periodo tarifario 2003-2008.

7 Resolución vigente durante el periodo 1998-2007.

reconocidas del transporte (transmisión y distribución) y comercialización de energía. El costo de las pérdidas consideradas eficientes se imputaba explícitamente a los cargos de generación y transmisión tal, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$CU = \frac{G+T}{(1-PR)} + D + C + O \quad (1)$$

donde:

*CU*: costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh).

*G*: costo de compra de energía del comercializador (\$/kWh).

*T*: costo por uso del STN (\$/kWh).

*PR*: porcentaje de pérdidas reconocidas (%).

*D*: costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh).

*C*: margen de comercialización (\$/kWh).

*O*: otros costos en el sistema (\$/kWh).

El componente *D* de la anterior fórmula incluía implícitamente el factor de pérdidas reconocidas por el regulador para esta actividad.

Además se definió una senda decreciente de pérdidas reconocidas para cada mercado de comercialización, mediante la cual se buscaba dar señales de eficiencia a los agentes, lo que originó un ingreso adicional a los agentes que alcanzaron pérdidas inferiores a las reconocidas o, en caso contrario, un costo adicional.

Esta Resolución permitió que en un mismo mercado de comercialización participaran diferentes comercializadores, y estableció que el CD fuera responsable de cubrir el costo asociado a la diferencia entre el valor de la compra y transporte de la energía que entraba a su sistema, y el valor recaudado por su venta. Esto hizo que el CD asumiera los riesgos asociados con las pérdidas no reconocidas en su mercado de comercialización, mientras que los comercializadores puros no enfrentaban riesgos por esta situación.

A partir de enero de 2008 entró en vigencia la Resolución CREG 119 de 2007<sup>8</sup>, que establece un cargo por uso, conformado por un componente fijo y uno variable de la siguiente forma:

$$CU_v = G + T + D + C_v + PR + R \quad (2)$$

$$CU_f = C_f \quad (3)$$

8 Esta Resolución se encuentra vigente a la fecha de elaboración de este artículo.



donde:

$CU_v$ : componente variable del CU (\$/kWh).

$G$ : costo de compra de energía del comercializador (\$/kWh).

$T$ : costo por uso del STN (\$/kWh).

$D$ : costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh).

$C_v$ : margen de comercialización, incluye costos variables de comercialización (\$/ kWh).

$PR$ : costo de compra, transporte y reducción de pérdidas en el mercado (\$/kWh).

$R$ : costo de restricciones y de servicios asociados con generación (\$/kWh).

$CU_f$ : componente fijo del CU (\$/factura).

$C_f$ : costo base de comercialización para el mercado de comercialización (\$/factura).

En relación con las pérdidas de energía, esta Resolución hace explícito el pago que deben hacer los usuarios finales para cubrir las pérdidas concernientes a la generación y transporte de la energía, y traslada a los usuarios los costos asociados con los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, introduciendo la variable  $PR$  en la fórmula del  $CU$ .

El costo del programa de reducción de pérdidas se incluye como uno de los componentes del factor  $PR$  de la siguiente manera:

$$PR = \frac{G*(IPR + IPRSTN)}{1 - (IPR + IPRSTN)} + \frac{T*IPR}{1 - IPR} + \frac{C_{PROG}}{V} \quad (4)$$

donde:

$G$ : costos de compra de energía del comercializador minorista en el mercado.

$IPR$ : fracción de las pérdidas eficientes reconocidas para el mercado.

$IPRSTN$ : fracción de la demanda del comercializador que corresponde a las pérdidas del STN.

$T$ : costo por uso del STN (\$/kWh).

$C_{PROG}$ : costo anual asignado al comercializador del programa de reducción de pérdidas.

$V$ : ventas totales a usuarios finales, regulados y no regulados.

El primer término de la anterior ecuación está asociado con las pérdidas de la generación, y el segundo término con las pérdidas de la transmisión. El *CPROG* representa la fracción sobre el total de la anualidad del costo del programa que cada comercializador debe recaudar de acuerdo con su participación sobre el total de las ventas de energía en el mercado de comercialización. El término *V* representa las ventas anuales de energía de cada comercializador, calculadas como un promedio móvil para garantizar que el costo de programa sea recaudado en su totalidad, sin importar las variaciones en la demanda.

### 1.3. IMPACTO DE LAS PÉRDIDAS

Las pérdidas de energía eléctrica generan altos costos para los agentes involucrados en la prestación del servicio y los consumidores. El impacto para cada uno de éstos se describe a continuación:

1. El comercializador debe pagar al generador y al transmisor el total de la energía (producto) que ingresa al sistema, aunque ésta no sea facturada a los usuarios.
2. El distribuidor no recibe el pago por el uso de la infraestructura asociado con el transporte de la energía que no es facturada.
3. El precio de la energía en Colombia se obtiene mediante un esquema de precio marginal; la generación adicional requerida por la existencia de pérdidas impone un precio marginal mayor que se traslada directamente a los usuarios.
4. Los usuarios pagan un valor adicional al asociado a su consumo, ya que la tarifa incluye costos de pérdidas reconocidas en generación, transmisión y distribución.

En el año 2001 la demanda comercial<sup>9</sup> en Colombia fue de 42.800 Gigavatios hora (GWh/año), con unas pérdidas estimadas del 22%. Para el año 2006 la demanda comercial fue de 52.300 GWh/año con unas pérdidas totales estimadas del 18% que representan alrededor de 1,9 billones de pesos. Los anteriores costos están asociados con el uso de la infraestructura de generación, transmisión y distribución, sin incluir el costo asociado con el mayor precio de la energía. La información utilizada fue consultada en la base de datos del Sistema Único de Información (SUI)<sup>10</sup>, sin embargo se encontró que existen errores en los reportes realizados por las empresas, y por tanto se estiman las pérdidas hasta el año 2006 y no en años posteriores porque la información se encuentra en revisión.

9 Se toma la demanda propia de cada comercializador más la participación en las pérdidas del STN y los consumos propios de los generadores. Véase [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)

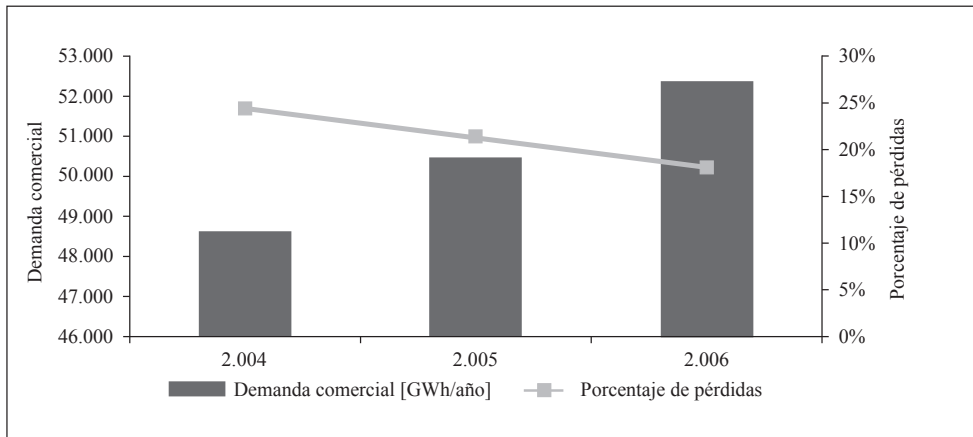
10 Sistema de información administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Véase [www.sui.gov.co](http://www.sui.gov.co)

La demanda comercial de energía eléctrica ha crecido en los últimos años a una tasa media del 3.5%, mientras que las pérdidas se han reducido en promedio al 2.5%, como se observa en la Gráfica N° 1.

En la Tabla N° 1 se resume el comportamiento de la demanda comercial frente a la energía facturada en el periodo 2003-2006, y se estima el nivel de pérdidas de energía.

**GRÁFICA N° 1**

**Demanda comercial y reducción de pérdidas 2004-2006**



Fuente: elaboración propia con base en información de la Compañía Expertos en Mercados (XM).

**TABLA N° 1**

**Evolución de las pérdidas 2003-2006**

Concepto	2003	2004	2005	2006
Demanda comercial (GWh/año)	46.803	48.618	50.467	52.368
Energía facturada (GWh/año)	34.868	36.748	39.662	42.885
Nivel de pérdidas totales (%)	25%	24%	21%	18%
Pérdidas energía (GWh/año)	11.935	11.870	10.805	9.483

Fuente: elaboración propia con base en información del SUI y XM.

A continuación se muestra el cargo promedio nacional de las actividades de generación, transmisión y distribución. El correspondiente a generación y distribución se obtuvo a partir de la ponderación de los cargos de cada mercado de comercialización en función de sus ventas, mientras que el de transmisión es un cargo único nacional.

La diferencia en los cargos de distribución del año 2003 con respecto a los del año 2004 corresponde al cambio de metodología de remuneración<sup>11</sup>.

**TABLA N° 2**

**Cargos promedio 2003-2006 en pesos corrientes por kWh**

Actividad	2003	2004	2005	2006
Generación - G	74,8	79,1	79,0	78,0
Transmisión - T	16,7	17,6	17,5	17,6
Distribución - D	79,3	103,3	114,8	108,5

Fuente: elaboración propia con base en información de la CREG.

A partir de la información mostrada en las Tabla N° 1 y 2 se estimó el costo de las pérdidas para cada una de las actividades, que corresponde al producto entre la energía perdida y el cargo correspondiente.

**TABLA N° 3**

**Costo estimado de las pérdidas 2003-2006  
en millones de pesos corrientes**

Actividad	2003	2004	2005	2006
Generación - G	892.259	938.669	854.004	739.733
Transmisión - T	199.707	209.140	189.366	166.901
Distribución - D	946.267	1.225.752	1.240.302	1.028.770
Total	2.038.233	2.373.561	2.283.673	1.935.404

Fuente: elaboración propia con base en información CREG, SUI y XM.

En las anteriores tablas se observa que las pérdidas de energía y su costo<sup>12</sup> se han reducido anualmente, sin embargo la tasa de reducción de pérdidas no ha sido la esperada, lo cual causa un alto costo para la sociedad.

En la Tabla N° 4 se presenta una estimación del costo de las pérdidas de energía asignado a cada agente en el año 2006, de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente para ese año. Los usuarios asumieron cerca del 73% de los costos asociados con las pérdidas, los distribuidores el 18% y los comercializadores un 9%.

11 Entre los años 2003 y 2004 se dio la transición de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de la Resolución CREG 099 de 1997 a la Resolución CREG 082 de 2002.

12 El costo asociado a las pérdidas es menor para el año 2003 que para los años 2004 y 2005, debido a que a partir del año 2004 el cargo de distribución se calculó con una metodología diferente.

**TABLA N° 4****Asignación del costo de las pérdidas en el año 2006  
en millones de pesos corrientes**

Actividad	Generación	Transporte	Distribución	Total	Participación
Demanda	602.544	135.948	681.744	1.420.236	73%
Comercializador	137.189	30.953		168.142	9%
Distribuidor			347.026	347.026	18%
Total	739.733	166.901	1.028.770	1.935.404	100%

Fuente: elaboración propia con base en información CREG, SUI y XM.

El costo de las pérdidas del CD es cubierto con sus propios recursos, mientras que para el distribuidor se traduce en un menor ingreso por el uso de su sistema.

**1.4. DECRETO MME 387 DE 2007**

El artículo 3 del Decreto MME 387 de 2007 establece que la CREG deberá adoptar normas que garanticen el tratamiento simétrico en la asignación de derechos y obligaciones entre los comercializadores minoristas, buscando que los beneficios derivados de la competencia se extiendan a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica. Para el desarrollo de lo anterior, la CREG tendrá que aplicar, entre otros, los siguientes criterios:

1. Reconocer el costo de la energía adquirida por los comercializadores minoristas que atienden usuarios regulados.
2. Distribuir las pérdidas de un mercado de comercialización a prorrata de las ventas de los comercializadores minoristas que actúen en cada mercado.
3. Definir una senda de reducción de pérdidas de energía eléctrica y crear incentivos para su cumplimiento en el corto, mediano y largo plazo.
4. En el caso de que las pérdidas presenten un incremento con relación a la senda, el OR correspondiente será el responsable del diferencial, el cual será asignado según el procedimiento de valoración que establezca la CREG, sin que se afecte el balance de las transacciones del mercado mayorista, trasladando al usuario final solo el nivel de pérdidas de eficiencia reconocido por el regulador.
5. Reconocer al OR el costo eficiente del plan de reducción de pérdidas no técnicas, el cual será trasladado a todos los usuarios conectados al respectivo mercado.
6. El OR será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el mercado de comercialización asociado a sus redes.

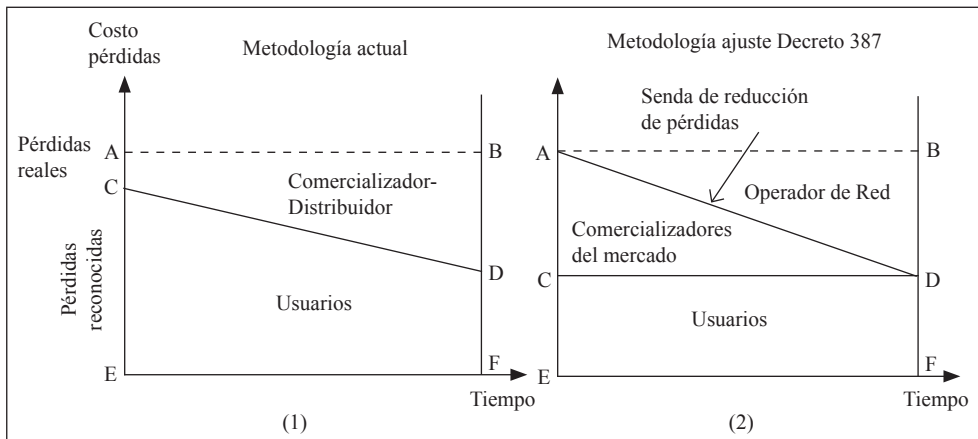
## 1.5. COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

A continuación se describe la metodología de asignación de pérdidas de energía eléctrica aplicada actualmente, y la establecida en el Decreto MME 387 de 2007.

En la Gráfica N° 2 se presenta el costo asociado con el pago de las pérdidas de los componentes de generación y transmisión en un mercado de comercialización durante un periodo tarifario. En el eje vertical se tienen dos puntos de referencia: el costo de las pérdidas reales<sup>13</sup> y el costo de las pérdidas reconocidas regulatoriamente. En la parte (1) se presenta la metodología actual de asignación de pérdidas, y en la parte (2) se presenta lo propuesto en el Decreto MME 387 de 2007.

GRÁFICA N° 2

### Metodología de asignación de pérdidas para el pago del componente de generación y transmisión



Fuente: elaboración propia con base en la normatividad vigente.

En ambos casos los usuarios asumen un costo destinado al pago de las pérdidas reconocidas, con el cual se cubre parte del valor no recaudado por los comercializadores para la remuneración de las actividades de generación y transmisión.

En la metodología actual el CD cubre la diferencia entre el costo total de las pérdidas reales y el costo de las pérdidas reconocidas.

El Decreto define la implementación de planes de reducción de pérdidas en los que se deben definir sendas de reducción, por debajo de las cuales se distribuye el costo

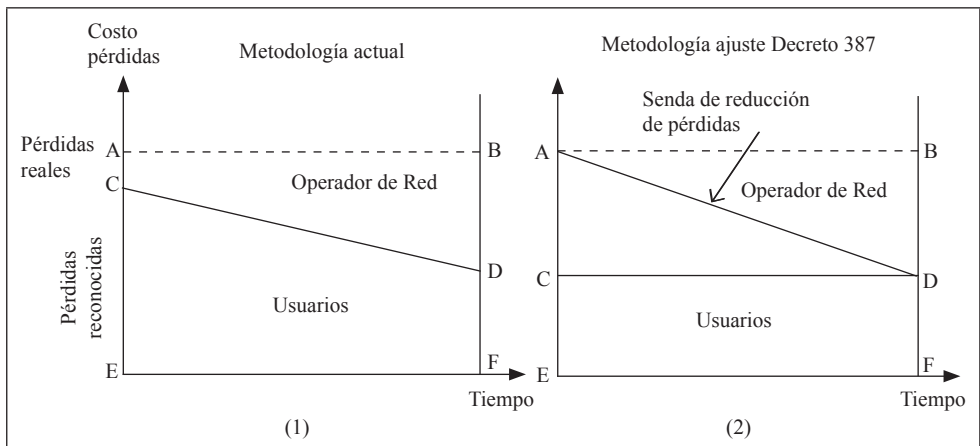
<sup>13</sup> Las pérdidas reales corresponden a las pérdidas totales ocurridas en el mercado de comercialización.

de las pérdidas entre todos los comercializadores que operan en un mercado. El costo de las pérdidas por encima de la senda de reducción será asumido por el OR.

En la Gráfica N° 3 se presenta la metodología de asignación de los costos asociados con las pérdidas en la actividad de distribución.

**GRÁFICA N° 3**

**Metodología de asignación de pérdidas para el pago del componente de distribución**



Fuente: elaboración propia con base en la normatividad vigente.

En los dos casos los usuarios pagan un valor adicional a su consumo para cubrir parte del costo asociado al transporte de la energía perdida en las redes del OR. Las pérdidas restantes (pérdidas no reconocidas)<sup>14</sup> son asumidas por el OR al no recibir el pago por el transporte de esta energía.

Con el Decreto se establece el pago a cada distribuidor del costo de los planes de reducción de pérdidas no técnicas, sujeto al cumplimiento de la senda establecida. Las pérdidas que se encuentran por debajo de la senda son asumidas por el OR mientras se alcanzan los niveles eficientes. El costo de los planes será trasladado a todos los usuarios regulados y no regulados conectados al respectivo mercado.

El nuevo esquema asigna al OR la responsabilidad sobre la gestión de las pérdidas no técnicas, dándole como incentivo el reconocimiento del costo del plan de reducción de pérdidas y asignándole un costo asociado por el incumplimiento de éste.

14 Las pérdidas no reconocidas corresponden a la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas reconocidas.

## 1.6. REVISIÓN DE LITERATURA

Se hizo una revisión de las acciones y estudios adelantados por los organismos reguladores del sector eléctrico en diferentes países, en relación con las pérdidas de energía eléctrica. De esta revisión se destacan los siguientes:

El Grupo de Reguladores de Energía y Gas de Europa ha estado trabajando en la definición de políticas regulatorias comunes para el tratamiento de las pérdidas de energía eléctrica. En el documento *Treatment of Losses by Network Operators, Position Conclusions Paper* (2009), se observa la utilización de mecanismos de incentivos para su reducción y definición de costos asociados.

En el mismo sentido, en España el Real Decreto 222 de 2008 estableció la metodología de retribución anual de la actividad de distribución para el nuevo periodo regulatorio, en la cual se incorpora un esquema simétrico de incentivos y penalizaciones a la tarifa dependiendo del cumplimiento o no de las metas de disminución de pérdidas de las empresas distribuidoras. En este esquema, si las empresas dan pérdidas reales menores a las pérdidas objetivo tienen un incremento en la tarifa de hasta un 1%, en caso contrario tienen una reducción en la retribución hasta ese mismo valor.

De otra parte, respecto a la TC, se hizo una revisión de la siguiente bibliografía:

En Laffont y Tirole (1993) se desarrolla un modelo de incentivos basado en la TC en el cual se propone un mecanismo para que los Agentes realicen una tarea determinada y se maximice el beneficio social, ante la existencia de asimetrías de información. Con este modelo el Principal ofrece un MC diseñados para que el Agente por su propia cuenta seleccione el contrato que mejor se ajuste a sus características, caso en el cual se logra la maximización esperada.

Estos modelos han servido de base para diferentes trabajos posteriores aplicados a distintas actividades, como se observa más adelante.

Rogerson (2003) analiza los contratos<sup>15</sup> basados en costos. En este estudio se compara el desempeño de contratos tipo PT<sup>16</sup>, TR y MC. Al igual que otros autores, se emplea una función de costo del esfuerzo cuadrática de la siguiente forma:

$$\phi(y) = \frac{y^2}{4k}$$

15 En este análisis se utiliza el modelo de Laffont y Tirole (1993).

16 Corresponde a un mecanismo de incentivos implementado en los años 80 en empresas de servicios públicos. En este el regulador fija un precio inicial (o un vector de precios) el cual es ajustado periódicamente con base en un índice de precios y un factor de productividad determinado (véase Joskow 2006).



donde:

$y$ : denota el esfuerzo realizado en la actividad.

$k$ : representa la ganancia de eficiencia,

siendo  $k$  un parámetro entre el rango  $(0, \infty)$ .

En lo que respecta a la utilización de MC<sup>17</sup> en actividades relacionadas con los servicios públicos, se encuentra el estudio de Martimort y Sand-Zantman (2006). En este modelo se analiza el tipo de contrato entre los gobiernos locales y los agentes privados para la operación de los sistemas locales de acueducto y alcantarillado. Se asume que el Principal (gobierno local) es adverso al riesgo y cuenta con información privada sobre las condiciones de la infraestructura de prestación del servicio, mientras que el Agente (operador privado) se compromete a realizar un esfuerzo no verificable por parte del contratante. El modelo hace uso de una función de utilidad del principal tipo “aversión absoluta al riesgo constante” para representar su repulsión al riesgo, y de una función de costo del esfuerzo de la forma:

$$\psi(e) = \frac{e^2}{2}$$

Hawdon, Hunt, Levine y Rickman (2007) analizan la regulación de un monopolio, en el cual la productividad y el esfuerzo realizado en la actividad de distribución de energía eléctrica no es observable. En este artículo se emplea información de empresas de distribución de electricidad en Inglaterra y el País de Gales para evaluar el excedente social durante los años 90, aplicando el modelo de Laffont y Tirole (1993) con una función del costo del esfuerzo de la siguiente manera:

$$\psi(e) = \frac{1}{2} \gamma e^2$$

Finalmente EAFIT (2007), en el estudio desarrollado para la CREG, emplea el modelo de Laffont y Tirole (1993) como base para una propuesta de remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento a las empresas de distribución. Se plantea la utilización de análisis envolvente de datos para estimar el nivel eficiente de costos de las empresas, y se define una función de costo del esfuerzo cuadrática de la forma:

$$\psi(e) = \left( \frac{e}{k} \right)^2$$

17 MC consiste en un abanico de opciones ofrecidas a un agente para realizar una actividad; el agente podrá escoger el menú que mejor se adecue a sus características con el objetivo de maximizar su utilidad, Laffont y Tirole (1986).

## 2. TEORÍA E HIPÓTESIS

La actividad de distribución de energía eléctrica presenta características de monopolio natural tales como economías de escala, costos hundidos, subaditividad de costos, etc., lo cual la hace objeto de una regulación especial. Esta puede ser realizada por el Estado como propietario o por empresas bajo el control del Estado, por tanto puede ser estudiada a través de la teoría de regulación de monopolios que plantean diferentes autores, entre ellos Walras (1987)<sup>18</sup>.

De acuerdo con Spulber (1989), la intervención del Estado en la realización de una actividad económica determinada, de interés general, debe consistir en la fijación de precios con base en la información disponible, las características de la demanda y de la tecnología utilizada por las empresas. En función de esto, se pueden emplear diferentes esquemas regulatorios como: 1) asignación de precios basada en costos; 2) asignación de precios “segundos óptimos” (*second best*); 3) discriminación de precios “segundos óptimos”; 4) asignación de precios no lineales, y 5) tarifas perfectamente discriminatorias.

Para cumplir con su misión el regulador puede emplear diferentes métodos, según las características de la actividad a controlar. Si el regulador tiene la capacidad de monitorear los costos en que incurre el agente para la realización de la actividad, puede utilizar un esquema de TR mediante el cual se le reconoce al agente el total de la inversión más una tasa de rentabilidad, junto con los gastos de administración, operación y mantenimiento. Cuando no es posible monitorear con exactitud los costos, el regulador puede emplear un esquema de PT, a través del cual el agente recibe un pago fijo como reembolso de sus costos durante un periodo determinado de tiempo, y la eficiencia que alcance en la reducción de esos costos, será ganada por el agente.

Sin embargo, teniendo en cuenta que en algunas ocasiones el regulador busca que se realice una actividad de manera eficiente y al menor costo posible, puede utilizar mecanismos que le proporcionen incentivos al agente que realiza la tarea y que a la vez le permitan al regulador extraer las rentas de eficiencia que logre el agente. Estos esquemas están fundamentados en la TC.

Este tipo de problemas, es decir, regulación de monopolios con información incompleta, han sido estudiados por autores como Maskin y Riley (1984) utilizando esquemas de incentivos que se basan en la relación Principal-Agente.

La TC<sup>19</sup> se basa en modelos donde interactúan dos partes: 1) el Principal, y 2) el Agente. El primero busca la realización de una tarea o acción, y el segundo es contra-

18 El análisis de monopolio natural realizado hace referencia a la construcción y operación de vías férreas.

19 Los modelos basados en la TC son desarrollados ampliamente en Bolton y Dewatripont (2005).

tado para esta labor. En el contrato se establecen los pagos que el Principal debe dar al Agente, dados diferentes niveles de esfuerzo, y el Agente acepta o no el contrato si este le proporciona mayores beneficios que cualquier otra actividad. Para que el contrato sea válido se requiere que las contingencias y los términos de este sean verificables, es decir que las variables sean observables y medibles.

Macho y Pérez (2005) plantean un modelo basado en la TC, en el cual muestra que el pago que recibe el Agente está determinado por la distribución óptima del riesgo entre el Principal y el Agente. No obstante, el modelo no es aplicable en el caso de problemas con asimetrías de información, ya que supone que el Principal y el Agente conocen lo mismo.

Las asimetrías de información se clasifican en dos tipos: 1) Selección Adversa (SA), y 2) Riesgo Moral (RM). La SA se presenta en la etapa anterior a la definición del contrato, cuando el Principal debe definir los términos de la negociación pero el Agente conoce información relevante para tal fin que no declara. El RM se presenta durante la ejecución del contrato y se refiere a la imposibilidad del Principal para observar el verdadero esfuerzo realizado por el Agente para cumplir con las labores acordadas.

Salanie (1997) estudia la estructura básica de modelos basados en TC, clasificados en: 1) modelos de SA; 2) modelos de señalización, y 3) modelos de RM. En el presente artículo no se utilizan modelos de señalización teniendo en cuenta que el problema planteado puede ser estudiado aplicando los otros modelos empleados por el autor.

Los problemas de asimetrías de información pueden ser enfrentados utilizando la TC con el modelo de incentivos propuesto por Laffont y Tirole (1993), en el que el Principal logra extraer parte de las rentas derivadas del esfuerzo del Agente ofreciéndole un MC que lo incentiva a realizar el trabajo para el que fue contratado al menor costo y alcanzando los resultados esperados.

En consecuencia, los esquemas de regulación mencionados se pueden explicar a través de la Gráfica N° 4.

En el eje horizontal se representan los costos asociados a un proyecto, y en el eje vertical se presenta el pago dado al Agente que realiza el proyecto. La mejora en la eficiencia se obtiene tras la reducción de costos.

La línea a 45 grados, que va desde el punto E hasta el B (E, B), representa un contrato de reembolso del costo (TR), en el cual al Agente se le paga el costo que enfrenta por realizar la labor incluyendo una tasa de rentabilidad. Por ejemplo, si el Agente tiene un costo inicial igual a  $C_2$  el pago correspondiente es  $P_2$  y, entonces,  $C_2$  es igual a  $P_2$ .

Si el Agente mejora su eficiencia en la realización del trabajo y alcanza un costo  $C_1$ , el pago será igual a  $P_1$ , con  $C_1$  igual a  $P_1$ .

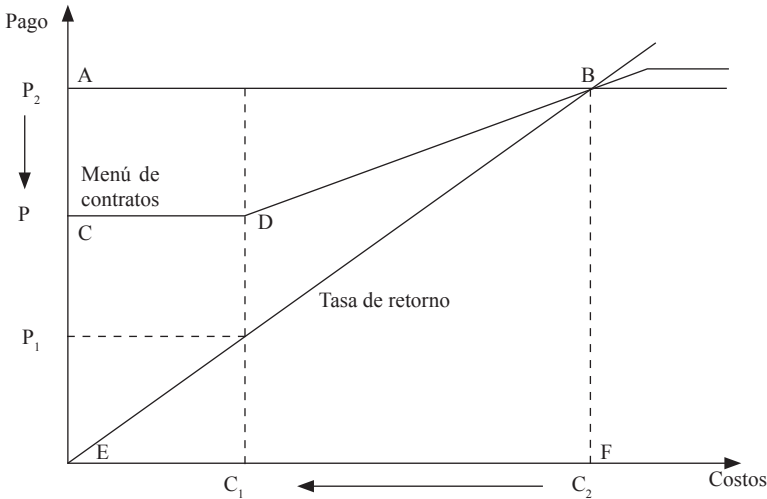
La línea horizontal, que va desde el punto A hasta el B (A, B), representa un contrato de precio fijo (PT), mediante el cual el Agente obtiene un pago fijo independiente de sus costos. El área por debajo de la línea (A, B) representa la renta que puede capturar el Agente ante una reducción de costos en este tipo de contrato. Cuando el Agente tiene un costo inicial de  $C_2$ , el pago fijado por el Principal es  $P_2$ ; si el Agente mejora su eficiencia y reduce costos al nivel  $C_1$ , el pago recibido continuará siendo  $P_2$ , por lo cual la renta capturada por el Agente será la diferencia entre  $P_2$  y  $P_1$ .

La línea que pasa por los puntos (C, D, B) representa un MC, mediante el cual el Principal ofrece al Agente un contrato que le permite cubrir los costos del proyecto y obtener una parte de la renta que se genera por la reducción de costos, mientras que la otra parte de la renta es extraída por el Principal. Si el Agente tiene un costo inicial igual a  $C_2$ , el pago correspondiente es  $P_2$ , pero si el Agente realiza un esfuerzo para mejorar su eficiencia en la realización del trabajo y alcanza un costo  $C_1$  el pago será igual a  $P$ , con  $C_1$  menor que  $P$ , donde  $P_1 \leq P \leq P_2$ . La diferencia entre  $P_2$  y  $P$  es la renta extraída por el Principal.

Nótese que al inicio del contrato el pago es igual para los tres esquemas, sin embargo, en función de la capacidad y el costo de monitoreo del Principal sobre el esfuerzo realizado por el Agente, los pagos varían de acuerdo con el nivel de esfuerzo.

### GRÁFICA N° 4

#### Esquemas de regulación



Fuente: elaboración propia.

Un contrato de TR no incentiva al Agente a realizar esfuerzos para la reducción de costos, ya que no obtiene rentas sobre este esfuerzo, mientras que en un contrato de PT el Agente tiene el incentivo para reducir costos ya que puede capturar la totalidad de la renta derivada del esfuerzo. Se observa que los efectos de estos contratos en relación con el mejoramiento de eficiencia y la captura de rentas son opuestos. Por su parte, el MC combina los incentivos que se ofrecen al Agente, ya que al reducir costos obtiene parte de la renta y permite que el Principal cumpla con su objetivo de promover la eficiencia de la empresa y extraer parcialmente sus rentas.

## 2.1. MARCO TEÓRICO

En un esquema tipo TR el Agente no tendría el incentivo a ser eficiente en la reducción de pérdidas ya que no obtiene ingresos adicionales por el esfuerzo realizado, mientras que en un esquema de incentivos puro, tipo PT, el Agente tiende a ser eficiente ya que los beneficios son capturados por éste en su totalidad.

El primer caso supone que no existen asimetrías de información importantes, las cuales sí existen en el problema de reducción de pérdidas, por lo que este esquema no es aplicable al caso en estudio.

En el segundo evento el Agente realiza un esfuerzo con sus propios recursos para capturar los beneficios de la mayor eficiencia. Para el caso de estudio, el Decreto MME 387 de 2007 establece que el costo del plan de reducción de pérdidas (costo del esfuerzo) debe pagarse al Agente, con lo cual un esquema tipo PT le daría al Agente toda la renta por reducir las pérdidas sin realizar ningún esfuerzo en términos monetarios.

Por lo anterior, se plantea un modelo de incentivos que logre la reducción de pérdidas a niveles eficientes, que los beneficios sean distribuidos entre el Agente y el Principal, y que el Agente revele su verdadera eficiencia en reducción de pérdidas (parámetro de eficiencia). Para esto se utiliza el modelo de Laffont y Tirole (1993), que está especificado de la siguiente manera:

Se considera la existencia de un proyecto indivisible que tiene un valor  $S$  para los consumidores, y que un solo Agente puede realizar el proyecto. La función de costos de la actividad es:

$$C = \beta - e \quad (5)$$

Donde  $\beta$  es un parámetro de eficiencia y  $e$  es el esfuerzo. Por simplicidad se supone que el esfuerzo es positivo sobre el rango de esfuerzos relevante.

Si la empresa realiza un nivel de esfuerzo  $e$  reduce el costo (monetario) del proyecto en  $e$ , incurriendo en una desutilidad (en unidades monetarias)  $\psi(e)$  que se incrementa con el esfuerzo, es decir,  $\psi' > 0$  para  $e > 0$ . Con una tasa de incremento  $\psi'' > 0$  y  $\psi(0) = 0$  donde  $\lim_{e \rightarrow \beta} \psi(e) = +\infty$ .

El supuesto del modelo base es que el costo  $C$  es observable por el Principal y es reembolsado al Agente. Para aceptar el trabajo ofrecido por el Principal, el Agente debe ser compensado por una transferencia neta monetaria  $t$  adicional al costo. Esta transferencia menos el costo del esfuerzo representa la utilidad del Agente, como se ve en la siguiente ecuación:

$$U = t - \psi(e) \quad (6)$$

En el contrato, el Agente debe obtener por lo menos tanta utilidad como si realizara el mismo esfuerzo en otra actividad, a lo que se le denomina utilidad de reserva. Se normaliza la utilidad de reserva en 0, por lo tanto la restricción de racionalidad individual de la empresa es:

$$t - \psi(e) \geq 0 \quad (7)$$

La variable  $\lambda$  denota el precio sombra de los fondos públicos, el cual valora el costo que le representa a la sociedad transferir fondos a los agentes. Para  $\lambda > 0$  la contribución de 1 peso al Estado genera en los contribuyentes una desutilidad en pesos de  $(1 + \lambda)$ .

El excedente neto de los consumidores es:

$$S - (1 + \lambda)(t + \beta - e) \quad (8)$$

Para un regulador utilitario el beneficio total *ex-post* es la suma del excedente neto del consumidor y la utilidad del Agente, por lo cual, sumando (8) y (6) se obtiene:

$$S(1 + \lambda)(t + \beta - e) + t - \psi(e) = S - (1 + \lambda)[(\beta - e)\psi(e)] - \lambda U \quad (9)$$

De lo anterior se puede observar que el beneficio social corresponde a la diferencia entre el excedente del consumidor relacionado con el proyecto y 1) el costo total del proyecto  $C + \psi(e)$  como es percibido por los contribuyentes más, 2) la renta del Agente sobre su utilidad de reserva multiplicada por el costo de los fondos públicos. En esta función de beneficio social el Principal no está interesado en dejar la renta al Agente.

### 2.1.1. SOLUCIÓN CON INFORMACIÓN COMPLETA

Si se asume que el Principal es un líder de Stackelberg y ofrece al Agente un contrato del tipo “tómelo o déjelo” bajo información completa, es decir conociendo  $\beta$  y  $e$ , el regulador puede resolver el siguiente problema:

$$\max_{(U, e)} \{S - (1 + \lambda) [(\beta - e) + \psi(e)] - \lambda U\} \tag{10}$$

$$\text{Sujeto a: } U \geq 0 \tag{11}$$

La solución de este problema es:

$$\psi'(e) = 1 \text{ ó } e \equiv e^* \tag{12}$$

La desutilidad marginal del esfuerzo  $\psi'(e)$  debe ser igual al ahorro del costo marginal que es 1.

$$U = 0 \text{ ó } t = \psi(e^*) \tag{13}$$

Existen muchos posibles contratos entre el Principal y el Agente que alcanzan la producción óptima regulatoria definida por las dos ecuaciones anteriores.

### 2.1.2. SOLUCIÓN CON INFORMACIÓN INCOMPLETA

Si se asume que el Principal puede observar el costo pero no conoce el parámetro de eficiencia  $\beta$  y no puede monitorear el nivel de esfuerzo, se puede utilizar el modelo básico de dos tipos planteado por Laffont y Tirole (1993), el cual se describe a continuación.

En este caso el Principal conoce que el parámetro de eficiencia  $\beta$  del Agente puede ser de alguno de los dos siguientes tipos: 1)  $\{\beta_i, \beta_j\}$ , en donde  $\beta_j > \beta_i$  y 2)  $\Delta\beta = \beta_j - \beta_i$ , de lo cual se deriva que el tipo  $i$  es más eficiente que el tipo  $j$ .

El regulador observa el costo  $C$  en que incurre el Agente y debe hacerle una transferencia  $t$ , por lo tanto, con la información conocida elabora un contrato para cada tipo de la siguiente manera: 1)  $\{t_i, C_i\}$  para el tipo  $\beta_i$ , y 2)  $\{t_j, C_j\}$  para el tipo  $\beta_j$ .

La utilidad del Agente cuando seleccione la pareja transferencia-costos, según sea su caso, será  $U \equiv t - \psi(\beta - C)$ , por consiguiente,  $U_i \equiv t_i - \psi(\beta_i - C_i)$  y  $U_j \equiv t_j - \psi(\beta_j - C_j)$ .

Adicionalmente, se incluye la restricción de Compatibilidad de Incentivos (CI), la cual busca que el Agente prefiera el contrato que se ajusta a sus características o tipo, tal como se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$t_i - \psi(\beta_i - C_i) \geq t_j - \psi(\beta_i - C_j) \quad (14)$$

$$t_j - \psi(\beta_j - C_j) \geq t_i - \psi(\beta_j - C_i) \quad (15)$$

De estas ecuaciones se deriva que  $C_i > C_j$  y que  $C$  no es decreciente en  $\beta$ .

Otra restricción necesaria en el modelo es la de Racionalidad Individual (RI), mediante la cual se busca que la utilidad que el agente recibirá por el proyecto sea igual o superior a la que obtendría por no hacerlo o por realizar otra actividad. En el modelo se expresa mediante las siguientes ecuaciones:

$$U_i \geq 0 \quad (16)$$

$$U_j \geq 0 \quad (17)$$

El bienestar social que representa el bienestar neto entre el Agente y el Principal se expresa como:

$$W(\beta) = S - (1 + \lambda) [C(\beta) + \psi\{\beta - C(\beta)\}] - \lambda U(\beta) \quad (18)$$

Debido a que el Principal no conoce el tipo de  $\beta$  al que pertenece el Agente, asigna una probabilidad  $v$  a que pertenezca al tipo  $\beta_i$  y de  $(1 - v)$  a que pertenezca al tipo  $\beta_j$ .

Con base en lo anterior, el problema de optimización del Principal es:

$$\max_{(C_i, C_j, U_i, U_j)} = v [S - (1 + \lambda)(C_i + \psi(\beta_i - C_i)) - \lambda U_i] + (1 - v) [S - (1 + \lambda)(C_j + \psi(\beta_j - C_j)) - \lambda U_j] \quad (19)$$

Sujeto a: RI y CI.

Desde que la utilidad del Agente represente un costo para el Principal las restricciones RI y CI llevarán al óptimo. Si se sustituyen  $U_j = 0$  y  $U_i = \phi(\beta_j - C_j)$ , donde  $\phi = \psi(e) - \psi(e - \Delta\beta)$ , se tendría la siguiente solución al problema determinístico:

$$\psi'(\beta_i - C_i) = 1 \text{ ó } e_i = e^* \quad (20)$$

$$\psi'(\beta_j - C_j) = 1 - \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{v}{1 - v} \phi' \quad (21)$$

Por tanto se obtiene que  $r_j < e^{**}$ .



En este modelo el Principal supone que el Agente puede ser de dos tipos:  $\{\beta_1, \beta_2\}$ , con una probabilidad  $\nu$  y  $(1 - \nu)$  respectivamente, de tal manera que la suma de las probabilidades es igual a 1. En el caso en el que se consideren más de dos Agentes, se puede asignar una probabilidad  $\nu_i$  a cada tipo de Agente, de tal manera que la suma de las probabilidades asignadas sea igual a 1, es decir:

$$\sum_{i=1}^n \nu_i = 1,$$

donde:

$n$  corresponde a los tipos de Agentes considerados por el Principal en la definición del contrato.

## 2.2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Como se señaló anteriormente, el problema de implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica propuesto en este artículo se desarrollará a partir de la aplicación del modelo de Laffont y Tirole (1993), con información incompleta respecto al tipo de Agente al cual corresponde cada empresa y considerando más de dos posibilidades o tipos de Agentes. A continuación se presenta la forma en la cual se especificó el modelo.

El Principal es el regulador de la actividad, quien define los términos del contrato<sup>20</sup> y realiza el seguimiento y control del cumplimiento del contrato por parte de las empresas<sup>21</sup>.

El Agente está representado por las empresas que son OR y comercializadores a la vez. Aunque estas actividades por ley se encuentran separadas, normalmente este tipo de empresas desarrolla sus planes de reducción de pérdidas de manera integrada, y los resultados son evaluados desde el punto de vista de la empresa y no de la actividad.

El regulador debe definir un contrato independiente con cada Agente, ya que cada mercado puede presentar diferencias en cuanto al esfuerzo y la duración del plan. El contrato busca que el Agente revele al Principal la información sobre su eficiencia en la reducción de pérdidas (parámetro de eficiencia).

El excedente del consumidor corresponde al valor monetario de las pérdidas de energía eléctrica de cada mercado al inicio del contrato.

20 En la práctica el contrato debería corresponder a una Resolución particular de la CREG, en la cual se aplican los criterios de una Resolución General de Pérdidas.

21 En la práctica el seguimiento y el control pueden ser desarrollados por entidades diferentes al regulador.

El Principal no conoce el nivel eficiente de pérdidas de cada mercado ni el esfuerzo realizado por los Agentes, y tampoco conoce exactamente el nivel inicial de pérdidas de cada mercado.

Se considera que el nivel eficiente de pérdidas es aquel en el cual el costo marginal de reducción de pérdidas es igual al beneficio económico obtenido por la disminución de las pérdidas. Se utilizan las pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas a cada empresa<sup>22</sup>.

El Principal puede hacer una estimación del costo del plan de pérdidas (costo del esfuerzo) con base en la información de las empresas que han realizado planes de reducción de pérdidas previamente.

Como resultado de la optimización se obtiene para cada Agente una función que indica la transferencia necesaria dado el nivel inicial de pérdidas declarado por el Agente, y la reducción de pérdidas alcanzada y observada.

El esquema de reconocimiento de pérdidas consta de dos partes: 1) en la primera se obtiene la función de transferencia  $t$  para la empresa  $i$  dependiendo de los supuestos del Principal sobre el parámetro de eficiencia del Agente y la información entregada por éste al Principal; esta función se obtiene mediante la maximización del bienestar social, y 2) la segunda parte del esquema está asociada con la forma en que se determina el pago para el Agente en función de su nivel de eficiencia y esfuerzo por reducir pérdidas.

### 2.2.1. FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA DEL CONTRATO

Para determinar la pareja transferencia-costo que maximiza el bienestar social, se debe resolver el siguiente problema:

$$\max_{W_{(U_i, esf_i)}} = \sum_{i=1}^n v_i \left[ S - (1 + \lambda) [(\beta_i - esf_i) + Cprog(esf_i)] - \lambda U_i \right] \quad (22)$$

$$\text{con} \quad \sum_{i=1}^n v_i = 1 \quad (23)$$

$$\text{sujeto a:} \quad U_i \geq 0 \quad (24)$$

$$TR_i - Cprog(\beta_i - C_i) \geq TR_j - Cprog(\beta_j - C_j) \quad \text{con } j \neq i \quad (25)$$

22 Las pérdidas son estimadas de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 097 de 2008.

donde:

- $v_i$ : probabilidad de que el tipo de eficiencia del Agente corresponda a un parámetro de eficiencia  $\beta_i$ . Se utiliza una distribución uniforme en el rango  $(\beta^+, \beta^-)$ .
- $S$ : excedente del consumidor. Es el costo por unidad de energía asociado con el nivel de pérdidas del agente al inicio del contrato. El costo unitario de reducción de pérdidas más la utilidad dada al Agente por el esfuerzo realizado es menor que el nivel inicial de pérdidas.
- $\lambda$ : precio sombra de los fondos públicos. Se toma un valor del 12% anual<sup>23</sup>.
- $\beta_i$ : parámetro de eficiencia del Agente. Se obtiene como el cociente entre el nivel de eficiencia inicial de la empresa y el nivel final de eficiencia de la empresa<sup>24</sup>.
- $esf_i$ : nivel de esfuerzo realizado por la empresa para reducir pérdidas de energía. Representa la reducción monetaria que se logra en el costo  $C$  después de realizar el esfuerzo.
- $Cprog(esf_i)$ : costo del programa de reducción de pérdidas para un nivel de esfuerzo  $i$ .
- $U_i$ : utilidad del Agente por realizar el plan de reducción de pérdidas.
- $n$ : tipos de Agentes considerados por el Principal.
- $TR$ : transferencia para el Agente.

Con el fin de precisar el costo del programa de reducción de pérdidas (costo del esfuerzo) se emplea la forma funcional utilizada por Rogerson (2003)<sup>25</sup>:

$$\psi(esf) = \frac{esf^a}{4k} \tag{26}$$

Para establecer los coeficientes  $a$  y  $k$ , aplicables al problema de reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia, se realizaron regresiones con datos tipo panel utilizando información de 17 empresas de distribución de energía en el país durante el periodo 2003-2007, en el cual algunas de las empresas desarrollaron planes de reducción de pérdidas. Como resultado se obtuvo: 1) un coeficiente  $a$  de 1,99, y 2) un coeficiente  $k$  de 63 para aquellas empresas que han desarrollado planes de

23 Corresponde a la Tasa Social de Descuento (TSD) para Colombia que publica el Departamento Nacional de Planeación (DNP). Véase [www.dnp.gov.co](http://www.dnp.gov.co)

24 Los niveles de eficiencia se estiman a partir del nivel de pérdidas reconocido según la Resolución CREG 097 de 2008.

25 En la literatura existente comúnmente se utiliza una función cuadrática ( $a$  igual a 2) y un valor de  $k$  dentro del rango  $(0, \infty)$ . En Rogerson (2003)  $a = 2$  y  $k$  se encuentra dentro del rango  $(0, \infty)$ .

reducción de pérdidas y de 194 para las que no lo han hecho. El modelo y los resultados de las regresiones se presentan en el Anexo N° 1.

### 2.2.2. ESQUEMA DE REMUNERACIÓN DE LAS PÉRDIDAS

El contrato ofrecido por el Principal define un pago compuesto por un componente fijo y otro variable. El componente fijo está asociado con la eficiencia inicial declarada por la empresa y el componente variable considera el esfuerzo realizado por el Agente en la reducción de pérdidas; el pago total se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Pago}_t = \text{Cref}_t (F_t + TR_t) \quad (27)$$

donde:

*Pago<sub>t</sub>*: pago total dado a la empresa en el periodo *t*. Incluye: el costo por pérdidas reconocidas, el costo del plan de reducción de pérdidas y la utilidad del Agente (\$/kWh).

*Cref<sub>t</sub>*: costo de referencia para el reconocimiento de las pérdidas (\$/kWh).

*F<sub>t</sub>*: nivel de eficiencia alcanzada en el periodo *t*, en porcentaje. Se obtiene como el cociente entre el porcentaje de pérdidas eficiente<sup>26</sup> y el porcentaje de pérdidas de la empresa en el periodo *t*.

*TR<sub>t</sub>*: transferencia por el esfuerzo, en porcentaje. Valor obtenido a partir de la función de transferencia resultante de la optimización de (22) y el factor de eficiencia observado en el periodo *t* respecto al periodo inicial. Incluye el costo del plan de reducción de pérdidas reconocido y la utilidad de la empresa por reducir las pérdidas.

El costo de referencia *Cref<sub>t</sub>* se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Cref}_t = C_t * \frac{F_o}{F_t} \quad (28)$$

El costo monetario asociado con las pérdidas de energía, en \$/kWh, se obtiene de la siguiente manera:

$$C_t = \frac{P_t * CPS_t}{E_o} \quad (29)$$

26 Pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas reconocidas estimadas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.

donde:

$F_0$ : nivel de eficiencia en el periodo inicial. Se obtiene como el cociente entre el porcentaje de pérdidas eficiente y el porcentaje de pérdidas de la empresa en el periodo inicial.

$P_t$ : pérdidas de energía en kWh en el periodo  $t$ .

$CPS_t$ : costo de prestación del servicio para el periodo  $t$  (\$/kWh). Corresponde al costo unitario variable definido en la Resolución CREG 119 de 2007, sin incluir la componente  $P$ .

$E_0$ : energía de entrada al sistema, en kWh, al inicio del contrato<sup>27</sup>.

Al inicio del contrato el Agente debe declarar al Principal el nivel inicial de pérdidas, el costo de prestación del servicio aplicado en su mercado y las metas de reducción de pérdidas. Con base en esta información y la función de costo del esfuerzo estimada, el Principal determina la función de transferencia en función del trabajo. Con esta función se determina el pago variable en el contrato.

Al finalizar el periodo  $t$  el Principal observa el nivel de pérdidas obtenido y calcula el pago con base en (27). Por lo tanto, el costo reembolsado al Agente está dado por:

$$RC_t = \text{Pago}_t - C_t \tag{30}$$

En función del nivel inicial de pérdidas y del esfuerzo del Agente en la reducción de ésta se tiene un reembolso de costos positivo, negativo o igual a cero.

### 3. APLICACIÓN DEL MODELO DE INCENTIVOS

A continuación se desarrolla un ejemplo teórico de la aplicación de este modelo de incentivos en la ejecución de un plan de reducción de pérdidas para una empresa eficiente si declara su verdadero tipo (eficiente), o si se declara de otro tipo (ineficiente). Este ejercicio considera que el Principal no tiene conocimiento sobre el parámetro de eficiencia del Agente y por lo tanto considera una probabilidad uniforme para los posibles  $\beta$ .

#### 3.1. APLICACIÓN PARA UNA EMPRESA EFICIENTE

Se supone una empresa con un nivel inicial de pérdidas bajo y una probabilidad alta de reducir pérdidas al nivel eficiente, el costo de prestación del servicio en el mercado de la empresa es de 190 \$/kWh, la empresa tiene unas pérdidas de energía del 11% al

27 Para los análisis presentados en este artículo se supone que no hay crecimiento de demanda.

inicio del contrato y puede llegar a un nivel de pérdidas del 9% al final del periodo  $t$  (esta información no es conocida por el Principal al inicio del contrato).

Se consideran cuatro casos en los cuales el Agente se declara o no de su tipo y realiza o no el esfuerzo eficiente:

*Caso N° 1.* El Agente declara su nivel de pérdidas inicial real y realiza el esfuerzo para llegar a un nivel de pérdidas del 9%. Con base en el nivel inicial declarado por el Agente, el Principal determina la función de transferencia que hará parte del contrato. Al final del periodo el Principal observa unas pérdidas del 9% y estima un pago para el Agente de 16,53 \$/kWh, de los cuales 12,44 \$/kWh corresponden al componente fijo (pérdidas reconocidas) y 4,09 corresponde a la transferencia dada por el esfuerzo realizado.

*Caso N° 2.* El Agente declara un nivel de pérdidas del 12%, es decir, se declara de un tipo ineficiente y realiza un esfuerzo para llegar a pérdidas del 9%.

*Caso N° 3.* El Agente declara su nivel inicial de pérdidas del 11%, pero realiza un esfuerzo para llegar a un nivel de pérdidas del 10%.

*Caso N° 4.* El Agente no declara su nivel de pérdidas (declara pérdidas del 12%) y realiza un esfuerzo para llegar a pérdidas del 10% al final del periodo.

En la Tabla N° 5 se comparan los pagos y los costos no reembolsados para los cuatro casos.

**TABLA N° 5**

**Comparación del pago en función de la información declarada por el Agente y el esfuerzo realizado**

Concepto	Caso N° 1	Caso N° 2	Caso N° 3	Caso N° 4
Costo no reembolsado	0,57	1,38	1,51	2,12
Costo total - $c_t$	17,10	17,10	19,00	19,00
Pago total - $pago_t$	16,53	15,72	17,49	16,88
Pago fijo por eficiencia	12,44	11,40	13,82	12,67
Pago variable por esfuerzo	4,09	4,32	3,68	4,21

Fuente: elaboración propia con base en cálculos de los autores.

Se observa que en el Caso N° 1 (cuando el Agente declara su nivel de pérdidas real y realiza el esfuerzo eficiente) el valor del costo no reembolsado es el menor, aunque el pago no sea el máximo, lo que significa que el Agente tiene el incentivo para declarar su verdadero parámetro de eficiencia y realizar el esfuerzo.

### 3.2. VALORACIÓN DE LA ASIMETRÍA DE INFORMACIÓN SEGÚN EL TIPO DE AGENTE

En el ejercicio anterior se estimó la función de transferencia a partir de una distribución uniforme del parámetro de tecnología  $\beta$  en el intervalo  $(\beta^+, \beta^-)$ , ya que el Principal no dispone de esta información al inicio del contrato. Si el Principal supiera que la empresa puede llegar a un nivel de pérdidas cercano al 9% definiría una función de transferencia diferente y el pago dado al Agente por el esfuerzo sería menor. Para simular esta situación se asigna una probabilidad del 80% a que el Agente obtenga un nivel de pérdidas del 9%, y un 20% a que sea de otros tipos de eficiencia<sup>28</sup>, los resultados se presentan en la Tabla N° 6.

**TABLA N° 6**

#### Comparación del pago en función del conocimiento del Principal sobre el parámetro de eficiencia del Agente

Concepto	Caso N° 1	Caso N° 1.1
Costo no reembolsado	0,57	0,65
Costo total - $c_i$	17,10	17,10
Pago total - $pago_i$	16,53	16,45
Pago fijo por eficiencia	12,44	12,44
Pago variable por esfuerzo	4,09	4,01

Fuente: elaboración propia con base en cálculos de los autores.

Se observa que el pago variable de 4,01 es menor que el estimado con una distribución de probabilidad uniforme, es decir, que la renta por información asociada con el parámetro de eficiencia que obtiene el Agente es de 0,08 \$/kWh (2% del costo variable), lo cual muestra el efecto de las asimetrías de información sobre el pago obtenido por el Agente en desarrollo del contrato.

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para la implementación de la política definida en el Decreto MME 387 de 2007 se encuentran importantes asimetrías de información respecto a los costos asociados con la reducción de pérdidas y el seguimiento de las actividades realizadas por las empresas para lograr este objetivo. Por lo anterior, los esquemas tradicionalmente

28 Este escenario se denomina Caso N° 1.1 y utiliza los mismos supuestos del Caso N° 1, salvo la función de probabilidad asociada con el parámetro de eficiencia.

utilizados en la regulación de la actividad de distribución en Colombia, precio máximo e ingreso regulado, no son apropiados para este tipo de problema.

Los programas de reducción de pérdidas dependen de las condiciones particulares de cada mercado de comercialización, tales como dispersión de la demanda, nivel inicial de pérdidas, infraestructura en redes, tipo de usuarios, condiciones socio-económicas, entre otras. Por lo tanto, un esquema basado en la TC permite que el regulador defina un “contrato particular” con cada empresa, de tal manera que este se ajuste a las condiciones propias de cada mercado y a los objetivos regulatorios para cada caso.

En los últimos años se ha utilizado la TC en el desarrollo de esquemas regulatorios en actividades relacionadas con la prestación de servicios públicos. En este estudio se muestra que el problema de reducción de pérdidas de energía eléctrica puede ser analizado y resuelto mediante la aplicación del modelo de Laffont y Tirole (1993), el cual permite definir un esquema que incentiva a las empresas a alcanzar un nivel eficiente de pérdidas, y al regulador reducir las rentas derivadas de las asimetrías de información existentes.

El modelo del costo de reducción de pérdidas obtenido mediante las regresiones, es consistente con los modelos teóricos utilizados por otros autores, mostrando un comportamiento creciente de orden 2. No obstante, se recomienda desarrollar nuevos análisis que consideren mayor cantidad de información, en la medida en que ésta se encuentre disponible, y técnicas de estimación no lineal teniendo en cuenta la naturaleza de esta actividad.

De las simulaciones realizadas se observa que el esquema propuesto proporciona incentivos para que las empresas declaren su nivel real inicial de pérdidas y realicen el esfuerzo eficiente tal que les permita alcanzar el mayor nivel de utilidad. En la medida que se reduzcan las pérdidas a niveles eficientes se genera un mayor beneficio social.

El seguimiento y control de los planes de reducción de pérdidas requiere un gran esfuerzo por parte del regulador, por lo cual se recomienda monitorear el resultado del esfuerzo (nivel de pérdidas) y no el esfuerzo realizado (plan de reducción de pérdidas).

Para la implementación de un esquema de incentivos de este tipo se debe definir un procedimiento de evaluación permanente del nivel de pérdidas de cada mercado, definir procedimientos de medición confiables y desarrollar o mejorar los sistemas de información existentes.



**BIBLIOGRAFÍA**

- Bolton, P. & Dewatripont, M. (2005). *Contract Theory*. Cambridge, Mass: The MIT Press.
- Grupo de Reguladores de Energía y Gas de Europa. (2009). *Treatment of losses by network operators* (EREGG Position Conclusions Paper). Bruselas: Autor.
- Gujarati, D. (2006). *Basic econometrics* (4<sup>th</sup> ed.). New York: McGraw-Hill.
- Hawdon, D., Hunt, L. C., Levine, P. & Rickman, N. (2007). Optimal sliding scale regulation: An application to regional electricity distribution in England and Wales. *Oxford Economic Papers*, 59 (3), 458-485.
- Joskow, P. L. (2006). *Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology.
- Laffont, J. -J. & Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge: The MIT Press.
- Laffont, J. -J. & Tirole, J. (1986). Using cost observations regulate firms. *The Journal of Political Economy*, 94, 614-641.
- Macho-Stadler, I. & Pérez-Castrillo, D. (2005). *An introduction to the economics of information*. Oxford: Oxford University Press.
- Martimort, D. & Sand-Zantman, W. (2006). Signaling and the design of delegates management contracts for public utilities. *The Rand Journal of Economics*, 37 (4), 763-782.
- Maskin, E. & Riley, J. (1984). Monopoly with incomplete information. *The Rand Journal of Economics*, 15 (2), 171-196.
- Mayorga, M. & Muñoz, E. (2000). *La técnica de datos panel una guía para su uso e interpretación* (Documento de trabajo). San José: Banco Central de Costa Rica, División Económica.
- Pombo, C. (2002). *Regulación de monopolios naturales con información asimétrica: una introducción* (Serie Borradores de Investigación, 23). Bogotá: Universidad del Rosario.
- Rogerson, W. P. (2003). Simple menu of contracts in cost-basis procurement and regulation. *The American Economic Review*, 93, 919-926.
- Salanie, B. (1997). *The economics of contracts*. Cambridge: The MIT Press.
- Spulber, D. (1989). *Regulation and markets*. Cambridge: The MIT Press.
- Universidad Escuela de Administración y Finanzas Instituto Tecnológico (2007). *Desarrollo de metodologías para la remuneración de los costos eficientes de AOM en empresas de distribución y transmisión eléctrica* (Estudio para la Comisión de Regulación de Energía y Gas). Medellín: Autor.
- Walras, L. (1898/1987). *Estudios de política económica aplicada (teoría de la producción de la riqueza social)*. En J. Segura (Ed. y Trad.), *La obra de León Walras al cabo de un siglo*. Madrid: Alianza.

## ANEXO N° 1

## RESUMEN DE LA REGRESIÓN DE DATOS PANEL

Para la estimación de la función del costo del esfuerzo asociado con la reducción de pérdidas  $\psi(esf)$  se utiliza una regresión con datos panel, tal como se describe a continuación.

El objetivo del modelo es determinar el costo del esfuerzo asociado con la reducción de pérdidas  $\psi(esf)$  a partir de la información de costos enfrentados y niveles de pérdidas alcanzados por las empresas que han desarrollado programas de este tipo en los últimos años.

De las empresas existentes se utiliza información de 17<sup>1</sup>, las cuales representan más del 95% de la demanda, por lo que se considera una muestra representativa. De las empresas consideradas se cuenta con información de costos y niveles de reducción de pérdidas para 10 empresas; las demás empresas no han implementado este tipo de planes, no tienen contabilidad de los costos enfrentados en la reducción de pérdidas o reportan datos de uno o dos años.

Se utiliza un análisis de datos panel para contar con la mayor cantidad de datos disponible y tener más variabilidad y menos colinealidad entre las variables. Para algunas empresas de la muestra se cuenta con información de más de cinco periodos, sin embargo para que el modelo sea balanceado se utilizan solamente datos de cinco años.

Se realizaron regresiones utilizando otras variables posiblemente explicativas de los costos de reducción de pérdidas, sin embargo éstas no resultaron significativas<sup>2</sup>.

El modelo propuesto se describe a continuación:

$$\ln \psi(esf) = \ln \alpha_0 + \alpha_1 \ln esf + \alpha_2 Dplan$$

donde:

$esf$ : representa el nivel de pérdidas relativo de la empresa respecto a la empresa con menores pérdidas.

$\psi(esf)$ : corresponde al costo acumulado de reducción de pérdidas.

$Dplan$ : variable *dummy*. Si las empresas han realizado planes de reducción de pérdidas entonces  $Dplan = 1$ , si las empresas no han realizado planes se tiene que  $Dplan = 0$ .

1 Se incluyen las empresas que cumplen con la condición determinada para los Agentes del modelo, es decir, que sean OR y comercializadores a la vez.

2 Otras variables utilizadas fueron: 1) cantidad de usuarios de estratos bajos en el total de usuarios de cada mercado; 2) el tipo de empresa (pública o privada), representada con una variable *dummy*, y 3) la dispersión geográfica de las redes, medida como el porcentaje de usuarios rurales de cada mercado.

ANEXO N° 2

RESULTADOS DE LA REGRESIÓN

Para el modelo seleccionado se realizaron regresiones con efectos fijos y efectos aleatorios, las cuales se presentan a continuación:

TABLA N° 1

Resultados de la regresión con efectos fijos

```

tsset or anio, yearly
panel variable: or, 1 to 17
time variable: anio, 2003 to 2007

. xtreg lncsf dplan lnesf, fe
Fixed-effects (within) regression
Group variable (i): or
R-sq:  within = 0.2486
       between = 0.6123
       overall = 0.5436
corr(u_i, xb) = 0.1281
Number of obs   =      85
Number of groups =      17
obs per group: min =       5
               avg  =      5.0
               max  =       5
F(1,67)        =      22.16
Prob > F       =      0.0000
-----+-----
      lncsf |          Coef.   Std. Err.      t    P>|t|     [95% Conf. Interval]
-----+-----
      dplan | (dropped)
      lnesf |   2.07252       .440229     4.71  0.000    1.193819   2.951221
      _cons |  -6.382461    1.555994    -4.10  0.000   -9.488237  -3.276684
-----+-----
      sigma_u |   .81438475
      sigma_e |   .58900606
      rho    |   .65655803   (fraction of variance due to u_i)
-----+-----
F test that all u_i=0:   F(16, 67) =      4.77      Prob > F = 0.0000
    
```

Fuente: elaboración propia con base en cálculos de los autores.

Con la regresión de efectos fijos se observa que la variable *ln esf* es significativa, y que el coeficiente de correlación global  $R^2$  es de 0,54.

TABLA N° 2

## Resultados de la regresión con efectos aleatorios

```

. xtreg lncsf dplan lnesf, re
Random-effects GLS regression           Number of obs   =    85
Group variable (i): or                 Number of groups =    17

R-sq:  within = 0.2486                  obs per group:  min =     5
      between = 0.8030                  avg =           5.0
      overall = 0.6991                  max =           5

Random effects  u_i ~ Gaussian          wald chi2(2)    =   80.16
corr(u_i, X)    = 0 (assumed)          Prob > chi2     =   0.0000

```

	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
dplan	1.133618	.3042261	3.73	0.000	.5373462	1.729891
lnesf	1.999616	.2802061	7.14	0.000	1.450422	2.54881
_cons	-6.658464	.979838	-6.80	0.000	-8.578911	-4.738017
sigma_u	.55540079					
sigma_e	.58900606					
rho	.4706605	(fraction of variance due to u_i)				

Fuente: elaboración propia con base en cálculos de los autores.

Con la regresión de efectos aleatorios se observa que las variables *lnesf* y *plan* son significativas y se obtiene un coeficiente de correlación global  $R^2$ , que es de 0,699.

Se realizó la prueba de Hausman para determinar el tipo de regresión a utilizar, de efectos fijos o de efectos variables, los resultados se presentan en la Tabla N° 3.

TABLA N° 3

## Resultados prueba de Hausman

```

. hausman fijos aleatorios

      ---- Coefficients ----
      |      (b)      (B)      (b-B)      sqrt(diag(v_b-v_B))
      |      fijos   aleatorios   Difference      S.E.
-----+-----
lnesf |      2.07252   1.999616   .0729044   .3395382

```

b = consistent under Ho and Ha; obtained from xtreg  
B = inconsistent under Ha, efficient under Ho; obtained from xtreg

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

chi2(1) = (b-B)' [(v\_b-v\_B)^(-1)] (b-B)  
= 0.05  
Prob>chi2 = 0.8300

Fuente: elaboración propia con base en cálculos de los autores.

El Test de Hausman prueba, que la hipótesis nula de que los coeficientes determinados por el estimador eficiente de efectos aleatorios, son los mismos que los obtenidos por el estimador consistente de efectos fijos. Como el valor  $Prob > Chi2$  es bajo, mayor que 0,05, se acepta la hipótesis nula por consiguiente se prefieren los resultados de la regresión de efectos aleatorios que la de efectos fijos.

Se observa que la varianza en la regresión de efectos aleatorios, en comparación con la de efectos fijos es menor, y el estadístico  $R^2$  es mayor.

Con los resultados obtenidos se define la siguiente función del costo del esfuerzo para las empresas con  $Dplan$  igual a 1:

$$\psi(esf) = e^{(\beta_0 + \beta_2)} * esf^{\beta_1} \tag{1}$$

Reemplazando los valores de los parámetros  $\beta_i$  en (1) se obtiene la función:

$$\psi(esf) = e^{(-5,52)} * esf^{1,99} \tag{2}$$

Dada la función de esfuerzo expresada en la ecuación (26), se obtiene que  $a$  es igual a 1,99, y  $k$  es igual a 63.

De igual forma, para las empresas que no han desarrollado planes de reducción de pérdidas se obtienen los siguientes resultados:

$Dplan = 0$ ,  $a$  es igual a 1,99 y  $k$  es igual a 194.

