



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**ASESORÍA PARA DEFINIR EL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD DE LA ACTIVIDAD DE
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS EN COLOMBIA**

Informe final

V.1

Bogotá, Mayo de 2011

Consultor: Universidad del Rosario

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

**ASESORÍA PARA DEFINIR EL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD DE LA ACTIVIDAD DE
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS EN
COLOMBIA**

Informe final

V.1

Preparado para:

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Preparado por:

UNIVERSIDAD COLEGIO MAYOR DE NUESTRA SRA DEL ROSARIO

Bogotá, Mayo de 2011

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Control de Distribución

Copias de este documento han sido entregadas a:

Nombre	Dependencia	Empresa	Copias
Dr. Carlos Fernando Erazo	Experto Comisionado	Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG	1 (Dura) 1 (CD)

Las observaciones que resulten de su revisión y aplicación deben ser informadas a Manuel Ramírez Gómez – Director Consultoría.

Control de revisiones

Revisión No.	Aspecto revisado	Fecha
1	Informe final V.1	02/05/2011

Control de responsables

Número de Revisión	Informe final V.1		
Elaboración	Nombre	Equipo de Trabajo	
	Firma		
	Fecha	02/05/2011	
Revisión	Nombre		
	Firma		
	Fecha		
Aprobación	Nombre		
	Firma		
	Fecha		

Equipo de Trabajo: MRG, CQM, LHG, RTR, RRB.

Tabla de Contenido

1.	Introducción.....	10
2.	¿Qué es la productividad?	12
3.	Experiencia internacional.....	16
3.1	Alemania.....	17
3.2	Argentina	18
3.3	Australia	19
3.4	Chile.....	20
3.5	Dinamarca	23
3.6	España	24
3.7	Finlandia y Suecia	27
3.7.1	Suecia	27
3.7.2	Finlandia	29
3.8	Holanda	30
3.9	Reino Unido.....	32
3.10	Noruega.....	35
3.11	Perú	37
3.12	Resumen Experiencia Internacional.....	39
3.13	Lecciones de las experiencias internacionales de regulación a la actividad de comercialización de energía eléctrica.....	46
4.	La productividad en la actividad de comercialización de energía eléctrica.....	49
4.1	Mercado Minorista de Energía Eléctrica	51
4.2	La Productividad en un Mercado Regulado	52
4.2.1	Metodologías de Regulación por Referenciación	52
4.2.2	Metodologías de Regulación por incentivos y el Factor de Productividad	53
4.2.3	Metodología de Regulación por Tasa de Retorno.....	54
4.2.4	Ventajas, desventajas e impactos de incorporar un factor de productividad	54
4.2.5	Período Regulatorio (Control de precios)	56
4.2.6	Período de aplicación del factor de productividad	60
4.2.7	Recomendación del periodo de aplicación y actualización del factor de productividad.....	62
4.2.8	Aplicación del Factor de productividad por área o empresas.....	62
4.2.9	Factor de productividad y actualización de precios.....	62

5.	La evolución de la productividad en Colombia. Análisis de estudios previos aplicados a toda la economía.....	63
5.1	Metodología Actual.....	63
5.2	Estudios preliminares para calcular el factor de productividad de comercialización de energía eléctrica en Colombia.....	64
5.3	Índices de Gestión de la Actividad	66
5.4	Información	66
5.5	Otros ingresos	67
5.6	Zonas Especiales.....	67
5.7	Potenciales para desarrollar un Mercado Minorista	68
5.7.1	Lectura y Medición.....	68
5.7.2	Transmisión de datos e información.....	70
5.7.3	Una evolución de corto plazo.....	71
6.	Recomendaciones metodológicas preliminares	74
7.	Alternativas metodológicas para el cálculo de factor de productividad para el marco regulatorio “Price cap”	75
7.1	Marco de referencia básico para el “Price-cap”	75
7.1.1	Extensiones	75
8.	Metodología de estimación de índice de productividad de Malmquist mediante estimación DEA.....	78
9.	Datos	81
9.1.1	Observaciones	82
9.1.2	Variables.....	84
9.1.3	Fuente de datos.....	94
10.	Resultados.....	95
10.1	DEA	95
10.2	Índice de Productividad de Malmquist	97
10.2.1	Descomposición efecto respecto a la frontera	98
10.2.2	Descomposición efecto desplazamiento de la frontera.....	99
10.3	Estimación de productividad por solicitud de comisionados directores de la CREG.....	99
11.	Estimación de función de producción con metodología econométrica y extracción de productividad a través de la metodología Oley – Pakes / Levinsohn - Petrin.....	103
11.1	Resultados de estimación econométrica con incremento en la información.....	103
12.	La productividad en la economía colombiana.....	105
12.1	Interpretación, alcance, limitación y recomendaciones a partir de los resultados	105

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

13. Bibliografía	108
14. Anexo Actualización de los sistemas unificados de información de costos y gastos por actividades para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios. SSPD. Diciembre 2005. 106-113.....	113
15. Anexo Comentarios de la Industria.....	114

Lista de Figuras

Figura.1 Frontera de producción y concepto de eficiencia técnica	13
Figura 2 Frontera de Producción, eficiencia y productividad	14
Figura 3 Incremento en el tiempo de la eficiencia y productividad.....	15
Figura 1 Índice de productividad en el caso de cambio tecnológico	79
Figura 9.1 Dispersión variables insumo	87
Figura 9.2 Barras para variables insumo.....	88
Figura 9.3 Dispersión variables producto	91
Figura 9.4 Dispersión variables producto ambientales / discrecionales.....	92
Figura 9.5 Barras para variables producto	93

Lista de Tablas

Tabla 3.1 Regulación por incentivos en países seleccionados. Metodología, muestra e información.....	40
Tabla 3.2 Regulación por incentivos en países seleccionados. Metodología, Momento, Método de estimación punto de referencia	42
Tabla 3.3 Regulación por incentivos en países Latinoamericanos.....	44
Tabla 3.4 Año de apertura Total del Mercado al detal	47
Tabla 4.1 Períodos regulatorios Internacionales	58
Tabla 5.2 Algunas experiencias de aplicación del factor de productividad en los Estados Unidos	61
Tabla 5.1 Resultados Estudio EAFIT 2001.....	65
Tabla 5.2 Productividad calculada para el sector de comercialización de energía eléctrica	65
Tabla 1 Ejemplo de las 4 mediciones de eficiencia.....	80
Tabla 9.1 Total de empresas comercialización de energía eléctrica.....	82
Tabla 9.2 Empresas usadas en estimación.....	83
Tabla 9.3 Variables insumo / producto.....	94
Tabla 9.4 Fuente datos.....	94
Tabla 10.1 Estimación DEA.....	96
Tabla 10.2 Resultados estimación productividad.....	98
Tabla 10.3 Efecto respecto a la frontera	98
Tabla 10.4 Efecto desplazamiento de la frontera.....	99
Tabla 10.5 Análisis de sensibilidad de las sugerencias comisionados CREG. Exclusion CPC sector oficial y ponderación por usuarios.....	100
Tabla 10.6 Análisis de sensibilidad de las sugerencias comisionados CREG. PQR ciertas y ponderación por usuarios	101
Tabla 10.7 Análisis de sensibilidad de las sugerencias comisionados CREG. PQR ciertas, exclusión de CPC oficales y ponderación por usuarios	102
Tabla 10.8 Estimación siguiendo sugerencias comisionados CREG. Estimación 2006 y 2009 unicamente	103
Tabla 11.1 Función de producción metodología Oley-Pakes.....	104
Tabla 11.2 Función de producción metodología MCO.....	104

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tabla 11.3 Función de producción metodología Oley-Pakes.....	105
Tabla 12.1 Resumen de resultados productividad en términos porcentuales	107

1. Introducción

En cumplimiento de los términos del Contrato entre la Universidad Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario y la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG para la *“Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia”*, a continuación se presenta el informe final del estudio.

Este informe se realizó considerando la retroalimentación lograda en reuniones con la CREG y miembros del grupo de trabajo. Adicionalmente, se atendieron los comentarios y sugerencias hechas por la CREG al Primer Informe contenidos en la comunicación CREG S-2010-003801 y S-2010-004445.

Este documento esta compuesto por las siguientes secciones. Sección 2 presenta conceptos de productividad y eficiencia. Sección 3 contiene la experiencia internacional en el uso de estos factores de productividad, se presenta la experiencia de once países. Se finaliza esta sección con los elementos y lecciones que pueden extraerse de la lectura de las experiencias internacionales y que algunos de los cuales podrían aplicarse a la actividad regulada de la comercialización de energía eléctrica en Colombia.

Sección 4 presenta lo relacionado con la productividad en la actividad de comercialización de energía eléctrica. Básicamente se dispone de dos opciones. La primera es el establecimiento de un mercado minorista y la segunda consiste en regular la actividad. Para esta última opción se desarrollan diferentes tipos de metodologías de remuneración (Benchmarking, Yardstick Competition, tasa de retorno, Price Cap y Revenue Caps). Las metodologías de revenue caps y price cap incorporan un factor de productividad, por lo cual se presentan las ventajas, desventajas e impactos de la incorporación de un factor de ajuste por productividad en la remuneración de dicha actividad. Igualmente se incluye la recomendación del período de aplicación y actualización del factor de productividad, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas teóricas así como la experiencia internacional y nacional. Finalmente se enfatizan los argumentos que hacen coherente la actualización de costos y la aplicación un factor de productividad.

Sección 5 presenta la experiencia en Colombia, en particular la metodología actual de remuneración de la actividad de comercialización para usuario regulado la cual se basa en un Price Cap. Adicionalmente se realiza una revisión de algunos factores que afectan la productividad, como son: índices de gestión de la actividad, pérdidas, otros ingresos. Finalmente se hace un breve análisis de las zonas especiales y los potenciales para desarrollar un mercado minorista en un futuro. En la sección 6 se presentan recomendaciones preliminares a partir de la revisión.

La sección 7 resume alternativas de estimación de productividad para efectos de regulación. En la sección 7 se discuten alternativas de medición de cálculo de factor de productividad. En la sección 8 se hace una descripción de los pasos necesarios para obtener una medida de productividad mediante la metodología DEA. En la sección 9 se presentan los datos usados en la estimación DEA. En sección 10 los resultados de

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

estimación DEA y productividad. Sección 11 resultado de estimación econométrica de función de producción. En la sección 12 una presentación de otros resultados de estimación de productividad de industrias alternativas en Colombia. El Apéndice presenta los resultados detallados de estimación e información relacionada con los datos usados.

2. ¿Qué es la productividad?

Productividad y eficiencia son medidas de desempeño de empresas o unidades transformadoras de insumo en productos. La definición más simple de productividad, y una de las más usadas es el cociente entre el volumen de producto y el volumen de los insumos usados. Cuando existen múltiples insumos y productos es posible agregarlos en una sola medida mediante la utilización de números índice (Malmquist, Fisher, Tornqvist).

$$Productividad = \frac{Producto}{Insumo}$$

En general, la medición de productividad se refiere a la productividad total de los factores, es decir en donde se incluyen todos los factores de producción. Cuando se está midiendo la productividad con un solo insumo la medición es llamada productividad parcial, de la cual la más usada es la productividad laboral (media).

Eficiencia está directamente relacionada con la diferencia o distancia a una frontera de producción máxima bajo cierta tecnología. La medida de eficiencia surge de establecer que tan lejos se está de una frontera de producción. Cuando una entidad económica se encuentra ubicada en tal frontera de producción no existe ineficiencia, sin embargo no necesariamente se encuentra en su punto más alto de productividad. Las unidades económicas maximizan su productividad cuando estando en la frontera de producción, no pueden mejorar su cociente entre lo producido y los insumos usados. Para mayor precisión este concepto de eficiencia es llamado eficiencia técnica. Es de anotar que esta eficiencia es una eficiencia relativa a las mejores prácticas observadas y no una eficiencia absoluta teórica.

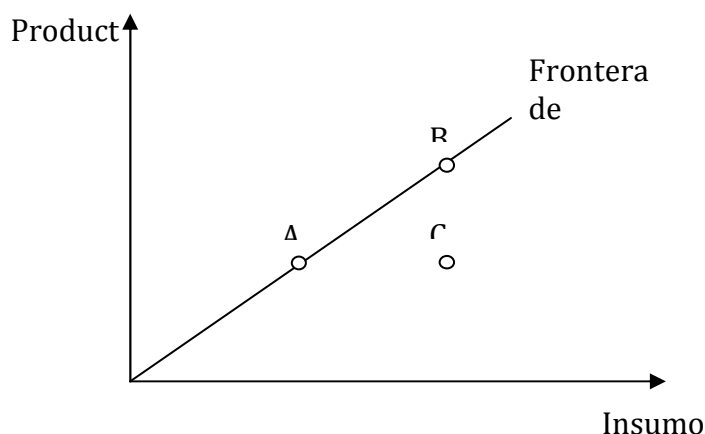


Figura.1 Frontera de producción y concepto de eficiencia técnica

La línea recta que parte desde el origen es definida como la frontera de producción y presenta las combinaciones posibles entre insumo y producto, reflejando el estado actual de la tecnología en esta actividad. Cuando una empresa opera en esta frontera se define como técnicamente eficiente, si se encuentra por debajo de la misma se define como técnicamente ineficiente. De esta manera, en la Figura las empresas A y B son eficientes mientras que la C es ineficiente. Específicamente C es ineficiente porque puede incrementar su producción sin cambiar el uso del insumo; mientras que A y B Se encuentran en su nivel máximo de productividad y eficiencia.

Es posible que dos entidades de producción sean eficientes y aún así una sea más productiva que otra, esto es posible gracias a que la más productiva está explotando sus economías de escala. La Figura 2 presenta una frontera de producción cóncava en la cual C es ineficiente y A y B son unidades eficientes. Sin embargo, A es más eficiente que B. Esto se observa por la línea recta que parte desde el origen y define la combinación producto / insumo.

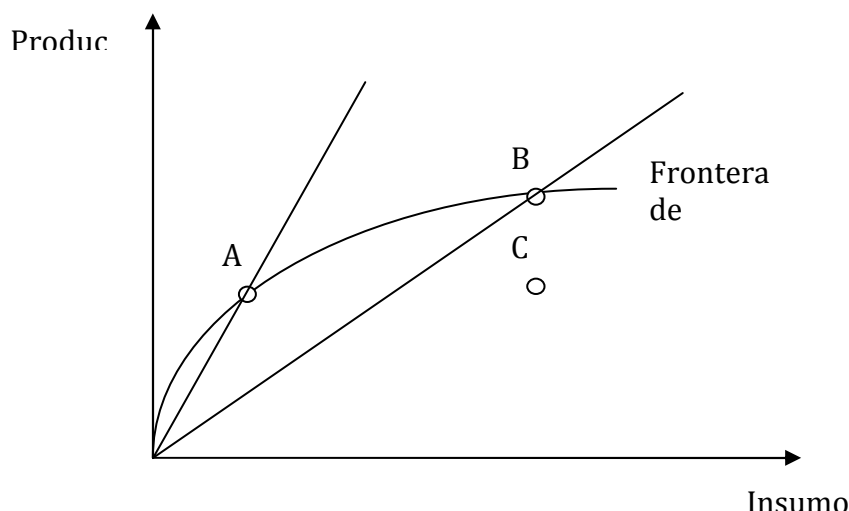


Figura 2 Frontera de Producción, eficiencia y productividad

Adicionalmente, es posible establecer el cambio en el tiempo de la productividad y la eficiencia. Para la productividad este cambio en el tiempo es asociado con cambio tecnológico. En la Figura 2 el desplazamiento de la frontera de producción es el incremento en productividad para las unidades A y B. Mientras que el incremento en la eficiencia (de la unidad ineficiente (C)) es el cambio en el tiempo de la (in)eficiencia.

El cambio tecnológico y el subsecuente incremento en productividad o evolución de la frontera de producción pueden tener varias fuentes. En caso de que sea el resultado de la utilización de una nueva herramienta de capital es llamado cambio tecnológico atado al capital. Si el cambio es resultado de uso de mano de obra más calificada se denomina cambio tecnológico atado a la mano de obra. En caso de ser exógeno a los insumos toma el nombre de cambio tecnológico puro. El incremento en la productividad puede ser resultado de incrementos en la eficiencia, cambio tecnológico o economías de escala, o una combinación de dos o más de ellas.¹

¹ Esta presentación se basa en el capítulo introductorio de (Coelli et al. 2005).

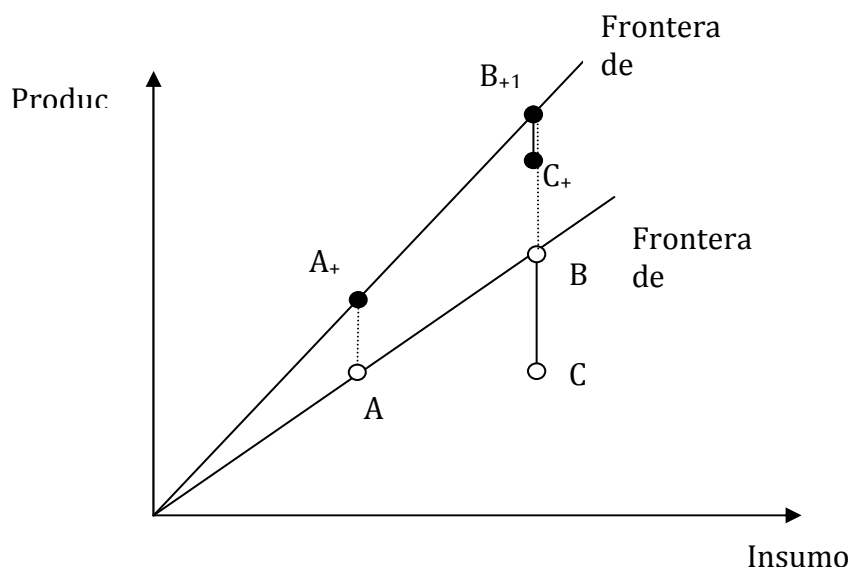


Figura 3 Incremento en el tiempo de la eficiencia y productividad

Existen diferentes metodologías de medida empírica de eficiencia, productividad y su evolución en el tiempo. Tanto (Coelli et al. 2005) como (Del Gatto, Di Liberto, and Petraglia 2010) agrupan las metodologías existentes como aquellas apropiadas para la medición macroeconómica y microeconómica. La estimación de una función de producción mediante mínimos cuadrados ordinarios y la construcción de números índices son más usadas en la estimación con propósitos macroeconómicos. La utilización de Data Envelopment Analysis (DEA) y estimación de frontera estocástica es la más usada para estudios microeconómicos. En las metodologías de corte macroeconómico la estimación no considera la existencia de ineficiencia. Mientras que en las microeconómicas sí. En la sección metodológica de este documento se discute con mayor detalle la metodología propuesta para esta investigación.

3. Experiencia internacional

Los servicios de transmisión, distribución son en general considerados monopolios naturales, la comercialización de energía eléctrica no es estrictamente un monopolio natural, es fácil ver que puede prestarse en condiciones competitivas por un número relativamente grande de empresas; de hecho en Colombia existe un sector no regulado que funciona en condiciones de competencia; sin embargo la regulación actual, si bien permite a cualquier usuario la selección del comercializador, en la práctica ello no es de fácil aplicación ; esto sucede en gran parte por razones tecnológicas asociadas al proceso de medición y facturación. La situación puede cambiar en el futuro cercano, todo indica que la tecnología mencionada se ha simplificado y abaratado y seguirá en esta dirección.

En estas condiciones de *monopolio* la minimización de costos no es un comportamiento consecuente con la actividad y es cuando los esquemas de regulación que usan remuneración por desempeño aparecen como una opción.

La regulación mediante “*Price Cap*” es una de las opciones usadas internacionalmente. El “*Price Cap*” establece una tasa de crecimiento máxima para los precios regulados igual a la tasa de inflación de un índice de precios menos una medida del incremento en el desempeño de la firma, usualmente llamado factor-X. De esta manera las compañías reguladas pueden incrementar sus ingresos si mejoran su desempeño por encima del factor-X establecido por el regulador.

La experiencia internacional muestra como en Estados Unidos el regulador ha usado como factor-X el incremento en productividad, ajustándose a la propuesta original de (Beesley and Littlechild 1989). Bajo esta aproximación, el factor-X es igual a la tasa de crecimiento de la productividad total de los factores de la industria. En la mayoría de casos de regulación en Europa, la opción ha sido definir como factor-X el cambio en la eficiencia productiva de cada empresa que participa en la actividad. En éste último caso, el regulador puede diferenciar el precio máximo para cada compañía participante a partir del análisis comparativo de desempeño o “benchmarking”.

Un punto final es el referido a los conceptos de regulación ex-ante y ex-post usados en la literatura internacional, en particular en la Unión Europea². Black, Harman y Moselle (2009) expresan que las definiciones de regulación ex-ante y ex-post no son conceptos fácilmente definibles en la medida que existe un amplio espectro de intervenciones. Para el análisis proponen que “En el contexto de la ley de competencia y la regulación económica, la regulación ex-ante se refiere a la intervención por parte de un regulador en el control de precios previo o independientemente de evidencia de abuso de poder de mercado. La regulación ex-post se refiere normalmente a la intervención que sigue a alguna evidencia de abuso de poder de mercado” (P. 16). Los dos extremos del espectro serían la llamada regulación leve (*light-handed regulation*) que recurre a la política de competencia y en el otro a cualquier tipo de regulación de precios como los precios tope

² Esta presentación se basa en Black, Harman y Moselle (2009).

e incluso la regulación de la tasa de retorno. La regulación ex.-ante se aplica básicamente en aquellas industrias que tienen considerable y persistente poder de mercado. El informe señala que ambos tipos de regulación tienen ventajas y desventajas las cuales son analizadas en detalle en el documento.

Para propósitos de este trabajo cabe señalar que de las experiencias revisadas por esos autores, Suecia de 1996 al presente y Finlandia del 2005 en adelante implantaron regímenes de regulación ex post en la industria de transmisión de energía, los cuales evalúan de manera ex post los precios pero con un pormenorizado análisis previo de los costos. El ente regulador no aprueba tarifas ex ante sino que revisa los cargos estudiando si los retornos de la empresa son razonables. Farsi, Fetz y Filippini (2007) argumentan que la regulación ex post así entendida no provee mecanismos de incentivo de alto poder vis a vis la regulación extante lo cual ha llevado a que los países que, en el sector de energía la están usando, estén pensando en moverse hacia la regulación ex ante.

El resto de esta sección presenta la experiencia internacional en diferentes países en relación con el uso de la metodología “*Price Cap*”. La mayor parte de esta experiencia corresponde al uso de “*Price Cap*” en el servicio de distribución el cual integra en todos los países estudiados a la comercialización o venta final de energía a los usuarios finales. La revisión de los estudios sobre la experiencia internacional no sugiere la existencia separada de los servicios de comercialización y de distribución como en el caso Colombiano.

3.1 Alemania³

Alemania fue uno de los países europeos con más lenta adopción de esquemas reguladores modernos. La liberalización del mercado alemán fue lenta y tuvo como aceleradores las Leyes nacionales de energía de 1998 y 2005. La regulación del mercado alemán de energía antes de la liberalización del mercado estaba regida por la Ley de Energía de 1935. Las leyes de energía de 1998 y 2005 establecieron diferentes pero sucesivos elementos reguladores para las actividades de generación, transmisión y distribución. Por ser de mayor interés para esta consultoría nos limitaremos a lo establecido en la Ley de 2005, en especial para el mercado de distribución.

La ley estableció una agencia reguladora a nivel federal, la Bundesnetzagentur adscrita al Ministerio Federal de Economía y agencias reguladoras a nivel estatal. La agencia federal otorga las autorizaciones de fijar los precios netos vía la base de costos (2006-2007) con un retorno sobre patrimonio de 6.5% real antes de impuestos pero a partir de 2008, los precios netos serán regulados por regulación por incentivos en períodos reguladores de 2 hasta 5 años. Se dejó abierta por parte del Gobierno Federal la opción de fijar precios o ingresos topes a la agencia federal de regulación quien tomó la decisión de establecer topes de ingresos y un período regulatorio de 5 años.

³ Esta sección está basada en Kraus (2006), Brandt (2006); Kuhlmann y Vogelsang (2005); y Brunekreeft y Tweleemann (2005).

El esquema de ingreso por tope es el de establecer ingresos iguales a los costos reales en el primer año. Luego, los topes de ingreso se reducen por un factor *general* X_{gen} que representa una medida de hasta qué punto la productividad de la industria excede la de la economía en general; un factor de ajuste (stretch) X_{ind} que representa una medida de hasta qué punto un operador está rezagado del máximo de eficiencia obtenido en la industria, una medida de referenciación con el resto de compañías de red. Usando el índice de Törnquist, el regulador calculó una meta de eficiencia general de 2.54% por año. Dada las críticas enfrentadas por ese cálculo, aparentemente sobredimensionado, el regulador optó por fijar un rango de 1.5%-2.0% para el factor X_{gen} y uno de 0.56% para el factor X_{ind} tomando referentes internacionales. No es claro cómo el regulador llevará a cabo la tarea de establecer esos dos factores en un futuro.

3.2 Argentina

El funcionamiento del sector de energía eléctrica en Argentina, cambió drásticamente en 1991/92 cuando se reorganizó el sistema eléctrico y se transfirió la propiedad al sector privado mediante la expedición de la Ley Marco 24065 de 1992. En esta reforma se crearon nuevas entidades, se propuso un funcionamiento descentralizado, formulación de mercados competitivos en las áreas donde es posible y simulación de competencia en segmentos monopólicos (Fandino 2006).

Tras la crisis económica del país a principios de la década de 2000, se reformuló la estructura del sector eléctrico nuevamente. Con el objetivo de introducir competencia para un funcionamiento sostenible del sector, la regulación se basó en la división del sistema en generación, transporte y distribución, considerando los dos últimos como monopolios naturales. La figura del comercializador en su momento no fue definida. En la actividad de distribución se asignaron exigencias de garantía de abastecimiento y de calidad con penalidades por falta de cumplimiento.

Los distribuidores pueden participar en el mercado de energía y establecer contratos bilaterales o en un mercado estacional, que estabiliza las variaciones de los precios de mercado mediante un fondo de estabilización. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) define bases para el cálculo de las tarifas de distribución a clientes finales. Estas tarifas incluyen los costos de compra en el mercado mayorista y los de distribución. La calidad es también controlada por esta entidad y comprende aspectos como:

1. Calidad del servicio: frecuencia y duración de interrupciones
2. Calidad del producto técnico: nivel de tensión y perturbaciones
3. Calidad del servicio comercial: tiempo de respuesta en conexión de nuevos usuarios, emisión de factura estimada, reclamos por errores de facturación, restablecimiento de suministro o reconexión por no pago.

La ecuación tarifaria para las empresas de servicios de distribución está compuesta por dos términos: los costos exógenos (precios a los que compra energía y potencia) y costos asociados al transporte (en donde están costos propios o el valor agregado del servicio). El componente de precios del mercado mayorista se actualiza semestralmente según la Consultor: Universidad del Rosario

evolución del mercado. El componente de valor agregado del servicio refleja el costo de desarrollo e inversión en redes, operación, mantenimiento y comercialización. La remuneración por este concepto seguía la evolución de un índice de precios de Estados Unidos en el período de convertibilidad cambiaria. Este procedimiento fue desmontado y en la actualidad se lleva a cabo a partir de índices de precios divulgados por el banco central de Argentina (Capítulo 4 ENRE 2008).

La regulación de las tarifas de la actividad de distribución, bajo gestión eficiente, está determinada por la Ley 24065, el decreto 1398 de 1992 y por los contratos de concesión otorgados a las empresas. La regulación por contrato que se estableció permitió reconocer el equilibrio financiero-económicos de las empresas, evitar discrecionalidades del Estado, y otorgar facultades al ente regulador a revisar las tarifas de manera extraordinaria si la rentabilidad del concesionario es excesiva relacionada con determinados parámetros. Los aspectos más importantes del contrato son⁴:

1. Las distribuidoras deben dar acceso a sus redes.
2. Hay libertad de contratación entre distribuidores y usuarios y competencia entre los distribuidores.
3. El regulador, ENRE, fija tarifas máximas, mediante la regulación por precios tope y competencia por comparación, que sean suficientes para cubrir los costos operativos y de capital (con una tasa de retorno razonable) (El VAD) y se incluye un pass-through mediante el cual pasa a la tarifa los costos no controlados por los concesionarios.
4. El período total de la concesión es de 95 años y se dividió en períodos de 5 años para las revisiones tarifarias. El primer período regulatorio se extendió sin embargo a 10 años. El segundo comenzaba en el 2002 pero se abortó a raíz de la crisis de ese año.
5. El valor agregado de distribución VAD, que incluye los costos arriba señalados, es usado para el cálculo del tope de precios. Durante el primer período tarifario de 1992 a 2002, aparentemente el factor X fue de 0. No hay estudios disponibles que señalen cómo se realizó el cálculo de ese factor.

3.3 Australia

La experiencia australiana en los servicios de comercialización de energía y su regulación varían para cada estado. Es así como los estados de mayor desarrollo económico como Victoria y New South Wales en el pasado, y con poca intervención centralizada, han tenido esquemas individuales de prestación de servicios y regulación. En general hasta 1998 – 1999 se contaba con esquemas regulatorios “*Price Cap*” usando el incremento en productividad como factor X.

En 2004 la Essential Services Commission en el estado de Victoria comenzó un estudio para la determinación del factor de productividad en el resto de Australia bajo un esquema regulatorio de precios “*Price Cap*”. En general la aproximación era establecer una medida coherente de productividad a partir de información unificada para todos los estados. En esta estrategia participaron los estados de New South Wales, South

⁴ Esta sección se basa en Devoto y Cardozo (2002).

Australia, ACT y Tasmania (Western Australia, Northern Territory no participaron por mantener una estructura vertical, y Queensland prefiere mantiene una regulación directa sobre los servicios).

Este estudio enfrentó varios problemas relevantes para el caso colombiano. El principal problema es la recolección de información relevante y suficiente. En un país desarrollado con altos niveles de cumplimiento y seguimiento de la ley, la comisión encontró dificultades para reunir información suficiente y precisa de las variables necesarias para establecer un cálculo de productividad en los servicios de distribución para los principales estados del país. Esto llevo a la entidad regulatoria a limitar sus cálculos a información básica de fuentes públicas.

En los últimos años ha habido una transición regulatoria. En Victoria, por ejemplo, la Essential Services Commission tuvo responsabilidad reguladora hasta 2001, cediendo este poder a la Australian Competition and Consumer Commission, que a su vez en 2007 y 2008 tomó la responsabilidad regulatoria para los servicios de distribución y comercialización. En este estado desde 2001 existe libertad de selección de proveedor del servicio de energía eléctrica. Este proceso de transmisión de la regulación ha sido similar y debe concluirse en 2010 en los demás estados.

Desde 2008, el Australian Energy Regulator cumple funciones de regulador de servicios de energía y gas en todo el país, entre sus funciones relevantes para el análisis internacional se encuentran la regulación de los ingresos de los proveedores de servicios de distribución, establecimiento de un límite máximo o "*revenue - cap*" y determinación de estándares de servicio para la oferta de energía eléctrica.

3.4 Chile⁵

Chile es reconocido como el pionero en la reestructuración del sector eléctrico en Latinoamérica, cuyas reformas están basadas en modificaciones hechas al funcionamiento del sector en 1978 y 1982 cuando se expidió el decreto con fuerz de ley la Ley DFL 1. En 1978 se creó la Comisión Nacional de Energía como el ente estatal encargado de la regulación del sector.

El servicio de comercialización es asignado por concesiones y la obligación de los proveedores es ofrecer acceso a la red a los usuarios bajo su área de influencia.

La legislación vigente en Chile establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una empresa eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así, los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2,000 kW son considerados sectores donde las

⁵ Esta sección está basada en Piña y Equipo de Expertos de la CNE (2008), Galetovic y Sanhueza (2002), Rudnick y Raineri (1998)

características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios. En la determinación de los precios regulados, de fijación semestral, el marco legal dispuso originalmente que los precios a fijar no podían presentar una diferencia de más del 10% con respecto al precio promedio observado en el segmento no regulado durante el semestre anterior. Estos precios se denominan precios de nudo. Posteriormente en el 2004 (La Ley Corta I), la diferencia se redujo al 5% el cual tuvo una modificación adicional en la Ley Corta II que introdujo un factor de aceleración del porcentaje para cubrir diferencias muy grandes. En el año 2005, luego de más de 20 años de ser usado, el esquema de precios regulados para los consumos pequeños fue modificado por la ley 20018 de ese año. Esa norma dispone que los precios aplicables a los clientes regulados, los cuales son casi en su totalidad abastecidos por empresas distribuidoras, sean los que resulten de licitaciones abiertas y competitivas convocadas por dichas empresas y adjudicadas por precio⁶.

Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es superior a 2,000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadores. Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo se denomina cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cual régimen adscribirse (libre o regulado).

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1,500 kW en capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte, denominados "Precios de Nudo" y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta.
2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

Mientras los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

1. Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;
2. Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado; y

⁶ Cabe complementar lo anterior señalando que el proceso comienza con las empresas distribuidoras adjudican sus contratos de suministro futuro a las generadoras que en licitaciones públicas y abiertas, no discriminatorias ofrezcan los menores precios. Las distribuidoras proceden a traspasar a sus clientes regulados finales el precio promedio de adjudicación de sus contratos en lugar del precio nudo fijado por el regulador. Las primeras licitaciones se adjudicaron en el 2006 y el 2007 con inicio de suministro de energía en el 2010.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

3. El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario.

El esquema de fijación de las tarifas de distribución es presentado en Rudnick y Raineri (1997) y Galetovic y Sanhueza, 2002) y señalado en el artículo 118 del Decreto-ley No 1 de 1982⁷. El proceso parte del cálculo del *valor agregado de distribución* –VAD- para lo cual la CNE solicita información a cada empresa sobre el valor de reemplazo de sus activos existentes, sus costos de operación y las ventas físicas durante el año previo a la fijación. La CNE elabora un estudio de áreas de distribución típicas para tener en cuenta las peculiaridades de los mercados. Por encargo, se realiza un estudio de costos por servir cada área típica por una empresa eficiente. Cada estudio arroja un VAD. Las empresas realizan también su propio estudio. Si no difieren se prosigue al cálculo de la rentabilidad pero si difieren se promedian los costos de ambos estudios pesando más el de la CNE.

La fórmula de cálculo⁸ es:

$$\frac{1}{KW} \left[K_0 + \sum_{t=1}^{30} \left(\frac{\text{costos de operación}}{(1+0.1)^t} \right) \right]$$

donde kW es la demanda máxima que enfrenta la empresa real y K_0 , es el valor de la infraestructura de la empresa eficiente con capacidad para abastecer la demanda del año base valorados al costo que tendría adquirirla íntegramente. Los resultados anteriores son las tarifas básicas que cubren los costos fijos, las pérdidas de energía y potencia y los costos de construir y operar la infraestructura. Se calcula un *valor nuevo de reemplazo* –VNR- que es el valor que incurrirían las empresas si tuvieran que reemplazar sus instalaciones existentes. Se procede entonces a realizar los cálculos de la rentabilidad los cuales usan las variables antes señaladas de costos c_{ii} y VNR suponiendo que las tarifas se hubieran mantenido por espacio de 30 años.

La formula de la rentabilidad es $r = \left(\frac{\sum_i (p_i q_i - c_i)}{\sum_i VNR_i} \right) = \sum a_i r_i$, donde q_i son las ventas y las tarifas básicas son p_i .

Esta empresa modelo eficiente es reconstruida o re-estimada cada cuatro años a partir de un estudio realizado por la comisión de regulación. Con los valores agregados de distribución para los casos típicos la comisión de regulación elabora tarifas preliminares para cada distribuidora y cliente regulado.

⁷ Una completa descripción y análisis de los *procedimientos tarifarios* de los servicios públicos en Chile se encuentra en Sánchez (2006).

⁸ Una completa descripción y análisis de la *tarificación* en la actividad de distribución de energía en Chile se encuentra en Molina (2006).

La tasa de rentabilidad sobre el VNR debe encontrarse entre 6% y 14%. Durante la vigencia de las tarifas; la CNE debe verificar que con los ingresos y costos reales, la rentabilidad anual de la industria de distribución esté entre 5% y 15%. En caso de que la rentabilidad no se encuentre entre estos valores, la CNE hará un nuevo estudio de tarifas que regirán hasta completar el período regulatorio de 4 años.

Las tarifas fijadas de esta manera no consideran los costos de conexión o desconexión, corte y reposición, facturación, lectura de medidores. Hasta 2000 estos costos eran determinados por las empresas distribuidoras de energía. En ese momento se determinó que el cobro por estos conceptos era excesivo y se determinó que este valor podía ser estimado por la entidad regulatoria.

Finalmente, dada la existencia de economías de escala en el servicio de distribución, las empresas logran rendimientos crecientes en el aumento de la cantidad de clientes y de demanda por potencia. Estos conceptos son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales.

En 2004, se expidió la llamada Ley Corta I, Ley 19940, la cual amplía el mercado no regulado rebajando el límite de caracterización de clientes libres desde 2000 kW a 500 kW que incluye a clientes residenciales, comerciales y pyme. Para niveles superiores se da la libertad de precios. En 2005, se expidió la Ley Corta II, Ley 20018 (Véase CNE 2008).

3.5 Dinamarca⁹

La reforma al sector eléctrico de Dinamarca comenzó con la expedición en 1999 de la Ley de Oferta Eléctrica No 375 la cual fue modificada por posteriores normas. La autoridad encargada de supervisar los precios y las condiciones de entrega, al igual que fijar las tarifas de transmisión es Energitilsynet. Junto con esta junta tiene competencias para regular al sector la Autoridad de Competencia de Dinamarca. La apertura del mercado danés comenzó en 1998 cuando los grandes consumidores (>100 GWh) se les permitió acceder a diferentes proveedores. Solo hasta el año 2003, se dio sin embargo la apertura total del mercado al detal para todos los usuarios. El principio que regula al sector es que las actividades eléctricas deben operar en condiciones y términos razonables, los consumidores tienen la libertad de elegir sus servicios eléctricos con el pago de unos honorarios.

El esquema regulador de Dinamarca se basa en regulación de los ingresos. El Ministerio del Ambiente y Energía establecen unos marcos de ingreso (Income frames) para las empresas de red que tenga en cuenta los gastos por energía, salarios y otros costos operativos, administrativos y los costos de capital. Se puede incluir adicionalmente provisiones por nuevas inversiones. Los precios han de establecerse bajo principios no discriminatorios, objetivos y razonables.

En el esquema danés, el esquema regulador se establece al principio del período regulatorio, es ex-ante y está basado en regulación por incentivos. El período regulatorio

⁹ Esta sección está basada en von Ossietzky (2003).

es de cuatro años con una revisión anual. El primer período tuvo lugar entre 2001 a 2003. De importancia para esta consultoría es la manera como se determina la primera fase de los marcos de ingresos. Una vez se establecen los costos operativos, se exige un mejoramiento en eficiencia *general* establecido por el Ministerio de 3% y uno *específico* establecido por Energitisynet.

El número o puntaje individual de eficiencia se calcula como:

$$EN = (LC / VN) / MC$$

Donde, *EF* es el número de eficiencia; *LC* es el costo laboral; *VN* es el volumen de la red; y *MC* es un multiplicador de corrección. El multiplicador determina la diferencia entre el costo de las empresas en zonas urbanas y rurales y se calcula mediante regresión lineal entre el número de eficiencia y la densidad de clientes en cada área de distribución. El volumen de red se calcula a su vez como la sumatoria de los componentes de red por un factor llamado unidad de cálculo equivalente. La empresa que obtiene el menor número de eficiencia es la más eficiente (100%). El requerimiento de mejoramiento de eficiencia se les exige a aquellas empresas cuyo número de eficiencia relativo al más eficiente esté por debajo de 80%. Energitisynet estableció un máximo de 4.5% para el año 2002 y de 9.5% para el 2003 de eficiencia individual.

3.6 España¹⁰

La regulación en España está reglamentada por Ley 54 del sector eléctrico de 1997. Esa ley introduce competencia en las actividades de generación y comercialización y mantiene el transporte y la distribución como actividades reguladas al ser consideradas más la segunda como un monopolio natural. El artículo 39 de esa Ley establece los criterios reguladores de la actividad de distribución. El artículo 16 reglamenta la remuneración a la actividad de distribución a partir de los siguientes criterios: costos de inversión, operación y mantenimiento, energía entregada, caracterización de la zona de distribución, incentivos por la calidad de suministro y reducción de pérdidas, más otros costos en el desarrollo de la actividad. El Real Decreto 2819 de 1998 reglamenta las dos actividades sujetas a regulación y en 2003 inicia actividades la Comisión Nacional de Energía en particular la fijación de las fórmulas tarifarias de las mismas.

En España desde enero de 2003, los consumidores españoles tenían la posibilidad de elegir entre permanecer en una tarifa llamada *integral* o regulada por el Gobierno o acudir al mercado y ser servidos por el comercializador de su predilección. En el primer caso, para los integrales, el consumidor es servido por un distribuidor que tiene el papel de suministrador. Desde primero de enero de 2009, se suprimieron las tarifas integrales y los distribuidores solo se centran en ser administradores de las redes de su propiedad.

En la misma ley se establecen las obligaciones de las empresas de comercialización como: adquirir la energía necesaria para los usuarios, controlar accesos y pagos a la red de distribución, discriminar costos en la facturación a los clientes, promover uso racional

¹⁰ Esta presentación se basa en Solé (2009) y Gómez (2007).

de la energía eléctrica. En una reforma a la ley hecha en 2007 se crea la Oficina de Cambios de Suministrador.

La Oficina de Cambios de Suministrador es responsable de la supervisión de cambios de proveedor bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. Esta oficina es una sociedad entre los sectores de gas natural y electricidad. Los miembros son empresas distribuidoras y comercializadoras de gas natural y electricidad con una participación accionaria definida por la ley. Las funciones específicas de esta oficina son (a partir de decreto promulgado en 2009):

1. Promover y en su caso supervisar el intercambio telemático y ágil de la información entre los distribuidores y comercializadores.
2. Proponer a las autoridades competentes la mejora de los procedimientos relativos al cambio de suministrador.
3. Solicitar a las empresas distribuidoras y comercializadoras la información relativa a los cambios de suministrador.
4. Solicitudes de cambio que se han enviado en el período, que han sido aceptadas, rechazadas, pendientes de respuesta, pendientes de activación, anuladas, activadas y los impagos producidos.
5. Duración de la tramitación de las solicitudes de cambio de suministrador.
6. Número de desestimaciones de cambio de suministrador con indicación del motivo del rechazo.
7. Conflictos de acceso cuya resolución se haya notificado en el trimestre anterior a la petición de información.
8. Recabar de los agentes cuanta información sea necesaria para el cumplimiento de sus funciones, relativa a los cambios de suministrador.

La calidad del servicio es tenida en cuenta como una variable básica para la remuneración de parte del regulador. Se ha introducido un incentivo por mejora de calidad en la zona de influencia de la empresa distribuidora. En 2000 se vincula la retribución de la actividad de distribución con la calidad del servicio a través de un doble mecanismo de bonificación. Primero, a la facturación de los clientes si se incumplen los mínimos de calidad individual. Segundo un cargo a las empresas de distribución de planes de mejora si se incumplen los mínimos de calidad zonal. De la misma manera en 2002 se introdujo un mecanismo homogéneo de control de continuidad en el suministro para elaborar un índice de calidad zonal.

Inicialmente, de acuerdo con la LSE y con la Ley 54 de 1997 coexistían tres esquemas tarifarios: el de las empresas a las que se les aplicaba el llamado Marco Legal Estable, el de las empresas distribuidoras a las que se aplicaba la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54 de 1997, y el de las nuevas empresas distribuidoras que se constituyeron luego de la expedición de esa norma. El esquema tarifario general era

$$R_n = R_{n-1} * (1 + IPC - X) * (I + D * EF)$$

Donde R_n es la retribución *total* de la actividad de distribución y comercialización en el año “n”; IPC es la tasa de inflación; D es el crecimiento de la demanda; X el factor de productividad, y EF: factor de eficiencia.

El esquema presentó varios problemas entre los cuales cabe resaltar:

1. Mantenía un esquema de retribución global y no individual, heredado de las condiciones previas a la liberalización del mercado de energía. Ello no hacía posible medir la eficiencia individual de las empresas y por lo tanto no había incentivos para desarrollar la actividad (eficientemente). Tampoco permitía especificidades de cada empresa en su propia zona de distribución.
2. Dada que la actualización de la retribución era global, se desconocía por parte del regulador los detalles de los costos de inversión y operativos que realmente tenían las empresas.
3. Si bien jurídicamente existía la separación entre las actividades reguladas y las liberalizadas, dado la falta de información de costos y el no seguimiento regulador, se presentaban transferencias o subsidios entre las actividades de las empresas.
4. No se contemplaban criterios de calidad y de reducción de pérdidas.
5. Convivían varios modelos reguladores que se aplicaban según los tamaños de las empresas.

Dado esos inconvenientes, se estableció en España en el año 2008, mediante el decreto 222, una nueva metodología retributiva de la actividad de distribución.

Los principios básicos del nuevo esquema regulador son.

1. La remuneración de cada empresa distribuidora se fijará de manera individual y por períodos reguladores de cuatro años.
2. Antes del inicio de cada período regulatorio se revisarán los parámetros que determinan la retribución en el período regulatorio sobre la base de información regulatoria de costos auditados.
3. Se realiza anualmente un seguimiento a cada una de las empresas de sus instalaciones, los niveles de calidad y los niveles de pérdidas.
4. Para el cálculo de la retribución se usará un Modelo de Red de Referencia que minimiza costos de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas técnicas con niveles de calidad de suministro.
5. La retribución de referencia de una empresa en un período regulatorio será la suma de la retribución de la inversión, los costos de OM y otros costos necesarios para llevar el servicio.
6. La retribución de la inversión incluirá un término de amortización lineal fijo para las instalaciones de distribución y otro para el activo neto determinado mediante el costo de capital medio ponderado representativo de esa actividad.

La fórmula tarifaria que se aplicará a cada empresa dentro del cada período regulatorio está dado por:

$$R_n^i = (R_{n-1}^i - Q_{n-2}^i - P_{n-2}^i)(1 + IA_n) + Y_{n-1}^i + Q_{n-1}^i + P_{n-2}^i,$$

donde R_n^i es la retribución de cada período regulatorio para la empresa i en el año n del período regulatorio; Q_{n-2}^i es el incentivo o penalización a la calidad del servicio dado a la

empresa i para el año n dado el grado de cumplimiento del índice de calidad del servicio para el año $n-2$; P_{n-2}^i es el incentivo o castigo por reducción de pérdidas dado a la empresa i para el año n dado el grado de cumplimiento de los objetivos en esta materia establecidos para el año $n-2$; $IA_n = 0.2 * (IPC_{n-1} - x) + 0.8 (IPR_{n-1} - y)$ es un índice de actualización que se basa en el IPC y en el índice de precios industriales y dos factores de eficiencia $x = 80$ y $y = 40$ establecidos (ad-hoc) para el período 2009-2012; Y_{n-1}^i es la variación de la retribución reconocida a la empresa i asociada al aumento de la actividad de distribución de dicho distribuidor durante el año $n-2$. Esa variación incluye el aumento de costos de inversión, operación y mantenimiento al igual que otros costos imputables al aumento en la demanda de abonados finales.

Dos elementos son claves dentro del nuevo proceso regulador de la actividad de distribución: el modelo de red de referencia y el sistema de captación de información de costos de cada empresa a través de una información regulatoria que consiga expresar los costos de forma homogénea.

3.7 Finlandia y Suecia ¹¹

Suecia, Finlandia y Dinamarca implementaron reformas de mercado y reguladoras en el sector de energía eléctrica.

3.7.1 Suecia

El mercado de energía eléctrica de Suecia, liberalizado en 1996 por la Ley de Energía de 1995, difiere de la estructura existente en los demás países nórdicos incluyendo Noruega. En primer lugar, la Ley de Electricidad de Suecia de 1997 y las revisiones de 1999, llevaron a la *separación legal completa* de todas las compañías eléctricas y distribuidores en compañías individuales. Por lo tanto, entidades legales que presten servicios de red no pueden prestar servicios de generación o de comercialización (Trading). El mercado está compuesto de: a) productores de energía eléctrica; b) dueños de redes; c) el operador del sistema (Svenska Kraftät); d) los consumidores de electricidad; e) los comercializadores (traders) en su papel de proveedores; y f) el Nord Pool. A la fecha, la agencia reguladora es Energy Market Inspectorate (EMI) que está adscrita a la Agencia Sueca de Energía. Esta agencia comparte las responsabilidades de regulación de las tarifas de redes de modo que sean estables y bajas con la Autoridad de Competencia de Suecia, y tres órganos adicionales.

El esquema regulador de las tarifas de red es ex-post. Ello consiste en monitorear los precios de cada empresa por parte del ente regulador después de cada período. A finales de los 90s, el método usado consistía en un índice de precios de factores (factor Price index) que en la práctica señalaba que las tarifas debían seguir el patrón de incrementos de los precios factoriales. Adicionalmente, se le añadió un factor *general* llamado de racionalización para promover mejoras de eficiencia. Hacia el año 2002, este esquema fue abandonado y para promover la eficiencia, en su lugar, se promovió un modelo de

¹¹ Esta sección está basada en varios estudios. Véase entre otros a: Tuovinen (2009), von Ossietzky (2003) y Svenska Kraftät.

utilidad (servicio) de red (O modelo ideal de red). El modelo simplemente calcula la diferencia entre la utilidad que los consumidores experimentan y los ingresos recibidos por la empresa. En otros términos, el modelo deja que la empresa obtenga tantos ingresos como utilidad que le pueda proveer al consumidor. La utilidad del consumidor es igual al desempeño de la empresa multiplicado por un excedente (surplus) de calidad.

Para derivar el desempeño de la red, se crea una red ficticia. Como explican Jamasb y Pollit (2007), el modelo, conocido como NPAM (Network performance Assessment model) es un enfoque de ingeniería que desarrolla un modelo económico de redes de distribución eléctrica. The NPAM no mide la relativa ineficiencia de las empresas usando empresas reales como referencia tal como se hace en la referenciación por frontera. En su lugar, el NPAM desarrolla un diseño eficiente individualizado de referencia. El NPAM no es un sistema de competencia por comparación. El proceso de revisión de precios es por lo tanto ex-post lo que puede llevar a parámetros más exigentes de mejoras de calidad en períodos subsiguientes.

El esquema de Suecia está sujeto a varias potenciales desventajas. En primer lugar, cuando la regulación es ex-ante, menos incertidumbre se coloca sobre todo el proceso regulador. La regulación ex-post es más probable que lleve a conflictos entre las empresas y el regulador dadas esas incertidumbres. En segundo lugar, la revisión de precios se basa en evaluaciones anuales lo cual nuevamente incrementa la incertidumbre y reduce los incentivos de realizar mejoras de eficiencia de largo plazo y la posibilidad de que las empresas puedan retener las ganancias de eficiencia que hayan logrado. El tercer punto es que el NPAM está basado en un modelo de red ficticia de valor de compra presente (greenfield model). Las empresas debería poder alcanzar un diseño de red óptimo de largo plazo pero en el corto plazo podría haber desviaciones.

Por último, en Suecia, existe también libertad de los usuarios finales de escoger su proveedor de electricidad. Existe la figura del proveedor de opción (default supplier) quien por lo general es la empresa que ha prestado históricamente el servicio pero debe recordarse que existe separación legal de los jugadores en el mercado eléctrico. Los precios al por detal no están regulados. El proceso para solicitar cambiar de proveedor solo se hace de manera mensual y puede tomar entre 1 a 2 meses. No existen costos por cambiar. Los consumidores llamados pasivos enfrentan un contrato estándar de provisión del servicio con precios superiores lo cual crea incentivos para cambiar de proveedor. En 2008, EMI comenzó a operar un servicio en Internet de comparación de precios (Elproskollen) el cual busca proveer a los usuarios de electricidad de información actualizada de los precios. Este sitio web fue una mejora del otrora servicio prestado por la agencia de consumidores de Suecia el cual por no ser obligatorio para las empresas de suministrar información, no contenía información completa de los precios del mercado. Por último, la instalación de medidores automáticos se programó para hacerse efectiva en junio de 2009.

3.7.2 Finlandia¹²

Finlandia liberalizó su mercado de energía eléctrica en 1995 y estableció como regulador a Energy Market Authority. La distribución y transmisión de electricidad fueron definidos como monopolios naturales y la Ley del Mercado Eléctrico 386 de 1995 estableció que la regulación solo cabía para los monopolios naturales. No hubo privatización de las empresas proveedoras de energía, sin embargo, la apertura del mercado permitió la entrada de operadores privados.

En razón a que la legislación no le dio modelos reguladores explícitos al regulador, la primera experiencia de regulación, 1999-2004 consistió en usar una simple (light) regulación por tasa de retorno con un método de referenciación. El primero consistía en determinar el valor de los activos de red y definir una tasa razonable de esos activos. DEA fue usado para definir los niveles de los costos operacionales controlables razonables, pero en la práctica la referenciación (benchmarking) fue usada para premiar a las compañías que resultaban eficientes en los cálculos de DEA. Un bono máximo de 10% sobre sus costos operacionales controlables. Para el resto, se aceptaban los costos observados.

En términos prácticos el modelo DEA generaba un puntaje relativo de eficiencia para cada empresa distribuidora que iba de 0 a 1. Los puntajes por debajo de 0.9 había que mejorarlos disminuyendo los costos operaciones. La formula era:

$$RC = (ES + 0.1) * OPEX$$

Donde *RC* es el nivel de costos razonables; *ES* es el puntaje específico de eficiencia calculada por el DEA, y *OPEX* es la suma de costos operacionales razonables. El 0.1 es un margen de error que el regulador incluye para evitar exigir requerimientos exagerados y tener en cuenta los potenciales errores de medición del DEA.

Como era de esperarse, el modelo de regulación por tasa de retorno llevó a un aumento exagerado en la inversión de activos, el método de evaluación de activos incorporaba mucha incertidumbre y las empresas jugaban estratégicamente con los costos operacionales versus los operativos dada la fórmula de cálculo del DEA. Aunque un factor de calidad se incluía en la formula, ello no afectó los puntajes del DEA.

Para el período 2005-2007, el esquema regulatorio fue modificado aunque bajo los mismos principios de que los precios de distribución deben ser razonables y ex-post sobre la base de los estados financieros de las empresas de distribución. El método cambio en que se incluyeron elementos de regulación ex-ante. La decisión de incluir ex-ante métodos se tomó para cumplir con las Directivas de la Unión Europea al respecto. Los elementos de la metodología ex-ante incluyen: a) principios para la valoración del capital invertido en las operaciones de red; b) una tasa razonable de retorno; c) principios para ajustar las cuentas de beneficios y perdidas, d) principios generales de eficiencia.

¹² Esta sección está basada en von Ossietzky (2003).

Con respecto a la eficiencia, se abandonaron los requerimientos de eficiencia específicos a cada empresa y se los reemplazó por uno general de 1.3% anual el cual es asignado, para 2005-2007 sobre los costos operaciones del período 2000-2003. La calidad no es incluida en la regulación económica durante este período pero el regulador monitoreó los datos claves e intervino cuando consideró necesario hacerlo.

En relación con el mercado al por detal, la Ley de 1995 permitió inicialmente que los grandes consumidores pudieran cambiarse de proveedor. En 1997 se dio libertad a todos los consumidores de elegir su proveedor pero se les requirió contar con un equipo de medidor eléctrico lo cual hizo inefectiva la norma. Solo hasta 2003, los consumidores pueden cambiar de proveedor sin correr con el costo de lectura extra de los medidores. La facilidad de cambio es menor que en Noruega y Suecia, dado que solo es posible cambiarse una vez al año, y existen normas más estrictas para cambiarles los precios a los usuarios. Los cambios deben anunciarse con un mes de anticipación y debe hacer en persona. Recientemente, se flexibilizó la norma a solo incrementos en los precios. No hay una fecha límite para hacer obligatoria la instalación de medidores automáticos.

3.8 Holanda¹³

El sistema regulatorio holandés está regulado por la Ley 2 de 1998 la cual establece las reglas en relación con la producción, transmisión y oferta de electricidad. La Ley establece en el capítulo 4, “Oferta de electricidad”, sección 58 y en las secciones 41 y 42 la formula que regula las tarifas de oferta de energía. Dicho esquema tarifario fue modificado más recientemente en el año 2006 por la Autoridad de Competencia de Holanda en el caso “Method Decision in relation to the X factor and the Volume parameters of grid managers for the third regulatory period”. En dicha decisión, se realiza la explicación de la estructura de la industria de energía eléctrica en ese país y las reglas respecto al factor *X* en la formula tarifaria. El documento señala que existen diferencias entre los productores y oferentes (de energía) y los compañías que administran la red eléctrica (grid managers). Para los productores y oferentes el mercado es libre por lo que los consumidores pueden libremente escoger la compañía que ellos deseen contratar. En el caso de los administradores de la red, a cada uno se le ha designado un área o región por lo que dentro de cada área el administrador de red opera como un monopolio. Dada esta condición de monopolio y para evitar abuso de poder de mercado, la Junta establece las tarifas cada año para lo cual debe seguir las normas establecidas en la Ley Eléctrica de 1998¹⁴.

Tal como le menciona inicialmente la decisión de la ACH el esquema regulador para los administradores de red está basado en competencia por comparación “yardstick competition” en donde el desempeño de los administradores de red es comparado con los demás para simular competencia. En particular en Holanda el desempeño promedio es tomado como el punto de inicio para la regulación.

¹³ Esta sección está basada en varios estudios. Entre los cuales están: Van Damme (2005); NCA (2006); NCA (2006b), NCA (2009).

¹⁴ Ley que fue modificada en 2004.

La regulación incluye un componente de precios y un componente de calidad. Los precios son definidos con el objetivo de que los diferentes administradores de red obtengan el mismo ingreso por unidad de producto. Para promover la eficiencia, se impone un descuento o factor X . El factor X implica las ganancias de eficiencia que obtienen los operadores durante el período de regulación. Los operadores que reducen sus costos por unidad de producto en una proporción mayor a la eficiencia promedio obtienen mayores beneficios económicos. La Ley estableció que el factor de descuento X se establecería por un período de 3 hasta 5 años

En el primer período de regulación, en la medida en que las productividades de los administradores de red diferían considerablemente, implantar un factor X único perjudicaría a aquellas empresas con baja productividad. Por ello, la Junta determinó un factor X *individual* para cada administrador de red para dar así incentivos a cada uno de eliminar las diferencias en eficiencia que tuvieran y poder aplicar un factor X general en el período regulatorio siguiente¹⁵. Por ello, para el período regulatorio (año 2007 hasta e incluyendo el año 2009), dado que se habían nivelado las diferencias, la Junta determinó colocar el *mismo* factor para cada administrador de red.

El componente de calidad o factor q se convierte en el incentivo a los operadores para operar a niveles apropiados de calidad. Este factor fue incluido para asegurar que los operadores no solo se concentraran en la eficiencia de costos y sino también consideraran la calidad. En este elemento, el usuario y su contacto con el operador es crucial. En Holanda el factor q es estimado para cada operador independientemente.

La estimación de los factores X y q son hechas independientemente y ofrecidas a cada operador para que él tome decisiones sobre su desempeño. De esta manera se ofrece un incentivo general a operar por encima del promedio. En palabras de Netherlands Competition Authority “Finalmente este proceso genera menores tarifas para los consumidores y optimiza la calidad del servicio. De esta manera, el sistema regulatorio simula los efectos de competencia, a pesar de que los operadores no trabajan en un mercado”(Netherlands Competition Authority 2006).

La Junta en 2006 realizó entonces modificaciones (amendments) tanto al factor X como al factor q . Respecto al factor X tema de la consultoría, cambiaron los aspectos relacionados con la determinación del factor, el nivel de costos de capital permitidos y la inclusión de diferencias regionales fiables en las tarifas.

El primer aspecto es la formula general que pasa de ser precios topes (como lo señala la Ley) a ingresos topes. La formula de estimación del ingreso total por concepto de tarifas (TI) incluyendo los factores discutidos es:

¹⁵ Cabe mencionar que debido a diferencias muy grandes en la implantación de factores X individuales, las empresas de distribución requirieron frecuentemente la revisión de los cálculos de DEA. Los problemas se incrementaron y fueron llevados a las Altas Cortes para Asuntos Comerciales (CBb) quien anuló en 2002 las decisiones que DTe había tomado respecto a la fijación de factores X individuales. DTe fijó entonces en el año 2003 un factor único de 3.2%.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

$$TI_t = \left(1 + \frac{IPC - X + q}{100}\right) TI_{t-1}$$

En el anexo B a la “Decisión sobre el método” se establecen los elementos referentes al factor x de la anterior formula y se reitera que el factor X es el mismo para *todos* los administradores de red para el tercer período regulatorio (X_{2007} , X_{2008} , X_{2009}). Se menciona que el factor X de ese tercer período se hará de manera gradual incorporando el cambio anual del mismo del segundo período. La fórmula actual es:

$$\left(1 - X_{2007, \dots, 2009}\right)^3 = af \left(1 - PV_{2003, \dots, 2005}^{waac, cu}\right),$$

Donde af es el factor que llaman de igualación (equalisation), $PV_{2003, \dots, 2005}^{waac, cu}$ es el promedio anual de productividad de *todos* los administradores de red de los años 2003 al 2005 dado los costos reales de capital permitidos en el segundo período regulatorio y dada la corrección por igualación (correction for catch-up). Pormenorizados detalles del cálculo del factor de igualación y del factor de igualación se encuentran en el documento de la Autoridad de Competencia.

Un aspecto adicional a este esquema regulatorio es que el ente regulatorio lleva a cabo una estimación del costo real del capital para los operadores. De esta manera se establece el costo del gasto llevado a cabo en la red de distribución por cada operador. Esta estimación es tenida en cuenta en ajustes al factor X . Como punto de referencia se tiene que una reducción en la asignación para costo de capital de 1% genera un incremento en el factor X cercano a 1.5%.

3.9 Reino Unido

El sector eléctrico en el Reino Unido ha recorrido un largo proceso de regulación. El Reino Unido es una de las áreas con mayor experiencia en el tema, la industria fue nacionalizada en 1947, lo que significa que tienen más de medio siglo de experiencia. Las primeras señales de regulación sobre el sector corresponden a las restricciones de operación existentes en 1978 en aplicación para todas las industrias nacionalizadas:

1. Mantener tasa de beneficio positiva sobre el capital
2. Reducción mínima de costos unitarios controlables, es decir mantenimiento de eficiencia.
3. Reducción de endeudamiento externo.
4. Rentabilidad sobre nuevas inversiones manteniendo tasa de beneficio mínima.

El sector eléctrico en el Reino Unido está compuesto de 4 sub-sectores: generación, transmisión, distribución y oferta¹⁶. Y está dividido en tres áreas: Inglaterra y Gales,

¹⁶ La actividad de oferta compra electricidad a los generadores y comercializadores (traders) paga los cargos de distribución y transmisión de la electricidad que ella vende a sus clientes y provee a sus clientes de los servicios de facturación y manejo de cuentas. El negocio de la oferta es una actividad de comercialización (Trading business) más que una actividad intensiva en capital, y una alta proporción de sus ingresos (turnover) va hacia la compra de generación y el pago por el uso de los cargos del sistema (Offer 1998, p. 6)

Escocia e Irlanda del Norte. Antes de la privatización y liberalización de la industria en 1990, y legislado en la Ley Eléctrica de 1957, la Central Electricity Generating Board (CEGB), y la Red Nacional proveían la generación y transmisión en Inglaterra y Gales; y en Escocia y en Irlanda del Norte existía integración vertical. Desde antes de la privatización, existían 12 empresas regionales, las llamadas Area Boards, que se encargaban de la distribución y la oferta. En general, la industria eléctrica estaba fuertemente integrada y altamente concentrada.

En 1989, se expidió la Ley Eléctrica (Electricity Act 1989) que sentó las bases de la privatización y liberalización de la industria eléctrica en el Reino Unido. La Ley permitió el cambio de la propiedad estatal a la privada, la introducción de mercados competitivos y la implantación de un mecanismo independiente de regulación, the Office of Electric Regulation. Los cambios en la estructura de la industria más notorios fueron la división de la CEGB en tres compañías generadoras y una de transmisión; la conversión de las area boards en doce compañías regionales eléctricas (RECs) con la transferencia de los sistemas de distribución local transferidas a éstas. La creación de un pool eléctrico como el mecanismo al por mayor que comercializa la energía en Inglaterra y Gales.

La conversión de la industria de una propiedad estatal a una privada generó la necesidad de establecer un ente regulador especializado e independiente, OFFER (Office of Electric Regulation) el cual se encargó de regular los precios del sector. La transmisión y distribución se consideraron monopolios naturales, en tanto que los distribuidores y la oferta se consideraron monopolios regionales los cuales podrían enfrentar competencia. Para todos ellos se implementó el esquema de regulación por incentivos del tipo de RPI-X. Cabe resaltar que los elementos básicos de regulación y obligaciones de las empresas de distribución y las de oferta están determinadas en las licencias de operación otorgadas por el gobierno.

La competencia en la distribución y oferta de electricidad se basó inicialmente en la creación de un sistema de doble licencia. A cada una de las compañías eléctricas regionales, conocidas inicialmente como Proveedores Públicos de electricidad (Public Electricity Supplier), les fue otorgada una licencia de servicio de primer tier en el área de cobertura la cual incluía controles de precios en la distribución y en la oferta. Potenciales competidores podían obtener una licencia de segundo tier para ofrecer electricidad en las áreas de los PES. Estos oferentes no estaban sujetos a control regulatorio en sus precios. La competencia fue abierta en tres etapas. Inicialmente (1990) los clientes con consumo o demanda en exceso de un megavatio por año, básicamente industriales, podían elegir su proveedor de energía. Los demás clientes con consumos inferiores solo podían ser atendidos por cada PES en su área. En abril de 1994, el mercado abierto se extendió a alrededor de 50 mil usuarios con demandas anuales de hasta 100kW y finalmente se abrieron los mercados completamente entre septiembre de 1998 y mayo de 1999. Durante todo ese período, no se exigió la separación entre la distribución, los PES, y la oferta dada la estructura de las licencias. La Ley Eléctrica de 2000 estableció la separación entre esas operaciones y la expedición de licencias separadas de distribución y de oferta. Más aún, la Ley abolió la distinción entre proveedores de primer y segundo tier y estableció que los proveedores de oferta podían vender energía a los usuarios finales en toda Gran Bretaña. La Ley también señaló que, dada la posición dominante de

Consultor: Universidad del Rosario

los (antiguos) PES, los controles de precios durarían hasta abril de 2002 pero solo para éstas.

Los controles regulatorios sobre los precios de oferta cargados a los consumidores finales se realizaron bajo el uso de RPI-X¹⁷ y con el criterio de ingresos topes. Los precios básicamente constaban de: los precios al por mayor cargados por los generadores, los precios o cargos por el uso de la red nacional de transmisión, los precios o cargos de los propietarios de las redes nacionales de distribución y por último los precios o cargos cobrados por las compañías de oferta a los consumidores (su margen). Las restricciones (sobre las alzas de precios) impuestas entre 1994 y 1998 se dieron sobre los llamados clientes designados los cuales fueron definidos como clientes domésticos y clientes industriales y comerciales con consumos menores a 12000 kW por año.

El valor de X variaba de un proveedor a otro y al parecer estaban vinculados a las cantidades usadas en la ponderación de las tarifas de cada empresa, las cuales estaban pre-especificadas y listadas en cada licencia de los PES. Por ejemplo, (Véase Offer 1999, p. 18) el factor X, para 1998-1999, se estableció entre un mínimo de 2.2 para ScottishPower y un máximo de 11.3 para London. Para el período 1999-2000 se fijó en 3%. Es importante señalar que el establecimiento del factor X, al estar imbuido en la licencia, podía establecerse discrecionalmente por el regulador. No hay documentos públicos electrónicos que permitan saber cómo fueron los controles de precios. Como lo establece Ofgem 2001, "Copias de las licencias (que contienen las condiciones existentes de control de precios) están disponible en la biblioteca de Ofgem y pueden verse mediante solicitud de cita" (p. 120).

En la actualidad, en razón a la Ley Eléctrica de 2000, Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) es la entidad reguladora en Inglaterra. Sus funciones siguen determinadas por los principios señalados anteriormente en relación con la promoción de eficiencia, protección del público de abusos y posición dominante, y el mantenimiento de oferta de largo plazo de servicios de energía. Es reconocido por la industria los beneficios de la introducción de competencia en diferentes puntos de la oferta de energía eléctrica. La opción de permitir a los consumidores seleccionar el proveedor ha mantenido presión sobre los costos y la existencia de opciones tarifarias y servicios. De la misma manera la competencia ha promovido la oferta de servicios innovadores en la medición del consumo.

En (Smithers 2007) se reporta en detalle los beneficios percibidos en relación con la liberalización del mercado. Este reporte señala una alta competencia en precios entre los seis grandes oferentes, reducción de dispersión de precios y la exigencia sobre los oferentes con mayores costos a moverse a niveles de mayor competencia para reducir las pérdidas sobre los clientes. Los oferentes han innovado para retener y ganar nuevos clientes. El servicio al cliente ha mejorado, los oferentes han invertido en sistemas de atención y 5 oferentes han reducido el número de quejas sin responder.

¹⁷ Como lo señala Littelchild (2005), los controles de precios no se debieron haber introducido como mecanismo regulador del poder de mercado, al menos en el Reino Unido.

3.10 Noruega¹⁸

La Ley de Energía Eléctrica de 1990 sentó las bases del desarrollo de la industria en ese país. Comenzando en enero de 1991, la Ley liberalizó el mercado introduciendo competencia en la generación y en la distribución al por menor aunque sin privatizar a la empresa estatal dominante e integrada verticalmente Statkraft. La Ley obligó a esta empresa a desintegrarse verticalmente en dos entidades legalmente separadas: una de transmisión y otra de generación. El resto de empresas integradas verticalmente no fueron obligadas a separarse legalmente, pero si a llevar registros contables separados. Las compañías de redes fueron consideradas como monopolios naturales y por ende sujetos a regulación. Las redes de distribución eran, adicionalmente a la malla de transmisión: regionales (60 a 132 kV) y las redes locales /de distribución (<22 kV).

Tres aspectos cabe resaltar de la reforma. La primera es la creación de un ente regulador, the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), una agencia subordinada del Ministerio de Petróleos y Energía. Una segunda, respecto al diseño del mecanismo de regulación de las administradoras de redes y la final, la del mercado al detal. Respecto a la introducción de NVE tiene el papel de establecer, entre otras las tarifas de transmisión y regulación. Sin embargo, la Autoridad de Competencia de Noruega ha tomado la potestad de regular todas las actividades de red.

En cuanto al segundo cabe señalar que en el primer período regulatorio, entre 1991 y 1996, el mecanismo regulador implantado para las empresas de distribución fue la regulación por tasa de retorno. Problemas en la falta de incentivos e ineficiencia en la recuperación de los costos llevaron a abandonar este esquema. En el segundo período regulatorio de 1997 a 2001 se introdujo una regulación por desempeño basado en una formula con tope de ingresos que incluía unos umbrales máximos y mínimos para los 5 años del período regulatorio. La fórmula se estableció para cada compañía de manera individual. Los ingresos totales permitidos debían cubrir los costos de operación y mantenimiento, los costos de capital (depreciación), los rendimientos sobre el capital y las pérdidas de la red y los impuestos sobre ganancias del 28%.

La formula inicial era (Véase Gómez 1998):

$$IT_{e,98} = \left(IT_{e,w/losses97} \left(\frac{KPI_{98}}{KPI_{97}} \right) \right) + (NT_{MWh} * P_{98}) \left(1 + \frac{\Delta LE_{a,98-97}}{2} \right) (1.EFK)$$

donde $IT_{e,98}$ es el ingreso total permitido en 1998; $IT_{e,w/losses97}$ es el ingreso permitido sin las pérdidas de la malla (grid) en el año previo; $\frac{KPI_{98}}{KPI_{97}}$ es el ajuste por inflación de un año al siguiente; $NT_{MWh} P_{98}$ representa los costos de las pérdidas de la malla en el red de

¹⁸ Esta sección está basada en varios estudios. Entre los cuales están: Gómez (1998); von Ossietzky (2003); NVE (2009); Bye y Hope (2005) y Von der Fehr y Hansen (2008).

distribución que se posee; $\Delta LE_{a,98-97}$ es el incremento por unidad anticipado en la entrega de energía de un año al siguiente; y EFK es el factor anual de productividad, por unidad.

El modelo de referencia (benchmark), basado en DEA se ha usado para calcular y comparar los costos de eficiencia de las compañías distribuidoras. En el segundo período regulatorio, ese método de medida de eficiencia fue *aparentemente* aplicado únicamente a las compañías locales de distribución desde el año 1998 y desde 1999 a las demás. Se estableció inicialmente un conjunto de factores de productividad para los años 1998-2001 que variaban entre 1.5% para las empresas más eficientes (100% eficientes) a 4.5 para las menos eficientes (por debajo del 70% de eficiencia).

Para el período regulatorio de 2002 al 2006 se mantuvo el mismo esquema pero se le introdujo un factor de calidad. A cada empresa de red se le determinó una meta de eficiencia por calidad la cual si no se alcanza penaliza el ingreso total permitido pero si se sobrepasa, se le permiten mayores niveles de ingreso a la empresa. Es decir, el factor de calidad, modifica los umbrales inferiores y superiores de ingreso permitido. En este período los factores individuales de productividad tuvieron un rango entre 0 y 5.2%. El primero de enero de 2007 se realizó una revisión de la regulación del ingreso tope basado en una fórmula de yardstick la cual está basada en unos puntos de recuperación de costos que resultan de los ejercicios de referenciación y con un rezago de dos años.

Respecto al mercado al detal (retail market) ¹⁹, la Ley de Energía de 1990 permitió a los usuarios finales, industriales o residenciales, el cambio de proveedor del incumbente a otro minorista. Sin embargo, dado los altos costos de cambio (5000 coronas de Noruega en 1991) el número de cambios fue muy bajo. El costo de cambio se redujo a 4000 en 1994. En 1997 las tarifas y costos por cambiar de proveedor (semanalmente) fueron eliminadas para estimular que los consumidores cambiaran sin costo y promover la competencia. Desde 1998, la Norwegian Competition Authority ha mantenido en la Internet un sistema de información de precios de los proveedores de energía para mejorar la transparencia del mercado.

Dada la relación del mercado al detal de Noruega con el mercado de comercialización en Colombia, se hace necesario exponer la regulación de ese mercado. En primer lugar, el mercado está compuesto por el proveedor de opción (default supplier) quien es el proveedor local (el DSO), quien en la práctica es el minorista incumbente que sirve al consumidor final mediante un contrato variable estándar. Los precios no se encuentran regulados (a diferencia de Colombia) y en general los precios para los clientes que no han estado activos son mayores que los precios de otros proveedores lo cual genera los incentivos para cambiar de proveedor. En segundo lugar están los procedimientos de cambio de proveedor. El proceso es muy eficiente, gratis y muy fácil. Los clientes solo requieren contactar al nuevo proveedor quien notifica a la compañía de distribución usando el EDIEL. El DSO verifica los datos del cliente y recoge los valores del medidor del cliente que quiere cambiarse. La compañía de distribución notifica al antiguo y al nuevo

¹⁹ Un análisis detallado de la apertura del mercado al por detal en Noruega se encuentra en Jonassen (1998) y en Tuovinen (2009).

proveedor del cambio una semana antes de hacerse efectivo. Tercero, pese a que los precios a los usuarios finales no están regulados, existen ciertos procedimientos para realizar cambios en los precios a un usuario. Cuarto, las empresas al por detal requieren una licencia, la cual es fácil y rápida de obtener. A junio de 2009, existían 162 DSO aunque solo 7 de ellos tenían más de 100 mil clientes. Por último, pese a no existir separación legal entre el DSO (que presta otros servicios) y las ventas a los usuarios finales, si existe una separación entre la administración y la contabilidad de las dos actividades, lo cual garantiza a los minoristas independientes iguales oportunidades en el mercado. Tuovinen (2009) reporta que el mercado al por detal ha sido bastante activo y señala que los estimativos muestran una tasa neta de cambios de cerca de 28% aunque ello no ha quitado cuota de mercado a los proveedores incumbentes, la cual varía entre 30% y 95%. Igualmente, entre los países nórdicos, Noruega reporta las más altas tasas de re-cambio (cambiar varias veces de proveedor y volver al proveedor original incumbente).

Finalmente en 1996 se estableció un mercado conjunto entre Noruega y Suecia (Nord Pool), convirtiéndose en el primer mercado de energía integrado del mundo. En 1998 Finlandia comenzó a participar como un agente del mercado Nord Pool. Y finalmente en 2002 Dinamarca se integro al Nord Pool, lo cual se convirtió en el mercado nórdico integrado de energía.

Después de la liberalización del mercado aproximadamente tres cuartos de los consumidores noruegos han entrado a participar de alguna manera en el mercado de energía. Esto en contraste con el hecho de que en Suecia 80% de los consumidores pagan un precio fijo. Según (Bye and Hope 2005) esto puede explicarse porque Noruega depende totalmente de energía hidroeléctrica, mientras que Suecia solo depende de esta fuente en un 30% a 40%, lo cual implica que la volatilidad de los precios en noruega es mucho más alta respecto a Suecia.

3.11 Perú²⁰

La reforma del sector de energía eléctrica en Perú comenzó en el año 1992 cuando se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas –LCE- (Decreto Ley No 25844) la cual fue reglamentada por el Decreto Supremo No 009-93. La reforma diseño no solo el marco regulador del Perú sino que adicionalmente liberó y marco la nueva estructura industrial del sector eléctrico. El marco regulador se complemento en 1996 con la promulgación de la Ley 26734 que creó al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). La ley encargó a la entonces Comisión de Tarifas Eléctricas (Actualmente Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria –GART) la regulación de las tarifas de las actividades de transmisión y distribución eléctrica, consideradas como monopolios naturales. La generación de energía se consideró libre de esa condición y se liberalizó. Una posterior modificación a la LCE se hizo en 2006 con la expedición de la Ley 28832.

²⁰ Esta sección está basada en CTE (1998), Bónifaz (2001), Pérez y Equipo de Expertos (2008), y Castillo, Álvarez y Chani (2009).

El esquema general de regulación seguido en Perú se adoptó de las experiencias en la regulación de la energía eléctrica de Argentina, el Reino Unido y en particular la de Chile. La organización industrial del sector está determinada por el artículo 1 de la LCE, la cual señala las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Sin embargo, pese a que la comercialización aparece como una actividad separada, ésta aún no opera separadamente como en Colombia.

Según la LCE las siguientes actividades están sujetas a regulación de precios:

1. La transferencia de potencia y energía entre generadores
2. Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión.
3. Las ventas de generadores a distribuidores destinadas al servicio público de electricidad.
4. Las ventas a clientes del servicio público de electricidad.

Por ser de interés de esta consultoría, expondremos los elementos de la fijación de precios máximos de distribución de acuerdo con lo señalado por la LCR. Antes de exponerlo, cabe señalar que el modelo de regulación de la actividad de distribución del Perú es el de competencia por comparación o modelo de empresa eficiente.

El artículo 63 de la LCE establece que las tarifas máximas a los usuarios regulados comprenden: a) los precios a nivel generación, b) los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes,; y c) el valor agregado de distribución.

El artículo 64 introduce el concepto de *valor agregado de distribución* –VAD-, calculado para cada concesionario, el cual se basa en una empresa eficiente e incluye los siguientes componentes: 1) costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía; 2) pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y 3) costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociadas a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Los artículos 65 y 66 complementan al anterior al señalar que el costo de inversión será la anualidad del *valor nuevo de reemplazamiento* –VNR- del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la tasa actualizada –TA-, la cual la LCE, en su artículo 79 fija en 12% real anual, La LCE establece que la tasa podría ser modificada por el Ministerio de Minas y Energía bajo la realización de un estudio.

Similar al caso chileno, los componentes de que trata el artículo 64 se deben calcular para cada sector de distribución típico, pero difiere del esquema chileno en que los estudios mediante el cual se definen esos elementos son realizados por los concesionarios de distribución de una lista de empresas consultoras previamente determinadas por la GART quien elabora los términos de referencia y realiza la supervisión de los estudios.

Una vez que OSINERG obtiene los cálculos de los VAD y los componentes a) y b) del artículo 63, determina los precios para cada concesión lo cual le permite calcular el VAD unitario por sector típico (dividiendo el VAD entre la máxima demanda) y procede a verificar que las tarifas calculadas por sectores típicos generen una tasa interna de retorno en el rango de 8% y 16% considerando un período de análisis de 25 años. Si las tasas antes calculadas no difieren en más de 4 puntos porcentuales de la TA, los VAD que

Consultor: Universidad del Rosario

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

les dan origen son los definitivos. En caso contrario los valores deberán ser ajustados de modo que alcancen el límite más próximo superior o inferior.

3.12 Resumen Experiencia Internacional

En la Tabla 3.1, Tabla 3.2 y Tabla 3.3 se presenta un resumen de la experiencia internacional.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tabla 3.1 Regulación por incentivos en países seleccionados. Metodología, muestra e información.

País	Benchmarking/ método de regulación	Muestra para estudio de comparación	Insumos y resultados
Inglaterra	Análisis mediante COLS usando OPEX. Revenue cap.	14 proveedores de servicios de energía.	Insumo: OPEX Producto: 50% número de usuarios, 25% electricidad distribuida, 25% extensión de red).
Holanda	DEA: costos bajo control de la empresa. Revenue cap.	19 empresas.	Insumo: OPEX Producto: unidades, voltaje en demanda máxima, voltaje en demanda baja, extensión de la red, número de clientes grandes y pequeños.
Noruega	DEA: costos bajo control de la empresa. Revenue cap.	180 redes y distribuidores nacionales y regionales.	Insumo: Capital (valor en libros y costos de reposición), bienes y servicios, pérdidas, empleo. Producto: Número de clientes, energía entregada, extensión de líneas y cableado marítimo.
Australia- New South Wales	DEA, SFA, TFP. Revenue cap.	219 empresas, incluyendo: New South Wales, otras áreas en Australia, Nueva Zelandia, Inglaterra & Wales, y Estados Unidos.	Inputs: Costos totales de O&M, capacidad de transformadores, extensión de la red. Resultado: Electricidad vendida, número de clientes y demanda máxima.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Chile	Referencia eficiente teórica / Modelo con regulación Yardstick.		Insumo: CAPEX, O&M, pérdidas y costos relacionados con los clientes (voltaje bajo, medio y alto) Resultado: Valor agregado de la distribución (ADV) para las empresas eficientes.
-------	---	--	--

COLS: Mínimos cuadrados ordinarios corregidos. **DEA:** Análisis envolvente de datos. **SFA:** Análisis de frontera estocástica. **OPEX:** gastos operativos. **TFP:** productividad total de los factores. **O&M:** Operación y Mantenimiento.

Tomado de: (Pollitt and Jamasb 2000)

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tabla 3.2 Regulación por incentivos en países seleccionados. Metodología, Momento, Método de estimación punto de referencia

País	Método de regulación	Momento de regulación	Uso explícito de punto de referencia	Nivel de punto de referencia (benchmarking)	Método de estimación punto de referencia (benchmarking)
Australia (New South Wales)	Revenue-cap hasta 2004, Price cap promedio desde 2004	Ex ante	No	Individual.	DEA, SFA, TFP
Chile	Caso especial de Yardstick	Ex ante	Si	Para 5 regiones especiales.	Análisis de ingeniería económica (Construcción de una compañía modelo eficiente).
Finlandia	Límite máximo a gastos y tasa de retorno.	Ex post	No	Genérico	DEA
Holanda	Yardstick	Ex ante	Si	Genérico	DEA
Noruega	Revenue-cap	Ex ante	Si	Genérico individual	DEA
Suecia	Caso especial de Yardstick	Ex post	Si	Individual pero pasó a Genérico	DEA, Modelo de evaluación de desempeño. (Construcción de una compañía modelo eficiente).
Dinamarca	Revenue Cap	Ex ante	Si	Individual y otro genérico	No especificado

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Alemania	Revenue cap	Ex ante	Si	Individual	No especificado pero se habla de DEA
Inglaterra	Price-cap	Ex ante	Si	Genérico individual	COLS, análisis de ingeniería partiendo de análisis individual, agregando a la industria.
Estados Unidos (California)	Price-cap con distribución de ingresos.	Combinación ex ante / ex post	No	Individual	TFP
Estados Unidos (Maine)	Price-cap con distribución de ingresos.	Combinación ex ante / ex post	No	Individual	TFP

COLS: Mínimos cuadrados ordinarios corregidos. **DEA:** Análisis envolvente de datos. **SFA:** Análisis de frontera estocástica. **OPEX:** gastos operativos.

TFP: productividad total de los factores. **O&M:** Operación y Mantenimiento.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tabla 3.3 Regulación por incentivos en países Latinoamericanos

Variable	Argentina	Perú	Chile	Colombia
Ente Regulador	ENRE (Ente Regulador de Electricidad) regula de transmisión nacional y la distribución en Buenos Aires	CTE (Comisión de Tarifas de Energía) regula precios de electricidad (generación, transmisión y la distribución) y gas	CNE (Comisión Nacional de Energía) regula precios en electricidad y gas y formula de política energética	CREG fijación de precios a usuarios de servicio público
Estructura de Mercado	Un Mercado libre para Grandes Usuarios Mayores (más de 1 MW), debe contratar al menos un 50% con el generador, Grandes Usuarios Menores (entre 30 kW y 2 MW), y Grandes Usuarios Particulares (entre 30 kW y 100 kW)	Un mercado libre (acceso a clientes con demanda mayor a 1MW) y el regulado	Un mercado libre (acceso a clientes con demanda mayor a 200 kW) y el regulado	Existencia de un mercado libre (acceso a clientes con demanda mayor a 0,1 MW) y el regulado
Marco Regulatorio	Separación de actividades y libre acceso en generación	Separación de actividades y libre acceso en generación	Separación de actividades y libre acceso en generación	Separación de actividades y libre acceso en generación
Transmisión	Monopolio regulado. Acceso universal. Tarifas incluyen cargo por congestión que van a un fondo para financiar inversiones	Competencia por concesiones, concesiones reguladas. Acceso universal Peajes anuales prorrateados entre generadores en función de su potencia firme	Competencia por concesiones, concesiones reguladas. Acceso universal Peajes anuales prorrateados entre generadores en función de su potencia firme por áreas de influencia	Monopolio regulado. Acceso universal. Peajes anuales prorrateados entre generadores en función de su potencia firme
Distribución	Monopolios locales regulados. Tarifas máximas con tasa de actualización	Monopolios locales regulados. Tarifas máximas con tasa de actualización	Monopolios locales regulados. Tarifas máximas con tasa de actualización	Monopolios locales regulados. Tarifas máximas con tasa de actualización

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Variable	Argentina	Perú	Chile	Colombia
Generación	Despacho en función de costos marginales Coordinación centralizada (CAMMESSA), incluye representantes de los clientes libres y las distribuidoras Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot. compra de distribuidoras	Fijación semestral de precios en barra en función a costos marginales Coordinación centralizada (COES), con participación de generadores y transmisora Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot entre generadores	Fijación semestral de precios en barra en función a costos marginales Coordinación centralizada (CDEC), con participación de mayores generadores. Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot entre generadores	Despacho centralizado a través de una Bolsa de Energía. Compra de comercializadores en el MEM sobre una base spot. Contratos de cobertura de precios a largo plazo

3.13 Lecciones de las experiencias internacionales de regulación a la actividad de comercialización de energía eléctrica

A continuación se presentan elementos y lecciones que pueden extraerse de la lectura de las experiencias internacionales y que pueden aplicarse a la actividad regulada de la comercialización de energía eléctrica en Colombia.

El primer punto que se extrae de las experiencias reguladoras del sector eléctrico a nivel internacional es la inexistencia de la actividad de comercialización como una actividad separada legalmente de las demás actividades eléctricas en particular de la distribución de energía eléctrica (excepto en el caso del Perú que legalmente es hecha explícita pero que en la práctica no existe). La mayoría de los países que realizaron reformas y liberalización del sector eléctrico separaron las actividades de generación, transmisión y distribución pero no llegaron a separar la actividad de comercialización. La revisión de la literatura, descrita en los numerales anteriores de éste documento, debe entenderse como una lectura a la regulación en esas actividades y cómo la regulación sobre la actividad de distribución, en todos los países considerada como monopolio natural y sujeto a la regulación, puede arrojar luces para el estudio y determinación del factor de productividad.

La segunda enseñanza que se desprende es que un gran número de países, en particular los países Nórdicos, realizaron una desregulación de llamado mercado al detal (retail market) sea en fases o inmediatamente. Ese mercado al detal es lo más próximo al mercado de comercialización de consumidores regulados en Colombia. La lectura de esas experiencias muestra que hubo tropiezos y demoras pero que los consumidores han obtenido beneficios de poder tener la oportunidad de poder cambiar de proveedor de energía. Se puede concluir, por esa lectura, que esa actividad, la de servir a consumidores de bajo consumo de energía, no se ha considerado monopolio natural y por ende sujeto a regulación.

La experiencia internacional muestra una gran variedad en los tiempos y fases de desregulación del mercado al por menor. En una primera instancia, la Tabla 3.4 presenta el año reportado para cada país de la apertura total del mercado al detal. Algunos elementos vale la pena resaltar. Primero, los países nórdicos fueron como grupo los primeros en desregular ese segmento de la industria. Y segundo, hasta muy recientemente, un amplio número de países no había desregulado ese segmento.

Tabla 3.4 Año de apertura Total del Mercado al detal

País o Región	Año
Noruega	1995
Finlandia	1998
Alemania	1998
Suecia	1999
Reino Unido	1999
Alberta, Canada	2001
Austria	2001
Victoria, Australia	2001
Dinamarca	2003
Irlanda	2005
República Checa	2006
Francia	2007
Hungría	2007
Lituania	2007
Luxemburgo	2007
Queensland Australia	2007
Slovenia	2007
Wallonia, Bélgica	2007
Estonia	2013

Fuente: Annala y Viljainen 2009

Como se afirmó anteriormente, un buen grupo de países implementó un proceso gradual de liberalización. Por ejemplo, Noruega liberalizó totalmente el mercado sin hacer un período de transición de acuerdo con niveles de consumo. Por otra parte, en el Reino Unido, el proceso comenzó con la reforma a la industria en 1990 y consistió en desregular el segmento de los consumidores con más de 1 MGW de consumo anual. Se procedió a mantener el control de precios para el resto de consumidores bajo la premisa que existía poder de mercado por parte de los llamados PES. En 1994, el mercado se abrió a consumidores con consumos mayores a 100kW y entre 1998 y 1999 se abrió totalmente. El proceso regulador del factor X en la fórmula RPI-X estuvo inmerso en la

licencia de cada operador PES. Cabe resaltar que aún después de la completa liberalización del mercado de oferta, existieron controles de precios hasta el año 2002.

La razón básica fue la de proteger a consumidores que podían estar desprotegidos o no contaban con los elementos para acceder a los beneficios de la liberalización. Como afirmó Littelchild (2005, p. 21) “Topes de precios transicionales parecieron un medio razonable de proteger a los consumidores residenciales del Reino Unido cuando el mercado se abrió por primera vez. Ellos aseguraban que los proveedores incumbentes trasladaran a los consumidores las reducciones significativas de los precios al por mayor que se dieron en la reducciones de compra de carbón en razón a que el período de franquicia terminaba. Ellos evitaron también cualquier incremento indeseable en los precios siguientes a la apertura del mercado incorporando las provisiones a las REC de comprar contratos de coberturas al por mayor por los próximos dos años”

En Australia, se dieron varias experiencias. En todo caso, el proceso se llamó “full retail constestability” -FRC-. En South Australia, el proceso para la industria eléctrica comenzó en diciembre de 1998 con la desregulación de aquellos consumidores con consumo mayores a 4 GWh; siguió en julio de 1999 ampliando el mercado desregulado para consumos mayores a 750 MWh; se amplió en enero de 2000 para consumos mayores a 160 MWh y se desreguló totalmente para todos los consumidores en enero de 2003.

En Victoria, Australia, el proceso de FRC comenzó en diciembre de 1994 para consumos mayores a 5MW, continuó en julio de 1995 con liberalización de consumos mayores a 1 MW y terminó en enero de 2002 con la liberalización del mercado para todos los niveles de consumo (AEMC 2007). Ray (1997) es explícito en señalar el mecanismo de CPI-X impuesto en la transición hacia la completa concursabilidad. Señala que el factor X para las zonas rurales y residenciales se estableció en 2 por ciento para los años de 1996-1997 y de 1 por ciento entre 1998 y 2000. Para los clientes comerciales o industriales de tamaño pequeño y mediano se fijó un factor de 10%, 5% y 5% para los años 1995, 1996 y 1997 respectivamente. Sin embargo, no detalla cómo fue el proceso de establecimiento del factor X.

En Australia del Territorio (Véase UC2010), el proceso fue más lento e incompleto. El proceso comenzó en abril de 2000 con la competencia para aquellos consumos superiores a los 4000 MWH. Estos son los consumidores en el grupo 1 (Tranche 1). En abril de 2001, se incluía a los grupos 1 a 3 o consumos superiores a los 2000 MWh y para abril de 2010 se tenía programado liberar todos los consumos. Sin embargo, la inexistencia de competidores al proveedor incumbente ha retrasado la iniciación de la FRC.

En las dos experiencias australianas, existió desde el inicio una preocupación de parte del gobierno de proteger a ciertos grupos de consumidores llamados clientes prescritos (prescribed customers) que son clientes de empresas (franchised) y pequeñas y medianas empresas. Estos consumidores podían ser explotados indebidamente y de ahí los controles de precios. La motivación del control fue la de controlar el poder de mercado de los oferentes de electricidad y no su condición de monopolio natural. Como lo señala el documento UC(2010, p. 20) “ los controles de precios al por menor fueron usados por los gobiernos y los reguladores como una medida transicional para proteger

a los consumidores que eran incapaces de participar en el mercado competitivo. La intención fue la de prevenir el abuso del poder monopolístico ejercido por los proveedores de gas y de energía eléctrica”.

Un tercer punto, se refiere a las diferentes metodologías reguladoras impuestas sobre la actividad de distribución dada su condición de monopolio natural. Los países se han movido de regulación por tasa de retorno hacia regulación por incentivos, sea usando precios topes o ingresos topes. Algunos países optaron mecanismos de comparación (benchmarking) o competencia comparada (yardstick competition). El uso de estas diferentes opciones se explica por los diferentes marcos institucionales, devenires históricos de las industrias de energía eléctrica, aspectos geográficos, etc. La lección es que la regulación por incentivos genera los suficientes retos a las empresas para que éstas pongan esfuerzos en la reducción de costos, en la introducción de mejoras tecnológicas favoreciendo el desarrollo de la industria y beneficiando a los consumidores finales.

Por último, el cálculo del factor X está presente en casi todas las experiencias sea de manera explícita en una fórmula, o implícita vía la introducción de un artificio externo, la competencia comparada o la referenciación respecto a una empresa o red eficiente. En todos los casos, los marcos reguladores han buscado llevar a las empresas a proveer esfuerzo en la reducción de costos y ello ha sido factible mediante el uso del factor X. La experiencia internacional ha variado en cuanto al porcentaje varía de un caso a otro. Así mismo, la mayoría de países está aplicando porcentajes generales de eficiencia o productividad y no individuales. Las excepciones, como el caso chileno y peruano entre otros, responden a que el marco legal estableció la comparación con empresas eficientes en áreas o zonas en donde se ubican los distribuidores.

4. La productividad en la actividad de comercialización de energía eléctrica

La comercialización de la energía eléctrica se da en los mercados mayoristas y en el mercado minorista. Los mercados mayoristas permiten las transferencias directas entre productores y comercializadores bien sea en los mercados spot o de muy corto plazo o mediante contratos de largo plazo. En primer lugar se discuten las condiciones bajo las cuales sería viable un mercado competitivo, mientras no se den, una respuesta adecuada es la regulación.

Por otra parte los comercializadores realizan ventas a los usuarios finales, las cuales pueden estar orientadas a mercados totalmente competitivos, esto es, todos los usuarios pueden seleccionar el comercializador y acordar las tarifas o puede existir discriminación a los usuarios para clasificarlos, según los niveles de consumo en usuarios regulados y no regulados. Los usuarios no regulados son aquellos que pueden escoger libremente su comercializador y negociar sus tarifas, y los usuarios regulados son aquellos que si bien pueden seleccionar al comercializador no pueden negociar las tarifas y están sometidos a la regulación que establece la metodología para establecer los precios.

La actividad de la comercialización minorista, bien sea que se desarrolle en un mercado minorista competitivo o en condiciones reguladas, comprende entre otras posibles las siguientes actividades:

1. Transacciones de energía en el mercado mayorista: lo cual se puede realizar en la bolsa de energía o vía contratos bilaterales con otros comercializadores o con los generadores.
2. Atención de solicitudes de conexión: por ser el comercializador el prestador del servicio público domiciliario es quien debe realizar la gestión de solicitudes de conexión a nuevos usuarios, lo que implica realizar la gestión frente al distribuidor. Los costos de esta actividad no son regulados.
3. Registro de usuarios: debe mantener actualizada la base de datos de sus usuarios, la cual debe incluir el vínculo cliente – red y su inclusión en la base de datos comercial.
4. Atención de peticiones quejas y recursos: según lo establece la ley, atender las peticiones quejas y recursos de los usuarios según los términos de la ley y la regulación.
5. Lectura de contadores: El agente comercializador se encarga del control de consumo de sus usuarios para lo cual debe leer periódicamente los contadores y con esta información realiza la liquidación y facturación correspondiente a dicho período de consumo.
6. Liquidación y facturación de cuentas: con base en las lecturas de los consumos y los ciclos de facturación el comercializador procede a liquidar y facturar dichos consumos.
7. Cobro y recaudo: Consiste en enviar las facturas a los usuarios y realizar directamente o a través del sistema financiero la recepción de los pagos que hacen los usuarios.
8. Gestión de cartera: El comercializador debe realizar el cobro a aquellos usuarios que no cumplen sus obligaciones. El comercializador puede suspender o cortar el servicio cuando el usuario no paga el servicio y cobrar posteriormente los costos de corte y reconexión.
9. Suspensión, Corte y Reconexión: Cuando los usuarios no pagan la empresa puede suspender, cortar y posteriormente reconectar el servicio lo que implica el desplazamiento de las personas que realizan la actividad, no es una actividad regulada, el comercializador establece el costo libremente.
10. Conciliación del balance del Fondo de Solidaridad de los usuarios de su mercado: El comercializador debe realizar un balance de las contribuciones y subsidios de los usuarios que atiende y consignar o solicitar la diferencia al Fondo de solidaridad.
11. Pago de las otras actividades de la cadena: En los términos que establece la regulación el comercializador debe realizar los pagos a que haya lugar a otros agentes de la cadena como son los transportadores (este pago se hace a través del LAC), los distribuidores, las contribuciones para remunerar al ASIC-LAC y CND, la administración de sus contratos de energía, los pagos de contribuciones a entidades como la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD y la CREG.
12. Atender los Requerimientos de Información del SUI y la CREG: los comercializadores deben entregar periódicamente la información que requiere el Sistema Único de Información y los requerimientos del regulador.

13. Gestionar las Pérdidas Comerciales: El comercializador debe verificar que los sistemas de medida de sus usuarios están debidamente calibrados, o que no han sido alterados, que sus sistemas de información no son alterados fraudulentamente, que no se atienden usuarios de forma directa.

4.1 Mercado Minorista de Energía Eléctrica

Adoptar un esquema de mercado minorista, bajo el supuesto que las mejoras en productividad son distribuidas entre las firmas y el usuario vía precio, implica la verificación del cumplimiento de ciertas condiciones que garanticen que la existencia de ese mercado va a traer mayores beneficios que los costos en que se puede incurrir por su adopción. A continuación se presentan algunos de esas condiciones:

1. La disposición de un mercado mayorista competitivo: Es la garantía que permitirá o no a los comercializadores minoristas competir y gestionar sus mecanismos de compra en el mercado mayorista.
2. Los costos del cambio: La disposición a costos razonables de equipos de medida con las características técnicas que permitan la realización de balances horarios a los comercializadores que participan en un mismo mercado.
3. Nivel de sofisticación de los usuarios: Que le permita seleccionar un comercializador adecuadamente, recurrir a medios de pago no tradicionales. Al parecer y según la experiencia en otros servicios como la telefonía celular, el uso del sistema financiero e incluso la misma salud, esto no representa una barrera insuperable, si bien requiera de campañas de capacitación y divulgación de parte del regulador y de las empresas.
4. El diseño tarifario: La existencia de subsidios cruzados puede ser una de las mayores dificultades para migrar a un mercado de energía minorista, dadas las consecuencias o bien en las tarifas de los usuarios subsidiados o en las cuentas de la nación al asumir estos impactos.
5. Integración de actividades: La integración vertical entre actividades competitivas y actividades con naturaleza de monopolio natural, especialmente de la actividad de distribución con la actividad de comercialización, establece condicionamientos en la competencia minorista que la pueden hacer inviable.
6. Prestador de Última Instancia: En los mercados competitivos minoristas, se debe prever la figura de prestador de última instancia, quien atiende a aquellos usuarios que por diversas razones no cuentan con un comercializador.
7. La existencia de niveles de pérdidas altas: La mayoría de las experiencias internacionales donde se han adoptado mercados minoristas de energía carecen de la problemática vivida en Latinoamérica, en relación con el hurto de energía o el fraude a los sistemas de medida. La existencia de estos costos independientemente de su asignación se convierte en una limitación a la competencia.
8. La existencia de un reglamento de Comercialización Minorista: Se debe disponer de un reglamento que establezca las relaciones entre los comercializadores y los usuarios, los procesos y procedimientos que se deben cumplir para afiliación y desafiliación de usuarios, entre otro tipo de aspectos que puedan requerirse.

En conclusión, migrar a un esquema de mercado minorista competitivo requiere la verificación del cumplimiento de unas ciertas condiciones necesarias que no se dan en Colombia en el momento actual pero pueden darse en un futuro no lejano.

4.2 La Productividad en un Mercado Regulado

En contraposición a un mercado minorista competitivo, está la situación del mercado regulado, en el cual es el regulador el encargado de fijar la metodología de remuneración de la actividad, incluida la aplicación de mecanismos que permitan que aumentos en productividad se reflejen en la tarifa que percibe el usuario final.

Algunos de los elementos que se establecieron como necesarios para la existencia de un mercado minorista competitivo, también afectan la productividad de la actividad, cuando esta es regulada, como lo es la existencia de un mercado mayorista competitivo, el nivel de sofisticación de los usuarios, la integración entre actividades.

En un mercado regulado la función de prestador de última instancia la desarrolla el comercializador que atiende el mercado regulado. No obstante, uno de los elementos que más afecta la productividad de la actividad es la existencia de pérdidas comerciales por robo o fraude en los sistemas de medida.

4.2.1 Metodologías de Regulación por Referenciación

El factor X en otras metodologías de regulación por desempeño, o incentivo empleados en la regulación del sector eléctrico a nivel mundial es usado de una manera diferente principalmente por la misma estructura de esas metodologías. En la regulación por comparación (benchmarking), se busca evaluar el desempeño de algunos indicadores con relación al desempeño de referencia. Entre los ejemplos pueden mencionar:

1. Comparación con desempeños previos. En este caso, el nivel previo (promedio) de los indicadores de la empresa sirven como referente de recompensa o castigo.
2. Regulación por yardstick o referenciación estadística. En este caso, una empresa es recompensada (o no) por la mejora de sus indicadores relativo a algún grupo de pares. En algunos países, se ha implementado este esquema tomando indicadores internacionales. Por ejemplo, Haney y Pollitt (2009) reportan que Austria, Bélgica, Colombia (en lo que tiene que ver con el G), Hungría y Holanda, de una muestra de 42 países, usaron referentes de precios internacionales para la fijación de precios de distribución de energía.
3. Regulación por comparación con una empresa eficiente o una red ficticia.

En estos dos casos, y en particular en el de competencia comparada (yardstick competition), el factor de productividad X es observado y usado para propósitos de regular los precios. No es necesario realizar cálculos de él.

Por otra parte, no es teóricamente plausible usar el factor X en regulación por costos puesto que la racionalidad del esquema busca asegurar a la empresa un determinado retorno sobre sus activos de capital.

4.2.2 Metodologías de Regulación por incentivos y el Factor de Productividad²¹

Varias son las metodologías que emplean regulación por incentivos. Entre las más conocidas que usan el factor de productividad X son las de topes a precios y topes a ingresos. Ambas han sido usadas en la regulación de empresas del sector eléctrico en Estados Unidos, Canadá, Inglaterra y Gales.

4.2.2.1 Topes de Precios (*Price caps*)

Como se explicó previamente, en estas metodologías, las restricciones se aplican a los términos de algunos servicios regulados. La formula más general de aplicación es $\Delta IPC = P - X \pm Z$, donde P es el factor de inflación, X es el factor de productividad, y Z es un factor de ajuste necesario en caso que se quiera controlar por los efectos de cambios en políticas gubernamentales (conservación de energía, requerimientos varios, impuestos, etc.) en la estructura de costos de las empresas reguladas.

El 'price cap' es una metodología de regulación, usada principal pero no únicamente, para monopolios naturales. Consiste (para definiciones y discusiones ver Laffont y Tirole 'A Theory of Incentives in Procurement and regulation' MIT Press 1999 o Berg y Tschirhart 'Natural Monopoly Regulation' Cambridge University Press 1988) en definir un valor anual máximo para el incremento de un índice de precios de una empresa o sector.

En general se aplica a una canasta de bienes y servicios producidos por la empresa, pero puede ser a un servicio único. La metodología determina dos elementos: la base del índice y el incremento máximo anual. La base del índice se determina estudiando la situación de la empresa en un período dado (período de control de precios), especialmente sus ingresos, sus costos y sus ganancias, el propósito de esto es permitirle a la empresa en el período base un rendimiento razonable sobre su inversión. El segundo elemento es el incremento máximo, la práctica común desde los comienzos de la aplicación de la metodología es el de permitir un aumento según un índice de precios al cual se le resta un aumento esperado de productividad. Tanto el índice que se usa (muy frecuentemente el índice de precios al consumidor) como el factor de productividad son objetos de discusión y estimación.

El objetivo del ajuste es doble, por una parte da incentivos al productor para aumentar su productividad, al permitir que traduzca a ganancias una parte de este aumento y permite una participación de los consumidores en esta ganancia. Tal como está previsto por el artículo 87 Numeral 1 de la Ley 142 de 1994 el cual indica que "las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre las empresas y los usuarios, tal como ocurre en un mercado competitivo".

En principio este ajuste podría hacerse indefinidamente sin reajuste de la base, sin embargo dado que hay factores que no están contemplados en el mecanismo de actualización y errores posibles cometidos a lo largo del proceso, es práctica usual

²¹ Esta presentación se basa en Lowry y Kaufmann (2002) y Sappington (2002).

actualizar con alguna frecuencia la base, para garantizar que siempre exista esa ganancia razonable, cercana al costo de oportunidad del capital.

4.2.2.2 Topes a Ingresos (Revenue caps)

En la regulación por topes a ingresos, dos tipos se han desarrollado. Uno llamado topes de ingresos totales (comprehensive) y otro llamado ingresos no comprensivos (non-comprehensive). En los primeros, son los ingresos (por lo general de operación) por todos los servicios de la empresa regulada y no las tasas las que son afectadas por la restricción. El crecimiento de los ingresos permitidos usualmente se limita usando un índice (o formula). Su aplicación es $\Delta \text{IngresoRequerido} = P - X + Y \pm Z$ Donde Y refleja el efecto del crecimiento del producto sobre el costo. Si el crecimiento en X resulta similar (o muy) al de Y, la formula se simplifica a $\Delta \text{IngresoRequerido} = P \pm Z$. Algunos planes de topes a ingresos restringen el crecimiento a una medida de ingresos por usuario. En el caso de los topes sobre ingresos no totales, solamente algunos de los ingresos de la empresa regulada son restringidos. Un ejemplo (Véase Lowry and Kaufmann, 2002, p. 425) podría ser un tope sobre los requerimientos de ingreso para gastos de O&M.

4.2.3 Metodología de Regulación por Tasa de Retorno

Esta regulación consiste en fijar el valor máximo de la ganancia (diferencia entre ingresos y gastos) dividida por el valor de los activos productivos, revisando anualmente los resultados, por lo cual no requiere la aplicación de un factor de productividad. Tiene un alto costo para el regulador y para las empresas dados los grandes volúmenes de información requeridos para su aplicación.

4.2.4 Ventajas, desventajas e impactos de incorporar un factor de productividad

Según la revisión que se ha hecho a las diferentes metodologías se encuentra que el factor de productividad es inherente a las metodologías de “Price Cap” y “Revenue Cap”, como se verá más adelante, en Colombia se ha aplicado la metodología de Price Cap para la remuneración de la actividad de comercialización. En consecuencia, en los siguientes apartes de este documento nos referiremos a esta metodología si bien las conclusiones y recomendaciones sería válidas para las metodologías que emplean este factor.

4.2.4.1 Ventajas de incorporar un factor de productividad

La incorporación de un factor de productividad en un sistema de regulación tipo “Price Cap” es inherente al mismo, es parte integral de su justificación. Por supuesto ventajas e inconvenientes deben discutirse con respecto a alternativas. Para la regulación de monopolios naturales privados (en principio sin subsidio público) la principal alternativa es la regulación por tasa de retorno.

Las ventajas principales son las siguientes:

Eficiencia. En la regulación por tasa de ganancia los aumentos en productividad que haga la empresa se traducen en ganancias solamente durante el período anual en el que se realicen, en el “Price Cap” estas ganancias se mantienen durante el ciclo regulatorio, normalmente de varios años. Esto produce incentivos fuertes a los productores para aumentar su productividad. Si el ciclo regulatorio es de un año, los dos métodos son

Consultor: Universidad del Rosario

equivalentes y no tiene sentido hablar de “Price Cap”, ni de la aplicación de un factor de productividad. En el “Price Cap” no se revisan los datos básicos anualmente, lo cual se traduce en disminución de los costos regulatorios, tanto para el regulador como para el regulado.

Beneficios para el usuario. La incorporación de un factor de ajuste por productividad, el cual disminuye el ajuste anual permitido en las tarifas, beneficia al usuario, al pasarle parte de los ahorros de los aumentos en productividad. Bajo el esquema de regulación por tasa de ganancia, se le pasan al usuario al cabo de un año todas las ganancias en productividad; sin embargo se espera, que los aumentos en productividad sean mayores bajo el “Price Cap”, puesto que esta metodología representa un incentivo más fuerte para que la empresa reduzca sus costos. De modo que al tener en cuenta estos dos efectos, tanto los productores como los consumidores quedan mejor bajo un esquema de “Price Cap” con corrección por cambios en productividad que bajo regulación de tasa de ganancia o bajo un esquema de ajuste por inflación sin ajuste de productividad.

4.2.4.2 Desventajas de incorporar un factor de productividad

El “Price Cap” es uno de los mecanismos de regulación que los expertos califican como de muy alta potencia (very high power), esto quiere decir que errores en la estimación del factor X pueden generar varios efectos. Si el factor X es demasiado bajo llevará a que las ganancias sean demasiado altas para los productores dado que los precios divergirán demasiado de los costos con sus efectos negativos sobre el bienestar de los consumidores. Si es demasiado alto, puede llevar aun aumento importante en las probabilidades de quiebra cuando existe demasiada variabilidad en los costos de producción, y dado que el price cap pasa el riesgo de los consumidores a las empresas reguladas, genera un aumento del costo de capital dado que los inversionistas requerirán una mayor nivel esperado de retornos lo cual terminaría afectando los costos operativos (Véase Sappington 2002).

Por último, una desventaja del esquema de precios topes, y no del factor X , es que puede llevar a comportamientos estratégicos de parte de las empresas reguladas. Di Tella y Dick (2002), en su estudio sobre precios topes en la industria de distribución de energía en Chile, encontraron evidencia de tal comportamiento. La curva en el tiempo de la reducción de costos es en forma de U con una fuerte reducción de costos en los primeros años del período regulatorio pero con una reversión fuerte al último año del mismo período. Como sugieren los autores, “una hipótesis natural es que las empresas están tratando de influir a los reguladores” (P. 21)²². Una conclusión similar dan Guiletti y Waddams-Price (2005) al analizar la experiencia de las industrias de servicio público reguladas bajo precios topes en el Reino Unido.

²² Respecto a esta conducta estratégica cabe citar a Littlechild (1982) quien advertía que “entre más largo sea el período esperado que el control RPI-X opere, mayor será la incertidumbre sobre el nivel (location) del rango factible para X . Pero si el X puede revisarse, la empresa regulada considerara que efectos sus acciones posiblemente tendrán sobre los futuros niveles de X ” (Citado en Crew y Kleindorfer, 2001, p. 42)

Los dos puntos claves son: el análisis inicial que establece cual es la rentabilidad reconocida en el período base y la senda de la productividad esperada, el índice de precios utilizado ha demostrado tener un efecto menor, sin embargo en algunos casos, en los cuales el costo de prestación del servicio depende mucho del costo de uno de los insumos, se ha incluido en la fórmula de ajuste no solamente un índice general y el factor de productividad sino el índice de precios de dicho insumo o insumos.

4.2.4.3 Impactos de incorporar un factor de productividad.

Los impactos de aplicación del “Price Cap” (con factor de productividad) se deducen de sus ventajas y desventajas: proporciona un mecanismo con altos incentivos a aumentos en la productividad, con repartición de dichos aumentos entre productores y consumidores.

Requiere menos esfuerzo por parte de empresas reguladas y Comisión de Regulación, pero al ser un mecanismo multianual puede requerir un trabajo inicial más cuidadoso, para evitar ganancias demasiado altas o insuficientes.

Requiere una buena información sobre la historia de las empresas productoras, pero en cantidad menor de lo que requeriría una regulación por tasa de ganancia, con su revisión anual²³.

4.2.5 Período Regulatorio (Control de precios)

La determinación del período regulatorio está en el núcleo de la regulación por incentivos. La regulación por precios topes busca replicar la disciplina que la competencia impondría si ella estuviera presente en la industria regulada. El factor X es el mecanismo mediante el cual se busca que la empresa regulada tenga retos razonables. Si es fijado muy alto, la empresa podría enfrentar dificultades financieras, si es fijado muy bajo, la empresa obtendría rentas elevadas, el nivel de producción sería más bajo y la pérdida de bienestar de los consumidores aumentaría. Entre más largo sea el período de revisión mayor será el poder del mecanismo de incentivos de los precios topes y viceversa (Joskow 2007). En razón a la dificultad de establecer el nivel apropiado o razonable de ese factor por adelantado, el período de regulación bajo el cual el factor X es escogido tiende a limitarse en el tiempo.

4.2.5.1 ¿Qué factores influyen sobre la elección del período entre las revisiones de los precios topes (Período de control de precios)?

Sappington (2002) menciona varios de ellos. El primero se refiere a la incertidumbre que el regulador tiene sobre el entorno bajo el cual operan las empresas reguladas. Si el regulador está inseguro sobre las condiciones de demandas y costos de la industria, le será difícil establecer un factor X que genere retos suficientes pero razonables a las empresas. A ello se suma el hecho que el regulador tampoco conoce las capacidades de las empresas de poner más esfuerzo en la reducción de costos. En este caso, es decir, un

²³ Joskow, Paul L, Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks, 2007.

factor X que muy pobremente se alinea con el entorno de la industria, un período relativamente corto de tiempo entre las revisiones debería instituirse.

Sin embargo, dado lo afirmado anteriormente, la revisión muy pronta de los períodos reguladores genera efectos negativos sobre los incentivos de la empresa de reducir costos. Ello se da porque las reducciones de costos obtenidos durante el período regulado solo incrementan las ganancias por un (muy) corto período de tiempo, y llevan además a mayores niveles o reajustes del factor X en períodos subsiguientes.

La duración de los períodos reguladores también es dependiente de la capacidad de la empresa en reducir costos y de la elasticidad precio de la demanda del servicio de la empresa. Si la demanda es inelástica y la empresa regulada es (o se cree que es) eficiente en la reducción de sus costos operativos, períodos más largos entre las revisiones deberían imponerse. Por último, se encuentra la capacidad que tenga el regulador para permitir mayores o menores beneficios a las empresas reguladas. Consideraciones políticas o ideológicas, planes de expansión del servicio, entre otros, son elementos que determinan la elección final del período regulador.

A continuación se presentan los desarrollos en materia de regulación del sector eléctrico, que han adoptado varios países. Sin embargo, es conveniente presentar cómo ha sido la adopción de los períodos reguladores a nivel internacional, en particular para la industria de energía. Jamasb y Pollitt (2001) y Haney y Pollitt (2009) realizaron dos encuestas vía cuestionarios que fueron enviados electrónicamente a funcionarios específicos dentro de los cuerpos reguladores de energía eléctrica de cada país. La primera encuesta fue realizada entre el verano y el otoño de 2000 para 22 países, 18 de la OECD; y la segunda encuesta entre junio y octubre de 2008 a cerca de 40 países, desarrollados y en desarrollo. Las encuestas cubren una multitud de aspectos, de los cuales se presentan en la Tabla 4.1 lo que los autores llaman el rezago regulador, en la primera, y la duración de la revisión de precios, en la segunda.

La Tabla 4.1 presenta cuatro columnas. La primera columna representa el número de años de duración del período regulador; la segunda columna presenta los resultados de la primera encuesta realizada en 2000; y la tercera y cuarta columna, la segunda encuesta realizada en 2008.

Una primera conclusión que se observa, es la heterogeneidad de la duración tanto para el sector de distribución de energía eléctrica como el de transmisión, aún al interior de zonas económicas. Los períodos van desde un (1) año hasta diez (10) años o indefinido como es el caso reportado por Venezuela. En todo caso, la media podría aproximarse a tres (3) años. Hubiera de esperarse efectos de imitación, por ejemplo al interior de la UE o la CAN fueran dominantes, pero ello no sucede. El segundo aspecto es que para la segunda encuesta, algunos países definen períodos regulatorios diferenciados entre la distribución y la transmisión de energía eléctrica. El tercer punto es que algunos países que aparecen encuestados en ambas encuestas, modificaron sus períodos regulatorios.

La revisión de estos resultados muestra que la determinación de la duración del período regulatorio es afectado por múltiples factores, los cuales no es posible determinar a no

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

sea que se encuentre específicamente a cada ente regulador los motivos de su elección. Los estudios citados no investigan al respecto.

Tabla 4.1 Períodos regulatorios Internacionales

Duración de la revisión en años ²⁴	Rezago Regulador	Países y años de inicio del Período Regulador	
		Distribución	Transmisión
1	Bélgica; Finlandia (revisiones anuales)	Bélgica (2007); Alemania (2008); Grecia (2007); Luxemburgo (2006); Croacia (2008); República Dominicana (2008); Ecuador (2008); Nicaragua (2008);	Alemania (2008); Grecia (2007); Luxemburgo (2006); Croacia (2008); República Dominicana (2008); Ecuador (2007); El Salvador (2008); Uruguay (2007)
3	Portugal (1999); Queensland; Canadá (Ontario); Irlanda (3-5 años)	Estonia (2008); Lituania (2007); Holanda (2008); Portugal (2006); Eslovenia (2006); Islandia (2007); Australia Occidental (2006)	Estonia (2008); Lituania (2007); Holanda (2008); Portugal (2006); Eslovenia (2006); Islandia (2007); Australia Occidental (2006)
4	Holanda (2000); Dinamarca; Hungría (1997); Italia (2000); Brasil; Chile (4-5 años)	Austria (2005); Dinamarca (2006); Finlandia (2007); Hungría (2005); Bolivia (2007); Brasil (2007); Chile (2004); Panamá (2006); Perú (2009)	Austria (2005); Bélgica (2007); Finlandia (2007); Hungría (2005); Brasil (2005); Chile (2007); Panamá (2005); Perú (2009)
5	Gran Bretaña; Irlanda del Norte; Portugal (2002); Australia; Colombia; Estados Unidos-California; Noruega (mínimo 5 años)	República Checa (2005); Gran Bretaña (2005); Irlanda (2005); Noruega (2007); Colombia (2002); El Salvador (2007); Nueva Zelanda (2004); Australia del Sur (2005)	República Checa (2005); Gran Bretaña (2007); Irlanda (2005); Noruega (2007); Argentina (1998); Colombia (2000); Nicaragua (2007); Nueva Zelanda (2004)
10	Estado Unidos- Estado de		

²⁴ Fuente: Jamasb y Pollitt (2001), Haney y Pollitt (2009) y CEPA (2009)

Duración de la revisión en años ²⁴	Rezago Regulador	Países y años de inicio del Período Regulador	
		Distribución	Transmisión
	Nueva York*		
Indefinido		Venezuela	Venezuela
No fijo	España (1999-2002)		

4.2.5.2 ¿Qué lecciones o extrapolaciones es posible realizar de esos datos y de desarrollos recientes en la regulación del sector para aplicarlos al caso de la regulación de los precios topes en el sector de comercialización de energía eléctrica en Colombia?

El primer punto es recordar que la estructura de mercado de la mayoría de países de la muestra es muy variada. Algunos países permiten la integración vertical y otros han obligado a desintegrar la actividad eléctrica. Ello podría explicar la amplia variedad de duración del período regulador. No es posible de la segunda encuesta verificar en dónde existe mayor o menor separación de la actividad de energía eléctrica. En algunos países, tal como se revisará más adelante, existen normas que liberaron la venta ó oferta de energía a los consumidores finales. Noruega, por ejemplo, facilitó las transacciones en el mercado minorista (retail market) introduciendo en 1995 lo que llaman mediciones de la demanda por perfil de carga para evitar costos excesivos a los usuarios en compra de medidores. En 1997, los pagos por cambiar (de proveedor) fueron eliminados para estimular el paso de los consumidores de un proveedor a otro y en 1998, la autoridad de la competencia introdujo un sistema de información de precios de los proveedores de energía para ese mercado con el fin de aumentar la transparencia en el mercado y reducir los costos de información de traspaso (Bye y Hope 2006).

Un segundo aspecto es la reciente consulta del regulador del Reino Unido, Ofgem, llamada RPI-X@20, “The length of the Price control period”, en la que busca conocer la opinión de las partes interesadas sobre una propuesta de extender la duración del período regulador. Uno de los hechos que expone Ofgem es que “Existen también riesgos que las compañías distorsionen su conducta en anticipación de la siguiente revisión del control de precios. Por ejemplo, una compañía de red podría gastar más de lo necesario en sus operaciones diarias en los últimos años de un período de control de precios como un medio de persuadir a Ofgem de que sus costos de operación son más altos y que a ella se le debería dar asignar un ingreso mayor en el siguiente control de precios. Similarmente, una compañía podría retrasar un proyecto planeado de inversión hasta el próximo período de control de precios si ve una oportunidad de obtener ingreso adicional permitido por ese gasto como parte de la nueva revisión de control de precios” (p. 3-4).

Para tener una opinión experta, Ofgem contrató los servicios de Reckon, una consultora internacional, para elaborar un documento de discusión sobre los beneficios y costos de extender el período regulador de cinco años a 8 o 10 años. De manera muy resumida los beneficios podrían ser: a) otorgar una mayor posición (stake) financiera a las compañías Consultor: Universidad del Rosario

en sus desempeños al planear sus inversiones y anticipar las necesidades de los usuarios más allá del horizonte de 5 años; b) permitir a las compañías quedarse con más de la recompensa por innovar lo que reduciría sus requerimientos de gastos por encima de los 5 años; c) reducir los comportamientos estratégicos de postergar inversiones o aumentar costos al final del período regulador; d) reducir la carga administrativa del régimen regulador; e) reducir el riesgo regulador. Deckon señala también las desventajas: a) reducir la capacidad del regulador de adaptar la regulación a un entorno cambiante; b) incrementar los riesgos de que las empresas no puedan financiar potenciales costos crecientes; c) generar riesgos de ganancias inesperadas para las empresas que no sean bien vistas por los usuarios y el gobierno; d) aumentar la posibilidad que los precios se desalineen con los costos; e) abrir espacio, dado los anteriores puntos, a renegociación de nuevos controles de precios; f) Reducir el uso de la referenciación para controlar empresas con costos altos y con ello desmejorar a los consumidores servidos por ellas; g) generar picos y valles en los precios de la industria posterior a la revisión; hacer más lento y menor impacto del desempeño sobre los beneficios; hacer más variable la carga de trabajo de las empresas y del regulador.

Deckon propone opciones que llama “partial longer-term controls”. Partiendo de un período de 10 años de control de precios. La primera es añadir una revisión después de los 5 años por requerimiento de la empresa o de Ofgem. La segunda es tener en cuenta si los gastos reales de la empresa son mayores o menores a unos umbrales de costo previamente especificados. La tercera es incluir un revisión de costos después de los 5 años con algunos elementos señalados en el documento. La cuarta es tener en cuenta una potencial revisión después de los 5 años si se hace necesario hacer cambios en el producto. Los precios se ajustarían si los cambios en el producto así lo requieren.

CEPA (2009) fue comisionado por Ofgem para realizar una revisión de regímenes reguladores que usan la regulación de incentivos de precios topes. Uno de los aspectos que estudia CEPA es la instauración de precios topes mayores a cinco años y el nivel de intensidad de capital de la industria eléctrica y de la necesidad que las empresas puedan tener fuertes incentivos para generar ahorros en costos. CEPA también advierte de potenciales desventajas en la extensión del período al igual que de algunos beneficios.

Un tercer punto se relaciona con lo señalado en párrafos anteriores respecto a las creencias y expectativas que el regulador colombiano pueda tener respecto a la capacidad de las empresas del sector de comercialización de poner esfuerzos en la reducción de costos (por ejemplo en la implantación de nuevas tecnologías tipo medidores digitales u otros) y del nivel de elasticidad o inelasticidad de la demanda que esas empresas enfrentan.

En razón de los elementos teóricos y los análisis de experiencias internacionales en la aplicación de regulación de precios topes en sectores de energía eléctrica, no necesariamente de comercialización, sugerimos que la duración del período regulador para la actividad de comercialización siga siendo de 5 años.

4.2.6 Período de aplicación del factor de productividad

Un aspecto importante relacionado con la implementación del factor X lo constituye la fijación del factor durante el período regulatorio. Al fijar el factor X , la metodología de aplicación del mismo en un período regulatorio presenta dos opciones: a) fijar el factor X estimado igual para cada año (durante todo el período de aplicación de una revisión de precios), o b) fijarlo de manera diferenciada, tomando como base el crecimiento geométrico en los 5 años y repartiendo los crecimientos de manera diferenciada.

La revisión de la experiencia europea en donde se aplica el factor X en la distribución de energía eléctrica, que como hemos señalado incluye la comercialización o venta final a los consumidores, muestra que las decisiones de los entes reguladores favorece la aplicación de una misma tasa cada año. En el caso de los países de América Latina como Chile, Perú y Argentina, los dos primeros siguen un esquema de empresa y red eficiente en un área típica, y la Argentina si bien aplica el factor X , que fue de cero en el primer año del período, no ha vuelto a establecer metodologías después de la crisis del año 2002.

Algunas experiencias en los Estados Unidos en donde se ha aplicado niveles del factor X diferenciado año a año, se presentan en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2 Algunas experiencias de aplicación del factor de productividad en los Estados Unidos

País o Estado	Industria	Empresa	Formula de Precios Topes
California 1999-2002	Power Delivery	San Diego Gas & Electric	2000: $X = 1.32$ 2001: $X = 1.47$ 2002: $X = 1.62$
California 1997-2001	Power Delivery	Southern California Edison	1997: $X = 1.2$ 1998: $X = 1.4$ 1999-2001: $X = 1.6$

Fuente: Lowry y Kaufmann 2002.

En la Tabla 5.2 presenta información respecto a la experiencia de dos compañías de electricidad que tuvieron unos porcentajes diferenciados año a año. El caso de la segunda empresa muestra que el regulador del Estado de California estableció un factor X diferenciado en los dos primeros años y un homogéneo el resto del período. La referencia presenta otros casos de compañías de gas. Esta experiencia muestra que es posible tener porcentajes diferenciados del factor X y no un factor plano a través del período regulatorio. La referencia o los datos no muestran si la decisión de imponer un factor X diferenciado fue ex ante o correspondió a ajustes por parte del regulador.

Un aspecto importante para considerar imponer un factor X diferenciado a través del período regulatorio es si éste es conocido ex ante y no se aplica de manera discrecional.

Como se señaló anteriormente, el cálculo de factores diferenciados resulta de estimar el crecimiento de la eficiencia y productividad durante un período de 5 años y dividirlo en tasas iguales año a año y/o distribuirlo de manera desigual. Si la regla de decisión se señala ex ante y no sobre el camino se preserva el principio básico de la regulación por

incentivos que es la de generar retos razonables a las empresas para que ejerzan esfuerzos en un período adecuado para poder internalizar parte de las ganancias de productividad que conlleve ese esfuerzo.

4.2.7 Recomendación del periodo de aplicación y actualización del factor de productividad

Como se ha discutido anteriormente la metodología de 'price cap' es una metodología de regulación multianual, básicamente para permitir que se presente el incentivo de aumento de productividad. La práctica en Colombia ha sido la de un período regulatorio de cinco años (en principio por un requerimiento legal) y la experiencia internacional muestra modificaciones en diversos períodos, en América Latina el período regulatorio varía de cuatro a cinco años.

El período de cinco años genera suficientes incentivos para que las empresas del sector de comercialización realicen esfuerzos en reducción de costos, puedan probar y adoptar nuevas tecnologías y por otra parte, es un lapso razonable para que puedan apropiarse de parte de las ganancias generadas por ese mayor esfuerzo.

De otro parte, en la medida en que el periodo de control de precios sea muy grande, puede darse la situación de revisiones inter periodo, previamente anunciadas, del factor de productividad lo cual disminuye el riesgo de castigar o premiar exageradamente a las firmas. Sin embargo, el proceso de cálculo y formalización legal de un nuevo factor durante el período regulatorio (de control de precios) puede requerir aproximadamente dos años lo cual representaría un esfuerzo innecesario.

4.2.8 Aplicación del Factor de productividad por área o empresas

Un aspecto adicional que solicita la CREG al Consultor se relaciona con las experiencias internacionales de aplicación de un factor X diferenciado a las empresas según área de cubrimiento del servicio. Al respecto cabe señalar que la revisión de las experiencias internacionales en la regulación del sector de distribución no muestra la aplicación de un factor X diferenciado por área geográfica.

En la revisión de la experiencia internacional se encuentra que para las metodologías por comparación o referenciación como son los casos de Chile y Perú en América Latina, el de Holanda y más recientemente el de España en Europa se aplican factores de eficiencia discriminados por área. En estos casos, se crea una empresa eficiente o una red eficiente que operaría en un lugar y cubriría un área particular. Para ese propósito el regulador, o la empresa de energía contrata una consultoría especializada que realiza el respectivo estudio teniendo en cuenta las características propias del área de servicio a cubrir por parte de la empresa de energía. Pero en estos casos, cada empresa se compara con una eficiente y no con las demás.

Sin embargo no se vislumbra un argumento económico que descarte la aplicación de un factor X por empresa, a no ser la falta de información y el costo para el regulador de tener que sustentar un factor de productividad específico para cada empresa.

4.2.9 Factor de productividad y actualización de precios

Normalmente en cada periodo de control de precios (revisión de costos de la firma, establecimiento del costo base) simultáneamente se ajusta la senda esperada de reducción de precios para la actividad (factor X), por tanto la aplicación del control o revisión de precios y el factor X son inherentes a las metodologías en que éste se aplica. Sin embargo debe tenerse en cuenta que en el primer año de aplicación de los nuevos costos el factor de productividad debe ser cero.

5. La evolución de la productividad en Colombia. Análisis de estudios previos aplicados a toda la economía

5.1 Metodología Actual

La metodología actual de remuneración de la actividad de comercialización para usuario regulado se basa en un Price Cap o Precio Máximo, la cual fue establecida en la Resolución CREG 031 de 1997. La Metodología de Precio Máximo es una metodología de incentivos fuertes, permitiendo que una vez establecido el precio techo la empresa orienta sus esfuerzos a minimizar sus costos y atrapar las extra rentas durante el periodo tarifario. En esta metodología en el primer año el regulador realiza una revisión de los costos en que incurre la firma regulada para prestar el servicio, lo cual le permite al regulador establecer un equilibrio económico, el cual representa las condiciones iniciales, a partir de las cuales la firma, en virtud de su conocimiento y capacidad de gestión, buscará reducir esos costos, para maximizar su renta.

En esta metodología, la firma asume los riesgos de de precios y de demanda. Si los costos disminuyen la firma prestadora del servicio atrapará mayores rentas, igualmente si la demanda aumenta ello se traducirá en mayores ingresos para la empresa. En caso contrario estos riesgos se traducirán en un detrimento de los ingresos del prestador del servicio.

En una situación de mercado perfecto las mejoras en la productividad se distribuyen entre la oferta y la demanda, en la formalización de la metodología de *Price Cap*, normalmente el Cap está afectado por un factor de productividad que permite que parte del excedente en los ingresos de la firma sea distribuido al usuario en proporción a los niveles de productividad. Una razón adicional es que la productividad puede provenir de externalidades a la empresa, no toda la disminución en costos es el resultado de un esfuerzo de la empresa, por tanto parte de esa mejora debe ser compartida con el usuario.

La Resolución 031 de 1997 establece un precio base de la comercialización en pesos por factura, el cual se traduce a un costo unitario por unidad de energía. La Resolución CREG 119 de 2007 prevé la remuneración de la actividad de comercialización mediante un margen de comercialización (que incluye los costos variables de la actividad) y un costo base de comercialización (\$/factura, cargo fijo), se estableció un periodo de transición en el cual el cargo fijo es cero y parte del cargo variable mantiene el costo de

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

comercialización establecido en la Resolución 031 de 1997, el cual a su vez está afectado por el factor de productividad (se asume un 1% anual) e indexado por el IPC.

Adicionalmente, la Resolución 179 de 2009 (Resolución para discusión) ha planteado la disminución de los límites que deben cumplir los usuarios para ser considerados usuarios no regulados, lo que permitirá que una mayor proporción de la demanda participe de los beneficios del mercado.

5.2 Estudios preliminares para calcular el factor de productividad de comercialización de energía eléctrica en Colombia

En el año 2001, la EAFIT realizó el estudio “Asesoría para la estimación del factor de productividad (X) de las actividades de distribución y comercialización a usuarios regulados de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red” y en el año 2004 el estudio “Asesoría para la estimación de las mejoras en productividad periódicas que logran las firmas en las actividades de transmisión de energía eléctrica, sistema nacional de transporte de gas, y transporte, almacenamiento y distribución de GLP”. En ambos estudios, la EAFIT hizo una revisión de la literatura sobre el tema de productividad y eficiencia, una revisión de las experiencias internacionales de regulación de precios tope y de tasa de retorno y de su aplicación, al igual que presentó resultados de los cálculos de productividad disponibles para la industria eléctrica en sus diferentes sub-sectores.

Dado que el presente estudio se centra en el cálculo del factor X para el sub-sector de comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados, nos centraremos a referenciar los resultados más importantes que reporta el primer estudio realizado por la EAFIT en 2001.

El estudio de 2001 inicia con cálculos de DEA (Data Envelopment Analysis) para lo cual señala la necesidad de determinar las variables de entrada y salida y las del entorno. Para el sector de comercialización de energía eléctrica las definen como:

Entrada: AOM (gastos de funcionamiento y personal dedicado) y Planta y equipos

Salida: Número de usuarios y cobro del consumo

La información de los activos usados para la comercialización fue extraída de los estados financieros reportados a la CREG, la cual los desagregó entre comercialización y distribución. De igual manera, la información de los gastos AOM fueron extraídos de estados financieros que las empresas reportaron a la CREG. Los datos de salida, número de suscriptores y consumo los suministró la CREG.

En razón (posiblemente) a que el período de cálculo del factor X correspondió al período de pre, crisis y pos crisis de finales de los 90s, la EAFIT realizó cálculos de productividad para dos períodos: 1997-2001 y 2000-2001. El cálculo de la productividad bajo la metodología de DEA para el sector de comercialización de energía eléctrica se realizó con base en información de 12 empresas para el primer período y de 23 empresas período 2000-2001.

Los resultados del estudio para la *comercialización de energía* para los dos períodos se presenta en la Tabla 5.1

Consultor: Universidad del Rosario

Tabla 5.1 Resultados Estudio EAFIT 2001

Medida	1997-2001	2000-2001
Variación productividad total	9,5	2,6
Cambio en la frontera	-2,1	13,2
Variación eficiencia	11,8	-9,4

Por otra parte, los autores calcularon la productividad mediante modelos econométricos. Para determinar la elección del método econométrico, los autores hacen un estudio de la productividad de la industria manufacturera colombiana de 1992-1995 y de 1996-1999 a un nivel CIIU de 4 dígitos bajo tres modelos. Los resultados encontrados mostraron leves diferencias entre las tasas medias de crecimiento de la productividad de las medidas de Törnqvist, Solow y Fisher, analizadas en el documento. Los autores eligieron la de Törnqvist por las ventajas teóricas del mismo y las menores limitaciones de sus supuestos en relación con los otros dos. Esta técnica fue aplicada a los diferentes sectores de gas y energía eléctrica, siendo los resultados para la comercialización con un total de 11 empresas y aparentemente para el año 2000:

Tabla 5.2 Productividad calculada para el sector de comercialización de energía eléctrica²⁵

Modelo	Productividad
Ecuación 1	1,27
Ecuación 2	1,33
Ecuación 3	0,89

El modelo 1 incluye como variables explicativas el crecimiento de la producción industrial y la relación entre consumo intermedio y capital del sector de comercialización; el modelo 2 añade a las anteriores variables la relación de personal a capital; y el último, incluye un coeficiente de importaciones que es proxy del nivel de competencia, y cambia el crecimiento en el sector industrial por la diferencia entre el crecimiento en el sector industrial y el promedio nacional

El estudio concluye que *“el incremento de la productividad esperado,...,en la comercialización de electricidad, está entre 0,89% y 1,33%”* y dado que la Ley 142 de 1994 señala que los incrementos en productividad deben repartirse entre las empresas y los usuarios, el rango propuesto del factor X va entre “0,445 y 0,66%.

El documento no analiza las diferencias halladas bajo los dos métodos (DEA y econométrico). La productividad por DEA fue 2,6% se realiza para un número pequeño de empresas y en un período de recuperación de la economía.

²⁵ Fuente: Estudio EAFIT 2001

5.3 Índices de Gestión de la Actividad

Si bien no se ha desarrollado la regulación explícita sobre la calidad en la actividad de la comercialización, la Resolución CREG 072 de 2002 (modificada por la Resolución CREG 043 de 2004), en cumplimiento del Artículo 73.3 de la Ley 142, estableció los indicadores de gestión y resultados y la metodología de clasificación de las empresas por nivel de riesgos. Es necesario establecer cuáles de estos indicadores reflejan una mejora en la productividad de la actividad. Algunos de estos índices son:

1. Relación de Suscriptores sin medición (%)
2. Cobertura (%)
3. Relación Reclamos por Facturación (por 10000 facturas)
4. Atención Reclamos Servicio (%)
5. Atención Solicitudes de Conexión (%)

5.4 Información

Una de las principales dificultades que se tiene para establecer la estructura de costos de las firmas y por tanto para determinar un factor de productividad, radica en la disponibilidad de información y en la calidad de la misma. Se presenta un problema de asimetría en la información o información incompleta. Esta limitación afecta cualquier metodología que se desee aplicar para el cálculo del factor de productividad independientemente del modelo que se quiera aplicar (DEA, modelos econométricos, frontera estocástica, índices).

Disponer de información oportuna y confiable tiene un costo para el regulador, por tanto es necesario que la ausencia de información oportuna y confiable también represente un costo para las firmas. La CREG ya ha avanzado en este sentido en el desarrollo temas como el cargo por confiabilidad (si los agentes no declaran oportunamente su energía firme no pueden acceder a remuneración por cargo por confiabilidad) y la remuneración del AOM en distribución y transmisión de energía eléctrica (anualmente los operadores de red deben reportar, auditada, su información de costos y gastos, de lo contrario se les reduce la remuneración por este concepto).

Vista así la información, como un elemento que hace parte integral de la productividad de cada empresa, es recomendable contar con requerimientos regulatorios que permitan ajustes a los costos reconocidos en virtud de la disponibilidad de la información oportuna y veraz. Esto es equivalente a que el factor de productividad tenga una componente (variable binaria) por disponibilidad información oportuna y veraz:

$$(1-IPX-DI)$$

IPX: Factor de productividad esperada para la actividad.

DI: Factor de productividad por disponibilidad de información (cero si la información está disponible, un valor pre determinado por el regulador si no está disponible la información).

5.5 Otros ingresos

Las empresas comercializadoras de electricidad desarrollan actividades diferentes a la actividad misma de atender a los usuarios. Algunas de las actividades diferentes a la comercialización de energía a los usuarios están relacionadas con el servicio y se desarrollan como actividades complementarias, tal es el caso de las actividades de venta de contadores, servicios de laboratorio de medida y pruebas y la gestión misma en el proceso de suspensión, corte y reconexión. Adicionalmente desarrollan otras actividades que no están relacionadas con la actividad misma como es la repartición de propaganda, la venta de equipos y materiales, la prestación de servicios de lectura, liquidación, facturación y recaudo de otros servicios públicos (alumbrado público y otros servicios públicos domiciliarios).

Surge la necesidad de aclarar si los Otros Ingresos deben ser considerados en el análisis de la productividad que se haga de la actividad. Para lo cual es necesario tener en cuenta que no todas las empresas realizan otras actividades que les permitan percibir otros ingresos, empleando la estructura de costos de la actividad regulada, e incluso no todas las empresas que perciben Otros Ingresos, lo hacen por el desarrollo de las mismas actividades. En consecuencia incluir los Otros Ingresos no parece consistente. En este sentido es necesario que la información empleada para establecer el factor de productividad no considere estos ingresos.

A pesar de esta observación el desarrollo de otras actividades apalancadas en la estructura de costos de la comercialización de la energía eléctrica, es equivalente a una disminución de costos, puesto que el desarrollo de actividades diferentes a la regulada debería disponer de una asignación de costos, para lo cual sería necesario disponer de contabilidades separadas. El evento de no disponer de contabilidades separadas permite que al momento de establecer los costos de cada empresa se consideren los otros ingresos.

5.6 Zonas Especiales

La CREG ha solicitado incluir un aparte sobre la productividad en zonas especiales (zonas rurales de menor desarrollo, zonas de difícil gestión y barrios subnormales), estas áreas de servicio no pueden ser estudiadas de forma independiente por ser atendidas por las mismas empresas que atienden el mercado regulado regular, lo cual no permitiría disponer de información contable específica para estas zonas. Adicionalmente, la mayoría de las empresas en Colombia atienden este tipo de zonas especiales lo que disminuye cualquier tipo de error introducido por este factor.

Sin embargo existe el antecedente de empresas que han separado la atención de estos segmentos del mercado en empresas independientes. Caso particular de Energía Social, para la cual la CREG estableció la metodología de remuneración de los costos de comercialización modificando la metodología aplicada al resto del mercado regulado²⁶. Como elemento adicional se incluyó el factor de recaudo y como elemento de gestión se

²⁶ Resolución CREG 101 de 2006.

previó una senda de aumento del mismo. Esta es la única situación en la cual se ha expedido reglamentación especial para este tipo de zonas, sin tener en cuenta el desarrollo particular que se ha aplicado para las zonas no interconectadas, las cuales se adjudicarán por concesión.

Así las cosas la problemática del servicio en estas áreas, si se planea un tratamiento especial para las mismas, va más allá de la aplicación de un factor de productividad, el objetivo regulatorio de fondo sería hacer viable la prestación del servicio en las mismas, lo cual puede implicar el desarrollo de prácticas de comercialización diferenciadas (probablemente el desarrollo de áreas de servicio exclusivo sujetas a una dinámica de eficiencia diferente al mercado regular que pudiera considerar: medición y facturación comunitaria, facturación can base en proyecciones).

5.7 Potenciales para desarrollar un Mercado Minorista

Desde que la humanidad fue capaz de producir energía eléctrica alterna, el impacto social y cultural fue determinante, originando una fuente de negocios novedosos y con esquemas utilitarios formidables en el mediano y largo plazo, como la represa Hoover, cuyos costos de inversión se recuperaron con venta de energía en la mitad del tiempo previsto.

En sus inicios esta actividad fue desarrollada por el Estado, en parte debido a los requisitos de inversión y los índices de retorno a largo plazo. Posteriormente se buscó estimular la aparición de agentes privados y la creación de mercados con diversas modalidades y productos, constituyéndose la energía en un motor de desarrollo regional.

Las condiciones sociales y económicas actuales conllevan a que la disposición del servicio de energía sea un indicador de la calidad de vida de los ciudadanos. No obstante en Latinoamérica las limitaciones de ingreso en amplios sectores de la población restringen el acceso y obligan al desarrollo de políticas subsidiarias tanto en la inversión como en el consumo, sin ser Colombia la excepción, lo que le da a este servicio un carácter social y obligatorio para el estado.

Las actividades indispensables en el desarrollo de la comercialización de la energía eléctrica, son la cuantificación y el balance de la cantidad de energía que se entrega y sus procesos para leer, liquidar facturar, cobrar, recaudar y servir al usuario y la gestión y el control sobre las pérdidas no técnicas del sistema. Lo anterior estimula a la industria al desarrollo, adopción o adaptación de tecnologías, con las cuales mejorar la productividad de estos procesos²⁷.

5.7.1 Lectura y Medición

Uno de los factores determinantes en el costo de la comercialización de la energía eléctrica es la logística necesaria para la lectura de los consumos, la cual no ha cambiado mucho desde la primera década de 1900, basándose en grupos de personal que realizan

²⁷ En la feria de Frankfurt de 1889 se presentó el primer medidor de energía eléctrica AC comercial por la Works Ganz; este contador toma las medidas de la tensión (V) y Corriente (I) para encontrar el producto de estas en forma instantánea.

la medición en sitio. Con las prácticas fraudulentas descritas anteriormente, uno de los primeros procesos a gestionar en el control de pérdidas comerciales, es precisamente el proceso de lectura.

La necesidad de minimizar la logística empleada en la toma de información en sitio, ha sido uno de los elementos que ha orientado la evolución tecnológica de los medidores (pasando de medidores electromecánicos a digitales). Es así, como la evolución tecnológica y la globalización juegan un papel importante e introducen exigencias adicionales para la prestación del servicio de energía eléctrica, algunos de estos son:

1. Calidad de tensión
2. Calidad de corriente
3. Calidad de potencia
4. Calidad de suministro
5. Calidad de consumo
6. Modalidades comerciales
7. Normatividad general

Para lograr los requerimientos de calidad exigidos, los fabricantes de medidores de energía eléctrica han perfeccionado los mecanismos para hacerlo. Por ejemplo, en los medidores electromecánicos las primeras referencias para el control de fraude corresponde a la imposición de sellos a los medidores. Posteriormente fue necesario instalar los mismos sellos a las tapas de las borneras y en otros ambientes más agresivos se hizo necesario la introducción de cajas metálicas como contenedores de los medidores y portando los mismos sellos. La llegada de los medidores electrónicos en los años 90's, intentó incluir estos accesorios en el mismo; mediante la agregación de mecanismos de control de apertura (antitamper) para medidor y bornera sin que aumentara el costo del medidor. No obstante no ocurrió lo mismo con la introducción de capacitores para la corrección del factor de potencia y la medición de la energía reactiva, dado que los componentes para lograrlo tiene costos mayores, lo que incrementaría el costo del medidor en un promedio de 40%.

Condiciones de diversa índole (climáticas, tipo de usuario, franjas de consumo entre otras posibles) requieren la utilización de tarifas diferenciales, con lo cual se exigió a los fabricantes la introducción de memoria en los medidores de energía, los cuales estaban en evolución en la misma época y por consiguiente el costo del medidor se incrementó en promedio entre un 12 a 15%. Así las cosas, los medidores de esta generación fueron dirigidos a segmentos de mercado específico los cuales no representaban más de un 5 a 10% del total de los consumidores (no obstante podían representar porcentajes mayores en los consumos).

El aspecto logístico para la toma de información en sitio, el cual forma parte de la ecuación del fraude más común, se empezó a estudiar con fuerza a mediados de los 90's. Es así, como la lectura remota se convierte en un elemento importante a la hora de definir el tipo de medidor a emplear en un grupo de mayor cantidad de usuarios. En este mismo sentido, la telemetría utilizada desde los 60's en las misiones espaciales se utilizó

para la toma de medida de manera remota, tomando el nombre de telemedida, con ello se incorporó el concepto de corte y reconexión automático de suministro a través del uso de relevos. Estos conceptos permiten calcular un ahorro en los costos de comercialización del servicio, generalmente en la logística correspondiente a esta labor que representa un 5% del costo unitario al usuario final y reduce los niveles de pérdidas por errores de paralaje, intencionales o de uso no autorizado del servicio.

Se adicionó en el contador el uso de puertos serie en estándares como RS485 y RS232 para la tele-medición. En países de la Unión Europea se utiliza más frecuentemente LED's en la placa frontal del medidor para uso de infrarrojo con el protocolo FLAG, un subconjunto del modo C de la IEC61107, en Estados Unidos y Canadá se usa infrarrojo con el protocolo ANSI C12.18.

La implementación de estos mecanismos se redujo al popularizarse en los sectores sociales de los países de europeos, Estados Unidos y Canadá. Sin embargo, el precio de estas tecnologías para aplicación en países en desarrollo representa un incremento del 80% del costo del medidor, en comparación con las tecnologías tradicionales.

5.7.2 Transmisión de datos e información

En los últimos diez años, la consolidación de medios de transmisión inalámbricos ha abierto posibilidades diversas para la transmisión de los datos de consumo, perfiles y tarifas en dos direcciones. La radio de baja potencia, el GSM, GPRS, Bluetooth, IrDA, y RS485 con cable Link presentan oportunidades de reducción de costos en fabricación y por consiguiente en las posibilidades de instalarlo en operación y contribuir más a la reducción de los costos logísticos de lectura.

En los últimos siete años, se han perfeccionado tecnologías de transmisión de datos, los costos son bajos y es posible instalarlos en el mercado masivo como solución a los procesos que buscan reducción de pérdidas y disminución de la inversión en logística, además de ofrecer servicios de valor agregado, como la posibilidad de interactuar con el medidor para lectura, suspensión, corte, reconexión, facturación, pago, reclamos y otras posibilidades que ofrece el protocolo de Internet. Protocolos como DLM/ COSEM que operan a través de cualquier medio, incluso los puertos serie, permiten que el medidor sea administrado de manera integral, entre los más conocidos son Zigbee, WiFi, líneas telefónicas, Plc y frecuencias medias.

La nueva generación de microprocesadores y micro controladores permite tener en una cápsula de un centímetro cuadrado, la medición de una o varias fases, para energía activa y reactiva, compensación por cruce por cero para corrección de factor de potencia sin utilizar capacitores. Igualmente los diseños de estado sólido entregan relevos de consumos reducidos, alta eficacia y menor introducción de ruido en las líneas.

Es posible integrar medidores inteligentes de múltiples operaciones y no solo aplicables al segmento residencial, también al industrial y de distribución con costos que oscilan entre 190 y 350 dólares por unidad, además de ser posible la integración de servicios de valor agregado sobre una pasarela de radio frecuencia libre, lo cual garantiza que el costo de la transmisión de datos es cero, dejando en el pasado el concepto de AMR (Automatic

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Meter Reading) y otorgando el concepto de redes inteligentes para el consumo de servicio.

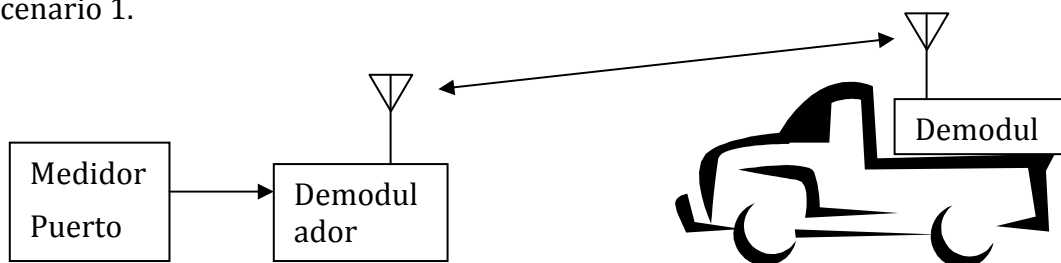
5.7.3 Una evolución de corto plazo

Por lo anterior la concepción del desarrollo futuro del negocio de la comercialización de energía depende de la inclusión en sus sistemas de medida de tecnología inteligente y sistemas de información y comunicaciones que permitan efectuar medidas precisas, integrales oportunas, confiables y orientadas a la reducción de fallos que afecten la consecución de objetivos como perfeccionar la calidad de la lectura, incrementar los niveles de recaudo, controlar y disminuir las pérdidas no técnicas y ofrecer servicios de valor agregado. Estas necesidades han sido llevadas a los fabricantes de tecnología por parte de los comercializadores de energía. Adicionalmente la adopción masiva de estas tecnologías permitirá gestionar a nivel de usuario la calidad del servicio y facilitará una plataforma para mejorar en la transparencia y la simetría de información.

En los inicios de 2000 con la aparición de micro controladores orientados a la medición de energía se popularizaron los medidores electrónicos, los cuales se encuentran en el mercado por costos que oscilan entre los 8 y 25 dólares para el segmento domiciliario. En general estos productos usan controladores de fabricantes como ANALOG DEVICE, CIRRUS LOGIC y otras, con chips orientados a la medición de la energía activa.

La automatización de la toma de medida de consumo ha venido evolucionando progresivamente. Para finales de los 90's ya se contaba con medidores que incluían un puerto serial en estándares como RS232 y RS485, estos puertos entregaban los datos como el acumulado de consumo en un período de tiempo determinado, sin embargo el transporte de estos datos era costoso. Las primeras prácticas se llevaron a cabo en redes de radio frecuencia en VHF/UHF en el sector de acueducto, sin embargo para ésta época, el costo de la utilización de estas bandas además del costo de los demoduladores para estas mismas oscilaban entre 35 y 40 dólares, lo cual no permitían que dicho transporte fuera viable. La siguiente gráfica muestra una panorámica.

Escenario 1.

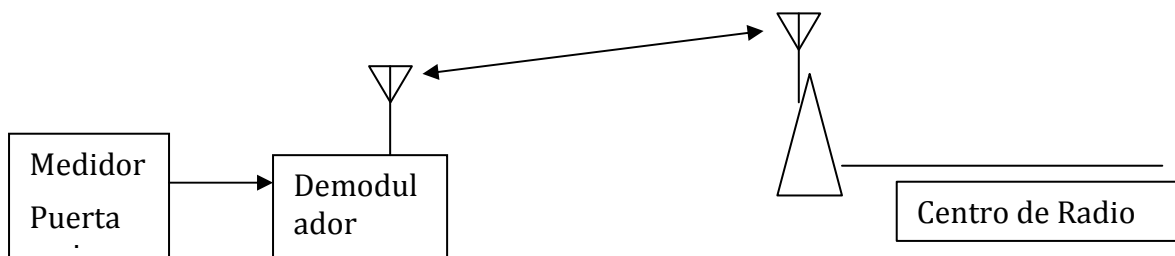


En este escenario un demodulador es acoplado al medidor y queda a la espera de ser interrogado por otro demodulador instalado en un automóvil, el cual se desplaza por una calle tomando los registros del sector. El perfil de costo de la operación es:

Medidor con puerto serie + demodulador + demodulador móvil + logística de colección

En éste escenario y para la época, la logística de transporte y recolección de información tenía un costo promedio por predio de 7 dólares.

Escenario 2.



Esta conformación requiere de un demodulador de mayor potencia en el medidor, una infraestructura de comunicación robusta con plantas de RF de alta potencia, torres de comunicación, centro de radio de enlace y operaciones de comunicación.

Medidor con puerto serie + Demodulador + infraestructura de RF central

El demodulador conectado al medidor se reemplazó por uno de mayor potencia, cuyo costo oscilaba entre los 65 y 70 dólares, la infraestructura de comunicación la cual incluye además de plantas de RF, torres de comunicación, sistemas de respaldo de comunicación y energía, más personal de operación 7 X 24, hace de ésta una componente de instalación de 150,000.00 dólares de la época y unos 300,000.00 dólares por logística anualmente.

Con el perfeccionamiento de los medios de comunicación aumentaron las opciones para el transporte de los datos, por ejemplo a principios del año 2000 las redes de dos vías sobre frecuencias de 900MHz eran populares en los Estados Unidos y Brasil, en donde los demoduladores con capacidad de comunicación en ambos sentidos permitía vislumbrar la posibilidad de interactuar con el medidor. Los demoduladores que se

pensaron para esta oportunidad tenían un costo promedio entre 45 y 55 dólares. Sin embargo, era necesaria la infraestructura de comunicación en manos de empresas de telecomunicaciones las cuales ofrecían una tasa promedio de 5 dólares por medidor con una cantidad limitada de datos al aire.

Para la misma época se introdujeron demoduladores PLC, los cuales utilizan la frecuencia de la energía eléctrica y por introducción de una ligeramente superior se hacen fluir los datos en dos vías utilizando como medio de transporte las líneas eléctricas. Esto reduce significativamente los costos en el transporte de los datos. El costo de cada demodulador PLC se encontraba entre los 500 y 1200 dólares, con problemas técnicos en la implementación.

En Latinoamérica, estos demoduladores no operan al ciento por ciento dado que las redes instaladas se encuentran sub-dimensionadas ocasionando fluctuaciones de tensión que causan deficiencia en la transmisión de los datos, obligando a utilizar repetidores a un costo aproximado de 1,600 dólares/kilómetro.

La ampliación de los servicios de datos sobre las redes de telefonía celular permitió probar un demodulador, con el cual se complementa los medidores electrónicos de puerta serial. El costo promedio de estos demoduladores para 2001 y 2005 oscilaban entre los 75 y 90 dólares, y la infraestructura de comunicación necesaria para operar dicha frecuencia, a cargo de empresas privadas, tenía un costo promedio por medidor de 15 dólares/mes. Con la llegada de la tecnología GSM y GPRS los demoduladores redujeron sus costos hasta los 30 dólares y el promedio por medidor redondea los 5 dólares/mes.

Finalmente, entre 2005 y 2009 los medios de comunicación de radio frecuencia de bajo consumo y costo razonable han abierto una oportunidad interesante para el transporte de datos. La alianza “Sigue” o “Sigue Alliance”, han integrado un grupo de fabricantes y desarrolladores el cual ha propuesto el estándar ZIGBEE 802.15.4 con el cual es posible usar la frecuencia libre de 2,4 GHz con un conjunto de protocolos que permiten garantizar el arribo seguro de los datos con consumos muy bajos, como 31mA en total operación de los módulos de radio, además de cubrir distancias que están entre los 50 y 1000 metros. Redes de esta tecnología podrían agrupar hasta 32 mil medidores con comunicación en dos vías lo que hace pensar en una interacción total con el medidor y este con el usuario.

Estas redes “Sigue” tienen la capacidad de transmitir data a una tasa de 256 Kbps y en topologías diversas como la de malla la cual permite redes tan amplias como medidores puedan ser integrados a la misma en cada segmento.

Los fabricantes de micro-controladores y micro-procesadores han sido exigidos por los desarrolladores de medidores, quienes buscan integrar en la menor cantidad de dispositivos las posibilidades de lectura, control, interacción y comunicación con los usuarios. La respuesta no se ha hecho esperar, Frescales Semiconductor lanzó en octubre de 2009 la familia de micro controladores dirigidos al manejo inteligente de la medida de energía la serie MCU MCF51EM256 el cual cuenta con el cumplimiento de normas IEC para clase 0,5 y 2.0, con capacidad de medir una y tres fases, controlar pantallas de

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

cristal liquido LCD, todo sobre núcleo Colidiré, además de las posibilidades de relojes de tiempo real independiente, interface 5 Volt para controlar demoduladores AMR y muchas más facilidades.

Todo lo anterior, permite pensar en un medidor con capacidades integradas como: telemedición de energía activa y reactiva, control de precisión, control de factor de potencia, lectura remota, presentación de mensajes para el usuario, registros de calidad de servicio y de calidad de energía, capacidad de suspensión, corte – reconexión manual y/o automática y local y/o remota, que facilita la comercialización de energía eléctrica prepago, comercialización por demanda, acceso al medidor y al usuario por internet y con un costo cero por el transporte de los datos si se utiliza plataforma Sigue, además de alcanzar un costo por medidor que no excede los 120 dólares.

Con las facilidades expuestas anteriormente, es posible pensar en obtener este sistema inteligente en no menos de 8 meses, para que el mismo sea puesto a prueba por parte de los agentes comercializadores de energía eléctrica y los usuarios finales del servicio.

6. Recomendaciones metodológicas preliminares

De acuerdo con todo lo anterior nuestras recomendaciones preliminares son:

1. Continuar usando la metodología de “price cap” con factor de productividad
2. Aplicar la actualización de la senda de variación de precios para el mismo periodo regulatorio.
3. Usar para la estimación del factor de productividad un análisis basado en Malmquist y en la estimación econométrica, en el cual se mida el cambio en productividad y se analicen sus determinantes para hacer una proyección de su posible evolución en los próximos años basada en estos determinantes.
4. Emplear un único factor de productividad para la industria.
5. Señalar que no se dispone de información suficiente para establecer un factor de productividad discriminado para las denominadas zonas especiales.

7. Alternativas metodológicas para el cálculo de factor de productividad para el marco regulatorio “Price cap”

Adicional a la metodología empleada en este informe, existen alternativas para calcular el factor de productividad con objetivo de ser usado en la regulación mediante “price-cap”. Una parte de un modelamiento financiero de las firmas (basado en expectativas), la otra alternativa se basa en comparar la productividad total de la firma (industria regulada) con respecto a la de la economía. Esta presentación se hace con fines informativos, los resultados de este informe se hacen en base a la estimación de eficiencia y productividad mediante DEA y estimación econométrica de función de producción.

7.1 Marco de referencia básico para el “Price-cap”

La idea es replicar las fuerzas de un mercado competitivo ya que estas permiten que las firmas obtengan ganancias en productividad y de esta manera, puedan pasar estas ganancias a los clientes en la forma de precios bajos. Por tanto, si todas las industrias en una economía fueran competitivas, los precios de los productos en la economía crecerían a una tasa igual a la diferencia entre la tasa de crecimiento de los precios de los insumos y la tasa del crecimiento en productividad. De esta manera, el factor X debería ser cero cuando la industria regulada es capaz de lograr exactamente la misma tasa de crecimiento de la productividad y enfrenta la misma tasa de inflación en los precios de los insumos como otros sectores competitivos de la economía.

El factor debería reflejar el grado en el que: 1. La industria regulada es capaz de incrementar su productividad más rápido que otros sectores de la economía. 2. Los precios de los insumos empleados en la industria regulada crecen menos rápido que lo hacen los precios de insumos que enfrentan otros sectores de la economía. Si la industria regulada es capaz de lograr un crecimiento de la productividad más rápido (debido a un cambio tecnológico más rápido) o tener inflación en los insumos menor que otros sectores de la economía, entonces la industria regulada debería transferir los beneficios asociados a esto, hacia los consumidores en forma de menores precios.

$$\text{Factor} - X = \text{Diferencial entre las tasas del crecimiento en productividad} \\ + \text{Diferencia en crecimiento de precios de insumos.}$$

7.1.1 Extensiones

7.1.1.1 Teniendo en cuenta un periodo limitado en el control regulatorio

El marco de referencia básico del “price-cap” se implementa cuando los datos de productividad y precios de insumos, que pertenecen exclusivamente a las operaciones de la firma regulada, son conocidos. Además, productos conjuntos y factores en común de producción hacen imposible el empleo de datos agregados para derivar las tasas de crecimiento de la productividad y la de crecimiento de precios de insumos de manera separada para aquellos servicios regulados y los no regulados.

La principal modificación es que el factor X debe reducirse cuando los precios de los servicios no regulados crecen más despacio que la diferencia entre la tasa de crecimiento

de los precios de insumos y la tasa de crecimiento de la productividad en la industria regulada. Si los precios de los servicios no regulados crecen más despacio que lo harían si estos reflejaran solo las ganancias anticipadas en productividad e inevitables aumentos en precios, entonces la firma está transmitiendo a los consumidores de servicios no regulados más beneficios que lo que decreta la regulación de “price-cap” en la firma. Entonces, sería apropiado permitir una reducción compensada en los beneficios que deben ser enviados a los clientes de servicios regulados. Esta reducción se obtiene reduciendo el factor X.

$$\text{Factor} - X = \text{Factor} - X \text{ hallado con la anterior formula} - \\ [\text{tasa de crecimiento de los precios de insumos de la firma regulada} - \\ \text{tasa de crecimiento de la productividad}] \}$$

7.1.1.2 Teniendo en cuenta cambios estructurales en la industria regulada

La regulación por “price-cap” trata de separar los precios autorizados de los costos obtenidos. De esta manera, se generan incentivos fuertes para que la firma regulada reduzca sus costos operativos. Por el contrario, la regulación por tasa de retorno (rate of return or ROR) puede dar incentivos limitados para la reducción de costos en la medida en que tiene en cuenta los costos operáticos de la firma

El fortalecimiento de las fuerzas competitivas son otro factor estructural que generan cambios en la determinación del factor x. El efecto de incrementar la competencia en el factor X es ambiguo sobretodo en el corto plazo:

1. Un aumento en la competencia generado por un cambio en el régimen regulatorio, puede obligar a la firma regulada a operar de manera más eficiente y a tener mayores tasas de crecimiento de la productividad, por tanto, esto implica mayores valores de factor X.
2. Aumentar las fuerzas competitivas hace que hayan nuevas firmas entrantes, lo cual puede resultar en una reducción inevitable en la tasa de crecimiento de los oferentes incumbentes. Esto conduce a tener un x factor más bajo.

7.1.1.3 Teniendo en cuenta la endogeneidad en la tasa de inflación de la economía entera

El modelo básico asume que la tasa de inflación de la economía no está afectada directamente por los precios en la industria regulada, sin embargo, este supuesto no es realista en pequeñas economías en desarrollo donde los productos regulados constituyen una gran fracción de la producción total de la economía. La principal modificación es debilitar el link entre la tasa de inflación de la economía y la tasa autorizada de aumento en precios en la industria regulada. La diferencia entre las dos tasas de inflación debería ser generalmente más grande a medida que el sector regulado es más grande relativo a la economía como un todo.

7.1.1.4 Teniendo en cuenta la competencia imperfecta en la economía

En industrias que no son competitivas, todas las ganancias netas en productividad de los inevitables aumentos en costos no necesariamente son transmitidos a los clientes en forma de precios menores. De esta manera, la tasa de inflación fuera del sector regulado puede exceder la tasa de inflación que puede llegar si todos los mercados son competitivos. Cuando este es el caso, un mayor factor X puede ser apropiado para compensar en la medida en que la tasa de inflación de la economía excede la tasa que habría en un ambiente competitivo.

7.1.1.5 Cambios en costos exógenos

En algunos casos, los reguladores permiten que la firma ajuste cambios en los precios que están fuera de su alcance incluyendo componentes de costo exógenos en la fórmula del “price-cap”, llamado factor Z.

7.1.1.6 Modelo financiero Forward-Looking

El regulador hace predicciones de los costos, ingresos y beneficios de la firma regulada en un periodo de tiempo dado. El regulador escoge el factor X que asegura que (en ausencia de mejoras más grandes en la eficiencia que las esperadas) la tasa interna de retorno de la firma no es más grande que el retorno normal en beneficios, usualmente medido por la media móvil del costo del capital.

7.1.1.7 Enfoque del diferencial en el factor de productividad total

El regulador calcula el factor de productividad total de la firma (TFP) y lo compara con el TFP de la economía. También, el regulador debería comparar los precios de insumos de la firma (o los de la industria preferiblemente) con los precios de insumos de la economía en general.

Se calcula como:

$$\begin{aligned} & \text{Factor } X \\ &= \text{Diferencia entre las tasas de crecimiento de los precios de insumos} \\ &+ \text{Diferencia entre las tasas de crecimiento del factor de productividad} \\ & \quad (\text{el diferencial de TFP}) \end{aligned}$$

7.1.1.8 Dividendo de productividad para los consumidores

Algunos reguladores incluyen un dividendo a la productividad del consumidor o “stretch” factor a los topes en precios. Este agrega un monto de productividad con el objetivo de dar beneficios adicionales a los clientes. Este factor adicional reconoce que en muchos casos las ganancias en eficiencia. La introducción del “stretch” factor se justifica solamente cuando la introducción de un régimen regulatorio tipo “price cap” mejora significativamente los incentivos de eficiencia.

8. Metodología de estimación de índice de productividad de Malmquist mediante estimación DEA

La obtención de un índice de productividad de Malmquist (MPI por las iniciales en inglés de Malmquist Productivity Index) implica la estimación de eficiencia usando la metodología Data Envelopment Analysis (DEA).

Las medidas de eficiencia provenientes de DEA pueden ser obtenidas mediante un ejercicio en el cual se busca reducir los insumos para alcanzar un nivel de producto, o incrementar el producto, dados unos insumos. Adicionalmente la estimación de eficiencia puede llevarse a cabo contabilizando por rendimientos variables de escala o simplemente rendimientos constantes de escala.

La estimación de eficiencia entre las opciones de reducción de insumos o incremento de producto es la misma. Este es un resultado correspondiente a la dualidad entre minimizar costos o maximizar beneficios. Para el caso de estimación de eficiencia, la selección del modelo de reducción de insumos para un nivel de producto fijo o incremento de producto para un nivel de insumos fijos se determina por la facilidad y posibilidad de interpretar los resultados de la estimación a la realidad de producción estudiada. Si se tiene un caso en el cual los insumos son fijos y de difícil reemplazo, la estimación en dirección de incremento de producto es la apropiada, se asume que se aumenta la eficiencia gracias al aumento del producto empleando los mismos insumos. Si se tiene un caso en el cual el nivel de producto es fijo, la aproximación de estudiar eficiencia mediante la reducción de insumos es la apropiada.

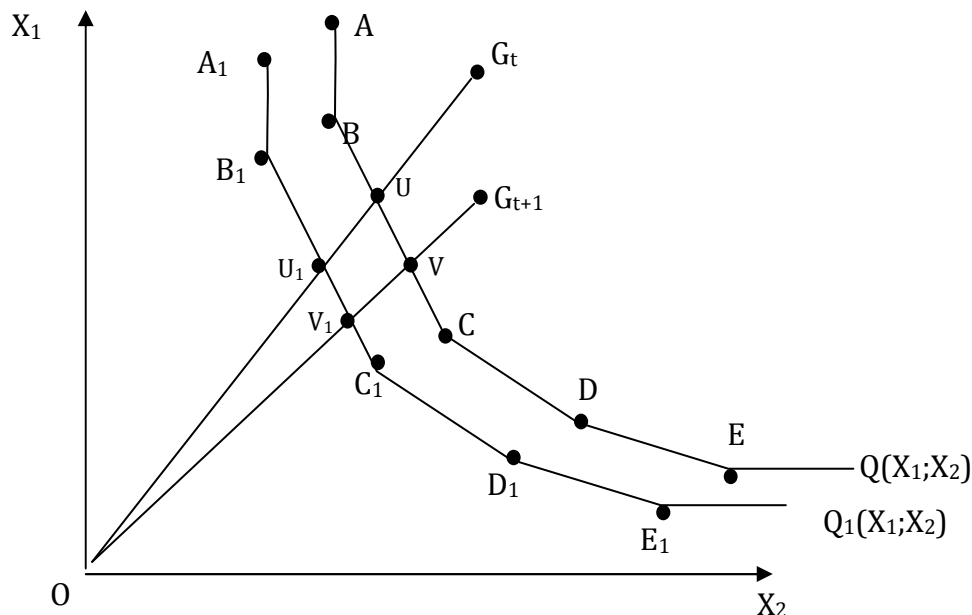
La selección de estimación de eficiencia contabilizando por rendimientos variables de escala o rendimientos constantes se determina por la posibilidad de contabilizar apropiadamente la eficiencia cuando existen unidades de producción con insumos o productos con valores relativamente diferentes al promedio del resto de unidades de producción y su comportamiento implica la explotación de rendimientos crecientes o decrecientes de escala.

Para obtener un MPI es necesaria la estimación de cuatro medidas de eficiencia DEA. Estas medidas se presentan en la ecuación

$$MPI = \left[\frac{\left(\frac{OV}{OG_{t+1}} \right)}{\left(\frac{OU}{OG_t} \right)} \times \frac{\left(\frac{OV_1}{OG_{t+1}} \right)}{\left(\frac{OU_1}{OG_t} \right)} \right]^{0.5}$$

y en la Figura 1

Figura 1 Índice de productividad en el caso de cambio tecnológico



Source: (Thanassoulis,

La apropiada estimación de eficiencia y posteriormente del índice de productividad MPI implica tener información completa de insumos y productos para dos períodos de tiempo. Este caso es representado en la Figura 1, que incluye dos insumos X_1 y X_2 para las unidades de producción A a E y G en los períodos t y $t + 1$.

La estimación DEA representada por la distancia radial OV / OG_{t+1} en la ecuación y en la gráfica representa una medida de eficiencia para la unidad G_{t+1} con respecto a la unidad V , que hace parte de la frontera de producción en el período t . La unidad de producción V corresponde a la combinación lineal entre las unidades B y C que se aproxima a la mejor práctica posible en ese momento del tiempo.

La estimación DEA representada por la distancia radial OU / OG_t en la ecuación y en la gráfica representa una medida de eficiencia para la unidad G_t con respecto a la unidad U , que hace parte de la frontera de producción en el período t . La unidad de producción U corresponde a la combinación lineal entre las unidades B y C que se aproxima a la mejor práctica posible en ese momento del tiempo.

La estimación DEA representada por la distancia radial OV_1 / OG_{t+1} en la ecuación y en la gráfica representa una medida de eficiencia para la unidad G_{t+1} con respecto a la unidad V_1 , que hace parte de la frontera de producción en el período $t + 1$. La unidad de producción V corresponde a la combinación lineal entre las unidades B y C que se aproxima a la mejor práctica posible en ese momento del tiempo.

La estimación DEA representada por la distancia radial OU_1/OG_t en la ecuación y en la gráfica representa una medida de eficiencia para la unidad G_t con respecto a la unidad U_1 , que hace parte de la frontera de producción en el período $t + 1$. La unidad de producción U_1 corresponde a la combinación lineal entre las unidades B y C que se aproxima a la mejor práctica posible en ese momento del tiempo.

La construcción del índice de productividad de Malmquist produce un número índice que refleja el nivel de productividad entre los períodos analizados. Es decir si el MPI ofrece un valor de 1.01 se interpreta que hubo un incremento de 1% en la productividad. De la misma manera, si se obtiene un valor de 0.98, se afirma que se ha presentado una reducción en la productividad de 2% entre los períodos analizados.

Es posible descomponer el incremento en productividad ofrecido por el índice de productividad de Malmquist en dos componentes que son resultado directo de la construcción del índice. El primero un efecto respecto a la frontera y efecto desplazamiento de la frontera.

$$MPI = \left[\underbrace{\left(\frac{OV_1}{OG_{t+1}} \div \frac{OU}{OG_t} \right)}_{\text{Efecto respecto a la frontera}} \times \underbrace{\left(\frac{OV}{OV_1} \frac{OU}{OU_1} \right)}_{\text{Efecto desplazamiento de la frontera}} \right]^{0.5}$$

Las cuatro medidas de eficiencia se obtienen realizando cuatro estimaciones usando datos para dos años. Por ejemplo: para los años 2006 y 2007 la cuatro corridas se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1 Ejemplo de las 4 mediciones de eficiencia

DEA 0-1 2006-2007	DEA 1-0 2006-2007	DEA 0-0 2006	DEA 0-0 2007
$\frac{OU_1}{OG_t}$	$\frac{OV}{OG_{t+1}}$	$\frac{OU}{OG_t}$	$\frac{OV_1}{OG_{t+1}}$

El efector respecto a la Frontera se obtiene como el cociente entre los resultados del DEA 0-0 2007 y el DEA 0-0 2006. El efecto de desplazamiento de la Frontera se obtiene indirectamente al dividir el MPI por el efecto respecto a la frontera.

La interpretación de los dos efectos es la siguiente. El efecto respecto a la frontera es una medida de que tan cercano se encuentra *una compañía* respecto a la frontera en el período $t + 1$ respecto al período t . Si el efecto es igual a 1, la compañía tiene la misma distancia en períodos t y $t + 1$, si es superior a 1, la compañía se ha movido acercándose a la frontera en el período $t + 1$, si es menor a 1, se ha alejado.

El efecto desplazamiento de la frontera captura el movimiento de la frontera entre períodos t y $t + 1$. Para el caso que el efecto desplazamiento de la frontera sea superior a 1, se interpreta como un incremento en la productividad de *la industria*. Si fuese igual a 1, representa que la frontera no se desplazó entre los períodos t y $t + 1$. Cuando el efecto desplazamiento de la frontera es inferior a 1 es señal de que la industria registro una

reducción en productividad, o que la utilización de insumos fue superior entre períodos t y $t + 1$.

9. Datos

Parte del éxito de una estimación DEA y su extensión a obtener un MPI se basa en gran medida en la calidad de la información usada para construir las variables de insumos y productos necesarias para la estimación.

Una estimación de eficiencia DEA se beneficia de utilización de variables físicas en contraposición a la utilización de variables en medidas monetarias. Cuando se utilizan variables en medidas físicas la interpretación de la medida de eficiencia y su posible incremento es directa, lo que no ocurre siempre con una medida monetaria en donde se combina un efecto precio.

Sin embargo una solución básica para el caso de tener que usar variables monetarias es construir cocientes entre este tipo de variables de manera que se puede llegar a anular el efecto precio. Una ventaja adicional en la construcción de cocientes como variables para una estimación DEA es la normalización de variables que empleadas individualmente pueden comportarse como observaciones atípicas.

Esta es una solución adicional al tipo de estimación que incluye control por retornos variables de escala. Cuando entre las unidades de producción analizadas existe un grupo de observaciones que parece ser más grande de lo usual, la normalización hace que se ajusten los valores entre empresas de diferentes magnitudes.

Otra dimensión de la calidad de la información corresponde a su observación continua para los períodos de tiempo analizados. Cuando una variable de una unidad de producción no se observa en un período de tiempo, toda la unidad de observación debe ser removida, ya que se necesita su presencia en todo el período analizado.

Finalmente cuando las variables ideales para estimación de eficiencia no se encuentran a disposición del analista, se recurre a medidas aproximadas o variables proxy a su disposición.

En la estimación de eficiencia y productividad resumida en este documento se enfrentan varias de las dificultades señaladas anteriormente para llegar a un cálculo.

La estimación cuenta con cuatro períodos de análisis, 2006, 2007, 2008 y 2009. Para un conjunto de 18 empresas, tres (3) indicadores como variables insumo y cuatro (4) indicadores usados como variable producto, entre los cuales dos (2) son caracterizados como variables ambientales o no discrecionales. Existe una observación por empresa para cada año. No es posible y no tiene sentido para el análisis de productividad construir una base de datos discriminada por sectores, usuarios, o subclasificaciones al interior de las empresas. Una base de datos apropiada para el análisis de productividad mediante la metodología DEA implica la recolección de información para la unidad de producción y no subdivisiones de las unidades de producción.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tener cuatro períodos de análisis implica que se obtienen tres medidas de productividad, cada una corresponde a una medida de productividad entre 2006 – 2007, 2007 – 2008 y 2008 - 2009.

La información utilizada para la estimación ha sido obtenida del Sistema Único de Información de servicios públicos (SUI) y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

9.1.1 Observaciones

La CREG ofreció información financiera depurada por actividad de comercialización de energía eléctrica para las siguientes empresas (Tabla 9.1).

Tabla 9.1 Total de empresas comercialización de energía eléctrica

Empresa
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
CODENSA S.A. E.S.P.
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A.
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DEL CAUCA S.A. E.S.P.
COMPAÑIA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.
DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. ESP.
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Empresa
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIO PÚBLICO DE CARTAGENA DEL CHAIRA
EMPRESA MUNICIPALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
RUITOQUE E.S.P.

Desafortunadamente todas estas empresas no incluyen información para variables relevantes y básicas en la estimación de productividad. La información faltante forzó la reducción de la muestra de empresas a: (Ver Tabla 9.2). Un caso importante de exclusión es el de Electricaribe que no reportó valor de activos para el año 2006.

Tabla 9.2 Empresas usadas en estimación

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
CENTRALES ELECTRICAS DE NARINO S.A. E.S.P.
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
CODENSA S.A. E.S.P.
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A.
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P.

EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

9.1.2 Variables

En la estimación de un modelo DEA es posible incluir diferentes variables correspondientes a insumos y productos. Esta es una de las ventajas de la metodología DEA a diferencia de estimación econométrica de eficiencia y productividad, en donde la variable producto debe ser única.

Existe una observación por empresa para cada año. No es posible construir una base de datos discriminada por sectores, usuarios, o subclasificaciones al interior de las empresas. Por ejemplo si fuese posible distinguir los costos o valores de cuentas por cobrar para diferentes niveles o tipos de usuarios, no es posible distinguir su distribución geográfica dentro del marco de acción de las empresas distribuidoras. O el número de empleados o capital asignado a la prestación de servicio de un subgrupo de usuarios dentro de una empresa comercializadora de energía.

Las variables usadas en la estimación DEA se discuten a continuación y se resumen en la Tabla 9.3. Es posible que este conjunto de variables no sea ideal pero, son las variables disponibles. Variables disponibles que han sido examinadas como variables aproximadas apropiadas para la estimación de eficiencia y el índice de productividad y corresponden en su mayoría a la utilización de variables ofrecidas por la CREG como variables depuradas para la actividad de comercialización.

9.1.2.1 Insumos

En estimación de un modelo DEA es posible incluir diferentes variables correspondientes a insumos. Los resultados de este estudio usaron las siguientes variables:

Costo de comercialización por usuario. Esta variable es construida como el cociente entre costo de comercialización y el número de usuarios. La variable refleja el costo por usuario entre empresas en la entrega de energía eléctrica.

La variable costos de comercialización es tomada anualmente del costeo ABC declarado por las empresas de acuerdo con lo definido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a este valor reportado se le restan aquellos costos relacionados con:

- Multas
- Sanciones
- Intereses de Mora
- Provisiones

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

- Amortizaciones
- Otros Gastos no relacionados con el negocio de comercialización o que se originan como corrección a errores contables
- Costos asociados a la actividad de distribución que las empresas asignan a la actividad de comercialización tales como mantenimiento de líneas, redes y ductos, y costos de gestión de pérdidas.

Adicionalmente se descuentan todos aquellos costos y gastos (gastos de personal, generales, contratos, materiales, impuestos, seguros, depreciaciones, amortizaciones, etc.), que no corresponden directamente a la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados o que son remunerados con cargos adicionales al cargo base de comercialización, tales como: i) construcción de acometidas e instalaciones internas; ii) suspensiones y reconexiones del servicio; iii) calibración de medidores; iv) comercialización de bienes y servicios diferentes de energía; y v) comercialización de energía a usuarios No regulados, y que están incluidos en la información reportada al SUI para la Unidad de Servicio de Comercialización de Energía Eléctrica. El objetivo de esta variable reside en que la eficiencia estimada en el DEA puede aumentar al disminuir el costo de ventas por usuarios. La variable costo de comercialización proviene de la información depurada ofrecida por la CREG para este reporte. La variable número de usuarios proviene de la información depurada ofrecida por la CREG para este reporte.

En línea con la reflexión anterior sobre la calidad de la información y las posibilidades para estimar eficiencia y productividad es necesario señalar la necesidad de aproximar la información disponible con la información ideal. Siguiendo principios básicos de análisis económico de una función de producción, bajo cualquier circunstancia se necesita una medida de capital y mano de obra. Para tal efecto se utilizan dos variables más.

Empleo por usuario. Esta variable es construida como el cociente entre el número de empleados y el número de usuarios. La variable empleo se construye a partir de la suma del número de empleados y de directivos. Se espera que en la estimación DEA la variable capture el comportamiento del insumo mano de obra y la posibilidad de que una reducción genere incrementos en eficiencia.

Las variables de empleo provienen de la información ofrecida por la CREG. Esta información no fue depurada por la CREG. Fue solicitada mediante Circular 082 de 2010 y enviada al consultor tal como fue entregada por los agentes. La variable número de usuarios proviene de la información depurada ofrecida por la CREG para este reporte.

En la gráfica de barras de las variables insumo no se observan observaciones atípicas que puedan generar desviaciones específicas en la estimación de eficiencia y productividad.

Valor de activos por usuario. Esta variable es construida como el cociente entre el valor de activos y el número de usuarios. La variable valor de activos se construye a partir de la suma del valor de activos reportado por las empresas de comercialización. Se espera que en la estimación DEA la variable capture el comportamiento del insumo capital y la posibilidad de que una reducción genere incrementos en eficiencia.

Las variables de valor de activos provienen de la información ofrecida por la CREG. Esta información no fue depurada por la CREG. Fue solicitada mediante Circular 082 de 2010

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

y enviada al consultor tal como fue entregada por los agentes. La variable número de usuarios proviene de la información depurada ofrecida por la CREG para este reporte.

En la gráfica de barras de las variables insumo no se observan observaciones atípicas que puedan generar desviaciones específicas en la estimación de eficiencia y productividad.

Figura 9.1 Dispersión variables insumo

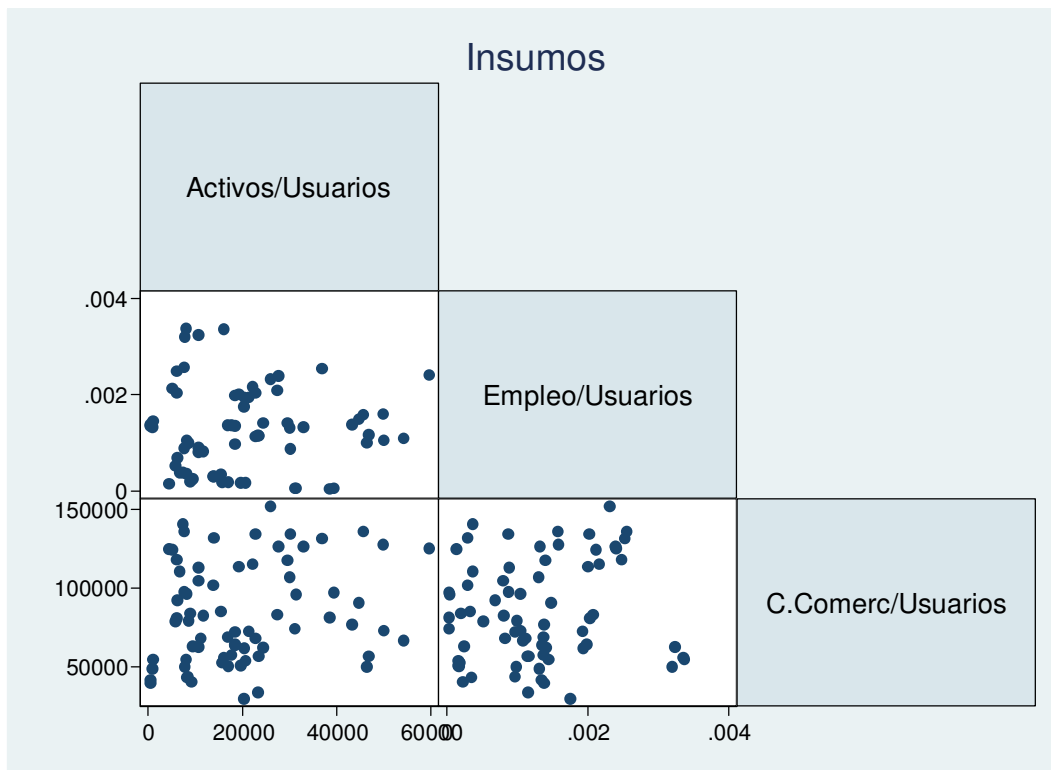
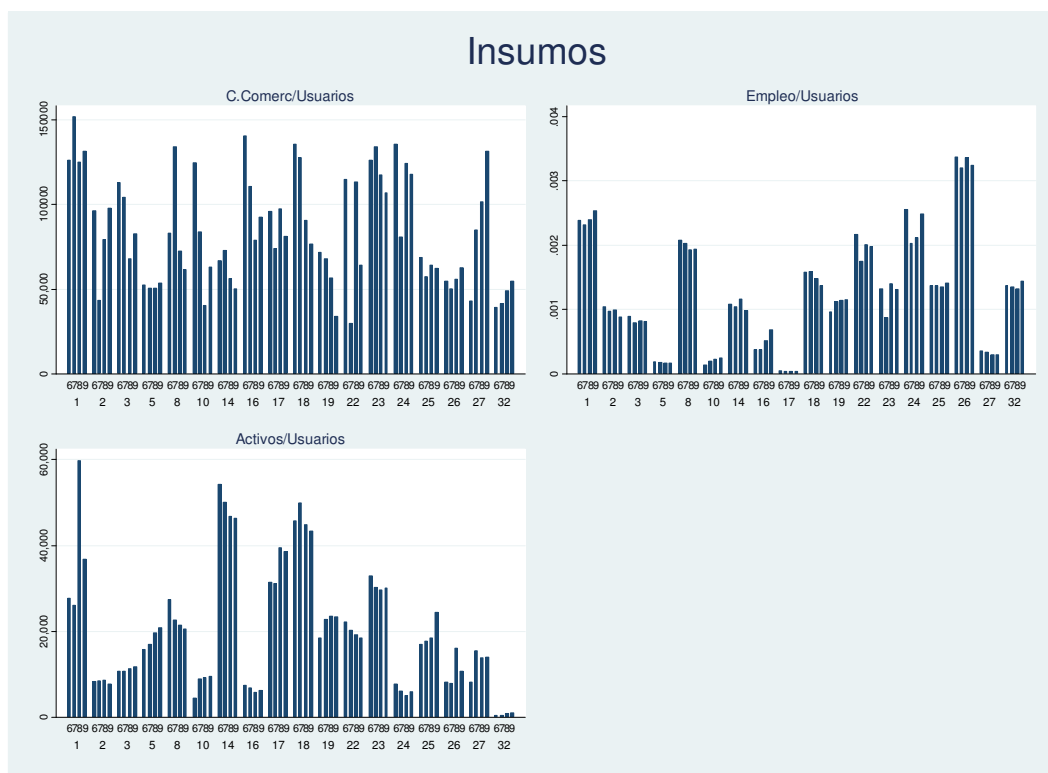


Figura 9.2 Barras para variables insumo



9.1.2.2 Productos

En estimación de un modelo DEA es posible incluir diferentes variables correspondientes a productos.

Peticiones quejas y reclamos (PQR) por usuario (-1). El cociente entre PQR y el número de usuarios es usado como una variable producto multiplicado por menos uno. La lógica de la inclusión de este indicador como un producto es que la reducción de peticiones, quejas y reclamos representa un incremento en la calidad del servicio de las empresas comercializadoras de energía.

La variable PQR contiene la siguiente clasificación:

Respuesta: Accede, accede parcialmente, archiva, confirma, modifica, no accede, pendiente de respuesta, Rechaza, Revoca, sin respuesta, trasladada por competencia.

Detalle: Aforo, alto consumo, calidad del servicio, cambio de medidor o equipo de medida, cobro de otros cargos de la empresa, cobro de otros bienes o servicios en la factura, cobro múltiple, cobros inoportunos, cobros por servicios no prestados, condiciones de seguridad o riesgo, conexión, decisiones de sanción de la ESP, entrega y oportunidad de la factura, error de lectura, estrato, falla en la prestación del servicio, medidor cuenta o línea cruzada, otras inconformidades, pago sin abono a cuenta, por Consultor: Universidad del Rosario

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

suspensión corte reconexión o reinstalación, relacionada con cobros por promedio, solidaridad, subsidios y contribuciones, tarifa cobrada, tasa e impuestos, terminación de contrato.

En el uso de esta variable para la estimación se consideró eliminar las peticiones quejas o reclamos que se ajustaban a la siguiente categorización:

Respuesta: accede, accede parcialmente, pendiente de respuesta y

Detalle: Falla en la prestación del servicio.

La exclusión de este tipo de casos de PQR corresponde a que no es completamente claro si la respuesta accede, accede parcialmente y pendiente de respuesta, así como el detalle falla en la prestación del servicio corresponden completamente a las empresas de comercialización.

La variable peticiones, quejas y reclamos (PQR) proviene del sistema de información SIU. La variable número de usuarios proviene de la información depurada y entregada por la CREG para este reporte.

Esta variable se incluye porque las empresas comercializadoras de energía son el punto de contacto de los clientes y reciben una cantidad importante de peticiones, quejas y reclamos en temas relacionados con solicitudes de conexión, calidad de la lectura de los medidores, liquidación y facturación de los consumos, cobro y recaudo, costo del servicio, suspensión, corte y reconexión del servicio, control de pérdidas no técnicas, gestión de cartera. En general, las PQR son un indicador de la eficiencia y productividad con que se atienden y desarrollan los procesos relacionados con la calidad del servicio al cliente, el core del negocio de la comercialización de energía. En consecuencia, es la variable disponible evaluada que refleja la calidad del servicio al cliente en todos esos aspectos de manera integral.

Cuentas por cobrar (CPC) e ingresos operacionales (-1). La inclusión del cociente de cuentas por cobrar respecto a los ingresos operacionales sigue la lógica de que una empresa de comercialización de energía tiene como una de sus prioridades la reducción de las cuentas por cobrar en el mediano plazo. Al multiplicar este indicador por menos uno se consigue un efecto de incremento en eficiencia al generar una reducción en las cuentas por cobrar. La variable cuentas por cobrar proviene de la información depurada ofrecida por la CREG para este reporte. La variable ingresos operacionales proviene de la información depurada ofrecida por la CREG para este reporte.

A solicitud de la CREG se llevó a cabo una estimación en donde de el valor de cuentas por cobrar se excluye lo correspondiente a las CPC del sector oficial. Los resultados de esta estimación se han presentado a la CREG. El resultado no difiere en gran medida del resultado presentado en este informe.

Transformadores por usuarios (ambiental / no discrecional). Esta variable es construida como el cociente entre el número de transformadores y el número de usuarios. Este cociente debe capturar características del sistema de distribución de la zona en que actúan los agentes de comercialización de energía eléctrica. En particular características de dispersión de usuarios y de terreno. Su caracterización como variable

ambiental / no discrecional reconoce la imposibilidad de que la empresa de comercialización use esta variable estratégicamente en su actividad. La variable número de transformadores proviene de la CREG. La variable número de usuarios proviene de la información depurada ofrecida por la CREG para este reporte.

Ventas (kWh) por usuarios (ambiental / no discrecional). Este cociente busca capturar el número de kWh entregado por usuario . Esta variable refleja factores como clima, costumbres, distribución por tipo de usuarios, que no dependen de la actividad de la empresa pero si afecta el valor de las ventas. Su caracterización como variable ambiental / no discrecional reconoce la imposibilidad de que la empresa de comercialización use esta variable estratégicamente en su actividad. Las variables Ventas kWh y número de usuarios provienen de la información depurada y entregada por la CREG para este reporte.

En la Figura 9.3 de dispersión de datos entre variables producto no se observa una tendencia entre las variables que sugiera una correlación que pueda inducir a redundancia entre las variables usadas como producto. Adicionalmente es fácil observar cómo las variables están distribuidas uniformemente y no agrupadas en valores particulares. Finalmente, en la Figura 9.4 tampoco se observan observaciones atípicas que puedan generar desviaciones específicas en la estimación de eficiencia y productividad. La gráfica de barras para cada variable discriminando entre años sugiere al mismo tiempo una transición suave de las variables para el período de análisis.

Figura 9.3 Dispersión variables producto

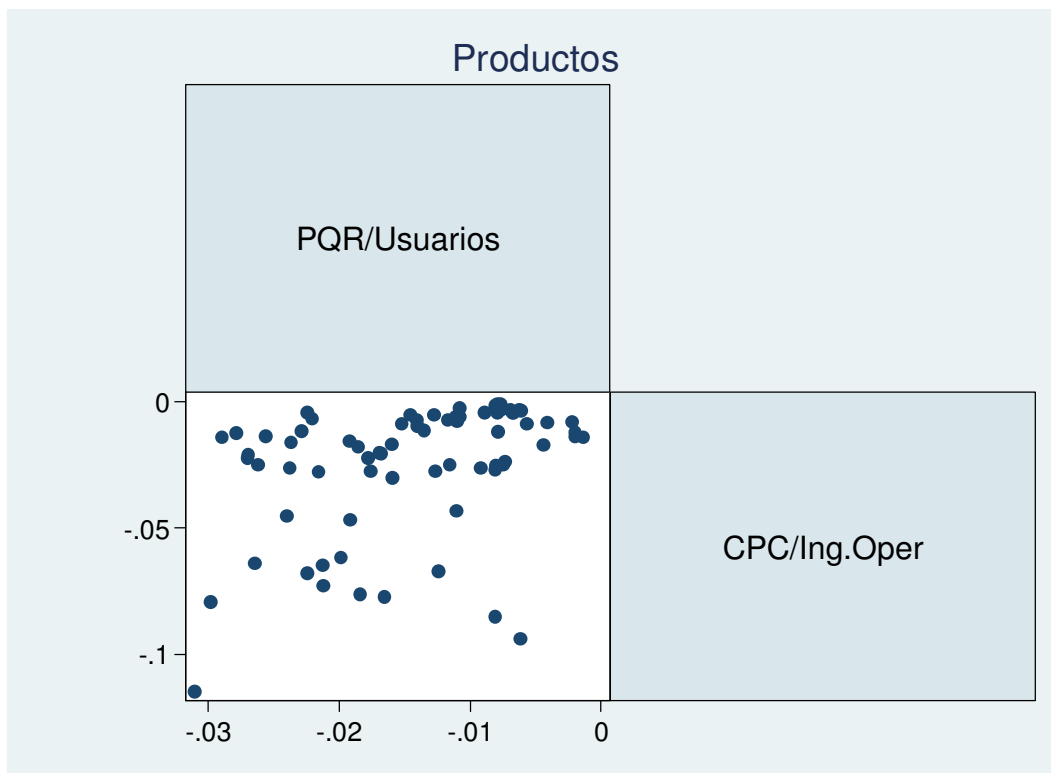


Figura 9.4 Dispersión variables producto ambientales / discrecionales

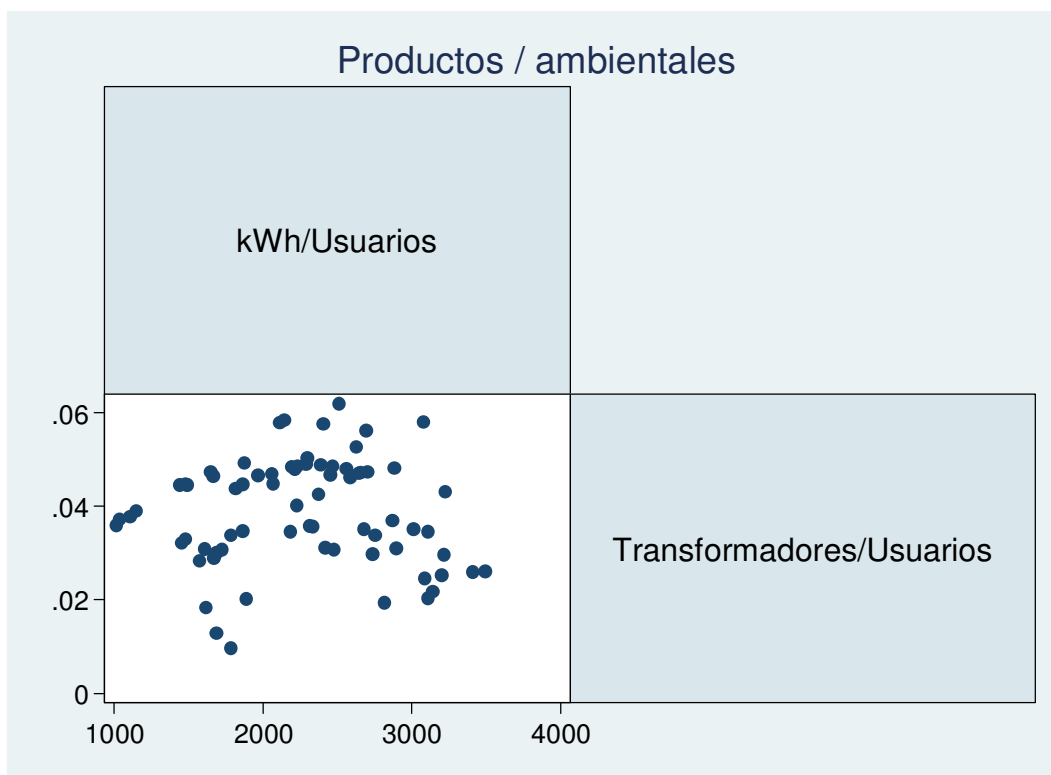


Figura 9.5 Barras para variables producto

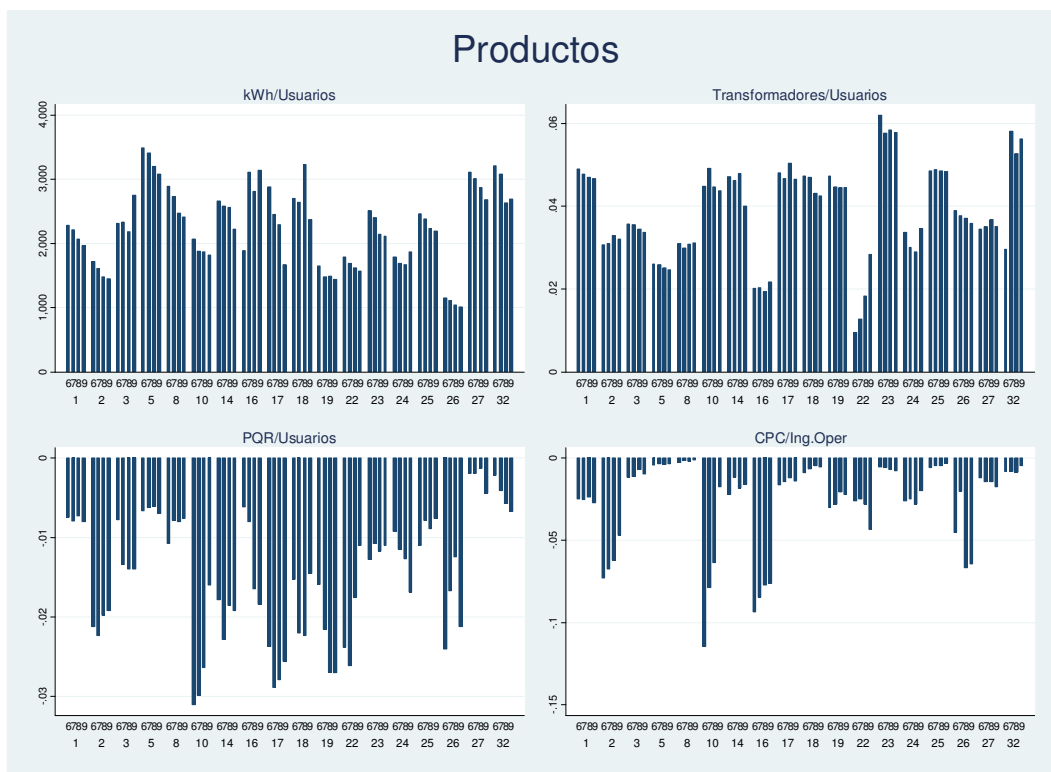


Tabla 9.3 Variables insumo / producto

Insumos
Costo de comercialización / Usuarios
Empleo / Usuarios
Valor activos / Usuarios
Productos
$(-1) * pqr / \text{Usuarios}$
$(-1) * cpc\ 90 - 365 \text{ días} / \text{ingresos operacionales}$
Variables producto ambientales o no discrecionales
$\text{Ventas por usuarios} = \text{Ventas kwh} / \text{Usuarios}$
$\text{Transformadores por usuario} = \text{Número de transformadores} / \text{usuarios}$

9.1.3 Fuente de datos

La fuente de información de las variables usadas en la estimación DEA se detalla en la Tabla 9.4:

Tabla 9.4 Fuente datos

Variable	Unidades	Fuente
Insumos		
Costo de comercialización	Pesos (\$)	CREG
Valor activos	Pesos (\$)	CREG
Empleo	Número	CREG
Usuarios	Número	CREG
Productos		
Ventas kWh	kWh	CREG
Número de transformadores	Número	CREG
PQR	Número	SUI
CPC 30 a 360 días.	%	CREG

10. Resultados

10.1 DEA

En el proceso de obtención del índice de productividad de Malmquist, como fue presentado al inicio de este informe, se hace necesario la estimación de 4 medidas de eficiencia. Las medidas de eficiencia son estimadas mediante la metodología DEA, y corresponden a cada uno de los elementos (cocientes) de la fórmula:

$$MPI = \left[\frac{\left(\frac{OV}{OG_{t+1}} \right)}{\left(\frac{OU}{OG_t} \right)} \times \frac{\left(\frac{OV_1}{OG_{t+1}} \right)}{\left(\frac{OU_1}{OG_t} \right)} \right]^{0.5}$$

Los componentes de esta fórmula fueron explicados en una sección anterior de este texto. El resultado de estas estimaciones se presenta en la Tabla 10.1 Estimación DEA.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tabla 10.1 Estimación DEA

DMU	DEA 0-1 2006-2007	DEA 1-0 2006-2007	DEA 0-0 2006	DEA 0-0 2007	DEA 0-1 2007-2008	DEA 1-0 2007-2008	DEA 0-0 2007	DEA 0-0 2008	DEA 0-1 2008-2009	DEA 1-0 2008-2009	DEA 0-0 2008	DEA 0-0 2009
{X} 1	38.16%	72.61%	100.00%	35.44%	39.35%	37.16%	35.44%	41.29%	43.63%	38.16%	41.29%	41.04%
{X} 2	66.80%	94.40%	60.80%	100.00%	96.86%	73.56%	100.00%	65.88%	74.44%	74.89%	65.88%	80.24%
{X} 3	80.95%	76.75%	75.31%	85.87%	85.76%	84.31%	85.87%	88.69%	86.50%	83.76%	88.69%	87.95%
{X} 5	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
{X} 8	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	87.34%	100.00%	100.00%
{X} 10	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
{X} 14	74.27%	94.04%	100.00%	70.06%	77.76%	81.06%	70.06%	84.76%	93.31%	95.80%	84.76%	88.80%
{X} 16	100.00%	100.00%	99.28%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
{X} 17	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
{X} 18	42.16%	62.39%	56.97%	49.90%	63.37%	100.00%	49.90%	100.00%	100.00%	72.83%	100.00%	68.73%
{X} 19	73.32%	92.12%	100.00%	70.47%	68.20%	79.18%	70.47%	83.42%	77.27%	100.00%	83.42%	100.00%
{X} 22	39.25%	100.00%	36.25%	100.00%	100.00%	40.83%	100.00%	40.84%	46.97%	72.74%	40.84%	77.56%
{X} 23	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
{X} 24	40.18%	50.85%	40.65%	55.32%	57.64%	50.06%	55.32%	50.50%	56.04%	44.00%	50.50%	47.86%
{X} 25	77.93%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	97.92%	100.00%	100.00%	84.68%	100.00%	100.00%	100.00%
{X} 26	70.32%	100.00%	100.00%	76.44%	94.11%	66.63%	76.44%	82.82%	86.97%	68.25%	82.82%	76.75%
{X} 27	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	97.71%	100.00%	100.00%
{X} 32	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	99.58%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Los resultados presentados en la Tabla 10.1 Estimación DEA indican la eficiencia de las empresas de comercialización respecto a diferentes fronteras. La columna DEA 0-1 2006-2007 presenta la información de eficiencia de las empresas en 2006 usando como frontera la formada por los insumos de 2007. La columna DEA 1-0 2006-2007 presenta la información de eficiencia de las empresas en 2007 usando como frontera la formada por los insumos de 2006. Y la columna DEA 0-0 2006-2007 presenta la información de eficiencia de las empresas en 2006 usando como frontera la formada por los insumos de 2006. En particular puede ser de utilidad las medidas que comparan la eficiencia correspondiente a cada año DEA 0-0 2006, 2007, 2008 y 2009.

La interpretación de estos puntajes de eficiencia es directa y refleja la eficiencia de las empresas de comercialización. Las empresas que tienen un puntaje de 100% son aquellas que están ubicadas en la frontera. Las empresas que tienen un puntaje inferior a 100% son consideradas ineficientes. El puntaje de eficiencia indica la distancia respecto a la frontera. Un puntaje de 85% indica que le resta 15% para lograr ser eficiente respecto a la frontera o unidad eficiente.

Para el objetivo de este estudio el análisis de eficiencia es parcial, ya que el resultado requerido por la CREG es un valor de productividad del sector aplicable a la fórmula regulatoria.

Los resultados de estimación de productividad de Malmquist, efecto desplazamiento respecto a la frontera y desplazamiento de la frontera presentados a continuación se resumen de la siguiente manera. Promedio simple, valor máximo y mínimo por año para los valores de productividad obtenidos a nivel de empresas de comercialización. El promedio ponderado por kWh ajusta los valores de la productividad al tamaño relativo de las empresas de comercialización. El promedio geométrico se lleva a cabo para cada empresa a lo largo del tiempo. El cálculo de media geométrica tiene como ventaja reducir el efecto extremo de una observación, en contraposición de el promedio simple.

10.2 Índice de Productividad de Malmquist

Los resultados de la estimación del índice de Malmquist corresponden a la ecuación presentada al inicio del capítulo, en donde es necesario hacer cuatro estimaciones DEA para obtener el índice. Los resultados del índice se presentan a continuación son los obtenidos al haber usado las empresas listadas en la Tabla 9.2 con las variables, unidades y resultados DEA descritos en la sección anterior.

Tabla 10.2 Resultados estimación productividad

Resumen Industria	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	Promedio geométrico
Promedio simple	1.1416	1.0000	1.0325	1.0283
Mínimo	0.8212	0.4083	0.7075	0.9200
Máximo	2.6511	1.7783	1.7150	1.2291
Promedio ponderado por Ventas kWh	1.0090	1.0241	1.0024	1.0118

La información de la estimación se resume para la industria en la Tabla 10.2 (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** en el Apéndice). Tanto en la tabla como en la gráfica se observa un incremento en la variabilidad de los resultados respecto a otras estimaciones ofrecidas en el apéndice de este reporte. Los promedios simple y ponderado (por ventas en kWh) son medidas indicativas del comportamiento en la productividad en toda la industria. El promedio geométrico del MPI entre 2006-2009 es de 1.028, que implica un incremento en el índice de 2.8% y el promedio ponderado por kilovatios hora en ventas es de 1.011 que implica un incremento en el índice de 1.1%.

10.2.1 Descomposición efecto respecto a la frontera

Los resultados del efecto respecto a la frontera se presentan en la Tabla 10.3. Los resultados presentan mayor variabilidad respecto a estimaciones previas reportadas en el apéndice de este informe.

El promedio geométrico para todo el período de análisis (2006-2009) es 1.01, que implica un incremento de 1%. Y el mismo promedio según el promedio ponderado por kWh es igual a 1.0065, que implica un incremento de 0.65% para la industria en el efecto desplazamiento respecto a la frontera para todo el período de análisis.

Tabla 10.3 Efecto respecto a la frontera

Resumen Industria	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	Promedio geométrico
Promedio simple	1.07287	1.03661	1.05060	1.01007
Mínimo	0.35440	0.40840	0.68730	0.74314
Máximo	2.75862	2.00401	1.89912	1.28858
Promedio ponderado por Ventas kWh	0.97719	1.03832	1.00498	1.00652

10.2.2 Descomposición efecto desplazamiento de la frontera

Los resultados del efecto respecto a la frontera se presentan en la Tabla 10.4. Los resultados presentan mayor variabilidad respecto a estimaciones previas realizadas para este estudio.

El promedio para todo el período de análisis (2006-2009) usando el promedio ponderado es igual a 1.022, que implica un incremento de 2.2%. Y el promedio ponderado por kWh es igual a 1.0182, que implica un incremento de 1.8% para la industria en el efecto desplazamiento de la frontera para todo el período de análisis.

Tabla 10.4 Efecto desplazamiento de la frontera

Resumen Industria	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	Promedio geométrico
Promedio simple	1.14188	0.97370	0.98659	1.0229
Mínimo	0.91188	0.80837	0.90303	0.9495
Máximo	2.31711	1.07367	1.08670	1.2508
Promedio ponderado por Ventas kWh	1.06811	0.99035	0.99793	1.0182

10.3 Estimación de productividad por solicitud de comisionados directores de la CREG

En reunión con comisionados de la CREG, llevada a cabo el jueves 28 de en las instalaciones de la entidad, los comisionados hicieron observaciones y sugerencias que se incluyen en la estimación que se presenta a continuación.

Las sugerencias sobre la estimación fueron:

1. Aclarar elementos incluidos en los costos de comercialización
2. Aclarar la definición de conteo al interior de la variable peticiones, quejas y reclamos.
3. Excluir de la variable cuentas por cobrar (cpc) lo correspondiente al sector oficial.
4. Incluir variable PQR en el caso en que solo se consideran las ciertas.
5. Llevar a cabo la ponderación por usuarios en lugar de ponderación por ventas kwh.

Puntos 1 y 2 han sido ampliados en las definiciones de variables usadas para la estimación en la sección de datos. A continuación se presentan resultados de la estimación DEA en donde se incluyen las otras observaciones hechas por comisionados directores de la CREG.

Los resultados de estimación de productividad adoptando las observaciones de los comisionados de manera conjunta e individual varían en magnitudes observadas en estimaciones previas y en la vecindad de la estimación presentada en el informe final.

A continuación se incluyen tres resultados de estimación adicionales. El primero en donde se compara el resultado de productividad para una estimación en donde se excluye el sector oficial de las cuentas por cobrar con el resultado base ofrecido en este informe. El segundo en donde se compara el resultado de productividad para una estimación en donde se incluye el número de peticiones quejas y reclamos ciertas. Y una tercera estimación con la combinación de estas modificaciones sobre los datos

Tabla 10.5 Análisis de sensibilidad de las sugerencias comisionados CREG. Exclusion CPC sector oficial y ponderación por usuarios

	MPI	Efecto respecto a la frontera	Efecto desplazamiento de la frontera
Estimación reporte 2.			
Promedio simple	1.0283	1.01007	1.0229
Mínimo	0.9200	0.74314	0.9495
Máximo	1.2291	1.28858	1.2508
Promedio ponderado por ventas kWh	1.0118	1.00652	1.0182
Promedio ponderado por usuarios	1.0146	1.00682	1.0238
Estimación excluyendo CPC sector oficial			
Promedio simple	1.0323	1.06516	1.0291
Mínimo	0.9200	0.92671	0.9589
Máximo	1.2290	1.88756	1.2508
Promedio ponderado por ventas kWh	1.0136	1.00530	1.0209
Promedio ponderado por usuarios	1.0165	1.01751	1.0269

Tabla 10.6 Análisis de sensibilidad de las sugerencias comisionados CREG. PQR ciertas y ponderación por usuarios

	MPI	Efecto respecto a la frontera	Efecto desplazamiento de la frontera
Estimación reporte 2.			
Promedio simple	1.0283	1.01007	1.0229
Mínimo	0.9200	0.74314	0.9495
Máximo	1.2291	1.28858	1.2508
Promedio ponderado por ventas kWh	1.0118	1.00652	1.0182
Promedio ponderado por usuarios	1.0146	1.00682	1.0238
Estimación considerando PQR ciertas			
Promedio simple	1.0368	1.03046	1.0076
Mínimo	0.9890	0.97586	0.9469
Máximo	1.2329	1.30200	1.1117
Promedio ponderado por ventas kWh	1.0176	1.01434	1.0088
Promedio ponderado por usuarios	1.0142	1.01228	1.0064

Tabla 10.7 Análisis de sensibilidad de las sugerencias comisionados CREG. PQR ciertas, exclusión de CPC oficiales y ponderación por usuarios

	MPI	Efecto respecto a la frontera	Efecto desplazamiento de la frontera
Estimación reporte 2.			
Promedio simple	1.0283	1.01007	1.0229
Mínimo	0.9200	0.74314	0.9495
Máximo	1.2291	1.28858	1.2508
Promedio ponderado por ventas kWh	1.0118	1.00652	1.0182
Promedio ponderado por usuarios	1.0146	1.00682	1.0238
Estimación PQR ciertas y exclusion CPC oficial			
Promedio simple	1.0307	1.03146	1.0005
Mínimo	0.9478	0.99046	0.8984
Máximo	1.2443	1.19471	1.1061
Promedio ponderado por ventas kWh	1.0164	1.01746	1.0042
Promedio ponderado por usuarios	1.0131	1.01466	1.0026

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

La CREG también recomendó hacer una estimación en donde solo se considerara la información correspondiente a los años 2006 y 2009. Los resultados se presentan a continuación:

Tabla 10.8 Estimación siguiendo sugerencias comisionados CREG. Estimación 2006 y 2009 únicamente

	MPI	Efecto respecto a la frontera	Efecto desplazamiento de la frontera
Estimación reporte 2.			
Promedio simple	1.0811	1.05557	1.06779
Mínimo	0.7124	0.41040	0.81401
Máximo	1.6863	2.07158	1.73592
Promedio ponderado por ventas kWh	1.0080	0.9956	1.0286
Promedio ponderado por usuarios	1.0119	0.99556	1.03760

Esta estimación sugiere un incremento en la productividad de 1.19% para el período 2006-2009, un efecto respecto a la frontera de -0.45% y efecto desplazamiento de la frontera de 3.7%.

En general la estimación de productividad siguiendo las sugerencias de los comisionados genera variaciones en valores de incremento de productividad entre 0.1% y 0.4%. Estas son variaciones normales que ya habían sido observadas en las estimaciones previas a la sustentada en este informe.

11. Estimación de función de producción con metodología econométrica y extracción de productividad a través de la metodología Oley – Pakes / Levinsohn - Petrin.

11.1 Resultados de estimación econométrica con incremento en la información

La CREG solicitó información adicional a las empresas de comercialización de energía en relación a las variables necesarias para estimación de productividad el mediante método econométrico propuesto. En esta solicitud se requería información sobre empleo, salarios, valor de activos fijos, insumos y materiales. Con esta información se llevó a cabo la estimación bajo la metodología propuesta.

Para facilitar la interpretación de las estimaciones las variables han sido re-expresadas en logaritmo natural. La variable dependiente usada en esta estimación es EBIT.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

EBIT. Esta variable se construye a partir del valor de facturación y costos de comercialización, así:

$$EBIT = \text{Facturación} - \text{Costos comercialización}$$

Las variables ingresos por facturación y costo de comercialización provienen del la información depurada ofrecida por la CREG para este reporte

Tabla 11.1 Función de producción metodología Oley-Pakes

	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009
K (activos)	0.499	0.547	0.655
(se)	0.369	0.476	0.469
L (Empleo total)	0.512	0.448	0.509
(se)	0.392	0.393	0.5
Observaciones	36	36	36
SE: error estandard			

Los resultados obtenidos mediante la metodología Oley-Pakes en general no son muy diferentes a los obtenidos mediante una estimación por mínimos cuadrados ordinarios. Aunque los coeficientes de los insumos son apropiados, debe señalarse que su significancia estadística es baja. En la estimación mediante mínimos cuadrados ordinarios, los coeficientes son similares pero los niveles de significancia son mucho más altos. Esto es un indicativo de la diferencia y ventajas de la aproximación econométrica alterna, que permite identificar con propiedad los coeficientes y su significancia.

Tabla 11.2 Función de producción metodología MCO

	2006	2007	2008	2009
K (activos)	0.623	0.6281	0.6543	0.6896
(se)	0.153	0.139	0.152	0.145
L (Empleo total)	0.4332	0.4968	0.444	0.494
(se)	0.186	0.171	0.177	0.172
Constante	9.533	9.16	8.8436	7.875
(se)	2.92	2.7	2.932	2.82.
Observaciones	18	18	18	18
SE: error estandard				

La medida de productividad después de la estimación econométrica presentada consiste en obtener la parte no explicada de la función de producción y comparar su comportamiento en el tiempo. Bajo condiciones básicas de una función de producción la

parte no explicada representa el nivel de productividad y su tasa de crecimiento en el tiempo el crecimiento de la productividad.

Los resultados de este cálculo se presentan en la tabla Tabla 11.3.

Tabla 11.3 Función de producción metodología Oley-Pakes

Crecimiento Productividad	Oley - Pakes	Crecimiento Productividad	OLS
		2006-2007	-4
2007-2008	-0.52	2007-2008	-2.38
2008-2009	-0.93	2008-2009	0.46
2007-2009	-0.72	2006-2009	2.6e-9

A partir de estos resultados se observan diferencias en el cálculo de la productividad según las dos metodologías. Esta estimación no está exenta de dudas en especial en relación con el cálculo usando relativamente pocas observaciones. En varios casos la estimación sugiere que los coeficientes son no significativos a niveles altos de significancia. Este no es un problema persistente pero es muestra de la posibilidad de resultados que pueden cambiar fácilmente con pequeñas modificaciones de la muestra.

12. La productividad en la economía colombiana.

Varios estudios sobre la productividad se han realizado en el país. El uso de diferentes técnicas de estimación, datos disponibles y variables explicativas o factores de interés usados han generado una variedad de resultados. Por ejemplo, Eslava y otros (2004) estimó una productividad multifactorial para la industria manufacturera de 0.1% para el período previo a la reformas de 1990 y de 0.4% posterior a la misma. El período de estudio estuvo entre 1982 y 1998. Clavijo 2003 por su parte presenta que la productividad laboral de la economía colombiana creció 0.4% entre 1990 y 2002 y la PTF decreció 0.6% para el mismo período. Villamil (2003) encontró que la PTF de la industria manufacturera creció 0.4% entre 1999 y el año 2000. Un estudio más reciente de Echavarría y otros (2006) presentan varios estimativos tanto de la PTF como de la productividad laboral de la industria manufacturera. Del año 1991 al 2002, los autores encontraron que usando uno de los métodos la PTF sin corregir por capacidad crece al 1.2% (y 0.7% con corrección de capacidad). En promedio, se observa que la PTF ha podido crecer, para los años de 1991 al 2002, entre 0.1% y 0.6% pero debe tenerse presente que los resultados difieren por lo señalado al principio.

12.1 Interpretación, alcance, limitación y recomendaciones a partir de los resultados

Un resumen global de los resultados se presenta en la Tabla 12.1. De esta tabla se define un incremento en la productividad de la industria utilizando el Índice de Productividad de Malmquist entre 1.1 y 2.8% en el período 2006-09.

Al descomponer éste entre el asociado al desplazamiento de la frontera y el asociado respecto a la frontera, se pueden observar efectos combinados. El efecto respecto a la

Consultor: Universidad del Rosario

frontera, es decir el incremento en productividad de las unidades de producción respecto a la frontera eficiente sugiere un incremento en el período total entre 0.6 y 1%. El primer valor corresponde al ponderado por kWh y el segundo al promedio simple.

El resultado de productividad asociado al desplazamiento de la frontera, es decir al cambio en productividad por cambios en la frontera eficiente está entre 1.8 y 2.2%. El primer valor corresponde al promedio simple y el segundo al ponderado por kWh y el segundo al promedio simple. El resultado de la productividad obtenido por la estimación econométrica según la metodología de Oley – Pakes y MCO se encuentra entre 0 y 0.46.

Los valores del crecimiento de la productividad son diversos. Este tipo de resultado no es desconocido y como se discute en la presentación de otras estimaciones de crecimiento de productividad en Colombia es posible encontrar gran variabilidad en este tipo de ejercicios.

En concordancia con la teoría económica y los objetivos de la consultoría, a partir de estos resultados, la Universidad del Rosario recomienda la adopción de cambio en productividad sugerido por el Índice de Productividad de Malmquist (MPI) de 1.1% para el promedio simple entre 2006 y 2009. Y no superior al resultado del promedio ponderado por ventas de kWh del efecto desplazamiento de la frontera de 1.8%. Para efectos de la regulación del sector de comercialización de energía eléctrica un incremento cercano a 1% por año debe ser apropiado y acorde a la actividad económica del país.

Esta recomendación es resultado de analizar los resultados de estimación presentados, en concordancia con las estimaciones a nivel macroeconómico y con la baja dinámica de crecimiento de la economía colombiana en este período.

Tabla 12.1 Resumen de resultados productividad en términos porcentuales

	Resumen Industria	2006-07	2007-08	2008-2009	Promedio geométrico 2006-09
		%	%		%
MPI	Promedio simple	14	0	3.2	2.8
	Promedio ponderado por Ventas kWh	0.9	2.4	2.4	1.1
Efecto respecto a la frontera	Promedio simple	7.2	3.6	5.0	1
	Promedio ponderado por Ventas kWh	-2.3	3.8	0.4	0.6
Efecto desplazamiento de la frontera	Promedio simple	14	-2.7	-1.4	2.2
	Promedio ponderado por Ventas kWh	6.8	-0.1	-0.03	1.8
	Promedio industria	2007-2008	2008-2009	2007-2009	
Estimación econométrica Olley – Pakes		-0.52	-0.93	-0.72	
Estimación econométrica MCO		-2.38	0.46	0	

Los resultados presentados anteriormente tienen fortalezas y debilidades. Una clara fortaleza de la metodología y de los resultados es la posibilidad de utilizar diferentes medidas de insumo y producto y calificar el desempeño y productividad de la industria a partir de diferentes características relevantes a los propósitos del estudio y a la actividad del sector. Una segunda fortaleza es poder discriminar los resultados entre efectos en relación a la frontera eficiente y efectos de la frontera misma. Esta división de los resultados permite identificar la fuente de los cambios agregados en productividad.

La principal limitación de los resultados se encuentra en la limitada información para llegar a un indicador agregado de productividad. Inicialmente se cuenta con 4 años de información consecutivos lo cual permite generar tres años de cambio en productividad. Adicionalmente las variables disponibles para evaluar el desempeño y productividad están limitadas por la información ofrecida por las empresas mismas y algunas de ellas, como se muestra en las gráficas, presentan variaciones grandes sin una justificación clara. Finalmente hace falta información sobre algunas variables muy deseables de ser incluidas en el análisis, como: medida de capital y de mano de obra.

13. Bibliografía

AEMC (2007) "Review of the Effectiveness of Competition in Electricity and Gas Retail Markets in Victoria", First Final Report, 19 December 2007, Sidney.

AEMC (2008) "Review of the Effectiveness of Competition in Electricity and Gas Retail Markets in Victoria", Second Final Report, 29 February 2008, Sidney.

Annala, Sella, y S. Viljainen (2009) "The impact of retail electricity market model on competition" Paper presented at the 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague 8-11 June 2009.

Banker, R, A Charnes, y W Cooper. (1984). "Some Models for Estimating Technical and Scale Efficiencies in Data Envelopment Analysis." *Management Science*, Vol. 30, pp. 1078-1092.

Beesley, M, y Stephen Littlechild. (1989). "The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom". *The RAND journal of economics* 20, no. 3: 454-472.

Black, D. G. Harman, y B. Moselle, 2009. The case for expost regulation of energy networks. LECG.

Bonifaz, José L. (2001) *Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. CIES y Universidad del Pacífico.

Brandt, T. (2006). Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector. PIQUE CIT5-2006-028478.

Brunekreeft, G. y S. Tweleemann. (2005). "Regulation, Competition and Investment in the German Electricity Market: RegTP or RegTP". *The Energy Journal*: 99-126.

Bye, Torstein, y Einar Hope. (2005). Deregulation of electricity markets — The Norwegian experience. Discussion Papers No 433 Statistics Norway, Research Department CAF. 2003. Perú. Análisis del sector eléctrico.

Cambridge Economic Policy Associates Ltd –CEPA-. (2009). OFGEM The use of RPE-X by other network industry regulators.

Castillo, Cesar, Darwin Álvarez, y Deidamia Chani. (2009). Análisis de la problemática del Sistema Tarifario en el Sector Eléctrico Peruano. Documento presentado en la Seven LACCEI International Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology, San Cristobal, Venezuela.

Caves, Douglas, Laurits Christensen, y Erwin Diewert. (1982). "The economic theory of index numbers and the measurement of input, output, and productivity." *Econometrica*, Vol. 50:6, pp. 1393-1414.

Charnes, A, W Cooper, y E. Rhodes. (1978). "Measuring the efficiency of decision making units." *European Journal of Operational Research*, Vol. 2, pp. 429-444.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Clavijo, Sergio (2003) "Crecimiento, productividad y la nueva economía. Implicaciones para Colombia", Documento Banco de la República.

Coelli, Timothy, Prasada Rao, Christopher O-donnell, y George Battese. (2005). An introduction to efficiency and productivity analysis. 2nd Edition. New York: Springer.

Coelli, Tim, D.S. Prasada Rao, y George Battese. (1998). An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis. Norwell: Kluwer Academic Publishers.

Comisión Nacional de Energía CNE (2008) Política Energética: Nuevos lineamientos. Transformando la crisis energética en una oportunidad. Santiago de Chile, Chile.

Comisión de Tarifas Eléctricas CTE (1998) Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano. Lima, Perú..

Crew, Michael y Paul Kleindorfer. (2001). Future Directions in Postal Reforms. Kluwer Academic Publishers. Crew, Michael y Paul Kleindorfer. (2001). "A critique of the theory of incentive regulation," in Future Directions in Postal Reforms. Michael Crew and Paul Kleindorfer eds. Boston: Kluwer Academic Publishers.

Del Gatto, Massimo, Adriana Di Liberto, y Carmelo Petraglia. (2010). "Measuring Productivity". Journal of Economic Surveys.

Devoto, Alberto, y Javier Cardozo (2002). La tarifa de distribución antes y después de la Restructuración del Sector Eléctrico. Texto de Discusión No 39, Centro de Estudios Económicos de la Regulación.

Di Tella, R., y A. Dyck. (2002) Cost reductions, cost padding and stock market prices: the Chilean experience with Price cap regulation.

ENRE. (2008). ENRE Informe anual. Buenos Aires: ENRE.

Echavarria, Juan, Maria Arbeláez, María Rosales (2006) "La productividad y sus determinantes: el caso de la industria colombiana", Desarrollo y sociedad, V. 57. pp. 77-122.

Eslava, Marcela, John Haltiwanger, Adriana Kugler, Maurice Kugler (2004) "The effects of structural reforms on productivity and profitability enhancing reallocation: evidence from Colombia", Journal of Development Economics, V. 75. pp. 333 - 371

Fandino, Ester. (2008). "Regulación y funcionamiento del sector eléctrico en Argentina". En Energía y Regulación en Iberoamérica José L. García y Juan C. Jiménez Editores, Volumen II. Thomson-Civitas: pp. 39-74.

Färe, Rolf, Shawna Grosskopf, Björn Lindgren, y Pontus Ross. (1994a). "Productivity developments in Swedish hospitals: A Malmquist output index approach," en Data envelopment analysis: theory, methodology, and application. Abraham Charnes, William Cooper, Arie Lewin and Lawrence Seiford eds. Boston: Kluwer Academic Publishers.

Farsi, Mehdi, Aureli Fetz, y Massimo Filippini. (2007). Benchmarking and Regulation for the Electricity Distribution Sector.

Farrel, M. (1957). "The Measurement of Productive Efficiency." Journal of the Royal Statistical Society, Vol. 120:3, pp. 253-290.

Consultor: Universidad del Rosario

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Fried, Harold, C.A. Knox Lovel, y Shelton Schmidt. (1993). The measurement of productive efficiency. Techniques and applications. New York: Oxford University Press.

Galetovic, Alexander. y Ricardo. Sanhueza (2002). "Regulación de servicios públicos: ¿Hacia dónde debemos ir?" Estudios Públicos, 85: pp. 101-137.

Giulietti Monica, y Catherine Waddams-Price (2005). "Incentive Regulation and efficient pricing" Annals of Public and Cooperative Economics, Vol. 76: 1 pp. 121-149.

Gomez, Tomas. (2007). "Regulación de la distribución de energía eléctrica en España: principios y mecanismos de distribución" Economía Industrial, Número 364: 113-124.

Haney A.B. y Michael Pollitt (2009). "Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators" Energy Policy, Vol. 37: pp. 5814-5830.

Jamasb T., y Michael Pollitt (2001). "Benchmarking and regulation: international electricity experience" Utility Policy, Vol. 9: pp. 107-130.

Jhel, Francais (1941). Menlo Park Reminiscences. Kessinger Publishing p841.

Jonassen, T. (1998) Opening of the Power Market to End Users In Norway 1991-1999. Report No 2 prepared to the Norwegian Water Resources and Energy Administration, (NVE).

Kraus, M (2006). "Incentive Regulation for German Energy Network Operators" The Energy Journal, Vol 19:7 :33-37,

Kuhlmann A. y Ingo Vogelsang (2005) The German electricity sector- Finally on the Move? CESifo DICE Report No 2.

Levinsohn, J. y A. Petrin (2003). Estimating production functions using inputs to control for unobservables. Review of Economic Studies 70(2), 317–341.

López, Julián. 1999. La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales.

Lowry, M.N., y L. Kaufmann 2002. "Performance-Based regulation of utilities" Energy law Journal, Vol. 23: pp. 399-457.

Manual para la medición de electricidad, por Edison Electric Institute

Manual de PLC y sus implementaciones

Medidor electrónica, Motta – lombardero, Cátedra de proyectos, UNNE Argentina

Molina, P.E. (1998) Tarificación Eléctrica Chilena a nivel de empresas de distribución. Tesis para optar al grado de magister en ciencias de la ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile.

Netherlands Competition Authority. 2006. Decision in relation to the method for determining the price cap to promote efficient operations. Netherlands Government Gazette.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Netherlands Competition Authority. 2006. Addendum B BIJ to the Method Decision. Technical Description of the Method for Determining the X factor and the Volume Parameters. Netherlands Government Gazette of 27 June 2005.

Netherlands Competition Authority. 2009. Decision in relation to the method for determining the quality term, pursuant to section 4181) of the Electricity Act of 1998 for the years 2007 up to and including 2009. Netherlands Government. Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) (2009) Report on Regulation and the Electricity Market. Norway, 30th June.

Office of Electric Regulation (Offer) (1998) "Review of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000. Price controls and competition. Consultation paper July 2008"

Office of Electric Regulation (Offer + Ofgas) (1999) "Review of Domestic and Small Business Electricity Supply Price Regulation. A consultation document, June 1999"

Ofgem. 2010. Regulating energy networks for the future: RPI-X@20. Current Thinking working paper.

Olley, S. y A. Pakes (1996). The dynamics of productivity in the telecommunications equipment industry. *Econometrica* 64(6), 1263–97.

Pérez-Reyes, Raúl y Equipo de Expertos de OSINERG (2008) "Regulación y Funcionamiento del Sector de la Energía en el Perú, en Energía y Regulación en Iberoamérica. José L. García y Juan C. Jiménez Editores, Volumen II. Thomson-Civitas: pp. 9-37.

Piña, Carlos y Equipo de Expertos de CNE (2008) "Regulación y Funcionamiento del Sector Energético en Chile, en Energía y Regulación en Iberoamérica, José L. García y Juan C. Jiménez Editores, Volumen II. Thomson-Civitas: pp. 9-37.

Pollitt, Michael, and Tooraj Jamasb. 2000. Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience.

Ramírez, Manuel 1974 "Cambio Tecnológico en la Industria de Generación de Energía Eléctrica en Colombia" Cuadernos de Economía (Latin American Journal of Economics) Vol 11 132 pp 43-74

Ramirez, Manuel (1983) "Technological Change in the Thermal Electricity Generating Industry" Cap 5 en Barry, Albert Essays on Industrialization in Colombia. Center for Latin American Studies. Arizona State University.

Ray, Dennis (1997) "Electric power industry restructuring in Austria: Lessons from down-under". NNRI Occasional Paper # 20.

Reckon. 2009. OFGEM Longer-term price controls. Paper prepared for Ofgem's RPI-X@20 Review.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Reportaje Reuters, martes 6 de octubre de 2009.

Reportaje, ZigBee Alliance, 2003.

Reportaje "Creative Commons" 1990

Rudnick, H. y R. Raineri. (1997): Chilean distribution tariffs: incentive regulation, en (De) Regulation and competition: The electric industry in Chile. Ilades-Georgetown, University: pp. 223-257.

Russell, Robert. 1998. "Distance functions in consumer and producer theory," en Index numbers: essays in honour of Sten Malmquist. Rolf Färe, Shawna Grosskopf y Rober Russell eds. Boston: Kluwer Academic Publishers, pp. 283.

Sánchez, J.M. (2006) Los procedimientos tarifarios en los servicios públicos regulados. Propuesta de Reformas a los Procedimientos Vigentes. Estudio preparado para el Ministerio de Economía.

Sappington, D.E.M. (2002). "Price regulation," en Handbook of Telecommunications Economics. Martin Cave, Sumit Majumdar y Ingo Vogelsang eds. Amsterdam: North-Holland.

Smithers, Ben. (2007). Domestic Retail Market Report - June 2007, no. July.

Solé M., C. (2009) "Un nuevo Marco Regulatorio para la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica en España" en Energía: Desarrollos Regulatorios en Iberoamérica ed. José L. García D. Madrid: Civitas.

Technology and society Magazine IEEE8,12-16, June 1989

Tuovinen, K. (2009) Retail Competition in the Nordic Electricity Markets, Thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in Technology. Helsinki University of Technology.

Thanassoulis, Emmanuel. 2001. Introduction to the Theory and Application of Data Envelopment Analysis. Norwell: Kluwer Academic Press.

Utilities Commision (2010) "Review of Options for the Development of a Retail Price Monitoring Regime for Contestable Electricity Customers" February 2010.

Villamil, Jesús (2003) "Productividad y cambio tecnológico en la industria colombiana", Economía y Desarrollo, V. 2. N. 1. pp. 151-167.

Von der Fehr, N-H y P.V. Hansen (2010). "The electricity Retailing in Norway". The Energy Journal; Vol 31, 1: 25-45. .

Von Ossietzky, VDC (2003) Network Pricing in the Nordic Countries. An Empirical Analysis of the Local Electricity Distribution Utilities' Efficiency and Pricing. Dissertation zur Erlangung des Grades eines Doktors der Wirtschaftswissenschaften, Universität Oldenburg.

Página Web: Freescale semiconductor, Products, Coldfire.

Consultor: Universidad del Rosario

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

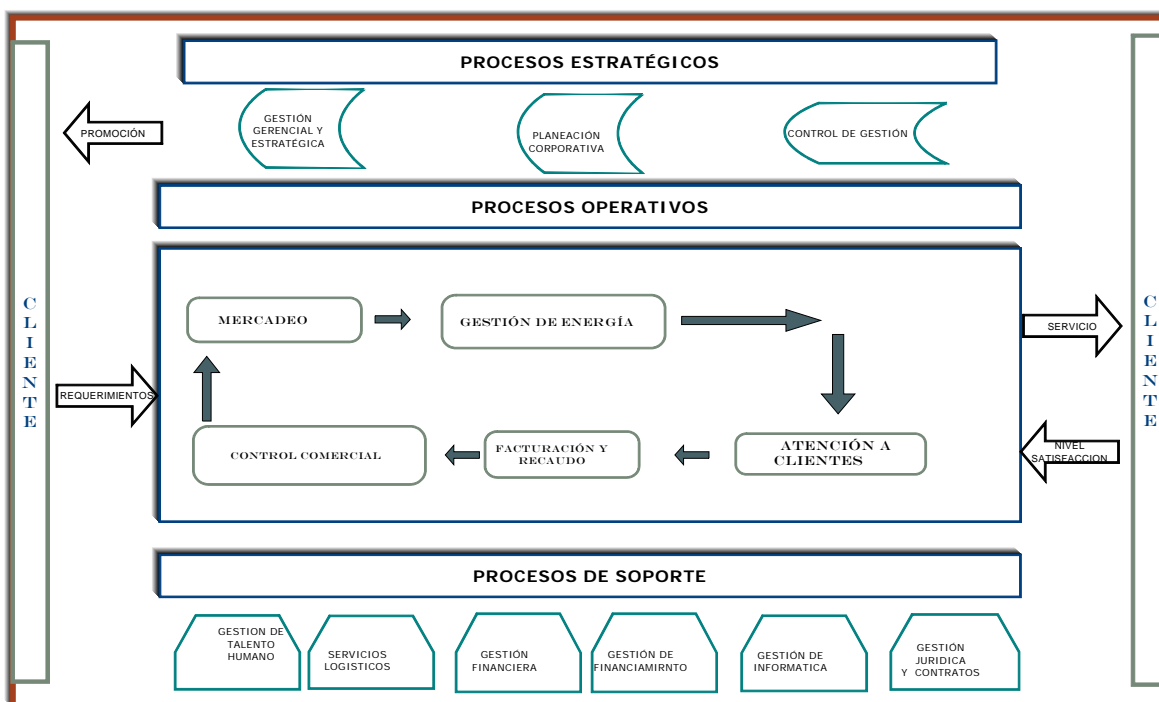
14. Anexo Actualización de los sistemas unificados de información de costos y gastos por actividades para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios. SSPD. Diciembre 2005. 106-113.

4.1.4 Unidad de Servicio Comercialización de Energía Eléctrica

Unidad de Negocio que consiste en la compra y venta de Energía Eléctrica en el Mercado Mayorista, con destino a otras operaciones en el mismo mercado, a atender necesidades de los usuarios finales o a atender los compromisos adquiridos por Contratos a corto y largo plazo, y por negocios en la Bolsa de Energía.

4.1.4.1 Mapa de Procesos

Figura No. 29
MAPA DE PROCESOS DE LA UNIDAD DE SERVICIO
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA



LA UNIDAD DE SERVICIO COMERCIALIZACIÓN comprende los siguientes PROCESOS:

Mercadeo: Estudios de Mercado Usuarios No Regulados y Regulados, Análisis de Precios en Bolsa Usuarios No Regulados, Estrategias de Portafolio de Productos y Servicios Usuarios No Regulados y Regulados.

Gestión de energía: Manejo de Marco Regulatorio y Estructura Tarifaria Usuarios No Regulados y Regulados, Gestión de Medición y Reporte Fronteras Comerciales Usuarios No Regulados, Gestión de Transacciones en el MEM – ASIC – LAC – Usuarios No Regulados, Manejo de Operaciones de Compra y Venta de Energía por Bolsa Usuarios No Regulados, Gestión de Contratos.

Atención a clientes: Suministro de Información Usuarios No Regulados y Regulados, Atención de Solicitudes Usuarios No Regulados y Regulados, Peticiones, Quejas y Recursos – PQR – Usuarios No Regulados y Regulados, Gestión Catastro Usuarios No Regulados y Regulados, Asesorías Técnicas Usuarios No Regulados y Regulados, Asesorías Comerciales Usuarios No Regulados y Regulados.

Facturación y recaudo: Lectura Usuarios No Regulados y Regulados, Liquidación Usuarios No Regulados y Regulados, Impresión Facturas Usuarios No Regulados y Regulados, Distribución Facturas Usuarios No Regulados y Regulados, Recaudo Usuarios No Regulados y Regulados, Cartera Usuarios No Regulados y Regulados.

Control comercial: Pérdidas No Técnicas y Gestión de Medida Usuarios No Regulados y Regulados, DES y FES Usuarios No Regulados y Regulados, Reportes e Indicadores Usuarios No Regulados y Regulados.

4.1.4.2 Estructura Orientadora y Modelo Simplificado

El propósito de la Estructura Orientadora es mostrar el amplio nivel de desagregación o detalle que se puede construir a través de los Costos ABC para efectos de Control Corporativo y de Gestión.

Como herramienta de planificación y control corporativo y de gestión, a las empresas les convendría desarrollar la estructura orientadora en su totalidad. Pueden surgir como limitaciones los sistemas de información o el tamaño de la empresa. La decisión al respecto depende de un análisis beneficio / costo, reto y necesidad de capacidad en competitividad, por un lado, y exigencia del diseño del sistema de información para poder generar reportes de interés propio de la compañía o por exigencias de normas regulatorias o de control.

La Estructura de Costos de Comercialización de Energía y el Modelo Simplificado diseñados proponen tener costos por Mercados Regionales atendidos por el Comercializador, Zonas o Mercados Internos y, dentro de éstas, por Usuarios No Regulados y Regulados, asignando recursos a las Actividades.

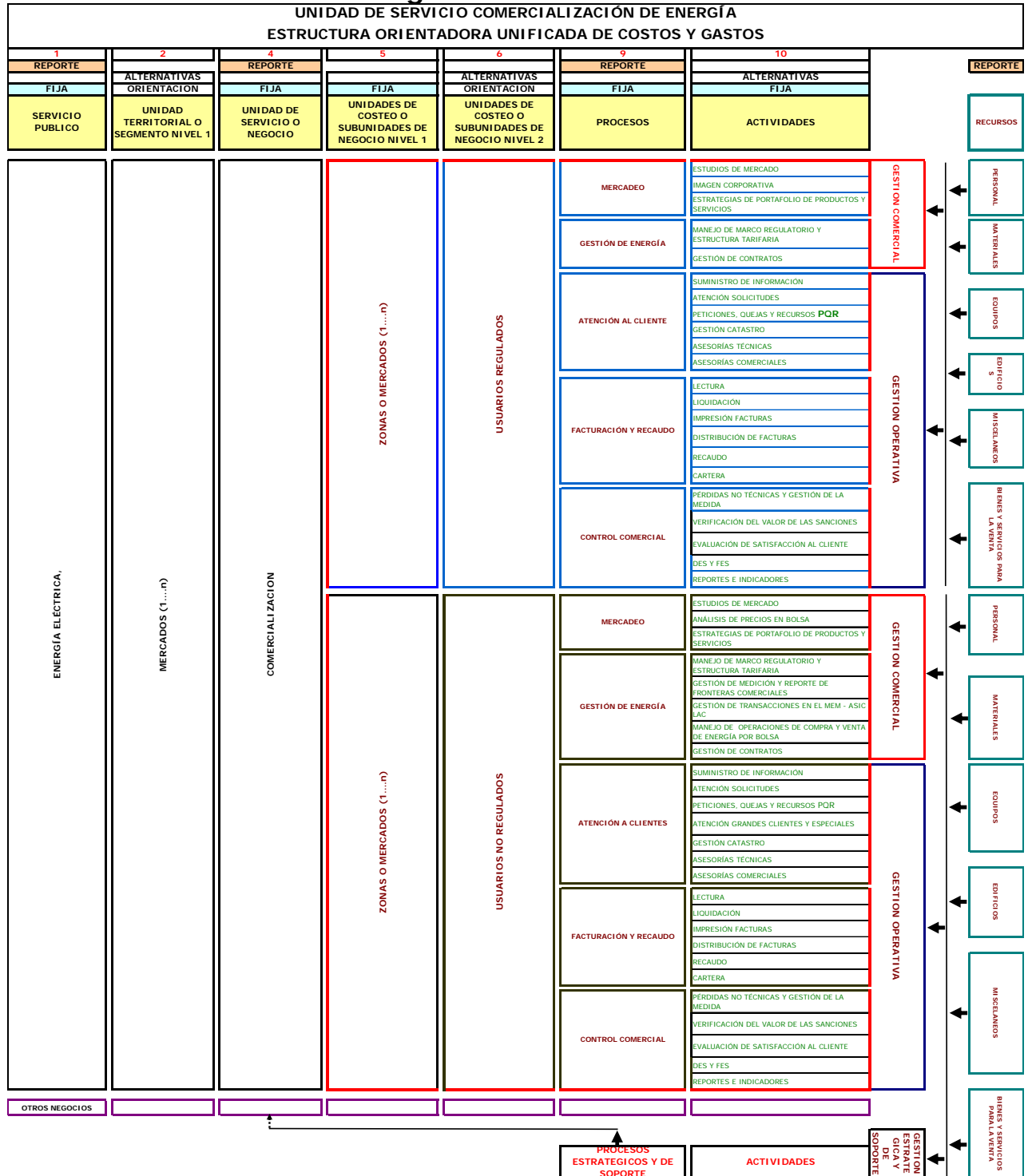
La Estructura Orientadora de Costos de Distribución de Energía (Figura 30) muestra:

1. En la Columna No.6 – UNIDAD DE COSTEO NIVEL 2: 2.1 USUARIOS NO REGULADOS 2.2 USUARIOS REGULADOS: NO RESIDENCIALES Y RESIDENCIALES: Se plantea costear la gestión realizada con cada uno de estos grupos de clientes, que corresponden a los definidos por la regulación según la demanda de energía.
2. En la Columna No.5 – UNIDAD DE COSTEO NIVEL 1: ZONAS (1....n): Se propone costear, cada una de las Zonas o Mercados con que cuenta una Empresa, por Grupos de Usuarios No Regulados o Regulados, en razón a que las tarifas están estructuradas por tipo de usuario y demandas, requiriéndose conocer la rentabilidad de la operación de cada segmento por Zona o Mercado.
3. En la Columna No.4 – UNIDAD DE SERVICIO: COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA: Consolida el Costo Total de la Unidad de Servicio Comercialización de Energía, dentro de una Compañía. La sumatoria de costos de las Zonas o Mercados más los costos de los Procesos Estratégicos y Soporte, conforman el Costo Total de Comercialización.
4. En la Columna No.2 – UNIDAD TERRITORIAL: En razón a que los Comercializadores Puros pueden incursionar con sus Portafolios de Productos y Servicios en diferentes Mercados (regiones o municipios) en que tengan opciones de operación, y para quienes es importante poder estimar los costos por dichos Mercado. En ésta columna se consolidan los Costos por cada uno de los Mercados en que la Empresa desarrolle sus Actividades.

5. En la Columna No.1 – SERVICIO PÚBLICO – ENERGÍA ELÉCTRICA: Se expresa el Costo Total del Servicio Público, el cual consolida los diferentes mercados; o será igual al de la Unidad de Servicio., si no atienden sino un mercado.
6. PROCESOS ESTRATÉGICOS Y DE SOPORTE: Corresponden a los definidos en el numeral 3.2.4.3 “Criterios generales para determinación de los gastos de apoyo o soporte y su asignación”.
7. OTROS NEGOCIOS: Por conveniencia estratégica, oportunidades de mercado, ventajas comparativas, mayor capacidad competitiva o afinidad de negocios, varias de las Empresas de Servicios Públicos han incursionado en OTROS NEGOCIOS, que en algunos casos agregan valor al servicio público domiciliario que prestan pero en otros no tienen relación con el servicio público domiciliario. De todas formas, los costos operativos, comerciales y de soporte, directos o distribuidos y asociados a OTROS NEGOCIOS, deben llevarse separados de los correspondientes a los de los servicios públicos domiciliarios bajo responsabilidad del prestador.

**ACTUALIZACION SISTEMAS UNIFICADOS DE INFORMACIÓN DE COSTOS Y GASTOS POR
ACTIVIDADES PARA ENTES PRESTADORES DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS**

Figura No. 30



El Modelo Simplificado corresponde a una versión simplificada de la Estructura Orientadora de Costos. El propósito del Modelo simplificado es indicar la estructura de costos mínima obligatoria, basada en la de ORIENTACIÓN y que deben implementar las Empresas con el fin de generar los reportes esenciales con fines de Vigilancia, Regulación y Control.

El diagrama del modelo simplificado (Figura No. 31) presenta una serie de flechas que indican el flujo y consolidación nivel a nivel del sistema de costos.

Al igual que en la Estructura Orientadora de Costos, se definen claramente los grupos de Recursos, Procesos de Gestión Operativa, Gestión Comercial y Estratégicos o de Soporte.

Se determinan como niveles obligatorios de la estructura los siguientes:

Columna No. 10: Correspondiente a las ACTIVIDADES.

Columna No. 9: Correspondiente a los PROCESOS.

Columna No. 5: Correspondiente a la UNIDAD DE COSTEO NIVEL 1

Columna No. 4: Correspondiente a la UNIDAD DE SERVICIO

Columna No. 1: Correspondiente al SERVICIO o NEGOCIO.

Igualmente es obligatorio en el sistema de costos los correspondientes a OTROS NEGOCIOS, en forma Global.

Al final se presentan los procesos estratégicos y de soporte con sus actividades, cuyo detalle se observa en la Figura No. 32.

Figura No. 31

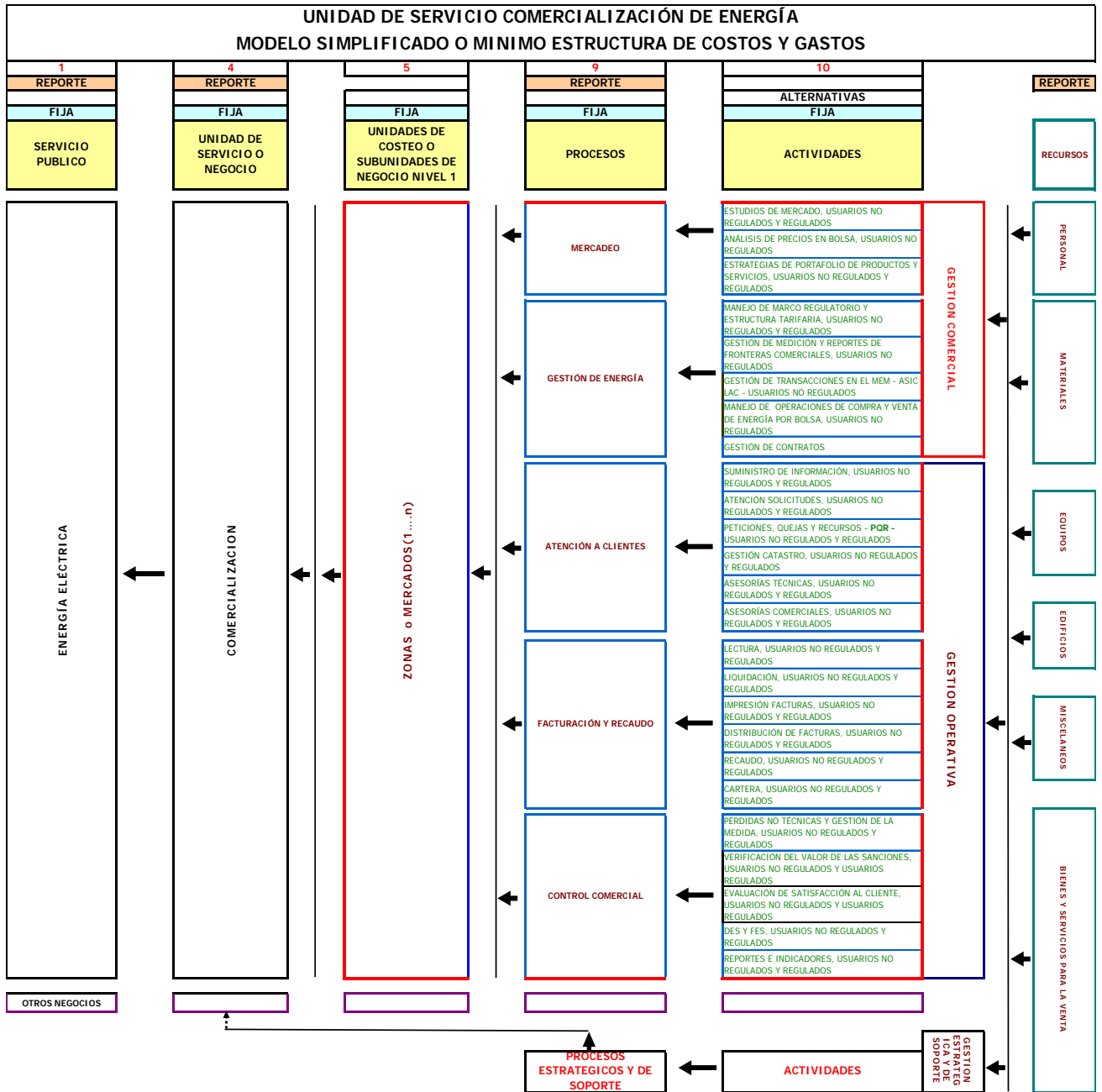
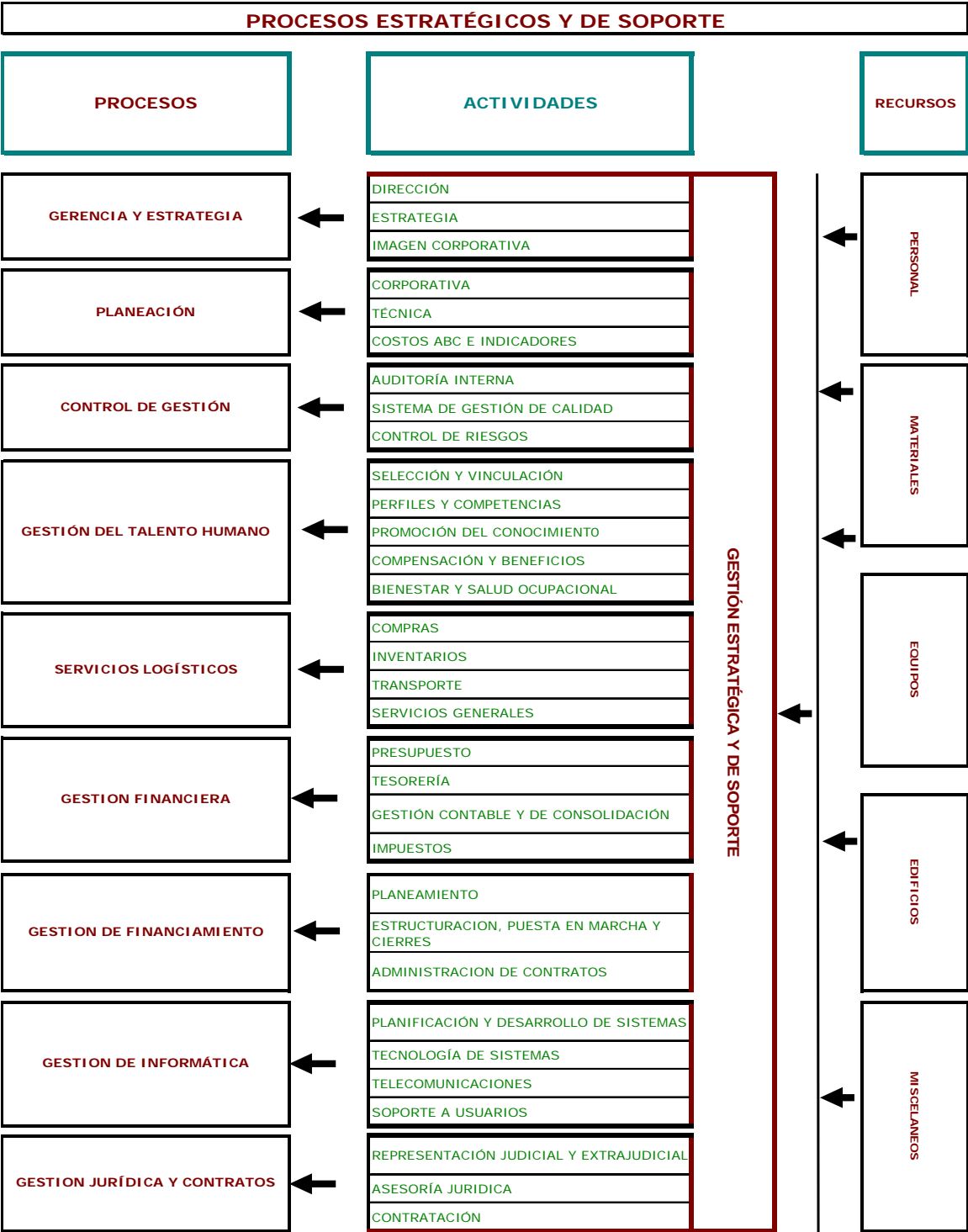


Figura No. 32



15. Anexo Comentarios de la Industria

Informe 1

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
Generales	ASOCODIS	<i>Desde la apertura del mercado competitivo en la comercialización de energía minorista realizada hace más de una década, la dinámica de incorporación de comercializadores puros a la actividad se ha sustentado en las asimetrías regulatorias, ampliamente diagnósticas por la CREG en el documento 117 de 2010 Y por el Gobierno Nacional y la industria en estudios anteriores. Tales asimetrías no han sido subsanadas en su integralidad, y han servido de mecanismo para que varios agentes comercializadores permanezcan en el mercado no necesariame por razones de eficiencia económica. Esta situación debe ser tomada en cuenta antes de realizar cualquier tipo de evaluación de competitividad de la actividad en general y comparaciones de productividad y eficiencia entre empresas comercializadoras en el sector eléctrico colombiano.</i>	La asimetría mencionada no corresponde al objetivo de la contratación de la consultoría. El consultor no tiene comentarios al respecto. Para tener en cuenta esta observación los análisis excluyeron la información de comercializadores puros luego no hay distorsiones por este concepto. Las fronteras de usuarios no regulados atendidos por comercializadores puros es insignificantes con respecto al numero de usuarios totales del País, por tanto no parece razonable pensar que este fenómeno haya afectado la productividad de de la actividad de comercialización a usuarios regulados.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
Generales	CHEC	<i>De acuerdo a la recomendación del equipo asesor de emplear un único factor de productividad para la industria, nos parece que no es conveniente, porque se incluirían las particularidades que presentan los diferentes tipos de mercado, que afectarían los promedios para su cálculo. Es importante resaltar que la eficiencia debe ser evaluada de acuerdo a las características de cada mercado.</i>	El contrato de consultoría solicita la estimación de productividad de la industria, no de empresas. La estimación de productividad propuesta incluye variables que contabilizan la heterogeneidad de las empresas. La inclusión de estas variables hace que las particularidades de las empresas sean tenidas en cuenta y no excluidas. Las características del mercado se capturan con la adecuada inclusión y selección de las diferentes variables seleccionadas. Se definieron variables de escala y ambientales que permiten capturar las diferencias más importantes entre los agentes. Adicionalmente debe tenerse en cuenta que el valor resultante incluye el efecto de desplazamiento de la frontera (el cual afecta a todos los agentes), y la ponderación de los efectos individuales.
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	ASOCODIS	<i>Como lo hemos reiterado con anterioridad, es necesario que la Comisión desarrolle la revisión quinquenal de la metodología tarifaria de la actividad de comercialización de manera integral incorporando las propuestas de regulación de la calidad comercial que ha señalado la Comisión en la agenda de</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>2011. Lo anterior resulta relevante, pues dependiendo del esquema tarifario que aplique la Comisión, se hará necesario o no la aplicación de ajustes por productividad, los cuales son normalmente utilizados en modelos de remuneración por incentivos para actividades monopolísticas.</i>	
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	CHEC	<i>Aunque consideramos prudente por parte de Comisión, que este buscando desarrollar paralelamente los temas de remuneración de la actividad de Comercialización con el de factor de productividad, que como bien se indicó por los consultores pueden ser trabajados de manera independiente, aunque pueden ser temas complementarios, recomendamos que se realicen los análisis de la calidad comercial de forma conjunta con los dos anteriores, para que de esta forma se disponga de mas información que conduzca a la mejor definición del camino a seguir para la Comercialización de energía.</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG.
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	EPSA	<i>Como se menciona en el informe, la definición del Factor de productividad depende, entre otros aspectos, de la metodología de remuneración establecida. En este sentido el factor de productividad se debería definir después de la</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. Obviamente se hace referencia es a otros ingresos del mismo proceso de comercialización como

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>metodología de remuneración y la calidad del servicio.</i>	cobros por conexión, suspensión, corte reconexión, lecturas de otros servicios durante el mismo recorrido o ciclo, publicidad en la factura, etc. La contabilidad separa es una exigencia desde la creación de la Ley misma, no es posible que a esta altura, 17 años después, esto no sea claro. Si se logran mayores ingresos en las actividades del proceso con los mismos costos no son mejoras en productividad? La gestión sobre resultados y costos es inherente a la actividad, la capacidad de adoptar nuevas tecnologías o formas de realizar los procedimientos. Adicionalmente la metodología de remuneración de la comercialización a usuario regulado se ha mantenido desde hace más de 13 años.
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	EPSA	<i>“Continuar usando la metodología de price cap con factor de productividad”. En el numeral 5.1. del informe se indica que en la aplicación de la metodología “price cap” o precio máximo “si la demanda aumenta ello se traducirá en mayores ingresos para la empresa”, lo cual no se cumple necesariamente en la</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. Los problemas del cálculo del costo base de comercialización son independientes del factor de productividad. Igualmente al excluirse de la información a los comercializadores puros

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>comercialización de energía Eléctrica. El cargo de comercialización que se transfiere en las tarifas de los usuarios regulados se calcula con la relación del costo base de comercialización aprobado a un mercado (\$/factura) y se traslada al usuario convertido en un precio por kWh al dividir este valor por el consumo medio facturado por el comercializador en ese mercado (kWh/factura). Cada año, el cargo se corrige en función del consumo promedio, pero el ingreso se mantiene fijo para el comercializador en proporción a la cantidad de usuarios atendidos en cada mercado. En el caso de la energía eléctrica, la variación de usuarios en cada mercado obedece a su crecimiento vegetativo, de la mano con el desarrollo de proyectos industriales y de vivienda en cada municipio. En los quince años de evolución del mercado se han hecho evidentes las asimetrías que se causan en el traslado de los costos de comercialización a los usuarios finales, según las características de los usuarios atendidos por los diversos comercializadores en cada mercado. Así, el descreme del mercado regulado ha permitido que los comercializadores</i></p>	<p>se disminuye el impacto de las distorsiones que ellos aportan al mercado. Después de más de 15 años de operación del mercado, la demanda regulada atendida por comercializadores diferentes al incumbente representa un 2,8% de la demanda regulada total, y un 1.8% de la demanda total, lo cual contrasta con los planteamientos aquí esbozados. Con respecto al price cap, no es una metodología exclusiva para aplicar en monopolios naturales, es una metodología concebida para incentivar a reducir costos. La fórmula actual aplicada para remunerar la comercialización ha empleado el mismo Cap desde el inicio de su aplicación.</p>

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>independientes apliquen menores costos de comercialización en sus tarifas que los comercializadores incumbentes, independientemente del nivel de eficiencia de los agentes. En la medida que se descrema un mercado, disminuyen las economías de escala y el traslado de ineficiencias al mercado incrementa el costo promedio de atención a los usuarios que no cambian de comercializador. Así, el costo base de comercialización afectado por el factor de productividad puede llegar a ser insuficiente para atender el mercado. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que los costos base de comercialización que hoy se aplican están vigentes desde enero de 1998, sin considerar actualizaciones por condiciones del mercado, tales como el descreme del mercado regulado. El capítulo 3 del informe que presenta la experiencia internacional en el uso de la metodología “price cap” indica que en los países estudiados, la comercialización de energía se desarrolla de manera conjunta con la distribución. En el documento se indica que la separación de la comercialización y por tanto la aplicación separada de</i></p>	

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>índices de productividad no se observa de manera general en la experiencia internacional. Resultaría contradictorio mantener una regulación que en su esencia sólo es posible aplicar a mercados no competidos, con regulación de precio medio y economías de escala, que son los supuestos básicos de la regulación de Price cap aplicable a monopolio natural. En este caso, la literatura económica claramente señala los problemas de introducción de agentes ineficientes, con costos superiores a los costos medios del agente incumbente, en la porción del mercado cuyo costo es inferior al costo medio. La pérdida de eficiencia se generaliza a todo el mercado, al aumentar el costo medio global de atención de la misma demanda. Consideramos que no debería aplicarse un factor de productividad en mercados sometidos a procesos de descreme.</i></p>	
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	EPSA	<p><i>“Aplicar la actualización de la senda de variación de precios para el mismo periodo regulatorio”. Entendemos que esta recomendación se sustenta en el numeral 4.2.9 del informe que indica que el control o revisión de precios y el factor X de productividad son inherentes a las metodologías</i></p>	<p>El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. La metodología se aplica con información de las empresas por tanto todos estos aspectos deben quedar reflejados.</p>

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>en que éste se aplica. La metodología de remuneración de la actividad de comercialización debe revisarse en cada periodo regulatorio, cuya duración es de un quinquenio. Por lo tanto, en cada periodo regulatorio se revisaría la metodología de cálculo del factor de productividad, sin embargo se debe tener en cuenta que las empresas no pueden bajar sus costos de manera indefinida. Los costos actuales que ya se han reportado a la Comisión han sido ajustados acorde con los procesos de eficiencia operativa que han aplicado las empresas y al desarrollo de la tecnología. La revisión metodológica debe tener en cuenta una adecuada periodización para no exigir incrementos en productividad superiores a los que la tendencia de la tecnología permite.</i></p>	
Metodología ha aplicar	ASOCODIS	<p><i>Es necesario que la metodología seleccionada además de medir los cambios en la productividad, establezca sus determinantes y excluya los que no deben aplicar en la construcción del factor de productividad como el incremento de ventas.</i></p>	<p>La estimación de cambio en productividad surge de variables que explican el funcionamiento de la actividad de comercialización. No se incluyen variables que no tienen relación con el funcionamiento de la actividad de comercialización. Así se hizo. Pero el incremento en ventas si es con los mismos recursos no son más productividad?</p>

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			(¿Vender más con lo mismo no es ser más productivo, así sea crecimiento vegetativo?)
Metodología ha aplicar	CHEC	<i>En el análisis para incluir factor de productividad, es necesario considerar la densidad de los mercados y su atención a usuarios rurales y urbanos, estos aspectos son determinantes en el momento de establecer eficiencias, ya que se presentarían asimetrías en Comercializadores que atienden mercado concentrado y aquellos que atienden mercado disperso y dificultaría realizar análisis de productividad a partir de estimación del DEA, en caso de que la información no sea comparable.</i>	La estimación de cambio de productividad incluye variable que aproxima el concepto de densidad del mercado. Se incluyen dentro de la selección de los factores Transformadores/usuario que refleja esa característica. Se probaron diferentes variables para incluir estos efectos quedando finalmente el número de transformadores por usuario.
Metodología ha aplicar	EPSA	<i>“Usar para la estimación del factor de productividad un análisis basado en Malmquist y en la estimación econométrica en la cual se mida el cambio en productividad y se analicen sus determinantes para hacer una proyección de su posible evolución en los próximos años basada en estos determinantes”. En el numeral 5.2 del informe, acerca de los estudios preliminares para calcular el factor de productividad de comercialización de energía eléctrica en Colombia, se aprecia que los factores se afectan con condiciones</i>	La estimación de cambio de productividad se llevó a cabo mediante las dos metodologías propuestas. Se han incluido variables ambientales para reflejar los aspectos propios de la actividad y no gestionables por la firma. En tal sentido las variables insumo y producto están determinadas con ese enfoque. Como se indica en el informe la aplicación de otros modelos requiere información para periodos más amplios y de buena calidad, adicional al DEA

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>externas; por lo tanto, la elección de un escenario de cálculo del factor de productividad debe conllevar un análisis detallado de las condiciones externas y de los factores gestionables y no gestionables de la actividad, de manera que no se ponga en riesgo la viabilidad financiera de las empresas, ni la calidad en la prestación del servicio. El numeral 6 del informe presenta alternativas de estimación del factor de productividad que incluyen el “Análisis de productividad de Malmquist a partir de estimación DEA” y la “Estimación econométrica de productividad”, pero no presenta las bases y elementos de la estimación econométrica con el análisis basado en Malmquist que es el que se recomienda para estimar el factor de productividad para la comercialización de energía. Adicional a que se presente el método recomendado por la asesoría, consideramos importante que se presente un ejercicio numérico que ilustre el efecto de cada alternativa de estimación del factor de productividad.</i></p>	<p>se realizaron otros enjercicios que no presengtan buenos resultados desde el punto de visgta estadístico.</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
Información	ASOCODIS	<i>Se debe reconsiderar la inclusión de un segundo factor de productividad por disponibilidad de información. En este punto el consultor recomienda usar la fórmula (1-IPX-DI) donde DI es un factor de productividad asociado a la disponibilidad de información. La propuesta implica crear un segundo factor de productividad que no consideramos adecuado. Si bien es cierto la disponibilidad de información afecta el proceso regulatorio, también es cierto que esta es una dificultad estructural propia del esquema que requiere soluciones y acciones de todos los actores, incluyendo al regulador y a la entidad de control y vigilancia. Por ello, conforme a la agenda regulatoria de la CREG del 2011 en donde se incluye la contabilidad regulatoria, se requiere que el tema de la información tenga un tratamiento prioritario y diferente al que se plantea en el factor de productividad.</i>	La inclusión de disponibilidad de información en el cálculo de remuneración se presenta como ampliación a posibles reformulaciones, no una imposición o sugerencia final del consultor. El control de calidad de información corresponde a la relación entre las empresas y la CREG. De acuerdo que la gestión de información debe tener un tratamiento prioritario, diferente y conjunto y debe ser objeto de un proyecto particular liderado por la CREG. Sin embargo, la información y el conocimiento soportado en ella son el activo más preciado hoy en cualquier empresa y su custodia y gestión con calidad no depende de nadie sino de la misma empresa., luego deben existir incentivos para que esta sea de calidad total. Igualmente no debe existir información para la CREG sino un sistema que exporte e integre transparentemente y en tiempo real la información a sistemas de gestión de la CREG importando directamente la misma desde los sistemas de información de las empresas.El éxito y

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			<p>la supervivencia de las organizaciones dependerá cada vez más del rendimiento de sus trabajadores de conocimiento basado en la información confiable y oportuna que reflejan los incrementos en productividad. La posibilidad de encontrar, retener y analizar información resultado del crecimiento de las aplicaciones tecnológicas son nuevas y decisivas fuentes de ventaja competitiva y productividad. La inclusión del factor de productividad por disponibilidad de información debe prever el procedimiento, tipo de información, términos entre otros aspectos, para establecer claramente como requiere la CREG la información. Es necesario y útil desarrollar este aspecto, la CREG cuenta con los instrumentos necesarios para incluir este factor, de hecho este factor se aplica en la metodología aplicada a la actividad de distribución y de transmisión.</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
Información	EPSA	<i>“Establecer como un elemento del factor de productividad la disponibilidad de parte de las empresas la información oportuna y veraz”. No se considera apropiado incluir una medición de la calidad en el reporte de información como elemento del factor de productividad. La Comisión ha requerido información a los agentes, suscrita por el representante legal, el contador y el revisor fiscal, acreditando un alto nivel de responsabilidad en la información suministrada; pese a lo ajustado de los plazos para el envío de información. Para responder a las solicitudes de la Comisión, las empresas deben tomar los datos requeridos en las condiciones en que se encuentran en cada unidad de negocio y procesarlos para suministrarlos en la forma y condiciones requeridas por la CREG, lo cual implica tiempos de gestión y validación que no se consideran en los plazos de reporte, a los cuales deben adicionarse los plazos para la verificación del revisor fiscal. Es importante que los requerimientos de información se establezcan con una anticipación suficiente, a través de la construcción de sistemas de contabilidad e información regulatoria, y no en función de los requerimientos de las</i>	La inclusión de disponibilidad de información en el calculo de remuneración se presenta como ampliación a posibles reformulaciones, no una imposición o sugerencia final del consultor. El control de calidad de información corresponde a la relación entre las empresas y la CREG. La disponibilidad de la información tanto para las empresas como para el regulador deben ser un proceso continuo con reglas pre establecida. La lectura de este comentario confirma la ocasionalidad que actualmente se desarrollan en estos procesos. LA disponibilidad de información oportuna y veraz es el insumo básico para el desarrollo de buena regulación, adicionalmente es un reflejo del orden y claridad en los procesos que desarrollan las firma, estos procesos deben ser sistemáticos.

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>distintas propuestas metodológicas, con plazos cortos y asumiendo que las empresas deben disponer de la información bajo estándares no declarados previamente.</i>	
Otros ingresos	ASOCODIS	<i>Los ingresos asociados a otras actividades, los cuales a su vez tienen asociados costos directos (Dedicación exclusiva de personal, etc) y costos indirectos, no se debe considerar como menores costos del negocio de comercialización como lo recomienda el consultor, dado que en los reportes realizados en el costeo de actividades, tales rubros se asignan a otros negocios; aún cuando los realiza la misma unidad económica. No es claro el sustento conceptual, con base en cual se realiza la recomendación señalada por parte del consultor de la CREG y de aplicarse dicha propuesta, se originaría un desequilibrio a la hora de encontrar los costos eficientes para las empresas. Lo que se debe asegurar es que las empresas tengan separada la contabilidad y no existan costos de otros negocios inmersos en los reportes de costos de comercialización. Adicionalmente, la CREG en las circulares de solicitud de</i>	La inclusión de disponibilidad de información en el calculo de remuneración se presenta como ampliación a posibles reformulaciones, no una imposición o sugerencia final del consultor. El control de calidad de información corresponde a la relación entre las empresas y la CREG. Obviamente se hace referencia es a otros ingresos del mismo proceso de comercialización como cobros por conexión, suspensión, corte reconexión, lecturas de otros servicios durante el mismo recorrido o ciclo, publicidad en la factura, etc. La contabilidad separa es una exigencia desde la creación de la Ley misma, no es posible que a esta altura, 17 años después, esto no sea claro. Si se logran mayores ingresos en las actividades del proceso con los mismos costos no

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>información de costos de comercialización ha solicitado de manera separada, con el fin de excluir, los costos asociados a actividades conexas de los comercializadores.</i>	son mejoras en productividad? Debe haber coherencia entre lo que decida la CREG y lo que realizan las firmas, si realmente hay contabilidades separados se deben actuar en consecuencia.
Otros ingresos	CHEC	<i>Con respecto a la propuesta del consultor de incluir los ingresos diferentes a los propios del negocio de Comercialización en la definición del factor de productividad y/o en la metodología de reconocimiento de los costos, no la consideramos prudente debido a que las estrategias y el nivel de desarrollo de estos ingresos son diferentes en los diversos mercados de comercialización.</i>	La variable ingresos diferentes a los propios del negocio de comercialización no se incluyó en la estimación de productividad. Lograr generación de ingresos adicionales en actividades que hacen parte del mismo proceso de comercialización como cobros por conexión, suspensión, corte reconexión, lecturas de otros servicios durante el mismo recorrido o ciclo, venta de publicidad en la factura, venta de los canales de recaudo, etc. manteniendo los mismos costos son claros incrementos en la productividad del proceso.
Otros ingresos	EPSA	<i>“Incluir los ingresos por otras actividades apalancadas en la actividad de comercialización a usuario regulado como parte de la disminución de costos de cada una de las empresas y no como un elemento que defina el factor de productividad de la</i>	La variable ingresos diferentes a los propios del negocio de comercialización no se incluyó en la estimación de productividad. Lograr generación de ingresos adicionales en actividades que hacen parte del mismo proceso de

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>actividad” Consideramos que no se deben tener en cuenta los costos ni los ingresos de las actividades que se desarrollan de manera conjunta con la comercialización de energía eléctrica. En los requerimientos de información a los Comercializadores, acerca de sus costos de comercialización, la Comisión ha indicado que se deben desagregar los costos asignados a esta actividad, descontando los correspondientes a otras actividades que se desarrollan de manera conjunta con la comercialización de energía eléctrica, tales como la facturación de otros servicios (alumbrado público, aseo u otros) y la prestación de servicios complementarios (reconexión, calibración de medidores, etc.), tal como se solicitó a los agentes del mercado mediante Circular CREG 051 de 2010.</i>	comercialización como cobros por conexión, suspensión, corte, reconexión, lecturas de otros servicios durante el mismo recorrido o ciclo, venta de publicidad en la factura, venta de los canales de recaudo, etc. manteniendo los mismos costos son claros incrementos en la productividad del proceso.

Informe 2

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
-------------	----------------	---------------------------	----------------------------

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
Generales	ASOCODIS	<p><i>En términos generales, consideramos pertinente se publiquen los resultados de las distintas aproximaciones de la estimación del índice de productividad de Malmquist (efecto desplazamiento respecto a la frontera y desplazamiento de la frontera) para cada una de las empresas y completar el ejercicio desarrollado con los casos que el mismo consultor menciona como empresas importantes que tuvieron que ser excluidas, pues se está quedando un mercado representativo por fuera del análisis. En este punto es Importante que incluyan los análisis de sensibilidad y de contribución media de las variables al modelo. Igualmente, a efectos de validar la consistencia de la Información finalmente utilizada en el ejercicio, es conveniente sean publicados los datos completos que surgen de la depuración realizada por la CREG sobre la información reportada por las empresas.</i></p>	<p>La no publicación de información detallada responde a requerimiento de la CREG y no a discreción del consultor. La CREG dispone de esta información y su divulgación es su responsabilidad. El criterio de inclusión de unidades de análisis corresponde a la información disponible ofrecida por la CREG y no a discreción del consultor. Las empresas que no ofrecen información completa no pueden ser incluidas, hecho por fuera de control de la CREG y el consultor. La divulgación de contribución de variables a las medidas de eficiencia utilizadas como insumo para estimación de productividad fueron ofrecidas a la CREG, su divulgación es su responsabilidad. En cualquier</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			modelo no se puede incluir información parcial o incompleta, se aclara que no se excluyeron empresas, se incluyeron las empresas con información completa.
Generales	CODENSA	<i>Compartimos con el consultor el concepto que los resultados que arroja un modelo estocástico o determinístico dependen en gran medida de la calidad y cantidad de información. Consideramos conveniente conocer las limitaciones encontradas en el desarrollo de la asesoría y el tratamiento implementado para resolverlas.</i>	La calidad y cantidad de información usada en la consultoría se limitó a la información ofrecida por la CREG al consultor que a su vez responde a la información ofrecida por el comercializador a la CREG. Como se indicó la información incompleta no se incluyó.
Generales	EEC	<i>Sugerimos al consultor explorar otros modelos de la comercialización que capturen las características operativas de la actividad, aun cuando dichos modelos presenten algunas imperfecciones desde el punto de vista de la teoría económica, pueden aproximarse más a la realidad de la comercialización.</i>	Antes de presentar el resultado final incluido en el informe 2, se realizaron aproximadamente 22 estimaciones de eficiencia DEA y la consecuente medición de productividad. Información básica sobre estas estimaciones fue

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			ofrecida a la CREG por el consultor. No hay argumentos ni se citan los mejores modelos que expliquen porque el modelo escogido no se aproxima tan bien a la realidad como otros. No es clara la inquietud.
Generales	ELECTRICARIBE	<i>"Consideramos esencial que se presente un análisis más detallado de las implicaciones de la aplicación del índice de Malmquist en combinación con el DEA para la determinación del factor de productividad, específicamente, que se presente el análisis acerca de la exclusión de los efectos del crecimiento de la demanda en el crecimiento de la productividad de la actividad de comercialización de electricidad. Sobre este aspecto, es necesario tener en cuenta que los incrementos de productividad en esta actividad se han dado por el cambio tecnológico en la medida de los consumos, aspecto que no afecta al grueso del mercado y que en el contexto general de la actividad no debe ser significativo."</i>	La estimación de índice de Malmquist presentada en esta consultoria no puede hacerse sin la estimación de eficiencia de DEA. Esta relación se presenta en el documento. La variable de crecimiento de la demanda se incluyó diferentes estimaciones previas y en la estimación final como variable ambiental. No es correcto afirmar que solo es el cambio tecnológico en la medida de los consumos el generador de una mayor productividad también hay cambios tecnológicos en los otros procesos

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			<p>como lectura, facturación, gestión de cartera, atención de PQR, atención al cliente, suspensión, corte y reconexión, etc que incrementan claramente la productividad del proceso de comercialización de energía. Se aclara que los consumos por usuario no son incluidos como una variable producto. El consumo por usuario se incluye como una variable ambiental (no gestionable por la empresa) que puede explicar particularidades de cada mercado.</p>
Generales	ELECTRICARIBE	<p><i>3. Aplicación y cálculo de un factor de productividad en el contexto de un fenómeno de desceme de mercado. Como ha sido ampliamente diagnosticado, el mercado eléctrico colombiano presenta serias fallas asociadas a desceme del mercado. Ante la misma tarifa por factura, los comercializadores entrantes focalizan sus esfuerzos a atender a usuarios con consumos muy superiores al promedio, con</i></p>	<p>El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. Para tener en cuenta esta observación los análisis excluyeron la información de comercializadores puros luego no hay distorsiones por este concepto. La variable de insumo está dada en costos por usuario, para</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>el fin de aplicar tarifas unitarias y costos unitarios menores a los del comercializador establecido, quien se debe encargar de atender el segmento de menor capacidad de pago del mercado. Lo anterior implica que los costos de prestación entre compañías pueden diferir sustancialmente por el tipo de mercado que atienden. Por otra parte, los requisitos de medición son distintos para quienes son atendidos por comercializado res entrantes, lo cual hace diferentes los costos de medición, facturación y recaudo en los que incurren las empresas, sin que ello implique costos ineficientes por parte de algunas. No son similares los costos de lectura cuando los usuarios han adquirido medidores con telemedida horaria que los que enfrenta un agente cuyos usuarios tienen un medidor convencional. En tal sentido, aplicar un factor de productividad de forma generalizada para todos los comercializado res, puede comprometer la suficiencia financiera de algunos prestadores del servicio. Estos aspectos se pueden ver reflejados en el cálculo de productividad</i></p>	<p>reflejar la naturaleza económica de estos costos y evitar distorsiones como las indicadas en este comentario. Adicionalmente como ya se indicó la demanda del mercado regulado atendida por comercializadores diferentes al comercializador integrado con el distribuidor es menor al 2.8%.</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>esperada y con la información disponible no son factibles de aislar de la estimación.</i>	
Generales	ELECTRICARIBE	<i>8. Paralelo con otros sectores La CREG realizó varios estudios para calcular la aplicación de un factor de productividad en el sector de gas natural. En el caso concreto de la comercialización de gas natural que, valga la aclaración, no es una actividad competida, la CREG no encontró mérito para su aplicación por no existir evidencia de un desplazamiento de la frontera eficiente. Las actividades asociadas a la comercialización de estos servicios públicos son similares, por lo tanto, es necesario que la CREG justifique claramente cuáles son los factores asociados al cambio técnico que justificarían que el comportamiento del sector eléctrico difiera sustancialmente del de gas natural.</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
Generales	EPSA	<i>Consideramos que previo a la definición y aplicación del factor de productividad para la comercialización de energía eléctrica, se debería avanzar en la aplicación de la regulación de aspectos tales como la asimetría en la aplicación de costos de comercialización en el mismo mercado y su descreme, que aún tiende a incrementar los costos para los usuarios que no pueden acceder al mercado competitivo, en la misma medida que los usuarios cambian de comercializador o de mercado.</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG.
Generales	EPM	<i>Por último, cabe señalar que, en cualquier caso, de acuerdo con el marco legal vigente, la productividad total de los factores debe ser compartida entre los usuarios y la empresa. Por Jo tanto, dado que el factor de productividad sugerido por los consultes se refiere al cien por ciento de la productividad, debe tenerse en cuenta que el factor que finalmente apruebe la CREG, en el evento de que lo haga, debe tener en cuenta dicha situación.</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG.
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	ASOCODIS	<i>"...como ha sido mencionado por ASOCODIS, es necesario que la Comisión determine la aplicación y el valor del</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>factor de productividad de manera integral con el esquema de remuneración y las exigencias de calidad en la comercialización que se establezcan. En este sentido reiteramos que la aplicación de estos factores se asocia a modelos de emuneración por incentivos y no aquellos abiertos a la competencia, razón por la cual consideramos necesario que la Comisión plantee en primer lugar su propuesta de esquema de remuneración de la actividad y posteriormente defina los parámetros que utilizará en el esquema que considere conveniente."</i>	CREG. El esquema de remuneración esta planteado en la resolución de donde surge precisamente la implementación del factor de productividad. El modelo empleado está considerando la calidad, reflejada esta como las pqr a cargo del comercializador, como una variable producto, lo que implica que empresas que presentan calidad alta pueden presentar costos mayores.
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	ELECTRICARIBE	<i>Insistimos en la necesidad de que con anterioridad a la determinación puntual de los parámetros de cálculo de la tarifa, se defina, por parte de la Comisión, el marco regulatorio integral de desarrollo y remuneración de la actividad.</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG.
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	ELECTRICARIBE	<i>1. Definición de la actividad de comercialización y del marco regulatorio Integral para su remuneración y desarrollo. De acuerdo con lo planteado en el informe No. 1 (circular 076 de 2010), numeral 4.1, pg. 46, la adopción de un esquema de mercado minorista, bajo</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. Lso resultados presentados son consistentes con las responsabilidades

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>el supuesto que las mejoras en productividad son distribuidas entre las firmas y el usuario vía precio, implica la verificación del cumplimiento de ciertas condiciones que garanticen que la existencia de ese mercado va a traer mayores beneficios que los costos en que se puede incurrir por su adopción. La conclusión propuesta por el Consultor en ese mismo numeral es que las condiciones allí evaluadas, de manera somera, no se dan en la actualidad en el mercado minorista colombiano y supone finalmente, que podrían darse en un futuro no lejano. Concretamente, plantea que mientras las condiciones competitivas no se den, una respuesta adecuada es la regulación. En tal sentido, la recomendación del consultor es que se debe continuar aplicando un esquema de precio regulado como el vigente actualmente. Sin embargo, la Comisión no ha planteado ninguna propuesta respecto al esquema integral de remuneración de la actividad de comercialización, aspecto que consideramos</i></p>	<p>que históricamente se le han asignado al comercializador. El modelo es consistente con la propuesta de la CREG la cual pone en cabeza del distribuidor la gestión de las pérdidas.</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>necesario que se defina con anterioridad a la determinación de los parámetros que podrían o no emplearse en dicho esquema. La indefinición señalada, hace que sea muy difícil hacer un análisis integral de las implicaciones del factor de productividad en el desarrollo de la actividad de comercialización de electricidad. De continuarse con el esquema vigente, es claro que la metodología se basaría en un costo medio. Sin embargo, la aplicación de un costo medio dista completamente de ser un price cap, puesto que cualquier descuento sobre el costo promedio a nivel de un mercado implica insuficiencia financiera. Por lo tanto de mantenerse la estimación del nivel de costo admitido bajo una metodología de costo promedio por factura, el factor X dejaría de ser aplicable así se trate de un factor totalmente depurado de efectos de demanda y efectos regulatorios, como se señala posteriormente en este documento. Precisamente con relación a la regulación aplicable en la actualidad, es indispensable tener en cuenta que los cambios de</i></p>	

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>productividad en el futuro se verán afectados por decisiones que aún no han sido tomadas por parte de la Comisión. Uno de los aspectos que afectará la evolución de la productividad es el de la gestión de pérdidas comerciales y la asignación de las actividades de suspensión, corte y reconexión por parte del comercializador incumbente. En el borrador de Reglamento de Comercialización, se ha propuesto asignarle la responsabilidad de las actividades de suspensión, corte y reconexión a todos los usuarios del mercado, incluso los atendidos por los comercializado res entrantes, pero no se le ha asignado la responsabilidad de la medida. La visión del consultor en el informe No. 1 (numeral 4, pg. 46) es que la gestión de pérdidas comerciales hace parte del conjunto de actividades del comercializador, aspecto que contraría lo propuesto por la CREG en la Resolución 184 de 2010. Nuevamente insistimos en que la definición de la actividad de comercialización, su esquema de remuneración</i></p>	

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>y las responsabilidades que se le asignen desde el marco regulatorio, deben ser consistentes y coherentes. Si no se cumple la anterior condición, se dará lugar a la aplicación de factor de productividad con exigencias de incrementos de productividad que no podrán alcanzar las empresas</i>	
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	ELECTRICARIBE	<i>2. Aplicación de un cargo regulado a la actividad de comercialización de energía eléctrica. Colombia eliminó las barreras a la entrada para el ejercicio de la competencia en la actividad de comercialización de energía eléctrica y para la libre elección de comercializador por parte de los usuarios, tanto en el mercado regulado como en el no regulado. Lo anterior implica que cualquier usuario (regulado o no regulado) puede escoger libremente el prestador del servicio incluso a nivel de los hogares, proceso que ha estado afectado por distorsiones asociadas al descreme del mercado por ventajas regulatorias otorgadas a los comercializadores entrantes en la variabilización del cargo de comercialización, y la asignación de las pérdidas</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. Los comercializadores incumbentes atienden un 98% del mercado regulado, ello por diferentes razones, como por ejemplo el costo de instalar equipos con las características requeridas. Puesto que los comercializadores ajustan anualmente el costo de comercialización variabilizando por el consumo promedio, no es claro el efecto del "descreme" sobre los costos de la actividad puesto que este no es un monopolio natural.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>no técnicas, entre otros. La adopción de una estructura de esta naturaleza debe estar soportada en la adopción de un esquema tarifario consistente, con lo cual en un esquema de competencia debería ser el mercado el que definiera los precios eficientes no el regulador. Por lo tanto, es preciso destacar la inconsistencia metodológica de liberar un mercado y mantener un precio regulado para un segmento del mercado que puede escoger libremente el prestador del servicio. En condiciones de competencia, los incrementos de productividad son trasladados por las empresas a los clientes para mantener su participación en el negocio. Por lo tanto, en un modelo de competencia no se debería regular el nivel de productividad esperada que se traslade a los usuarios puesto que esto lo hacen las mismas fuerzas del mercado. Regular un componente de la cadena que a la vez está definido como competitivo y tiene incentivos para el ejercicio de la competencia, causa serias distorsiones en la actividad. Es importante destacar que la Ley prevé,</i></p>	

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>para mercados en competencia, un régimen de libertad vigilada en el cual el regulador puede intervenir los costos de las empresas cuando considera que haya presencia de rentas en el ejercicio de la actividad.</i>	
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	ELECTRICARIBE	<i>9. Estabilidad en la regulación la resolución 119 de 2007 que empezó a regir a partir del año 2008 para las empresas no incorpora en la fórmula tarifaria general un factor de productividad esperado. Consideramos que por lo anterior, carece de bases el hecho de que la Comisión pretenda adoptar este parámetro cambiando las reglas de la regulación vigente.</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. La inclusión de un factor de productividad es un requerimiento establecido en la Ley 142 de 1994, el factor de productividad está incluido en la actual metodología de remuneración de la actividad de comercialización, contenida en la Resolución CERG 031 de 1997.
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	EPSA	<i>El factor de productividad que se defina para la actividad de comercialización de energía eléctrica debe guardar consistencia con la metodología para establecer la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica y los indicadores de calidad asociados a la prestación</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. No requiere respuesta.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>de este servicio que apruebe la CREG.</i>	
Esquema de Remuneración de la actividad de comercialización	EPM	<i>En aquellos casos en que se acotan desde el Inicio del periodo regulatorio, los costos y gastos remunerados a las empresas a un nivel considerado eficiente (bien a traves de la aplicación de DEA, benchmarking, etc) , genera inquietud el hecho de que al establecer una disminución anual en los cargos aprobados por factor de productividad se produzca una sobre-exigencia a las empresas, Impactando eventualmente de manera Importante sus Ingresos. Reconociendo el hecho de que aún las empresas que se consideren eficientes pueden lograr ganancias en productividad durante el periodo regulatorio, es necesario sopesar de manera adecuada el tema. Unido a lo anterior, es Importante armonizar la definición del factor de productividad con al tema de calidad que también está próximo a ser regulado por parte la CREG, de tal forma que no se presente un conflicto entre ambos temas. Debe tenerse en cuenta que exigencias elevadas en productividad pueden conducir a deterioro an las</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. La misma concepción de la metodología de price cap incluye la aplicación de un factor de productividad. Con respecto a la calidad, mo ya se indicó, la misma está incluida en el modelo.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>indicadores de calidad, lo cual tampoco es deseable.</i>	
Información	CODENSA	<i>Información utilizada : con respecto al análisis de la productividad en el sector, el consultor propone el indicador de Malmquist utilizando la metodología de análisis envolvente de datos, DEA. Aunque en el informe se describen los insumos y productos que hacen parte del modelo propuesto, teniendo en cuenta la diversidad de variables que pueden determinar la productividad de una empresa y del sector en general, es importante que el consultor detalle el proceso mediante el cual seleccionó el mejor modelo. En este sentido, el informe debería mencionar la información que se exploró para la implementación del modelo, las alternativas usadas en términos de variables y las limitaciones que llevaron a descartar la implementación de cada una de ellas. La visión del consultor en el informe No. 1 (numeral 4, pg. 46) es que la gestión de pérdidas</i>	El consultor presentó a la CREG los resultados de aproximadamente 22 estimaciones con diferentes variables y unidades de observación. Incluyendo información obtenida de fuentes diferentes a la CREG. La CREG consideró solo incluir información que fuese proporcionada por la comisión después de su depuración. La variable pérdidas fue considerada como una variable relevante de parte del consultor. La CREG consideró que su inclusión no era apropiada. Las pérdidas no técnicas son de responsabilidad del comercializador en nuestro criterio,

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>comerciales hace parte del conjunto de actividades del comercializador, aspecto que contraría lo propuesto por la CREG en la Resolución 184 de 2010. Nuevamente insistimos en que la definición de la actividad de comercialización, su esquema de remuneración y las responsabilidades que se le asignen desde el marco regulatorio, deben ser consistentes y coherentes. Si no se cumple la anterior condición, se dará lugar a la aplicación de factor de productividad con exigencias de incrementos de productividad que no podrán alcanzar las empresas.</i></p>	<p>pero hay que decidir si se deja pasar el tema para consideración de la CREG. Un primer criterio que se explica en el documento es que las variables de insumo y de producto se asemejen a la función de producción de la actividad, adicionalmente que se disponga de la información necesaria (lo cual depende de un volumen de empresas adecuado y de un número de periodos también adecuado, la ausencia de un dato para una empresa en un periodo determinado no sólo obliga a descartar dicho dato, obliga a prescindir de la información de esa empresa o a reducir del modelo dicha variable.</p>

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
Información	EPSA	<i>Sería interesante que el consultor suministre los resultados obtenidos al aplicar los modelos de cálculo de productividad, identificando a cada agente, lo que permitiría verificar si el tamaño y otras condiciones del mercado son factores significativos en la definición de la productividad para la comercialización de energía eléctrica.</i>	La no publicación de información detallada responde a requerimiento de la CREG y no a discreción del consultor. La CREG dispone de esta información y su divulgación es su responsabilidad. El criterio de inclusión de unidades de análisis corresponde a la información disponible ofrecida por la CREG y no a discreción del consultor. Las empresas que no ofrecen información completa no pueden ser incluidas, hecho por fuera de control de la CREG y el consultor. La divulgación de contribución de variables a las medidas de eficiencia utilizadas como insumo para estimación de productividad fueron ofrecidas a la CREG, su divulgación es su responsabilidad. Esto lo garantiza la

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			CREG al revisar el trabajo de los consultores. No es conveniente especificar datos con nombres propios por efectos de cartelización a futuro en la gestión de información. El tamaño se recoge al emplear rendimientos de escala, adicionalmente se realiza una ponderación de los mismos.
Modelo	CODENSA	<i>Determinación del modelo DEA: en concordancia con lo anterior, es necesario que el consultor describa con mayor claridad la lógica de la definición de las variables en el funcionamiento del modelo DEA y los mecanismos de evaluación de entrada de las variables. Creemos que incluir en el informe, la evaluación del nivel de contribución técnica media y el análisis de sensibilidad del puntaje a la inclusión de variables facilitaría la interpretación del modelo propuesto y de los resultados obtenidos. El detalle de la anterior información, despejaría las inquietudes sobre información que conceptualmente debería</i>	Antes de presentar el resultado final incluido en el informe 2, se realizaron aproximadamente 22 estimaciones de eficiencia DEA y la consecuente medición de productividad. Información básica sobre estas estimaciones fue ofrecida a la CREG por el consultor. En estimaciones previas se empleó la variable kilómetros de red por usuario. Esta variable ofreció estimaciones aceptables, pero surgía la duda de

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>entrar al modelo y no se ve reflejada en el informe. Por ejemplo, el consultor propone como medida de densidad el número de transformadores por usuario, pero no manifiesta cuáles fueron las dificultades encontradas en el uso de la variable kilómetros de red de media tensión por usuario, que desde nuestro punto de vista es un mejor indicador de la dispersión de los usuarios atendidos por un comercializador. De otra parte, es necesario que se explicita el tipo de rendimientos y orientación del modelo, se soporte su uso y se aclare si en la estructuración del modelo se fijaron limitaciones en los pesos.</i></p>	<p>que su variabilidad dependía solamente de la variabilidad del número de usuarios y no de los kilómetros de red (que no cambia porque su medición no se hace anualmente). El documento si define que se hace una estimación con rendimientos variables de escala y con orientación de insumos. Se puede aceptar la variable Usuarios/Km de red teniendo claro que km de red es km de circuito independiente de si es monofásico o trifásico (no km de cable o conductor) y considerando las cantidades totales de km de circuito o red en los niveles 1 y 2 dado que a esos niveles están conectados el 100% de los usuarios no regulados, no solo los de nivel 2. No es lógico considerar solo los km de red de nivel 2 porque la mayor cantidad de</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			usuarios están conectados al nivel 1 en BT a través de transformadores y redes.
Modelo	EEC	<i>"... podrían explorarse algunos modelos que incluyan en sus salidas variables asociadas a la comercialización, como: ventas de energía (GWh), energía pérdida por el comercializador (GWh), cantidad de contactos con el cliente, facturas expedidas, medidores leídos, entre otras. Así mismo. sugerimos que en las variables de entrada se considere el valor de los activos, el capital de trabajo y los costos de personal, entre otros. Dentro de las variables ambientales se podrían considerar, entre otras, el consumo facturado medio y el indicador de clientes por kilómetros de red en media tensión.</i>	Las variables ventas de energía y pérdidas se emplearon en estimaciones previas y la CREG consideró que no debían incluirse en la estimación final por no considerarlas variables a discreción de la empresa de comercialización. No se obtuvo información de cantidad de contratos, facturas, medidores leídos. El valor de los activos es usado como variable insumo. El capital de trabajo no se incluye y como variable asociada se incluye valor de los activos. Se incluye la variable número de empleados como variable asociada a

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			<p>costos de personal. El numero de clientes por kilómetro de red se considero en diferentes estimaciones de cerca de las 22 hechas, finalmente se incluyó solamente la variable número de transformadores por usuario. Nuevamente se resaltan las pérdidas no técnicas como un aspecto improtante en la comercialización. Pueden explorarse muchos modelos, no obstante debe optimizarse el modelo en aras de incluir las variables más relevantes que reflejen la función de producción de la actividad, acorde con la disponibilidad de la información</p>
Modelo	ELECTRICARIBE	<p><i>4. Implicaciones de la teoría general del factor X El factor X es inherente y propio a la metodología de precio techo o price cap. Su aplicación surgió básicamente en el Reino Unido a raíz de las privatizaciones de los</i></p>	<p>El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG.</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>monopolios estatales como método alternativo a la regulación de tasa de retorno que se aplicaba en otros países y que, a juicio de los reguladores ingleses y basado en resultados de modelos teóricos', no presentaba ventajas en materia de incentivos a la eficiencia de las firmas. Uno de los principales propósitos al adoptar este tipo de metodología fue obtener y transferir parcialmente a los usuarios los beneficios esperados de la reducción de costos propios de un proceso de privatización, en el cual se esperaba que los nuevos operadores privados eliminaran prácticas asociadas a la burocratización e influencia política en las empresas y las inversiones ineficientes entre otros factores. Se consideró que la adopción de la metodología de RPI -X o price cap permitía cumplir y promover por lo menos lo siguiente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Eficiencia asignativa •</i> <i>• Eficiencia productiva •</i> <i>• Minimización de rentas por asimetrías de información •</i> <i>• Evitar o mitigar la captura del regulador •</i> <i>• Credibilidad en el compromiso del regulador.</i> <p><i>De acuerdo con la teoría, el</i></p>	

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>regulador establece un precio techo y el factor X determina la tasa mínima de reducción del precio real del servicio a través del tiempo. Es decir que este factor define la senda que el regulador exige a los agentes y firmas reguladas para alcanzar las metas de eficiencia factibles y viables definidas por él. Esta definición es clara en establecer que el factor mencionado recoge más que el simple desplazamiento de las fronteras de eficiencia asociadas a los cambios tecnológicos y la composición e intensidad del uso de los factores. Define, esencialmente, el ritmo en que los agentes deben alcanzar los costos de eficiencia y los crecimientos de escala esperados por el regulador. Es por las anteriores razones 'que el factor X se aplica, de acuerdo con la revisión de la experiencia internacional, a los precios que los agentes venlan aplicando durante el período tarifario anterior y no a precios ajustados por eficiencia de manera previa a la iniciación del período tarifario. Dado que el factor X agrupa la totalidad de los ajustes que un regulador aplicará a las</i></p>	

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>tarifas para llegar al final del período regulatorio a niveles de operación eficientes y a una tasa de retorno o a un margen que considera adecuado a los riesgos propios de la actividad, no es pertinente aplicarlo unido a otros criterios de acotamiento por eficiencia económica como los que aplica la CREG para definir precios en la frontera eficiente. El factor X por productividad esperada es alternativo y no complementarlo a la definición de precios por medio de acotamientos en costos y gastos a niveles de eficiencia.</i>	
Modelo	ELECTRICARIBE	<i>5. Aplicación del factor X con acotamiento de costos por eficiencia. De acuerdo con la teoría económica sólo es factible aplicar ajustes por productividad junto con otros criterios cuando los mismos se asocian a desplazamientos de la frontera eficiente asociados al cambio técnico. Es decir cuando se esperan cambios en productividad asociados a factores exógenos a la gestión del agente. No obstante, un factor X puro debe reflejar, exclusivamente el desplazamiento agregado de la frontera de eficiencia asociado al cambio técnico</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. Las limitaciones de información deben empezar a superarse, por eso se recomienda la relamentación detallada de la disponibilidad anual de la misma y en consecuencia la aplicación de un factor de productividad asociado.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>y no debe capturar otros parámetros asociados al esfuerzo de las firmas por alcanzar la frontera o al crecimiento de la demanda, por ejemplo. Si se define un parámetro completamente que incluya el efecto del cambio técnico y los efectos de factores exógenos a la gestión del comercializador, el regulador estaría multiplicando la exigencia de incremento de productividad a los agentes, y al ser estos no logra bies, sacrificarla la suficiencia financiera y un retorno justo. A pesar de ser teóricamente válida la aplicación de un factor x puro con otros criterios de regulación de costo-eficiencia, es internacionalmente reconocida la dificultad tanto teórica como práctica de encontrar un índice que refleje exclusivamente la productividad por cambio técnico y que esté completamente depurado de otros parámetros como la eficiencia de las firmas y los ciclos de demanda e intensidad en el uso de los factores. En el estudio que EAFIT realizó para la CREG en 2007 para el sector de gas natural, se reconoce que no es factible separar</i></p>	

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>completamente los incrementos de productividad asociados a cambio técnico de aquellos atribuibles a incrementos de eficiencia con la información disponible en Colombia. De hecho el estudio que realiza la Universidad del Rosario también se reconocen fallas importantes de información e incluso la necesidad de excluir algunas firmas por problemas de inconsistencia y vacíos de datos. Bajo escenarios de información insuficiente el regulador estaría aplicando un factor que implica que los agentes tengan que operar a costos inferiores a los de la frontera eficiente lo cual podría comprometer la calidad de prestación del servicio en el mediano y largo plazo.</i>	
Modelo	ELECTRICARIBE	<i>El estudio de la Universidad del Rosario adoptó el índice de Malmquist para medir la productividad total de los factores y la productiVidad por cambio técnico. Para obtener el índice se pueden utilizar dos aproximaciones: un análisis econométrico y un enfoque no econométrico. En el primer caso, usualmente, el problema se define como una serie de tiempo, puesto</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Esta es una anotación que debe responder la CREG. La CREG realizó un ejercicio de depuración de la información y realizó solicitudes complementarias a la información. Al parecer se está confundiendo el

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>que se trata de analizar la evolución histórica de la productividad. La econometría tiene la desventaja de que los resultados obtenidos pueden ser estadísticamente no válidos, porque la información es incompleta y, como se trabaja con series de tiempo, se requiere que los datos cubran un período largo. Por otra parte, tomar un período de tiempo largo puede llevar a una inconsistencia con la práctica regulatoria en la medida en que la misma se refiere a eventos relativamente cercanos en el tiempo. Por otra parte, la estimación econométrica convencional de funciones supone que las firmas analizadas son eficientes y, por lo tanto, el índice de Malmquist asume que todo el cambio en la productividad corresponde a progreso técnico. Es claro que este supuesto no puede ser adoptado por el regulador porque, de hecho, si todas las firmas, a su juicio, hubiesen sido eficientes históricamente, el regulador no podría justificar los acotamientos por eficiencia a los costos y gastos de las empresas. Por lo tanto, el cálculo del</i></p>	<p>ejercicio de productividad con el deeficiencia que se realiza en el momento de establecer el Cap, por lo cual lo que se recoemdo fue no aplicar factor de productividad para el periodo en el que se revisa el CAP.</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>índice estaría reflejando, igualmente, los esfuerzos de las firmas por alcanzar la frontera de eficiencia y, de aplicarse un x, se estaría exigiendo esfuerzos más allá de la eficiencia y obteniendo tarifas insuficientes. Un segundo método no econométrico para el cálculo del índice, es la aplicación del DEA, tal como lo propone la Universidad del Rosario. Este método permite, si se cuenta con la información necesaria, determinar el desplazamiento de la frontera de eficiencia durante un lapso o período de tiempo. Podría pensarse, entonces, que es un método ideal para capturar los aumentos de productividad asociados al cambio técnico. No obstante, este índice no permite depurar los siguientes factores: • Los aumentos en productividad derivados del marco regulatorio. Es decir los aumentos en eficiencia alcanzados por las firmas, en su conjunto, asociados con las restricciones y acotamientos impuestos por el regulador en periodos pasados. Al no depurar en el Índice este efecto, el regulador estaría exigiendo a futuro los esfuerzos históricos ya</i></p>	

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>efectuados por las firmas para llegar a determinada frontera de eficiencia. En una industria que de forma reciente ha sido sometida a regulación, los impactos en productividad asociados a la regulación pueden ser considerables y no replicables o repetibles en el tiempo. • Las variaciones en productividad asociadas a incrementos de las cantidades vendidas, es decir a aumentos de demanda. En consecuencia, para mercados que han crecido de forma significativa en los últimos períodos, la aplicación de un factor X estarra capturando estos aumentos de demanda históricos y asumiendo que se pueden reproducir. Este factor es determinante si se considera que en el mercado eléctrico colombiano las firmas pueden ver variaciones sustanciales en el tipo de mercado que atienden y en los volúmenes de demanda tanto en el mercado regulado como en el no regulado; la CREG no ha sido clara en determinar la asignación de costos entre mercados lo cual distorsiona completamente el cálculo del índice. Por lo tanto, el índice de Malmquist no permite</i></p>	

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>descontar del efecto del cambio técnico, los cambios en variables exógenas al control de los comercializadores, lo cual implica que la aplicación de un factor de productividad definido sin realizar la depuración necesaria, le exigiría a los comercializadores esfuerzos que no son replica bies en el futuro .</i>	
Modelo	ELECTRICARIBE	<i>7. Cambio técnico en la comercialización de energra eléctrica. El principal cambio técnico que podría presentarse en Colombia y que justificaría un desplazamiento de la frontera eficiente es la tecnología de la medida. Sin embargo, la CREG no ha efectuado cambios ni avances en los últimos años en relación con el código de medida y los medidores son de propiedad de los usuarios y, en consecuencia, no es discrecional de las empresas emprender una migración hacia tecnologías de medición remotas e inteligentes. Hasta tanto este tipo de cambios tecnológicos no se presenten en el país no es clara la aplicación de un factor de productividad que vulnera la consistencia del marco regu latorio de la CREG.</i>	El consultor consideró inicialmente incluir la tecnología de la medición como una variable clave en la estimación de productividad. Sin embargo no hay información disponible que capture esta práctica. No es correcto afirmar que solo es el cambio tecnológico en la medida de los consumos el generador de una mayor productividad tambien hay cambios tecnológicos en los otros procesos como lectura, facturación, gestión de cartera, atención de PQR, atención al cliente,

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			suspensión, corte y reconexión, etc que incrementan claramente la productividad del proceso de comercialización de energía. No se requiere que el regulador le indique a la empresa la gestión que debe realizar la empresa en su búsqueda de rentas adopta los cambios que considere, incluidos no sólo el cambio de equipos, también las mejoras en procesos y procedimientos. Actualmente la tecnología permite la realización de múltiples tareas de las áreas comerciales aplicando el uso del internet y de los desarrollos en comunicaciones.
VI: Costo de Comercialización por Usuario	EPSA	<i>Las variables insumo consideran el costo de comercialización por usuario, valor que debe actualizarse y estructurarse por mercado de comercialización y no por agente. Hoy la regulación permite que en un mismo mercado se</i>	El consultor no tiene comentarios al respecto. Los costos son inherentes a cada empresa.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>apliquen diferentes costos de comercialización (Cvm) en la fórmula tarifaria, a partir de un costo base de comercialización (Co*) único por mercado, vigente desde 1998.</i>	
VI: Empleo por usuario	ASOCODIS	<i>En esta variable se tiene la distorsión por el efecto de la tercerización de las actividades de gestión comercial, por cuanto se incluyen empleados contratados temporalmente e indirectamente para la realización de determinadas actividades inherentes a la comercialización que son ejecutadas por contratistas. Por lo tanto, que esta variable capture unas mayores eficiencias ante una reducción de la mano de obra, no puede resultar del todo cierto. En este sentido, reiteramos lo manifestado en nuestra comunicación ACD No. 10-257. sobre las dificultades de evaluar la eficiencia y productividad en procesos que están tercerizados, pues las empresas realizan seguimiento al cumplimiento de metas más no al esquema particular de manejo y optimización de recurso humano que realice el contratista. Por lo tanto, se sugiere utilizar una</i>	El consultor consideró inicialmente estas dificultades. Pero no se cuenta con información que pueda solucionar este potencial problema. Solo se consideran los empleados directos excluyendo los tercerizados porque esas tareas de outsourcing se contratan por sistemas de precios por actividad precisamente para mejorar la productividad del negocio. Un índice de menos empleados directos por usuario es incremento de productividad. Para ser más productivas, las organizaciones necesitan tener la gente y los recursos apropiados en el momento oportuno. Las empresas

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>variable que elimine el problema de distorsiones entre mano de obra y capital.</i>	realizaron un trabajo de depuración sobre esta información.
VI: Empleo por usuario	EPSA	<i>El consultor plantea que al evaluar la variable insumo “empleo por usuario” se podrían aplicar acciones para mejorar la eficiencia del agente. Es importante que se considere que la reducción de costos de personal es posible cuando se realiza inversión en tecnología y que ésta no es aplicable a todos los usuarios del servicio domiciliario de energía eléctrica, tal es el caso de la telemedición de consumos de energía que es factible para un grupo de usuarios y no para todos ellos.</i>	El consultor consideró inicialmente incluir la tecnología de la medición como una variable clave en la estimación de productividad. Sin embargo no hay información disponible que capture esta práctica. El consultor consideró inicialmente estas dificultades. Pero no se cuenta con información que pueda solucionar este potencial problema. No es correcto afirmar que solo es el cambio tecnológico en la medida de los consumos el generador de una mayor productividad tambien hay cambios tecnológicos en los otros procesos como lectura, facturación, gestión

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			de cartera, atención de PQR, atención al cliente, suspensión, corte y reconexión, etc que incrementan claramente la productividad del proceso de comercialización de energía. No necesariamente las tecnologías deben ser aplicables al 100% de los clientes para que se obtengan incrementos en productividad. El empleo por usuario se puede reducir no sólo con la aplicación de nuevas tecnologías. El desarrollo de procesos de capacitación por ejemplo permiten disminuir este indicador.
VI: Valor de activos por usuario	ASOCODIS	<i>No se tiene claro si hubo homogeneidad en la información reportada por las empresas sobre el valor de los activos (costo histórico o avalúo comercial), pues esta información incide desde luego en los resultados de la estimación del DEA. Aunque la CREG en Circular 085 de 2010 definió que la información reportada por</i>	La homogeneidad de la información no es una exigencia para un resultado satisfactorio en la estimación de eficiencia y productividad. Si no hubiese heterogeneidad la variable no ofrecería información válida

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>las empresas debía corresponder a costos de reposición a nuevo, algunas empresas no tenían la información disponible bajo dicho esquema de costos en ese momento. por lo cual es casi imposible referirse a una homogeneidad en la información entregada. Más aún, si se tiene en cuenta que no hay una señal clara regulatoria de estos costos para la comercialización, como se tiene para la actividad de distribución.</i>	en ninguna de las dos estimaciones DEA y econometría.
VI: Valor de activos por usuario	EPM	<i>En relación con las variables insumo valor activos/usuario y número de trabajadores/usuario, es importante señalar que si bien se realizó el mejor esfuerzo para preparar y entregar la información solicitada a través de la Circular 082 de 2010, la cual se esté tomando como base en este estudio, dicha información puede presentar algunas dificultades para efectos de la construcción de la frontera y del comparativo entre empresas, así a nivel de cada empresa no muestra mayores inconsistencias. Dado que no existe una contabilidad regulatoria, las empresas entregamos la información que tenemos disponible</i>	En estimaciones previas el consultor utilizó una variable diferente para aproximar el capital y empleo. Información proveniente de fuente diferente a la CREG. La CREG no consideró que se debieran hacer estimaciones con información que no hubiese sido depurada por la entidad. La contabilidad debe ser una sola no debe existir una contabilidad regulatoria. El tema con los otros aspectos ya está respondido en

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>pero sin un criterio claro de homologación: adicionalmente, en lo relativo al número de trabajadores, el hecho de que el nivel de contratación de ciertas actividades sea para ofertas empresas muy alto hace que sea complejo e incierto determinar el número de trabajadores dedicado a estas actividades. Cabe señalar, además, que para la comercialización no es tan relevante involucrar la variable de activos, en la medida que no es muy intensiva en activos.</i>	otros comentarios.
VP: PQR por usuario	ASOCODIS	<i>La lógica de que una reducción en los PQR pueda significar una mejora en la calidad del servicio, no necesariamente es cierta. En algunos casos se ha percibido que los PQR son estacionales y pueden aumentarse ante incrementos en las tarifas o factores coyunturales, inductores que no reflejarían objetivamente la productividad de las empresas a través de este indicador.</i>	Los datos utilizados en PQR son anuales. En datos anuales no hay efectos estacionales. Solo en el caso de que se presente una variación de precios a lo largo de todo un año en contraposición con otro año sería posible considerar un efecto de este tipo. Es totalmente cierta si se excluyen del universo de PQR casos estacionales como los mencionados o interrupciones de servicio del OR y solo se dejan las

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			PQR relacionadas con los procesos comerciales. Así se hizo. Es parte de la gestión de la empresa mantener informados a sus usuarios sobre los cambios tarifarios que van a darse y el fundamento de tales cambios, lo cual le evita reclamaciones futuras.
VP: PQR por usuario	EPSA	<i>No se considera prudente considerar como variable producto “Peticiones, quejas y reclamos (PQR) por usuario”, que aunque se esperaría que responda a condiciones de calidad en la prestación del servicio, en la práctica también responde a condiciones de desconocimiento del mercado por parte de los usuarios; así un incremento en tarifas puede dar lugar a reclamaciones no procedentes que alteren el indicador propuesto por el consultor. Este punto debe estar sujeto a lo que la CREG apruebe en cuanto a los indicadores de calidad de la actividad de comercialización.</i>	Los datos utilizados en PQR son anuales. En datos anuales no hay efectos estacionales. Solo en el caso de que se presente una variación de precios a lo largo de todo un año en contraposición con otro año sería posible considerar un efecto de este tipo. Solo se consideran las PQR relacionados con las actividades del proceso comercial, se excluyen las demás como calidad de servicio, tarifas, etc. Es responsabilidad de las empresas lograr que sus clientes tengan un amplio

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			conocimiento del mercado. Empresas que lo han logrado desarrollan cero pQR por desconocimiento del mismo.
VP: PQR por usuario	EPM	<i>El consultor propone utilizar como variable producto las PQR/usuario, con el argumento que dicho proceso constituye el núcleo de la actividad de comercialización y que hay una relación inversa entre las PQR y la calidad. Si bien esto es innegable, consideremos que esa misma relación no es tan clara entre factor de productividad y PQR, por el contrario, la relación puede ser directa. Es decir, puede suceder que al disminuir PQR, lo cual mejora calidad, se genere una disminución en la productividad por cuanto para el efecto es muy posible que se tengan que incorporar más Insumos en el proceso (contratar más mano de obra o más capital). En resumen, no necesariamente mayor calidad significa mayor productividad. Por lo anterior, se sugiere evaluar la posibilidad de reemplazar la variable PQR/usuario por la de tiempo promedio de atención de PQR/usuario</i>	La variable PQR ya incluye las responsabilidades que no son asignables a la actividades de comercialización según la CREG. No se obtuvo de parte de la CREG información como proceso de lectura o repartición de factura, promedio de atención a cliente. El consultor considera extrema y poco factible la posibilidad de que aumentar la calidad del servicio implica reducción de eficiencia de tal manera que la productividad productiva. El conocimiento del mercado y del negocio por parte de los usuarios hace parte de la responsabilidad social empresarial de cada empresa y de la transparencia del

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>(días/usuario) y en este sentido, se conservaría la variable PQR pero con una relación clara en productividad (mientras menor sea el indicador mayor es la productividad). Así mismo, podrían evaluarse otras variables referidas a los procesos de lectura o repartición de la factura, que den cuenta de manera más clara de la productividad en la actividad de comercialización. De otro lado, en el caso de no ser retirada la variable PQR/usarlo del análisis, es necesario, como mínimo, revisar las exclusiones que deben hacerse para efectos de reflejar en su medición solamente las PQR que son responsabilidad del comercializador, es decir, aquellas que denotan la gestión de dicho agente y que no obedecen a factores no controlables por él.</i>	mismo luego esto sería una ineficiencia de la empresa o una mejora de quien haya logrado un mercado conocedor de la regulación. Al incluir las pqr como un producto, reducciones en las mismas pueden explicar incrementos de costos justificados, lo que no implica una reducción de productividad.
VP: Cuentas por cobrar e ingresos operacionales	ASOCODIS	<i>Aunque es natural que las empresas persigan dentro de sus objetivos prioritarios, la reducción de las cuentas por cobrar en el mediano y largo plazo, dado los efectos respecto a los ingresos operacionales, esta variable no necesariamente obedece al aumento o disminución de la productividad, pues el cumplimiento de este factor</i>	El consultor considera extrema y poco factible la posibilidad de que aumentar la calidad del servicio implica reducción en la eficiencia de tal manera que la productividad se vea afectada. Una empresa que haya construido y

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>no sólo depende de la gestión y prácticas que adopten las empresas comercializadoras en materia de recuperación de cartera, sino también de las particularidades y aspectos socio-económicos de los distintos mercados de comercialización, que son variables externas e inherentes a la estructura de los mercados, que tampoco están siendo absolutamente representadas a través de esta variable producto.</i>	sostenido una cultura de pago impecable y una lealtad de sus clientes refleja menores costos directos en la gestión de cobro y recaudo, suspensión, corte y reconexión, e indirectos en facturación y PQR que son claros incrementos en la productividad de la actividad.
VP: Cuentas por cobrar e ingresos operacionales	EPM	<i>De manera similar tenemos cierta reserva con la variable producto cuentas por cobrar/ingresos operacionales. Ello por cuanto tener una cartera sana no necesariamente conlleva a ser más eficiente y más productivo y viceversa. Por el contrario, tener una cartera muy elevada puede generar ganancias en eficiencias y en productividad puesto que frente a la escasez de recursos las empresas se ven abocadas a buscar optimización de procesos.</i>	El consultor considera extrema e irreal la posibilidad de que el alto endeudamiento y falta de recursos financieros induzca un incremento en eficiencia de tal manera que la productividad se vea afectada. En actividades comerciales en las cuales el capital de trabajo es fundamental y en las cuales la renta de la empresa depende de la rotación de este capital de trabajo tener una cartera baja siempre será un objetivo

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			primordial en la administración de al firma.
VA: Transformadores por usuario	ASOCODIS	<i>Particularmente, consideramos que este indicador no cumple necesariamente con el objetivo que se persigue de capturar las características de dispersión y terreno de los usuarios. Por el contrario y de acuerdo con distintos estudios internacionales que se han desarrollado, medir el número de usuarios por km de red media si reflejaría el grado de densidad poblacional y los costos asociados a la atención de usuarios ubicados en la red.</i>	La variable usuarios por kilómetros de red fue utilizada en estimación previa hecha por el consultor. Sin embargo se evaluó la posibilidad de usar transformadores en lugar de kilómetros de red dado que la variable kilómetros de red no varía en los años de análisis, y la variable transformadores si. Las estimaciones que utilizan kilómetros de red no varían sustancialmente de la estimación final presentada por el consultor. El estudio no descarta el uso de este indicador, lo que si es cierto es que la calidad de la información que permitiría establecerlo no es adecuada presentándose variaciones de más del 50% para una

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			misma empresa en un año, situación a todas luces inconsistente.
VA: Transformadores por usuario	EPSA	<i>Consideramos acertado que el consultor haya planteado variables producto que permitan integrar las características de cada mercado en el análisis, tales como la dispersión geográfica (variable transformadores por usuarios) y la cartera (cuentas por cobrar e ingresos operacionales). Sin embargo, otras variables podrían aportar en mejor medida a la caracterización de un mercado. La dispersión geográfica en un mercado se caracterizaría mejor con una variable que relacione la cantidad de usuarios por kilómetro de red y permitiría reflejar los costos que debe asumir el comercializador en la toma de lecturas y reparto de facturas, actividades intensivas en el empleo de recursos del agente.</i>	La variable usuarios por kilómetros de red fue utilizada en estimación previa hecha por el consultor. Sin embargo se evaluó la posibilidad de usar transformadores en lugar de kilómetros de red dado que la variable kilómetros de red no varía en los años de análisis, y la variable transformadores si. Las estimaciones que utilizan kilómetros de red no varían sustancialmente de la estimación final presentada por el consultor. En el documento y en la presentación se explica que se intentó el uso de otras variables que incorporaran el efecto de la dispersión de los usuarios en la caracterización de un mercado, no obstante la

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			información de otras variables se torna inestable por la calidad de la misma información.
VA: Transformadores por usuario	EPM	<i>Con respecto a la variable producto transformadores/usuario, si bien entendemos que ha sido difícil encontrar un buen Indicador para capturar la dispersión del mercado sugerimos que, de ser posible, se explore alguna alternativa adicional que permita mejorar la aproximación encontrada por la consultores, dados los problemas referidos a la capacidad de los tipos de transformadores monofásicos o trifásicos, lo cual puede distorsionar el indicador (por ejemplo, tratar de construir un Índice partiendo de los usuarios por grupo de calidad, o evaluar el de kms de red de media tensión/usuario, tal D59 como lo fue sugerido en el taller por alguna empresa).</i>	La variable usuarios por kilómetros de red fue utilizada en estimación previa hecha por el consultor. Sin embargo se evaluó la posibilidad de usar transformadores en lugar de kilómetros de red dado que la variable kilómetros de red no varía en los años de análisis, y la variable transformadores si. Las estimaciones que utilizan kilómetros de red no varían sustancialmente de la estimación final presentada por el consultor. No se considera que exista una dificultad en que existan transformadores trifásicos o monofásico. En general el número de transformadores dado un número de usuarios, refleja

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			que tan dispersos están esos usuario, cargas altamente concentradas requieren un menor número de transformadores.
VA: Ventas por kWh por usuario	ASOCODIS	<i>Consideramos que alternativamente a esta variable, se podrían haber evaluado otras variables que representen mejor la estructura comercial de los mercados, tales como consumos de usuarios rurales sobre consumos de usuarios urbanos o consumos de usuarios de estratos bajos sobre consumos de usuarios de estratos altos, inclusive la variable índice de pérdidas de energía en cada mercado, podría haber sido revisada en el análisis.</i>	La variable índice de pérdidas no fue considerada como apropiada por la CREG cuando el consultor la sugirió como variable a ser incluida en estimación. Variables como la composición del mercado atendido fueron consideradas en una versión previa para explicar la productividad. La composición del mercado no es una variable insumo o producto que esté a disposición del comercializador. Es cierto que se pueden probar diferentes modelo, muchos de los cuales dependen de la disponibilidad y validez de la información. El uso de la variable consumo por usuario refleja los hábitos de consumo, los cuales

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			a su vez dependen de diferentes características como son el ingreso, las características climáticas etc, que otras variables no pueden recoger.
VA: Ventas por kWh por usuario	ASOCODIS	<i>Se sugiere complementar el Estudio con un análisis de las razones que motivan la selección de las variables insumo-producto finalmente revisadas y de ser posible se realice la revisión de otras variables que reflejen la densidad y la estructura de los distintos mercados de comercialización para la estimación de la productividad en dichos mercados, tales variables pueden ser: • Usuarios residenciales rurales/usuarios residenciales urbanos; • Usuarios Estratos 1 y 2/usuarios estratos 5,6; • Capacidad de transformación rural/capacidad de transformación urbana; • Usuarios rurales/kilómetros de red de tensión 2; • Usuarios en zonas especiales/usuarios totales; • Usuarios/km2; • Usuarios en estratos 1,2 Y 3 / usuarios totales</i>	Las variables sugeridas no se ajustan a una variable insumo o producto de la actividad de comercialización que puedan ser usadas a discreción del comercializador para mejorar su desempeño, eficiencia y productividad. Estas características exógenas fueron incluidas en la versión 1 del informe 2 a la CREG en una sección de análisis del resultado de productividad. La inclusión de mas variables como insumo, producto o variable ambiental fácilmente llevaría a sugerir eficiencia total de muchas unidades de analisis y poca discriminación de unidades ineficientes,

Informe final V.1: Asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia.

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			<p>haciendo el analisis de productividad irrelevante. Como se indicó en el punto anterior pueden ser válidos diferentes modelos, no obstante no es posible introducir un número de variables insumo o producto que supere las necesidades de información (tanto en cantidades de empresas requeridas, como de años disponibles), por lo cual las variables incluidas intentan reflejar los insumos y productos primordiales de la función de producción.</p>
<p>Productividad de la Economía</p>	<p>ASOCODIS</p>	<p><i>En cuanto a las comparaciones de Productividad de la Economía Colombiana y del Sector Eléctrico, sugerimos se expliquen las razones por las cuales el indice de productividad del sector eléctrico es el doble al de la economía colombiana, así se haya presentado para los periodos analizados una baja dinámica del crecimiento de la economía. Este resultado es contradictorio con el</i></p>	<p>Un insumo productivo no tiene relación con la productividad de un sector de la economía. La estimación de productividad del sector comercialización puede ser superior a la de otro sector de la economía. La información de productividad incluida en Bases</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<p><i>indicador que se ha venido utilizando, en el cual se destaca la alta correlación existente entre el comportamiento de la demanda de electricidad y la variación del PIB, que mide la Importancia de la electricidad como insumo productivo. No obstante fueron explicadas las razones por las cuales no se cuentan con estudios recientes de productividad, reiteraremos la necesidad de contar con unos más actualizados o con la publicación del estudio de productiVidad de la Industria Manufacturera realizado en el 2008. En este sentido, también, se recomienda analizar lo mencionado en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, en la cual se incluye un capítulo de diagnóstico sobre la evolución de la productividad en Colombia durante la última década.</i></p>	<p>del Plan de Desarrollo 2010-2014 no corresponden a un estudio económico referenciable. Se solicita a ASOCODIS precisión de la fuente del estudio de productividad de la industria manufacturera de 2008, la fuente de datos y los años incluidos en ese estudio. El indicador de productividad ofrecido por el consultor para el sector de comercialización de energía eléctrica corresponde al resultado técnico, y replicable y no a una conjetura política. La actividad de comercialización es susceptible de adoptar mejoras tecnológicas, en equipos y medios, como por ejemplo los servicios electrónicos tales como pagos consultas, la incorporación de clientes en las bases de datos comerciales y</p>

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
			operativas simultáneamente y desde campo previo al ingreso de los usuarios, entre otras.
Productividad de la Economía	CODENSA	<i>Finalmente, creemos necesario revisar la recomendación de los consultores de la tasa de productividad a adoptar para la actividad de comercialización de energía, teniendo en cuenta que : i) la revisión de estudios de productividad en el país realizada por el consultor, muestra que el crecimiento de la economía y del sector manufacturero va desde -0.6% hasta 0.4%, con un promedio de 0.13%, ii) a partir del método Olley-Pakes, a pesar de la baja significancia de las variables, presenta crecimientos negativos, iii) El DNP, en las bases para la formulación del Plan Nacion de Desarrollo, estima un crecimiento en la PTF de 0.7 para el periodo de 2010-2014.</i>	El indicador de productividad ofrecido por el consultor para el sector de comercialización de energía eléctrica corresponde al resultado tecnico, y replicable y no a una conjetura política.
Productividad de la Economía	EEC	<i>"...resultaría valioso para el estudio explorar más a fondo las razones por las cuales aparentemente la industria de la comercialización de</i>	La productividad de toda la economia incluye sectores que pueden ser muy productivos y otros que son

Tema	Empresa	Comentarios AGENTE	Respuesta CONSULTOR
		<i>energía eléctrica presenta mayores productividades que la economía como un todo.</i>	menos productivos. La productividad de toda la economía es un promedio.
Productividad de la Economía	EPM	En el informe se cita una serie de indicadores de productividad para la economía colombiana y en especial para la industria manufacturera, extraídos de otros estudios, para efectos de tener referentes adicionales. Si bien es muy importante contar con este tipo de referentes con el fin de de comparar 103 resultados hallados por el consultor para la actividad de comercialización con el resto de la economía, consideramos que dichos referentes no deben compararse con los resultados encontrados toda vez que los perradas de análisis no coinciden y sen además, muy distintos. Su comparación puede generar confusión y conclusiones erradas.	La inclusión de otros estudios de productividad se hace a solicitud de la CREG para destacar el desempeño de la actividad de comercialización. Es importante tener referencias para poder adoptar un valor razonable, dadas las dificultades propias del ejercicio.