



**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

**Primer Informe
V.3**

Bogotá, noviembre de 2010

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

**Primer Informe
V.3**

**Preparado para:
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Preparado por:
UNIVERSIDAD COLEGIO MAYOR DE NUESTRA SRA DEL
ROSARIO**

Bogotá, noviembre de 2010

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	Primer Informe V.1	03/09/2010
2	Primer Informe V.2 (Incluye los comentarios de CREG de acuerdo con la comunicación Radicado CREG No. S-2010-003801).	08/10/2010
3	Primer Informe V.3 (Incluye los comentarios de CREG de acuerdo con la comunicación Radicado CREG No. S-2010-004445).	12/11/2010

Control de responsables

Número de Revisión		Primer Informe V.1	Primer Informe V.2	Primer Informe V.3
Elaboración	Nombre	Equipo de Trabajo	Equipo de Trabajo	Equipo de Trabajo
	Firma			
	Fecha	03/09/2010	08/10/2010	12/10/2010
Revisión	Nombre	Equipo de Trabajo	Equipo de Trabajo	Equipo de Trabajo
	Firma			
	Fecha	03/09/2010	08/10/2010	12/10/2010
Aprobación	Nombre	CREG	CREG	CREG
	Firma			
	Fecha	03/09/2010	08/10/2010	12/10/2010

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

Tabla de Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	7
2.	¿QUÉ ES LA PRODUCTIVIDAD?	9
3.	EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	12
3.1	Alemania	13
3.2	Argentina	14
3.3	Australia.....	16
3.4	Chile.....	17
3.5	Dinamarca	20
3.6	España.....	22
3.7	Finlandia y Suecia.....	25
3.7.1	Suecia.....	25
3.7.2	Finlandia.....	27
3.8	Holanda.....	29
3.9	Reino Unido	31
3.10	Noruega	34
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	44
4.	LA PRODUCTIVIDAD EN LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	47
4.1	Mercado Minorista de Energía Eléctrica.....	49
4.2	La Productividad en un Mercado Regulado.....	50
4.2.1	Metodologías de Regulación por Referenciación	51
4.2.2	Metodologías de Regulación por incentivos y el Factor de Productividad.....	52
4.2.3	Metodología de Regulación por Tasa de Retorno.....	53
4.2.4	Ventajas, desventajas e impactos de incorporar un factor de productividad.....	53
4.2.5	Período Regulatorio (Control de precios)	56
4.2.6	Período de aplicación del factor de productividad.....	62
4.2.7	Recomendación del periodo de aplicación y actualización del factor de productividad	63

4.2.8	Aplicación del Factor de productividad por área o empresas.....	63
4.2.9	Factor de productividad y actualización de precios.....	64
5.	LA EVOLUCIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN COLOMBIA	64
5.1	Metodología Actual.....	64
5.2	Estudios preliminares para calcular el factor de productividad de comercialización de energía eléctrica en Colombia.....	65
5.3	Índices de Gestión de la Actividad.....	67
5.4	Información.....	68
5.5	Otros ingresos.....	69
5.6	Zonas Especiales	69
5.7	Potenciales para desarrollar un Mercado Minorista	70
5.7.1	Lectura y Medición.....	71
5.7.2	Transmisión de datos e información	73
5.7.3	Una evolución de corto plazo.....	74
6.	ALTERNATIVAS PROPUESTAS DE ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD.	77
6.1	Problema de programación lineal para un DEA orientado hacia insumos.....	78
6.2	Análisis de productividad de Malquist a partir de estimación DEA.....	81
6.3	Estimación econométrica de productividad	84
7.	RECOMENDACIÓN PRELIMINAR DE METODOLOGÍA.....	88
8.	BIBLIOGRAFÍA	88

Lista de Figuras

Figura 2.1 Frontera de producción y concepto de eficiencia técnica	9
Figura 2.2 Frontera de Producción, eficiencia y productividad.....	10
Figura 2.3 Incremento en el tiempo de la eficiencia y productividad	11
Figura 6.1 Medida de Eficiencia de Farrell.....	78
Figura 6.2 Índice de productividad para el caso de no cambio tecnológico	82
Figura 6.3 Índice de productividad en el caso de cambio tecnológico.....	83

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	41
Tabla 3.3 Regulación por incentivos en países Latinoamericanos.....	42
Tabla 3.4 Año de apertura Total del Mercado al detal	45
Tabla 4.1 Períodos regulatorios Internacionales	59
Tabla 4.2 Algunas experiencias de aplicación del factor de productividad en los Estados Unidos	62
Tabla 5.1 Resultados Estudio EAFIT 2001.....	66
Tabla 5.2 Productividad calculada para el sector de comercialización de energía eléctrica	67

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 Primer Informe V.3 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.

El documento tiene ocho secciones incluyendo esta introducción.

En la segunda de ellas se presentan los conceptos de productividad y eficiencia, e ilustraciones de las mismas.

La tercera sección 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.

En la cuarta sección se 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.

En la quinta sección se 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 sexta sección se presentan las alternativas metodológicas para la estimación del factor, para concluir en la séptima sección con algunas recomendaciones preliminares. Finalmente en la sección octava se incluye la bibliografía.

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, y se ilustra en la Figura 2.1. Es de anotar que esta eficiencia es una eficiencia relativa a las mejores prácticas observadas y no una eficiencia absoluta teórica.

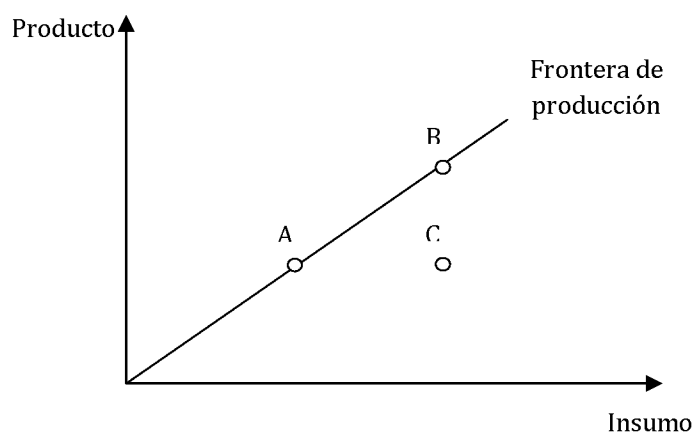


Figura 2.1 Frontera de producción y concepto de eficiencia técnica

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 2.2 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.

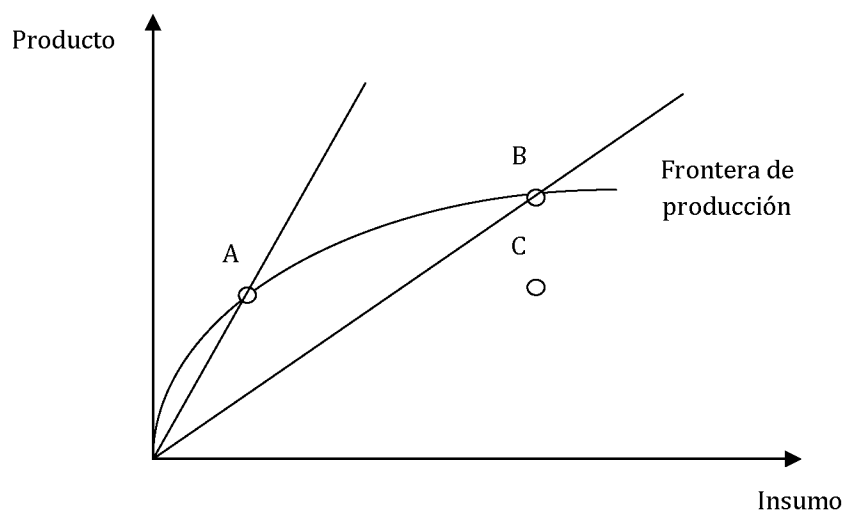


Figura 2.2 Frontera de Producción, eficiencia y productividad

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 2.3 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

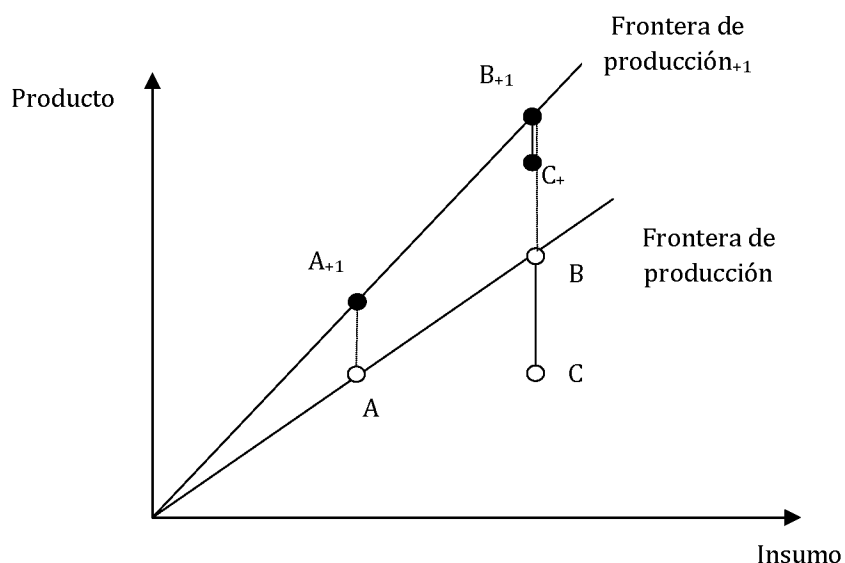


Figura 2.3 Incremento en el tiempo de la eficiencia y productividad

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.

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

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 exante 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

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

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 topes 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

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

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.

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:

- Calidad del servicio: frecuencia y duración de interrupciones
- Calidad del producto técnico: nivel de tensión y perturbaciones
- 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 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:

- a) Las distribuidoras deben dar acceso a sus redes.

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

- b) Hay libertad de contratación entre distribuidores y usuarios y competencia entre los distribuidores.
- c) El regulador, ENRE, fija tarifas máximas, mediante la regulación por precios topes 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.
- d) 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.
- e) 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 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 generadoras. 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.

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.

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

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

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 formula de la rentabilidad es $r = \left(\frac{\sum_i (p_i q_i - c_i)}{\sum_i VNR_i} \right) = \sum_i a_i r_i$, 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.

La tasa de rentabilidad sobre a 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 los precios y las condiciones de entrega, al igual que

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

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 regulan 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 base 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 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 Energitilsynet.

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%. Energitilsynet 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 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):

- Promover y en su caso supervisar el intercambio telemático y ágil de la información entre los distribuidores y comercializadores.
- Proponer a las autoridades competentes la mejora de los procedimientos relativos al cambio de suministrador.

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

- Solicitar a las empresas distribuidoras y comercializadoras la información relativa a los cambios de suministrador.
- 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.
- Duración de la tramitación de las solicitudes de cambio de suministrador.
- Número de desestimaciones de cambio de suministrador con indicación del motivo del rechazo.
- Conflictos de acceso cuya resolución se haya notificado en el trimestre anterior a la petición de información.
- 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 tomada 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:

- a. 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.
- b. 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.
- c. 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.
- d. No se contemplaban criterios de calidad y de reducción de pérdidas.
- e. 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.

- a. La remuneración de cada empresa distribuidora se fijará de manera individual y por períodos reguladores de cuatro años.
- b. 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.
- c. Se realiza anualmente un seguimiento a cada una de las empresas de sus instalaciones, los niveles de calidad y los niveles de pérdidas.
- d. 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.
- e. 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.
- f. 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

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

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 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:

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

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

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.

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.

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

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.

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:

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

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

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%.

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:

- Mantener tasa de beneficio positiva sobre el capital
- Reducción mínima de costos unitarios controlables, es decir mantenimiento de eficiencia.
- Reducción de endeudamiento externo.
- 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

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

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)

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 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).

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.

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.

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

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).

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 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 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

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

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.

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

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

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:

- a. La transferencia de potencia y energía entre generadores
- b. Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión.
- c. Las ventas de generadores a distribuidores destinadas al servicio público de electricidad.
- d. 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 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.

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.
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)

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 (benchmarking)	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 e 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
Alemania	Revenue cap	Ex ante	Si	Individual	No especificado pero se habla de DEA
Inglaterra	Price-cap	Ex ante	Si	Genérico e 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.

Tomado de: (Farsi, Fetz, and Filippini 2007).

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
Generación	Despacho en función de costos marginales Coordinación centralizada (CAMMESSA), incluye representantes de los	Fijación semestral de precios en barra en función a costos marginales Coordinación centralizada	Fijación semestral de precios en barra en función a costos marginales Coordinación centralizada	Despacho centralizado a través de una Bolsa de Energía. Compra de comercializadores en el

Variable	Argentina	Perú	Chile	Colombia
	clientes libres y las distribuidores Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot. compra de distribuidoras	(COES), con participación de generadores y transmisora Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot entre generadores	(CDEC), con participación de mayores generadores. Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot entre generadores	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.

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

Tabla 3.4 Año de apertura Total del Mercado al detal

Como se afirmó anteriormente, un buen grupo de países implemento 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 formula 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:

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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:

- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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:

- Comparación con desempeños previos. En este caso, el nivel previo (promedio) de los indicadores de la empresa sirven como referente de recompensa o castigo.
- 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.
- 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

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

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 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 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.

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.

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)

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

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

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 sea que se encueste 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 Regulator	Países y años de inicio del Período Regulator	
		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 Zelandia (2004); Australia del Sur (2005)	República Checa (2005); Gran Bretaña (2007); Irlanda (2005); Noruega (2007); Argentina (1998); Colombia (2000); Nicaragua (2007); Nueva Zelandia (2004)
10	Estado Unidos- Estado de Nueva York*		
Indefinido		Venezuela	Venezuela
No fijo	España (1999-2002)		

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

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 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 sí 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 4.2.

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.

Tabla 4.2 Algunas experiencias de aplicación del factor de productividad en los Estados Unidos

En la Tabla 4.2 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 regulador. 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

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 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 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 topes 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

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

Tabla 5.1 Resultados Estudio EAFIT 2001

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:

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

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

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.

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

²⁵ Fuente: Estudio EAFIT 2001

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:

- Relación de Suscriptores sin medición (%)
- Cobertura (%)
- Relación Reclamos por Facturación (por 10000 facturas)
- Atención Reclamos Servicio (%)
- 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 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.

²⁶ Resolución CREG 101 de 2006.

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

A diferencia de los países desarrollados, en Latinoamérica, por diversas razones, se han desarrollado prácticas fraudulentas orientadas a pagar menos por el suministro de energía eléctrica que se recibe; los primeros registros de estas prácticas incluyeron la participación del personal encargado de la gestión comercial de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, quienes disponían del conocimiento técnico y comercial necesario para conseguir de “la mejor manera” posible hacer fraudes. En consecuencia las pérdidas comerciales aumentaron reduciendo los márgenes de utilidad, requiriendo tasas de inversión no justificadas y comprometiendo la prestación del servicio. Si bien las empresas distribuidoras de energía eléctrica han incrementado los controles para detener este tipo de fraude, los resultados no alcanzan los objetivos previstos y en consecuencia siguen presentándose la problemática planteada, incluyendo el aumento en el costo unitario al usuario final, lo que cierra un ciclo vicioso: mayor tarifa mayor incentivo al fraude.

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 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.

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 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:

- Calidad de tensión
- Calidad de corriente
- Calidad de potencia
- Calidad de suministro
- Calidad de consumo
- Modalidades comerciales
- 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 Meter Reading) y otorgando el concepto de redes inteligentes para el consumo de servicio.

5.7.3 Una evolución de corto plazo

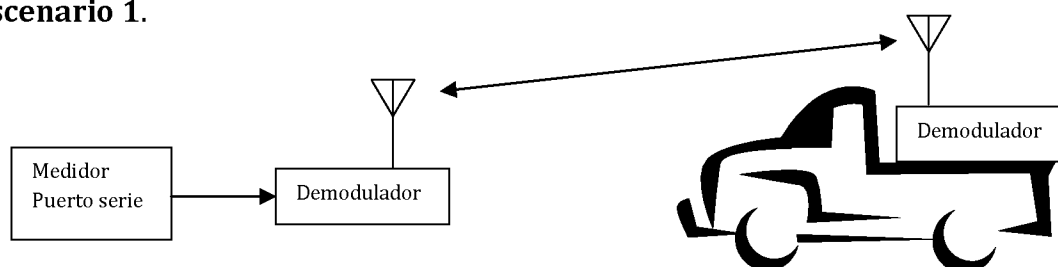
Por lo anterior la concepción del desarrollo futuro del negocio de la comercialización de energía depende de la inclusión en sus sistemas de medida de tecnología inteligente y sistemas de información y comunicaciones que permitan efectuar medidas precisas, integrales oportunas, confiables y orientadas 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.

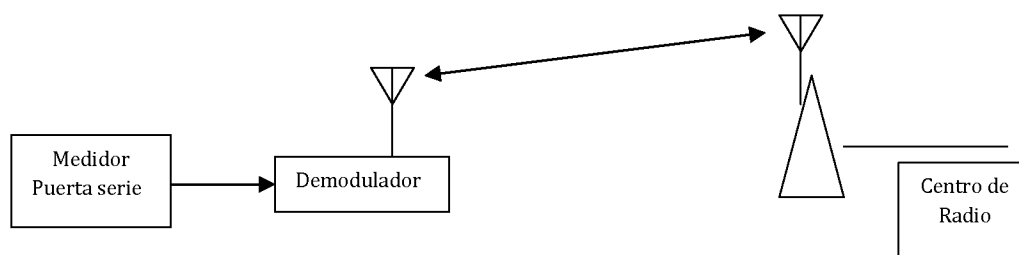


En este escenario un demodulador es acoplado al medidor y queda a la espera de ser interrogado por otro demodulador instalado en un automóvil, el cual se desplaza por una calle tomando los registros del sector. El perfil de costo de la operación es:

Medidor con puerta 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 puerta 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 rata 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 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. ALTERNATIVAS PROPUESTAS DE ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD

En esta sección se presentan diversas alternativas para la estimación del factor de productividad.

6.1 Problema de programación lineal para un DEA orientado hacia insumos

Esta sección ofrece una breve presentación de la metodología Data Envelopment Analysis (DEA por sus iniciales en inglés) o Análisis Envoltente de Datos, para estimar la eficiencia, escala de operación y productividad.²⁸ El desarrollo de la metodología DEA surge del trabajo de Farrell, M (1957) que propone medidas de eficiencia a partir de la información disponible de diferentes unidades de producción o Decision Making Units (DMU), siendo su idea la de construir una frontera “artificial” de las combinaciones de insumos y productos de diferentes DMU, y medir la eficiencia como la distancia desde la frontera artificial, hasta los valores de combinaciones de insumos y producto observados en las otras DMU.

Su primera aplicación para Colombia es Ramírez (1974, 1983)

El concepto se muestra en la Figura 6.1 para el caso de una isocuanta o combinación de insumos.

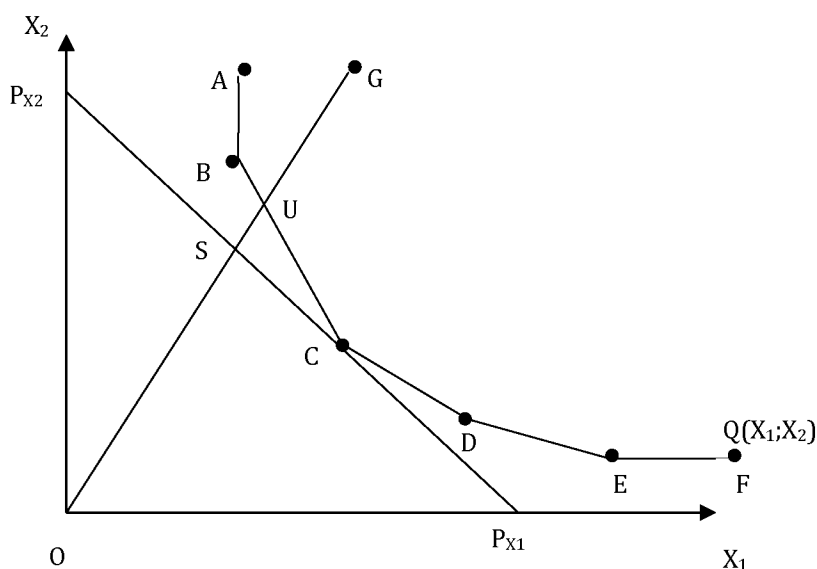


Figura 6.1 Medida de Eficiencia de Farrell

Figura 6.1, la frontera se construye con diferentes combinaciones de insumos y niveles de costo para las DMU (a hasta f), donde la distancia radial de la DMU g hasta la

²⁸ Una presentación completa de la teoría y usos de DEA se puede encontrar en Färe, Rolf, Shawna Grosskopf, and C.A. Knox Lovel (1985), Fried, Harold, C.A. Knox Lovel, and Shelton Schmidt (1993), Charnes, Abraham, William Cooper, Arie Lewin, and Lawrence Seiford (1994), Coelli, Tim, D.S. Prasada Rao, and George Battese (1998) and Thanassoulis, Emmanuel (2001).

combinación de la frontera u, refleja la ineficiencia técnica. Un poco más formalmente la medida de (in)eficiencia puede expresarse como el cociente de las distancias OU/OG .

De esta presentación surgen dos medidas adicionales de eficiencia. Eficiencia en precios y eficiencia total. La primera tiene relación con el vector de precios y según la Figura 4, puede expresarse como OS/OU . La segunda es la combinación de ambas medidas de eficiencia (precio y técnica), expresada como OS/OG . La eficiencia total puede expresarse como:

$$\underbrace{OS/OG}_{\text{Overall efficiency}} = \underbrace{OU/OG}_{\text{Technical efficiency}} \times \underbrace{OS/OU}_{\text{Price efficiency}} \quad (1)$$

El concepto de eficiencia de Farrell fue implementado posteriormente como un problema de programación lineal por Charnes, A, W Cooper, and E. Rhodes (1978). La presentación hecha corresponde a un DEA orientado hacia insumos, es decir, donde se define una frontera a partir de los valores observados en costos y se someten a variación, como variables discrecionales, los insumos. La conveniencia de esta aproximación se basa en la consideración de que el nivel de producto ofrecido por una firma comercializadora de energía eléctrica no está bajo control o discreción de la empresa misma. Ellos ofrecen el servicio a medida que éste es demandado y la empresa no reduce el servicio para lograr un nivel de eficiencia dado; por el contrario, modificará sus insumos, costos para lograr ese nivel de eficiencia. Lo cual es finalmente la interpretación que puede darse a los indicadores de eficiencia presentados en el párrafo anterior.

El problema de programación lineal, para un DEA bajo rendimientos constantes de escala (CRS) es²⁹:

Min:

$$k_0 - \varepsilon \left[\sum_{i=1}^m S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+ \right]$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^N \lambda_j x_{ij} &= k_0 x_{ij_0} - S_i^- & i = 1 \dots m \\ \sum_{j=1}^N \lambda_j y_{rj} &= S_r^+ + y_{rj_0} & r = 1 \dots s \\ \lambda_j &\geq 0 \\ j &= 1 \dots N \\ S_i^-, S_r^+ &\geq 0 \quad \forall i, r \end{aligned} \quad (2)$$

²⁹ Esta presentación de la metodología DEA se toma de Thanassoulis, Emmanuel (2001)

Tenemos $j = 1 \dots N$ DMU usando m insumos y generando s productos. x_{ij} es el nivel de uso del i^{th} insumo y y_{rj} el nivel del r^{th} producto usado por la DMU j^{th} . λ representa una combinación hipotética de insumos que llevan a la DMU bajo observación a ser eficiente. ε es un valor infinitesimal no-Arquimediano usado en el problema de programación lineal para asegurar una solución. k_0^* es la eficiencia técnica por insumos de la DMU j_0 . Las variables de holgura o slack S_r^+ y S_i^- se usan en el problema de programación para asegurar la existencia de una solución, pero adicionalmente tienen una interpretación económica importante, en caso de ser positiva tras el proceso de optimización, representan la contracción / expansión absoluta o individual después de que se ha aplicado la contracción / expansión radial dictada por k_0^* . (Parece una interpretación más formal que económica. Sugiero que des una intuición económica en términos de costos o ingresos)

El problema de programación lineal para el caso de rendimientos variables de escala (VRS) desarrollado por Banker, R, A Charnes, and W Cooper (1984) es:

Min:

$$h_0 - \varepsilon \left[\sum_{i=1}^m S_i^- + \sum_{r=1}^s S_r^+ \right]$$

Subjet to:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^N \lambda_j x_{ij} &= h_0 x_{ij_0} - S_i^- \quad i = 1 \dots m \\ \sum_{j=1}^N \lambda_j y_{rj} &= S_r^+ + y_{rj_0} \quad r = 1 \dots s \\ \sum_{j=1}^N \lambda_j &= 1 \\ \lambda_j &\geq 0 \\ j &= 1 \dots N \\ S_i^-, S_r^+ &\geq 0 \quad \forall i, r \end{aligned} \tag{3}$$

La diferencia entre (3) y (2) es el cambio sobre la variable objetivo, de k_0 a h_0 , y que

existe una nueva restricción $\left(\sum_{j=1}^N \lambda_j = 1 \right)$ llamada restricción de convexidad que asegura

que todas las DMU eficientes son calificadas con un $h_0^* = 1$, o que no se aplica ningún escalamiento sobre alguna DMU para determinar un punto de referencia en la evaluación de eficiencia. El valor óptimo resultante para h_0 denominado como h_0^* , es el puntaje de

eficiencia para la eficiencia técnica pura para la DMU j_0 , la eficiencia técnica bajo la condición de VRS se debe interpretar como la eficiencia neta sin nivel de escala.

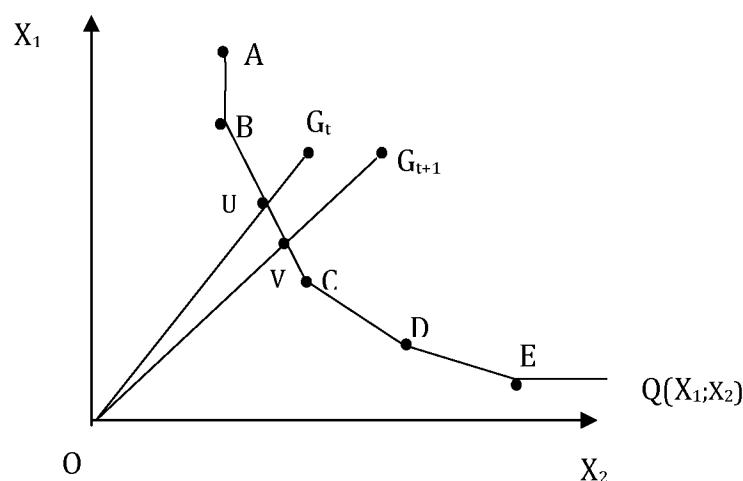
La definición de eficiencia usada en el cálculo ofrecido por la metodología DEA se ajusta al sentido de eficiencia de Pareto respecto a cambios deseables en las combinaciones de insumos sin afectar negativamente el nivel de producto, en este sentido, en cualquier caso en el cual k_0^* y h_0^* son iguales a uno (1), forman la frontera y no están sujetos a reducciones en los insumos, de otro lado, cuando es menor a uno (1), la DMU, la DMU puede reducir radialmente o uniformemente sus insumos en la magnitud k_0^* y h_0^* .

6.2 Análisis de productividad de Malquist a partir de estimación DEA

Un paso adicional a la estimación de eficiencia mediante DEA es el cálculo de productividad mediante el Índice de Productividad de Malmquist (MPI por sus iniciales en inglés). El MPI toma su nombre por el trabajo en funciones de distancia de Sten Malmquist. El concepto de función de distancia es definido por Russell, Robert (1998) como: “En la teoría de producción de la firma, la función de distancia (de insumos) es simplemente la contracción radial máxima (equivalente, a la expansión radial mínima) de un vector de insumos consistente con una tecnología aplicable para producir un vector dado de productos”; este concepto es perfectamente ajustable al uso y resultados estándares de la metodología DEA que se presenta en la Sección anterior.³⁰

Para obtener el MPI usando DEA, se debe tener al menos información para dos períodos de tiempo de modo que se logre obtener una medida de productividad comparando la evolución de la producción y la tecnología en el tiempo. Para comenzar es posible presentar el cambio de productividad, orientada por insumos, con una tecnología estable, mediante la medición de cambios en el producto sin incurrir en cambios en los insumos, en donde la conclusión sería que la utilización de insumos es más o menos productiva. Llevando esta presentación al trabajo con DEA, simplemente estamos hablando de medidas de eficiencia para diferentes momentos de tiempo a partir de la misma utilización de insumos (Figura 6.2).

³⁰ Los primeros estudios en el uso de DEA conjuntamente con la medida de distancia de Malmquist definida por Caves, Douglas, Laurits Christensen, and Erwin Diewert (1982) fueron Färe, Rolf, Shawna Grosskopf, Mary Norris, and Zhongyang Zhang (1994).



Source: Thanassoulis, Emmanuel (2001)

Figura 6.2 Índice de productividad para el caso de no cambio tecnológico

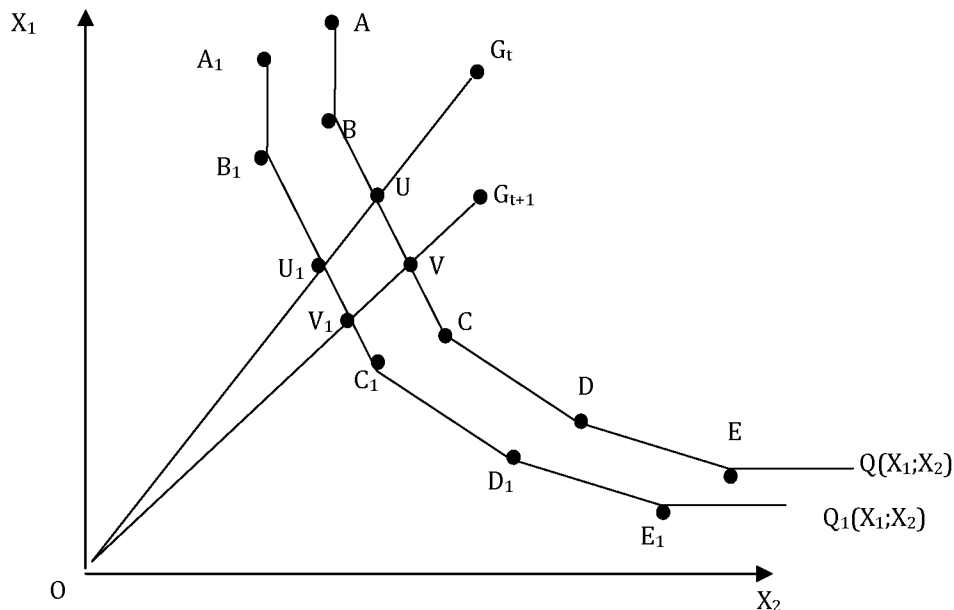
A partir de la exposición de la sección anterior, las medidas de eficiencia para la DMU G en el momento t está dada por el cociente de la distancia radial OU y OG_t y la medida de eficiencia en el momento $t+1$, definido por el cociente entre las distancias radiales OV y OG_{t+1} . El cambio en el índice de productividad (IP) es el cociente de ambas medidas de eficiencia $PI_{t+1} = \frac{OV}{OG_{t+1}} \div \frac{OU}{OG_t}$. El significado de este índice de productividad es simple, el cambio en la distancia radial entre el período t a $t+1$ refleja el cambio en la producción de la unidad G usando los mismos insumos, el mismo producto y la misma tecnología.

Para el caso de presencia de cambio tecnológico, es decir, un cambio general de la industria en la utilización de tecnología, la productividad puede calcularse y descomponerse en dos medidas. Un cambio en el nivel de productividad de la industria, llamado en la literatura “efecto desplazamiento de la frontera” o “boundary shift effect” y un cambio de productividad a nivel de la firma, llamado “efecto des-atraso o alcance” o “catch-up effect”³¹. La Figura 6.3 presenta el caso. Un modo no formal de introducir el cálculo de MPI es entenderlo como la media geométrica de dos términos. El primero es el cociente entre la medida de eficiencia de la producción en el período $t+1$ y la frontera en

³¹ La presentación del MPI ha sido tomada de Thanassoulis, Emmanuel (2001) and Coelli, Tim, D.S. Prasada Rao, and George Battese (1998). Un tratamiento formal de la derivación del MPI se encuentra en Caves, Douglas, Laurits Christensen, and Erwin Diewert (1982) y su formulación como una media geométrica en Färe, Rolf, Shawna Grosskopf, Björn Lindgren, and Pontus Ross (1994).

el período t $\left(\frac{OV}{OG_{t+1}}\right)$ y la medida de eficiencia de la producción entre el período t y la frontera en el periodo t , $\left(\frac{OU}{OG_t}\right)$, de modo que el resultado es claro, que estamos intentando obtener el cambio en la producción (productividad) tomando como año base la frontera obtenida en el período t : en palabras de Färe, Rolf, Shawna Grosskopf, Mary Norris, and Zhongyang Zhang (1994), “(...) la tecnología en el período t es la tecnología de referencia”. El segundo es análogo pero usando como base la frontera en el período $t+1$; el cociente entre la medida de eficiencia. El cociente entre la medida de eficiencia de producción en el período $t+1$ respecto a la frontera en el período $t+1$ $\left(\frac{OV_1}{OG_{t+1}}\right)$ y la medida de eficiencia de la producción en el período t frente a la frontera en el periodo $t+1$ $\left(\frac{OU_1}{OG_t}\right)$, en este caso se está midiendo la productividad para la tecnología del período $t+1$. De modo que el MPI es:

$$MPI = \left[\frac{\left(\frac{OV}{OG_{t+1}}\right)}{\left(\frac{OU}{OG_t}\right)} \times \frac{\left(\frac{OV_1}{OG_{t+1}}\right)}{\left(\frac{OU_1}{OG_t}\right)} \right]^{0.5} \quad (4)$$



Source: (Thanassoulis, 2000)

Figura 6.3 Índice de productividad en el caso de cambio tecnológico

El MPI de la ecuación (4) lleva a cabo una medida de productividad promedio al tomar la media geométrica de ambas medidas. Esta presentación puede llevarse a una formula donde la productividad descompuesta en los componentes “catch-up” y “boundary shift” se obtienen directamente.

$$MPI = \underbrace{\left(\frac{OV_1 / OG_{t+1}}{OU / OG_t} \right)}_{\text{Catch up component}} \times \underbrace{\left[\frac{OU}{OU_1} \times \frac{OV}{OV_1} \right]^{0.5}}_{\text{Boundary shift component}} \quad (5)$$

El primer término de la ecuación es el efecto productividad llamado “catch-up” para cada DMU contra su propia frontera eficiente para cada período de tiempo; el segundo término es una media geométrica de cambio tecnológico puro. La presentación de Färe, Rolf, Shawna Grosskopf, Mary Norris, and Zhongyang Zhang (1994) son apropiadas para terminar con esta presentación “(...) definimos el crecimiento de la productividad como el producto del cambio de eficiencia y cambio técnico. La interpretación del componente de crecimiento de productividad es la siguiente: el incremento en cambios de eficiencia se consideran evidencia de un efecto “catch up” (hacia la frontera), mientras que un incremento en el componente de cambio técnico se considera evidencia de innovación”.

6.3 Estimación econométrica de productividad

Esta sección presenta la metodología desarrollada por Olley y Pakes (1996) para la estimación de productividad bajo circunstancias en las cuales una estimación estándar de productividad puede llegar a ser cuestionada fácilmente.

Se parte de una función de producción Cobb-Douglas en logaritmo:

$$y_{it} = \beta_0 + \beta_k k_{it} + \beta_l l_{it} + w_{it} + i_{it} \quad (1)$$

en donde y_{it} es el nivel del producto, k_{it} es la variable capital, l_{it} es la variable trabajo, w_{it} es la productividad y i_{it} es una medida de error en la recolección de los datos. Todo esto para la unidad de funcionamiento, empresa o planta i en el momento del tiempo t ; el componente de productividad no es observado por el econometrista, pero si es conocido por el productor. La variable w es tratada como una variable estado, un determinante de la salida y demanda de los insumos. Esta conexión es la fuente de endogeneidad y el potencial sesgo en la estimación del insumo trabajo en una estimación ordinaria de la función de producción. Tal sesgo de selección surge cuando las firmas con un capital k alto sobreviven con bajos niveles de la variable productividad (w) mientras que firmas

con un k bajo no sobreviven. De esta manera una función de producción estimada solamente con las firmas que sobreviven genera un coeficiente de capital inferior al correcto.

Para identificar correctamente la función de producción, el siguiente componente del modelo es una función de demanda de inversión

$$i_t = i_t(w_t, k_t) \quad (2)$$

que puede ser invertida, asumiendo una relación monotónica entre la inversión y la productividad en todos los niveles posibles de capital

$$w_t = h_t(i_t, k_t) \quad (3)$$

de manera que la función potencialmente observable h_t se convierte en una variable proxy para w en la ecuación (1). Reemplazando y reuniendo términos se tiene

$$y_{it} = \beta_l l_{it} + \phi_{t(i_t, k_t)} + i_{it} \quad (4)$$

en donde:

$$\phi_{t(i_t, k_t)} = \beta_0 + \beta_k k_{it} + h_t(i_t, k_t) \quad (5)$$

Hasta este punto se define el primer paso del algoritmo de estimación propuesto por Olley and Pakes (1996), a partir de la ecuación (4) β_l puede ser estimado mediante mínimos cuadrados ordinarios, y la naturaleza no lineal de $h_t(i_t, k_t)$ puede ser aproximada mediante métodos no paramétricos. La naturaleza no paramétrica de h_t es aproximada mediante un polinomio de orden cuatro en i y k y sus interacciones.

Con la estimación de $\beta_l = \beta_l$ y $\phi_t = \hat{\phi}_t$, y el supuesto de que (a) un choque de productividad sigue un comportamiento de una cadena de Markov

$$w_{it} = E[w_{it} | w_{it-1}] + \xi_t \quad (6)$$

dado que la firma continúe sus operaciones en el siguiente período, y (b) que el nivel de capital es determinado en el período siguiente por una regla de acumulación como:

$$k_{t+1} = (1 - \delta)k_t + i_t \quad (7)$$

en donde δ es la tasa de depreciación económica después de reemplazar en la ecuación es posible estimar β_k .

$$y_{it}^* - \beta_l l_{it} = \beta_0 + \beta_k k_{it} + E[w_{it} | w_{it} - 1] + \xi_t + i_{it}$$

$$y_{it}^* = \beta_0 + \beta_k k_{it} + E[w_{it} | w_{it} - 1] + i_{it}$$

un período adelante

$$y_{it+1}^* = \beta_0 + \beta_k k_{it+1} + E[w_{it+1} | w_{it}] + i_{it+1} \quad (8)$$

En la ecuación (4), $E[w_{it+1} | w_{it}]$ es no-lineal y desconocido y no puede ser estimado con una regresión. Recuérdese que en la ecuación 3 la productividad es una función de la inversión y el capital, entonces la ecuación (8) puede ser estimada mediante métodos no paramétricos. Olley and Pakes (1996) sugieren como un estimador consistente un polinomio de cuarto orden para el término de productividad, que como se observa de las ecuaciones (3) y (5) son función del capital y de la inversión³²

$$w_t = \hat{h}_t(i_t, k_t) = \hat{\phi}_t(i_t, k_t) - \beta_k k_{it} \quad (9)$$

y la ecuación para estimar β_k es:

$$y_{it+1}^* = \beta_0 + \beta_k k_{it+1} + \hat{h}_t(i_t, k_t) + \eta_{it+1}^* \quad (10)$$

Después de haber obtenido el estimador insesgado de la función de producción, la productividad a nivel de firma es:

$$p_{it} = \exp(y_{it} - b_l l_{it} - b_k k_{it}) \quad (11)$$

Olley y Pakes (1996) proponen una medida de agregación de la productividad a nivel industrial usando la participación de la planta en el producto de la industria s_{it} como ponderación:

$$P_t = \sum_{i=1}^{N_t} s_{it} p_{it} \quad (12)$$

En Levinsohn y Petrin (2003) se sugiere un algoritmo alternativo de trabajo sobre la estimación de Olley y Pakes (1996) extendiendo su aplicación a fuentes de datos con problemas de continuidad y credibilidad.

³² β_0 está incluido en $\hat{\phi}_t$ en la ecuación 5.

Usualmente existen dos problemas con datos de inversión a nivel de firma. Primero, cuando se lleva a cabo análisis en países en desarrollo, la calidad de los datos puede ser muy débil e inconsistente. Segundo, sin importar el objeto de análisis, incluso con buena información primaria, la información de la inversión es discreta en el sentido de que hay inversión por uno o dos años y cero para otros años.³³ Esto hace que la metodología de Olley y Pakes (1996) sea más apropiada para analizar datos de alta calidad por la necesidad de continuidad en los datos de la función de inversión. Si una firma no lleva a cabo alguna inversión se excluiría del análisis, ampliando el problema de sesgo.

Siguiendo de cerca la formulación de Olley y Pakes (1996), Levinsohn y Petrin (2003) comienza con una función de producción extendida que incluye los insumos y su función de demanda

$$y_{it} = \beta_0 + \beta_k k_{it} + \beta_l l_{it} + \beta_t t_{it} + w_{it} + i_{it} \quad (13)$$

$$t_t = t_t(w_t, k_t) \quad (14)$$

la ecuación 14 debe ser monótonica en el término w para todos los niveles de capital. Después de hacer esta variación, las ecuaciones subsiguientes son similares a Olley y Pakes (1996) para obtener el parámetro de la variable trabajo:

$$y_{it} = \beta_l l_{it} + q_t(t_t, k_t) + i_{it} \quad (15)$$

en donde

$$q_t(t_t, k_t) = \beta_0 + \beta_k k_{it} + \beta_t t_{it} + h_t(i_t, k_t) \quad (16)$$

y los parámetros para el capital y los insumos se estiman de:

$$y_{it+1}^* = \beta_0 + \beta_k k_{it+1} + \beta_t t_t + E[w_{it} + 1 | w_{it}] + i_{it+1} \quad (17)$$

siguiendo la misma lógica en la ecuación 8.

Esta metodología aborda dos temas importantes de la estimación de funciones de producción con datos a nivel de firma: (a) el problema de simultaneidad entre insumos y los choques de productividad que sesgan el resultado de una estimación básica y que no es corregido completamente con una estimación usando una variable instrumental o una reconfiguración de los datos (como el estimador de efectos fijos en econometría de panel de datos). (b) el sesgo de selección ante la presencia de entrada y salida de firmas.

³³ Sin mencionar problemas de contabilidad y el uso de tasas de depreciación o variabilidad de índices usados para contabilizar correctamente la edad del capital

Finalmente una bondad de la metodología es que genera un nivel de productividad a nivel de firma, lo que permite dividir la participación de productividad proveniente de la entrada o salida de firmas.

7. RECOMENDACIÓN PRELIMINAR DE METODOLOGÍA

De acuerdo con todo lo anterior nuestras recomendaciones preliminares son:

- a. Continuar usando la metodología de “price cap” con factor de productividad
- b. Aplicar la actualización de la senda de variación de precios para el mismo periodo regulatorio.
- c. 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.
- d. Emplear un único factor de productividad para la industria.
- e. Establecer como un elemento del factor de productividad la disponibilidad de parte de las empresas la información oportuna y veraz.
- f. 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 actividad.
- g. No se dispone de información suficiente para establecer un factor de productividad discriminado para las denominadas zonas especiales.

8. 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 DepartmentCAF. 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.

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.

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.

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.

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.

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.

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, Universitat Oldenburg.

Página Web: Freescale semiconductor, Products, Coldfire.