



Lecturas de Economía

ISSN: 0120-2596

lecturas@udea.edu.co

Universidad de Antioquia

Colombia

La regulación del sector de transmisión de electricidad colombiano
Lecturas de Economía, núm. 57, julio-diciembre, 2002, pp. 9-48
Universidad de Antioquia
.png, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=155218092001>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica
Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

La regulación del sector de transmisión de electricidad colombiano*

-Introducción. -I. Organización de la industria. -II. Estructura reguladora del sector. -III. Desempeño del sector. -IV. Conclusiones y recomendaciones para mejorar la regulación.

Primera versión recibida: noviembre de 2001; versión final aceptada: octubre de 2002 (Eds.).

Introducción

La regulación adoptada para el sector de transmisión de electricidad colombiano incorpora algunos elementos que, *a priori*, reducen las disputas entre los agentes e inducen a la eficiencia, como son: 1) la participación de distintos sectores de la industria en su remuneración y expansión; 2) la retribución de los activos bajo el mecanismo de la tasa de retorno, lo cual se considera que fomenta excesos de capacidad, que en este caso aminora las congestiones y permite el desarrollo del mercado de generación; 3) la valoración de activos mediante costos de referencia internacionales, lo cual le reduce al regulador el problema de información de la identificación y la estimación de los costos de inversión; 4) la implantación de la competencia para las expansiones futuras, identificadas mediante la planeación centralizada y el consenso de los distintos agentes de la industria, disputable a todos los inversionistas potenciales, que motivaría a que las inversiones se realicen al

* Los autores agradecen el apoyo financiero de la Vicerrectoría de Investigación, a través del Comité de Desarrollo de la Investigación -Codi-, y al Centro de Investigaciones Económicas -CIE-, de la Universidad de Antioquia. Este trabajo no hubiera sido realizado sin la valiosa colaboración de John Fernando Lopera y Piedad Patricia Restrepo.

más bajo costo y 5) la existencia de una firma ocupante con trayectoria en la industria (en incumbencia) de propiedad pública, sólida, encargada de la administración y la operación del mercado mayorista de electricidad, lo que reduce costos de transacción y genera economías de coordinación en un sector caracterizado como monopolio natural porque su estructura de costos es subaditiva, o sea que socialmente es menos costoso que una firma se haga cargo de todas estas actividades.

Sin embargo, estos antecedentes notorios podrían estar acompañados de algunas ineficiencias derivadas de problemas de información asociados a la regulación aplicada, que motivan comportamientos oportunistas o reglas no formuladas apropiadamente que producen respuestas inadecuadas y, también, a problemas irreversibles producto de una desintegración vertical parcial, nociva en los sectores de generación y distribución que permite que firmas consolidadas e integradas verticalmente al momento de las reformas continúen siéndolo, con incidencia en el sector, ya que algunas de ellas tienen participación en la propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-.¹ Además, los cambios permanentes en las reglas de juego por parte de la Comisión Reguladora de Energía y Gas -Creg-, las presiones externas para privatizar a esta empresa, la debilidad en la fiscalización y control de la industria, las condiciones adversas del país debido a la violencia y a la desaceleración económica.

En este artículo se analizan estos factores detenidamente, se precisan los problemas regulatorios y se plantean recomendaciones de política para que se logren los objetivos de las reformas. Primero, se identifica el proceso de conformación de la actual organización de la industria; luego, se estudia la regulación en tres apartados: ingresos, cargos de acceso y uso, otros cargos adicionales y los procedimientos de inversión; en la tercera sección se establecen los alcances de la regulación considerando el desempeño del sector y la industria. La parte final contiene las principales conclusiones y recomendaciones.

I. Organización de la industria

Uno de los objetivos de las reformas reguladoras del decenio de 1990 fue aumentar la participación de agentes y la competencia, lo que se logró, ya que en la generación se pasó de 17 a 58 y en la comercialización de 35 a 102, entre 1995 y

1 Para comodidad del lector en el Anexo se presentan todas las siglas y acrónimos usados en el texto con sus respectivas equivalencias.

2001. Aunque la participación en la actividad de generación se concentra principalmente en cinco empresas: Empresa de Generación S.A. –Emgesa– con 19%, Empresas Públicas de Medellín –Eppm– con 19%, Interconexión Eléctrica S.A. Generación –Isagen– con 14%, Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica –Corelca– con 10% y Chivor 6%, las cuales suman cerca del 68% (Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2001).

Para 2001, en la transmisión, el número de transportadores públicos fue de seis. Los privados también participan con igual número de agentes que se dividen en aquellos cuya propiedad es mixta y los de naturaleza jurídica netamente privada (tres, respectivamente). Prácticamente no hay aumento en la participación de agentes en esta actividad desde que se inicia el mercado de electricidad hasta ahora (Cuadro 1).

Cuadro 1. Colombia: evolución del número de agentes en la industria eléctrica

Agentes	Julio 1995	Agosto 2002
Generadores	17	58
Comercializadores	35	102
Transmisores	10	11

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2002.

En la actividad de generación, en la que los resultados los determina la competencia, se ha avanzado en términos de crecimiento en la participación de la tecnología térmica, resultado de la política de disminución de la tendencia histórica de la dependencia hidrológica y las consecuencias que esto acarrea. La capacidad térmica se duplicó entre 1996 y 2001 al pasar de 2.433 a 4.423 megavatios –MW– en tanto que la disponibilidad promedio de este tipo de energía se incrementó de 1.603 MW en 1996 a 3.416,6 MW para el mismo periodo (Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2001).

El aumento de la participación privada ha sido significativo (Cuadro 2), empero presenta algunos factores que distorsionan su evolución competitiva, asociados a la concentración del mercado y a la integración vertical con otras actividades de la industria. Esto se manifiesta principalmente en los abusos de poder de mercado cuando existen restricciones (técnicas y por violencia) y limitaciones en la oferta, producto de sequías.

Cuadro 2. Colombia: participación en generación eléctrica por naturaleza jurídica

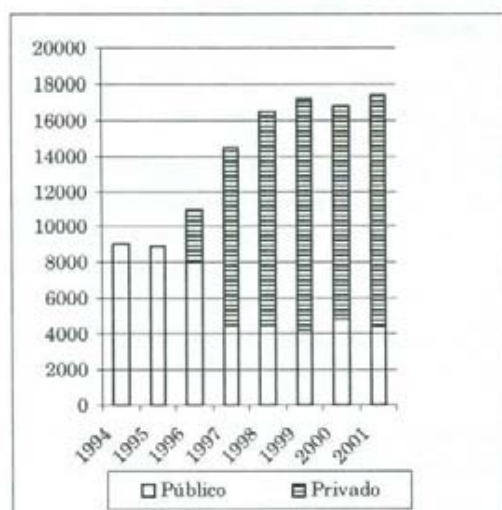
Año	1995		2001	
	Público	Privado	Público	Privado
Generadores	16	1	13	25
Contribución*	94	6	34	66

* En porcentaje

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2001.

Con el aumento de los agentes privados, en la generación, se ha logrado incrementar la capacidad instalada, mientras la participación del sector público se ha reducido a menos de la mitad lo que constituye uno de los hechos más importantes de la reforma (Gráfico 1).

Gráfico 1. Colombia: distribución de la propiedad en el mercado de la generación (capacidad instalada)

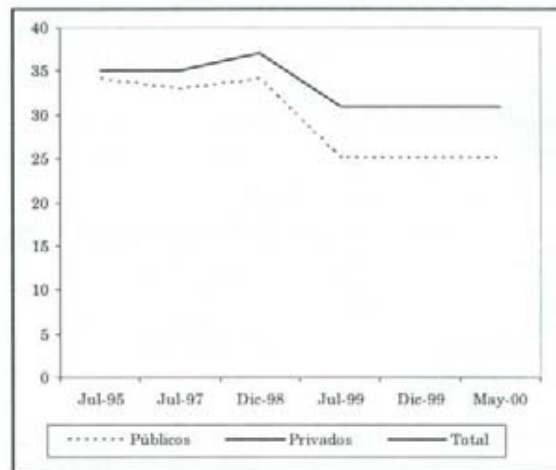


Fuente: Departamento Nacional de Planeación -DNP-, 2002.

En la distribución el precio es regulado y busca remunerar el costo medio (o marginal para los niveles más bajos de voltaje) de prestación del servicio con base

en el inventario de activos para cuatro niveles de voltaje. El crecimiento de agentes privados no es significativo y continúa predominando la participación de los públicos (Gráfico 2). Este es el sector que más presenta problemas debido a su crítica situación financiera y al mantenimiento de los problemas estructurales de las empresas estatales (Ayala y Millán, 2002).

*Gráfico 2. Colombia: evolución del número de distribuidores
(julio 1995 - mayo 2000)*



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

La comercialización se regula por el método de promedios eficientes según los costos reportados de las empresas; el problema de esta metodología es que no refleja los verdaderos costos económicos de la actividad, los cuales son mayores a las tarifas establecidas (Corredor, 1999).²

La transmisión tiene precios totalmente regulados mediante de un esquema que establece el total de ingresos necesarios para remunerar la red existente y las expansiones programadas. Este ingreso se distribuye entre los propietarios de la red en proporción a su propiedad. En la actualidad -2002- se están desarrollando

² Como la metodología de la tasa de retorno promedio no logra cubrir el costo y los riesgos particulares de las empresas, el cambio regulatorio busca realizar un híbrido entre la metodología de precio máximo con la de ingreso máximo; esta última pretende ser específica para determinados activos; así no se tiene un ingreso general para la actividad sino que se logra internalizar variables particulares inherentes a cada empresa y trasladar el riesgo de la actividad a los usuarios.

mecanismos encaminados a lograr competencia en la expansión, estableciendo convocatorias sobre las obras determinadas en los planes de expansión (véase la sección 2); en este nuevo marco se compite por el menor ingreso esperado ofrecido por los licitantes. Para 1999 se lanzaron dos convocatorias que fueron adjudicadas a ISA (Cuadro 3).³

Cuadro 3. Colombia: convocatoria por proyectos para la expansión de la transmisión

Fecha	Marzo 1999
Proyecto	Línea 230 Kilovatios -KW-, Primavera-Guatiguará-Tasajero
Participantes	ISA y Odinsa
Adjudicación	ISA
Fecha	Mayo 1999
Proyecto	Línea 230 KW Cartagena-Sabanalarga
Participantes	ISA y Odinsa
Adjudicación	ISA

Odinsa: Organización de Ingeniería Internacional S.A.

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2001.

Como resultado del mismo proceso regional de evolución y concepción de la industria eléctrica colombiana, la desintegración vertical no fue total sino parcial. De ahí se produce una serie de distorsiones que limitan la competencia. Las principales empresas que integradas verticalmente abastecían sus regiones particulares continúan, en la actualidad, siendo las principales empresas nacionales con reglas diferenciales; por ejemplo, la Resolución Creg 128 de 1996 les permite continuar generando, transmitiendo, comercializando y distribuyendo energía integradamente (Cuadro 4).

El marco institucional-regulador también presenta elementos que permiten la continuidad de las ventajas que poseen las empresas constituidas con anterioridad a la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica). Con la separación de Isagen (empresa generadora) de ISA, no se logró desintegrar completamente la generación de la transmisión debido a que accionariamente todavía persiste una relación con los principales generadores (Cuadro 5).

3 La posibilidad de competidores adicionales a esta empresa es escasa, debido a su posicionamiento en el sector y a los desestímulos por los atentados masivos a las torres de transmisión.

Cuadro 4. Colombia: integración vertical en la industria eléctrica en 2001

Firma	Actividad					
	Generación		Transmisión		Distribución	
	MW	Porcentaje	Km	Porcentaje	GWh	Porcentaje
Eppm	1.958	16,2	517	5,3	6.422	15,1
Epsa	980	8,1	270	2,8	1.405	3,3
Chec	215	1,9	49	0,5	1.170	2,8
Ebsa	164	1,4	0	0	1.010	2,4
Essa	151	1,3	204	2,1	1.362	3,2
Otros	168	1,8	77	0,8	1.018	2,4
Ti	3.636	30,7	1117	11,5	12.396	29,2
Tni	8.421	69,3	8.605	88,5	30.129	70,8
Total	12.057	100	9.722	100	42.525	100

Ti: total integrados, Tni: total no integrados.

GWh: gigavatios/hora, MWh: megavatios/hora, KM: Kilómetros.

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2001.

Cuadro 5. Colombia: composición accionaria de Interconexión Eléctrica S.A. para 2002

Agentes	Participación	Participación
	(1)	(2)
Nación	66,03	58,98
Eppm	11,89	10,62
Epsa	1,33	3,87
Eeb	2,16	2,03
Ventas Corelca	2,06	
Chec	0,16	0,15
Feisa	0,003	0,0032
Nuevos	13,33	24,34
Total	100	100

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, estadísticas, (base de datos en Internet), ISA, 2002, www.cnd.isa.com.co/publicok/sic/comercial. Cifras en miles.

(1) Resultado del proceso de democratización a fines de 2000; en porcentaje.

(2) Resultado del proceso de democratización a mayo de 2002; en porcentaje.

El mercado mayorista y el esquema de coordinación y administración del sistema interconectado nacional son dependencias internas de ISA. El Centro Nacional de Despacho –Cnd–, opera las principales variables operativas y técnicas del sistema, lo que indicaría la existencia de elementos poco transparentes en la funcionalidad y regulación del mercado.⁴

Con relación a la expansión y la fijación de los cargos por la prestación del servicio de transmisión, el principal transmisor tiene injerencia importante al realizar propuestas mediante estudios e información sobre estos temas y elaborar y procesar información básica para que el marco regulador e institucional opere, con relación al desempeño de la industria en su conjunto. Al respecto, se han hecho avances para darle transparencia al proceso tales como la puesta en operación de un Comité Asesor de la Planeación de la Transmisión –Capt– como filtro entre las propuestas del transmisor y las de la Unidad de Planeación Minero Energética –Upme–.⁵

II. Estructura reguladora del sector⁶

A. Naturaleza del servicio

La transmisión se concibe como una actividad independiente y el derecho al uso universal de la red se establece como el principio más relevante para permitir el desarrollo del mercado de generación. Es así como los transmisores deben permitir el libre acceso a sus líneas por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad; la no discriminación implica que los nuevos usuarios no deben asumir mayores cargos que los usuarios existentes a no ser que la tipología de servicios ofrecidos sea distinta; tampoco se plantea la opción de definir derechos de propiedad privados para el uso de las líneas.

4 Véase: Castillo y Galeano (2001). La evidencia presentada en el Capítulo 3 no permite esta conclusión. Sin embargo, se ha mencionado como un gran problema de la regulación las dificultades del operador del mercado mayorista, para proveer evidencia sobre el poder de mercado que se puede presentar en la generación (Ayala y Millán, 2002).

5 Adicionalmente, entre el mercado de generación y el Cnd se encuentra una agencia encargada de identificar reglas para la operatividad del sistema, el Concejo Nacional de Operación –Cno–; sin embargo, su conformación no es desconcentrada en su participación debido a que lo conforman los principales generadores.

6 Después de las reformas, el régimen de transición se estableció con las resoluciones 001 y 002 de 1994 y duró hasta finales de 1999. A partir de 2000 rigen las disposiciones establecidas en las resoluciones 218 de 1997, 058 de 1998 y 004 de 1999. Luego, se ha modificado parcialmente la 004 de 1999 mediante las resoluciones 062 y 063 de 2000 y la 021 de 2001.

En Colombia la planeación y la coordinación del sistema la realiza una dependencia adscrita a la firma transmisora incumbente. Es importante aclarar que los modelos de coordinación se mueven en esquemas híbridos que van desde el planeamiento centralizado al descentralizado; el primero se centra en la integración vertical y el manejo monopólico de la industria y el segundo se fundamenta en la creación de mercados y la existencia de coordinadores independientes (Castillo y Galeano, 2001).

B. Regulación del ingreso

Inicialmente, en el planeamiento de la expansión, se determinaba el costo de la red mínima capaz de satisfacer las necesidades de la demanda de punta, lo que comprende el valor presente de la reposición del capital y las inversiones necesarias para mantener la capacidad disponible, junto con los costos variables de administración, operación y mantenimiento –Aom–, es decir, se estimaban los costos incrementales que los usuarios le imponen al sistema; las reposiciones y las inversión adicionales se anualizaron con una tasa de descuento fijada por el regulador e incluyeron una tasa de retorno del 9%; los costos variables se fijaron como un porcentaje de los costos de capital, lo que corresponde a una práctica internacional.

La Resolución 001 de 1994 implantó la evolución anual de los ingresos para los transmisores existentes mediante una tasa de retorno, $R_t = R_{t-1} (IPP_t / IPP_{t-1} + X_t)$. Siendo R_t el ingreso en el año t e IPP_t / IPP_{t-1} el crecimiento en el Índice de Precios al Productor –IPP–, justificado para mantener constantes los ingresos en el tiempo.⁷ X_t se definió como un factor de crecimiento adicional para los ingresos, fundamentado para cubrir los costos de las líneas que ya estaban programadas y fue definido en 5% en promedio para el período regulatorio 1994–1999.

En general, los criterios para establecer los escenarios de demanda eran bastante controvertidos y se establecieron períodos de demanda máxima que no ocurrieron, por lo que la red mínima terminaba siendo onerosa. Además, la participación de cada agente en el ingreso se obtenía a partir de esta red mínima, la cual se determinaba *a priori* a partir de los despachos obtenidos en los escenarios de exigencia aprobados por la Creg.

7 Estos ingresos se determinaron con base en la información de costos de transporte suministrada por ISA y los otros agentes transmisores y en los análisis de la Financiera Eléctrica Nacional –FEN–, una entidad pública comprometida con la obtención de recursos, la financiación y la reestructuración de esta industria.

La revisión reguladora tuvo lugar con la Resolución 004 de 1999 y rige a partir de 2000.⁸ El ingreso ahora se fija en función del porcentaje de activos que cada transmisor posee en la red, lo que garantiza tanto la estabilidad en la remuneración como la independencia de los flujos de electricidad en las líneas que se asignan en el mercado de generación. Adicionalmente, para evitar el problema de la determinación del costo de los activos se definieron costos unitarios de referencia, con base en parámetros internacionales para evitar el problema de la determinación del ingreso base a regular. La indexación del ingreso se sigue haciendo con base en el IPP y el factor de crecimiento X se redujo a cero. El período regulatorio se fijó de nuevo para cinco años.

En cuanto a los nuevos proyectos, que se adjudiquen por convocatoria, el ingreso anual será igual a la menor oferta propuesta de ingresos esperados, la cual incluye los costos de preconstrucción y construcción, los costos de oportunidad del capital y de Aom, así como restricciones para el medio ambiente.⁹

La indexación anual del ingreso se hace con base en la tasa de cambio $-Tc-$ en lugar del IPP. La Resolución 022 de 2001 cambia estas disposiciones, establece que las ofertas se deben hacer en dólares y la remuneración anual se indexa con base en el índice de precios al productor para Estados Unidos, correspondiente a los bienes de capital $-Ppi-$, pero se paga en pesos colombianos. Esta Resolución tendría vigencia hasta 2004.

Por último, las ampliaciones o reposiciones de los activos se remuneran como activo existente si las ejecuta el propietario o como nuevo si son adjudicadas en convocatoria.

C. Cargos por acceso y uso

Normalmente los cargos dependen del período de la demanda y la magnitud, la trayectoria y la distancia recorrida por la electricidad.¹⁰ Al principio fueron diferenciados por zonas o regiones, variaban con el nivel de utilización de las líneas y podían llegar a ser negativos, para estimular la ubicación de los generadores alrededor de algunas zonas. A partir de 1999 se definen cargos monomios en lugar

8 Las resoluciones 218 de 1997 y 058 de 1998 son borradores de la 004 de 1999.

9 Hay también restricciones para el flujo financiero de los proyectos, definidas por el regulador, que impiden que las inversiones se recuperen en un corto período, puesto que la vida útil de los proyectos es de 25 años.

10 Para la asignación del costo de la transmisión entre los usuarios se debe tener en cuenta tanto el período de vida de los proyectos como los cambios en las condiciones de oferta y de demanda en el tiempo.

de zonales, sólo dependen de la electricidad transportada y el período de la demanda (Resolución 043 de 1999). Estos cargos se componen de cargos por uso y cargos por conexión. Los cargos por conexión buscan remunerar el suministro y mantenimiento de los equipos y obras requeridas para la conexión de un usuario desde su sitio al sistema de transmisión cuando no posean los activos.¹¹

Inicialmente, se estipuló que tanto generadores como comercializadores pagaban el cargo por uso, los primeros según la capacidad instalada y los segundos en función de la demanda de electricidad,¹² y fueron asignados 50% y 50% respectivamente (resoluciones 001 y 002 de 1994).¹³ La distribución tuvo lugar hasta 1999, en 2000 se redujo la participación de los generadores al 25% y a partir de 2002 los comercializadores deben pagar todo el cargo por uso (Resolución 103 de 2000).¹⁴

La regulación también establece que los cargos por uso deben reflejar la calidad del servicio, la cual se expresa en términos de una continuidad o disponibilidad adecuados. En caso de incumplimiento de dichos límites, para los activos de uso habrá lugar a compensaciones por parte de los transportadores; aunque aplicada en la práctica como descuentos a los cargos por uso que pagan los usuarios. En tanto que para los activos de conexión deberá pagarse el costo de la generación de seguridad por la indisponibilidad.¹⁵

D. Cargos adicionales y señales para la expansión

1. Restricciones

Además de los cargos por uso, los usuarios tienen que pagar por las limitaciones en la capacidad de la infraestructura eléctrica y que no se tienen en cuenta en el programa de despacho ideal, las cuales resultan cuando la operación se hace realmente efectiva e incluyen los activos de generación y transmisión y exigencias adicionales de generación para satisfacer criterios de seguridad y confiabilidad.

11 El esquema de remuneración de estos activos es bastante similar al de las líneas de transmisión.

12 Se consideran tanto la capacidad efectiva declarada para el planeamiento del Sistema Interconectado Nacional –SIN–, como la tecnología y la zona donde se encuentran los generadores; para los comercializadores también se tiene en cuenta su localización.

13 Inicialmente los cargos por uso incluían una componente fija, independiente del uso de la red o de la localización, dadas las dificultades de medición del uso de la red. Esta componente se elimina a partir de 2002.

14 La asignación del pago de las futuras conexiones profundas es materia de estudio por la Creg.

15 Se excluyen indisponibilidades debidas a trabajos de expansión o a razones operativas, a las justificadas por el Centro de Despacho, eventos de fuerza mayor, causados por terceros, de emergencia, debido a mantenimientos mayores y cuando sean menores a 10 minutos. Se debería cumplir actualmente con una disponibilidad de más del 99%, lo que no aplica a raíz de los eventos persistentes de fuerza mayor (resoluciones 061 de 2000 y 158 de 2001).

En condiciones normales se tiene una red robusta que permite los intercambios de electricidad entre las diferentes áreas operativas para cubrir la demanda y desde el punto de vista de la expansión se asume que esa red es la óptima, en el sentido de que es más económico pagar por electricidad más costosa o generación adicional que expandir la red; es decir, esto constituye el pago alternativo a la ampliación de la red que evitan y es una señal para la expansión cuando se llega al punto en que su monto supera el valor de las inversiones necesarias para eliminarlas.¹⁶

Las restricciones se asimilan a cargos de transmisión y es natural que sean cubiertos por los usuarios de la red. Inicialmente este sobrecosto fue asignado a los comercializadores, en proporción a su demanda horaria (Resolución 024 de 1995). A partir de mayo de 1996 se distribuyeron con los generadores en iguales proporciones (Resolución 035 de 1995).¹⁷ De nuevo, con las resoluciones 062 y 063 de 2000 se cargan totalmente a los comercializadores.

Los transportadores serán responsables de pagar por restricciones cuando las desviaciones en el orden de mérito de la generación sean ocasionadas por el atraso en la puesta en operación de cada una de las líneas, subestaciones, o equipos, salvo cuando ello se deba a situaciones de fuerza mayor u orden público y a demoras en la obtención de la licencia ambiental.

2. Pérdidas

Los usuarios también deben pagar por las pérdidas que se presentan en la transmisión, las cuales son, en forma principal, función de los flujos de electricidad que circulan por las líneas y los transformadores. Se les asigna a los usuarios ya que los operadores no tienen control sobre estos flujos como resultado de la operación diaria del sistema.

Las pérdidas se asignan en proporción a las demandas de los comercializadores y se cobran como unos factores de pérdida de distribución que se adicionan a los cargos por uso.¹⁸ También constituyen una señal para la expansión del sistema, al ser una de las variables que caracterizan y justifican el desarrollo de nuevas inversiones y, junto con las restricciones, al compararlas con unos niveles de referencia, son indicadores de la calidad del servicio.

16 Estas generaciones forzadas o fuera de mérito se remuneraban como el $\text{Min} (\text{Max}_t (p_t, p_{at}))$ con $t = 1, 2, \dots, 24$. Donde p_t es el precio de bolsa y p_{at} el precio de oferta de la generación fuera de mérito horarios, buscando con ello disminuir el valor de estas generaciones (resoluciones 062 y 063 de 2000).

17 La Resolución 011 de 1996 aplazó el inicio del cobro a los generadores hasta mayo de 1996.

18 Los agentes involucrados pueden acordar un valor diferente (Resolución 002 de 1994).

E. Procedimientos de inversión

La Ley Eléctrica estableció que la expansión de la transmisión debe ser un resultado planificado por el Ministerio de Minas, a través de la Upme, con la sugerencia de un comité de planeación y que ISA sería la encargada de ejecutarla. A esta última se le confirmaron la operación y mantenimiento de la red de su propiedad, la planeación y la coordinación de la operación de todo el sistema y la prestación de servicios técnicos relacionados con su objeto social. Esta serie de funciones resulta del papel que desempeñaba esta empresa antes de la reforma y de considerar al Estado, en últimas, como el garante en la prestación de este servicio público. En la actualidad se ha implementado un mecanismo de licitaciones, abierto a las firmas existentes o a cualquier interesado sea nacional o extranjero, buscando resultados competitivos al esperarse que para ganar la convocatoria los oferentes estén motivados a presentar propuestas muy cercanas a sus costos. La firma incumbente está obligada a presentarse, mientras permanezca como pública, para garantizar de algún modo las disposiciones de la Ley.

Sólo con la Resolución 218 de 1997 se reglamenta el comité asesor Capt, el cual queda compuesto por los tres más grandes generadores, comercializadores y transmisores. La Resolución 022 de 2001 restringe su composición a un sólo representante para las empresas integradas verticalmente o que tengan más de una actividad en la industria, y se modifica cada tres años o cuando la composición relativa de la industria lo amerite. El Cnd hace parte del comité con voz pero sin voto.¹⁹ Este comité aparece como un organismo de consulta, que puede proponer planes de expansión alternativos, pero frente al cual el pronunciamiento de la Upme no es obligatorio. También se definió que inicialmente el plan es preliminar, con el objeto de compatibilizar la información y las proyecciones presentadas en los planes de expansión de los agentes del sector y la industria en su conjunto. El plan es puesto en consideración de los agentes interesados, los cuales también pueden dar opiniones y conceptos y proponer proyectos alternativos que puedan ser tenidos en cuenta en la elaboración del plan definitivo.

Luego la unidad de planeación define el plan de expansión de referencia cuyo objetivo consiste en la minimización de los costos de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas del sistema de transmisión, suficientes para satisfacer la demanda esperada, de una manera flexible y cumpliendo con las disposiciones

19 Existe un proyecto de resolución donde se propone incluir un generador y un distribuidor adicionales, con voz pero sin voto.

en materia de confiabilidad. La unidad deberá explicar las razones para no aceptar recomendaciones. La ejecución del plan se hace mediante la elaboración de documentos de selección (que contienen la información básica del proyecto),²⁰ definidos por el Ministerio de Minas, conceptuados por el comité asesor y terceros y aprobados por el regulador, y se llevan a una licitación pública.

Las ofertas por los proyectos se hacen en sobre cerrado y aquella a seleccionar es la que propone el menor valor y recibirá una retribución igual a la oferta económica que presentó, diferida en un término de veinticinco años. Los activos se mantienen en propiedad del operador incluso después del período de recuperación de la inversión (esquema tipo Building, Operating and Maintaining –Bom–). En adelante, los activos reciben un pago correspondiente a la valoración de las unidades constructivas en ese momento (véase en la sección II.B cómo se remunera el ingreso regulado para los transmisores existentes).

El Ministerio de Minas debe publicar, por los menos cinco días hábiles previos a la selección, la lista de todas las ofertas indicando cuáles no podrán seleccionarse, dando la posibilidad para que los proponentes declaren sus observaciones.²¹ Esto podría dar lugar a suspensión de la asignación por parte del Ministerio, aunque solo por una vez. Cuando no hay proponentes o ninguno resulta reelegido se reabre la convocatoria, para lo cual la Upme es autónoma en su decisión. Cuando haya un solo proponente que cumpla con los requisitos estipulados la selección estará sujeta a la aprobación de la comisión reguladora.

Por otro lado, las ampliaciones y reposiciones de las líneas existentes hacen parte del plan de expansión y deben ser desarrolladas por sus propietarios. En caso contrario se abrirá una convocatoria para su ejecución. Las solicitudes de conexión también se someten a convocatoria, pero no requieren concepto del Capt.

F. Resultados de las convocatorias

Solo se han abierto dos convocatorias públicas internacionales, para líneas de transmisión de 230 KW, las cuales fueron adjudicadas a ISA (convocatorias Upme 001 y 002 de 1999). En la primera, doce empresas adquirieron los pliegos de la convocatoria, pero luego de algunas consultas solo se recibieron ofertas por parte

20 La unidad de planeación define los requerimientos técnicos y el regulador se reserva el derecho a manejar el perfil financiero de los proyectos.

21 Una oferta no resulta seleccionada cuando configura posición dominante, no presenta póliza de seguridad o no manifiesta el compromiso de constituir la póliza de cumplimiento, no cumple los requisitos técnicos del proyecto, no presenta un cronograma para su desarrollo o no manifiesta el compromiso de cumplir con el reglamento de operación y la regulación.

de la firma ocupante y de un consorcio de empresas de consultoría colombianas. La primera oferta se acercó de manera importante a la estimación de la unidad de planeación del valor del proyecto en costos unitarios de referencia –Cur– de 48 millones de dólares, pero la otra fue 2,5 veces más costosa que la primera y fue descalificada por no presentar las pólizas requeridas. En la segunda convocatoria nueve empresas adquirieron los pliegos, pero luego de algunas consultas solo se recibieron las de la ocupante y el mismo consorcio; la primera se acercó de manera importante a los Cur, estimados en 17 millones de dólares, pero la oferta del consorcio fue 1,7 más costosa que la de ISA (Gómez, 2000).

1. Nuevo proyecto de expansión

Cada año se debía realizar un proceso de selección, pero ahora la norma establece que los plazos serán definidos por el Ministerio de Minas cuando lo considere oportuno (Resolución 093 de 2001).²²

2. Disposiciones para evitar la concentración y el abuso de posición dominante²³

Los participantes en las convocatorias deben ser exclusivamente transmisores; ninguna empresa puede tener más del 25% del total de los activos, con excepción de la principal transmisora, quien tampoco puede tener o incrementar su participación en otras empresas existentes o que vayan a ser seleccionadas; en un mismo proceso de selección los proponentes no pueden tener ninguna vinculación económica entre sí;²⁴ los generadores, distribuidores y comercializadores, o las empresas integradas verticalmente que desarrollen de manera conjunta más de una de estas actividades, no pueden tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del 15% del capital social de una empresa de transmisión existente o futura, ni con respecto a esa empresa, tener posición de controlada o controlante; y, en un mismo proceso de selección, una persona no está autorizada para participar bajo distintos esquemas contractuales en más de una propuesta.

22 El plan de expansión preliminar fue planteado desde octubre de 2000 pero la apertura del proceso ha estado sujeta a aplazamientos permanentes; debido a la necesidad de asegurar una participación importante de firmas y a las dificultades encontradas por la Creg para evaluar el perfil financiero del proyecto; pero también por las estrategias de guerra de los actores armados que están atentado indiscriminadamente contra la infraestructura pública.

23 Resoluciones 051 de 1998 y 022 de 2001.

24 Existe vinculación económica con una firma cuando se supera el 25% del capital accionario o cuando se tenga su control.

G. Problemas regulatorios

1. Ingreso regulado para la red existente

Los componentes del ingreso regulado se están referenciando con base en estándares internacionales, para reducir asimetrías de información a favor de los regulados, aunque no sucede así para las reposiciones o ampliaciones de las líneas existentes. La base del ingreso debería ser pareja para evitar distorsiones. De todas maneras estos cambios, como la definición del Cur, son muy polémicos, no solo en cuanto a la reducción en la remuneración que se tenía sino también en cuanto a la valoración de las empresas. En general, las remuneraciones para el sector han sido módicas, y el factor creciente de riesgo país ha pesado mucho, lo que reduce la tasa de retorno real.

2. Cargos por uso

Los pagos realizados remuneran inversiones ya definidas y corresponden a la transición, en donde ISA tuvo una participación importante en la determinación de las zonas y el tamaño de la red. La asignación de los cargos ha sido cambiante y como recaen ahora sólo en los comercializadores hay un problema de insolvencia financiera creciente, ya que existe un desfase entre los pagos que deben efectuar a generadores y transmisores y los recaudos; también es preocupante la incapacidad del Estado de asegurar el pago de subsidios, consignados pródigamente en la Ley Eléctrica, para poder interconectar zonas aisladas y atender a grandes poblaciones de bajos recursos.

Los incentivos que genera el esquema de cargos por uso no son los adecuados, al compararlo con otros esquemas utilizados en la práctica. La opción más sugerida en la literatura son los precios nodales, es decir, los resultantes en cada punto donde se encuentren la oferta y la demanda de electricidad. La existencia de congestión en las redes hará que las diferencias de precios, aún suponiendo desempeños competitivos entre los nodos, se mantengan y se conciban como el costo de oportunidad de no tener una red lo suficientemente robusta, lo cual normalmente se paga por parte de los usuarios como un cargo por congestión y entra a financiar expansiones eventuales de la red. Pero la creencia de la complejidad de estos precios ideales ha llevado a la aplicación de precios zonales o uniformes, mediante el uso de promedios de precios o sin tener en cuenta en un primer momento las restricciones de las líneas, lo que aparece más simple para propósitos comerciales.²⁵

25 Véase: Hogan, William (1998), quien manifiesta que, a diferencia de lo aceptado, el cálculo de precios nodales no genera mayores complicaciones y los precios zonales no son fáciles de definir ni tampoco estables en el tiempo.

Sin embargo, esto produce incentivos perversos entre los usuarios, ya que las restricciones no se pueden eliminar y la ampliación de zonas no las remueve y, por lo tanto, no mitiga el poder de mercado a que conducen estas restricciones; la agregación de precios permite que las acciones de quienes ejercen poder de mercado permanezcan ocultas y reduce algunas de las posibilidades para limitarlo, porque la demanda es pasiva al no tener una señal para elegir las ofertas con menores precios o llevar a cabo contratos a largo plazo y se reducen los incentivos a la entrada de competidores; los usuarios de las líneas deberían tener la opción de equiparar el costo de oportunidad de tener que pagar por una red más costosa con la de acceder a comprar (vender) electricidad a precios más bajos (más altos).

El mercado mayorista colombiano funciona como un sistema ideal o sin restricciones y los cargos por uso no se diferencian por la localización, como ocurría anteriormente cuando estos eran zonales. Tampoco existen cargos por congestión. Cuando la operación del sistema se hace efectiva se tienen en cuenta todas las restricciones y se paga por la generación adicional en que se incurre. Esta manera global de considerar las restricciones puede conducir a aumentar el poder de mercado de los generadores porque los precios no dan la señal adecuada de la escasez, lo que se agrava cuando existe integración vertical en la industria y se han presentado eventos donde el mercado de generación deja de ser competitivo, lo que ha llevado a su intervención.

En todo caso, si bien no existen cargos por congestión, la evolución de las restricciones sí puede operar como una señal adecuada para la expansión de la red de transmisión.

Anteriormente se intentó por medio de cargos zonales diferenciados, que incluso podían ser negativos dependiendo del grado de utilización de las líneas, motivar la localización de los usuarios en la red. Esto resultó prácticamente inoperante al ser inelástica la localización al cargo por uso y los precios de generación homogéneos para todo el sistema, lo que impedía aprovechar las diferencias zonales. En todo caso, es difícil la aplicación de mecanismos avanzados de mercado bajo la presión de los atentados por parte de los grupos al margen de la ley.

3. Deficiencias en el propósito de las restricciones y las pérdidas, y poder de mercado en la generación

Al igual que con los cargos por uso, el pago de restricciones se reparte entre todos los comercializadores en proporción a su demanda sin considerar la localización y, además, hay dificultades para su identificación y medición; éstas pueden

asociarse con congestiones en las líneas, recursos de generación más costosos o con la especulación de los generadores.

Si bien la planeación de la expansión ha conducido a una capacidad de transmisión robusta, los precios de las generaciones de seguridad han sido determinados por unos pocos. La Resolución 034 de 2001 estableció criterios para determinar los precios de estas generaciones y penalizaciones en caso de estrategias especulativas en cuanto a declaración de precios y disponibilidad. Asimismo, se han implantado limitaciones a la declaración e información sobre precios y disponibilidad de los generadores en bolsa, embalses e hidrologías y disponibilidad e indisponibilidad de los activos de transmisión con el objeto de darle transparencia e independencia a la toma de decisiones de los agentes. A la fecha –2002–, las limitaciones de información no rigen para los activos de transmisión y para los generadores prácticamente se han eliminado.²⁶ Bajo estas condiciones no son operantes las propuestas de crear mecanismos de mercado para la determinación del precio de las restricciones.

En situaciones normales, el costo de las restricciones debe dar señales a los comercializadores para valorar su ubicación y el uso de la red, y a los planificadores para decidir cuándo expandirla. Sin embargo, en situaciones anormales, causadas por las condiciones de violencia, estas señales pierden validez y sus costos deberían ser asumidos por todos los usuarios.²⁷ Por lo tanto, se deberían flexibilizar las exigencias de seguridad; incluso las pérdidas aumentan como consecuencia de las restricciones, por lo que se podría reducir la participación de la seguridad en la generación total. Cuando las pérdidas, al margen de condiciones adversas exógenas, superan los márgenes de referencia, no hay mecanismos de compensación para los usuarios de las redes.

4. Escasa competencia por la expansión

Este mecanismo parecería bien definido como resultado de la concertación, la disponibilidad y provisión de información sobre los proyectos y los criterios de selección. Sin embargo, es factible la presión de grupos de interés, como son los grandes agentes y las empresas regionales, a través de los ministerios de Minas y Hacienda. El Capt participa en el juego regulatorio solo a partir de 2000, su

²⁶ Véase las resoluciones 026, 034, 038, 094 y 099 de 2001.

²⁷ La asignación del pago de las restricciones solo a los comercializadores ha agravado su sostenibilidad financiera. De hecho, con la resolución 034 de 2001 se establecen períodos de prórroga para la transferencia de estos costos a los comercializadores y, por ende, a los usuarios del servicio.

composición está sesgada a los grandes agentes y solo es un organismo de consulta, al igual que todos los otros agentes interesados. Lo positivo es que los incentivos para vetar proyectos son bajos al ser los cargos asignados no sólo al área de influencia de los proyectos y pagados por los comercializadores.

En cuanto a la credibilidad del mecanismo, un rasgo a favor es que los activos permanecen en poder del transportador y se siguen remunerando incluso después de terminado el período de recuperación de los ingresos. Sin embargo, no hay garantías explícitas de pago (riesgo de retraso en los pagos) como tampoco un contrato respaldado por el gobierno (no hay una entidad que se responsabilice de efectuar los pagos) (Gómez, 2001). Para presentar una oferta se debe pagar una póliza de seriedad, que con la Resolución 022 de 2001 se redujo del 10% al 5% del valor del proyecto, y una póliza de cumplimiento equivalente al 10% de este valor. Estas reducciones en las garantías reducen la calidad de las propuestas.

Las ventajas de la firma ocupante. ISA posee actualmente cerca del 70% de la red, siendo la nación propietaria del 59% de ésta y el resto pertenece a empresas integradas verticalmente, lo que imposibilita la existencia de mecanismos de mercado en la transmisión como es el de la competencia comparativa,²⁸ y dificulta la participación de competidores en las convocatorias, dadas la naturaleza de la actividad, intensiva en capital y con costos hundidos,²⁹ y la multiplicidad de objetivos al ser una empresa pública y haber contribuido a la configuración de la industria. Además, las disposiciones que buscan evitar la concentración accionaria y el abuso de posición dominante permiten que esta empresa mantenga o incremente su participación en el mercado si es seleccionada en la licitación; además, esta empresa tiene ventajas significativas de información al ser quien opera y coordina este mercado, proporciona la información sobre su desempeño y provee análisis que sustentan la regulación y la planificación de toda la industria. Anteriormente realizaba la expansión y como tal tiene una gran disponibilidad de información y experiencia, lo que hace que sus costos de transacción sean más bajos.

Incentivos. Las convocatorias motivan la eficiencia cuando se asigna la expansión a la oferta de menor valor, pero las penalizaciones al desempeño de los transmisores solo se dan en el caso en que ocurran atrasos a la entrada en operación de las líneas, mediante el pago de generaciones adicionales de seguridad que se

28 El cual es compatible con incentivos a la eficiencia y soluciona problemas de información cuando el comportamiento de los agentes es comparable.

29 Al ser el tamaño de la red relativamente pequeño se debe estar en un punto donde los costos medios todavía son decrecientes.

requieren; aunque los atrasos debido a atentados y demoras en la obtención de la licencia ambiental no son tenidos en cuenta. Cuando una indisponibilidad en las líneas es mayor a la reglamentada, el transmisor deja de ser remunerado, pero no es penalizado. Sin embargo, no existen incentivos adicionales a la remuneración de los ingresos como podrían ser cargos asociados a congestiones o participación en las pérdidas, porque la transmisión juega un papel pasivo y está sujeta a la operación del mercado de generación.

Riesgo país. Existen fuertes restricciones debido a los cambios en las reglas del juego por parte de la Creg, la debilidad en la fiscalización y control de la industria y las condiciones adversas del país debido a la violencia, los cuales exigen que se flexibilicen los criterios de seguridad y confiabilidad, y establecer un contrato donde haya una mayor participación y concertación de todos los agentes con el objetivo de reducir la incertidumbre y el sobre costo que termina asumiendo el consumidor final.

Evaluación. Si bien ISA ganó las primeras convocatorias, la existencia de oferentes más calificados hubiera permitido una mayor transparencia del proceso; lo que para nada implica que su oferta no hubiera sido eficiente. El nuevo esquema permite que la dinámica del sector no se distancie de la evolución real del mercado de generación. Aunque se deben buscar mecanismos que reconcilien aún más la evolución de estos dos sectores, puesto que la especificidad de los activos de transmisión es mayor y el plan de expansión de la generación es sólo indicativo; anteriormente se intentó reconciliarlos al darse información sobre la importancia de determinadas zonas, pero los incentivos tarifarios que se daban para la ubicación de las generadoras o los centros de demanda son inoperantes y la ubicación de las líneas de transmisión se basa en una perspectiva temporal mucho mayor a la de corto plazo. Es necesario complementar la expansión de este último, por ejemplo, mediante la creación de un banco de proyectos para los generadores, que se conforme a partir de los estudios de la Upme o que registren los agentes interesados.

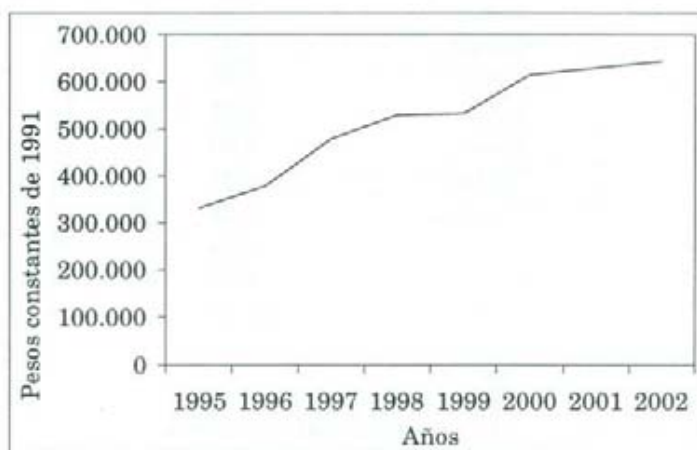
III. Desempeño del Sector

A. Ingreso regulado y cargos por uso

Desde que se inició el nuevo esquema de cargos por uso en 1995, los usuarios remuneraban a los transmisores de acuerdo con el uso que hacían de la red; luego se determinó una red mínima capaz de soportar la demanda máxima. A partir de 2001 se paga a cada transportador en función del porcentaje de participación que posee de la red. Para 2002 el ingreso estimado es de 644.479 millones de pesos (a

pesos constantes de agosto de 2001), lo que refleja un crecimiento sostenido, a excepción de 1999 donde fue mucho más bajo debido a la desaceleración de la demanda.³⁰ Esto ha sido producto del ajuste gradual o nivelamiento del ingreso después de los requerimientos de expansión que ya estaban definidos en los planes anteriores (Gráfico 3).

Gráfico 3. Colombia: evolución del ingreso regulado de la transmisión, 1995-2002 (pesos constantes de agosto de 1991)



Fuente: Upme, 2002.

Realizando una desagregación por empresa se tiene que en promedio la evolución de la participación en el ingreso en 1995-2000 y su tasa de crecimiento favorecen a la firma ocupante. Las empresas con crecimiento significativo de sus ingresos son principalmente: Empresa de Energía de Boyacá -Ebsa-, Central Hidroeléctrica de Betania -Chb- y Eeppm. Adicionalmente se puede identificar que solo entre cinco transportadores agrupan el 89,14% del ingreso; ellos son: ISA y sus accionistas (Eeppm, Empresa de Energía de Bogotá -Eeb-, Empresa de Energía del Pacífico -Epsa- y la Central Hidroeléctrica de Caldas -Chec-), resultando para el

30 La demanda de electricidad pasó de 44.202 en 1998 a 41.864 GWh en 1999.

restante un agregado compartido de sólo 10,86%. Igualmente, quienes tienen alta participación en el ingreso también poseen el mayor porcentaje de la red y equipos de transmisión, con un 86,65% (Cuadro 6).

Cuadro 6. Colombia: participación en la propiedad de la red de transmisión para 2002

Empresa	Porcentaje
Transelca	10,16
Eeb	7,44
Epppm	7,22
Ebsa	0,21
Epsa	2,87
Essa	1,63
Distasa	0,45
Corelca	0,36
Chb	0,33
Cens	0,21
ISA	69,45*

* ISA adquirió la participación de la Chec en 2001 y el 65% de las acciones de la Transportadora Eléctrica de la Costa Atlántica –Transelca– en 1998.

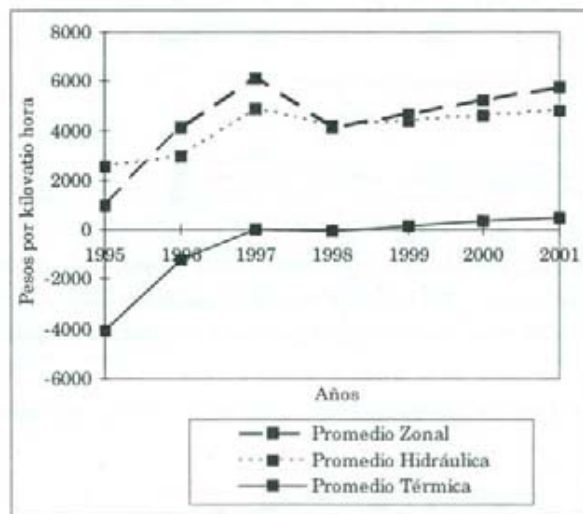
Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2002.

Por otro lado, los cargos por uso fueron asignados a los generadores, en función de la ubicación y tecnología, y para los comercializadores en proporción a su demanda, periodo de carga y ubicación.³¹ En el Gráfico 4 se observan para los generadores los promedios por tecnología y el agregado zonal, y, al igual que para el ingreso regulado de 1997, se presentan unos mayores cargos. Igualmente, hay para ese año un mayor cargo para los hidráulicos y en 2001 las plantas térmicas

31 La evolución de estos pagos fue paulatinamente inclinándose hacia los comercializadores; inicialmente la proporción era 50% generadores y 85% comercializadores (Resolución 002 de 1994), luego en 2000 fue de 25% y 75% respectivamente (Resolución 094 de 1999). A partir de 2002 los comercializadores los asumen totalmente.

tuvieron el mayor cargo. En general, la tendencia de los cargos por zona y tecnología muestra sesgo a estabilizarse alrededor del mismo valor, para la tecnología térmica aparecen en algunos años valores negativos como estímulo a la ubicación en determinadas zonas, y que fueron inoperantes.³²

Gráfico 4. Colombia: evolución de los cargos por uso a generadores por tecnología, 1995-2001



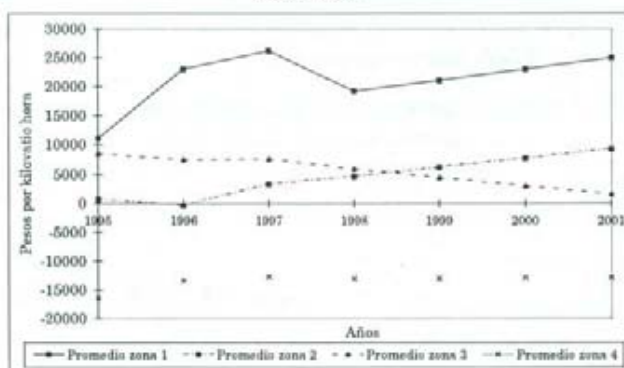
H: Tecnología Hidráulicas, T: Tecnología Térmica.

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

Discriminando por zonas (Gráfico 5), hay una clara estabilidad de los cargos para la zona 4 hacia un valor negativo, lo que indica que luego de alcanzarse un nivel de instalación mínimo e inicial de equipos se produjo un estancamiento. Para las zonas 1 y 2 se tiene una tendencia positiva, sólo la zona 3 presenta cargos decrecientes, lo que puede indicar una reducción de los generadores. En general, la tendencia creciente en los cargos indica unos mayores requerimientos de ingresos para remunerar las inversiones del período 1998-1999.

32 La metodología para los cálculos fue por promedios simples ponderados debido a las restricciones de información, sin esta limitación sería posible tener en cuenta en cada zona factores como la demanda y el número de comercializadores.

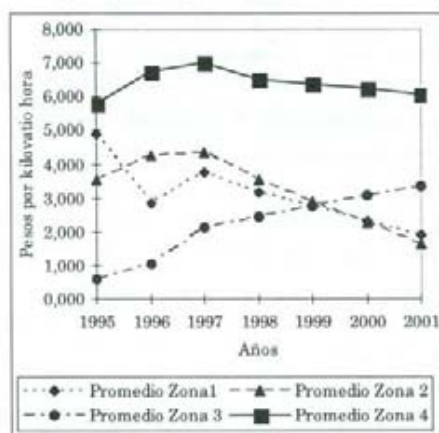
Gráfico 5. Colombia: evolución cargos por uso a generadores por zonas, 1995-2001



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

Existe un cambio regulatorio en 1998-1999 donde se ajustan los cargos, aumentando el promedio zonal y el correspondiente a los hidráulicos.³³ El análisis para los comercializadores es un reflejo opuesto de lo planteado para los generadores (Gráfico 6).

Gráfico 6. Colombia: cargos por uso a comercializadores por zona, 1995-2001

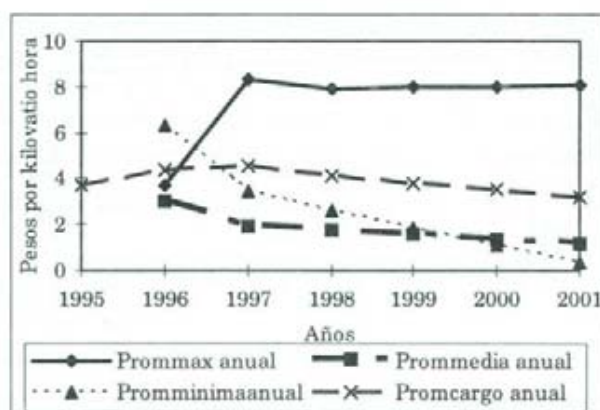


Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

33 Las solicitudes de ajuste tarifario para 1999 pueden ser el reflejo de una reacción de la firma ocupante a los cambios regulatorios y la competencia por la expansión. Las resoluciones 233 de 1997 y 126 de 1998 aceptan estas propuestas.

Para los comercializadores, como ya se planteó, existe una discriminación de los cargos por períodos de carga, siendo mayores para la carga máxima y menores para la mínima. El promedio anual presenta una tendencia decreciente, lo que reporta a los usuarios incentivos positivos (Gráfico 7).³⁴

Gráfico 7. Colombia: evolución cargos por uso comercializadores por periodo de carga, 1995-2001



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

B. Indicadores de eficiencia: pérdidas, restricciones, cobertura y tarifas

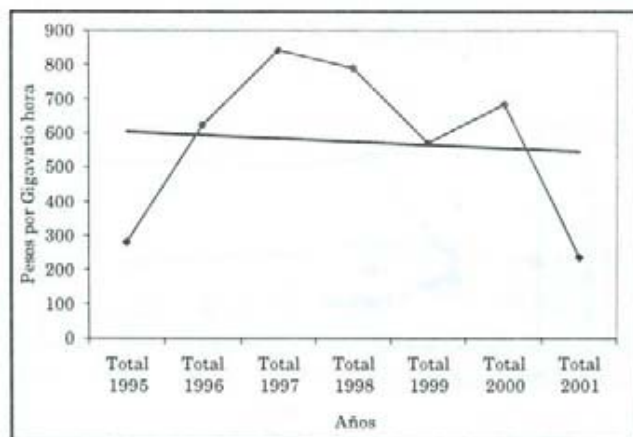
Si bien las pérdidas son consideradas como resultado de la evolución normal de los flujos de electricidad en las líneas, se busca minimizarlas como indicador de eficiencia.³⁵ Los resultados han sido positivos para los últimos años, aunque explicado, en parte, por una caída de la demanda, la cual pasó de 44,024 Gigavatios -GW- en 1998 a 41,865 GW en 1999. El aumento en 1999-2000 se explica por el

34 Para 2002 se estima que los comercializadores paguen por uso del Sistema un total de \$42.989.557.760,33 (pesos por kilovatio hora de agosto 2001).

35 También existen limitaciones de información, ante las crecientes restricciones que afectan el sistema, por mandato ministerial está restringida gran parte de la información relacionada con el sector. Hay que advertir que adicional a las pérdidas existen factores de pérdidas de distribución y de comercialización, que no se tratan en esta investigación.

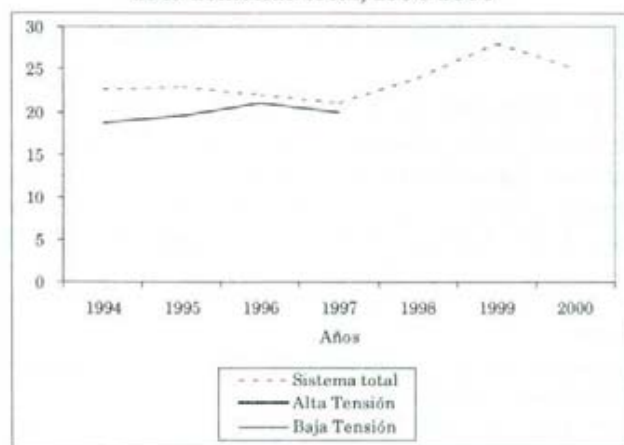
crecimiento de las restricciones, tema que se trata posteriormente. La tasa de crecimiento de las pérdidas como porcentaje de la demanda es creciente para 1998-1999, pero se inclinan a la baja para 2000 (Gráficos 8 y 9).

Gráfico 8. Colombia: pérdidas de electricidad en la transmisión, 1995-2000



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

Gráfico 9. Colombia: pérdidas en la transmisión como porcentaje de la demanda total, 1994-2000

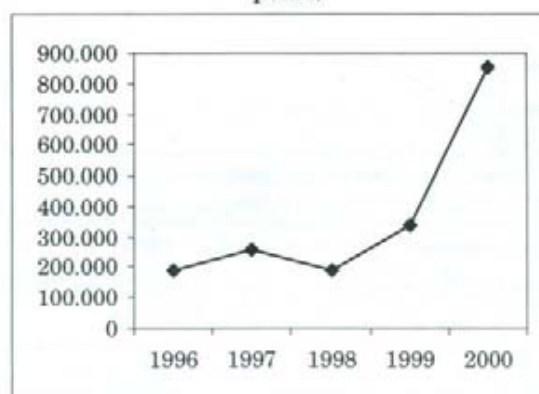


Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

Sin embargo, en el plan de expansión 1996-2010 se planteó que las pérdidas deberían disminuir hasta el 19% en 1998, pero fueron de 24%. Se espera, además, que para el segundo escenario de exigencia estas pérdidas disminuyan desde 1998 a una tasa de un punto cada cinco años hasta 16,5% en 2010; se requiere en una investigación posterior seguir la evolución de estos índices, ya que las pérdidas están sobredimensionadas porque los flujos de electricidad transmitidos son mayores a la demanda estimada (Upme, 2002).

En cuanto a las restricciones en el Sistema de Transmisión Nacional –Stn–, éstas pueden darse por múltiples razones, tanto técnicas como operativas; en general, se convierten en generación adicional, normalmente con un costo mayor, por lo que producen un sobre costo en la operación del sistema. Desde 1997 hasta 2000 este sobre costo ha presentado una tendencia creciente (Gráfico 10).

Gráfico 10. Colombia: costo total de las restricciones, 1996-2000 (en millones de pesos)



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2002.

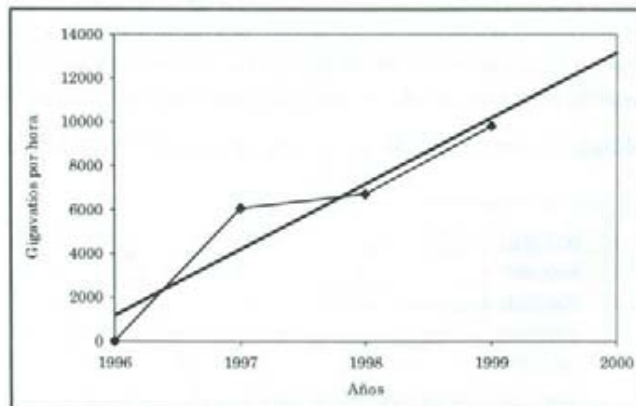
Adicionalmente, tanto las generaciones de seguridad, necesarias para cubrir las restricciones del sistema, como su porcentaje con relación a la electricidad total, presentan una tendencia creciente en el tiempo desde los inicios del mercado (Gráficos 11 y 12).

En 2000 las restricciones tuvieron un gran aumento como resultado principalmente de los atentados a la infraestructura física; el costo de estos equivalió en promedio a 1.100 millones por día (Arbeláez y Barrientos, 2001).³⁶ Sin embargo, en

36 Se puede pensar que con el pago de restricciones en los últimos años se pudo haber duplicado la red de transmisión.

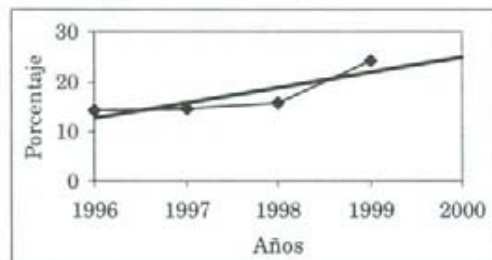
el transcurso de 2001, en especial entre enero y abril, se presentó una disminución, básicamente por la adecuación de equipos y la puesta en marcha de estrategias por parte del Cnd para disminuirlas, lo cual ha contribuido a bajar los índices de pérdidas y aumentar la eficiencia de la transmisión (Gráfico 13).³⁷ Actualmente –2002–, el regulador mediante las resoluciones 021, 034, 094 y 099 de 2001, regula el precio de la generación de seguridad debido a la fragmentación del mercado producto de las limitaciones que se presentan en las líneas que conectan algunos generadores.

Gráfico 11. Colombia: cantidad de energía de seguridad en el sistema, 1996-2000



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2002.

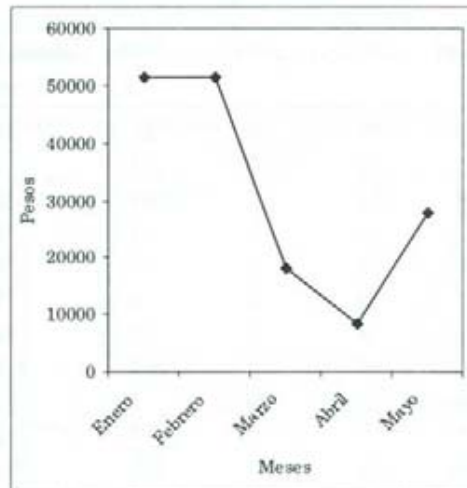
Gráfico 12. Colombia: porcentaje de la energía de seguridad con respecto a la generación total, 1996-2000



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2002.

37 A pesar de la eliminación de la clasificación entre regionales y globales, para simplificar la asignación de los costos, se requiere crear mecanismos que incentiven a los transmisores a ejecutar planes encaminados a reducir las restricciones, además de las penalizaciones actuales que sólo se deben a atrasos.

Gráfico 13. Colombia: valor en pesos de las restricciones totales, 2001



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

Al efectuar una desagregación por plantas que participan en la generación por seguridad, aparecen con mayor participación: Termoeléctrica de Barranquilla S.A. -Tebsa-, Urrá, Tasajero, el Guavio (que pertenece a Emgesa, el principal generador) y Guajira (que es planta generadora de Corelca), todos generadores privados a excepción de Urrá.

Con relación al número de torres derribadas por empresa en 1999-2001 (Cuadro 7), debido a los atentados, la mayor participación la tuvo ISA y sus accionistas Epm, Epsa y Chec, o sea la infraestructura pública. Estas torres no se han podido reparar en su totalidad, debido al conflicto interno del país, lo que se materializa en sobrecostos e ineficiencias en la prestación del servicio.

Para el primer mes de 2002 se presenta un decrecimiento del valor de las restricciones (tregua navideña), pero ya para febrero se aumenta de nuevo su valor con tendencia creciente (incremento del conflicto). En estos dos meses se completan 149 torres derribadas; el costo de estas reparaciones supera los 20.000 millones de pesos y continúan siendo las empresas estatales las más afectadas (Gráfico 14).³⁸

38 En términos generales reparar una torre de energía puede costar alrededor de 60 millones (pesos de 2002), valor que depende del voltaje que sostenga la torre. En la actualidad el país cuenta con una red de aproximadamente 20.000 torres (Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002).

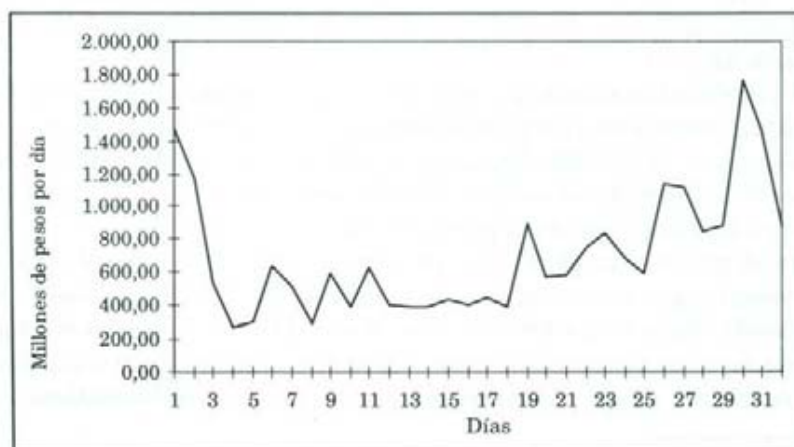
Cuadro 7. Colombia: torres de energía derribadas por los atentados según empresa, 1999-2001

Empresa	1999	2000	2001	Total	Reparadas	2002 (1)
Transelca	6	5	0	11	11	11
Eeb	2	2	0	4	4	32
Epm	59	134	12	205	116	7
Ebsa	2	0	0	2	2	10
Electrocosta	0	3	0	3	3	1
Epsa	0	9	0	9	9	1
Eade	0	8	4	12	12	0
ISA	179	281	132	592	472	77
Chec	0	0	2	2	2	0
Otras	0	0	0	0	0	10
Total	246	442	150	840	624	149

* Enero-febrero

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, (2002).

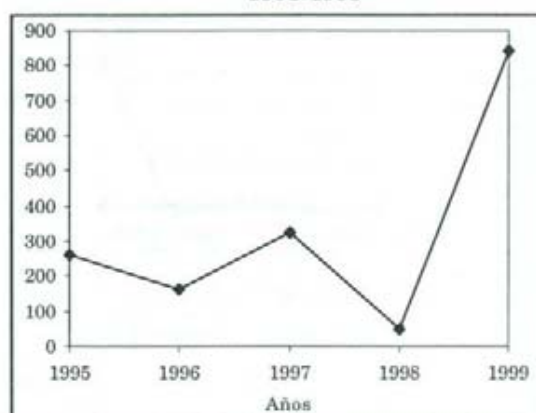
Gráfico 14. Colombia: valor restricciones, enero-febrero de 2002



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

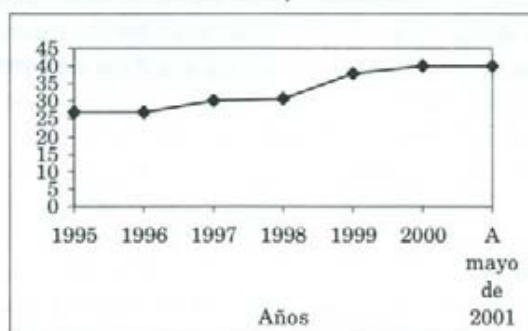
El otro indicador de eficiencia es la cobertura o expansión de la transmisión, analizado por la relación entre el incremento en subestaciones y kilómetros de líneas, se observa un avance positivo especial en 1998–1999. Para 2000 se tienen 1.448 kilómetros de líneas a 500 Kilovatios –KW– y 10.221 kilómetros de líneas a 220–230 KW (Gráficos 15 y 16).³⁹

Gráfico 15. Colombia: incremento en kilómetros de líneas de transmisión, 1995-1999



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2002.

Gráfico 16. Colombia: incremento en el número de subestaciones de transmisión, 1995-2001

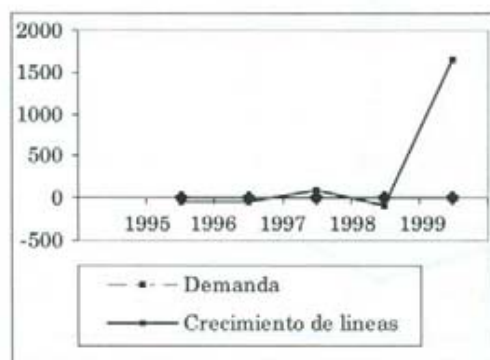


Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, (2002).

39 Con relación a la distribución local, medida por la cobertura de viviendas con electricidad, también se tienen avances importantes, pues el porcentaje pasó de 86% en 1993 a 93% en 1997, incluyendo cabeceras y el resto (Departamento Nacional de Planeación –DNP–, 2000).

Al comparar la expansión de la transmisión con el crecimiento de la demanda se tiene que la primera superó con creces ésta en 1999 (Gráfico 17). La demanda de electricidad muestra una desaceleración como resultado de la recesión económica y de la sustitución por gas.

Gráfico 17. Colombia: evolución de la demanda de electricidad y la expansión de la transmisión, 1995-1999

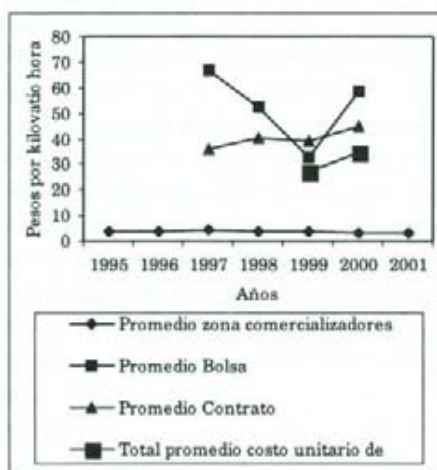


Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.

Por último, el Gráfico 18 presenta comparativamente la evolución de los precios promedio zonales de transmisión para comercializadores con los precios en bolsa y en contrato. Es positivo el resultado ya que los primeros muestran tendencia estable y muy por debajo con relación a los otros dos. Los precios de distribución también presentan tendencia decreciente y por debajo de aquellos precios.⁴⁰

40 No se incluyeron los precios zonales promedio para generadores por estar muy por encima de todos los otros precios, causando un efecto de distorsión en la escala de valores y que en general dicen lo mismo que los cargos para los comercializadores (Gráfico 5). En general, el mercado de energía mayorista -Mem- ha tenido en el corto tiempo de desarrollo un gran impacto sobre la economía, por ejemplo, en este mercado se produjeron en compraventa de electricidad en 1996 US\$1.490 millones, equivalentes al 1,6% del Producto Interno Bruto -PIB- colombiano. Este porcentaje ha evolucionado hacia el 2,4% en 1997 y el 2,2% en 1998 (Corredor, 1999). En el último año se transaron aproximadamente US\$ 2.700 millones (ISA, 2002).

Gráfico 18. Colombia: comparación de precios entre los diferentes sectores de la industria, 1995-2001



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, (2002).

IV. Conclusiones y recomendaciones para mejorar la regulación

Nos encontramos frente a la regulación de un monopolio natural que presta un servicio mediante líneas que tienen normalmente restricciones de capacidad. Anteriormente, la remuneración de las inversiones se basaba en los costos incrementales, equiparables al cambio en el costo total (o costo evitado) asociado con un aumento en la capacidad para satisfacer los crecimientos en la demanda (por no ampliar la capacidad):

“Normalmente estos costos se reportan sobre una base unitaria y entonces, el cambio en el costo total es dividido por el número de unidades (de demanda) lo que da lugar a un costo incremental promedio. Mientras el costo marginal se calcula para un cambio muy pequeño en la producción, el costo incremental promedio se puede calcular para cambios muy grandes en la producción y, en la práctica para incrementos sobre varios periodos de tiempo. [...] Podría interpretarse entonces como una forma práctica de calcular el costo marginal” (Cardona y Tamayo, 2001, 34-39).

Luego, las tarifas se remuneraron mediante la tasa de retorno, lo cual presentó problemas en la definición de la base de costos adecuada a retribuir (valoración de los activos existentes) y el retorno justo para el negocio. El criterio contable usado para estimar los costos no incentivaba la sustitución tecnológica porque se retribuían inversiones históricas, con independencia de que se considere necesario su

reemplazo por activos con tecnologías nuevas y más económicas. Actualmente –2002–, para los activos existentes y reposiciones o ampliaciones llevadas a cabo por los propietarios de las líneas y que no están sujetos a convocatoria, se han logrado avances al determinarse la base mediante costos de referencia internacionales, pero la determinación de la tasa de retorno y los incentivos escasos a la eficiencia productiva en la gestión de las líneas de este esquema se mantienen.⁴¹

Ahora se planifica la expansión mediante las señales que proporcionan las restricciones, y es llevada a cabo ya sea mediante la ampliación y reposición de las líneas existentes o mediante licitaciones para nuevos proyectos. En el caso de los nuevos proyectos, estos reciben una retribución igual a la oferta económica que se presentó. Sin embargo, las licitaciones no han producido los resultados esperados, no porque las inversiones adjudicadas hayan sido asignadas a la firma ocupante, además su oferta se acercó a los costos de referencia establecidos, sino debido a que los oferentes han sido pocos, lo que se puede acentuar a causa de la situación de violencia y la inestabilidad reguladora. Además, esta empresa llevó a cabo significativas inversiones antes de que finalizara la transición (1998–1999), y en la cual tenía un papel importante en la determinación de las expansiones requeridas por el sistema.

Si fuera posible la existencia de varios propietarios, ya fueran remunerados mediante la oferta económica presentada en la convocatoria o mediante competencia referencial, siendo comparables sus estructuras de costos y riesgos, no son tan claros en la actualidad los beneficios que podría presentar la separación horizontal del sector. Existe un costo de oportunidad sin resolver entre las economías de escala que se pueden perder al separar empresas y las ganancias de información obtenidas por la separación de las actividades entre varias empresas. Cuanto más se fragmente territorialmente un monopolio natural, más información se obtiene y más efectiva resulta la competencia, aunque mayores son los costos derivados de economías de escala o de alcance.⁴²

41 Véase: Lasheras, (1999).

42 El mecanismo de competencia referencial se puede aplicar cuando el comportamiento observado de varios agentes es perfectamente comparable, aunque no sea posible observar su esfuerzo. La remuneración que cada agente recibe va a ser función de la diferencia entre sus resultados observados y una referencia (por ejemplo, la media) de los resultados del conjunto de los agentes (Lasheras, 1999, pp. 102-104). Es fácilmente demostrable que a medida que aumenta el número de agentes su remuneración se aproxima a su costo medio (solución de segundo mejor). Es menester aclarar que si bien la firma ocupante no es la propietaria de toda la red de transmisión (76%), el porcentaje restante es resultado de la configuración de la industria y esta actúa de manera pasiva al no participar en la operación del sistema ni en las licitaciones (Interconexión Eléctrica S.A. –ISA–, 2002).

Por otro lado, en Colombia se planifica el desarrollo de una red lo suficientemente robusta, lo que si bien es más fácil de administrar y asumir por los usuarios implica que se dejan de lado los problemas tarifarios asociados a la existencia de restricciones y congestiones; tampoco se tienen en cuenta en la remuneración todos los beneficios potenciales asociados a la existencia y ampliación de las líneas.

El flujo de electricidad entre dos puntos obedece a condiciones físicas ajenas a las relaciones bilaterales de posibles contratos entre generadores y consumidores situados en esos puntos, las llamadas leyes de Kirchoff, y hacen que cualquier incorporación o salida de electricidad de la red, afecte al sistema entero y pueda afectar la capacidad de inyectar generación o satisfacer el consumo en los distintos puntos de la misma, lo que implica que la congestión de un determinado tramo, o las condiciones de demanda y de producción de un determinado punto, influyan en lo que ocurre en el resto de la red. Esto implica que los precios no podrían fijarse sin tener en cuenta estas externalidades.⁴³

Los cargos por uso se basan solamente en los cambios esperados en el uso de la red y deberían ser proporcionales a los beneficios resultantes de la expansión de la capacidad tales como la reducción en las pérdidas, la eliminación de las externalidades de costos negativas, la integración de mercados y la reducción en el precio variable de la electricidad cuando debido a las líneas de transmisión se pueden conectar puntos donde el costo de generación es más barato.⁴⁴ En todo caso, la existencia de cargos adicionales por el uso de las líneas debería ponderarse con la definición de obligaciones financieras para los transmisores en caso de reducción en la calidad del servicio o indisponibilidad, pues en estos casos la regulación estipula que sólo los activos de conexión deben pagar por la generación dejada de conectar; igualmente, vale recordar que las congestiones o restricciones en las líneas de transmisión se han debido fundamentalmente a eventos de fuerza mayor.

43 A partir de la asignación de derechos de propiedad sobre la utilización de las líneas se están aplicando mecanismos de mercado para mejorar la confiabilidad del sistema. Básicamente se transan derechos de propiedad entre todos los usuarios y el operador del sistema sobre el uso de estas líneas. El pago de derechos incluye el valor de una prima por confiabilidad que el operador recauda y utiliza para mantener las líneas disponibles. En caso de fallas en la capacidad de transmisión el operador se verá obligado a compensar financieramente a los usuarios a quienes no se les suministre el servicio como está estipulado en los derechos (Véase: Tobón y López, 2001).

44 También hay efectos externos negativos de la integración de mercados, cuando las líneas se interconectan a zonas de demanda alta pero de bajos ingresos y los comercializadores tienen la obligación de abastecerlas.

Ante la posibilidad de que la estructura del sector se mantenga o se fortalezca la participación de la firma ocupante, se debería seguir utilizando la señal que provee las restricciones para la ampliación de la capacidad, así como estimar los costos incrementales de acuerdo con costos de referencia internacionales. Aunque la tasa de retorno al capital invertido actual, combinada con la reducción en la valoración de los activos debido a estos costos de referencia y la situación de riesgo país, han producido una reducción en el retorno real de la actividad.

Si las autoridades deciden aumentar la tasa de retorno del sector, esta se debería combinar con un esquema de precio techo ($IPP - X$), el cual determina la evolución de los ingresos durante el período regulatorio (cinco o seis años). El factor X indica en qué medida las ganancias en eficiencia, a que estaría incentivada la empresa, se trasladan a los usuarios. El valor de X se fijaría no mediante la participación en las ganancias de productividad sino mediante la participación en los beneficios de la firma, pues se tendrían menos problemas de información que sobre la productividad, y no genera incentivos perversos puesto que de los beneficios depende la valoración de la empresa en el mercado. Este esquema permite la flexibilidad requerida por la empresa para diferenciar tarifas, por ejemplo en el tiempo del día.

En cuanto a las dificultades de orden estructural no son claros los beneficios de independizar las actividades de transmisión y coordinación, de las otras. Se debe destacar que para atender las restricciones crecientes, la mayoría a causa de las voladuras de torres, no se han distorsionado las asignaciones de generaciones de seguridad para favorecer a los agentes que tienen integración con ISA; estas restricciones han afectado significativamente los intereses de los generadores públicos favoreciendo a los privados. Aunque también son claras las dificultades del mercado mayorista en coadyuvar a establecer si realmente se han presentado abusos de poder de mercado por parte de los generadores.

Por último, son altamente preocupantes los problemas financieros de los usuarios de la transmisión, en cuanto a las dificultades en el pago de contratos de compra de energía térmica (incentivos para fomentar la inversión en generación), desfases entre los pagos en el mercado mayorista y su recuperación de los usuarios, carteras vencidas de entidades oficiales e insostenibilidad de clientes, subsidios insuficientes y demoras en su pago, problemas de corrupción en las distribuidoras, aumento de los pagos por generaciones de seguridad y no disminución de las pérdidas a los niveles estipulados en la regulación, que son manifiestos en las presiones actuales de los agentes para aumentar la tasa de rentabilidad de estas actividades para el próximo período regulatorio (Resolución 159 de 2001).

Bibliografía

- ARBELÁEZ, Luis Enrique y BARRIENTOS Carlos Fernando (2001), *Entrevista*, asesores de la Creg, Bogotá, agosto.
- ARCE, María Liliana, SEPULVEDA, Yisel y GARCÍA, Yaneth (2000), «Reestructuración del sector eléctrico colombiano y su efecto en el sistema de precios», Memoria de Grado, Economía, Departamento de Economía, Universidad de Antioquia.
- ARMSTRONG, Mark, COWAN, Simon y VICKERS, John (1994), *Regulatory Reforms: Economic Analysis and British Experience*, London, Mit Press.
- AYALA, Ulpiano y MILLÁN, Jaime (2002), *La sostenibilidad de la reforma del sector eléctrico en Colombia*, Bogotá, Fedesarrollo.
- BRAEUTIGAN, R. (1989), "Optimal policies for natural monopolies", en Schmalensee R. and Willig R., eds., *Handbook of Industrial Organization*, North Holland, cap 23.
- CARDONA, Diana y TAMAYO, Mery (2001), "Regulación de las telecomunicaciones en Colombia. La telefonía a larga distancia y su relación con las redes locales". Tesis de Grado, Maestría en Economía, Universidad de Antioquia.
- CASTILLO, Gustavo y GALEANO, Didiana (2001), "La desintegración vertical de la industria eléctrica colombiana: el problema de la coordinación óptima del sistema", Memoria de Grado, Economía, Departamento de Economía, Universidad de Antioquia.
- CHAO, Hung Po y HUNTINGTON Hillard (1998), "Introduction: Economic and Technological Principles in Designing Power Markets", in H.P. Chao and H. Huntington, eds., *Designing Competitive Electricity Markets*, Kluwer Academic Publishers, pp. 33-62.
- COMISIÓN de Regulación de Energía y Gas -Creg-, estadísticas, [base de datos en Internet], Creg, <http://www.creg.gov.co>, acceso agosto 12 de 2002.
- COMISIÓN de Regulación de Energía y Gas -Creg-. Resoluciones 001 y 002 de 1994. 012, 024 y 035 de 1995. 011, 058, 099, 126 y 128 de 1996. 008, 218 y 233 de 1997. 051, 058, 126, 130, 128 y 218 de 1998. 001, 002, 004, 026, 043, 055 y 094 de 1999. 061 062, 063, 103 y 106 de 2000. 021, 022, 034, 038, 041, 061, 093, 094, 096, 099 y 159 de 2001, y 053 de 2002, Santa Fe de Bogotá.
- COMITÉ de Integración Eléctrica Regional -Cier-, estadísticas, [base de datos en Internet], Cier, <http://www.cier.uv>, acceso agosto 9 de 2002.
- CORREDOR, Germán (1999), *Colombia: energía y desarrollo*, IV Conferencia en Análisis Energético, Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- CORREDOR P. H. et al. (1995), "Cargos por uso de la red de transmisión: elementos de decisión en el planeamiento de la expansión", *Revista Energética*, 15.
- DEPARTAMENTO Nacional de Planeación -DNP-, estadísticas, [base de datos en Internet], www.dnp.gov.co/03PROD/biblioteca/Estudios, acceso agosto 2 de 2002.
- GÓMEZ, Manuel José (2001), *Entrevista*, Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, Bogotá, agosto.
- _____. (2001), "Competencia ex ante por el acceso a la actividad de transmisión de energía eléctrica: evaluación del caso colombiano", Tesis de Grado, Maestría en Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Colombia.
- HOGAN, William (1998), "Nodes and Zones in Electricity Markets: seeking Simplified Congestion Pricing", en H.P. Chao and H. Huntington, eds., *Designing competitive electricity markets*, Kluwer Academic Publishers, pp. 33-62.

- INTERCONEXIÓN Eléctrica S.A. -ISA-, estadísticas, [base de datos en Internet], ISA, www.cnd.isa.com.co/publicok/sic/comercial, acceso 9 de septiembre de 2002.
- _____. 1995-2002, *Informes de operación comercial*. Medellín.
- _____. 1998-1999, *Análisis del mercado mayorista de electricidad en Colombia*, Medellín.
- JOSKOW, J. (1997), "Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector", *The Journal of Economic Perspectives*, 11, 3, pp. 119-138.
- LASHERAS, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, Barcelona, Ariel.
- MILLÁN, Jaime (2001), *La sostenibilidad de las reformas en el sector eléctrico*, BID, Agosto.
- REPÚBLICA de Colombia, Ley 143 de 1994, *que regula el servicio público de electricidad en Colombia*.
- ROJAS, Fernando y FRANCO, Pablo (1997), "Metodología de cargos por uso del sistema de transmisión nacional", *Revista Técnica*, 5.
- RUDNICK, Hugh (2000), "Planificación y expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos", Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- SMITH, Ricardo (1999), *Expansión de la energía eléctrica en un ambiente de mercado*, IV Conferencia en Análisis Energético, Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- TOBÓN, David y LÓPEZ, Gustavo (2001), "Mecanismos de precios para mejorar la confiabilidad del mercado de generación de electricidad en Colombia", Centro de Investigaciones Económicas -CIE-, Universidad de Antioquia.
- TORRES, Clemencia (1995), "Regulatory Schemes and Investing Behavior in Transmission of Electricity: the Case of Argentina", *Revista de análisis económico*, 10, 2.
- UNIDAD de Planeación Minero Energética -Upme-. *Plan de expansión de referencia 2000*, Santa fe de Bogotá.
- _____. Estadísticas [base de datos en Internet], Upme, www.upme.gov.co/energia/e-elect, acceso 2 de septiembre de 2002.

Anexo. Glosario de abreviaturas, acrónimos y siglas

Aom:	Administración, operación y mantenimiento.
Bom:	Building, operating and maintaining.
Capt:	Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión.
Cens:	Centrales Eléctricas del Norte de Santander.
Chb:	Central Hidroeléctrica de Bogotá
Chec:	Central Hidroeléctrica de Caldas.
Cnd:	Centro Nacional de Despacho.
Cno:	Concejo Nacional de Planeación.
Cier:	Comité de Integración Eléctrica Regional.
Corelca:	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.
Creg:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
Cur:	Costo unitario de referencia.
Distasa:	Transportadora de Energía S.A.
Eade:	Empresa de Energía de Antioquia.
Ebsa:	Empresa de Energía de Boyacá.
Eeb:	Empresa de Energía de Bogotá.
Eepm:	Empresas Públicas de Medellín.
Epsa:	Empresa de Energía del Pacífico.
Essa:	Electrificadora de Santander.
Feisa:	Fondo de empleados de ISA.
Fen:	Financiera Eléctrica Nacional.
KW:	Kilovatio.
KWh:	Kilovatio hora.
GW:	Gigavatio.
GWh:	Gigavatio-hora.
Ipp:	Índice de precios al productor.
ISA:	Interconexión Eléctrica S.A..
Isagen:	Interconexión Eléctrica S.A. Generación.
Mem:	Mercado de energía mayorista.
MW:	Megavatio.
MWh:	Megavatio-hora.
Odinsa:	Organización de Ingeniería Internacional S.A.
Ppa:	Power price agreement (Contratos de compra de energía térmica).
Ppi:	Índice de precios al productor para Estados Unidos, correspondiente a los bienes de capital.
Pesos/GWh:	Pesos por Gigavatio-hora.



Pesos/KWh:	Pesos por Kilovatio-hora.
Sin:	Sistema interconectado nacional.
Stn:	Sistema de transmisión nacional.
Tc:	Tasa de cambio.
Tebsa:	Termoeléctrica de Barranquilla S.A..
Transelca:	Transportadora eléctrica de la Costa Atlántica.
Upme:	Unidad de Planeación Minero–Energética del Ministerio de Minas, Colombia.
X:	Factor de crecimiento en los ingresos para el esquema de precios techo.